

Marknadslösning för lokal flexibilitet i det lokala elnätet i Götene under vintersäsongen 2025–2026

Resultat och Analys

Nyckelord: lokalt elnät, lokalnät, kapacitetsbrist, lokal flexmarknad, DSO, flexibilitetsmarknad, flexleverantör, FSP, flextjänster, LFM, LFM-h, LFM-e, MaxUsage, Nätkoden för efterfrågefleksibilitet, NC DR



Sweco Sverige AB	RegNo 556767-9849
Uppdrag	Ett flexiblare elnät i Götene 2025 - 2026
Uppdragsnummer	30091916
Kund	Götene Elförening ek. för.
Upprättad av	Andrea Pettersson; Matilda Karlsson; Maria Lidholm
Datum	2026-06-01
Ver	2.0
Dokumentreferens	260601 Flexsäsongen i Götene 2025-2026 slutversion

Sammanfattning

Kinnekulle Energis lokala flexibilitetsmarknad (LFM) initierades via en pilotsäsong under vintern 2023–2024 och har fortsatt sedan dess. Den här rapporten beskriver den andra aktiva säsongen som utspelade sig i Götene från 1 december 2025 till och med 31 mars 2026.

Den totala handeln under säsongen 2025–2026 skedde enligt nedanstående tabell:

	Avropad Tillgänglighet	Accepterad Tillgänglighet	Aktiverad flex	Validerad flex	Validerad MaxUsage
För hela perioden (Effekt * antal h)	241,5 MWh	32,3 MWh	7,8 MWh	7,3 MWh	72,4 MWh

- Utifrån en första prognos avropades tillgänglighet av effekt under 197 h och av dessa accepterades 94 h. Utifrån en andra prognos aktiverades sedan 30 h, vilket motsvarade totalt 7,8 MWh.
- Antalet avrop av tillgänglighet var högre än förgående säsong vilket beror på lägre utomhustemperaturer. Den aktiverade tillgängligheten minskade dock jämfört med förgående säsong. Detta beror på att en av leverantörerna hade tekniska problem vilket gjorde att avropen inte kunde accepteras.
- De resurser som rekryterats in för att leverera en tillfällighetsprodukt (LFM-h) hade en potentiellt tillgänglig effekt på marknaden under säsongen upp till 5,27 MW per timme.
- För MaxUsage kontraktet var det 721 timvärden som validerades under gränsen för maxuttaget. Leveransuppfyllnad av MaxUsage uppgick därmed till 83 procent över säsongen.

Inför kommande säsong (2026–2027) identifierades följande utvecklingspunkter:

1. Rekrytering av fler resurser blir viktig framöver för att öka konkurrensen, säkerställa tillräcklig kapacitet och uthållighet samt minska sårbarheten om någon resurs inte kan leverera, exempelvis på grund av tekniska problem.
2. Prognoserna behöver förbättras för att kunna träffa rätt timmar när behovet uppstår. Träffsäkra prognoser är avgörande för att konceptet ska kunna skapa ett tydligt värde.
3. Processen för handeln med flexibilitet ska fortsätta att digitaliseras och på sikt automatiseras. Under säsongen har ett nytt system börjat implementeras och arbetet med att utveckla och förbättra processen kommer att fortsätta inför nästa säsong också.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	3
1 Bakgrund	5
1.1 Syfte och Mål	6
1.2 Rapportens disposition.....	6
2 Utfört arbete.....	7
2.1 Inför vintersäsongen.....	7
2.1.1 Rekrytering av flexibilitetsleverantörer.....	7
2.1.2 Etablering av principer för marknadsmässighet	8
2.1.3 Marknadsprodukter	9
2.2 Inköp av ett nytt Flexibility Information System (FIS-system)	10
2.2.1 Beslutet att avvakta med en fullskalig marknadsplattform	10
2.3 Operativt under säsongen.....	10
2.3.1 Prognosmöten	11
2.3.2 Validering och baseline.....	11
3 Resultat	13
3.1 Medverkande flexibilitetsleverantörer	13
3.2 Handelsresultat flexibilitet under säsongen	14
3.2.1 Tillgänglighets-/Kapacitetsprodukt (LFM-h).....	14
3.2.2 MaxUsage.....	14
3.2.3 Marknadspriser under säsongen	15
3.3 Utvärdering av prognosverktyg	16
4 Analys.....	17
4.1 Elnätets behov av flexibilitet under säsongen	17
4.1.1 Behov utifrån resultatet på årets marknad.....	18
5 Diskussion	20
6 Slutsatser.....	21
7 Framtida arbete	22
Bilaga 1 – Tabeller.....	23

1 Bakgrund

Götene är en utpräglad industrikommun i Västra Götalands län med runt 13 000 invånare. I kommunen finns teknikföretag som Paroc och Nolato samt livsmedelsbolag som Dafgårds, Semper och Arla. En stor andel av invånarna är sysselsatta inom tillverkningsindustrin. Under de senaste åren har behovet av elektrisk effekt till industrin ökat avsevärt och förfrågningar kommer in till den lokala elnätsägaren om utökning av abonnemang så väl som nyetablering. Samtidigt pågår en elektrifiering av samhället i stort där allt fler transporter liksom apparater blir mer beroende av elektrisk effekt och energi.

Trots att det lokala elnätet (Götene Elförening ek. för.) blivit tilldelad mer effekt från det överliggande regionnätet (Ellevio) förutspås en kapacitetsbrist i området över tid vilket riskerar att bromsa den lokala utvecklingen liksom samhällets elektrifiering.

Som lokalt elnätsbolag (DSO) finns olika verktyg för att handskas med kapacitetsbrist där lokal flexibilitet är en av dessa. Det är fortfarande ett relativt nytt begrepp i branschen, men konceptet blir alltmer etablerat och lösningen kommer också regleras med en ny kommissionsförfordning för efterfrågefleksibilitet eller så kallad "nätкод" som planeras att introduceras under 2026, Net code demand response NC DR.

Under vintern 2023–2024 genomfördes ett pilotprojekt för att undersöka flexmarknad som lösning på kapacitetsbristen i Götene. Efter att konceptet prövats i en "proof of concept" (POC) beslutades det att gå vidare med lösningen och därmed startades Kinnekulle Energis lokala flexmarknad hösten 2024. En första säsong och dess resultat liksom lärdomar beskrevs i rapporten "En lokal flexibilitetsmarknad för elnätet i Götene under vintersäsongen 2024–2025"¹.

Denna rapport beskriver genomförande och resultat från en andra säsong 2025–2026, där utveckling drivits i linje med de slutsatser som drogs under föregående säsong. Rapporten ämnar också vara ett avstamp för säsongen som kommer år 2026–2027.

¹ Sweco (2025) Pettersson A. (Hämtas på: <https://kinnekulleenergi.se/wp-content/uploads/2025/05/250516-Flexsasongen-i-Gotene-2024-2025-slutversion.pdf>, 2026-02-18)

1.1 Syfte och Mål

För att avhjälpa kapacitetsbrist och möjliggöra fortsatt lokal utveckling för befintlig och tillkommande industri har koncernbolaget Kinnekulle Energi etablerat en lokal flexibilitetsmarknad i Götene, inom Götene Elnät Ekonomisk förening. Syftet med flexibilitetsmarknaden är att genom efterfrågefleksibilitet styra elförbrukning från nätets mest belastade timmar till andra tidpunkter och därigenom frigöra kapacitet i elnätet.

