

En lokal flexibilitetsmarknad för elnätet i Götene under vintersäsongen 2024–2025

Resultat och analys

Nyckelord: elnät, lokalnät, DSO, kapacitetsbrist, flexmarknad, flexibilitetsmarknad, flexleverantör, flexibilitetsleverantör, FSP, flex tjänster, flexibilitets tjänster, LFM, LFM-a, LFM-e, MaxUsage, baseline, Net code demand response, NC DR, Nätkod för flexibilitet



Sammanfattning

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

Den totala handeln av flexibilitet under säsongen 2024–2025 skedde enligt nedanstående tabell:

	Avropad Tillgänglighet	Aktiverad Tillgänglighet	Validerad MaxUsage
För hela perioden (Effekt * antalet h)	125,2 MWh	19,5 MWh	81,7 MWh

- Utifrån en första prognos aktiverades tillgänglighet av effekt under 151 h och av dessa aktiverades sedan 15 h utifrån en andra prognos.
- De resurser som rekryterats in för att leverera en tillfällighetsprodukt (LFM-h) hade en potentiellt tillgänglig effekt på marknaden under säsongen upp till 5,28 MW per timme, varav upp mot 5 MW hade en obegränsad* uthållighet.
- För MaxUsage kontraktet som fullföljdes var det 817 timvärden som validerades under gränsen för maxuttaget. Leveransuppfyllnad av MaxUsage uppgick därmed till 95 procent över säsongen.

* En elpanna på 5 MW möjliggjorde en bränsleväxling vilket är en flexibilitetsresurs som kan hålla ut så länge som elpannan inte behöver underhållas och det aktuella bränslet (HVO) kan fyllas på kontinuerligt.

Inför kommande säsong (2025–2026) identifierades följande utvecklingspunkter:

1. Den begränsande faktorn för marknaden att möta ett större flexibilitetsbehov i Götene elnät på sikt är att leverera tillräckligt stor **effekt per h**. Därmed är det lämpligt att prioritera att rekrytera in fler flexibilitetsresurser till nästa säsong.
2. Elnätets säkerhet på att kunna hantera kapacitetsbrist om fler anläggningar ansluter eller utökar sina abonnemang, utan att mer kapacitet kan tilldelas från det överliggande nätet, beror också på tillräckligheten av flexibilitetsmarknaden över tid. Därmed är det prioriterat att se över om flexibilitetsleverantörerna kan kontrakteras på **fleråriga säsongskontrakt**, liksom komplettera marknadsmässiga lösningar med villkorade avtal.
3. Processen för handeln med flexibilitet – från prognos till validering – skulle förenklas via **digitalisering och automatisering**. Även om en manuell hantering har fungerat väl under två säsonger, skulle ett systemstöd underlätta för det operativa arbetet – särskilt om behovet blir att ytterligare skala upp marknaden på sikt med fler aktörer och avrop.

Sweco Sverige AB	RegNo 556767-9849
Uppdrag	Flex_Götene
Uppdragsnummer	30076789
Kund	Götene Elförening ek. för.
Upprättad av	Andrea Pettersson
Datum	2025-05-16
Ver	1.3
Dokumentreferens	250516 Flexsäsongen i Götene 2024 2025 - slutversion

Innehållsförteckning

Sammanfattning.....	2
1 Bakgrund	4
1.1 Syfte och Mål	4
1.1.1 Rapportens disposition	5
2 Beskrivning av utfört arbete.....	6
2.1 Rekrytering av leverantörer.....	6
2.2 Marknadsmässighet	7
2.3 Marknadsprodukter	7
2.4 Operativt arbete och process.....	9
2.4.1 Prognosarbete	9
2.4.2 Avrop och aktivering	10
2.4.3 Validering och baseline.....	10
3 Resultat	12
3.1 Flexibilitetsleverantörer som rekryterades	12
3.2 Handelsresultat för flexibilitet under säsongen	13
3.2.1 Resultat Tillgänglighets-produkten (LFM-h)	14
3.2.2 Resultat MaxUsage-produkten	14
3.3 Elnätets faktiska flexibilitetsbehov under säsongen	15
4 Analys av elnätets flexibilitetspotential	16
4.1 Data.....	16
4.2 Elnätets flexibilitetsbehov och marknadspotential	16
4.3 Behov i förhållande till resultatet på årets marknad.....	17
4.4 Scenarioanalys.....	18
5 Diskussion	20
6 Slutsatser.....	21
Bilaga 1 – Tabeller och diagram	22

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 flexibilitetsmarknad¹ 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 kommissionsförordning för efterfrågeflexibilitet eller så kallad "nätкод" som introduceras under 2026, Net code demand response NC DR².

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 beskrivs i denna rapport.

1.1 Syfte och Mål

För att avhjälpa kapacitetsbristen och möjliggöra för industrin att kunna fortsätta att utvecklas lokalt har Kinnekulle energi etablerat en lokal flexmarknad i Götene. Syftet med en marknad för efterfrågeflexibilitet är att flytta elförbrukning från nätets högst belastade timmar till andra tidpunkter, och därmed frigöra kapacitet i elnätet.

