

Nätutvecklingsplan Ulricehamns Energi

Elnät 2027- 2036

Innehållsförteckning

1	Uppgifter om företaget och företags nät.....	3
2	Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet.....	4
2.1	Behov av överföringskapacitet i elnätet.....	5
2.1.1	Nuläge	5
2.1.2	Drivkrafter som kan påverka behovet av överföringskapacitet	8
2.1.3	Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet	11
2.2	Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet.....	11
2.2.1	Behovsförändringar 2027–2036.....	11
2.3	Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	11
2.3.1	Nuvarande kapacitetsbegränsningar	11
2.3.2	Nuvarande användning av flexibilitetstjänster eller andra resurser	12
2.3.3	Förväntade kapacitetsbegränsningar 2027–2036	12
2.4	Planerade investeringar och alternativa lösningar	12
2.4.1	Planerade investeringar.....	12
2.4.2	Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	13
2.4.3	Omdirigering.....	16
2.5	Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	16
2.6	Om planerade åtgärder möter behovet av överföringskapacitet.....	16

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

¹ Energimarknadsinspektionen, 2026, Källa: <https://ei.se/bransch/natutvecklingsplaner>

1 Uppgifter om företaget och företagets nät

I detta avsnitt presenteras uppgifter om företaget och företagets elnät.

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 23 00
Bilagor	Inga bilagor.

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

Försörjningen sker via uttag från Vattenfall Eldistributions 130/40 kV regionnätsstation 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.

Företaget har i dagsläget ca 9 000 aktiva leveranspunkter, varav 6 900 är i Ulricehamn tätort. Den stora merparten av dessa är anslutna på lågspänning.

Delområden

Elnätet har delats in i tre delområden. Samtliga delområden ligger i Ulricehamns kommun i Västra Götalands län. 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.

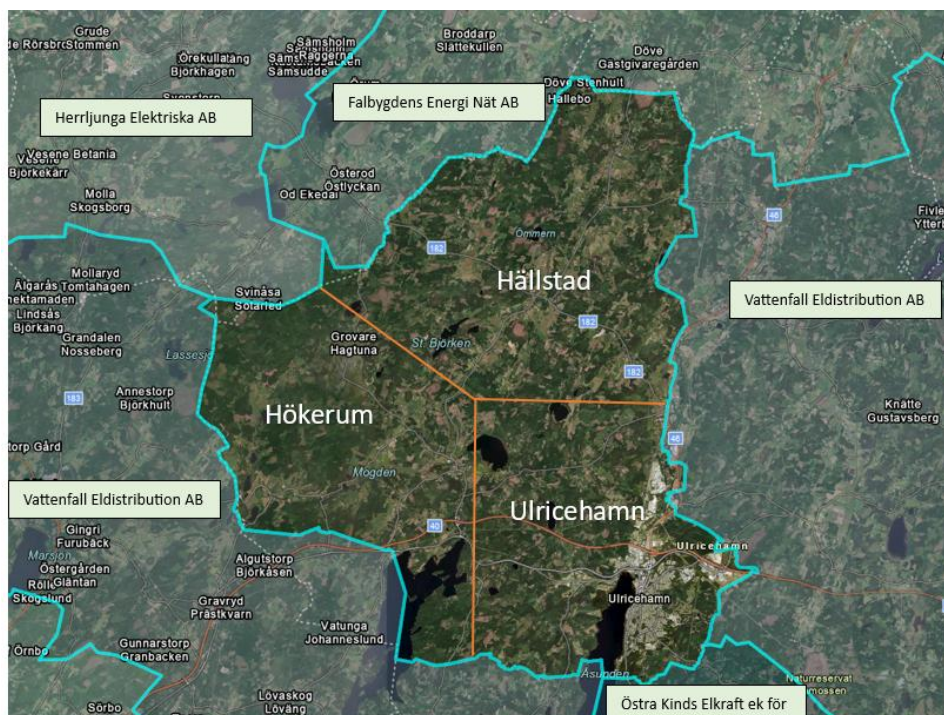
Abonnemang mot överliggande nät

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	4,8	Sydvästra landsbygdsnätet
Hällstad	Hällstad	10 kV	2,3	Nordvästra landsbygdsnätet

Översiktskarta

UEEAB är ett lokalnätsföretag och bedriver sin elnätsverksamhet inom koncessionsområdet som visas i Figur 1. Koncessionsområdet är indelat i tre delområden, Ulricehamn innefattar tätorten med omnejd, Hökerum den västra 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 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet

I det här avsnittet presenteras UEEABs prognos över förväntat överföringsbehov för elanvändning och elproduktion inom nätområdet. 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.

Behov vinter (höglast)

Behovet av överföringskapacitet är redovisat i Tabell 3. Lastutvecklingen är stabil fram till år 2030 då kapacitetsbehovet i Ulricehamn ökar till följd av etableringen av det nya industri- och verksamhetsområdet Rönnåsen.