Målet med etableringen av flexibilitetsmarknaden var att möjliggöra fler nyanslutningar och abonnemangshöjningar trots rådande kapacitetsbrist, utan att öka risken för att överskrida det befintliga abonnemanget mot överliggande nät. Under den första säsongen var målet att rekrytera flexibilitetsresurser som kunde göras tillgängliga baserat på prognoser och därefter aktiveras vid faktiska kapacitetsbehov. Ett ytterligare mål var att samla erfarenheter, utveckla arbetssätt och identifiera prioriterade utvecklingsområden inför kommande säsonger.

Under den andra och tredje säsongen har målen varit att etablera rutiner för flexibilitetsmarknaden, identifiera behov och utvecklingsmöjligheter samt påbörja arbetet med automatisering och systemstöd för hantering av flexibilitet.

Syftet med rapporten är att redovisa resultat och lärdomar med Kinnekulle Energis lokala flexibilitetsmarknad, i syfte att ge inspiration och praktisk vägledning till andra, särskilt mindre, elnätsföretag som överväger att etablera marknadsbaserade lösningar för lokal kapacitetsbrist.

1.2 Rapportens disposition

Kapitel 2 beskriver flexibilitetsmarknadens utformning, de flexibilitetsprodukter som etablerats samt de arbetsprocesser som krävts. Det operativa arbete som bedrivits beskrivs för att ge insikt i vad som krävts för att få handel av lokal flexibilitet att fungera.

I kapitel 3 redovisas resultatet från marknadssäsongen 2025–2026 där detaljerade siffror också bifogats i Bilaga 1.

Kapitel 4 presenterar resultatet från en dataanalys som avser att beskriva potentialen av att handla med lokal flexibilitet i Götene utifrån behovet på årets marknad.

I Kapitel 5 diskuteras resultaten och slutligen presenteras slutsatser från säsongen och vad som ses som nästa steg för den lokala flexibilitetsmarknaden i Götene för kommande säsonger.

2 Utfört arbete

I nedanstående avsnitt beskrivs det arbete som utförts under året för att driva flexibilitetsmarknaden. Detta inkluderar arbete inför vintersäsongen och operativt arbete under säsongen.

2.1 Inför vintersäsongen

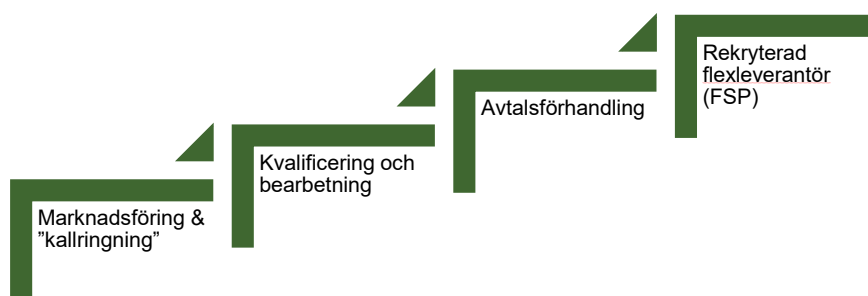
Inför vintersäsongen genomfördes ett arbete för att rekrytera flexibilitetsleverantörer, etablera principer för marknadsmässighet samt utvärdera vilka produkter som skulle finnas tillgängliga på marknaden.

2.1.1 Rekrytering av flexibilitetsleverantörer

Under en initial rekryteringsfas kvalificerades de flexibilitetsleverantörer (FSP, Flexibility Service Provider) som:

- Hade en resurs större än 50 kW som var styrbar
- Hade en vilja att flytta sitt uttag i nätet till en annan tidpunkt mot en kompensation

I figuren nedan illustreras den aktivitetstrappa som tillämpades för att rekrytera resurser till årets marknad.



Figur 1 – Rekryteringsprocessen som tillämpades för att få lokala flexibilitetsresurser till marknaden

För att rekrytera leverantörer har det genomförts följande marknadsföringsaktiviteter:

- Ett digitalt utskick gjordes till de kunder som abonnerade på en säkring större än 63 A alternativt hade ett effektabonnemang, med en förfrågan om att bli lokal flexleverantör i Götene.
- Ett antal intresseanmälningar kom in via hemsidan. Samtliga följdes upp med individuella telefonsamtal för att informera om marknaden samt utröna potentialen av flexibilitet från tillgängliga resurser. Ingen av de som anmälde sig via hemsidan hade dock en resurs som uppfyllde kriterierna.
- Ett antal av de större industrierna i Götene kontaktades också direkt för att utröna om det fanns någon "flexibilitetspotential". Detta prioriterades i form av rekryteringsaktivitet eftersom potentialen att avhjälpa problemet via industrier med högre effektabonnemang ansågs större.
- Flera aggregatorer kontaktades också aktivt men bara en visade sig ha tillräckligt stor aggregerad effekt i området. En potentiell möjlighet för aggregerade värmepumpar att delta på marknaden diskuterades också med kommunen som inte kunde hitta tillräckligt stor potential för deltagande under denna säsong.
- Under flexibilitetssäsongen har det varit fortsatt möjligt att anmäla sig som flexibilitetsleverantör via ett webbformulär på hemsidan, som var integrerad via ett API till det aktiva kund- och ärendehanteringssystemet (CRM-systemet).

- Intresseanmälan har varit öppen både för befintliga och anslutande kunder.

2.1.2 Etablering av principer för marknadsmässighet

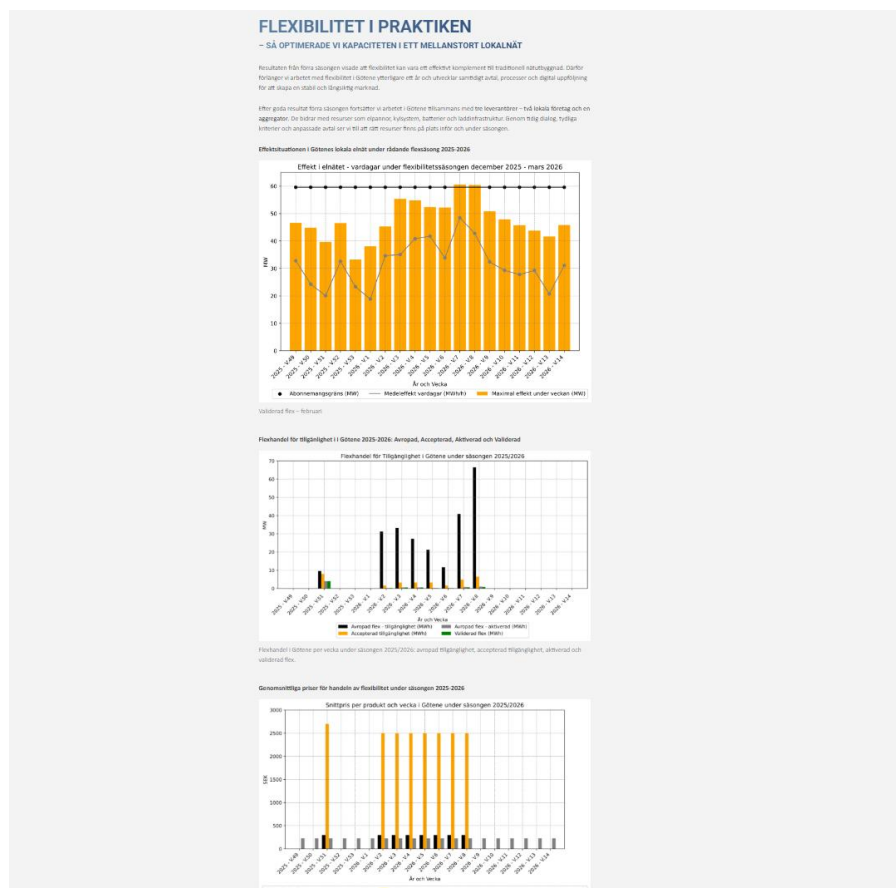
För att uppnå transparens och kontinuerligt hålla marknaden informerad om handeln publicerades marknadsdata kontinuerligt på hemsidan avseende:

- Nätägarens förfrågningar om tillgänglig effekt
- Flexibilitetsleverantörers svar på tillgänglig effekt
- Nätägarens aktivering av tillgänglig effekt
- Validerad flexibilitet

Dessutom publicerades följande information per vecka för att signalera elnätets efterfrågan och behov:

- Uppmätt max-effekt per vecka
- Medeleffekt under vardagar
- Abonnemangsnivå till överliggande nät

Priser för flexibilitet publicerades också för att ge marknaden en inblick i värdet av att leverera flexibilitet till elnätet.



Figur 2 – En skärmdump från webbsidan där marknadsdata publicerades kontinuerligt samt där det fanns ett anmälningsformulär som var integrerat med Kinnekulle Energis kundsystem (CRM-systemet).

2.1.3 Marknadsprodukter

De två produkterna som har funnits på marknaden under säsongen 2025-2026 beskrivs nedan. Kinnekulle Energi har beslutat att behålla samma produkter som under förgående säsong.

Tillgänglighets-/Kapacitetsprodukt (LFM-h)

Under säsongen 2025-2026 har en av produkterna på marknaden varit en tillgänglighetsprodukt (LFM-h)², vilket innebär att tillgänglighet först avropas och därefter aktiveras närmare inpå det faktiska behovet.

Då pilotprojektet genomfördes 2024-2025 testades en energiaktiveringsprodukt² (LFM-e) tillsammans med en av flexibilitetsleverantörerna. Då med ett samförlagt avrop av tillgänglig effekt samt en aktivering av energi två dagar innan timmen (D-2).

För att kunna aktivera flexibilitetstjänsterna närmare timmen då behovet faktiskt uppstår i elnätet identifierades att tillgänglighetsprodukt (LFM-h) är den mest relevanta i Götene. Detta beror på effektprognosens trubbighet, där prognosens pricksäkerhet blir större ju närmre timmen som aktiveringen kan ske. För att både undvika att aktivera mer energi än vad som möter elnätets behov och samtidigt ge en framförhållning till leverantören föll sig tillgänglighetsprodukten mest lämplig. Sammanfattningsvis kunde tillgänglighet tack vare detta val avropas två dagar innan (D-2) och därefter kunde energin aktiveras när och om behovet blev mer akut fram till en timme innan drifttimmen (H-1).

I tabellen nedan följer de avropstider som definierades tillsammans med en av flexibilitetsleverantörerna:

Tabell 1 – Förklaring av avrop samt aktivering – rollfördelning och tidslinje

	Avrop av tillgänglighet		Accept av tillgänglighet		Aktivering av tillgänglig effekt		Faktisk nedreglering
	Tidigast	Senast	Tidigast	Senast	Tidigast	Senast	
Elnätsföretag (DSO)	D-7	D-2 kl 10:00			Då accept mottagits	FM: D-1, kl. 15:00* EM: D H-3, kl. 9:00*	
Flexleverantör (FSP)			Då avrop mottagits	D-2 kl 17:00			På timmen, H
*Aktivering kan dock enbart ske under operativa timmar (08:00-17:00) i enlighet med avtal							

MaxUsage

MaxUsage som är en produkt på Effekthandel Väst innebär att leverantören kontraktbaserat sänker sitt effektuttag till en bestämd nivå under specifika timmar och får en löpande ersättning. Under piloten år 2023 kunde man identifiera att det gick att flytta laster från höglasttider genom att begränsa uttaget somliga timmar via att sätta en "maxgräns" för effektuttag. Detta visade sig lämpligt som produkt framför allt för resurser i Götene som var:

- Fryslager som kunde flytta kylning från morgonen till natten
- Laddstolpar som kunde stängas av och/eller begränsas under elnätets mest belastade timmar

² Läs mer om standardiserade flexibilitetsprodukter på Energimarknadsinspektionens hemsida, [Ei godkänner marknadsprodukter för flexibilitetstjänster - Energimarknadsinspektionen](#) [information hämtad: maj 2026]

Under förra säsongen beslutades att behålla detta koncept i Götene fram till och med att nya effektagifter skulle ha införts i september 2026. Detta eftersom effektagifterna och MaxUsage har ett liknande syfte och därför överlappar varandra. Eftersom forskriften kring införandet av effektagifter kommer att upphävas och arbetet med implementeringen av nya nätavgifter har pausats i Götene kan MaxUsage vara aktuell även nästa säsong. Kinnekulle Energi ser ett värde i att ha med flera olika resurser som kan hjälpa till att lösa kapacitetsutmaningarna. På sikt kommer MaxUsage eventuellt att fasas ut då detta inte är en av de tre standardiserade marknadsprodukterna som Ei har godkänt².

2.2 Inköp av ett nytt Flexibility Information System (FIS-system)

Ett av säsongens mål var att vidareutveckla det operativa flexibilitetsarbetet genom ökad digitalisering och på sikt skapa en mer automatiserad process. Inför säsongen genomfördes därför en utvärdering av olika systemalternativ för hantering av flexibilitetsmarknaden.

Utifrån flera bedömningsparametrar fattades beslut om att införa ett system som kombinerar prognosverktyg med integrerade funktioner för avrop och aktivering av flexibilitet (Plexigrid). Arbetet med att utveckla och implementera det nya systemet kommer att fortsätta inför nästa säsong i syfte att etablera en mer effektiv och skalbar process för det operativa flexibilitetsarbetet.

2.2.1 Beslutet att avvakta med en fullskalig marknadsplattform

Kinnekulle Energi har i nuläget avvaktat med att implementera en fullskalig marknadsplattform där bud kan läggas ut och leverantörerna ges möjlighet att svara. Anledningen är att det, med endast två leverantörer som deltar genom tillgänglighetsavtal, inte bedöms vara ekonomiskt försvarbart att investera i en sådan plattform. Dessutom är det svårt att skapa en väl fungerande budgivning med så få aktörer. Frågan blir aktuell först när fler aktörer deltar på marknaden, eftersom det då kommer att krävas ett system för att hantera bud och budgivning. På sikt är målet att rekrytera fler aktörer och då även implementera en marknadsplattform.

2.3 Operativt under säsongen

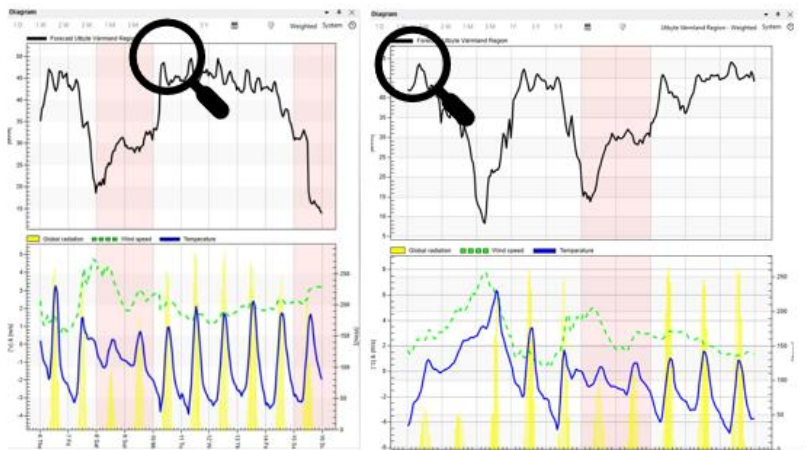
I Figur 3 presenteras en processbeskrivning av hur flexibilitetsmarknaden drevs och hanterades i praktiken från 1 december 2025 till och med 31 mars 2026.