Målet med att etablera en flexibilitetsmarknad var att möjliggöra för fler anslutningar och abonnemangshöjningar trots den aktuella kapacitetsbristen i nätet utan att öka risken att överskrida det nuvarande abonnemanget mot överliggande nät. Under den första säsongen var målet att rekrytera in resurser som kunde vara tillgängliga utifrån en prognos och därefter aktiveras vid ett faktiskt behov av flexibilitet. I samband med detta var målet också att dra lärdomar liksom utveckla processer kring flexibilitetsmarknader och förstå prioriterade utvecklingspunkter inför nästkommande säsong.

Målet med rapporten var att publicera lärdomar och resultat från en första säsong med Kinnekulle energis lokala flexmarknad, i syftet att möjliggöra för att

¹ Läs mer i Swecos konsultrapport Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader publicerad 15 april 2025, <https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/ovrigt/2025/kartlaggning-av-lokala-flexmarknader---konsultrapport-sweco> [information hämtad maj 2025]

² Läs mer hos Energimarknadsinspektionen (Ei), <https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet/kundens-bidrag-till-efterfrageflexibilitet/krav-och-villkor-for-efterfrageflexibilitet> [information hämtad maj 2025]

fler mindre elnätsföretag att inspireras och förstå hur de kan gå till väga för att etablera en marknadsbaserad lösning för kapacitetsbrist lokalt. Framförallt att beskriva hur detta kan göras i liten skala utan behov av omfattande resurser eller digitala systemverktyg.

1.1.1 Rapportens disposition

Kapitel 2 beskriver årets arbete med flexibilitetsmarknadens utformning och karaktär: 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 2024–2025 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 liksom konsekvensen av att skala upp marknaden.

Slutligen diskuteras också resultaten i kapitel 5. Här presenteras utifrån utvärdering av marknadssäsongen vad som ses som nästa steg för den lokala flexibilitetsmarknaden i Götene för kommande säsong (2025-2026).

2 Beskrivning av utfört arbete

I nedanstående avsnitt beskrivs det arbete som utfördes för att etablera och driva flexibilitetsmarknaden. Först kring rekrytering av leverantörer, marknadsmässighet och marknadsprodukter inför säsongen. Därefter arbetet under och efter säsongen 2024–2025.

2.1 Rekrytering av leverantörer

Under rekryteringsfasen kvalificerades de flexibilitetsleverantör (FSP) 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 ledde fram till fyra signerade avtal med flexibilitetsleverantörer.



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

För att rekrytera leverantörer genomfördes 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 utvärdera 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 utvärdera 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 att delta under denna säsong.
- Under flexibilitetssäsongen var det 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 var öppen både för befintliga och anslutande kunder.

2.2 Marknadsmässighet

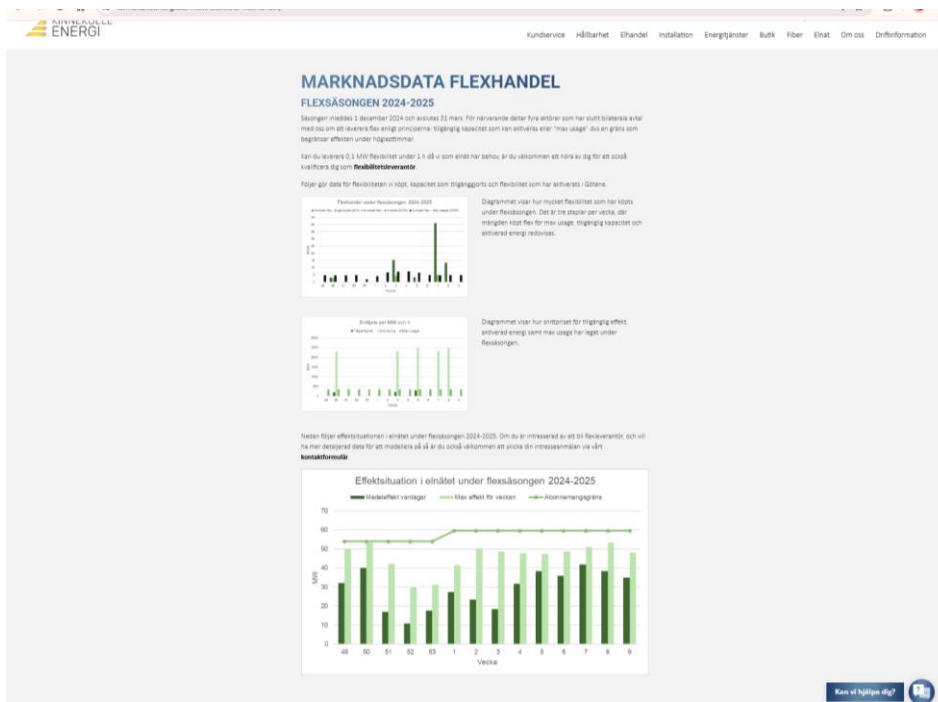
För att kontinuerligt hålla marknaden ajour på handeln publicerades marknadsdata kontinuerligt på hemsidan avseende:

- Avrop tillgänglig effekt
- Avrop aktiverad energi
- Validerad MaxUsage

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

- 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).