Tabell 3 Prognos över behovet av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036

Prognos per delområde [MW]			
	Ulricehamn	Hökerum	Hällstad
2027	40,0	4,7	2,4
2028	40,8	4,8	2,4
2029	41,6	4,8	2,5
2030	45,5	4,9	2,5
2031	46,3	4,9	2,5
2032	47,0	5,0	2,5
2033	47,8	5,0	2,6
2036	48,6	5,1	2,6
2035	49,4	5,1	2,6
2036	50,2	5,2	2,7

Behov sommarhalvår (produktion)

Behovet sommartid prognostiseras utifrån regionnätägarens solcellsprognos, där vi ser att samtliga delområden potentiellt kan övergå till inmatning till överliggande regionnät för perioden som denna nätutvecklingsplan avser.

Tabell 4 Prognos över behovet av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036, med minustecken avses inmatning till överliggande regionnät.

Prognos per delområde [MW]			
	Ulricehamn	Hökerum	Hällstad
2027	3,8	-0,1	-0,6
2028	3,2	-0,2	-0,65
2029	2,6	-0,28	-0,7
2030	2,0	-0,35	-0,8
2031	1,4	-0,4	-0,83
2032	0,8	-0,45	-0,87
2033	0,2	-0,5	-0,9
2036	-0,4	-0,55	-0,95
2035	-1,0	-0,6	-1,0
2036	-1,6	-0,66	-1,05

2.1 Behov av överföringskapacitet i elnätet

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 station, har en dygnsprofil och ett temperaturberoende tagits fram. Belastningsdata som nyttjats är för perioden 2025–04 till och med 2026–03 eftersom vintern 2025 – 2026 var en kall vinter som motsvarar normalvinter för SE3 enligt SvKs definition².

Sedan har belastningsutvecklingen prognostiserats utifrån den kommunala översiktsplanen och den befolkningsprognos som är framtagen av Ulricehamns kommun. 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.

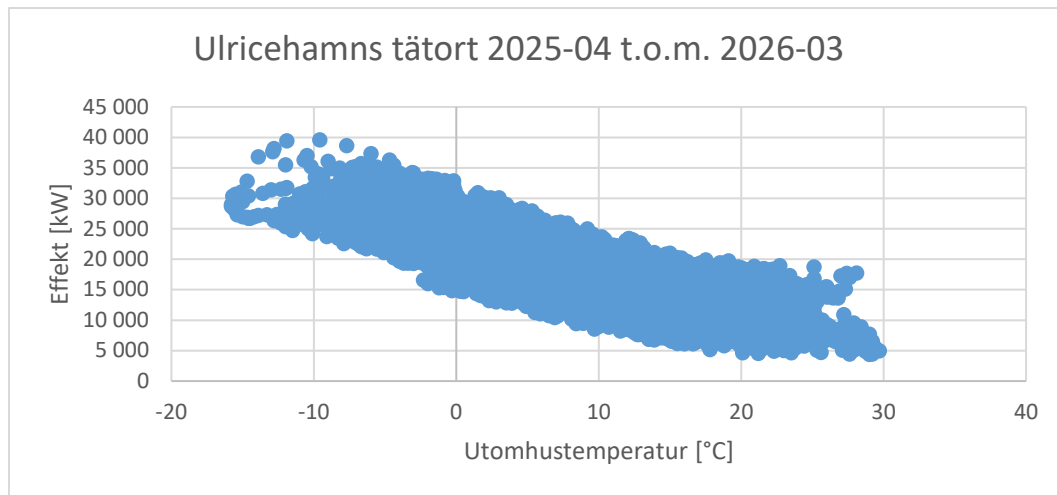
2.1.1 Nuläge

En nulägesanalys har utförts för varje delområde utifrån perioden 2025–04 till och med 2026–03, där vintern periodvis var kall.

Ulricehamn tätort

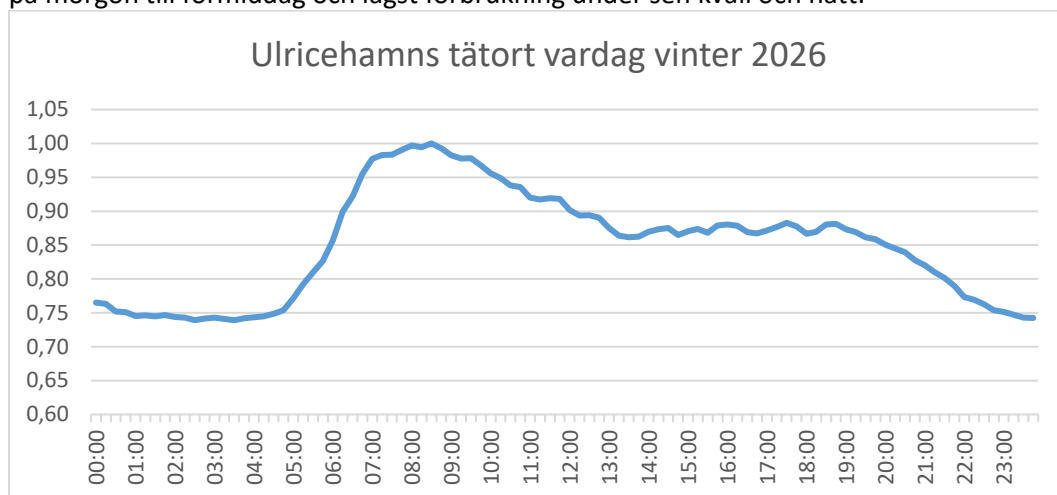
Temperaturberoende last i Ulricehamn tätort visas i figur 2. Genom att extrapolera den temperaturberoende lasten till -10 grader (3-dygns medeltemperatur) uppskattas högsta effektuttag vid en normalvinter till 39,6 MW.