Figur 3 - Det operativa arbetet följde en process som involverade främst marknadsansvarig samt ekonomiavdelningen. Även resurser från ledning, mätning samt driften var involverade.

2.3.1 Prognosmöten

Prognosmöten hölls digitalt varje måndag, onsdag och fredag kl. 08:30. Där identifierades behovet av flexibilitet för elnätet under kommande dagar via ett prognosverktyg – en mjukvara som integrerat matematiska modeller. Prognosen kunde göras per station både för last och produktion. Både last och produktion undersöktes enskilt och ackumulerat, vilket medförde att korrelationen till temperatur och vindhastighet också kunde förstås och tas i beaktning. Modellen består av en viktning av olika modeller som sammankopplats, för att få en så bra träffsäkerhet som möjligt. Verktöget hade även en programmerad funktion som mailade ut en varning då prognosmodellen förutspådde en ovanligt hög last.



Figur 4 - Skärmskott från prognosarbetet, de övre graferna visar summaseriens prognos över tid medan de undre diagrammen visualiserar temperatur och väderdata. Prognosverktyget som användes heter Aiolos och levererades av VITEC software.

Avrop och aktivering skedde manuellt via e-post. Förfrågan och svar skickades på ett överenskommet format och inom överenskommet tidsfönster. Prissättningen per MW och MWh gjordes inför hela säsongen i bilaterala avtal med varje enskild aktör. Prissättningen baserades på alternativkostnaden till en enhet elektrisk energi, då samma energi kommer från förbränning av bränslet HVO. Dessutom ingick ett skäligt prispåslag från leverantören på MW och timme.

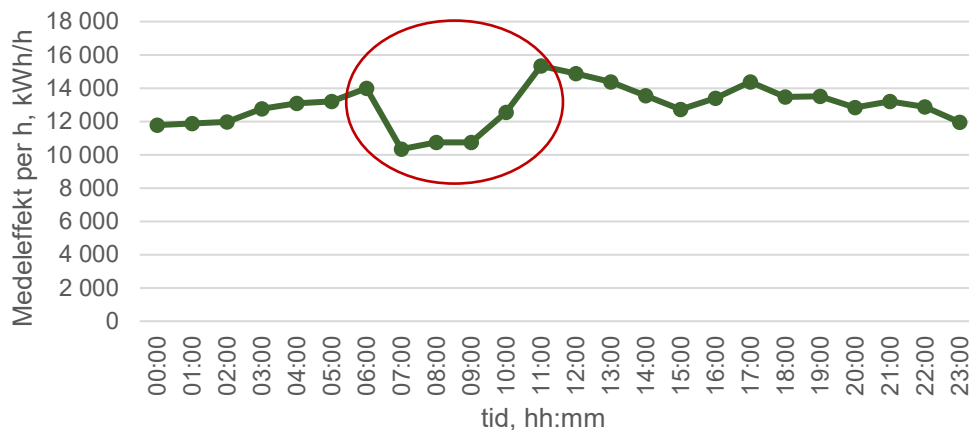
Inför och under säsongen påbörjades även implementering av ett nytt prognosverktyg. Anledningen till detta är att det nya programmet även har möjlighet att ge förslag på tider och nivåer på avropen. Dessutom är det möjligt att göra utskicken direkt från applikationen- Det operativa arbetet under säsongen har fungerat på samma sätt som tidigare år även med det nya prognosverktyget. På sikt är målet dock att processen ska bli mer och mer digitaliserad och automatiserad. Under säsongen har prognoserna utvärderats och jämförts. Det nya systemet har utvecklats med tiden och målet till nästa säsong är att utveckla prognosen ytterligare.

2.3.2 Validering och baseline

Efter varje månad validerades flexibiliteten som hade levererats. Detta gjordes genom att jämföra mätvärden från resurserna med en baseline³. För flexibilitetsresursen som var ett batteri definierades baseline via avtalet till noll. För industrin som deltog med sin elpanna utgjorde i stället baseline den nivå som lasten hade legat timmen innan den aktuella flexibilitetstjänsten aktiverades.

³ Läs mer om baseline i Energiforsks rapport om Baselinemetoder för flexibilitetsprodukter, <https://energiforsk.se/media/31177/baselinemetoder-for-flexibilitetsprodukter-energiforskrapport-2021-826.pdf> [information hämtad: maj 2025]

Valideringen⁴ av levererad flexibilitet på Kinnekulle energis marknad gjordes manuellt i Microsoft Excel i slutet av varje månad. Data samlades in från leverantörerna i csv-format samt från elnätets egen databas. Ett exempel på hur flexibilitet kunde valideras ges i figuren nedan, där en industri flexade och därmed sänkte sin last aktivt under en definierad period.



Figur 5 - I figuren ser man hur Dafgård sänker sin last från 14 MW till 10 MW och därefter ökar den från ca 10 MW upp till 16 MW då tidsfönstret för flexibilitetstjänsten var över.

Konceptet för MaxUsage har utformats genom att definiera ett referensvärde som en typ av baseline samt ett maximalt värde för nätutnyttjande för en anläggning under de timmar då kontraktet för flexibilitetstjänsten gäller.

För definition av MaxUsage analyserades därför data innan avtal om flexibilitet tecknades. Lasten för kylagret låg på en viss nivå under höglástimmarna vilket definierade referensvärdet 450 kW. Då flexibilitetsresursen testade att köra sitt kylaggregat under natten i stället för dagen sjönk lasten med ca 100 kW under höglåstid. Maxvärdet definierades därför till 350 kW. Valideringen gick sedan ut på att räkna hur många av mätvärdena per timme under höglåstid som låg under gränsvärdet 350 kW och hur många som låg högre.



Figur 6 - Grafen visar ett exempel för hur förbrukningsmönstret i kylanläggningen såg ut innan kontra efter en förändring som genomfördes inom pilotstudien 2023. Där den blå linjen är innan, och den orangea linjen är efter förändringen. En dataanalys under pilotsäsongen 2023–2024 definierade därefter referens- och maxvärde för MaxUsage.

⁴ Verifieringen av en flexibilitetstjänst i form av en kapacitets- eller tillgänglighetsprodukt kan räknas ut enligt: (Levererad flexibilitet = Baseline – Uppmätt elförbrukning/eltillförsel), per timme.

3 Resultat

I följande avsnitt beskrivs resultatet från flexibilitetssäsongen 2025-2026, vilket inkluderar en beskrivning av medverkande flexibilitetsleverantörer, handelsresultat från säsongen och utvärdering av prognosverktyg.

3.1 Medverkande flexibilitetsleverantörer

Tre flexibilitetsleverantörer (FSP:er) rekryterades inför säsongen där bilaterala avtal slöts mellan elnätsbolaget och vardera part. De rekryterade leverantörerna bestod av en aggregator (Checkwatt) och två lokala industriföretag (Dafgårds, GKT) som bedriver sin verksamhet lokalt i Götene med angränsande geografi.