2.3 Marknadsprodukter

Valet av Tillgänglighets-/Kapacitetsprodukt (LFM-h)

Föregående säsong då piloten genomfördes testades en energiaktiveringsprodukt³ (LFM-e) tillsammans med en av

³ Läs mer om standardiserade flexibilitetsprodukter på Energiföretagens hemsida, <https://www.energiforetagen.se/energifakta/flexibilitet/lokala-flexibilitetsmarknader-i-sverige/> [information hämtad: maj 2025]

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) vore mer relevant för denna säsong i Götene. Detta berodde på effektprognosens trubbighet, där prognosens pricksäkerhet blev 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 14:00			D-1 07:00	D-1 15:00 eller D, H-1*	
Flexleverantör (FSP)			<i>Då avrop mottagits</i>	D-2 kl 17:00			På timmen, H
					*Aktivering kan dock enbart ske under operativa timmar (07:00-15:00) i enlighet med avtal		

För aggregatorn som hade ett batteri som flexibilitetsresurs bestämdes också i det bilaterala avtalet att man alltid köpte tillgänglighet under 12 timmar, varav en timme garanterat skulle aktiveras (eller åtminstone ersättas som om den var aktiverad). Elnätbolaget låste på så sätt också batteriet från att ladda under höglasttiden 06–18 samtidigt som batteriet också fick en säkrare intäkt per avrop vilket ökade incitamentet att bidra med flexibilitet till marknaden hos aggregatorn.

MaxUsage

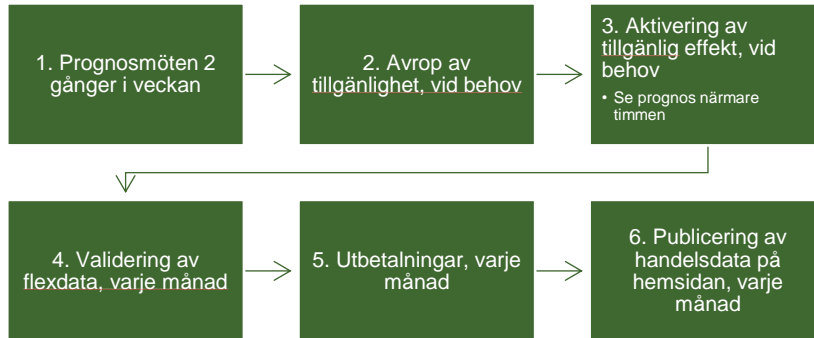
MaxUsage som är en produkt på Effekthandel Väst innebär att leverantören kontraktbaserat sänker sitt effektuttag till en bestämd nivå under specifika timmar och får en löpande ersättning. Under piloten föregående år kunde man identifiera att det gick att flytta laster från höglasttider genom att begränsa 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

Det beslutades att testa detta koncept i Götene ännu ett år för att se om något kunde förändras, förbättras eller utvecklas med avseende på MaxUsage-produkten.

2.4 Operativt arbete och process

Nedan följer en processbeskrivning av hur flexibilitetsmarknaden drevs och hanterades i praktiken från 1 december 2024 till och med 31 mars 2025.

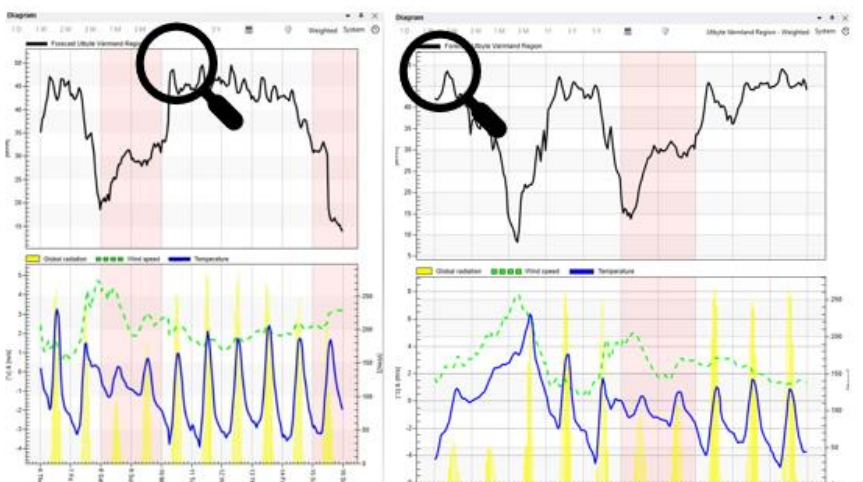


Figur 3 - Det operativa arbetet följde denna process som involverade främst marknadsansvarig samt ekonomiavdelningen. Även resurser från ledning, mätning samt driften var involverade.

2.4.1 Prognosarbete

Prognosmöten hölls digitalt varje måndag och torsdag kl. 9:00. Där identifierades behovet av flexibilitet för elnätet under kommande dagar via ett prognosverktyg – en mjukvara som integrerat matematiska modeller.

I början av säsongen utgick prognosen från ett enda dataset (summaserien för fyra nätstationer). I slutet av säsongen kunde prognosen i stället göras per station både för last och produktion vilket förbättrade specificitet och därmed förutsättningar för analysen. Med fler korrekta dataserier erhöles mer detaljerade prognoser i samma verktyg. Både last och produktion undersöktes enskilt och ackumulerat, vilket medförde att korrelationen till temperatur och vindhastighet också kunde förstås och tas i beaktning.