² Svenska Kraftnät, 2026, Kraftbalansen på den svenska elmarknaden rapport vår 2026



Figur 2 Lastens temperaturberoende för Ulricehamn tätort.

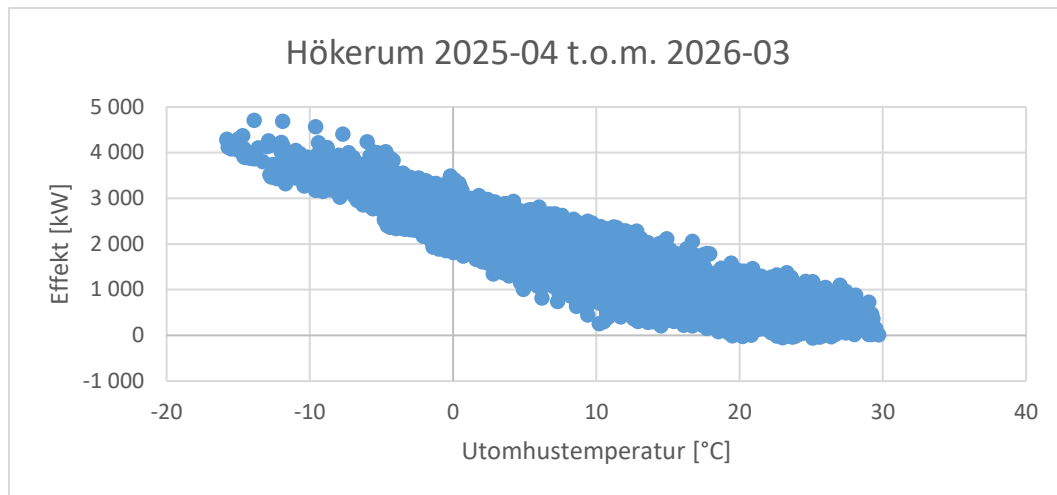
Dygnsprofilen för en vardag under höglastperiod har tagits fram genom att normera medelvärdet för varje timme under ett antal dygn under ett antal representativa vinterdagar. Se figur 3. I Ulricehamns tätort värms framför allt större fastigheter till stor del upp av fjärrvärme. I Ulricehamns tätort präglas dygnsprofilen av en blandning av verksamheter, industrier och bostäder, med högsta toppar normalt på morgon till förmiddag och lägst förbrukning under sen kväll och natt.



Figur 3 Dygnsprofil Ulricehamn tätort, vardag, år 2023.

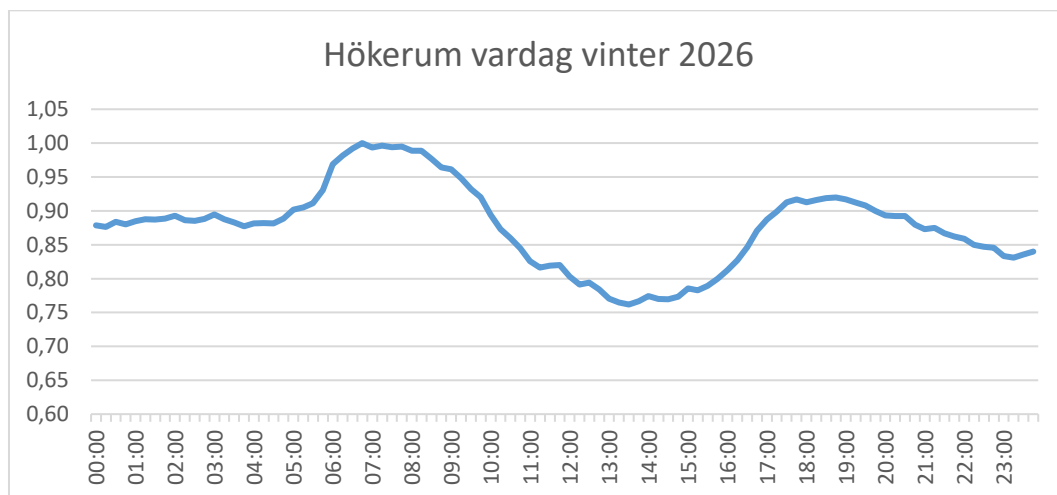
Hökerum

Temperaturberoende last i Hökerum visas i figur 4. Genom att extrapolera den temperaturberoende lasten till -10 grader uppskattas högsta effektuttag vid en normalvinter till 4,7 MW.