Dafgårds är ett livsmedelstillverkande industri som deltog med en elpanna som också är flexibel resurs på Svk:s frekvensmarknad idag. Genom att bränsleväxla med HVO kan de klara sin energiförsörjning samtidigt som de sänker sitt uttag från elnätet under en längre tidsperiod.



Checkwatt är en aggregator som deltog med ett batteri. Genom att ladda batteriet utanför höglasttid kunde batteriet stå redo att aktiveras under den värst belastade timmen under dagen.



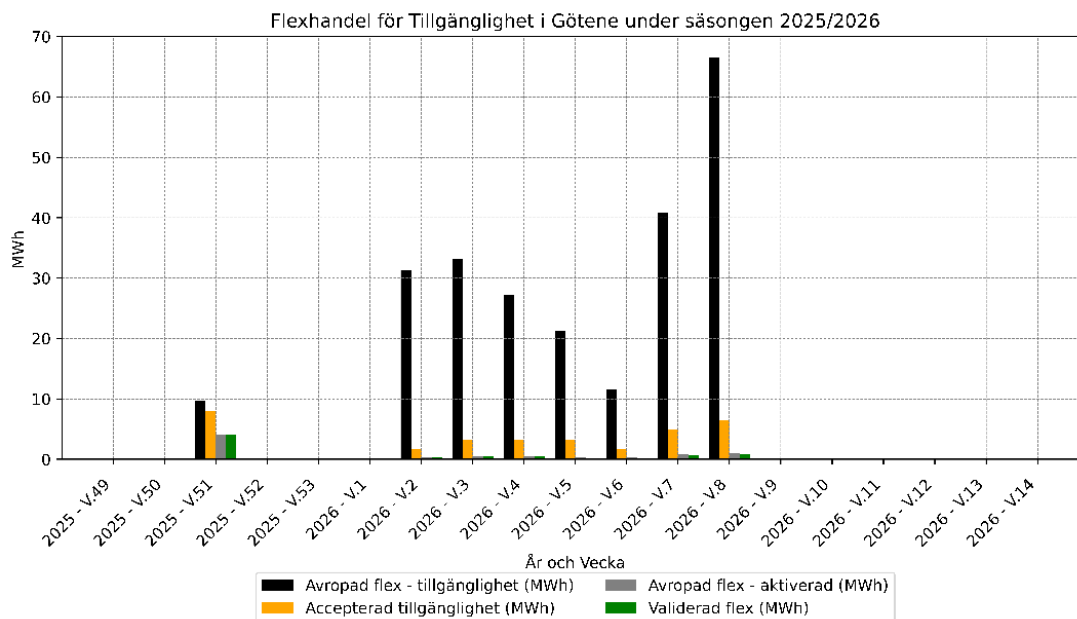
GKT är ett lokalt transportföretag som deltog med sin kylanläggning. Genom att köra sitt kylaggregat på natten istället för på morgonen kunde de flytta last från höglasttid till låglasttid.

3.2 Handelsresultat flexibilitet under säsongen

I avsnitten nedan beskrivs handelsresultat för flexibilitet under säsongen uppdelat på Tillgänglighetsprodukten och MaxUsage. Därutöver presenteras även priserna på marknaden under säsongen.

3.2.1 Tillgänglighets-/Kapacitetsprodukt (LFM-h)

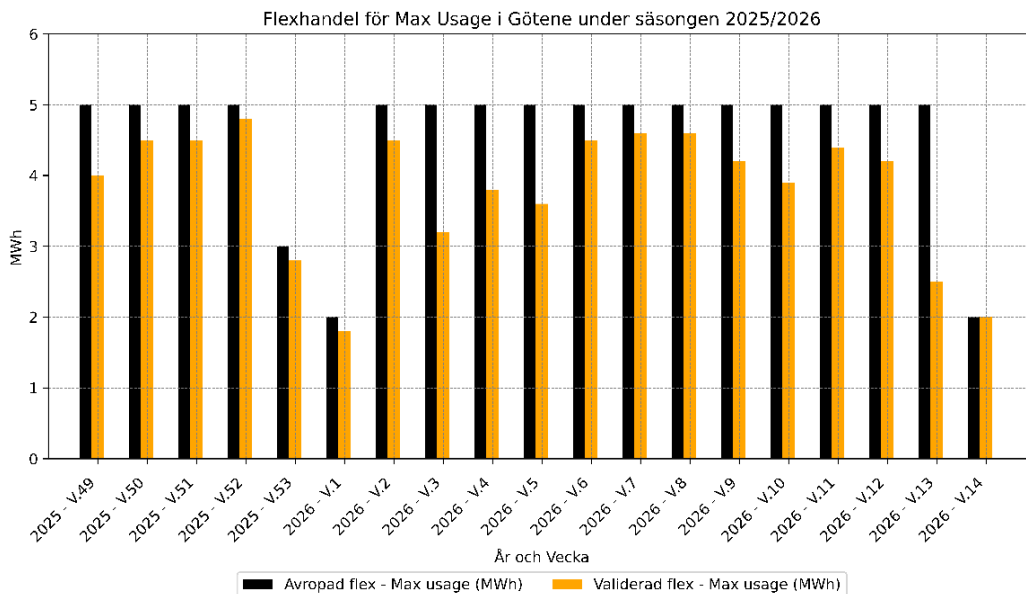
Under vintersäsongen 2025–2026 avropades totalt 241,5 MWh tillgänglighet varav 32,2 MWh accepterades av flexibilitetsleverantörerna. Därefter aktiverades totalt 7,8 MWh. Summeringen av avropad tillgänglighet, accepterad tillgänglighet, aktiverad flex och slutligen validerad flex per vecka under säsongen presenteras i Figur 7. Under säsongen avropades betydligt mer tillgänglighet än vad som kunde accepteras av flexibilitetsleverantörerna. Anledningen var att en av flexibilitetsleverantörerna hade tekniska problem som gjorde att de inte att någon möjlighet att bränsleväxla och på sätt minska förbrukningen.



Figur 7: Sammanfattning av flexhandel av Tillgänglighet (LFM-h) under säsongen 2025-2026.

