Preliminär

Nätutvecklingsplan 2027-2036

Rapport gällande: Härnösand Elnät AB

HÄRNÖSAND ENERGI & MILJÖ
– Du kan lita på oss!

Innehåll

1. Uppgifter om företaget och företagets 3
1.1. Uppgifter om företaget 3
1.2. Uppgifter om företagets elnät 3
1.3. Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet 4
2. Behov av överföringskapacitet i elnätet 5
2.1. Redogörelse för företagets prognosarbete 5
2.1.1. Nuläge F1 Murberget och F2 Kronholmen 5
2.1.2. Nuläge F3 Geresta 6
2.1.3. Nuläge F4 Saltvikshöjden 10 kV, F4 Saltvikshöjden 40 kV/F7 Utansjö 40 kV 6
2.1.4. Nuläge Delområde 1 och Delområde 2 7
2.1.5. Nuläge hela Härnösand Elnät koncessionsområde 9
2.2. Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036 9
2.2.1. Scenarioplanering för hela koncessionsområdet 11
2.2.2. Drivkrafter bakom effektökningen 12
2.2.3. Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen 12
3. Planerade investeringar och alternativa lösningar 13
3.1. Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder 13
3.1.1. Risk och sårbarhetsanalys 13
3.1.2. Kundanslutningar 13
3.1.3. Effektprognos för mottagningsstationerna 13
3.1.4. Lagkrav och föreskrifter 13
3.1.5. Regulatorisk värdetillväxt 13
3.2. Planerade investeringar 14
3.3. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser 14
3.3.1. Det förväntade behovet 14
3.3.2. Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av åtgärdsbehov 15
3.3.3. Omdirigering 15
4. Bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2027-2036 möter behovet 15
5. Samråd 15
6. Referenser 15

1. Uppgifter om företaget och företagets

1.1. Uppgifter om företaget

Företagsnamn	Härnösand Elnät AB
Organisationsnummer	556133-3328
Kontaktpersoner	Tomas Styf
E-post	tomas.styf@hemab.se
Telefonnummer	0611-55 75 00
Länk till nätutvecklingsplan som delats inför samråd	XXX
Länk till information om samrådet	XXX
Länk till slutlig nätutvecklingsplan	XXX
Länk till samrådsredogörelse	XXX
Bilagor	-
Kartbilagor	-

1.2. Uppgifter om företagets elnät

Härnösand Elnät bedriver elnätsverksamhet i Härnösands kommun. Härnösand Elnät har tillstånd att bedriva nätverksamhet upp till 20 kV, men har även linjekoncessioner på 40 kV och 130 kV inom området.

Härnösand Elnät försörjer drygt 14 000 anläggningar, årligen omsätter nätet drygt 330-340 GWh, med en toppeffekt om 55-60 MW. Abonnemanget mot överliggande nät är i normalt driftläge fördelat på 3 inmatningspunkter och uppgår till 62,5 MW + 10 MW reserv. Merparten av kunderna utgörs av hushåll och mindre verksamheter, men vissa större förbrukare och producenter finns i nätet.

Härnösand Elnät har ca 1056 km lågspänningsledning, varav 212 km isolerad luftledning och 834 km jordkabel. Avseende högspänningsledningar har företaget ledningar på spänningsnivåerna 10, 20, 40 och 130 kV. Av dessa högspänningsledningar är 46 km oisolerad luftledning, 74 km isolerad luftledning och 535 km jordkabel.

Vi har fyra gränspunkter mot överliggande nätägare (E.ON):

EON 130 kV matar F1 Murberget/ F2 Kronholmen

Inmatningspunkt vid F1 Murberget, transformering till 10 kV samt utgående 130 kV-ledning till F2 Kronholmen som ägs av Härnösand Elnät.

EON 130 kV matar F3 Geresta

Inmatningspunkt F3 Geresta, Härnösand Elnät äger inkommande 130 kV-ledning närmast F3 Geresta.

EON 130 kV matar F4 Saltvikshöjden

Inmatningspunkt F4 Saltvikshöjden, transformering från 130 kV till 10 kV samt 130 kV till 40 kV

