

Nätutvecklingsplan 2027– 2036

Kalmar Energi Elnät AB

Preliminär nätutvecklingsplan för samråd

Version 0.1

Datum: 2026-10-16

Upprättad enligt Ei:s föreskrifter och allmänna råd om nätutvecklingsplaner EIFS 2024:1, ändrade genom EIFS 2026:4.



INNEHÅLLSFÖRTECKNING

BAKGRUND	4
SYFTET MED NÄTUTVECKLINGSPLANER	4
UTVECKLING SEDAN FÖREGÅENDE PLAN	4
1. UPPGIFTER OM FÖRETAGET OCH FÖRETAGETS ELNÄT	5
1.1 Uppgifter om Kalmar Energi Elnät AB	5
1.2 Uppgifter om Kalmar Energis elnät	5
1.3 Karta över området där Kalmar Energi Elnät AB bedriver nätverksamhet	6
1.4 Uppföljning av nätutvecklingsplan 2025–2034	7
2. BEHOV AV ÖVERFÖRINGSKAPACITET I ELNÄTET	7
2.1 Redogörelse för Kalmar Energis prognosarbete	7
2.1.1 Antaganden som ligger till grund för prognosen	8
2.1.2 Faktisk nätbelastning och sammanlagringseffekter	8
2.1.3 Drivkrafter som kan påverka behovet av överföringskapacitet	12
2.1.4 Hur kommuners, regioners och länsstyrelser prognoser och planer har beaktats	15
2.1.5 Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet	16
2.1.6 Hur den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet har beaktats	16
2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036	16
2.3 Jämförelse med de senaste historiska årens behov	17
2.4 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	18
2.4.1 Nuvarande kapacitetsbegränsningar	19
2.4.2 Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser	19
2.4.3 Förväntade kapacitetsbegränsningar 2027–2036	20
3. PLANERADE INVESTERINGAR OCH ALTERNATIVA LÖSNINGAR	21
3.1 Kalmar Energis tillvägagångssätt vid planering av åtgärder	21
3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar	21
3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	22
3.2 Planerade investeringar	22
3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar	23
3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser	23
3.3.1 Det förväntade behovet	23
3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet	23
3.3.3 Omdirigering	24
4. KALMAR ENERGI ELNÄTS BEDÖMNING OM DE PLANERADE ÅTGÄRDerna FÖR PERIODEN 2027–2036 MÖTER BEHOVET	24

5. SAMRÅD	24
5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd	24

Bakgrund

Denna nätutvecklingsplan avser perioden 2027–2036 och är upprättad enligt EIFS 2024:1 med ändringar i EIFS 2026:4. Planen lämnas in till Ei senast den 31 december 2026. Det är Kalmar Energi Elnäts andra nätutvecklingsplan; den föregående avsåg 2025–2034.

Syftet med nätutvecklingsplaner

Elnätet i Kalmar behöver utvecklas i takt med att samhället förändras. Fler bostäder, elektrifierade transporter, laddinfrastruktur och ny lokal elproduktion påverkar hur mycket el som behöver kunna överföras, och var i elnätet behovet uppstår.

Nätutvecklingsplanen beskriver hur Kalmar Energi Elnät bedömer att behovet av överföringskapacitet utvecklas under de kommande tio åren. Den visar också vilka investeringar och andra åtgärder vi planerar för att möta behovet. Planen tas fram vartannat år enligt ellagen och Energimarknadsinspektionens föreskrifter, och den genomgår ett offentligt samråd innan den fastställs.

Planen har tre huvudsakliga syften:

- **Transparens.** Kunder, kommun, region, fastighetsutvecklare och andra aktörer ska kunna se hur vi bedömer framtida behov och hur vi planerar nätet. De får då bättre underlag för sina egna beslut, till exempel om etableringar, laddinfrastruktur eller ny elproduktion.
- **Underlätta omställningen.** Planen ska göra det lättare att ansluta förnybar elproduktion, energilager och elektrifierade transporter, med fokus på den infrastruktur som behövs för ny elanvändning och elproduktion.
- **Effektivt nätutnyttjande.** Planen beskriver i vilken utsträckning flexibilitetstjänster, energilager och andra resurser kan användas som alternativ eller komplement till traditionell nätutbyggnad, så att nätet utvecklas på ett kostnadseffektivt sätt.

Nätutvecklingsplanen är ett planeringsdokument och inte ett bindande åtagande. Bedömningarna bygger på information som finns tillgänglig när planen tas fram och uppdateras i takt med att förutsättningar förändras. Synpunkter från samrådet är ett viktigt underlag för att planen ska spegla behoven i Kalmar.

Utveckling sedan föregående plan

Sedan förra planen konstateras att installation av batteri och solceller avtagit men fordonsladdning fortsätter växa. Det visar sig genom att ökning i det sammanlagrade effektbehovet från överliggande nät är liten och med väderosäkerheter så ligger det kvar på tidigare nivåer. Några större industrisatsningar har skjutits framåt i tiden och bostadsproduktion är fortsatt låg. Utbyggnad av nätet har främst skett genom anslutning av nya kunder och fortsatt kabelförnyelse med fokus på samförläggning med andra ledningsägare.

1. Uppgifter om företaget och företagets elnät

Avsnittet presenterar uppgifter om Kalmar Energi Elnät AB, nedan benämnt Kalmar Energi, och om bolagets elnät.

1.1 Uppgifter om Kalmar Energi Elnät AB

Uppgift	Information
Företagsnamn	Kalmar Energi Elnät AB
Organisationsnummer	556182–7543
Kontaktperson	Daniel Jedfelt
E-post	daniel.jedfelt@kalmarenergi.se
Telefonnummer	0480-45 10 00
Länk till preliminär nätutvecklingsplan	https://kalmarenergi.se/natutvecklingsplan-2027-2036/
Länk till information om samrådet	https://kalmarenergi.se/natutvecklingsplan-2027-2036/
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	
Länk till slutlig samrådsredogörelse	

Tabell 1. Uppgifter om företaget.

1.2 Uppgifter om Kalmar Energis elnät

Kalmar Energi ansluter till E.ON:s regionnät varifrån elen överförs till Kalmar där den fördelas och transformeras till mellanspänning i fördelningsstationerna. Från fördelningsstationerna går 10 kV-nätet ut till drygt 200 nätstationer, transformeras till lågspänning och når knappt 23 000 kunder via kabelskåp och servisledning. Områdeskoncessionen för Kalmar Energi Elnät avser i huvudsak Kalmar tätort (se karta under 1.3).

Nyckeltal	NUP 2025–2034	NUP 2027–2036
Antal kundanslutningar 0,4 kV	23 704	22 705
Antal kundanslutningar 10 kV	29	31

Nyckeltal	NUP 2025–2034	NUP 2027–2036
Antal nätstationer	224	228
Antal fördelningsstationer	3	3
Abonnemang mot regionnätet (MW)	78	71 (vintermånader) – 54 (sommarmånader), månadsabonnemang
Indelning i delområden	Nej	Nej

Tabell 2. Nyckeltal för elnätet.

1.3 Karta över området där Kalmar Energi Elnät AB bedriver nätverksamhet

Kartan i bilden nedan visar hela Kalmar Energis koncessionsområde och det är inte bedömt som relevant med indelning i delområden.