Figur 4 Lastens temperaturberoende för Hökerum.

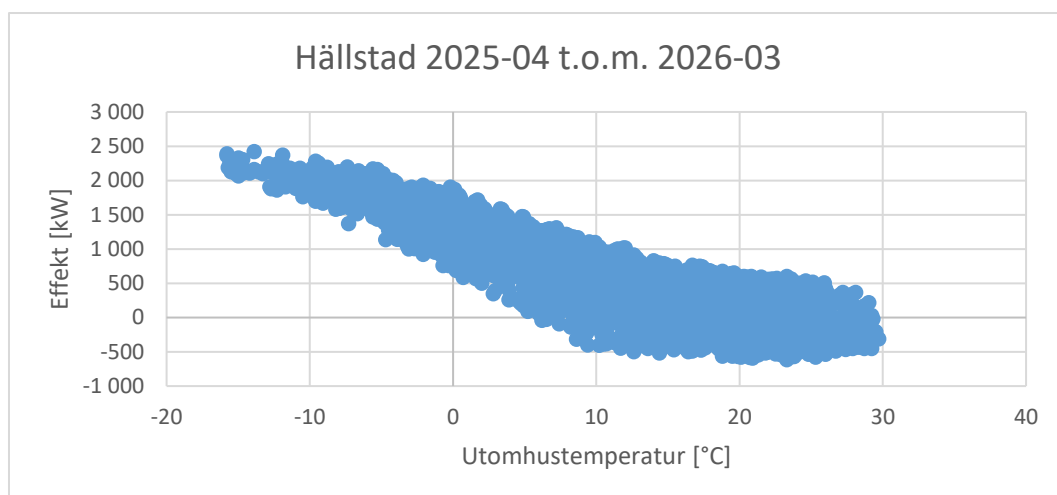
Dygnsprofilen för en vardag under höglastperiod har tagits fram genom att normera medelvärdet för varje timme under ett antal dygn under ett antal representativa vinterdagar. Se figur 5. Dygnsprofilen är karakteristisk för last som till stor del utgörs av bostäder, med tydliga belastningstoppar morgon och kväll. Det lägre värdet mitt på dagen härleds till stor del till produktion från solcells- och vattenkraftsanläggningar, samt ett lägre nyttjande av hushållsel.



Figur 5 Dygnsprofil Hökerum

Hällstad

Temperaturberoende last i Hällstad visas i figur 6. Genom att extrapolera den temperaturberoende lasten till -10 grader uppskattas högsta effektuttag vid en normalvinter till 2,5 MW. Dygnsprofilen är karakteristisk för last som till stor del utgörs av bostäder, med tydliga belastningstoppar morgon och kväll.



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. Det lägre värdet mitt på dagen härleds till stor del till produktion från solcellsanläggningar, samt ett lägre nyttjande av hushållsel.



Figur 7 Dygnsprofil Hällstad

2.1.2 Drivkrafter som kan påverka behovet av överföringskapacitet

2.1.2.1 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 2.1.2.5

2.1.2.2 Industrietablering

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 4 MW till år 2030 och ytterligare 2 MW år 2033. Tillkommande last har uppskattats med utgångspunkt från effektbehov och uttagsmönster hos befintlig last, och observerad sammanlagring mellan olika typer av nätkunder.

Eftersom det inte är känt vad det är för typ av verksamheter som kommer etablera sig i området skapar detta osäkerhet kring framtida effektbehov och har räknats upp gentemot befintliga

verksamheter.

Befintliga verksamheter, som består av både tyngre och lättare industrier samt logistikcenter, på Rönnåsen etapp 1 har ett effektuttag på ca 2,3 MW.

2.1.2.3 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 spänningsnivåer som regionnät beroende på hur väl laststyrning kommer att implementeras.

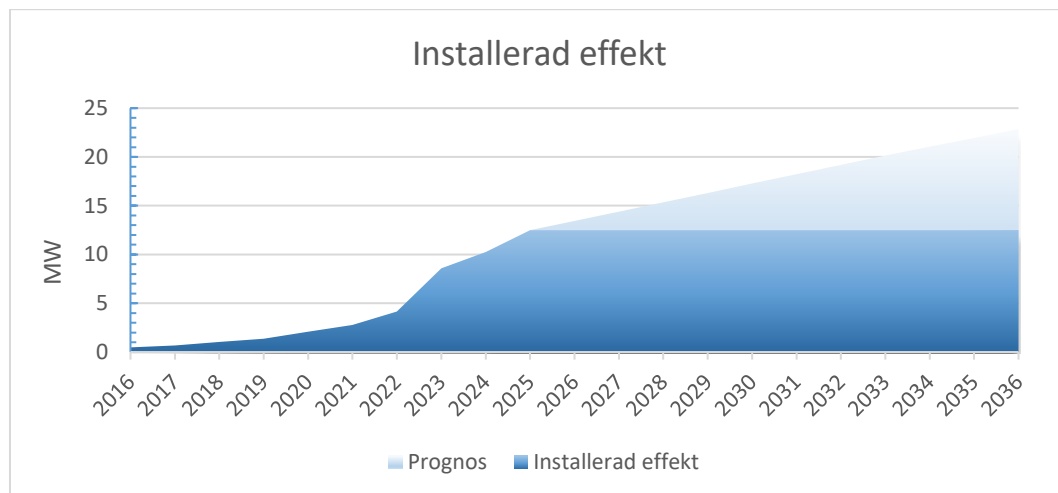
Laddning av fordon hemmahörande i koncessionsområdet har beaktats i prognostiserat effektbehov och varje fordon antas bidra med en sammanlagrad effekt som beskrivs i Energiforsks Effektprognos – En lathund för lokalnätsbolag.³