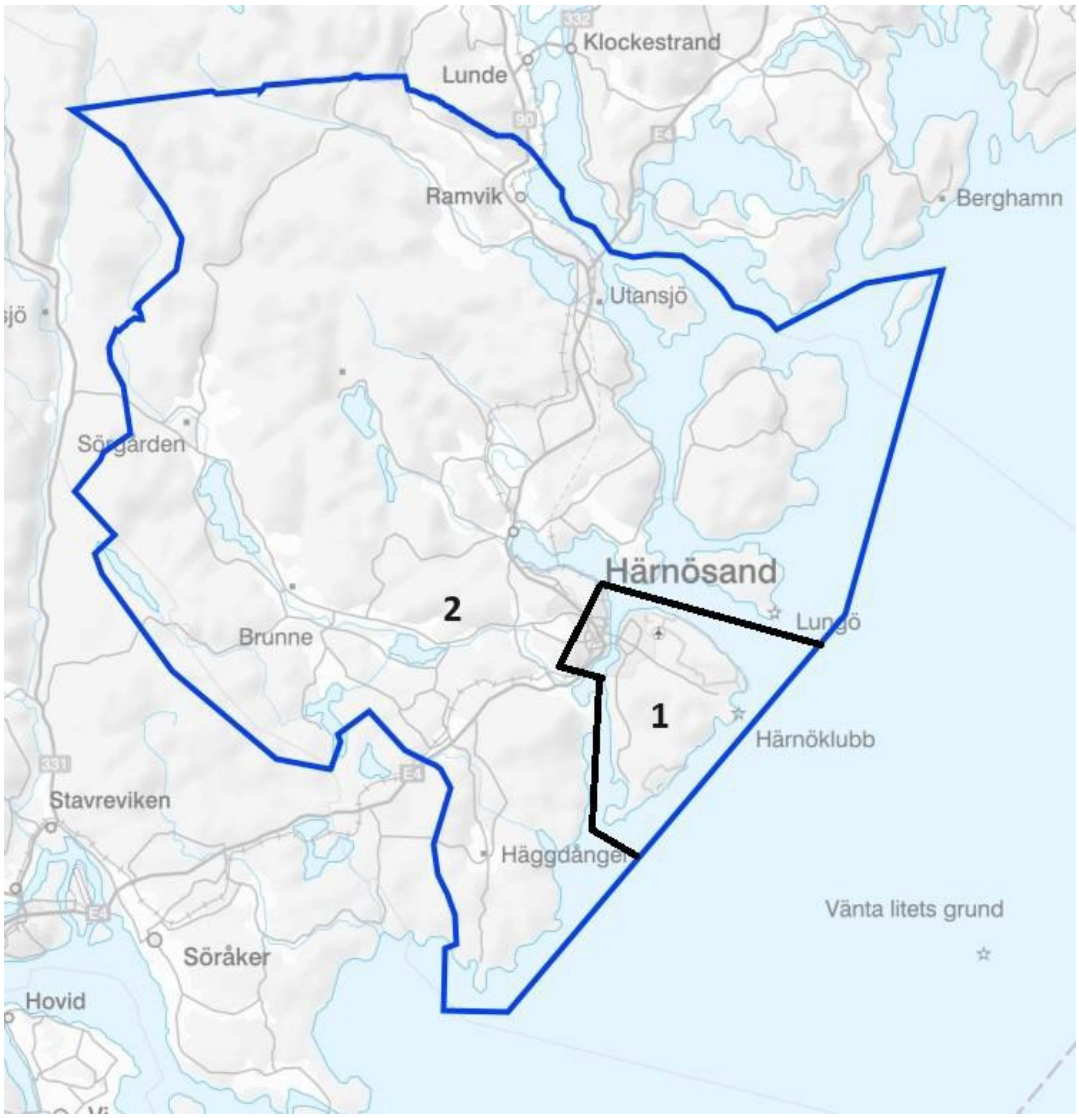
EON 130 kV matar F7 Utansjö

Inmatningspunkt F4 Saltvikshöjden, transformering från 130 kV till 40 kV.

Stormon vindkraftpark ansluten till EONs station Möckelsjö

Inmatningspunkt Möckelsjö, Härnösand Elnät äger kablar mellan vindkraftparken och E.ONs station.

1.3. Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet



Figur 1. Härnösand Elnäts koncessionsområde, uppdelat i delområden 1 och 2

Delområde 1 utgörs av mottagningsstationerna F1 Murberget, F2 Kronholmen och F3 Geresta och omfattar till största delen stadsnät på 10 kV samt 0,4 kV. Inom området finns även linjekoncession på 130 kV.

Delområde 2 utgörs av mottagningsstationerna F4 Saltvik & F7 Utansjö och omfattar både stads- och landsbygdsnät på 10 kV samt 0,4 kV. Inom området finns även linjekoncession på 40 kV.

Stormon vindkraftpark exkluderas då den är ansluten direkt mot överliggande nätägare.

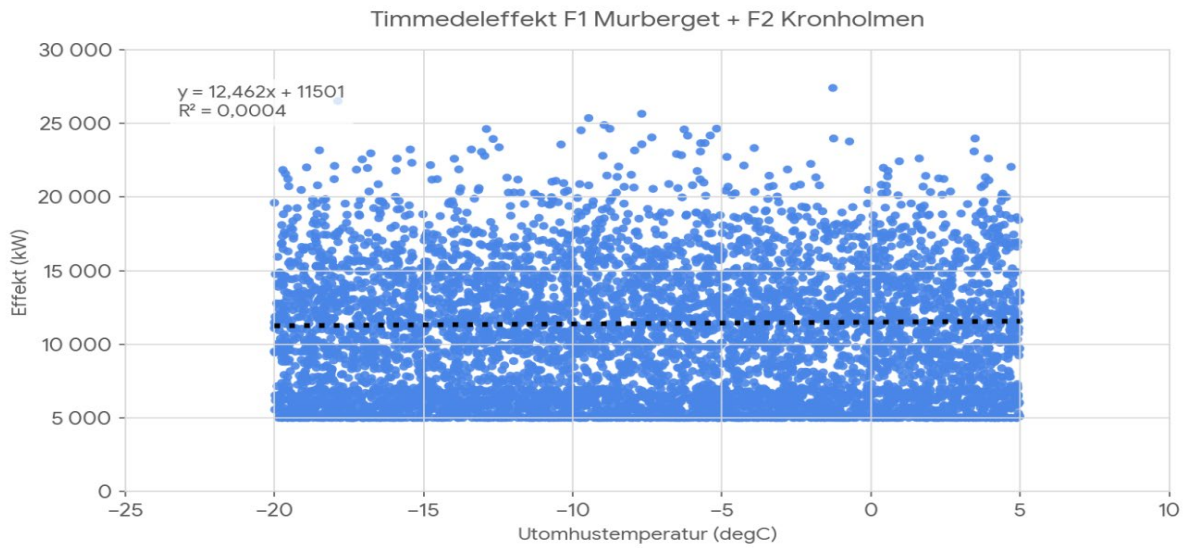
2. Behov av överföringskapacitet i elnätet

2.1. Redogörelse för företagets prognosarbete

Effektprognoser för nätet har tagits fram för att spegla effektutvecklingen till följd av pågående anslutningsärenden, kommunala utvecklingsplaner och den fortsatta elektrifieringen. Utöver konsumtionsökningen tar prognosarbetet nu även utökad hänsyn till den växande lokala elproduktionen. Historiska data från 2023 till och med det tredje kvartalet 2026 visar en stadig tillväxt av lokala produktionsanläggningar, från 300 unika anläggningar år 2023 till 430 stycken under 2026. Den totala inmatade energin uppgick till 103,5 GWh under helåret 2024 och 81,3 GWh under 2025. Den genomsnittliga inmatade effekten har under enskilda höglastmånader uppgått till mellan 17 och 18 MW. Denna lokala inmatning har en betydande dämpande effekt på nettolasten vid våra mottagningsstationer, vilket integreras i fastställandet av elnätets baslinje.

