

Nätutvecklingsplan

Ulricehamn Energi Elnät AB
2025 - 2034



Ändringsförteckning

Ver	Datum	Ändringsbeskrivning	Granskad	Godkänd av
1.0	2024-09-10	Första utgåva	Gabriel Broman	Marcus Pirsko

Sweco Sverige AB
Uppdrag
Kund
Upprättad av

556767-9849
Nätutvecklingsplan 2024
Ulricehamn Energi Elnät AB
Gabriel Broman
Sara Ericson
Johan Niklasson
2024-09-10
Nätutvecklingsplan_UEEAB_final

Datum
Dokumentreferens

Innehållsförteckning

1	Ulricehamns Energi Elnät AB	5
1.1	Företaget	5
1.2	Elnätsverksamhet	5
1.3	Översiktskarta	7
2	Överföringsbehov	8
2.1	Prognosarbete	8
2.1.1	Nuläge	9
2.1.2	Generell lasttillväxt och punktlaster	12
2.1.3	Elektrifiering av vägtrafik	12
2.1.4	Distribuerad elproduktion	12
2.1.5	Relevanta prognoser och planer	18
2.1.6	Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet	21
2.2	Kapacitetsbehov 2025–2034	22
2.2.1	Behovsförändringar 2025–2034	24
2.3	Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	25
2.3.1	Nuvarande kapacitetsbegränsningar	25
2.3.2	Nuvarande användning av flexibilitetstjänster eller andra resurser	25
2.3.3	Förväntade kapacitetsbegränsningar 2025–2034	25
3	Planerade investeringar och alternativa lösningar	26
3.1	Åtgärdsplanering	26
3.1.1	Redogörelse för valet av investeringar	26
3.1.2	Redogörelse av det mest kostnadseffektiva alternativet	26
3.2	Planerade investeringar	27
3.2.1	Kompletterande information om planerade investeringar	27
3.3	Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	27
3.3.1	Förväntat Behov	27
3.3.2	Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna	30
3.3.3	Omdirigering	31
4	Tillräcklighetsbedömning	32

Bakgrund

Nätutvecklingsplaner ska skapa transparens vad gäller de flexibilitetstjänster som behövs på medellång och lång sikt och ange planerade investeringar under de kommande fem till tio åren, med särskild tonvikt på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny förbrukning, inklusive laddstationer för elfordon.¹ Detta för att underlätta integreringen av anläggningar som producerar el från förnybara energikällor, främja utvecklingen av energilagringsanläggningar och elektrifieringen av transportsektorn.²

Nätutvecklingsplanen skall baseras på Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätutvecklingsplaner, EIFS 2024:1. För att ge stöd och harmonisera innehållet i nätutvecklingsplanerna för perioden 2025-2034 har Energimarknadsinspektionen även tagit fram ett vägledande dokument.³ En viktig del i nätutvecklingsplanerna handlar om att prognostisera framtida lasttillväxt i nätområdet, där hämtas stöd i den lathund för effektprognoser som tagits fram genom Energiforsk "Effektprognos- en lathund för lokalnätbolag".⁴

¹ Artikel 32.3 Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/27/EU av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el (elmarknadsdirektivet).

² Skäl 61 samt artikel 32.3 och 32.4 i elmarknadsdirektivet.

³ Energimarknadsinspektionen, 2024, Vägledning för upprättande av nätutvecklingsplaner inför inrapportering avseende 2025-2034 enligt EIFS 2024:1.

⁴ 2024:1006, Energiforsk, 2024, Effektprognos-En lathund för lokalnätbolag.

1 Ulricehamns Energi Elnät AB

I detta avsnitt presenteras uppgifter om företaget och företagets elnät.

1.1 Företaget

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	Ulricehamn Energi Elnät AB
Organisationsnummer	559425-3659
Kontaktperson(er)	Marcus Pirsko
E-post	marcus.pirsko@ueab.se
Telefonnummer	0321 53 33 14
Bilagor	Inga bilagor.
Kartbilagor	Inga kartbilagor.

1.2 Elnätsverksamhet

Ulricehamns Energi Elnät AB (i fortsättningen UEEAB) är ett lokalt energibolag som är ett dotterbolag till Ulricehamns Energi AB som ägs av Ulricehamns kommun. UEEABs elnätsområde inkluderar Ulricehamns stad och de nordvästra delarna av Ulricehamns kommun. Nätområdet består av lokalnät med både stads- och landsbygdsnät.

Försörjningen sker via inmatning från Vattenfall Eldistributions 130/40 kV regionnätstation till ett antal fördelningsstationer med olika ägarförhållanden. I stadsnätet är 40/10 kV stationerna Vistaholm och Vist industri helägda av UEEAB, och utgör delområde "Ulricehamn", medan företaget endast äger

utmatningen på 10 kV i landsbygdsstationerna Hällstad och Hökerum. Nätföretaget har inga relevanta gränspunkter till andra nätföretag utöver detta.

Företaget har i dagsläget ca 9 000 aktiva leveranspunkter, varav 6 900 är i Ulricehamn tätort. Det motsvarar ca. 8 000 elnätskunder, varav den stora merparten är anslutna på lågspänning. Ca. 6 000 av elnätskunderna finns inom Ulricehamns stad.

Utöver dessa stationer äger UEEAB stationen Markuslyckan (40/10 kV) som endast används för reservmatning till 10 kV-nätet och som kan komma att avvecklas inom överskådlig framtid, den kommer därför inte räknas in som ett delområde i denna nätutvecklingsplan.

Delområden

Elnätet har delats in i tre delområden. Samtliga delområden ligger i Ulricehamns kommun i Västra Götalands län. UEEABs elnätsområde inkluderar Ulricehamns stad och de nordvästra delarna av Ulricehamns kommun. Nätområdet består av lokalnät både stads- och landsbygdsnät. Områdena är indelade efter abonnemang mot överliggande nät. Ulricehamn innefattar stadsnätet och anslutningspunkten Ulricehamn. De andra två områdena Hökerum och Hällstad är två områden med landsbygdsnät och mindre serviceorter med två separata anslutningspunkter mot överliggande nät.

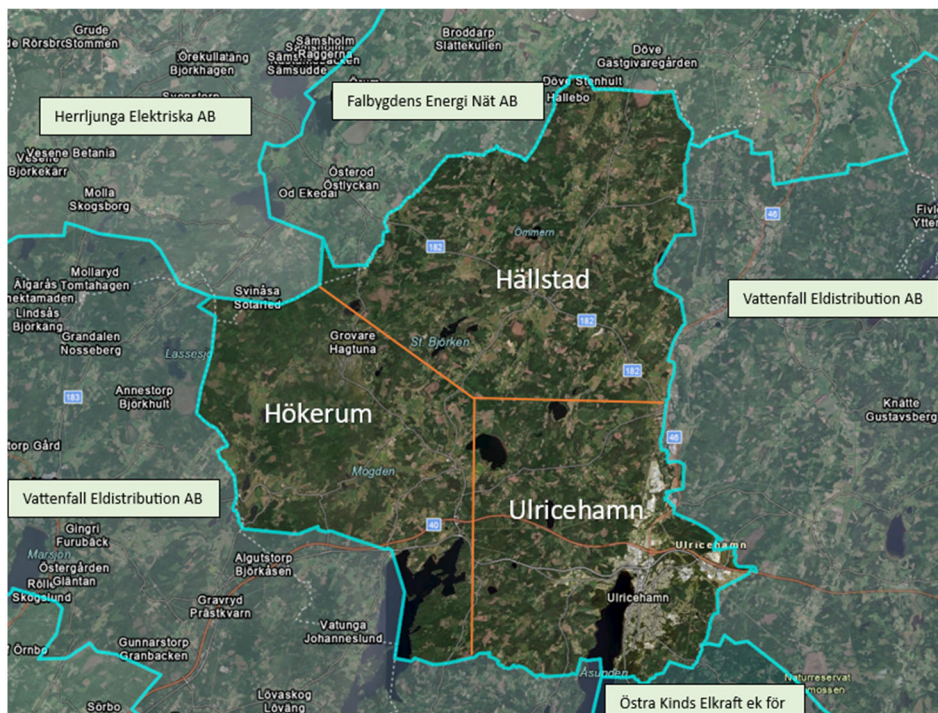
Abonnemang mot överliggande nät

Tabell 2. Uttagsabonnemang mot överliggande regionnät.

Anslutningspunkt	Delområde	Beskrivning	Abonnerad effekt (uttag) [MW]	Försörjer
Ulricehamn	Ulricehamn	40/10 kV	39	Ulricehamn tätort
Hökerum	Hökerum	10 kV	5	Sydvästra landsbygdsnätet.
Hällstad	Hällstad	10 kV	2,3	Nordvästra landsbygdsnätet
Markuslyckan	Ulricehamn (Räknas ej som eget delområde i nätutvecklingsplanen).	10 kV	2	Reservmatning stadsnät.

1.3 Översiktskarta

UEEAB är ett lokalnätsföretag och bedriver sin elnätsverksamhet inom koncessionsområdet som visas i Figur 1. Området inkluderar Ulricehamns stad och de nordvästra delarna av Ulricehamns kommun. Kommunen ligger i Västra Götalands län. Koncessionsområdet är indelat i tre delområden, Ulricehamn innefattar tätorten med omnejd, Hökerum den nordvästra delen av koncessionsområdet och Hällstad den norra delen av koncessionsområdet.



Figur 1 Karta över det geografiska område där UEEAB bedriver sin nätverksamhet. Angränsande distributionsnätsföretag är namngivna och markerade med ett semitransparent lager. De tre olika delområdena Ulricehamn, Hökerum och Hällstad är markerade. Källa: karta skapad av UEEAB med kartmaterial från Lantmäteriet.

2 Överföringsbehov

I det här avsnittet presenteras UEEABs prognos över förväntat överföringsbehov för elproduktion och elanvändning inom deras nätområde. Prognosen utgår från den utveckling som företaget anser är mest trolig. Inledningsvis redogörs för företagets arbete med att ta fram prognosen. I avsnittet redovisas även en analys av systemets nuvarande förmåga att möta det prognostiserade behovet av överföringskapacitet.

2.1 Prognosarbete

Nedan redogörs för hur företaget har tagit fram sin prognos för behov av överföringskapacitet i elnätet.