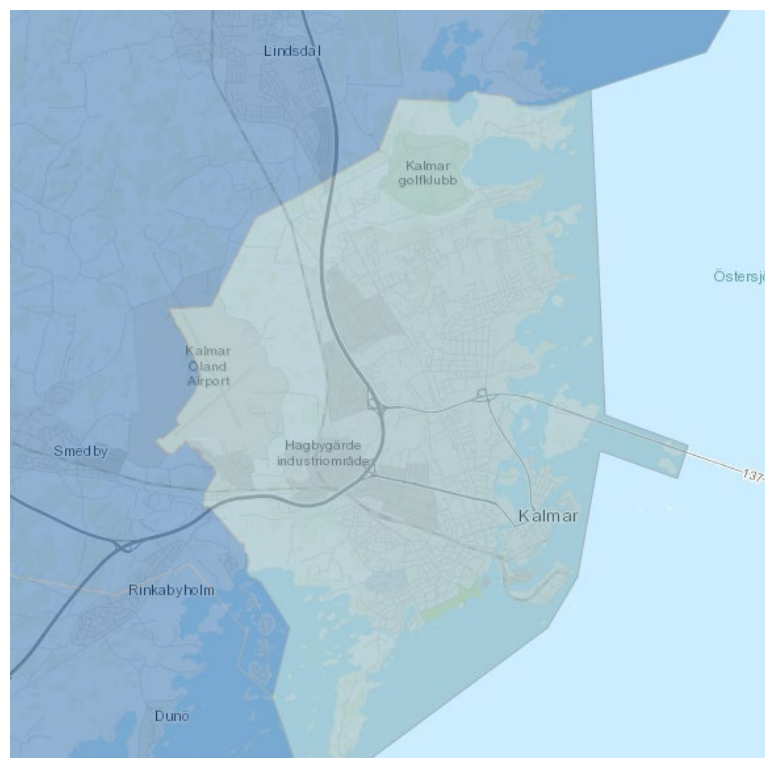


Bild 1. Översiktskarta över Kalmar Energis koncessionsområde.

1.4 Uppföljning av nätutvecklingsplan 2025–2034

Projekt som redovisades i nätutvecklingsplanen för 2025–2034 följs här upp avseende status. Varje projekt har tilldelats ett id som används även i tabell 9 och i kommande nätutvecklingsplaner.

ID	Projekt (NUP 2025–2034)	Planerad driftsättning	Status i NUP 2025–2034	Status 2026	Kommentar / förändring
KEE-01	Norra nätet (Exploatering i Snurrom m.fl i norra Kalmar)	2025–2028	Detaljplan Snurrom ej antagen i kommun-fullmäktige. Utredning av förstärkning för Hansaområdet pågår.	Detaljplan vunnit laga kraft. Nätutredning Hansa-området.	Enstaka anslutningar i Snurrom. Inget förstärkningsbehov i nuläget för Hansaområdet. Förstärkning.
KEE-02	Hamnen	2030	Initial dialog	Förstärkning i Ölandskajen	Förstärker med samförläggning.
KEE-03	H3 – Torsåsgatan	2025	Utredning pågår	Kapacitet tillgodosedd med annan lösning.	Arbete för långsiktig förstärkning fortgår.
KEE-04	Förnyelse fördelningsstation H3	2026–2027	Under övervägande	Förstudie påbörjad	Tar betydligt längre tid.
-	Övrigt – mindre förstärkningar/utbyggnader	Löpande 2025–2033	Planerad (löpande)		Utgår ur planen då det är ett kontinuerligt pågående arbete.

Tabell 3. Uppföljning av projekt i nätutvecklingsplan 2025–2034.

2. Behov av överföringskapacitet i elnätet

Följande avsnitt redogör för Kalmar Energis prognosarbete för behovet av överföringskapacitet i elnätet. Här presenteras även prognosen och hur Kalmar Energi bedömer elnätets förmåga att möta prognostiserade behov.

2.1 Redogörelse för Kalmar Energis prognosarbete

Prognosen avser det totala behovet av överföringskapacitet, det vill säga summan av befintligt och tillkommande behov, för kundernas elanvändning och produktion i elnätet.

Den utgår från en rimlig och normal utveckling vilket är det Kalmar Energi bedömer som mest troligt.

2.1.1 Antaganden som ligger till grund för prognosen

Kalmar Energi deltar aktivt i kommunens arbete med översiktsplanering och stadsutveckling och använder liknande antaganden vad gäller befolkningstillväxt, förtätning av stadsdelar och nyexploatering för såväl bostäder som verksamhetsmark. Fjärrvärmen i Kalmar är väl utbyggd vilket gör att tillkommande uppvärmningslast inte får fullt genomslag i elanvändning. Solcellsinstallationer ökar även om takten avtagit efter rekordåren och fordonsladdning ökar ungefär som hittills. Prognosen använder åren 2023–2025 som utgångspunkt. Elanvändningen sjönk då i storleksordningen 10 % mellan 2021 och 2023, en period med rekordhöga elpriser i SE4 och framför allt under 2022. Nedgången bedöms främst bero på bestående beteendeförändringar och effektiviseringar, men till viss del även på ökad solelproduktion och strukturförändringar (se 2.1.3), vilket gör att tidigare år inte är representativa. Sedan 2023 har den temperaturjusterade användningen i elnätet varit stabil med en svag ökning (se 2.1.3).

Tillväxten från nya bostäder, laddinfrastruktur och verksamheter antas fortsätta i ungefär den takt som observerats sedan 2023, cirka 1 procent per år i toppeffekten under vinterhalvåret. Utöver detta läggs ett fåtal större punktlaster in med spann enligt tabell 5. Dessa är ofta osäkra, både om de överhuvudtaget blir av och i så fall när, samt hur stora de faktiskt blir. Men eftersom den typen av laster direkt påverkar kapacitetsbehovet så tas de med här men redovisas inte som planerade investeringar förrän de är beslutade och beställda av kund.

Solelsproduktion antas inte minska den dimensionerande toppeffekten då den infaller en kall vintermorgon när solelproduktionen är i det närmaste noll. Effektiviseringen från åren 2022–2023 bedöms i huvudsak vara genomförd, och fortsatt effektivisering antas ske i den takt som utrustning byts ut.

Prognosens utgångspunkt är nuvarande toppeffekt omräknad till en dimensionerande kall vinterdag (se 2.1.2). Tillkommande behov läggs ovanpå denna nivå med hänsyn till när på dygnet och året de bedöms sammanfalla med nätets befintliga topp, som infaller vardagar kl. 08–11 under kalla vinterdagar.

2.1.2 Faktisk nätbelastning och sammanlagringseffekter

Prognosens grundnivå utgår från faktiskt uppmätt elöverföring till Kalmar Energis elnät. Det är sammanlagrad användning för samtliga kunder och nätförluster. Prognosen bygger alltså på verklig belastning i elnätet och inte på en summering av kundernas avtalade eller enskilt uppmätta maximala effekter. Dataunderlaget är timvärden för januari 2021–oktober 2026 ihop med utomhustemperatur. Sambandet mellan belastning och utomhustemperatur har analyserats för nätets toptimmar (vardagar kl. 08–11). Den temperaturjusterade förbrukningsnivån har tagits fram genom att justera för temperatur (graddagar) och

veckodag. Analysen har delvis genomförts med AI-baserade analysverktyg vars resultat senare kontrollerats och stämts av mot dataunderlaget.