För att skapa en träffsäker budgetprognos för 2027 gällande mottagningsstationerna (F1, F3, F4, F7) har vi analyserat sammanlagringseffekter vid tidpunkten för systemets absoluta topplast. Analysen påvisar att stationernas individuella maxeffekter sällan inträffar samtidigt. Genom en framtagen månadsvis fördelningsnyckel fördelas effektbehovet mer exakt utifrån varje stations faktiska bidrag till den totala maxlasten mot överliggande nät. Detta säkerställer att summan av stationernas prognostiserade effekt överensstämmer med det totala fysiska uttaget.

2.1.1. Nuläge F1 Murberget och F2 Kronholmen



Figur 2. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för inmatningspunkt F1 Murberget/F2 Kronholmen med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2023-2026

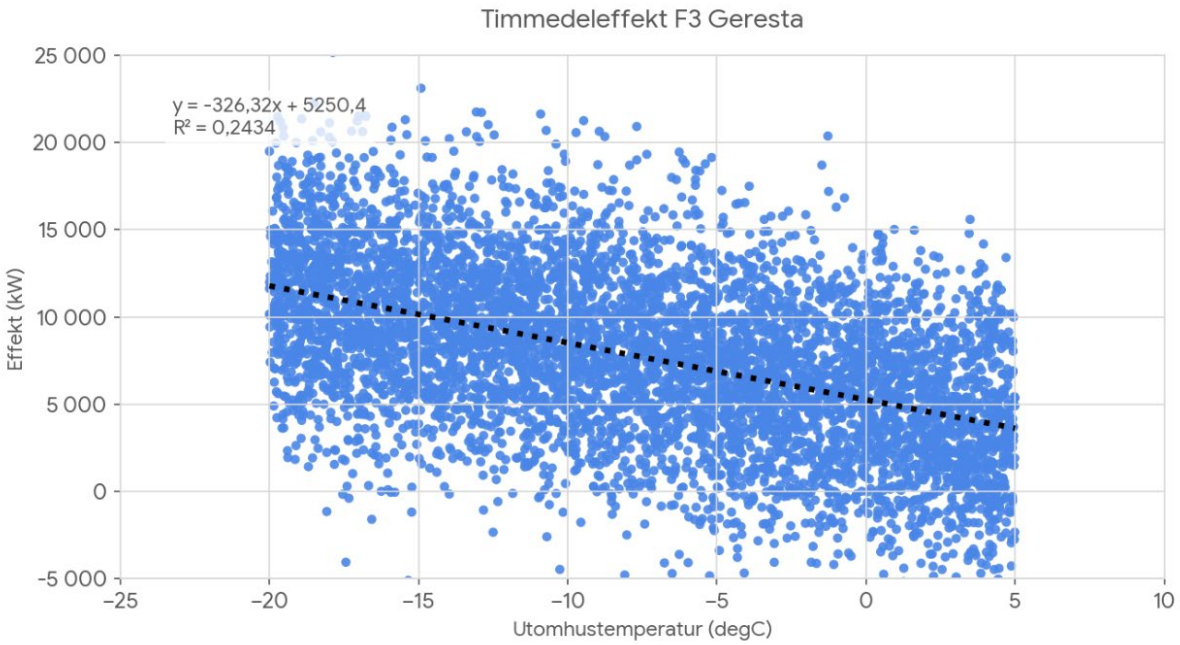
I dagsläget finns bara en mätpunkt mot överliggande för stationen, vilket gör att F1 Murberget samt F2 Kronholmen summeras. De dimensionerande effekterna redovisas i Tabell 1.

Högsta uppmätta effekt	**27,9 MW**
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-16,9 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	181 kW/degC
Dimensionerande effekt F1 + F2	29,1 MW

Tabell 1. Dimensionerande effekter för F1 Murberget och F2 Kronholmen

2.1.2. Nuläge F3 Geresta

Nuläget för denna inmatningspunkt beskrivs nedan:



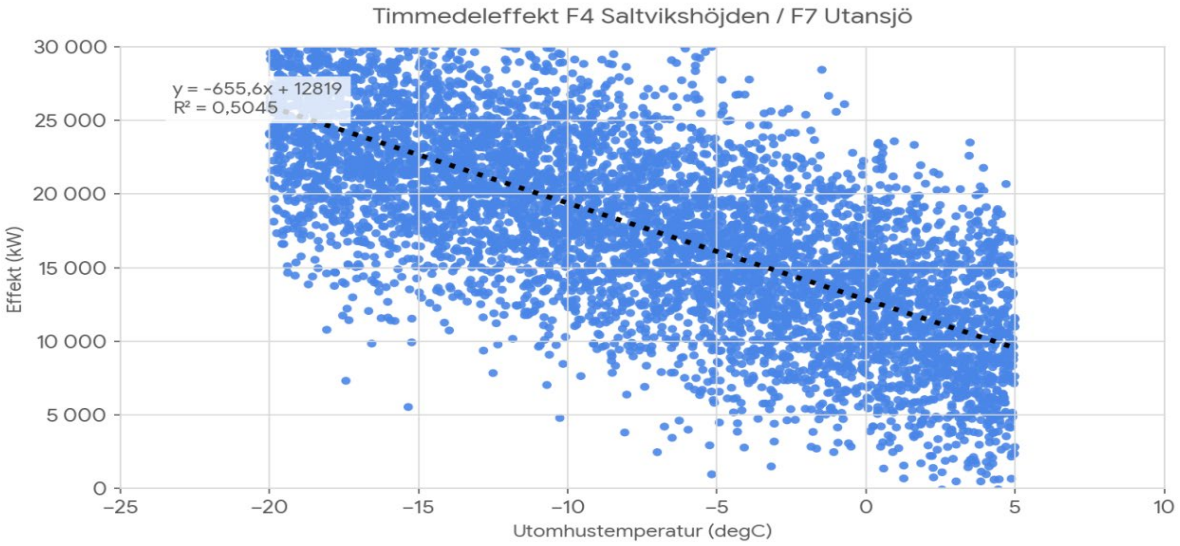
Figur 3. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för inmatningspunkt Geresta med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2023-2026

Högsta uppmätta effekt	**28,5 MW**
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	3,6 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	28 kW/degC
Dimensionerande effekt F3	29,3 MW

Tabell 2. Dimensionerande effekt för F3 Geresta

2.1.3. Nuläge F4 Saltvikshöjden 10 kV, F4 Saltvikshöjden 40 kV/F7 Utansjö 40 kV

Nuläget för denna inmatningspunkt beskrivs nedan:



Figur 4. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för inmatningspunkt Saltvikshöjden med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2023-2026

I dagsläget finns bara en mätpunkt mot överliggande för stationen, vilket gör att andelen som tillskrivs F4 Saltvikshöjden 10 kV samt F4 Saltvikshöjden 40 kV har fått approximeras. De dimensionerande effekterna redovisas i Tabell 3. Den dimensionerande effekten för F4 Saltvikshöjden 40 kV är densamma som för F7 Utansjö.

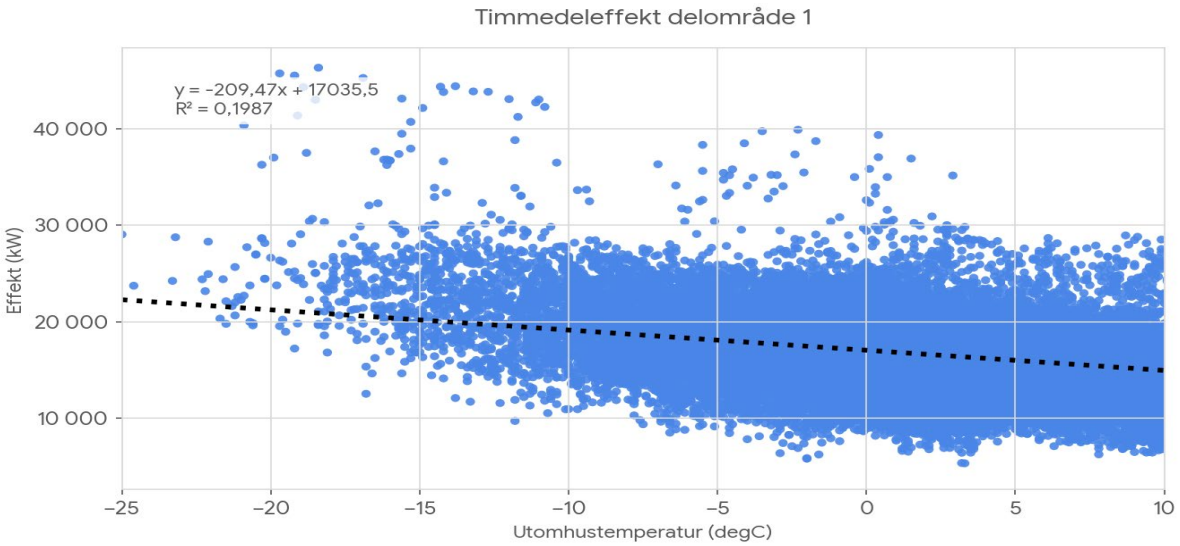
Högsta uppmätta effekt	**28,6 MW**
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-17,9 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	483 kW/degC
Dimensionerande effekt F4/F7	31,5 MW

Tabell 3. Dimensionerande laster för F4 Saltvikshöjden

2.1.4. Nuläge Delområde 1 och Delområde 2

Precis som för mottagningsstationerna för sig kan samma prognos göras aggregerat per delområde. Den totala summan för nätet blir något lägre än mottagningsstationerna enskilt på grund av sammanlagringseffekter. Sammanlagringsfaktorer kan uppskattas genom att jämföra de maximala uppmätta värdena för delområdet som helhet med summering av de ingående mottagningsstationernas maximala värden. Dessa sammanlagringsfaktorer kan sedan användas för att approximera hur det totala behovet för delområdena kommer förändras framgent.

Nuläget för delområde 1 presenteras i Figur 5.