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.

Under säsongen programmerades även en automatik i mjukvaran som mailade ut en varning då prognosmodellen förutspådde en ovanligt hög last. Dessutom utfördes en prognsoptimering, det vill säga en viktning av olika modeller som sammankopplats, för att aktivt under säsongen förbättra träffsäkerheten.

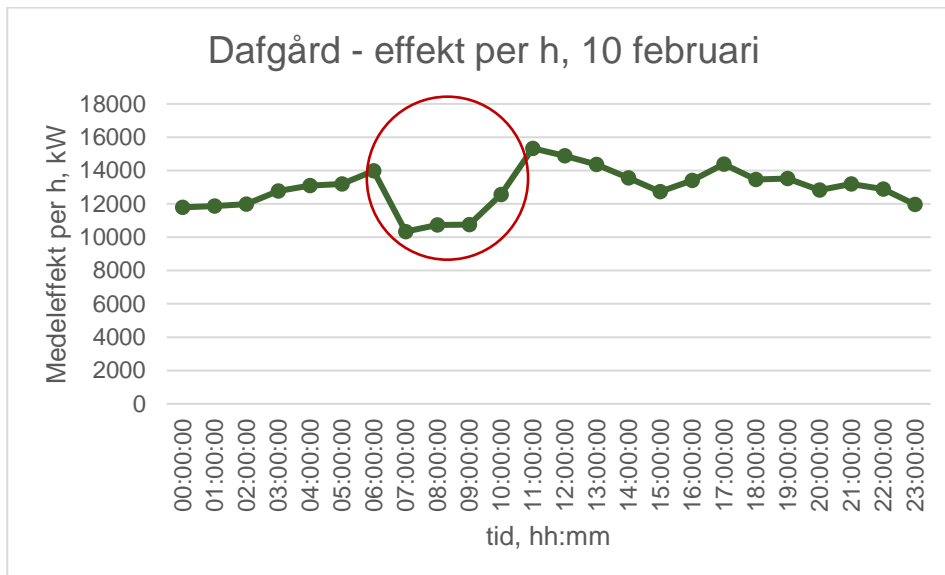
2.4.2 Avrop och aktivering

Avrop och aktivering skedde manuellt via e-post och/eller telefon. 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.

2.4.3 Validering och baseline

För flexibilitetsresursen som var ett batteri definierades baseline⁴ via avtalet till noll. Däremot för industrin som deltog med sin elpanna utgjorde baseline den nivå som lasten hade legat timmen innan den aktuella flexibilitetstjänsten aktiverades.

Valideringen⁵ 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 så hämtades vissa data 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 Dagfård 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.

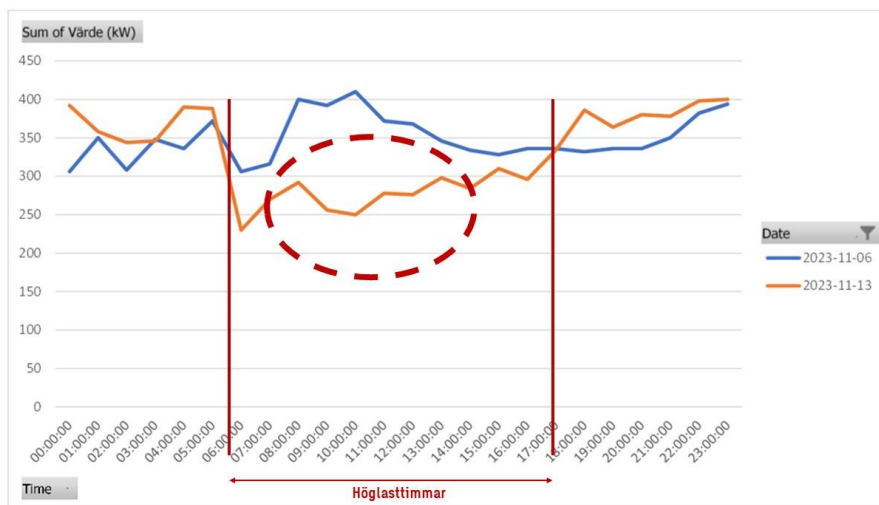
⁴ Läs mer om baseline i Energiforsks rapport om Baselinemetoder för flexibilitetsprodukter, <https://energiforsk.se/media/31177/baselinemetoder-for-flexibilitetsprodukter-energiforskrapport-2021-826.pdf> [information hämtad: maj 2025]

⁵ Verifieringen av en flexibilitetstjänst i form av en kapacitets- eller tillgänglighetsprodukt kan räknas ut enligt: (Levererad flexibilitet = Baseline – Uppmätt elförbrukning), per timme.

MaxUsage konceptet har utformats så att man då definierar ett referensvärde som en typ av baseline samt ett maximalt värde för nätutnyttjande för en anläggning under det för flexibilitetstjänsten kontrakterade timmarna.