3.2.2 MaxUsage

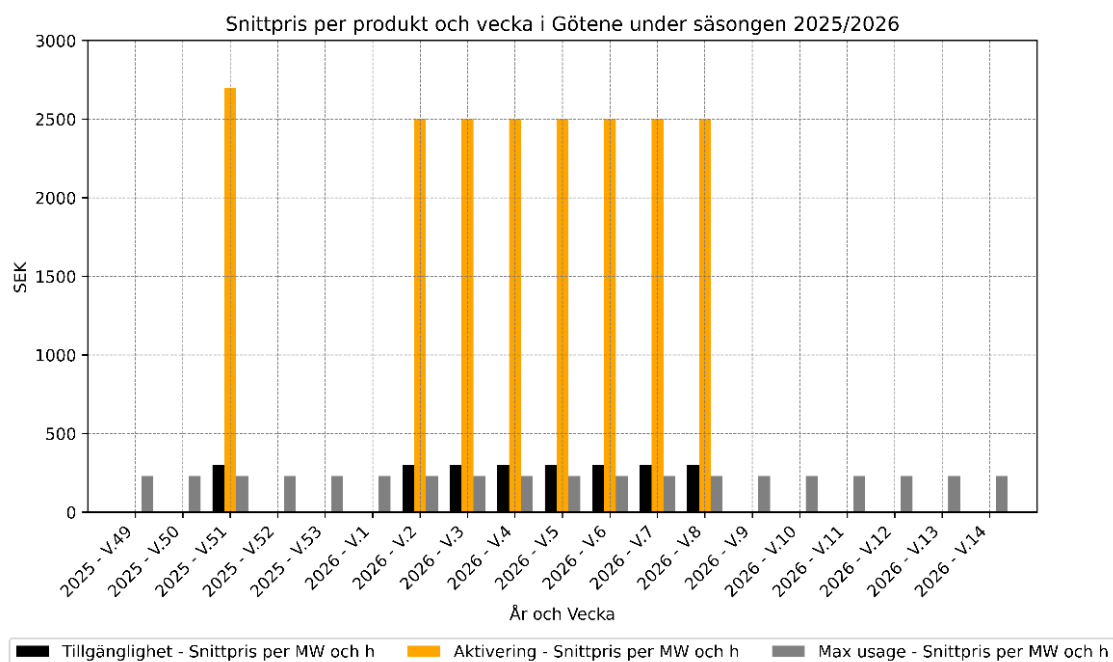
Resultatet för MaxUsage-produkten presenteras i Figur 8. Den validerade effekten för produkten uppgick till 72,4 MWh vilket motsvarade 83% av det totala möjliga för tidsperioden under säsongen. Totalt validerades 721 timmar under gränsen för maxuttaget.



Figur 8: Flexhandel för MaxUsage under säsongen 2025-2026.

3.2.3 Marknadspriser under säsongen

Snittpriset per produkt och vecka har visualiserats i Figur 9. För tillgänglighetsprodukten utbetalades tillgänglighetsersättning, aktivering ersättning samt en säsongersättning. Priserna för varje flexibilitetsresurs bestämdes inför säsongen och definierades i de bilaterala avtalen. För MaxUsage-produkten utbetalades en ersättning för de timmar då resursen höll sig under gränsvärdet.



Figur 9: Snittpris per produkt och vecka för Tillgänglighet och MaxUsage under flexsäsongen 2025-2026.

3.3 Utvärdering av prognosverktyg

Ett tillförlitligt prognosverktyg som väl överensstämmer med det faktiska utfallet är en grundförutsättning för att kunna lita på flexibilitetsmarknaden. För att flexibilitet ska avropas effektivt är det avgörande att detta sker under de timmar då behovet faktiskt uppstår. Om flexibilitet avropas vid fel tidpunkter leder det till ökade kostnader, både genom onödig ersättning till flexleverantörer och genom överuttagsavgifter gentemot överliggande nät, vilket i förlängningen fördyrar driften av flexmarknaden. Därför är prognoser av hög kvalitet avgörande för marknadens funktion och tillförlitlighet.

Under föregående säsong, liksom under innevarande säsong, har prognosverktyget Aiolos använts. I takt med att Kinnekulle ser ett långsiktigt behov av ökad digitalisering och automatisering av processerna har ett nytt system, Plexigrid, påbörjats att implementeras under säsongen. Prognoserna har löpande utvärderats och resultatet visar att det finns ett behov att utveckla och förbättra precisionen. Inför nästa säsong är målsättningen att vidareutveckla prognosarbetet. Exempelvis finns ambitioner att ta fram en mer granulär prognos och att möjliggöra dataimport tätare än dagens frekvens om en gång per dag.

4 Analys

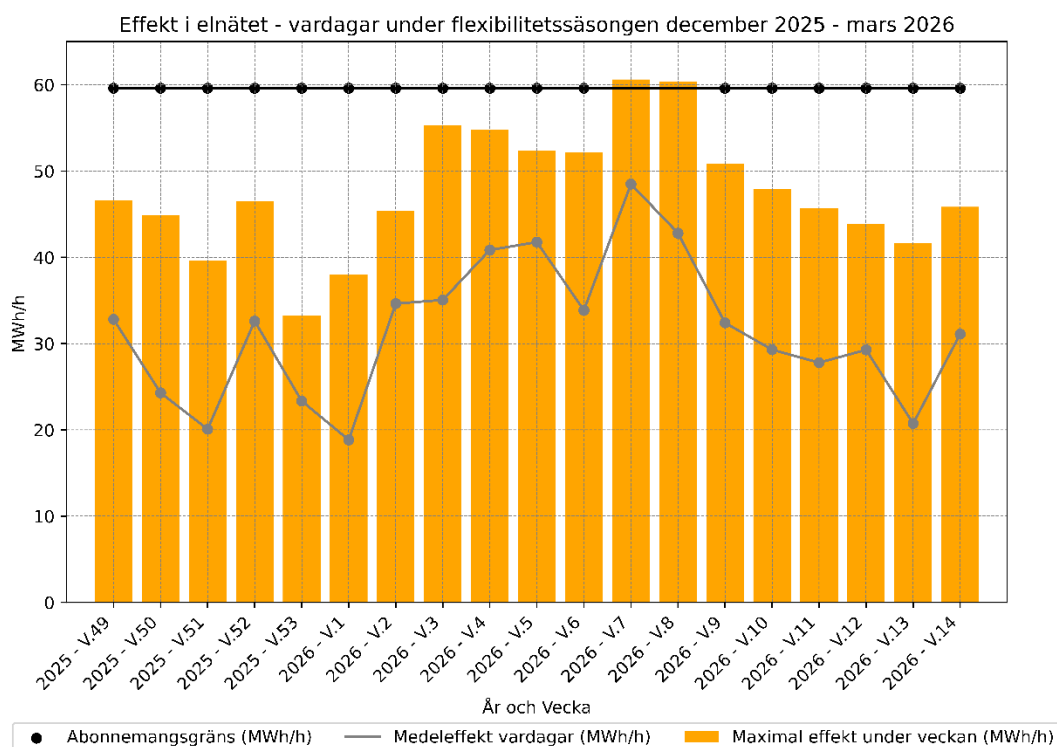
För att bättre förstå och beskriva potentialen av en flexibilitetsmarknad har en dataanalys gjorts baserat på data från uppmätta stationsvärden. Datasetet innefattade sex mätserier som har summerats, varav fyra motsvarar last och två motsvarar produktion. Då överföringen mot överliggande nät är den största begränsningen i nätet har analysen gjorts baserat på nivån på abonnemanget mot överliggande nät.

4.1 Elnätets behov av flexibilitet under säsongen

I Figur 10 presenteras medeleffekt under vardagar tillsammans med den maximala effekten per vecka för summaserien av laster och produktion i fyra nätstationer.

Abonnementsgränsen under säsongen har varit 59,6 MW. Abonnemanget höjdes från 54 MW vid årsskiftet 2024/2025.