Arbetsprocessen kan sammanfattas genom att nuvarande belastningssituation har analyserats med utgångspunkt från uppmätt belastningsdata från UEEABs mottagnings- och fördelningsstationer. Genom att använda den timupplösta belastningsdata för respektive fördelningsstation, har en dygnsprofil och ett temperaturberoende tagits fram. Utifrån den temperaturberoende lasten har det maximala effektbehovet estimerats utifrån en tioårsvinter, i SE3 definierat som en 3-dygnmedeltemperatu om -15 °C . Då sådana temperaturer varit sällsynta under perioden med mätdata har lasten extrapolerats i de fall ett tydligt temperaturberoende kunnat utläsas.

Sedan har belastningsutvecklingen prognostiserats utifrån den kommunala översiktsplanen och den befolkningsprognos som är framtagen av Ulricehamns kommun. Utöver detta har separata prognoser för elektrifiering av vägtrafik adderats⁵. Tillkommande last har adderats med förbrukningsprofiler för att inkludera sammanlagring i prognosen.

Även befintlig och framtida produktion har beaktats i denna nätutvecklingsplan. Utifrån detta har tillräckligheten i den befintliga nätinfrastrukturen bedömts, samt behovet av flexibilitetstjänster. Belastningsnivåer och flaskhalsar hos enskilda, 10 kV-radialer, nätstationer samt lågspänningsnät har som regel inte beaktats för att utvärdera framtida kapacitetsbehov.

Prognosarbetets olika steg beskrivs mer ingående nedan.

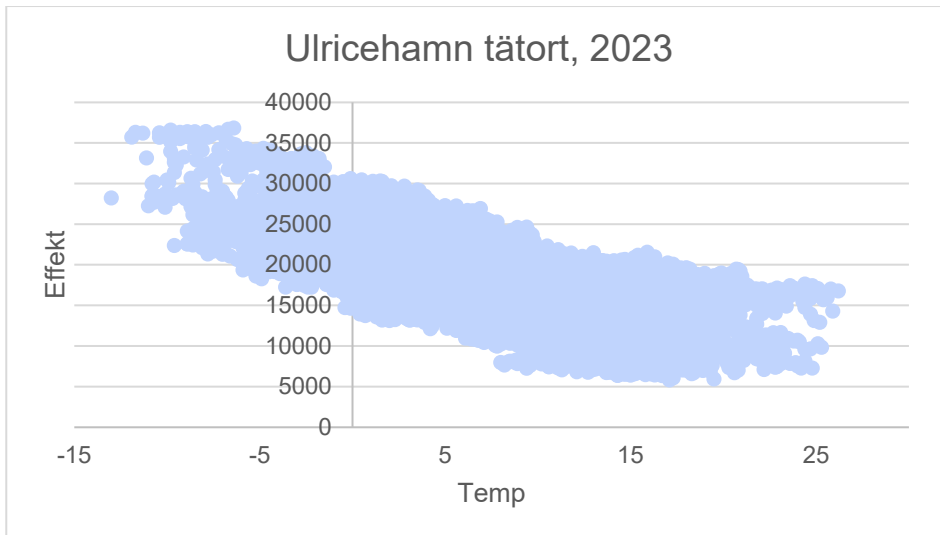
⁵ RISE Rapport 2023:127, J. Rogstadius, Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur.

2.1.1 Nuläge

En nulägesanalys har utförts för varje delområde.

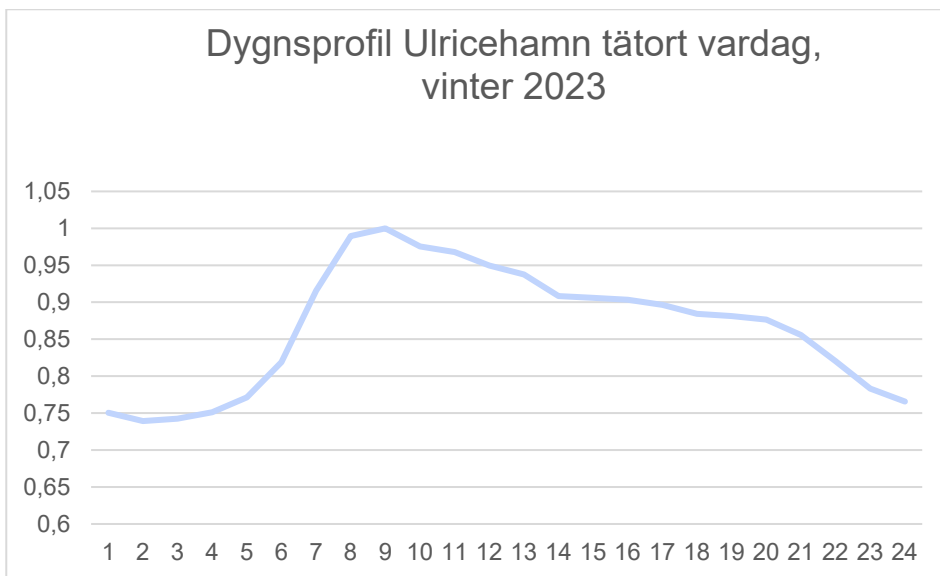
Ulricehamn tätort

Temperaturberoende last i Ulricehamn tätort visas i figur 2. Genom att extrapolera den temperaturberoende lasten till -15 grader uppskattas topplasten vid en tioårsvinter till 41,3 MW.



Figur 2 Lastens temperaturberoende för Ulricehamn tätort.

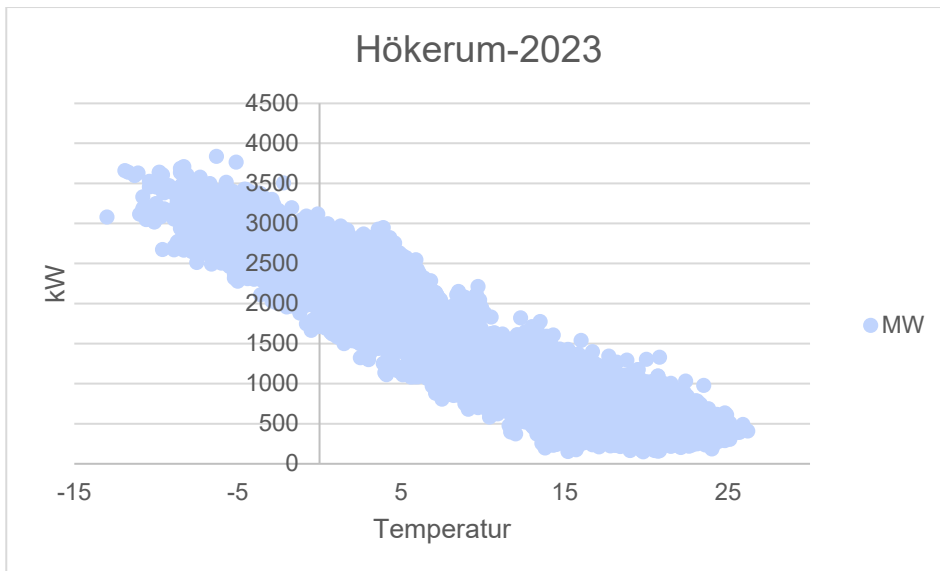
Dygnprofilen för en vardag under höglastperiod har tagits fram genom att normera medelvärdet för varje timme under ett antal dygn under ett antal representativa vinterdagar. Se figur 3. I Ulricehamns tätort värms framförallt större fastigheter till stor del upp av fjärrvärme.



Figur 3 Dygnprofil Ulricehamn tätort, vardag, år 2023.

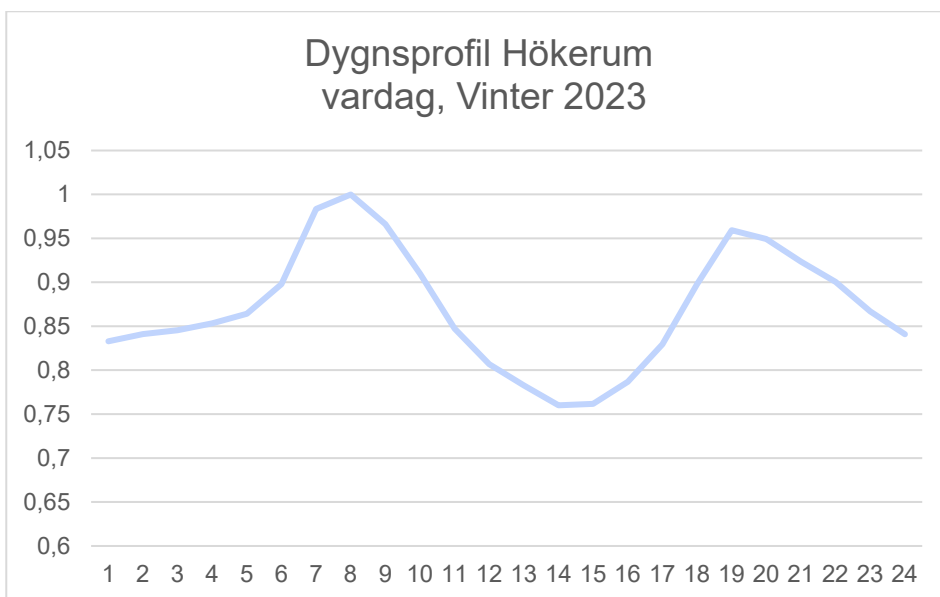
Hökerum

Temperaturberoende last i Hökerum visas i figur 4. Genom att extrapolera den temperaturberoende lasten till -15 grader uppskattas topplasten vid en tioårsvinter till 4,3 MW.



Figur 4 Lastens temperaturberoende för Hökerum.

Dygnsprofilen för en vardag under höglastperiod har tagits fram genom att normera medelvärdet för varje timme under ett antal dygn under ett antal representativa vinterdagar. Se figur 5. Dygnsprofilen är karakteristisk för last som till stor del utgörs av bostäder, med tydliga belastningstoppar morgon och kväll.