För definition av MaxUsage analyserades därför data innan avtal om flexibilitet tecknades. Lasten för kylagret låg på en viss nivå under höglasttimmarna vilket definierade referensvärdet 450 kW. Då flexibilitetsresursen testade att köra sitt kylagregat under natten i stället för dagen sjönk med ca 100 kW under höglasttid. Maxvärdet definierades därför till 350 kW.

Valideringen gick sedan ut på att räkna hur många av mätvärdena per timme under höglasttid 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.

3 Resultat

3.1 Flexibilitetsleverantörer som rekryterades

Fyra flexibilitetsleverantörer (FSP:er) rekryterades inför säsongen där bilaterala avtal slöts mellan elnätsbolaget och vardera part. De rekryterade leverantörerna bestod av en aggregator (Checkwatt) och tre lokala industriföretag (Dafgårds, GKT, Nolato) 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.



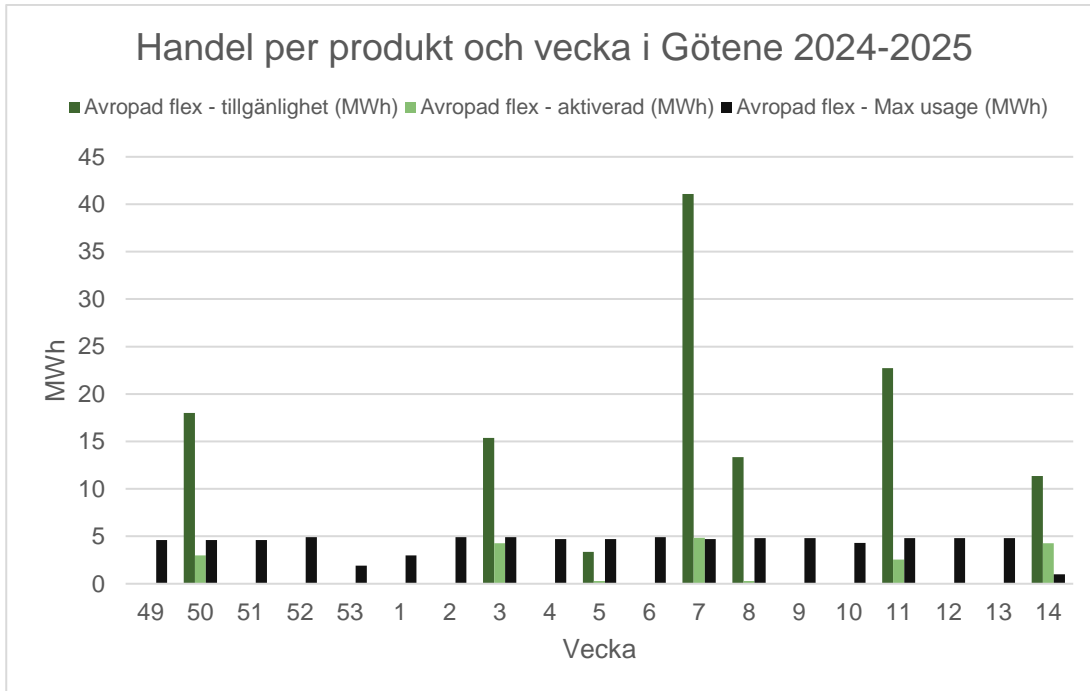
GKT är ett lokalt transportföretag som deltog med sin kylanläggning. Genom att köra sitt kylaggregat på natten istället för på morgonen kunde de flytta last från höglasttid till låglasttid.



Nolato är ett lokalt tillverkningsföretag som deltog med sina laddstolpar. Genom att stänga av dessa somliga timmar kunde de sänka lasten under höglasttid.

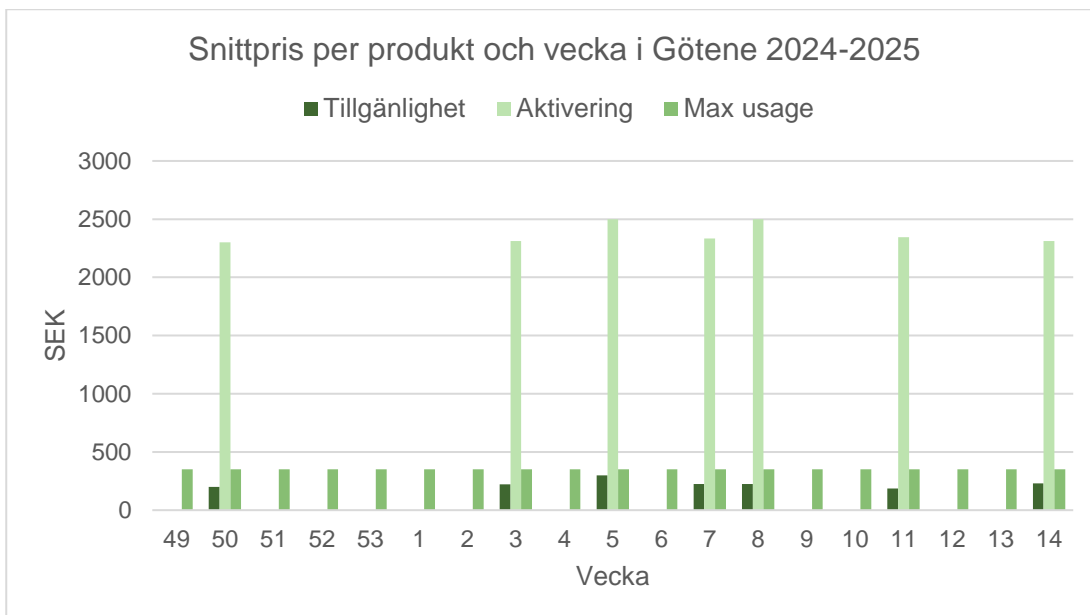
3.2 Handelsresultat för flexibilitet under säsongen