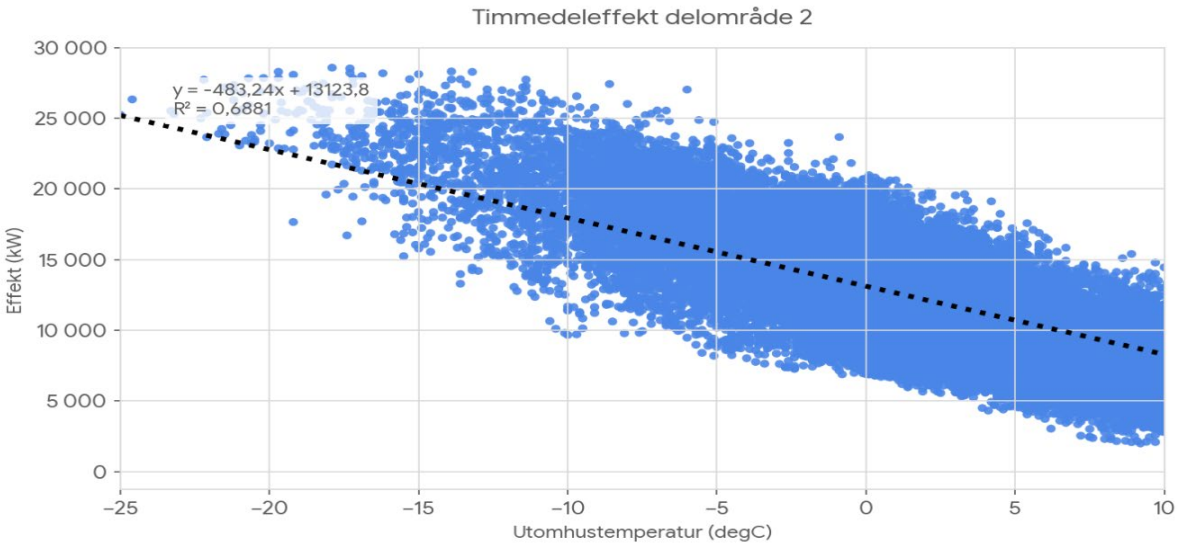
Figur 5. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för delområde 1 med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2023-2026

Den dimensionerande effekten för delområde 1 presenteras i Tabell 4.

Högsta uppmätta effekt	**46,3 MW**
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-18,4 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	209 kW/degC
Dimensionerande effekt delområde 1	47,5 MW
Sammanlagringsfaktor underliggande mottagningsstationer	0,81

Tabell 4. Dimensionerande effekt för delområde 1 samt sammanlagringsfaktor för underliggande mottagningsstationer

Nuläget för delområde 2 presenteras i Figur 6.



Figur 6. Timmedeleffekt relaterat till utomhustemperatur för delområde 2 med trendlinje för att illustrera temperaturberoendet. Data från 2023-2026

Den dimensionerande effekten för delområde 2 presenteras i Tabell 5.

Högsta uppmätta effekt	**28,6 MW**
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-17,9 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	483 kW/degC
Dimensionerande effekt delområde 2	31,5 MW
Sammanlagringsfaktor underliggande mottagningsstationer	1

Tabell 5. Dimensionerande effekt för delområde 2 samt sammanlagringsfaktor för underliggande mottagningsstationer

Tabell 5. Dimensionerande effekt för delområde 2 samt sammanlagringsfaktor för underliggande mottagningsstationer

2.1.5. Nuläge hela Härnösand Elnät koncessionsområde

Precis som för områdena kan nätet som helhet prognosticeras aggregerat. Detta ger en bild av hur det totala abonnemanget mot överliggande nät kommer utvecklas.

Högsta uppmätta effekt	**74,0 MW**
Temperatur vid högsta uppmätta effekt	-19,7 degC
Dimensionerande temperatur	-24 degC
Temperaturberoende effektökning	693 kW/degC
Dimensionerande effekt Koncessionsområde	77,0 MW
Sammanlagringsfaktor underliggande mottagningsstationer	0,86

Tabell 6. Dimensionerande effekt för Härnösands Elnäts koncessionsområde samt sammanlagringsfaktor för underliggande mottagningsstationer.

2.2. Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2027–2036

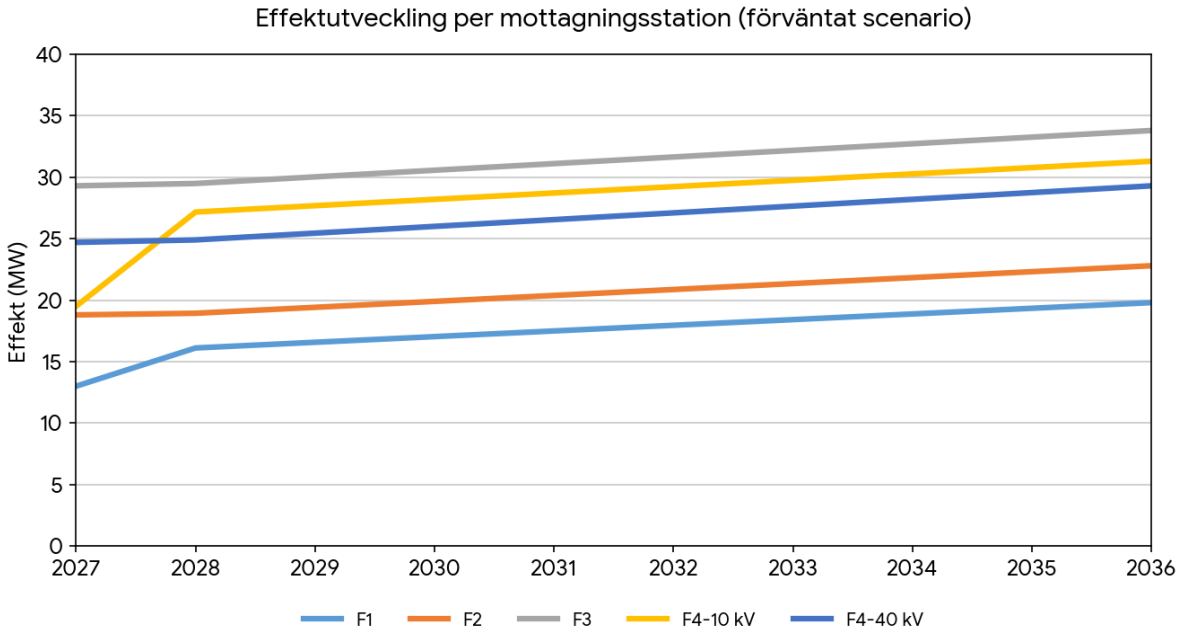
För att säkerställa att elnätet utvecklas i takt med det framtida behovet har en detaljerad effektprognos tagits fram för perioden 2027–2036. Prognosen bygger på en extrapolering av historiska mätdata med hänsyn tagen till temperaturberoende, kombinerat med tre huvudsakliga tillväxtfaktorer: fastställda kommunala utvecklingsplaner, antaganden kring den fortsatta elektrifieringen av fordonsflottan, samt en kraftig volym av pågående kundförfrågningar.