De snabbbladdare för personbilar och tung trafik som finns i dagsläget ligger i delområde Ulricehamn. Dessa kan antas till stor del brukas av fordon som inte är hemmahörande i koncessionsområdet och hanteras i prognosen som punktlaster. I dagsläget nyttjas snabbbladdare i allra störst utsträckning i samband med resdagar, då industrin inte går på full effekt. Befintlig infrastruktur för snabbladdning nyttjar inte sin fulla kapacitet under dessa resdagar.

2.1.2.4 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 energilager, samt vilka stöd som finns.

Baserat på historiska data för Ulricehamns kommun och prognostiserad utveckling av solelsproduktionen har en övergripande prognos gjorts med hjälp av regionnätägaren, Vattenfall. Utifrån Energimyndighetens prognos förväntas solelsproduktionen öka med 40% från 2024 till 2029.⁴ Skulle utvecklingstakten från 2030–2036 sedan hålla en nivå som ligger i samma takt som 2028–2029 enligt Energimyndighetens prognos, blir resultatet för 2036 något lägre än prognosen från Vattenfall. Detta ger då en total installerad effekt om 21–23 MW i koncessionsområdet, en ökning med 70–90% från 2025.



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

De senaste åren har anslutningstakten för produktionsanläggningar minskat, där trenden alltjämt går mot större ansluten energilagerkapacitet mot befintliga solcellsanläggningar. Prognosen i figur 8 utgår från överliggande regionnäts prognos gällande installerad effekt. Teknikutvecklingens "S-kurva"

³ Energiforsk, 2024, Effektprognos – En lathund för lokalnätsbolag Rapport 2024:1006

⁴ Energimyndigheten, 2026, Kortsiktsprognos vinter 2026

har i vårt nät antingen planat ut alternativt ett hack i kurvan, till följd av lägre energipriser senaste åren samt lågkonjunktur i samhället.

Vi observerar att vid anslutning av nya solcellsanläggningar anpassas dessa utifrån fastighetens behov och kompletteras med energilager för att ha en bättre självförsörjningsgrad. Historiskt anslöts stora solcellsanläggningar med stor inmatning på nätet.

2.1.2.5 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.

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.⁵

Samtidigt som en ökad efterfrågan på el kräver mer elproduktion sker en omställning till fossilfria energikällor.

Regionala projekt och planer

Länsstyrelsen för Västra Götaland pekar i en rapport ut ett ökat elbehov som en viktig utmaning för regionen⁶. Drivande i detta är elektrifiering av transporter, elektrifiering av industrin och etablering av ny elintensiv verksamhet. För att möta dessa behov behövs ett förstärkningar i elnätet, där begränsningar i transmissions- och regionnät påverkar hela eller stora delar av regionen. En ökad självförsörjning av el för regionen är också ett mål som lyfts.

Den regionala utvecklingen kan därför ha en påverkan på tillgänglig effekt från region- och transmissionsnät och därmed utgöra en begränsning för framtida elbehov. Svenska Kraftnäts kapacitetskarta indikerar mindre än 50 MW tillgänglig kapacitet för uttag för hela Västra Götalandsregionen 2026.

Kommunala projekt och planer

Ulricehamns kommun har tre olika prognoser på befolkningsutveckling publicerade med startår 2025. Då hade kommunen ca 25 000 invånare. En majoritet av dessa bor inom UEEABs koncessionsområde. Kommunen har tagit fram en prognos med en ökning om 1 500 invånare från 2025–2035 samt två prognoser till 2044 då befolkningen prognosticeras till 27 300 invånare och i ett dämpat scenario 26 650, Kommunen har även en vision för 2040 för 30 000 invånare, men det bedöms vara svårt att uppnå.

SCBs framskrivning för befolkning i Ulricehamn och Västra Götalandsregionen prognosticerar mer dämpat en befolkningsökning på ca 650 personer respektive 170 personer till 2036.

Ulricehamns Kommun är i en expansiv fas där man bygger ett flertal nya fastigheter, både skolor, vårdboenden och kulturhus. Dessa kommer antingen anslutas till fjärrvärmenätet eller ha värmepumpar för att uppnå hög energieffektivitet. Byggnaderna förses även med solcellsanläggningar.