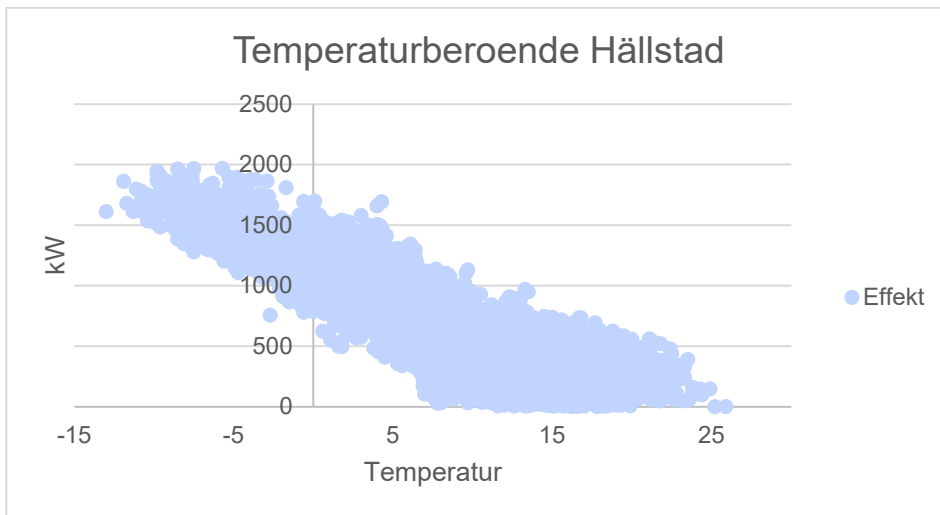


Figur 5 Dygnsprofil Hökerum

Hällstad

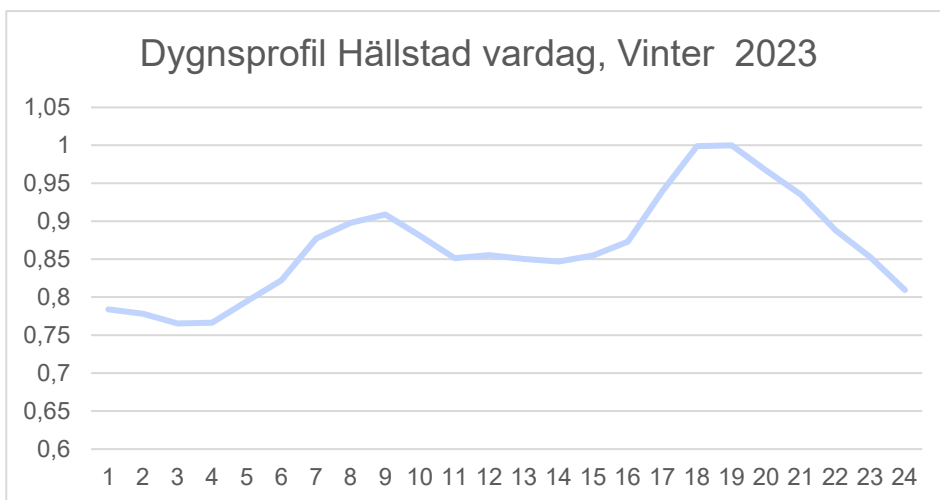
Temperaturberoende last i Hällstad visas i figur 6. Genom att extrapolera den temperaturberoende lasten till -15 grader uppskattas topplasten vid en tioårsvinter till 2,3 MW.

I grafen kan man även notera flera nollvärden. Detta är en effekt av situationer med produktion i nätet.



Figur 6 Lastens temperaturberoende för Hällstad.

Dygnsprofilen för en vardag under höglastperiod har tagits fram genom att normera medelvärdet för varje timme under ett antal dygn under ett antal representativa vinterdagar. Se figur 7. Dygnsprofilen är karakteristisk för last som till stor del utgörs av bostäder, med tydliga belastningstoppar morgon och kväll. Därför kan det antas att lasten till stor del består av bostäder med relativt få industrier och verksamheter.



Figur 7 Dygnsprofil Hällstad

2.1.2 Generell lasttillväxt och punktlaster

Generell lasttillväxt har uppskattats med hjälp av Ulricehamns Översiktsplan 2040, kommunens befolkningsprognos och kommunens prognos för nybyggnation. De kommunala utvecklingsplanerna beskrivs mer utförligt i 2.1.5.

Tillkommande last har uppskattats med utgångspunkt från effektbehov och uttagsmönster hos befintlig last, och observerad sammanlagring mellan olika typer av nätkunder. En relativt stor andel av den prognostiserade belastningsutvecklingen förväntas ske i ett nytt verksamhetsområde i de östra delarna av staden. Verksamhetsområdet förväntas bidra med ett effektbehov på 5 MW till år 2027 och ytterligare 2 MW år 2029.

2.1.3 Elektrifiering av vägtrafik

Elektrifierad vägtrafik är en stark och tydlig trend som kan komma att driva lastutvecklingen både långt ner i lokalnäten och på högre nätnivåer som regionnät beroende på hur väl laststyrning kommer att implementeras. I denna rapport har elektrifieringens bidrag till lastutvecklingen baserats på en rapport från RISE.⁶

Tabell 3 Tillkommande last från elektrifierad trafik

År	Topplast, (MWh/h)	Andel elbilar	Andel tunga lastbilar & bussar	Andel lätta lastbilar
2025 utan lastbalansering	1,6	10%	0%	5%
2030 utan lastbalansering	5,1	30%	5%	20%
2030 med lastbalansering	3,8	30%	5%	20%
2035 med lastbalansering	7,9	60%	25%	45%

2.1.4 Distribuerad elproduktion

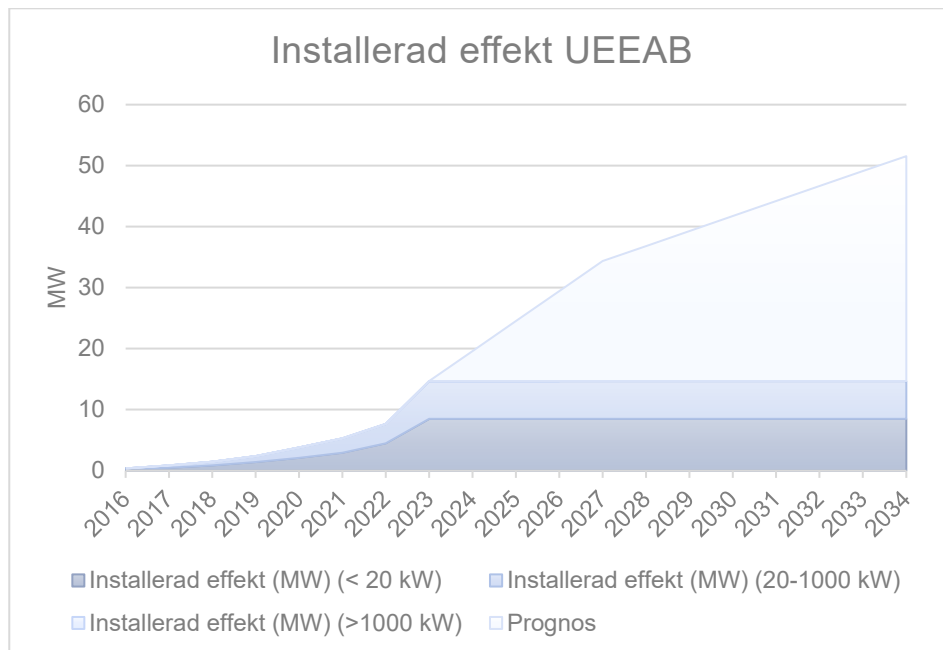
En ökad andel distribuerad elproduktion är en tydlig trend och ett faktum som behöver hanteras av lokalnäten när gamla sanningar om flödesriktning och sammanlagring utmanas. Den långsiktiga trenden är svår att sia om då den fortsatta utbyggnaden och inmatningen i lokalnäten beror på ett flertal faktorer som elpris, pris på solceller och vilka stöd som finns.

Baserat på historiska data för Ulricehamns kommun och prognostiserad utveckling av solelsproduktionen har en övergripande prognos gjorts. Utifrån Energimyndighetens prognos förväntas solelsproduktionen öka med 450% från 2022 till 2027.⁷ Skulle utvecklingstakten 2027–2034 bromsa in till hälften (i absoluta tal) innebär det en ökad produktion om 680 % från 2022 års nivåer. Detta ger då en installerad effekt om ca 52 MW i UEEABs nätområde. I figur 11 visualiseras denna utvecklingstakt.

⁶ RISE Rapport 2023:127, J. Rogstadius, Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur.

⁷ Energimyndigheten, 2024, Kortsiktsprognos vinter 2024

Under arbetets gång har även UEEAB gjort en prognos som visar på stor skillnad i utvecklingstakt utifrån olika antaganden där de högre scenarierna ligger i linje med energimyndighetens. Det viktiga i detta skede är dock inte att prognostisera den exakta utvecklingstakten, det är att belysa att detta är något som behöver hanteras i lokal-, region och transmissionsnät.

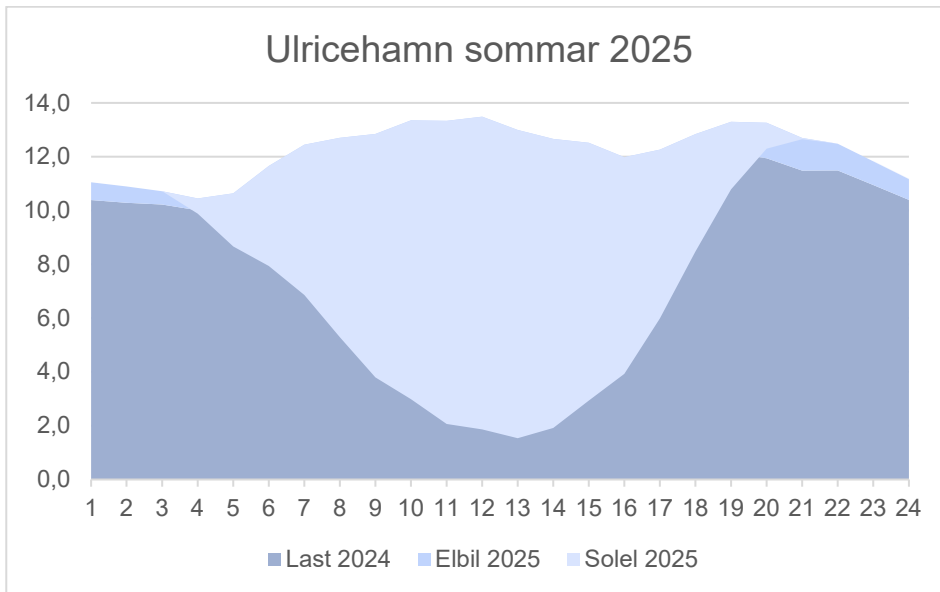


Figur 8 Total prognosticerad installerad effekt av solceller i Ulricehamns Energi Elnät AB.