Slutsatserna är följande:

- Belastningen är måttligt temperaturberoende. Døgnet's högsta timeffekt ökar med cirka 1 MW per grad kallare under vintern. När det blir riktigt kallt (under 0 °C) planar ökningen ut till cirka 0,6–0,7 MW per grad vilket tyder på att uppvärmning i stor utsträckning sker med fjärrvärme och att andelen direktverkande elvärme är låg.
- Medeleffekten är cirka 35 MW sommartid och cirka 47 MW vintertid (december–februari), dvs. vinternivån är omkring 1,3 gånger sommarnivån.
- Nätets toppar infaller vardagar mellan kl 08 – kl 11 under kalla vinterdagar. Døgnsprofilen domineras av verksamheter (handel, service, kontor och offentlig sektor) snarare än av bostäder, och saknar den tydliga kvällstopp som är typisk för elvärmade bostadsområden.
- Flertalet årstoppar (fyra av sex) har inträffat vardagar med døgnsmedeltemperatur mellan –7 och –11 °C. Den högsta, 71,2 MW, inträffade i februari 2021, då förbrukningsnivån var högre än i dag.
- Den överförda energin har minskat från 385 GWh (2021) till cirka 345 GWh och har legat stabilt på den nivån sedan 2023.

För att ta fram en dimensionerande grundnivå på last har sambandet mellan effekt under topplasttimmar (vardagar kl. 08–11) och utomhustemperatur för åren 2023–2026 analyserats, vilket bedöms spegla dagens användningsnivå. Resultatet redovisas i tabell 4b och bild 2.

Døgnsmedeltemperatur	Uppskattad toppeffekt (MW)	Kommentar
–5 °C	ca 61–62	Inom observerat underlag
–10 °C	ca 66–67	Observerat 65–68 MW vid –8 till –11 °C
–15 °C	ca 70–72	Extrapolerat
–18 °C	ca 72–75	Extrapolerat

Tabell 4b. Uppskattad toppeffekt vid olika utomhustemperaturer, dagens lastnivå (2023–2026).

Den lägre siffran i spannen bygger på den flackare lutning som observerats under 0 °C, den högre på en rak linje. Kalmar Energi bedömer att dagens dimensionerande toppeffekt, vid en kall vinterdag, uppgår till cirka 70–75 MW. Det är denna nivå, och inte ett normalårs topp, som utgör grundnivån i prognosen.

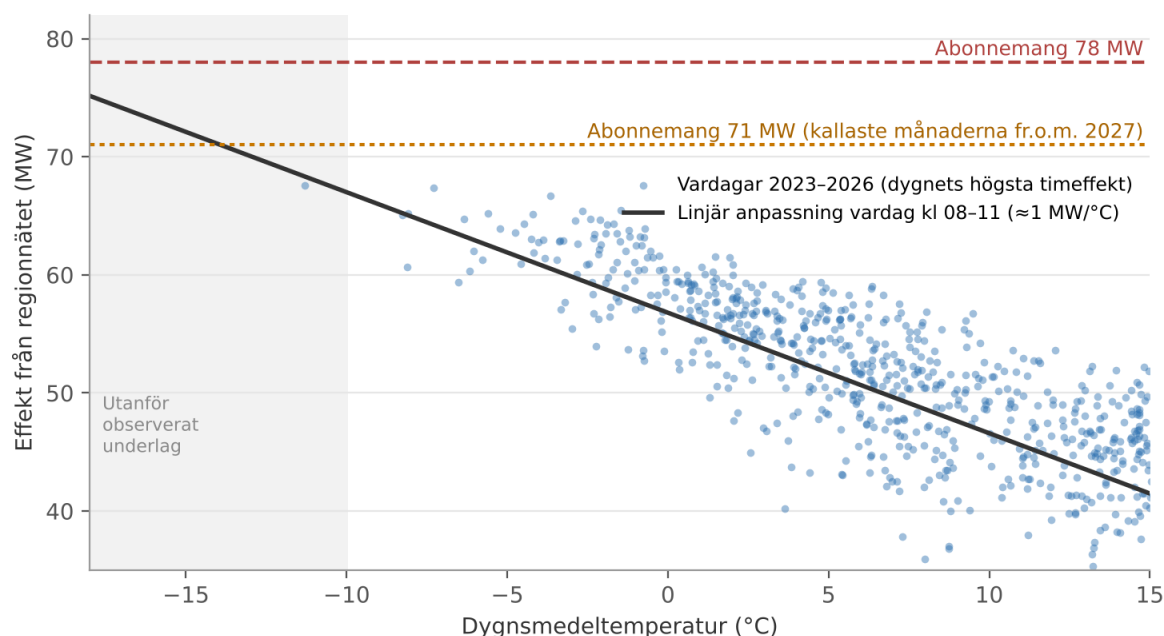


Bild 2. Dygnets högsta timeffekt för vardagar 2023–2026 mot dygnsmiddeltemperatur, med linjär anpassning för topptimmarna. Tidigare abonnemangsnivå på 78 MW samt nytt vintereffektabonnemang på 71 MW utmärkt. Det nya abonnemanget är en tariffnivå mot regionnätet. Tillfälliga överskridanden vid sträng kyla är möjliga mot en högre avgift och utgör ingen teknisk begränsning.

Framåt bedöms temperaturberoendet kunna öka. Laddning av elfordon och elbussar samt värmepumpar i nya bostäder har ett högre effektbehov vid kyla, och värmepumpars verkningsgrad sjunker samtidigt som eventuella elpatroner slår till. Detta beaktas i prognosen genom att tillkommande laster värderas vid vinterns topp timmar.

Effektbehovet från regionnätet har dock de senaste 15–20 åren gått i motsatt riktning mot befolkningsutvecklingen. Även energivolymer har minskat de senaste 15–20 åren. Det beror troligen främst på generella energieffektiviseringar och strukturförändringar inom verksamheter. Till exempel har stora elpannor ersatts av värmepumpar och fjärrvärme-produktionen har i stor omfattning flyttat ut från Kalmar Energis nätområde. Under 2021–2023 har även solproduktion i nätet och effekterna av energikrisen bidragit. Sedan 2023 är dock trenden svagt ökande (se 2.1.3).

Som jämförelse var elöverföringen 2006 424 GWh med en topp effekt på drygt 80 MW att jämföra med 345 GWh och 63–68 MW topp effekt för åren 2023–2025. Det innebär att Kalmar Energis eget elnät, på en övergripande och sammanlagrad nivå, har utrymme för ökad elanvändning även om det lokalt kan uppstå kapacitetsbegränsningar beroende på var i nätet som nya kunder ansluts.

Elproduktionen inom Kalmar Energis nät ökar men är fortsatt en relativt liten del i förhållande till elanvändningen. För 2025 var total produktionsvolym i Kalmar Energis nät 10,7 GWh.

Trots sin litenhet kan det uppstå kapacitetsproblem om för mycket solelproduktion vill lokaliseras inom samma geografiska område. Det eftersom så gott som all solel i nätet har sin maxproduktion samtidigt och därmed lokalt kan överbelasta nätet sommartid.