I tillägg till ovan ser de även över sitt fastighetsbestånd och energieffektiviserar i form av värmepumpar samt montage av solcellsanläggningar där detta anses vara möjligt.

Solcellsanläggningarna dimensioneras så långt det går utifrån fastighetens maximala effektbehov.

⁵ ER 2023:07. Energimyndigheten, Scenarier över Sveriges energisystem 2023

⁶ Länsstyrelsen Västra Götaland, 2024, Regional handlingsplan för elektrifiering

I samband med nybyggnationer installerar Ulricehamns Kommun även laddplatser för elektrifierade fordon.

2.1.3 Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet

Regionnätägaren, Vattenfall har givit indikation om ledig kapacitet och möjlighet till abonnemangshöjning att ansluta en generell borgerlig tillväxt motsvarande en årlig ökning med 2% för uttag (förbrukning) samt 3% för inmatning (produktion). Samråd med Svenska kraftnät har skett skriftligt genom att skicka information om samråd till registrator@svk.se.

2.2 Redogörelse för ökning och minskning av behov av överföringskapacitet

2.2.1 Behovsförändringar 2027–2036

Nätets sammanlagda maximala inmatade effekt har analyserats utifrån uppmätta data, som utgångspunkt i denna nätutvecklingsplan nyttjas tidsperioden 2025–04 till och med 2026–03.

Tabell 5 Behovsförändring per delområde.

År	Ulricehamn	Hökerum	Hällstad
2025–04 t.o.m. 2026–03 (referens)	39,6 MW	4,7 MW	2,4 MW
Förändring			
2027	1,0%	0%	0%
2028	3,0%	2,1%	0%
2029	5,1%	2,1%	4,2%
2030	14,9%	4,3%	4,2%
2031	16,9%	4,3%	4,2%
2032	18,7%	6,4%	4,2%
2033	20,7%	6,4%	8,3%
2034	22,7%	8,5%	8,3%
2035	24,7%	8,5%	8,3%
2036	26,8%	10,6%	12,5%

Förändringarna baseras dels på allmän samhällsutveckling, då Ulricehamns Kommun är i en expansiv fas, dels på elektrifiering av vägtrafik då effektbehovet på sikt kommer att öka. Ytterligare påverkansfaktorer är nytt industriområde som tillkommer under perioden i delområde Ulricehamn, vilket troligen påverkar förändringen mest.

2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

2.3.1 Nuvarande kapacitetsbegränsningar

Regionnätägaren, Vattenfall har lämnat en indikation om möjligheten att ansluta mer effekt motsvarande en tillväxt om 10 % per femårsperiod. Indikationen är en del av det nationella framtagandet av flexibilitetsbedömning (FNA). Syftet med indikationen är att ge en bild av flexibilitetsbehov och således inget löfte eller något som ska ses som garanterat.

2.3.1.1 Ulricehamn

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

2.3.1.2 Hökerum

UEEAB har idag inga kapacitetsbegränsningar i Hökerum. Stationen har inmatningsavtal mot regionnätägaren om 1 MW.

2.3.1.3 Hällstad

UEEAB har idag inga kapacitetsbegränsningar i Hällstad. Stationen har idag inmatningsavtal mot regionnätägaren om 1 MW, där befintlig inmatning är ca 0,6 MW.

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 2027–2036

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

I lokalnätet kan det uppstå kapacitetsbegränsningar och krävas investeringar i fler 10 kV-fack och slingor beroende på var och i vilken omfattning lasttillväxten sker. Det är dock inget som berörs i denna nätutvecklingsplan och bedöms hanterbart eftersom denna typ av frågor lyfts i tidigt skede i samråd med Ulricehamns Kommuns tillväxtenhet. Avseende befintliga företags expansion hanteras genom tidiga indikationer om utökning samt gemensam dialog innan föranmälan skickas in.

För att möta det prognostiserade behovet krävs dock ett utökat abonnemang mot överliggande nät.

Enligt en rapport publicerad av ACCEL förutses planerade stamnätsförstärkningar i Västra Götaland inte vara tillräckliga för att tillgodose hela det prognostiserade effektbehovet de närmsta åren.⁷ Begränsningar i Västra Götaland anses därför utgöra en riskfaktor för möjligheterna att kunna ansluta det prognostiserade effektbehovet.

2.4 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.

2.4.1 Planerade investeringar

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

2.4.1.1 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 2027–2036.

2.4.1.2 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 och en reinvestering av två befintliga krafttransformatorer i Ulricehamn som har uppnått sin tekniska livslängd.

⁷ ACCEL (samverkansplattform) Västra Götalandsregionen, Länsstyrelsen Västra Götaland och Svenska kraftnät). Framtidens elförsörjning i Västra Götaland.