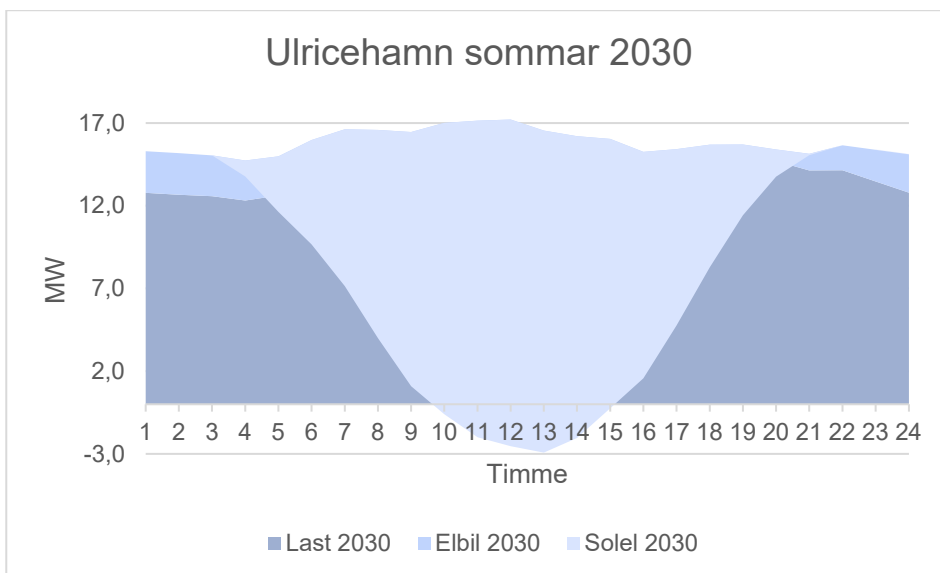
Nedan visas hur en sådan produktionsutveckling skulle påverka respektive områdes lastflöde. I figurerna nedan visualiseras solelsproduktionen i förhållande till lasten. Påverkan från elbilsaddning visar en möjlig effektminskning av lasten.

Ulricehamn

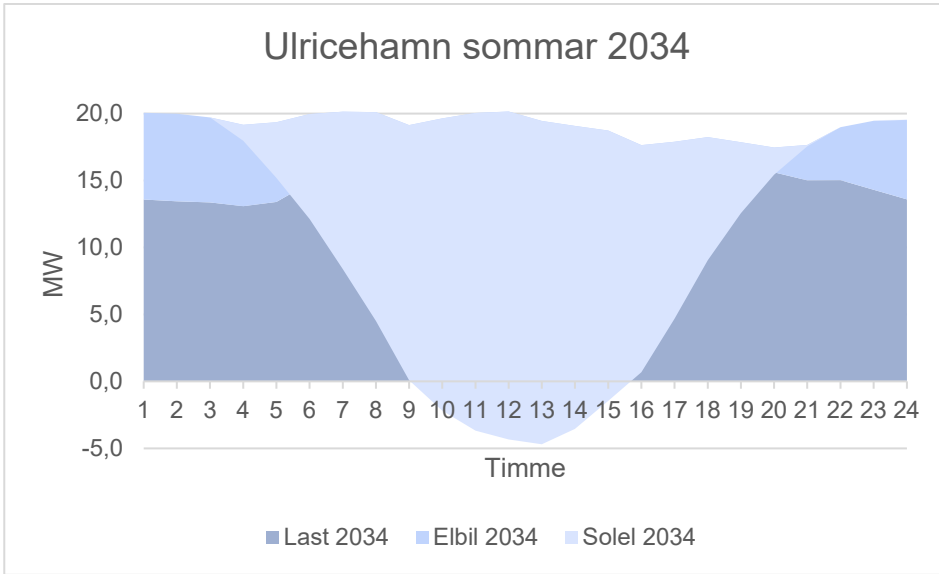
I de följande tre figurerna visas estimerade lastprofiler för en sommardag med hög solesproduktion för Ulricehamn tätort för åren 2025, 2030 och 2034.



Figur 9 Produktionsprofil Ulricehamn 2025



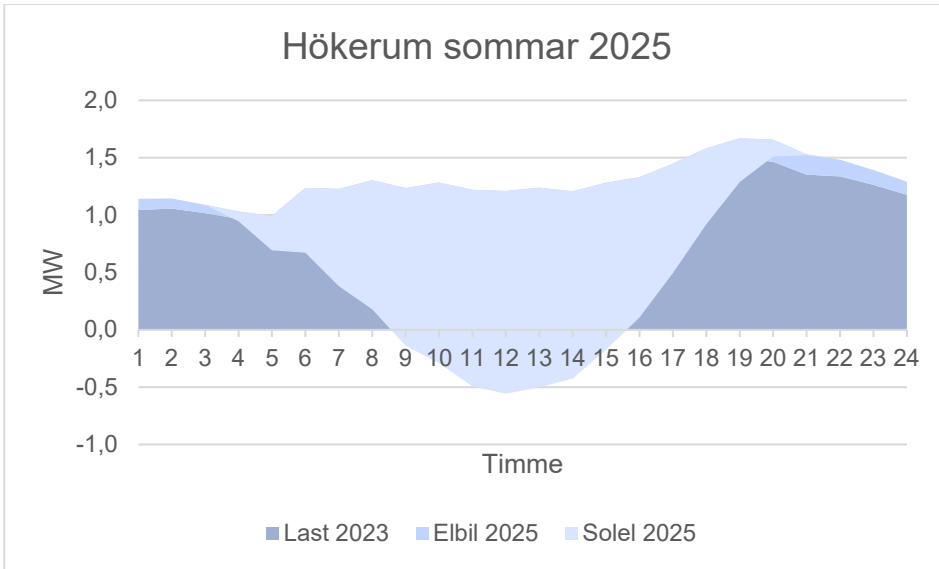
Figur 10 Produktionsprofil Ulricehamn 2030



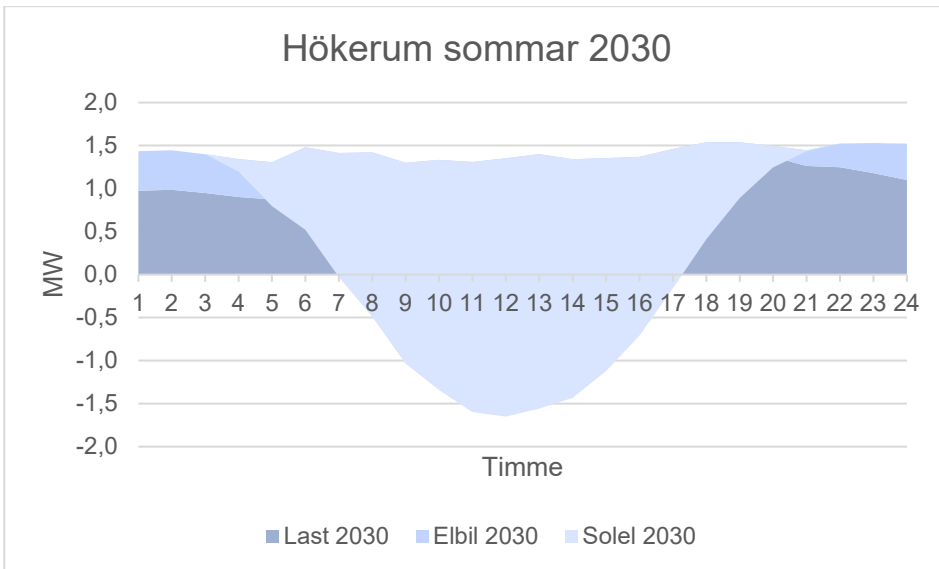
Figur 11 Produktionsprofil Ulricehamn 2034

Hökerum

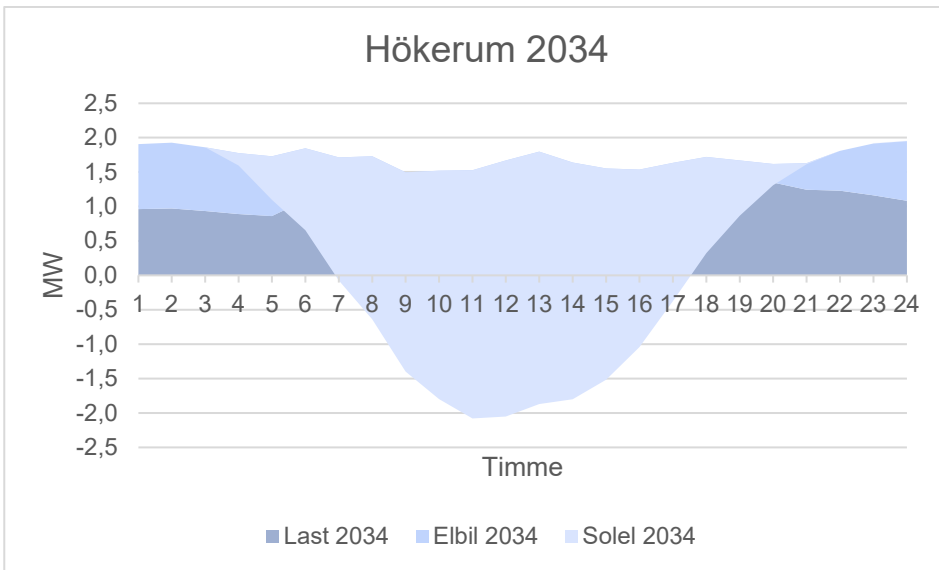
I de följande tre figurerna visas estimerade lastprofiler för en sommardag med hög solesproduktion för Hökerum för åren 2025, 2030 och 2034.