Under vintersäsongen köptes 125,24 MWh tillgänglighet, varav 19,52 MWh aktiverades. Utifrån det avtal som avsåg MaxUsage produkten var det 81,7 MWh flexibilitet som kunde valideras utifrån referens- och faktiskt uppmätt värde. Resultatet finns också i detalj beskrivet via tabeller i Bilaga 1.



Figur 7 - Figuren visar handel per produkt för säsongen 2024–2025, där ackumulerad avropad flexibilitet, aktiverad flexibilitet liksom MaxUsage per vecka har visualiserats.

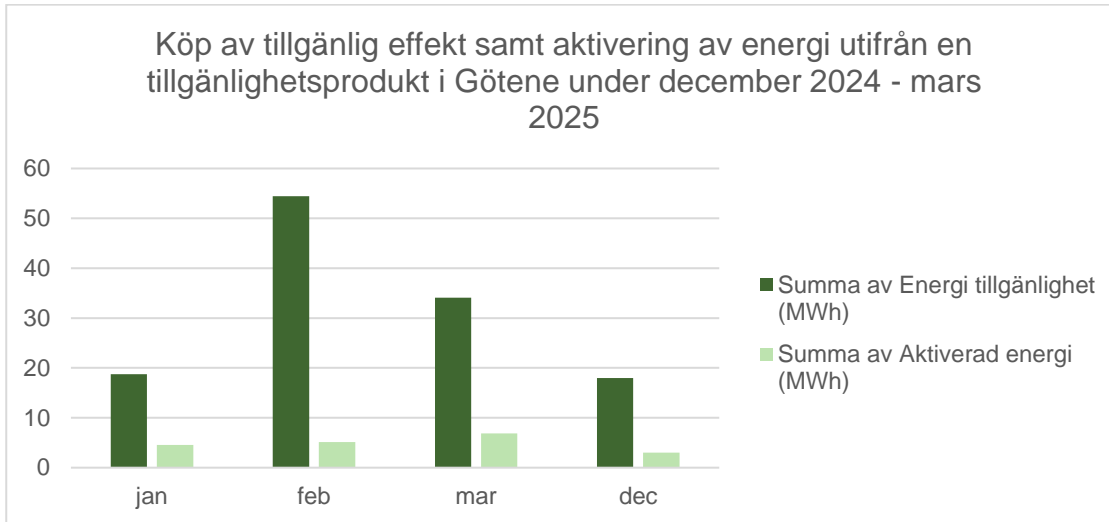
Snittpriset per produkt och vecka har visualiserats i diagrammet nedan.



Figur 8 – Diagrammet visar genomsnittligt pris för tillgänglighet, aktivering liksom MaxUsage per vecka på Kinnekulle energis flexmarknad.

3.2.1 Resultat Tillgänglighets-produkten (LFM-h)

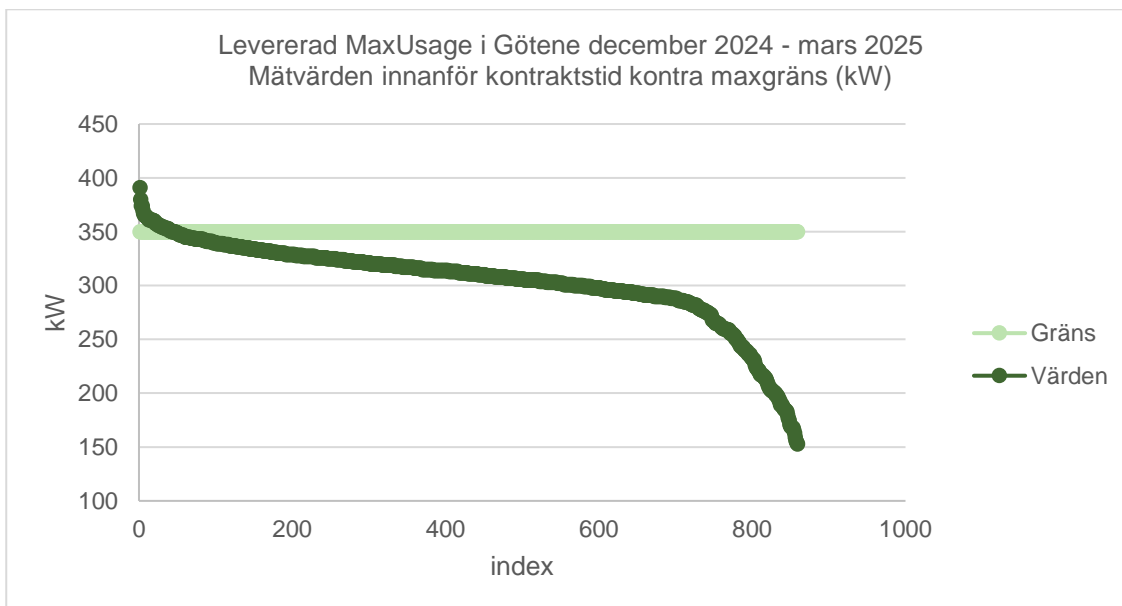
Utifrån en första prognos aktiverades 151 h tillgänglighet av effekt och av dessa aktiverades sedan 15 h utifrån en andra prognos. Avrop gjordes vid totalt 20 olika tillfällen och resultatet visas per månad i nedanstående diagram.