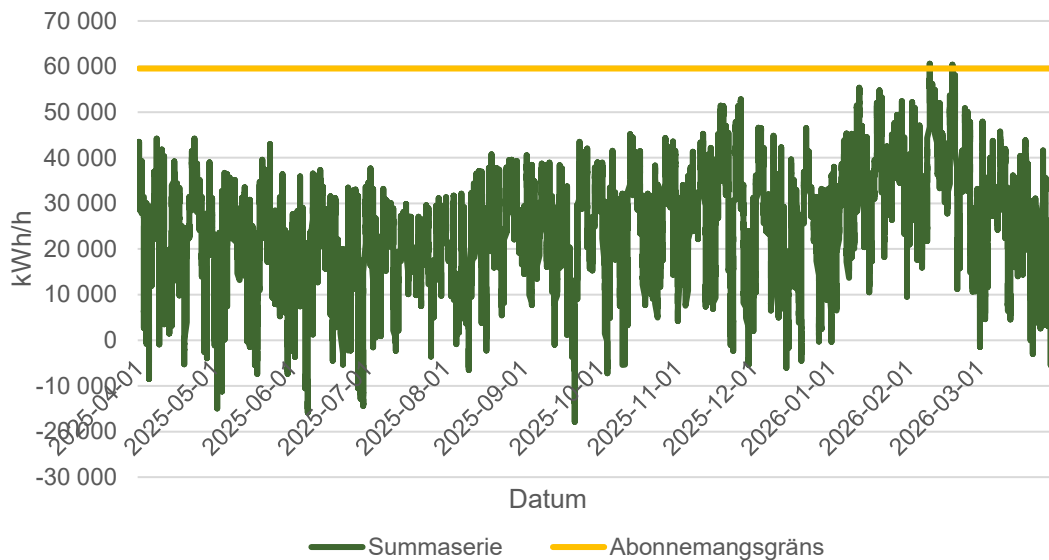
I december fanns inget stort behov av flexibilitet i systemet. Däremot fanns ett betydligt större behov i januari och februari då temperaturerna var låga i Götene. Summaserien överskred abonnementsgränsen vid två tillfällen (totalt 5 timmar) under vecka 7 och vecka 8. Detta inträffade trots att abonnementsgränsen mot överliggande nät ökade vid årsskiftet 2024/2025, vilket beror att det var ett kallt år med låga temperaturer under längre perioder.



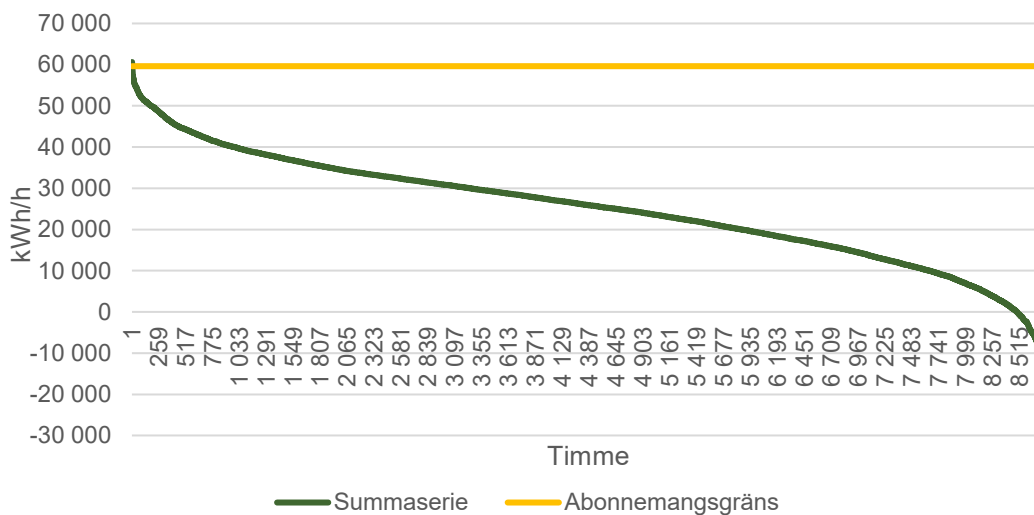
Figur 10: Medeleffekt under vardagar och maximal effekt för varje vecka under flexibilitetssäsongen 2025-2026, tillsammans med abonnementsgränsen mot överliggande nät.

I Figur 11 visas summaserien för perioden april 2025 – mars 2026. Som beskrivet ovan överskreds abonnementsgränsen under totalt fem timmar under februari. Även i januari låg lasten relativt nära gränsen. Under större delen av året finns det gott om plats i nätet vilket implicerar att det finns potential att utnyttja nätet mer effektivt. Samma summaserie

presenteras även i Figur 12 i ett varaktighetsdiagram. Även där visas att det är få timmar som står för de absolut högsta lasterna i nätet. Totalt 187 timmar överskred 50 MWh/h och endast 30 timmar överskred 55 MWh/h.



Figur 11: Summaserie under perioden april 2025 till mars 2026, tillsammans med abonnemangsgränsen mot överliggande nät.



Figur 12: Varaktighetsdiagram för summaserie i Götene under perioden april 2025 till mars 2026, tillsammans med abonnemangsgränsen mot överliggande nät.

4.1.1 Behov utifrån resultatet på årets marknad

Den totala möjliga effekten som fanns tillgänglig från resurserna på flexibilitetsmarkanden under säsong 2025–2026 var totalt 5,27 MW.

Enligt analysen överskreds abonnemanget mot överliggande nät under, som tidigare nämnt, totalt fem timmar under året, där den högsta överskridna effekten uppgick till 1 MW. Den högst belastade timmen inträffade den 9 februari 2026 kl. 08:00. Vid detta tillfälle hade en av

leverantörerna tekniska problem, vilket innebar att endast 0,27 MW kunde göras tillgängligt under timmen. Med hänsyn till de tekniska problemen hos Dafgård fanns därmed inte möjlighet att fullt ut möta flexibilitetsbehovet under den aktuella perioden. Hade Dafgård haft möjlighet att acceptera tillgänglighet hade behovet i teorin kunnat tillgodoses.

En viktig aspekt, utöver den tillgängliga effekten, är att förfrågan om tillgänglighet samt aktivering av flexibilitet behöver ske under de timmar då behovet faktiskt uppstår. Resultatet visar att de 50 högst lastade timmarna i nätet har inträffat under 7 separata dygn. Under samtliga 7 dygn har tillgänglighet avropats, men vid flertalet tillfällen har avrop och aktivering skett under närliggande timmar till de absolut högsta timmarna. Marknadsresultaten visar att tillgänglighet avropades under fyra av de fem timmar då gränsen överskreds, medan faktisk aktivering endast skedde under en av dessa timmar. I stället har aktivering skett under närliggande timmar. Detta indikerar ett behov av att förbättra precisionen på prognoserna och ta höjd för större felmarginaler vid aktiveringstillfällena.

Resultaten visar även på hög last under flera timmar i följd, vilket tydliggör behovet av att kunna aktivera resurser under längre sammanhängande perioder. Den resurs som hade tekniska problem har under normala förhållanden i princip obegränsad uthållighet till följd av möjligheten till bränsleväxling. Batteriresursen kan däremot endast aktiveras under två timmar i följd, vilket ytterligare understryker vikten av fler tillgängliga resurser på marknaden för att säkerställa att behovet kan täckas.

5 Diskussion

Resultaten från säsongen 2025–2026 visar tydligt att det finns ett behov av ett mer flexibelt utnyttjande av elnätet i Götene. Behovet var större än föregående år, främst till följd av lägre temperaturer under en längre sammanhängande period. Efterfrågan på tillgänglighet översteg i flera fall vad flexibilitetsleverantörerna kunde erbjuda. Detta visar att en flexibilitetsmarknad med ett begränsat antal aktörer är sårbar för händelser som medför att leverantörer saknar möjlighet att delta. Mot denna bakgrund är målsättningen inför kommande säsong att rekrytera fler leverantörer som kan delta på marknaden. Behovet av flexibilitet förväntas dessutom öka över tid, då fler anläggningar förväntas tillkomma och befintliga anläggningar har ett behov av att höja sina abonnemang. Ökningen av abonnemanget mot överliggande nät tar längre tid än vad som hade behövts vilket också gör att det blir viktigt att rekrytera in fler leverantörer framöver.