Figur 12 Produktionsprofil Hökerum 2025



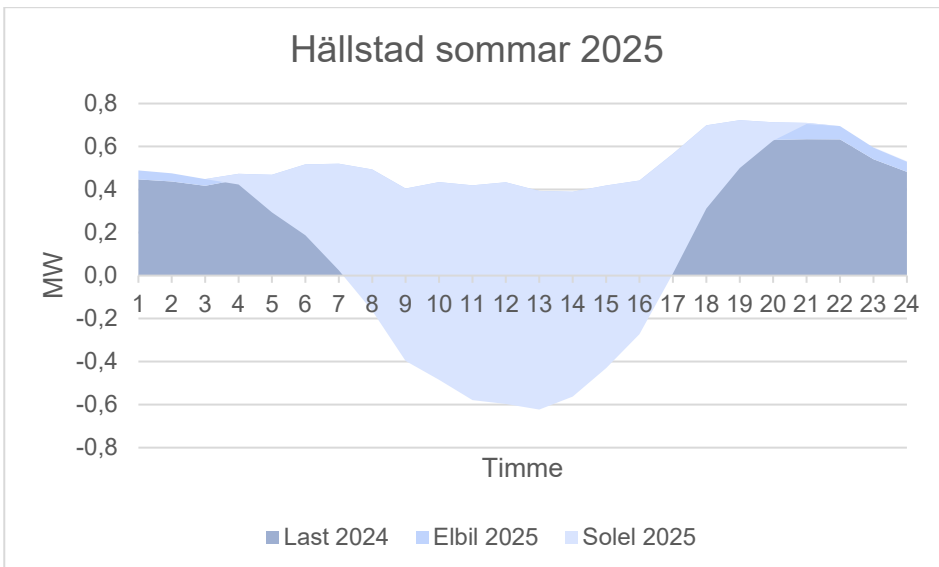
Figur 13 Produktionsprofil Hökerum 2030



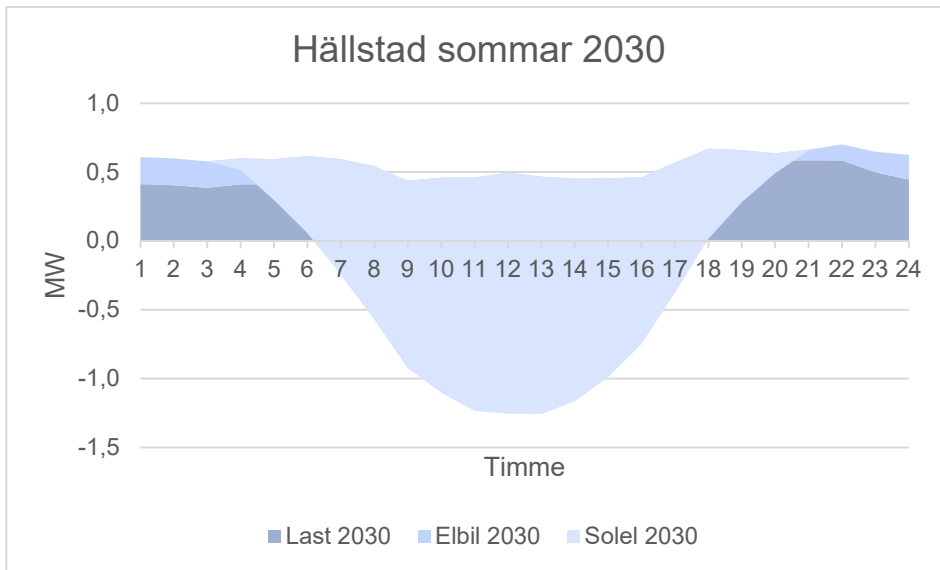
Figur 14 Produktionsprofil Hökerum 2034

Hällstad

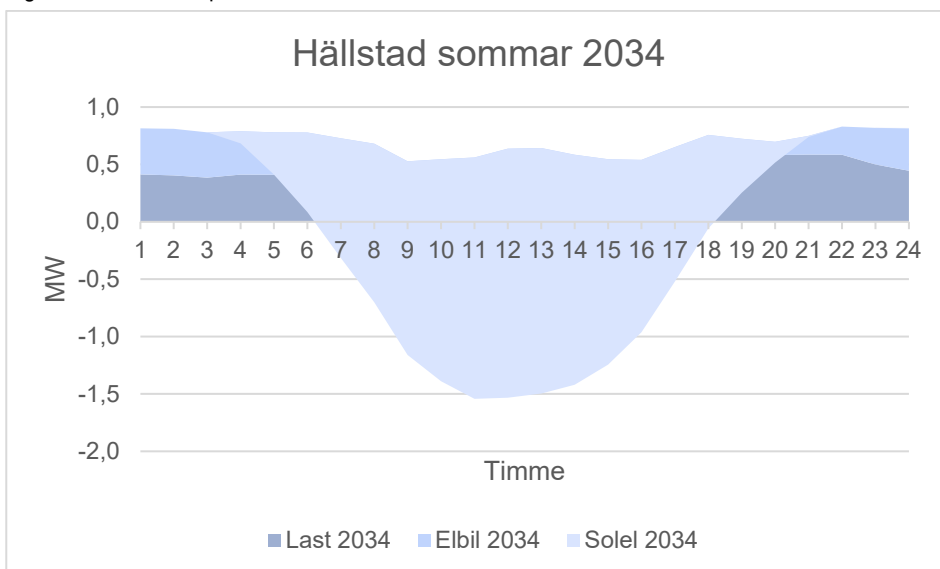
I de följande tre figurerna visas estimerade lastprofiler för en sommardag med hög solesproduktionen för Hällstad för åren 2025, 2030 och 2034.



Figur 15 Produktionsprofil Hällstad 2025



Figur 16 Produktionsprofil Hällstad 2030



Figur 17 Produktionsprofil Hällstad 2034

2.1.5 Relevanta prognoser och planer

Följande avsnitt beskriver hur relevanta planer från kommuner, regioner och länsstyrelser har beaktats samt hur den långsiktiga förväntade utvecklingen av det svenska energisystemet har beaktats i prognosarbetet.

Generell lasttillväxt exklusive elfordon har uppskattats med hjälp av kommunens utvecklingsplaner i Översiktsplan Ulricehamn 2040 och kommunens befolknings- och nybyggnationsprognos, dessa beskrivs mer ingående nedan.

För att ta hänsyn till nationella och regionala mål har även litteraturstudier gjorts och intervjuer utförts med de olika aktörerna. Med Ulricehamns kommun diskuterades relevanta prognoser och planer på ett möte med tre representanter från kommunen. För Region Västra Götaland, Länsstyrelsen

Västra Götaland och kommunalförbundet Boråsregionen skedde en skriftlig dialog. Nationella, regionala och kommunala projekt och planer som tagits hänsyn till i prognosarbetet och arbetet med att ta fram en nätutvecklingsplan beskrivs nedan.

Nationella projekt och planer

Enligt Energimyndighetens långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem kan vi redan 2030–2035 se en kraftigt ökad efterfrågan på el. Den ökande efterfrågan ställer höga krav på både mer elproduktion och reinvesteringar i elsystemet.⁸ Till år 2045 uppskattas elbehovet uppgå till 200–340 TWh.⁹

Samtidigt som en ökad efterfrågan på el kräver mer elproduktion sker en omställning till fossilfria energikällor. Sveriges nationella energi- och klimatmål är att Sverige ska ha nettonollutsläpp senast år 2045 där ett etappmål är att elproduktionen ska vara fossilfri år 2040¹⁰.

Regionala projekt och planer

En drivkraft till omställningen nationellt är industrin. I Västra Götaland bedömer näringslivet att en elektrifiering är nödvändig för att länet ska fortsätta vara konkurrenskraftigt¹¹. Länets efterfrågan på el beräknas fördubblas innan 2030. Elproduktionen behöver öka med ytterligare 15–20 TWh för att motsvara länets ökade elanvändning.

I Västra Götalandsregionen finns en Regional energiöverenskommelse med syfte att ytterligare förstärka Kraftsamling Elektrifiering. Energiöverenskommelsen är mellan både Västra Götalandsregionen (i fortsättningen VGR) och fyra kommunalförbund (Skaraborgs kommunalförbund, Fyrbodalsregionen, Göteborgsregionen och Boråsregionen). Ulricehamn är en del av Boråsregionen.

Två satsningar som lyfts på regional nivå av VGR och Länsstyrelsen i Västra Götaland är elektrifiering och en ökad självförsörjandegrad av el från sol- och vindkraft. Länsstyrelsen har som övergripande mål att Västra Götaland ska vara en fossiloberoende region senast 2030.¹²

Västra Götalandsregionen har en regional utvecklingsstrategi *Kraftsamling Elektrifiering* för att tillsammans identifiera och undanröja hinder för omställningen till fossilfri elproduktion och elektrifiering av samhället. I dagsläget importeras 75% av den el som används.¹³ En satsning VGR gör är att de erbjuder stöd till kommuner för att driva på elektrifieringen och öka den fossilfria elproduktionen¹⁴. Stödet från VGR har använts av Boråsregionen som tagit fram en rapport för potentialen för sol- och vindkraftsproduktion för

⁸ ER 2023:07. Energimyndigheten, Scenarier över Sveriges energisystem 2023

⁹ ER 2023:28. Energimyndigheten, Myndighetens gemensam uppföljning av samhällets elektrifiering 2023.

¹⁰ Energimyndigheten. Sveriges Energi och klimatmål. Källa: <https://www.energimyndigheten.se/klimat/klimat/sveriges-energi--och-klimatmal/>

¹¹ ACCEL (samverkansplattform) Västra Götalandsregionen, Länsstyrelsen Västra Götaland och Svenska kraftnät). Framtidens elförsörjning i Västra Götaland.

¹² Länsstyrelsen Västra Götaland, Energi- och klimatomställning. Källa: <https://www.lansstyrelsen.se/vastra-gotaland/miljo-och-vatten/energi--och-klimatomstallning.html>

¹³ Västra Götalandsregionen, Elektrifiering. Källa: <https://www.vgregion.se/regional-utveckling/regional-utvecklingsstrategi/kraftsamlingar/elektrifiering>

¹⁴ Energikontor Väst, Stöd till kommunernas elektrifieringsresa, <https://www.energikontorvast.se/sv/elektrifiering/elektrifieringsresan/>

kommunalförbundet. Ulricehamn, som är en av medlemskommunerna, planerar att använda studien som underlag i arbetet att ta fram en solcellsstrategi.

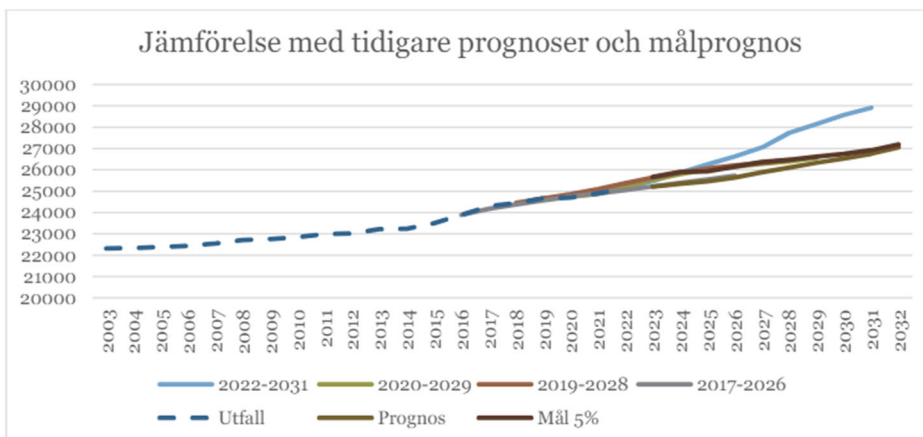
Enligt Västra Götalandsregionen, Länsstyrelsen Västra Götaland och Svenska kraftnät (en samverkansplattform, i fortsättningen nämnt ACCEL) kommer elnätsförstärkningar krävas på lokal-, region- och stamnättnivå för att möta det ökade effektbehovet i Västra Götaland. Planerade stamnätsförstärkningar i Västra Götaland anses dock inte kunna tillgodose det prognostiserade effektbehovet. Dessutom kommer det ta upp till tio år vilket innebär att den önskade effekten i regionen inte heller kan tillgodoses i tid. Det finns andra lösningar som kan ge effekt snabbare.