Betydande anslutningsförfrågningar

Ett flertal mycket stora anslutningsförfrågningar har inkommit och integrerats i prognoserna. För mottagningsstation F1 planeras anslutningar för värmepump (3 MW), växthus (10 MW) samt en storskalig anläggning för e-bränsle (30–60 MW). För mottagningsstationerna F4/F7 planeras batterilager (BESS) på totalt närmare 18 MW samt laddinfrastruktur för tunga fordon (7 MW). Dessa förfrågningar medför en exceptionell ökning av det prognosticerade effektbehovet jämfört med den historiska trenden.

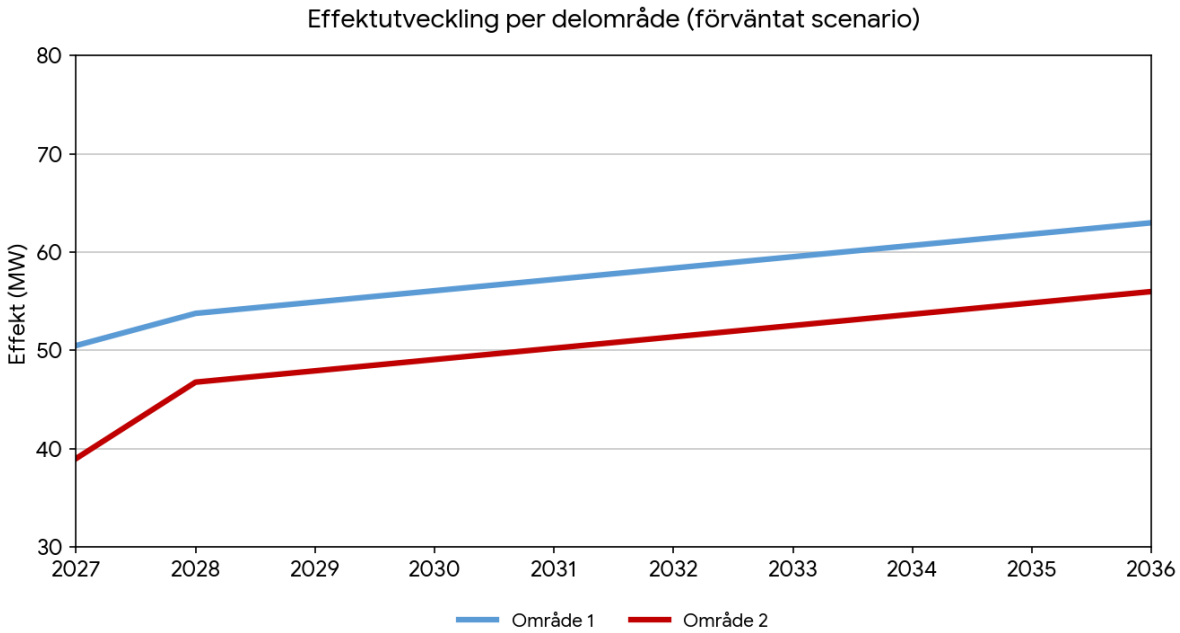
Effektutveckling per mottagningsstation och delområde

Prognosen för respektive mottagningsstation visar en extrem ökning drivet av dessa punktlaster.



Figur 7. Prognostiserad effektutveckling per mottagningsstation i det förväntade scenariot, inklusive inkomna anslutningsförfrågningar.

Aggregerat per delområde syns en tydlig nivåhöjning. Delområde 1 påverkas kraftigast fram mot 2030 till följd av e-bränsleanläggningen, medan Delområde 2 ser ett omedelbart lyft i närtid drivet av BESS och laddinfrastruktur.



Figur 8. Prognostiserad effektutveckling per delområde i det förväntade scenariot, inklusive inkomna anslutningsförfrågningar.

Prognosen visar att utvecklingen i område 2 är stor i närtid, därefter förväntas ökningen plana ut. Effektökningen beskrivs även i tabell 7.