År	Max sammanlagrad timeffekt (MW)	Tidpunkt (datum, timme)	Utetemp. (°C)	Överförd energi (GWh) (årsvolym regionnät)	Produktion i nätet (GWh)
2021	71,2	5 feb kl 10	-9,1 (dygn -10,9)	385	3,4
2022	65,3	13 dec kl 16	-6,8 (dygn -5,8)	360	5,2
2023	65,2	28 nov kl 09	-8,1 (dygn -8,1)	345	8
2024	67,6	16 jan kl 09	-11,7 (dygn -11,3)	346	9,5
2025	63,0	21 nov kl 11	-0,7 (dygn -4,2)	345	10,7
2026 (t.o.m. sep)	67,4	7 jan kl 16	0,3 (dygn -7,3)	–	

Tabell 4. Faktisk sammanlagrad topp effekt och överförd energi från regionnätet. Tidpunkt anges som timmens början.

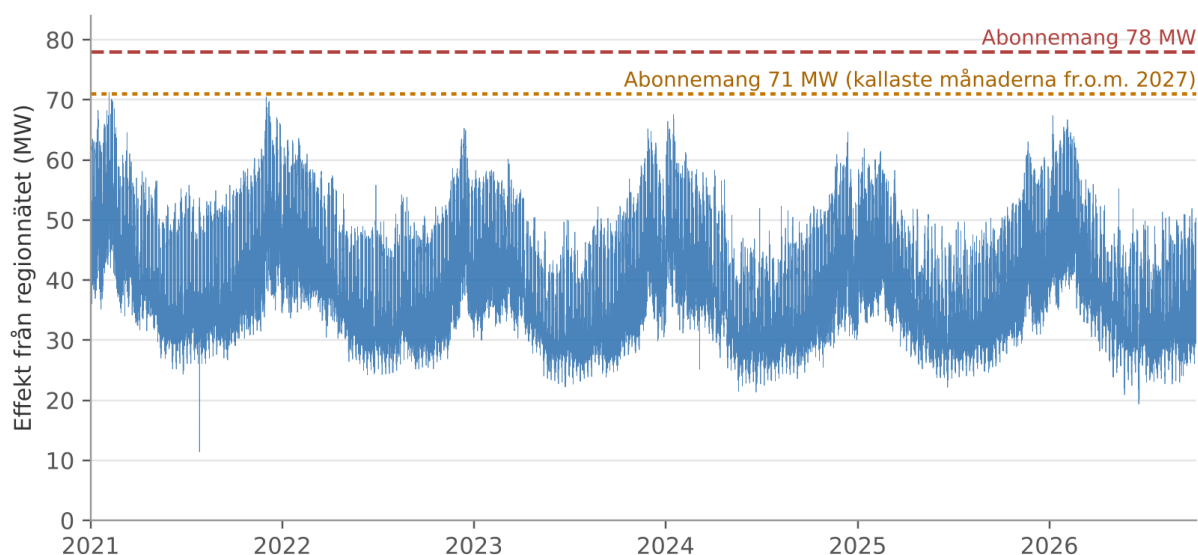


Bild 3a. Kalmar Energis effektuttag (MW) från regionnätet per timme, januari 2021–oktober 2026, med abonnemangsnivåerna 78 MW och 71 MW.

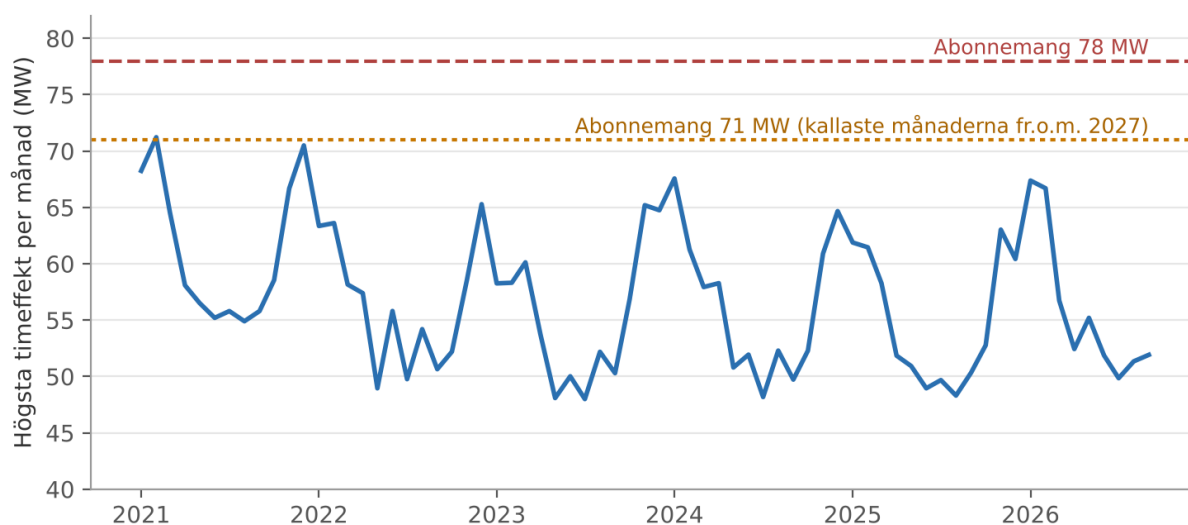


Bild 3b. Högsta timeffekt per månad från regionnätet, januari 2021–september 2026, jämfört med abonnemangsnivåerna 78 MW och 71 MW.

2.1.3 Drivkrafter som kan påverka behovet av överföringskapacitet

Kalmar kommun har haft stadig befolkningstillväxt sedan 2010 med flera år över 1 % ökning. En hel del av ökningen har skett i Kalmar Energis nätområde, främst i form av nya flerbostadshus. Laddinfrastrukturen i Kalmar byggs successivt ut och ett antal större laddanläggningar har drifsets de senaste åren. Nytt trafikavtal för kollektivtrafiken träder i kraft hösten 2027 och då kommer stadstrafiken byta från biogas till elbussar. För tillfället är det lite nybyggnation av bostäder och lokaler i vårt nätområde men det finns ett antal projekt med flerfamiljshus samt planlagd mark för bostäder som väntar på att efterfrågan ska ta fart. Viss omstrukturering pågår i Kalmars industriområde där lite tyngre industri och ofta större elanvändare tenderar att flytta ut till mer perifert belägna verksamhetsområden och ersättande verksamhet är ofta tjänsteföretag eller handel med lägre energi och effektbehov. I Kalmar hamn och vid flygplatsområdet är det tänkbart att mer elkrävande verksamhet kan lokaliseras. Det finns även några industrier med expansions- och elektrifieringsplaner men dessa är fortfarande på idé eller planeringsstadiet och inga beslut är fattade.

Observerad utveckling 2021–2026

Trots tillväxt i form av nya bostäder, laddinfrastruktur och verksamheter har uttaget från regionnätet inte ökat under perioden. Tillväxten i elnätet har motverkats av ett antal faktorer:

- Stegvis minskning 2021–2023. Den temperaturjusterade medeleffekten sjönk med cirka 9 procent, från 43,4 MW (2021) till 39,4 MW (2023), se tabell 5a. Minskningen sammanfaller med energikrisen och de rekordhöga elpriserna i SE4 under 2022. De drev på beteendeförändringar, effektiviseringar och investeringar i egen elproduktion. Även strukturförändringar bland Kalmars verksamheter bedöms ha bidragit.