Effektivisering och användarflexibilitet är lösningar som bedöms öka och vara viktigt för att möjliggöra ytterligare anslutningar.¹⁵ Ökad elproduktion är en tredje lösning där vindkraften förutses öka mest de kommande åren. För att komplettera vindkraftens varierande elproduktion föreslås gasturbiner och ett ökat nyttjande av kraftvärme. Utmaningen med den reglerbara produktionen, exempelvis kraftvärme, är enligt ACCEL att den i dagsläget inte bedöms som kommersiellt lönsam.

Kommunala projekt och planer

För att uppskatta den borgerliga lastutvecklingen har Ulricehamns kommuns befolkningsprognos 2023–2032 använts¹⁶. För att prognostisera lastutvecklingen efter år 2032 har en genomsnittlig årlig befolkningstillväxt under åren 2023 – 2032 antagits.

Den långsiktiga trenden inom Ulricehamns kommun är att invånarantalet ökar. En jämförelse med befolkningsprognosen, tidigare befolkningsprognoser och målbilden för befolkningsutvecklingen återfinns i Figur 18.



Figur 18. Jämförelse av befintlig befolkningsprognos med tidigare prognoser och målbild., källa: Ulricehamn kommuns befolkningsprognos 2023–2032.

Prognosen baseras på kommunens planerade nybyggnation. I kommunens prognos finns det är osäkerhet i hur stor andel av de planerade bostäderna som kommer att realiseras. Bostadsbyggnationen har uppskattats baserat på

¹⁵ ACCEL (samverkansplattform) Västra Götalandsregionen, Länsstyrelsen Västra Götaland och Svenska kraftnät). Framtidens elförsörjning i Västra Götaland.

¹⁶ Ulricehamns kommun, 2023. Befolkningsprognos 2023–2032.

kommunens planerade nybyggnation och tidigare observerat samband mellan bostadsbyggnation och befolkningsökning.

Utöver befolkningsprognosen har en analys av Översiktsplan Ulricehamn 2040¹⁷ och samtal med kommunen använts för att identifiera utvecklingsområden och trender i Ulricehamn. Nya bostadsområden planeras främst inom de norra och södra delarna av Ulricehamns stad. Ett större verksamhetsområde planeras i de östra delarna av staden, Rönnåsen, i närheten av riksväg 40. Av detta nya verksamhetsområde ligger ca. 75% inom UEEABs nätområde, resterande del ligger i Vattenfall Eldistributions område. Inom övriga orter i kommunen är det främst i Hökerum och Timmele som mark finns allokerad för möjlig framtida expansion. Majoriteten av befolkningstillväxten och prognostiserad bebyggelse är planerad i tätorten.

Data från kommunen innehållande nybyggnationsprognos med hänsyn till bygglov och detaljplaner 2024–2034 har använts för att uppskatta en trolig genomförandegrad av den möjliga utbyggnaden i Översiktsplan Ulricehamn 2040.

2.1.6 Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet

Dialoger har skett med regionnätägaren, Vattenfall, under framtagandet av nätutvecklingsplanen. Vattenfall har, i skrivande stund, inte kunnat uttala sig om prognosticerad ledig kapacitet och möjlighet till abonnemangshöjning mer än att de har möjlighet att ansluta en generell borgerlig tillväxt motsvarande en årlig ökning med 2% för inmatning. Samråd med Svenska kraftnät har skett skriftligt genom att skicka information om samråd till registrator@svk.se.

¹⁷ Ulricehamns kommun, Översiktsplan Ulricehamn 2040. Källa: <https://www.ulricehamn.se/trafik-och-samhallsutveckling/samhallsplanering/ulricehamn2040/>

2.2 Kapacitetsbehov 2025–2034

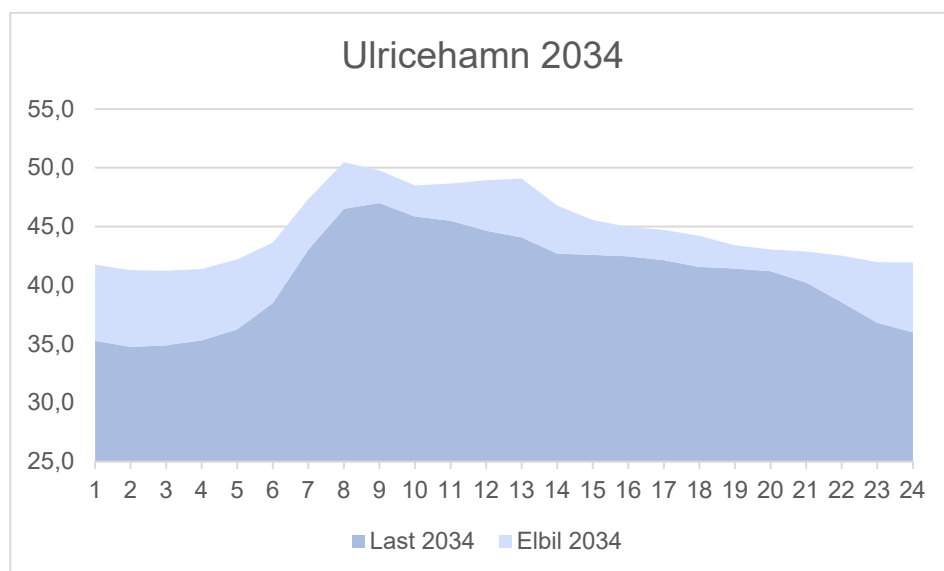
Behovet av Överföringskapacitet är redovisat i Tabell 4. Lastutvecklingen är stabil fram till år 2027 då kapacitetsbehovet i Ulricehamn ökar kraftigt till följd av etableringen av det nya industri- och verksamhetsområdet Rönnåsen.

Tabell 4 Prognos över behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034

Prognos per delområde [MW]			
	Ulricehamn	Hökerum	Hällstad
2025	43,3	4,7	2,4
2026	44,3	4,8	2,4
2027	50,2	4,9	2,4
2028	51,3	4,9	2,4
2029	54,4	5,0	2,4
2030	55,2	5,2	2,5
2031	56,4	5,3	2,5
2032	57,6	5,5	2,6
2033	58,8	5,6	2,7
2034	59,9	5,9	2,7

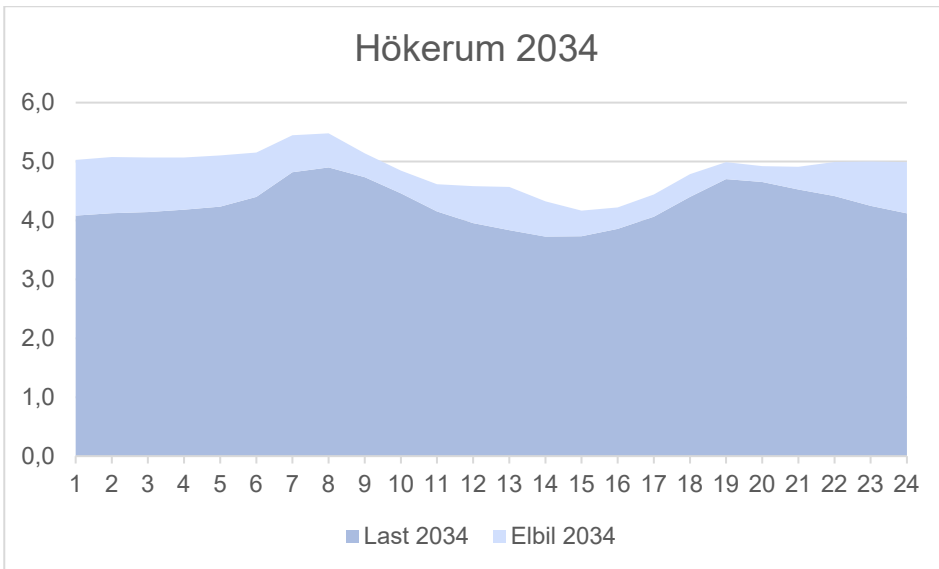
I figurerna nedan visualiseras lastutvecklingen för respektive station och förbrukningsprofil för år 2034.

Ulricehamn tätort



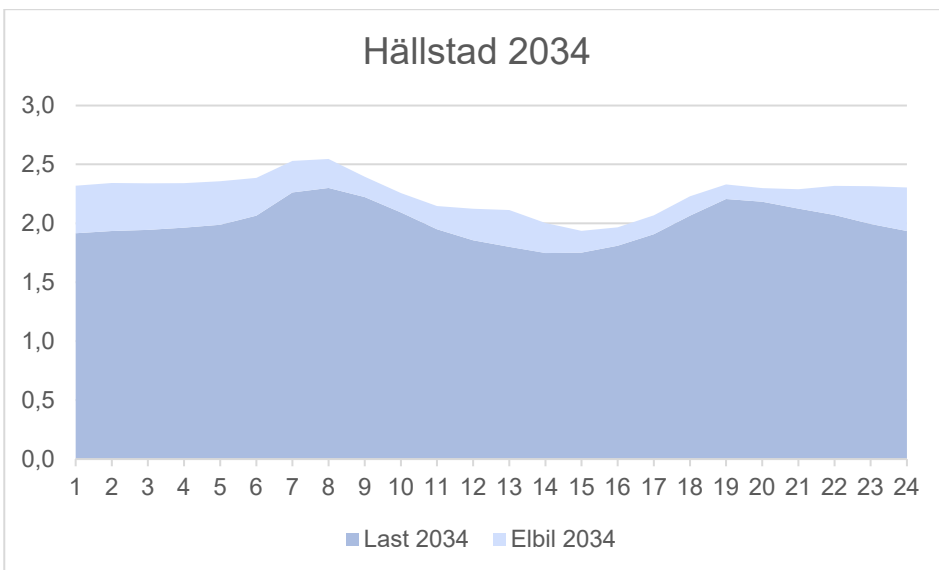
Figur 19 Lastprognos Ulricehamn 2034

Hökerum



Figur 20 Lastprognos Hökerum 2034

Hällstad



Figur 21 Lastprognos Hällstad 2034

2.2.1 Behovsförändringar 2025–2034

Nätet sammanlagda maximala inmatade effekt har analyserats med utifrån den tekniska data som inrapporterats till Energimarknadsinspektionens för åren 2022–2017. Utifrån den data kan vi utläsa att maximal inmatade effekten skedde under år 2021 och det är också det som blir vårt referensår i tabellen nedan.