Figur 9 - Avropad samt aktiverad tillgänglighet av effekt per månad på Kinnekulles flexmarknad. En mer detaljerad tabell finns i bilaga 1.

3.2.2 Resultat MaxUsage-produkten

För MaxUsage-kontraktet var det 817 timvärden som låg under gränsen för maxuttaget och bara 42 av totalt 859 timvärden överskred samma värde. Leverans av MaxUsage-produkten blev därmed 95 procent under hela säsongen.



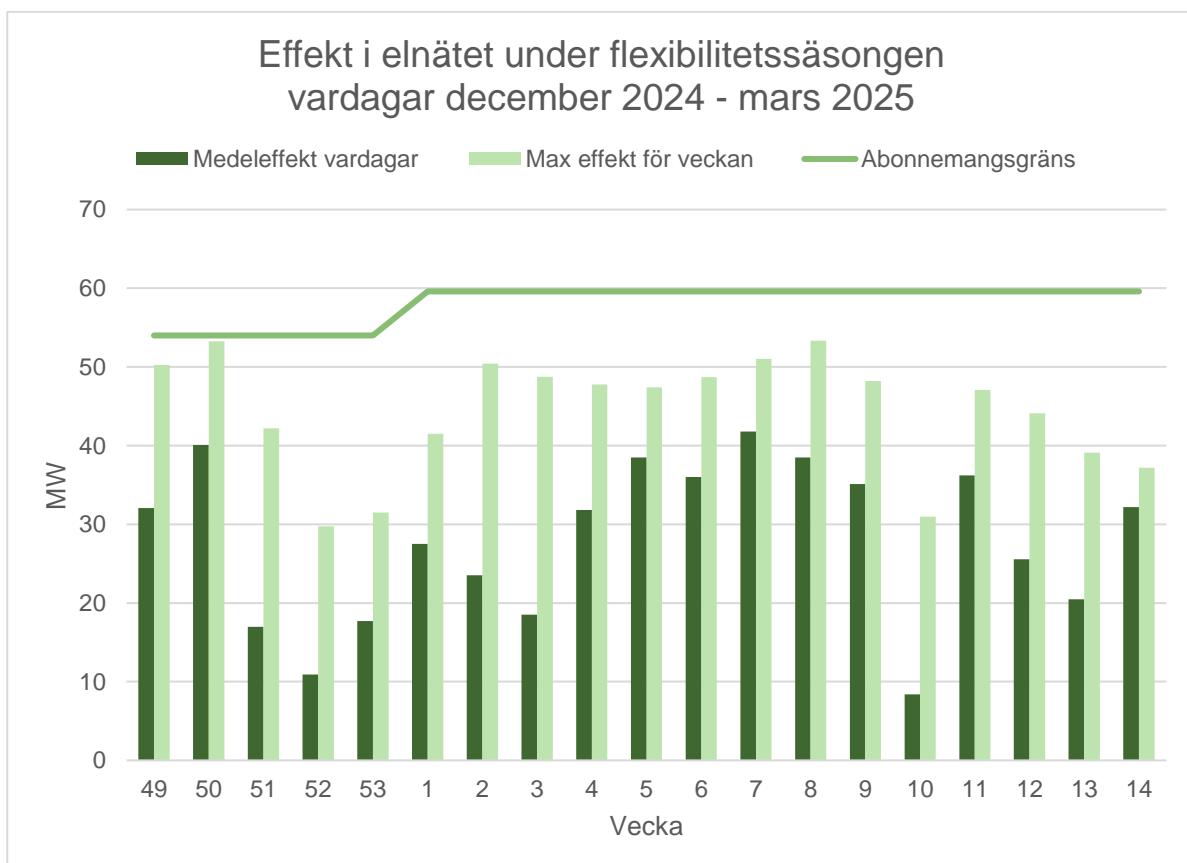
Figur 10 - Diagrammet visar samtliga mätvärden under vardagar kl 06-16, indexerat och sorterat från högsta till lägsta värde. Mätvärdenas intersektion med MaxUsage-gränsen visar hur många värden som uppnådde målet att ligga under gränsen på 350 kW. En mer detaljerad tabell finns i bilaga 1.