- Solelproduktion i nätet. Installerad soleffekt i Kalmar Energis nät har ökat från 6,7 MW (2021) till 20,0 MW (2025) och 20,5 MW (2026). En sommarvardag har inmatad eleffekt mitt på dagen minskat med cirka 9 MW mellan 2021 och 2025, medan nattlasten minskat med cirka 2 MW. Skillnaden, cirka 6–7 MW, motsvarar knappt hälften av den tillkomna installerade effekten, vilket får bedömas som rimligt med hänsyn till väder och solinstrålning (bild 4). Utbyggnaden bedöms ha avstannat något efter 2024 (+1,0 MW 2025 och +0,5 MW 2026). Sommarens topp effekt i överföring från regionnät har därmed förskjutits mot eftermiddag och kväll.
- Möjlig ökning av kylbehov döljs av solproduktion. Sedan 2023 sjunker effekten sommareftermiddagar med cirka 0,3 MW per grad varmare, eftersom varma dagar oftast är soliga och solproduktionen överstiger ett möjligt ökande kylbehov.
- Tillväxt i form av ökad elanvändning syns vintertid, främst kvällar och nätter. Vid 0 °C har effekten sedan vintern 2022/23 ökat med cirka 1,6 MW (+3 %) kl. 08–11, 2,2 MW (+5 %) kl. 21–23 och 2,0 MW (+6 %) kl. 02–04. Det är ett användningsmönster som stämmer väl med ökad laddning av elfordon i bostäder, värmepumpar och nya bostäder.

Nivå	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Medeleffekt, faktisk (MW)	43,9	41,1	39,4	39,3	39,4	– (jan–sep 39,4)
Medeleffekt, temperaturjusterad till normalår (MW)	43,4	41,1	39,4	39,6	39,7	39,9
Vintertopp vid 0 °C, vardag kl. 08–11 (MW), eldningssäsong	61,4 (20/21)	60,0 (21/22)	56,3 (22/23)	57,6 (23/24)	56,6 (24/25)	57,9 (25/26)

Tabell 5a. Medeleffekt och vintertopp. Temperaturjusterad medeleffekt avser ett normalår (medelvärdet 2021–2025, cirka 2 580 graddagar) och har tagits fram med regression mot graddagar för uppvärmning och kyla, veckodag och helgdagar. Vintertoppen avser regressionsvärdet vid 0 °C per eldningssäsong. 2026 års temperaturjusterade värde är uppskattat utifrån januari–september.

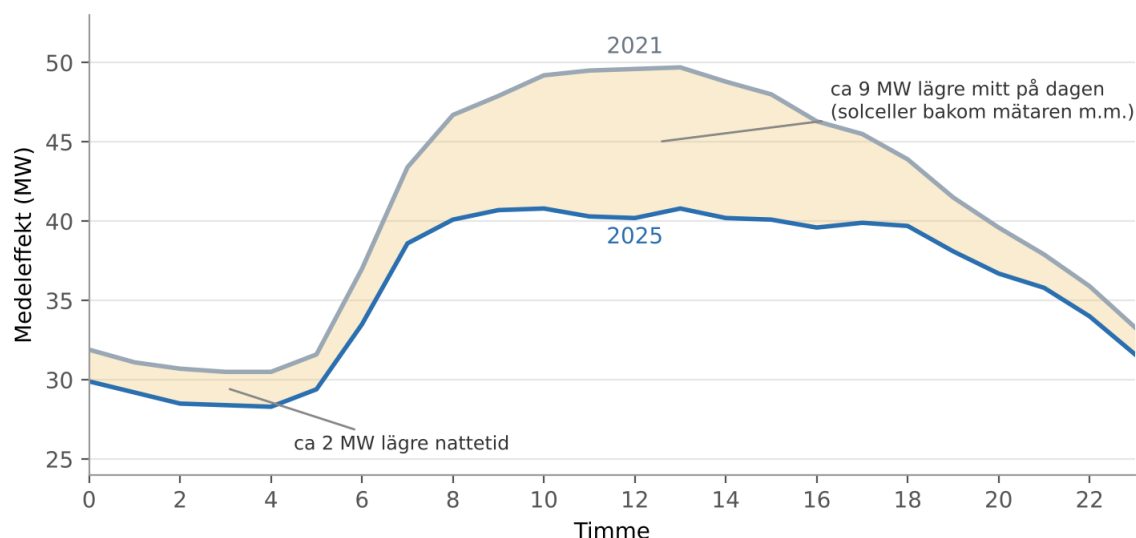


Bild 4. Medeleffekt per timme en sommarvardag (maj, juni och augusti) 2021 jämfört med 2025.

Sammanfattningsvis har vintertoppen vid 0 °C ökat med cirka 0,5 MW per år sedan 2023, motsvarande knappt 1 procent per år, medan den temperaturjusterade medeleffekten ökat med cirka 0,2 MW per år (cirka 0,4 procent). Medeleffekten växer långsammare eftersom solcellsproduktionen dämpar användningen dagtid under sommarhalvåret. Solceller minskar energivolymen och sommarens effekt men inte den dimensionerande vintertoppen, och effektiviseringen från krisåren bedöms inte upprepas. Den observerade tillväxten väntas därför synas tydligare i belastningen framöver.

Bedömda drivkrafter 2027–2036

Tillskotten anges som bidrag till nätets topp, dvs. vardagar kl. 08–11 en kall vinterdag, och inte som avtalad effekt.

Drivkraft	Bedömt tillskott vid vintertopp (MW)	Från år	Sannolikhet / status	Källa
Allmän tillväxt: nya bostäder, laddning, verksamheter	ca +0,7 per år (1 %)	2027	Observerad trend 2023–2026	Effektanalys, kommunens planer
Elbussar (regionens upphandling)	1,5 - 3	Okt 2027	Beslutad	KLT / Bergkvarabuss
Hamnen – elektrifiering	0-1	-	Osäkert	Egen bedömning

Drivkraft	Bedömt tillskott vid vintertopp (MW)	Från år	Sannolikhet / status	Källa
Flyget (Kalmar Öland Airport)	0-1	-	Osäkert	Egen bedömning
Norra staden / Snurrom / Berga	Ingår i allmän tillväxt	Marknads-styrt	Detaljplan klar	Kalmar Kommun
Energieffektivisering	Ingår i allmän tillväxt	–	Krisårens effekt i huvudsak genomförd	Effektanalys
Solcellsproduktion i nätet	0 vid vintertopp	–	Påverkar sommar och energi	Effektanalys
Ökat temperaturberoende (värmepumpar, laddning vid kyla)	Ingår i allmän tillväxt	-	Påverkar vintertopp	Effektanalys (2.1.2)
Elektrifiering industri	0-8	-	Osäker, både vad gäller effekt och tid.	Kunduppgift
Expansion industri	5	-	Osäker, både vad gäller effekt och tid.	Kunduppgift
Värmepump för fjärrvärmeproduktion	0-3	2031	Osäker. Men påverkar troligen inte vintertopp då det är förknippat med höga elpriser vilket gör att annan värmeproduktion prioriteras.	Kalmar Energi Värme AB

Tabell 5. Drivkrafter och bedömd påverkan på behovet av överföringskapacitet vid vintertopp.