År 2025 är i relation till referensåret 2021 medan de efterföljande åren är förändringen från det föregående året. Driftomläggningar efter referensåret gör att resultatet kan vara missvisande.

Tabell 5 Behovsförändring per delområde.

År	Ulricehamn	Hökerum	Hällstad
2021 (referens)	40,6 MW	5,7 MW	2,2 MW
Förändring			
2025	7%	-18%	9%
2026	2%	2%	0%
2027	13%	2%	0%
2028	2%	0%	0%
2029	6%	2%	0%
2030	1%	4%	4%
2031	2%	2%	0%
2032	2%	4%	4%
2033	2%	2%	4%
2034	2%	5%	0%

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

2.3.1 Nuvarande kapacitetsbegränsningar

Ulricehamn

I dagsläget finns inga kapacitetsbegränsningar i Ulricehamn avseende befintliga kunder och sett till befintliga fördelningsstationernas transformatorkapacitet.

Hökerum

UEEAB har idag behov av att begränsa nyanslutningar av produktion i Hökerum med en nuvarande inmatning om 200 kW till överliggande nät. Då UEEAB inte har något inmatningsabonnemang och Vattenfall inte kan delge någon information om ett sådant kan tecknas ses detta som en begränsning.

Hällstad

UEEAB har idag behov av att begränsa nyanslutningar av produktion även i Hällstad. Stationen har idag en inmatning om 600 kW.

Det är överliggande nät som är begränsande faktor och det har kommunicerats möjligheter att ansluta ny produktion motsvarande borgerlig tillväxt om 2 % per år. Detta skulle då medge anslutning av ny produktion, från till exempel solceller, motsvarande knappt ett hushåll per år.

2.3.2 Nuvarande användning av flexibilitetstjänster eller andra resurser

I dagsläget används inte flexibilitetstjänster eller andra resurser som alternativ till utbyggnad av systemet.

2.3.3 Förväntade kapacitetsbegränsningar 2025–2034

För att nå det prognostiserade kapacitetsbehovet finns det inga kapacitetsbegränsningar i det egna nätet idag.

I lokalnätet kan det uppstå kapacitetsbegränsningar och krävas investeringar i fler 10 kV-fack och slingor beroende på var lasttillväxten sker. Det är dock inget som berörs i denna nätutvecklingsplan och bedöms hanterbara inom den dagliga verksamheten.

För att möta det prognostiserade behovet krävs dock ett utökat abonnemang mot överliggande nät. Då regionnätsägaren inte kan svara för framtida behov utan en ansökan bedöms detta vara en potentiell risk. Regionnätsägaren är i sin tur begränsad av överliggande nät och förändringar i anslutande lokalnät.

Enligt en rapport publicerad av ACCEL förutses planerade stamnätsförstärkningar i Västra Götaland inte vara tillräckliga för att tillgodose hela det prognostiserade effektbehovet de närmsta 10 åren.¹⁸ Begränsningar i Västra Götaland anses därför utgöra en riskfaktor för möjligheterna att kunna ansluta det prognostiserade effektbehovet.

¹⁸ ACCEL (samverkansplattform) Västra Götalandsregionen, Länsstyrelsen Västra Götaland och Svenska kraftnät). Framtidens elförsörjning i Västra Götaland.

3 Planerade investeringar och alternativa lösningar

I det här avsnittet anger UEEAB planerade investeringar samt behov av flexibilitetstjänster och andra alternativa lösningar. Med investeringar avses nyinvesteringar samt reinvesteringar som medverkar till kapacitetshöjning, hädanefter benämnt investeringar.

3.1 Åtgärdsplanering

Avsnittet beskriver planerade investeringar i huvudsaklig distributionsinfrastruktur utifrån det prognostiserade behovet av överföringskapacitet.

3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar

Mindre investeringar i elnätet är en kontinuerlig del av verksamheten och tas inte upp i denna nätutvecklingsplan.

En betydande investering i huvudsaklig infrastruktur anses vara förstärkningar av lokalnätet för att möta ett ökat effektbehov i Rönnåsen. Utan dessa investeringar kommer inte den efterfrågade effekten kunna tillgodoses under 2025–2034.

3.1.2 Redogörelse av det mest kostnadseffektiva alternativet

Utbyggnad till Rönnåsen är nödvändig för att förstärka lokala slingstrukturen och möjliggöra önskad kapacitetsöverföring och det finns i dagsläget inga alternativ till nytt nät.

När det kommer till alternativa lösningar så som batterier bedöms möjligheterna som begränsade. Om ett stort batterilager etablerar sig på en lämplig plats i nätet ser UEEAB möjligheter till att samarbeta men i dagsläget finns inga sådana möjligheter eller planer.

3.2 Planerade investeringar

Investeringar i huvudsaklig distributionsinfrastruktur för att möta det prognostiserade behovet består av ett antal investeringar i lokalnätet för att kunna tillgodose effektbehovet till Rönnåsen.

Tabell 6 Planerade investeringar till och med år 2034

Delområde	Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Status	Driftsättning
Ulricehamn	Rönnåsen etapp 2A	Anslutning av nytt verksamhetsområde	Anslutning av nya verksamheter	1 Planerad (internt beslutad).	2025–2026
Ulricehamn	Rönnåsen etapp 2B	Anslutning av laddinfrastruktur och ytterligare verksamheter	Anslutning av laddinfrastruktur och nya verksamheter	2. Utreds	2027–2029

3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar

Rönnåsen etapp 2 är ett nytt industriområde längs R40 där större tomter erbjuds till lättare industrier, logistikcenter och handel.

3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

3.3.1 Förväntat Behov

Det förväntade behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser som kan användas som alternativ till nätutbyggnad under åren 2025-2034 redovisas nedan.

Behovet utgår från dagens abonnerade effekt. Det kan alltså vara så att det är möjligt att utöka abonnemangen och på så sätt minska flexibilitetsbehovet. Detta är dock inget som UEEAB kan svara för i dagsläget då ansökan inte har behandlats av regionnätägaren.

Det prognostiserade kapacitetsbehovet har jämförts med dagens abonnerade effekt för att beräkna behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser. Resultatet visas i tabellen nedan.

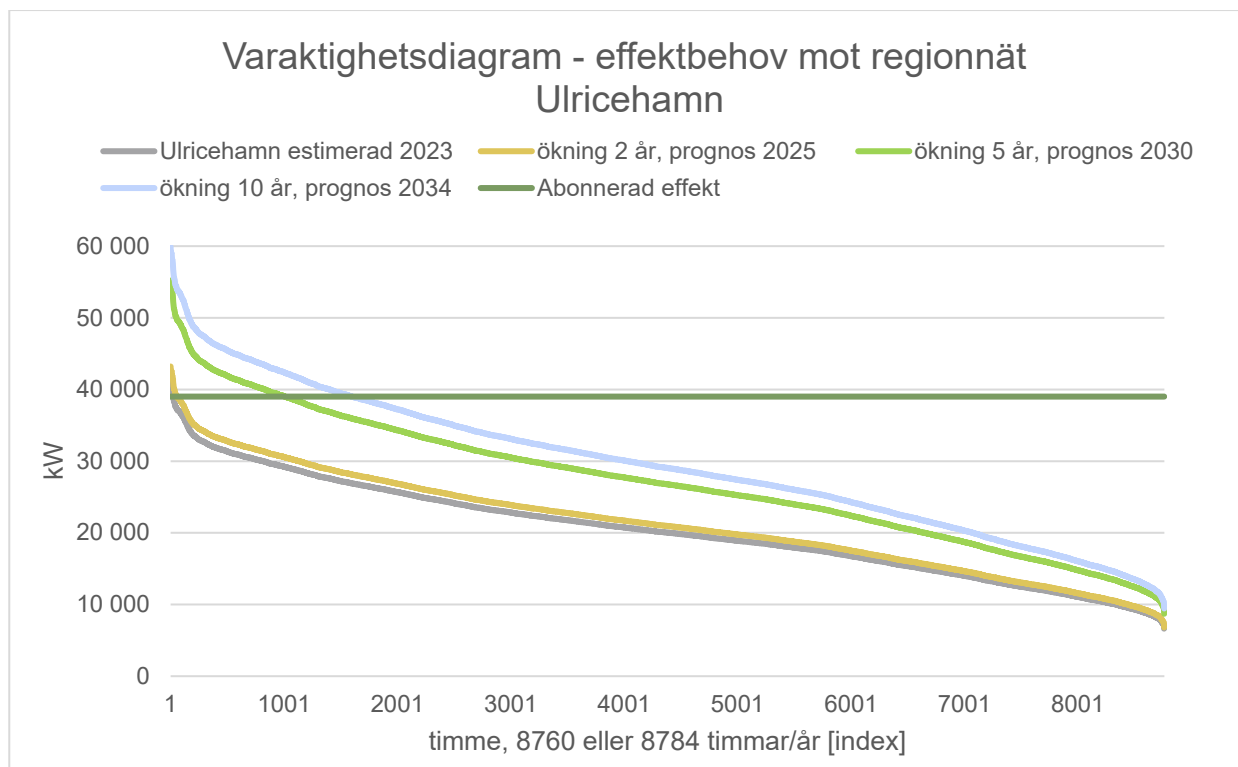
Tabell 7 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 2025–2034

Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser [MW]			
Delområde	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Ulricehamn	2	2–4	16–21
Hökerum	0	0,1	0,5
Hällstad	0	0,5	0,85

Den abonnerade effekten är plottad i varaktighetsdiagram för att visualisera flexibilitetsbehovet. Varighetsdiagrammen visar hur effektbehovet ser ut fördelat över ett år med timvärden sorterade i fallande ordning. Det prognostiserade kapacitetsbehovet i diagrammen är effektbehovet mot överliggande nät för UEEABs tre olika delområden och abonnemang.