Tabell 5 Planerade investeringar till och med år 2036

Delområde	Projektbenämning	Projektbeskrivning	Syfte med projektet	Projektstatus	Tidpunkt för driftsättning
Ulricehamn	Rönnåsen etapp 2	Anslutning av nytt verksamhetsområde samt laddinfrastruktur	Anslutning av nya verksamheter	1 Planerad (internt beslutad).	2028–2030
Ulricehamn	Nya krafttransformatorer	Byte av befintliga krafttransformatorer	Reinvestering	5. Under övervägande (ej internt beslutad).	2029–2033

2.4.1.3 Kompletterande information om planerade investeringar

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

2.4.1.4 Uppföljning av tidigare nätutvecklingsplaner

I Nätutvecklingsplan 2024 angavs två planerade investeringar, Rönnåsen etapp 2A samt Rönnåsen etapp 2B, med planerad driftsättning 2025–2026 respektive 2027–2029. Båda dessa återfinns i denna nätutvecklingsplan med uppdaterad tidplan för driftsättning, men har aggregerats till en och samma investering. Anledning till tidsförskjutningen är att etableringen av industriområdet har blivit försenat.

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.

Det prognostiserade kapacitetsbehovet har jämförts med dagens abonnerade effekt för att beräkna behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser. Eftersom referensen är dagens abonnerade effekt skulle en utökning av abonnemangen, om möjlig, minska flexibilitetsbehovet. Resultatet visas i tabellen nedan.

Tabell 6 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 2027–2036

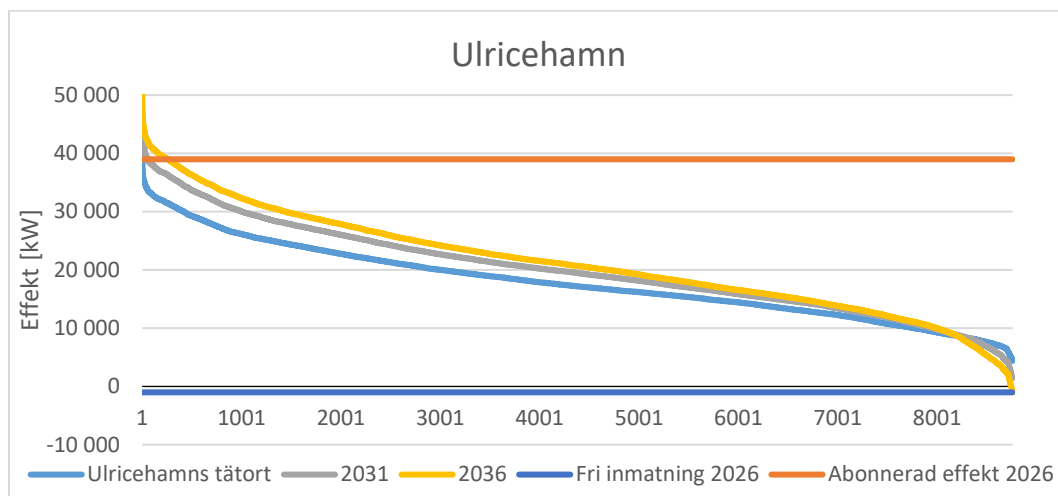
Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser [MW]		
Delområde	5 år	10 år
Ulricehamn	5-7	9-11
Hökerum	0–0,5	0–1
Hällstad	0–0,5	0–1

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

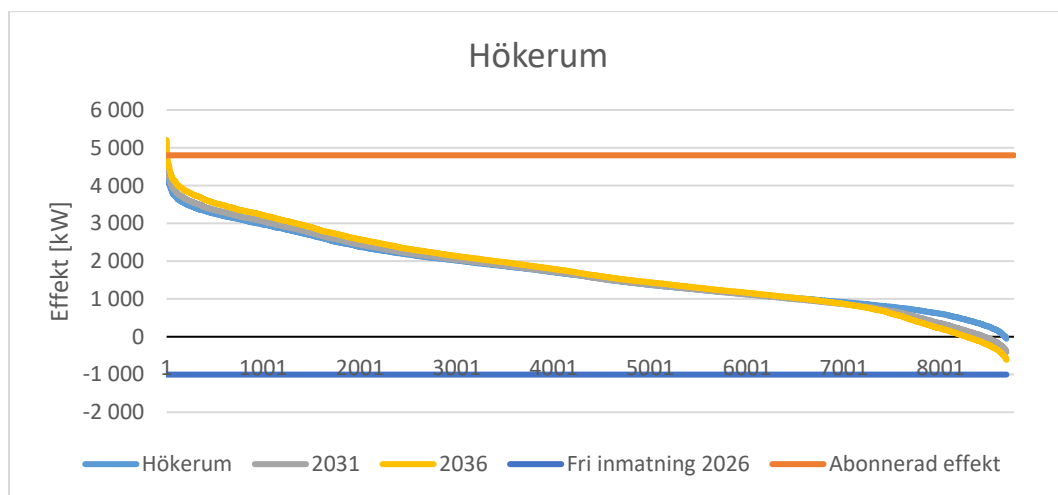
Behovet av flexibilitetstjänster och andra resurser ges av hur effektkurvorna förhåller sig till den abonnerade effekten mot överliggande nät. För varje delområde har flexibilitetsbehovet på kort, medellång och lång sikt visualiserats. En jämförelse mellan de olika kurvorna visar hur behovet förväntas variera mellan olika år.