Eftersom marknaden är frivillig kan elnätet inte garantera att effektreserven finns tillgänglig från år till år. Lösningen behöver därför kompletteras med så kallade villkorade avtal. Genom villkorade avtal kan en effektreserv säkerställas vid kapacitetsbrist, även i de fall där en marknadsmässig lösning inte finns tillgänglig.

Resultaten från årets säsong pekar även på ett tydligt behov av att vidareutveckla och förbättra prognosarbetet. Under några dagar då aktivering har skett har överuttag uppstått under angränsande timmar till de som aktiverats. Träffsäkra prognoser är avgörande för att flexibilitet ska kunna aktiveras under de timmar då behovet faktiskt uppstår. Inför nästa säsong kommer därför ett fokusområde vara att, i dialog med systemutvecklarna för det nya system som implementeras, förbättra prognosernas precision, särskilt under topplasttimmar.

Utvärderingar från tidigare säsonger visar att tillgänglighetsprodukten har varit den mest effektiva för systemet. MaxUsage-produkten är däremot inte en standardiserad marknadsprodukt och uppfyller delvis samma syfte som de effekttariffer som planerades att införas. Avsikten var därför att fasa ut denna produkt. Eftersom arbetet med effekttariffer har pausats bedöms MaxUsage-produkten dock finnas kvar även under nästa säsong. Kinnekulle Energi ser ett värde i att möjliggöra deltagande för fler leverantörer, även för dem som saknar tekniska förutsättningar att styra sina system vid varje enskilt avrop. Under säsongen har resursen dessutom sänkt sitt uttag och flyttat last till natten under de mest belastade timmarna i nätet. På längre sikt är ambitionen att eventuellt fasa ut produkten.

6 Slutsatser

Ökat flexibilitetsbehov - Flexibilitetsbehovet under säsongen har varit större än föregående år, främst till följd av lägre temperaturer i Götene. Kinnekulle Energi ser ett fortsatt behov av en flexibilitetsmarknad, eftersom abonnemangnet mot överliggande nät inte kan ökas i samma takt som efterfrågan förväntas öka.

Behov av fler resurser - Rekrytering av ytterligare resurser blir viktigt framöver för att öka konkurrensen, säkerställa tillräcklig kapacitet och uthållighet samt minska sårbarheten om enskilda resurser inte kan leverera, exempelvis på grund av tekniska problem.

Förbättrade prognoser - För att kunna aktivera flexibilitet vid rätt tillfällen behöver prognoserna förbättras. Hög träffsäkerhet i prognoserna är avgörande för att konceptet ska kunna skapa ett tydligt värde.

Digitalisering och automatisering - Flöden och processer behöver på sikt digitaliseras och automatiseras. Den manuella hanteringen har fungerat väl för att etablera arbetssätt och rutiner, men är inte långsiktigt hållbar, särskilt om antalet marknadsaktörer ökar. Arbetet har påbörjats och kommer att fortsätta inför nästa säsong.

Marknadsprodukter - Kinnekulle Energi har identifierat en större potential i Tillgänglighetsprodukten. Konceptet MaxUsage var ursprungligen planerat att fasas ut i samband med införandet av effektagifter, men detta arbete har nu pausats. MaxUsage kommer därför att behållas även under nästa säsong, med en långsiktig plan fasa ut produkten och gå mot de standardiserade marknadsprodukterna.

7 Framtida arbete

Inför säsongen 2026–2027 behöver, som tidigare nämnt, fokus ligga på rekrytering av fler flexibla resurser. Detta för att öka konkurrensen, säkerställa tillräcklig levererad effekt och minska sårbarheten vid bortfall av enskilda resurser. Samtidigt behöver prognoserna förbättras för att mer träffsäkert identifiera de timmar då flexibilitet skapar störst nytta. Vidare kommer arbetet med att digitalisera och vidareutveckla handels- och avropsprocessen att fortsätta. Ett ökat systemstöd bedöms vara en förutsättning för att på sikt kunna skala upp marknaden med fler aktörer och avrop.

På längre sikt förutsätter en utökad användning av flexibilitet fortsatt utveckling inom marknad, arbetssätt och regelverk.

Om flexibilitet ska användas mer systematiskt ställs högre krav på nätägarens operativa förmåga. Det handlar inte i första hand om en ny DSO-roll, utan om att befintliga krav på planering, övervakning, styrning och samordning blir mer konkreta. I praktiken talar detta för ett ökat behov av digitalt stöd för nätövervakning, informationsutbyte och uppföljning, särskilt om fler resurser med varierande egenskaper ska anslutas och hanteras utan att driftsäkerhet eller elkvalitet påverkas.

Flexibilitetsmarknaden behöver också ses i relation till andra verktyg för kapacitetshantering, såsom nättariffer, flexibla avtal och villkorade avtal. Om dessa utvecklas var för sig finns en risk för otydliga signaler och motstridiga incitament. Det finns därför ett behov av att tydligare klargöra när olika verktyg ska användas, hur de samverkar och vilka kundgrupper de riktar sig till.

Även intäktsregleringen är relevant i detta sammanhang. Ett ökat fokus på TOTEX kan stärka incitamenten att pröva flexibilitet som alternativ eller komplement till nätutbyggnad, men den praktiska betydelsen beror ytterst på hur regelverket utformas och i vilka situationer flexibilitet faktiskt kan fylla samma funktion som en traditionell nätinvestering.

Slutligen finns ett behov av att samordna den lokala flexibilitetsmarknaden med övriga marknadsprocesser i elsystemet, särskilt balansansvar, avräkning och deltagande på Svenska Kraftnäts marknader. Det handlar mindre om full harmonisering och mer om att undvika motstridiga incitament, dubbelräkning och oklarheter kring ansvar, ersättning och aktivering när samma resurs kan vara relevant i flera sammanhang^{5 6}.

⁵ Läs mer om flexibilitet i distributionsnäten i Energimarknadsinspektionen rapport, [Ei, Flexibilitet i distributionsnäten](#) [Information hämtad: maj 2026]

⁶ [Report-on-Distributed-Flexibility-Practices-Markets-for-Local-Services-2.pdf](#) [Information hämtad: maj 2026]

Bilaga 1 – Tabeller

Tabell 2: Dokumentation av avropad och aktiverad flexibilitet samt validerad MaxUsage per vecka för hela säsongen 2025-2026.

Vecka	Avropad flex - tillgänglighet (MWh)	Accepterad tillgänglighet (MWh)	Avropad flex - aktiverad (MWh)	Avropad flex - Max usage (MWh)	Validerad flex - Max usage (MWh)
49				5,0	4,0
50				5,0	4,5
51	9,62	8,0	4,0	5,0	4,5
52				5,0	4,8
53				3,0	2,8
1				2,0	1,8
2	31,24	1,62	0,27	5,0	4,5
3	33,24	3,24	0,54	5,0	3,2
4	27,24	3,24	0,54	5,0	3,8
5	21,24	3,24	0,27	5,0	3,6
6	11,62	1,62	0,27	5,0	4,5
7	40,86	4,86	0,81	5,0	4,6
8	66,48	6,48	1,08	5,0	4,6
9				5,0	4,2
10				5,0	3,9
11				5,0	4,4
12				5,0	4,2
13				5,0	2,5
14				2,0	2,0
För hela perioden	241,5	32,3	7,78	87,0	72,4