2.1.4 Hur kommuners, regioners och länsstyrelserns prognoser och planer har beaktats

Kalmar Energis prognosarbete innefattar kontinuerligt informationsutbyte och dialog med främst kunder, regionnät och kommun samt rapporter och analyser från andra aktörer i branschen. Det som nätutvecklingsplanen visar är nulägesbilden av det kontinuerliga arbetet och informationsutbytet.

2.1.5 Samarbete med andra nätföretag i prognosarbetet

E.ON inför en ny prismodell 2027 för regionnätسابonnemang med månadseffekt. Det innebär att vi anpassar effektabonnemanget utifrån historik och prognos. Effektbehovet framåt är analyserat i samråd med E.ON och det har resulterat i en balanserad abonnemangsnivå för att klara normala månadstoppar. Blir det en vinter med sträng kyla kommer nivån överskridas och det innebär en överruttagsavgift men det är ingen teknisk begränsning i överföringen för de effektnivåer vi ser i närtid.

Prognosen enligt avsnitt 2.2 finns tillgänglig för E.ON som underlag för deras planering av regionnätet.

Om de osäkra industriprojekten i tabell 5 realiseras kan behovet vid sträng kyla närma sig 100 MW i slutet av perioden. Utvecklingen på större anslutningar följs noggrant och kommuniceras löpande med E.ON för att säkra tillgänglig effekt i god tid innan sådana anslutningar får klartecken.

2.1.6 Hur den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet har beaktats

Elanvändningen i Sverige ökar men långsammare än prognoserna för 2–3 år sedan. Skillnaden beror främst på försenade industriprojekt i form av järn-, stål- och elektrobränsleprojekt. Det som däremot tillkommit som ny storskalig elförbrukare är datacenter, där olika prognoser spretar betydligt. I SE4 är skillnaden mellan tidigare och nuvarande prognoser mindre, och de största datacenterprojekten bedöms hamna utanför SE4. Utvecklingen i vårt stadsnära lokalnät bedöms inte i någon större omfattning påverkas av de stora svängningar som finns i nationella prognoser.

Däremot påverkas lokalnätet av de breda trenderna i energisystemet: elektrifiering av transporter, fortsatt utbyggnad av solceller och energilager hos kunder samt övergången till effektbaserade tariffer som ger incitament att flytta användning från topplattimmar.

2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036

Tabellen visar prognosen för det totala behovet av överföringskapacitet i MW per år. Prognosen avser nätets sammanlagrade topp effekt en dimensionerande kall vinterdag och utgår från den mest troliga utvecklingen just nu. Grundprognosen bygger på dagens dimensionerande nivå, cirka 70–75 MW (se 2.1.2), med en allmän tillväxt på cirka 1 procent per år. Till detta läggs tillkommande punktlaster enligt tabell 5.

Spannets nedre gräns omfattar utöver grundprognosen endast elbussarna för stadstrafiken (1,5 MW från 2028 då de driftras sent 2027), som följer av beslutat trafikavtal. Den övre gränsen omfattar samtliga punktlaster i tabell 5 med sina högre värden: elbussar 3 MW från 2027 samt hamnen, flygplatsområdet och industriprojekten, **sammanlagt 15 MW, som antas fasas in 2030–2032. Värmepump för fjärrvärmeproduktion** ingår inte, eftersom den inte bedöms vara i drift vid vintertoppen. Scenariot att samtliga punktlaster slår igenom till vad de maximalt bedöms till är inte troligt men för att visa på det möjliga spannet så tas den möjligheten ändå med som den övre gränsen i behovspannet.

År	Grundprognos, allmän tillväxt (MW)	Tillkommande punktlaster, tabell 5 (MW)	Produktion / inmatning (MW)	Totalt behov (MW) – redovisas till Ei
2027	71–76	0–3	21–22	71–79
2028	71–77	1,5–3	21–23	73–80
2029	72–77	1,5–3	22–24	74–80
2030	73–78	1,5–6	22–25	74–84
2031	74–79	1,5–12	23–26	75–91
2032	74–80	1,5–18	23–27	76–98
2033	75–80	1,5–18	24–28	77–98
2034	76–81	1,5–18	24–28	77–99
2035	77–82	1,5–18	25–29	78–100
2036	77–83	1,5–18	25–30	79–101

Tabell 6. Prognos för behovet av överföringskapacitet 2027–2036 (MW).

Spannet i grundprognosen speglar osäkerheten i toppeffekten vid sträng kyla (se tabell 4b). Den nedre gränsen motsvarar en kall vinter med den flackare temperaturkänslighet som observerats under 0 °C, den övre en extrapolering med rak linje.

Produktion avser installerad effekt för sol och vind i nätet, 20,7 MW 2026, med en antagen fortsatt solcellsutbyggnad på 0,5–1 MW per år. Därutöver finns cirka 6,4 MW batterilager (se 2.1.3). Produktionen påverkar inte den dimensionerande vintertoppen. Även sommartid vid låg last och hög solproduktion är uttaget från regionnätet positivt; det lägsta uttaget mitt på dagen under 2025–2026 var cirka 22 MW (midsommarafton 2026). Någon inmatning till regionnätet bedöms därmed inte ske.

2.3 Jämförelse med de senaste historiska årens behov

Prognosen har jämförts med det faktiska behovet under de historiska referensåren 2023–2025. Som referensbehov används medelvärdet av årens högsta uppmätta timeffekt, 65,3 MW (65,2, 67,6 och 63,0 MW enligt tabell 4). Referensåren har valts eftersom förbrukningsnivån sjönk stegvis 2021–2023 och därefter varit stabil (se 2.1.3). Tabellen visar ökning (+) eller minskning (–) i procent för varje prognosår.

År	Grundprognos (MW)	Förändring mot referens (%)	Totalt behov inkl. punktlaster: förändring (%)
2027	71–76	+9 till +16	+9 till +21
2028	71–77	+9 till +18	+12 till +23
2029	72–77	+10 till +18	+13 till +23
2030	73–78	+12 till +19	+13 till +29
2031	74–79	+13 till +21	+15 till +39
2032	74–80	+13 till +23	+16 till +50
2033	75–80	+15 till +23	+18 till +50
2034	76–81	+16 till +24	+18 till +52
2035	77–82	+18 till +26	+19 till +53
2036	77–83	+18 till +27	+21 till +55

Tabell 7. Förändring av behovet av överföringskapacitet jämfört med referensåren 2023–2025.

Ökningen redan 2027 beror främst på att prognosen avser en dimensionerande kall vinterdag, medan referensåren speglar de toppar som faktiskt inträffat under förhållandevis milda vintrar. Av ökningen till 2036 utgör den allmänna tillväxten cirka 9–10 procentenheter. Punktlasterna tillför cirka 3 procentenheter i den nedre gränsen och upp till cirka 28 procentenheter i den övre, främst beroende på om de osäkra industriprojekten genomförs. Drivkrafterna är fler bostäder, laddning av elfordon och nya verksamheter medan solceller och effektivisering dämpar energianvändningen men inte vintertoppen.

2.4 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

Kalmar Energis elnät är starkt och välplanerat. Behoven av reinvesteringar och nätförändringar har hittills varit begränsade då elnätet sedan tidigare haft en överkapacitet. Nu börjar delar av nätet bli gamla och därmed kommer förnyelsetakten att öka de närmaste åren vilket ger möjlighet att successivt öka kapaciteten på strategiska delar av nätet, ett arbete som redan inletts med förstärkningar mot hamnområdet.