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

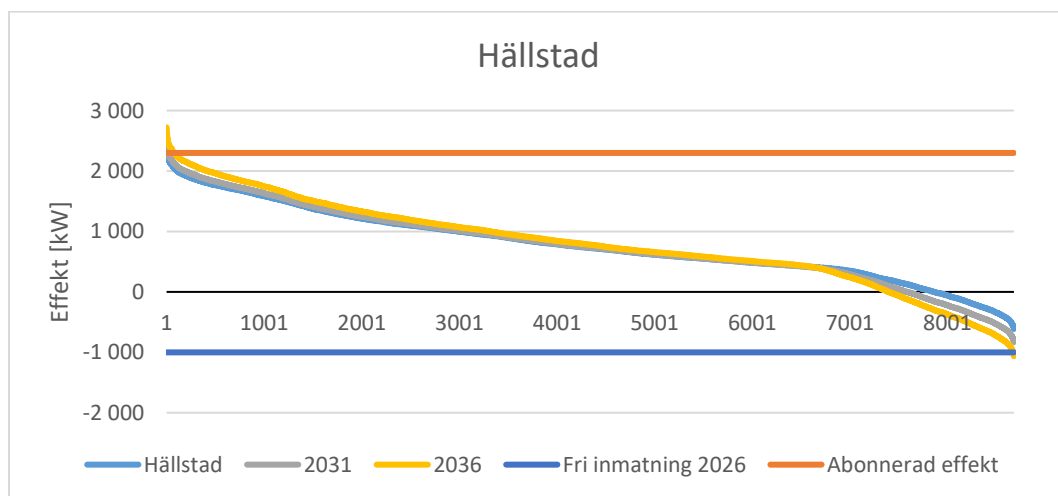
lastkurvan för effektbehovet på kort sikt skär inte den abonnerade gränsen och har därför inget flexibilitetsbehov.



Figur 9 Varaktighetsdiagram för effektbehov i delområdet Ulricehamn på medellång (5 år) och lång sikt (10 år) med effektbehovet år 2026 som referens.



Figur 10 Varaktighetsdiagram för effektbehov i delområdet Hökerum på medellång (5 år) och lång sikt (10 år) med effektbehovet år 2026 som referens.



Figur 11 Varaktighetsdiagram för effektbehov i delområdet Hällstad medellång (5 år) och lång sikt (10 år) med effektbehovet år 2026 som referens.

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

Som denna rapport visar 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.

Potential i styrning

Möjlig framtida reduktion 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 fjärrvärmesystemet, 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 fordonsladdning till nattetid.

2.4.2.2 Omfattning av flexibilitetsbehov och behov av andra resurser

Nedan sammanfattas omfattningen av flexibilitetsbehovet och andra resurser redovisat i Tabell 6 i antal timmar vid en estimerad normalvinter och befintlig abonnemangsnivå.

Tabell 7 Omfattning och typ av flexibilitetstjänster.

Omfattning av flexibilitetstjänster och andra resurser [timmar/år]		
Delområde	0–5 år	6–10 år
Ulricehamn	60	250
Hökerum	0-5	5-10
Hällstad	10-20	50-100

En historisk analys av effektbehovet har gjorts för att se när de 100 högsta lasttimmarna uppstår under dag och vecka sedan 2022. De 100 högsta värdena totalt och per år är uppmätt utbyte med regionnätet.

För Ulricehamn förekommer höga laster uteslutande på vardagar, främst på morgonen och förmiddagen.

De högsta timmarna inföll i Hökerum mest i början på veckan, men annars jämnt fördelat på onsdag till söndag, framför allt på morgonen samt kvällen.

De högsta timmarna i Hällstad inföll under alla veckodagar, oftast fredag till måndag, framför allt på morgonen och kvällen.

Det finns en risk för att överstiga den tillåtna inmatningen till regionnätet om 1 MW på 6–10 års tidshorisont i delområdena Ulricehamn och Hällstad. Det handlar om effekter under 0,1 MW för båda områdena och några enstaka timmar mitt på dagen under semestertider. För delområde Hällstad några enstaka, men möjligtvis upp till femtio timmar sommartid mitt på dagen.

2.4.3 Omdirigering

Distributionsnätsföretaget har inte använt omdirigering och ser i dagsläget inget behov för omdirigering under 2027–2036.

2.5 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Utbyggnad till Rönnåsen är nödvändig för att förstärka lokala slingstrukturen och möjliggöra önskad kapacitetsöverföring, där det finns möjlighet att ansluta till befintligt mellanspänningsnät.

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.

2.6 Om planerade åtgärder möter behovet av överföringskapacitet

Åtgärderna bedöms i dagsläget tillräckliga förutsatt att abonnemangsökningar är möjliga.

Då regionnätsägaren 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.