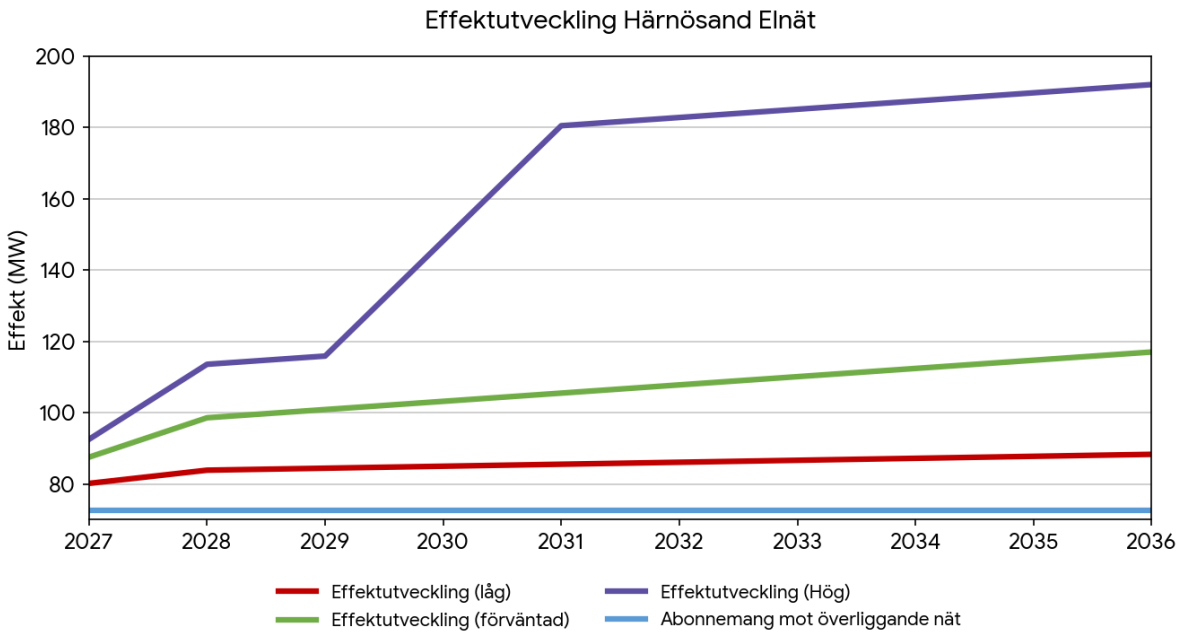
År	Effekt delområde 1 (MW)	Effekt delområde 2 (MW)
2027	50,5	39
2028	53,8	46,8

2029	54,9	47,9
2030	56,1	49,1
2031	57,2	50,2
2032	58,4	51,4
2033	59,5	52,5
2034	60,7	53,7
2035	61,8	54,8
2036	63	56

Tabell 7. Prognosticerad effektutveckling per delområde i förväntat scenario

2.2.1. Scenarioplanering för hela koncessionsområdet

Eftersom inga enskilda punktlaster i dagsläget är formellt avtalade, hanteras utredningarna genom scenarioplanering. I det förväntade scenariot räknar vi med ett uttag på 30 MW för e-bränsle, medan höglastscenariot tar höjd för upp till 60 MW. Prognosen är därmed uppdelad i tre scenarier: Låg, Förväntad och Hög.



Figur 9. Prognostiserad effektutveckling för Härnösands Elnäts koncessionsområde i scenarion Låg, Förväntad och Hög.

Som framgår av grafen överstiger det prognosticerade effektbehovet med marginal det nuvarande abonnemanget mot överliggande nät redan under periodens inledning. Detta verifierar att en kraftig utökning av abonnemanget mot E.ON är absolut nödvändig i närtid för att kunna medge dessa anslutningar.

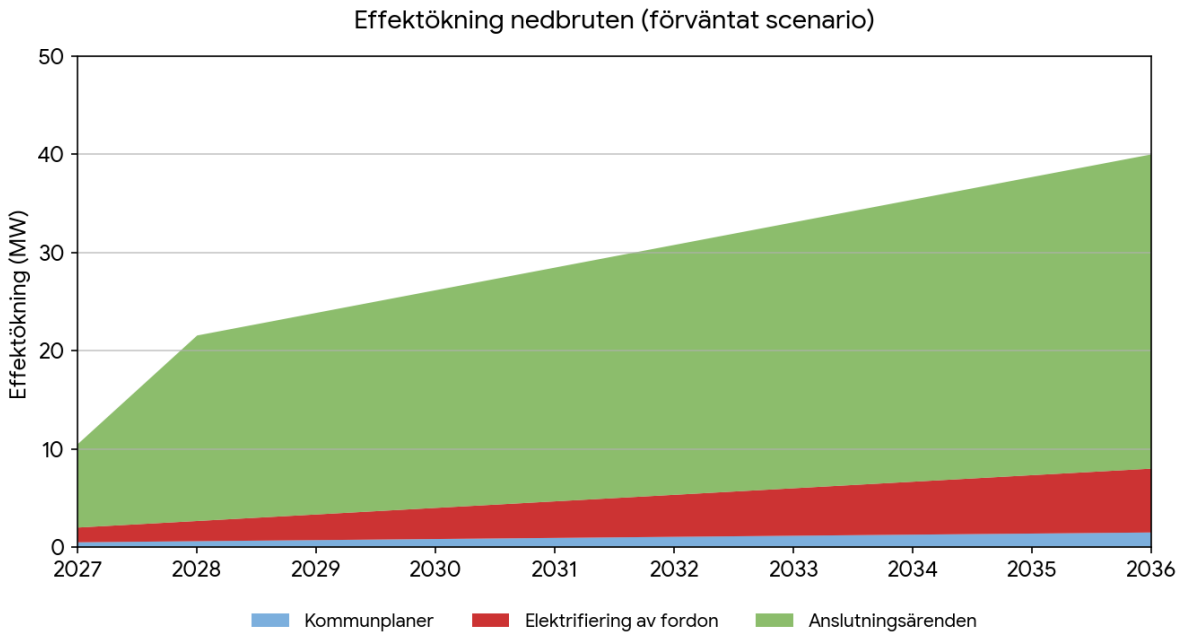
År	Effekt (låg) MW	Effekt (förväntad) MW	Effekt (hög) MW
2027	80,2	87,5	92,5
2028	83,9	98,6	113,6
2029	84,4	100,9	115,9
2030	85	103,2	148,2

2031	85,5	105,5	180,5
2032	86,1	107,8	182,8
2033	86,6	110,1	185,1
2034	87,2	112,4	187,4
2035	87,7	114,7	189,7
2036	88,3	117	192

Tabell 8. Prognosticerad effektutveckling för hela koncessionsområdet

2.2.2. Drivkrafter bakom effektökningen

Nedbrytningen av effektökningen visar tydligt att de enskilda anslutningsärendena helt dominerar det framtida behovet av nätkapacitet. Kommunala planer och elektrifiering av fordonsflottan står för en jämn och stabil basökning, vilken dock överskuggas av den storskaliga industriella omställningen.