Bedömningen är att Kalmar Energis eget elnät har goda förutsättningar att klara en generell ökning av effekt lokalt. Nätets huvudstruktur och mottagningsstationen för inkommande linjer från regionnätet har tidigare hanterat toppeffekter på drygt 80 MW och bedöms klara den prognostiserade grundutvecklingen till 2036. Om de osäkra industriprojekten i tabell 5

genomförs fullt ut kan behovet överstiga denna nivå. Kontinuerliga diskussioner förs därför med regionnätet för att i god tid kunna säkra nödvändig kapacitet.

Uttaget från regionnätet har under 2022–2026 haft årstoppar på 63–68 MW. Vid en dimensionerande kall vinterdag bedöms toppen bli cirka 70–75 MW, vilket är i nivå med vinterabonnemanget på 71 MW. Med punktlaster enligt tabell 5 kan 80 MW-nivån överskridas vid mycket sträng kyla redan från 2029–2030, och om samtliga osäkra industriprojekt blir av kan behovet nå cirka 100 MW 2036.

2.4.1 Nuvarande kapacitetsbegränsningar

Begränsning	Eget nät / överliggande nät / båda	Beskrivning och konsekvens
Inga generella kapacitets-begränsningar har identifierats.	Eget nät/ Överliggande nät	
Lokal mottagningskapacitet för solkraft	Eget nät	Installerad solcellseffekt har ökat från 3,7 MW (2019) till 20,5 MW (2026). Om många solcellsanläggningar ansluts inom samma område kan de vid samtidig maxproduktion sommartid överbelasta det lokala nätet.

Tabell 8a. Nuvarande kapacitetsbegränsningar.

2.4.2 Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser

Kalmar Energi har i lokalnätet inte använt flexibilitetstjänster eller energilagring för att täcka behov. Det nya månadsbaserade effektabonnemanget mot regionnätet kommer ge tydligare incitament för att begränsa uttaget vid topplasttimmarna. När Ei:s riktlinjer om nättariffer och effektagifter blir klara (under våren 2027) kommer dessa utvärderas och Kalmar Energis nättariffer anpassas mot både Ei:s krav och mot E.ON:s regionnätsavgifter. Det troliga resultatet bedöms bli att effekten under vintermånaderna blir dyrare medan den under låglasttid blir billigare för att tydligare uppmuntra effektminskning vintertid.

Typ av flexibilitetstjänst / resurs	Omfattning (MW)	Kommentar
Inga flexibilitetstjänster som alternativ till nätutbyggnad	0	Totalt finns cirka 6,4 MW batterilager anslutna i nätet (2026). Ett batterilager på 5 MW finns anslutet i nätet men används i dag för stödtjänster till SVK och inte som alternativ till nätutbyggnad. Batterier som levererar stödtjänster kan även ladda under topplasttimmar.

Tabell 8b. Nuvarande användning av flexibilitetstjänster och andra resurser.

2.4.3 Förväntade kapacitetsbegränsningar 2027–2036

Effekttunga punktlaster kräver förstärkningar lokalt i nätet. Det kan innebära att ledtider för anslutning av stora (mer än 1 MW) förbrukare kan ta längre tid än vad kunden förväntar och önskar.

Förväntad begränsning	Från år	Eget nät / överliggande nät / båda	Beskrivning och hantering
Uttag från regionnätet vid sträng kyla	ca 2030	Överliggande nät	Prognosens övre gräns överstiger 80 MW vid sträng kyla från omkring 2030, främst genom industriprojekten, och kan nå cirka 100 MW 2036 om alla de osäkra industriprojekten genomförs. Hanteras genom ökat abonnemang i dialog med E.ON och möjlig topplastkapning med 5 MW batteri i anslutning till inkommande linje.
Kapacitet i mottagningsstation och regionnätsanslutning vid större industrianslutningar	ca 2030	Båda	Om industriprojekten i tabell 5 realiserar överstiger behovet den nivå på drygt 80 MW som nätet tidigare hanterat. Kapaciteten i aktuell mottagningsstation och i anslutningen mot regionnätet utreds tillsammans med E.ON innan beslut om att tillåta större anslutningar.
Lokala förstärkningsbehov vid effektkrävande punktlaster	2027	Eget nät	Laddning av elbussar för stadstrafiken (från 2027). Hanteras genom strategisk förstärkning vid förnyelse, nätberäkning och eventuell nätomläggning. Undersöka möjligheten till villkorade avtal under övergångsperiod för att hantera långa ledtider.

Förväntad begränsning	Från år	Eget nät / överliggande nät / båda	Beskrivning och hantering
Lokal mottagningskapacitet för solkraft sommartid	Löpande	Eget nät	Hanteras vid anslutning genom nätberäkning och vid behov förstärkning alternativt villkorade avtal.

Tabell 8c. Förväntade kapacitetsbegränsningar under perioden.

3. Planerade investeringar och alternativa lösningar

I följande avsnitt redogörs för Kalmar Energis tillvägagångssätt för att planera lämpliga åtgärder för att möta behovet av överföringskapacitet. Utifrån behovet redovisas planerade investeringar och behov av flexibilitetstjänster.

3.1 Kalmar Energis tillvägagångssätt vid planering av åtgärder

Planering utgår från prognosen för överföringskapacitet i avsnitt 2.2 och var i nätet tillkommande behov förväntas uppstå. Med stöd av nätberäkningar identifieras de delar av nätet där kapaciteten inte räcker. Planering av åtgärder i elnätet följer en process där person- och driftsäkerhet säkerställs i första hand. Med den grunden projekteras sedan en tekniskt och ekonomiskt lämplig lösning. Utformningen styrs bland annat av befintlig kapacitet, åldersstruktur på elnätet, möjliga ytterligare anslutningar i närområdet och andra pågående arbeten i området där samordning kan vara möjlig, till exempel samförläggning med kommun och VA. Ei:s regelverk om anslutningar samt intäktsregleringen är också parametrar som beaktas innan en föredragen åtgärd identifieras.

3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar

Val av investering görs dels utifrån att det är en föredragen åtgärd enligt ovan, dels utifrån att den bidrar till ett kostnadseffektivt elnät med hög leveranssäkerhet och kvalitet. Kapacitetshöjande åtgärder samordnas så långt möjligt med reinvesteringar i anläggningar som ändå behöver förnyas. En stor del av investeringarna handlar om att ansluta nya vanliga kunder och förnya elnätet. Den typen av investeringar planeras och genomförs kontinuerligt men redovisas inte specifikt i nätutvecklingsplanen.

I tabell 9 redovisas investeringar i huvudsaklig distributionsinfrastruktur, det vill säga fördelningsstationer, matande 10 kV-förbindelser och andra åtgärder som påverkar kapaciteten för ett större område eller krävs för större anslutningar. Investeringar som drivs av enskilda kunders behov, till exempel de osäkra punktlasterna i tabell 5, beslutas först när anslutningen är beställd. Fram till dess förbereds de genom förstudier och, där det behövs, genom att reservera utrymme för framtida stationer och ledningar. Vid förnyelse eller nyanläggning av 10-kV nät i områden där det är troligt med kommande större förbrukning försöker vi överdimensionera eller förlägga extra kablar som förberedelse.