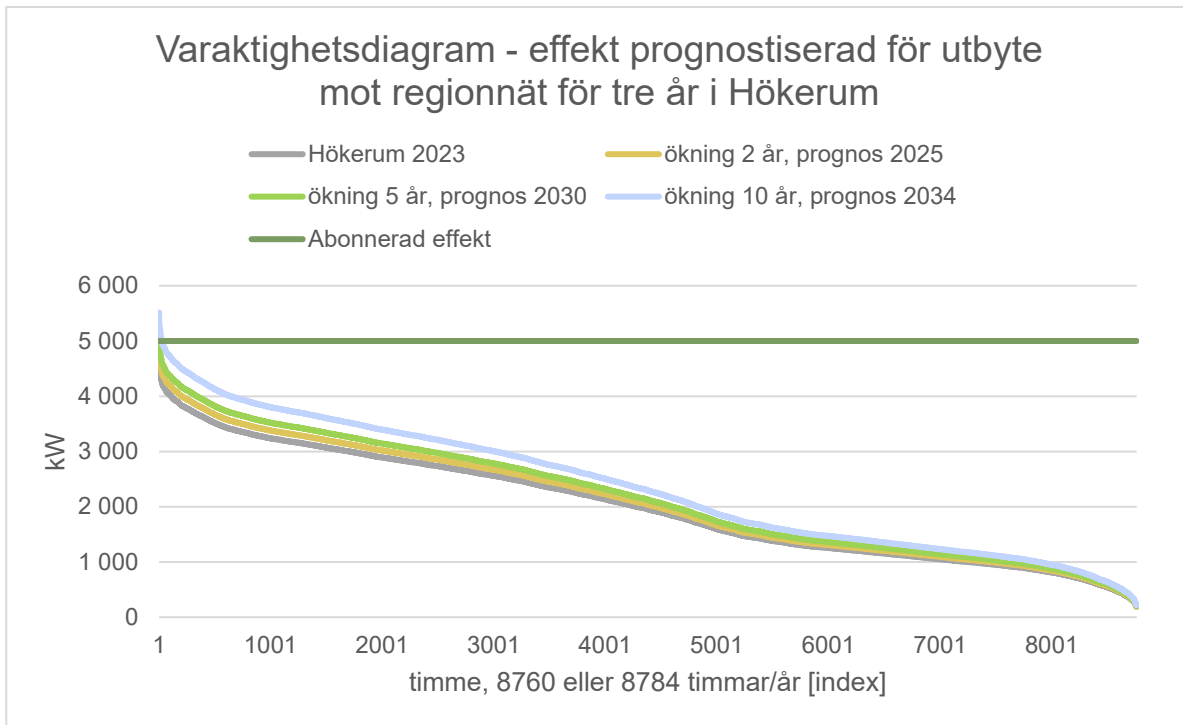
Behovet av flexibilitets tjänster och andra resurser ges av hur effektkurvorna förhåller sig till den abonnerade effekten mot överliggande nät.

För varje delområde har flexibilitetsbehovet på kort, medellång och lång sikt visualiserats. En jämförelse mellan de olika kurvorna visar hur behovet förväntas variera mellan olika år.



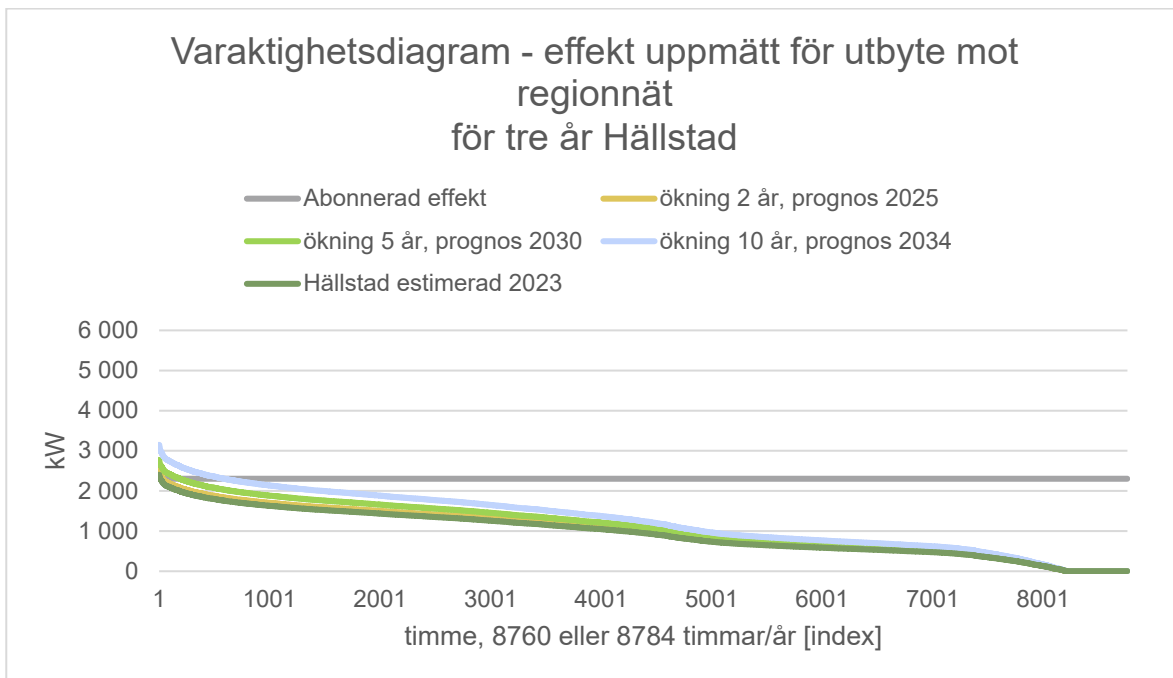
Figur 22 Varaktighetsdiagram för effektbehov i delområdet Ulricehamn på kort (2 år), medellång (5 år) och lång sikt (10 år) med effektbehovet år 2023 som referens.

Skärningspunkten mellan lastkurvan i varighetsdiagrammet och abonnemangsgränsen indikerar flexibilitetsbehovet i antal timmar på x-axeln. Arean mellan lastkurvan och abonnemangsgränsen innan skärningspunkten beskriver den simulerade potentiella flexvolymen (kWh).



Figur 23 Varaktighetsdiagram för effektbehov i delområdet Hökerum på kort (2 år), medellång (5 år) och lång sikt (10 år) med effektbehovet år 2023 som referens.

Lastkurvan för effektbehovet på kort sikt skär inte den abonnerade gränsen och har därför inget flexbehov.



Figur 24 Varaktighetsdiagram för effektbehov i delområdet Hällstad på kort (2 år), medellång (5 år) och lång sikt (10 år) med effektbehovet år 2023 som referens.

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

Som denna rapport visat uppstår effekttoppar kortare perioder drivet av både uttagsmönster och temperaturberoende last. Detta innebär att den dimensionerande lasten uppträder under en begränsad tid. Att bygga ny infrastruktur för att avhjälpa dessa problem kan då ge en låg nyttjandegrad av den ökade kapaciteten hos ledningar och transformatorer.

Flexibilitetstjänster kan därför vara ett ekonomiskt fördelaktigt alternativ till att bygga ny infrastruktur. Antingen under en begränsad tid, till dess att lastutvecklingen bättre motiverar en ny investering, eller som en permanent lösning. Ett annat användningsområde som nätbolag har för flexibilitetstjänster är att minska överuttagsavgifter eller minska abonnerad effekt från överliggande nät.

Flexibilitetstjänster är dock mycket mer än energilager och produktion. Flexibilitet kan även bestå av styrning av befintliga kunder, antingen indirekt via tariffer som ger incitament till förändrade beteenden eller direkt via villkorade avtal.

Energimarknadsinspektionen bedömer att tariffer är den metod som är mest lämplig vid en långvarig kapacitetsbegränsning i ett område. Det finns därför ett förslag hos regeringen om att möjliggöra en lokaliseringssignal i tariffen, vilket inte är tillåtet idag annat än på transmissionsnättnivå.

Tänkbara flexibilitetstjänster och resurser kan sammanfattningsvis vara prissignaler för ett effektivare elnätutnyttjande, marknadsbaserad flexibilitet, planerbar elproduktion eller villkorade avtal.

Potential i styrning

Möjlig framtida reducering av maxlast genom flexibilitetslösningar har undersökts. Det bedöms finnas relativt liten potential att styra ned effektförbrukningen hos servicesektorn i Ulricehamn, då denna till största delen är ansluten till fjärrvärmenätet, samt övrig styrbar förbrukning såsom kyla och ventilation endast antas ha begränsad potential.

För att bilda en uppfattning om vilken potential som finns att hantera de framtida belastningstoppar som prognostiserats i denna studie har potentialen hos de flexibilitetslösningar som bedömts mest relevanta för UEEABs nät estimerats. Dessa är följande:

- Styrning av elberoende värme i hushåll.
- Styrning av hemmaladdning av elfordon till nattetid.

Styrning av elberoende värme i hushåll.

De åtgärder för flexibilitet som bedöms ha störst potential i Ulricehamn är kopplade till bostadslast. Den största reduktionen av maxlast är möjlig inom Ulricehamn, eftersom denna kommer försörja störst andel bostäder av de tre mottagningsstationerna och delområdena.

Styrning av hemmaladdning av elfordon till nattetid

Laddning av elfordon bör om möjligt ske nattetid. Detta gäller både för hemmaladdning av personbilar samt för depåladdning av tung trafik.

Omfattning av flexibilitetsbehov och behov av andra resurser

Nedan sammanfattas omfattningen av flexibilitetsbehovet och andra resurser redovisat i 3.3.1, i antal timmar vid en estimerad tioårsvinter och befintlig abonnemangsnivå.

Tabell 8 Omfattning och typ av flexibilitetstjänster.

Omfattning av flexibilitetstjänster och andra resurser [timmar/år]			
Delområde	0–2 år	3–5 år	6–10 år
Ulricehamn	55	1 011	1 598
Hökerum	0	2	25
Hällstad	36	191	596

En historisk analys av effektbehovet har gjorts för att se när de 50 högsta lasttimmarna uppstår under en dag och under en vecka år 2023. De 50 högsta värdena per år är uppmätt utbyte med regionnätet.

För Ulricehamn förekom höga laster på morgonen mellan 7 - 8 och mellan 16 - 19 på kvällen. De högsta timvärdena inföll i Hökerum år 2023 framför allt på kvällen, mellan kl 17 och 20 och de högsta timvärdena i Hällstad inföll mellan kl 17 och 19.

3.3.3 Omdirigering

Distributionsnätsföretaget har inte använt omdirigering och ser i dagsläget inget behov för omdirigering under 2025–2034.

4 Tillräcklighetsbedömning

Åtgärderna bedöms i dagsläget tillräckliga förutsatt att abonnemangsökningar till regionnätet är möjliga.

Då regionnätägaren (Vattenfall) hanterar förfrågningar om mer effekt efter mognadsgrad för framtida behov bedöms detta vara en potentiell risk att inte bli tilldelad tillräckligt med effekt vid rätt tidpunkt.