Figur 10. Ackumulerad effektökning uppdelad på kommunplaner, elektrifiering av fordon samt anslutningsärenden.

2.2.3. Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen

På mottagningsstationsnivå är systemet i dagsläget inte dimensionerat för att på egen hand hantera den exceptionella volym av anslutningar som ligger i pipen (totalt närmare 68–98 MW nytillkommen last). Vår överliggande nätägare E.ON bedömer att Härnösand generellt befinner sig i "Kapacitetsläge A", vilket indikerar goda grundförutsättningar för basutveckling. E.ON är dock tydliga med att undantag gäller för exceptionella punktlaster av den magnitud som vi nu utreder (exempelvis e-bränsle på 30–60 MW och storskaliga batteriparker). Dessa anslutningar utgör precis sådana anläggningar som formellt kräver specifika detaljstudier och nätutredningar av överliggande nätägare innan abonnemangsutökning och kapacitet slutgiltigt kan garanteras. En tidig och transparent samplanering med E.ON är därmed avgörande för att realisera dessa projekt.

3. Planerade investeringar och alternativa lösningar

3.1. Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder

3.1.1. Risk och sårbarhetsanalys

Nätets samtliga risker sett till leveranssäkerhet sammanställs i en Risk- och Sårbarhetsanalys enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter. Dessa risker blir, beroende på hur allvarliga de bedöms vara, föremål för investeringsprojekt av olika slag.

3.1.2. Kundanslutningar

Kunder som önskar ansluta sig till vårt nät leder ofrånkomligen till att vi måste bygga nytt elnät. Omfattningen varierar givetvis med önskad effekt och anslutningens geografiska läge. Större anslutningar kan även påverka möjligheterna till reservmatning för befintliga anslutningar, vilket kan föranleda till att investeringar i 10 kV-nätet blir nödvändiga för att bibehålla leveranssäkerheten och leveranskvaliteten i samband med att anslutningen medges.

3.1.3. Effektprognos för mottagningsstationerna

Effektprognoser på mottagningsstationsnivå görs för att planera eventuella byten av större transformatorer och utökningar av abonnemang mot överliggande nätägare.

3.1.4. Lagkrav och föreskrifter

Nya lagkrav och/eller föreskrifter kan leda till att vi behöver göra investeringar. Exempelvis har samtliga elmätare hos slutkunder bytts ut på grund av krav gällande mätares funktion och införandet av kvartsavräkning.

3.1.5. Regulatorisk värdetillväxt

Vid samtliga planerade investeringar tas hänsyn till nätets ålder. Syftet med detta är att bibehålla vår intjäningsförmåga. Vår ambition är dock aldrig att byta ut nätdelar enbart på grund av detta, men det är en faktor som vägs in i varje investeringsbeslut.

3.2. Planerade investeringar

Projekt	Förväntad effekt för elnätet	Driftår
Slingförstärkningar Kronholmen, Geresta och Saltvikshöjden	Ökad lokal kapacitet och förbättrad leveranssäkerhet i distributionsnätet	2025-2028
Transformatorbyte Murberget	Förstärkt mottagningskapacitet och förnyelse av kritisk anläggning	2032
Transformatorbyte Utansjö	Förnyelse och kapacitetsförstärkning i lokalnätet	2028
Utbyggnad av fördelningsstation	Möjliggör ökat effektuttag från nya kunder	2027
Anslutning av batterilager	Möjliggör flexibilitetsresurser och ny nätansluten verksamhet	2027
Slingförstärkning F1-F4	Förbättrad överföringsförmåga mellan nätområden	2028

Tabell 9. Planerade investeringar till och med 2036

3.3. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser

3.3.1. Det förväntade behovet

Utförda utredningar och kostnads-nyttoanalyser visar att konventionella nätförstärkningar, i kombination med eventuella villkorade avtal för spekulativa punktlaster, utgör det mest samhällsekonomiskt och tekniskt försvarbara alternativet. En lokalt upphandlad flexibilitetsmarknad bedöms i dagsläget inte vara en proportionerlig åtgärd för vår nätstruktur, vilket harmoniserar med överliggande nätägares bedömning för regionen.

Skulle lokala kapacitetsutmaningar uppstå till följd av asymmetrisk tillväxt innan planerade fysiska nätförstärkningar (exempelvis slingförstärkningarna mellan F1 och F4) har driftsatts, kommer detta i första hand att hanteras genom nättekniska åtgärder och omdirigeringar. I de fall det anses nödvändigt kan villkorade anslutningsavtal tillämpas för att möjliggöra snabbare kundanslutning under tiden begränsningen utreds och åtgärdas fysiskt.

Delområde	0-2 år	3-5 år	6-10 år
1	0	0	0
2	0	0	0

Tabell 10. Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser i MW per delområde

3.3.2. Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av åtgärdsbehov

3.3.3. Omdirigering

Härnösand Elnät använder sig inte av omdirigering och har inga planer att göra det.

4. Bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2027-2036 möter behovet

Vår bedömning är för närvarande att de planerade åtgärderna kommer möta det prognosticerade behovet.

5. Samråd

Se separat dokument för samrådsredogörelse.

6. Referenser

[1] Energiforsk, ”Effektprognos - En lathund för lokalnätsbolag,” Energiföretagen Sverige, Stockholm, 2024