3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet

Kalmar Energi har än så länge inte använt sig av några flexibilitetstjänster eller andra marknadslösningar för att ansluta kunder. Däremot har kunder på eget initiativ använt energilagring i sin anläggning för att kunna teckna ett abonnemang med lägre effekt än annars. Vi följer utvecklingen på området för att kunna utmana våra traditionella lösningar med flexibla marknadslösningar. Med den nya effekttariffen mot regionnätet blir det tydligare vad effekten kostar, och det kan lättare ställas mot alternativa lösningar. Det är inte antingen eller; flexibilitet i form av energilager kan vara ett komplement till en fullständig ledningsutbyggnad. Vid större åtgärder jämförs nätförstärkning med alternativ som flexibilitetstjänster, energilager hos kund eller tredje part och villkorade anslutningsavtal. Jämförelsen avser kostnaden över anläggningens livslängd, leveranssäkerhet och hur snabbt kundens behov kan tillgodoses. Flexibilitet bedöms främst vara kostnadseffektiv där behovet är begränsat till ett fåtal timmar per år, till exempel för att kapa vintertoppen mot regionnätet, eller som en tillfällig lösning i väntan på förstärkning. Blir energilager eller annan flexibilitetslösning aktuellt så upphandlas sådana tjänster på marknadsmässiga villkor från kunder eller andra aktörer.

3.2 Planerade investeringar

Tabellen redovisar planerade investeringar i huvudsaklig distributionsinfrastruktur för de kommande fem till tio åren. Varje projekt har en unik identitet för uppföljning i kommande planer.

ID	Benämning	Projektbeskrivning	Syfte	Status	Driftsättning
KEE-01	Norra nätet / Snurrom	Förstärkning av norra nätet med ytterligare kabelförband från fördelningsstation som ska samförläggas när ny väg byggs.	Möjliggöra fortsatt exploatering i Snurrom i norra Kalmar.	Detaljplan för Vänskapens väg klar. Projektering påbörjas inom kort.	2029 – 2030
KEE-02	Hamnen	Förstärkning i elnätet hamnen utifrån behov.	Möjliggöra elektrifiering av hamnverksamheten.	Samförläggning av förstärkning påbörjad	2030 -2032
KEE-03	H3 – Torsåsgatan	Ökad kapacitet mellan södra och mellersta delarna av elnätet som delas av järnvägen.	Möta kommande behov. Förbättra nätstruktur.	Förstudie av möjliga ledningssträckningar. Kapacitetsbehov i närtid hanterat.	2030
KEE-04	Förnyelse av fördelningsstation H3	Utbyte av stora delar beroende på modernisering samt effektökning.	Förnya för att säkerställa leveransförmåga samt öka	Förstudie påbörjad	2032

ID	Benämning	Projektbeskrivning	Syfte	Status	Driftsättning
			kapacitet inför framtiden.		
KEE-05	Förnyelse av fördelningsstation H1	Modernisering	Planenlig förnyelse	Bevakas	2036

Tabell 9. Planerade investeringar i huvudsaklig distributionsinfrastruktur 2027–2036.

3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar

Direkt kunddrivna investeringar tas inte med ovan förran de är beställda av kund. Den kontinuerliga reinvesteringen som görs i 10 kV-kabelnät och de förstärkningar som eventuellt görs samtidigt tas inte heller med så tillvida de inte styrs av ett tydligt syfte, till exempel arbetet med elnätet som förser hamnområdet med kapacitet, se KEE-02. De planeras istället av var i nätet vi får anslutningsärenden, lastförändringar, felindikationer och vad övriga ledningsägares planerar för projekt i Kalmar tätort.

3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

3.3.1 Det förväntade behovet

Behovet av flexibilitet uppstår främst under ett fåtal timmar vid sträng kyla, när uttaget från regionnätet närmar sig eller överskrider abonnerad effekt, samt lokalt i områden där förstärkning av elnätet ännu inte genomförts. Det förväntade behovet redovisas i tabell 10.

	0–2 år	3–5 år	6–10 år
NUP 2027–2036	0–2 MW	1–4 MW	3–8 MW
NUP 2025–2034	0 MW	2 MW	10 MW

Tabell 10. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser.

3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet

Effektanalysen visar att den dimensionerande toppen infaller vardagar kl. 08–11 under kalla vinterdagar och att förbrukningen kvällar och nätter vintertid växer snabbast. Flexibilitet som kan reducera eller flytta last vid vinterns topplasttimmar är därför mest relevant, till exempel:

- styrning av laddning av elfordon och elbussar bort från topplasttimmarna
- efterfrågefexibilitet hos större effektkunder (ventilation, kyla, processer)
- energilager som laddas nattetid och används vid topplast

Solcellsproduktion i nätet bidrar inte till att reducera vintertoppen. Omfattningen bedöms till några MW under ett fåtal timmar per vinter.

3.3.3 Omdirigering

Kalmar Energi använder sig inte av omdirigering enligt artikel 13.4 Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943.

4. Kalmar Energi Elnäts bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2027–2036 möter behovet

Flera av de större behoven som Kalmar Energi bedömer kan uppstå är fortfarande inte beslutade eller definierade till sin storlek. Kalmar Energi bedömer att de planerade åtgärderna möter det prognostiserade behovet av överföringskapacitet i det egna nätet för perioden 2027–2036. Lokala förstärkningar genomförs när större anslutningar är beslutade.

Mot överliggande nät kan marginalen i abonnemanget bli en begränsning vid sträng kyla. Behovet bedöms kunna mötas genom att öka abonnemanget mot regionnätet, där E.ON hittills bedömt förutsättningarna som goda. Det finns även idag flexibilitetsresurser i nätet som drivs av externa aktörer som tekniskt kan bidra för att kapa effekttoppar vid sträng kyla så möjligheten att föra affärsmässiga diskussioner om detta finns. Om de stora punktlaster i form av osäkra industriprojekt i tabell 5 realiseras krävs en nätutredning av kapaciteten i mottagningsstationen och anslutningen mot regionnätet. Sådana anslutningar hanteras i dialog med kund och E.ON när besluten närmar sig och samtliga förutsättningar och åtgärder måste vara identifierade och genomförda innan en sådan anslutning blir av.

5. Samråd

Nätutvecklingsplanen ska enligt föreskrift från Ei samrådas med Svenska kraftnät och berörda systemanvändare. Kalmar Energi genomför ett offentligt skriftligt samråd och i den färdiga nätutvecklingsplanen kommer inkomna synpunkter offentliggöras och besvaras. Samrådsversionen av nätutvecklingsplanen presenteras på Kalmar Energis hemsida, [Nätutvecklingsplan 2027–2036 | Kalmar Energi](#). Samrådet genomförs under perioden **2026-10-20 till och med 2026-12-01** (sex veckor). Synpunkter lämnas skriftligt till e-postadress natutvecklingsplan@kalmarenergi.se

5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd

Inkomna synpunkter redovisas i en särskild samrådsredogörelse. Kortfattat beskrivs de i tabellen nedan.

Nr	Aktör	Synpunkt (sammanfattad)	Kalmar Energis svar / hur synpunkten beaktats
1			
2			

Nr	Aktör	Synpunkt (sammanfattad)	Kalmar Energis svar / hur synpunkten beaktats
3			

Tabell 11. Redovisning av synpunkter efter samråd.