3.3 Elnätets faktiska flexibilitetsbehov under säsongen

Det kunde inte utläsas ett skarpt behov av flexibilitet under säsongen även om nätet var i närheten av abonnemangsgränsen framför allt i december 2024. Detta berodde dels på att vintern inte var så kall och lasten i nätet är starkt temperaturkorrelerad, dels på att abonnemanget mot överliggande nät hade utökats vid årsskiftet i samband med att en ny anläggning anslutit sig men som ännu inte kommit i aktiv drift lokalt.

Behovet av flexibilitet förutsätts växa över tid, speciellt då fler anläggningar tillkommer och befintliga anläggningar höjer sina abonnemang. Därför stimulerades marknaden kontinuerligt trots avsaknaden av ett skarpt behov framför allt för att bygga upp likviditeten på marknaden⁶ och avrop gjordes av elnätsbolaget kontinuerligt under säsongens relativt kalla dagar. Vid ännu lägre utomhustemperaturer hade behovet blivit mer skarpt och då skulle avropen alltså varit fler under den aktuella säsongen.

Följer gör en visualisering av elnätets behov under via ett diagram som visar summaabonnemangets maximala last (den högst belastade timmen), abonnemangsgränsen (definierad av överliggande nät) samt medeleffekten per timme under vardagar. Den vecka som uppmätta värden hade lägst marginal till abonnemangsgränsen var vecka 50.



Figur 11 – Effekt i det lokala elnätet baserat på summaabonnemang samt summan av laster minus produktion i fyra nätstationer.

⁶ Detta är samma approach som också tagits på andra marknader för flex där kapacitetsbrist ibland är förestående men ännu inte fullt ut aktuell (Effekthandel Väst och E.ON:s flexmarknader)

4 Analys av elnätets flexibilitetspotential

En dataanalys genomfördes för att förstå och beskriva potentialen av lokal flexibilitet att möta framtida behov i Götenes lokala elnät.

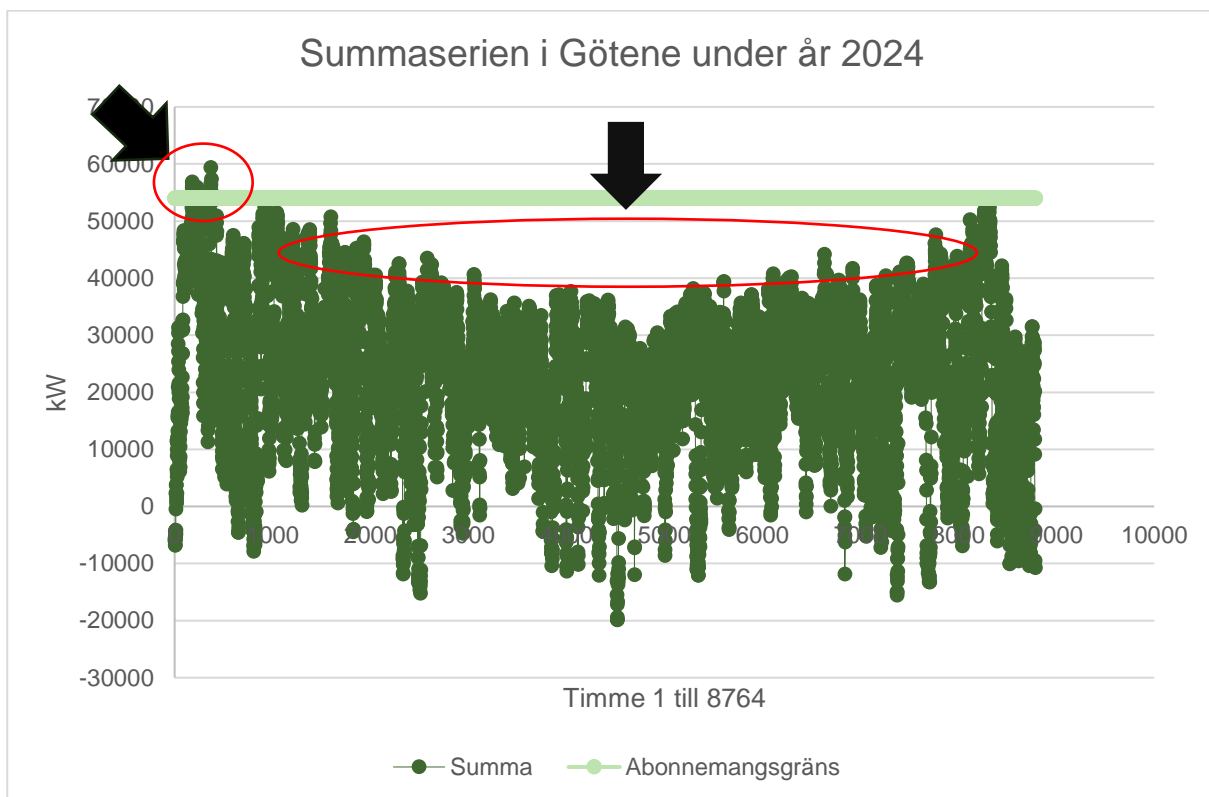
4.1 Data

Data från året 2024 valdes ut som underlag då det var ett kallt år med relativt hög last. Data inhämtades från uppmätta stationsvärden (effektmedelvärde per timme). Datasetet innefattade sex tidsserier med mätdata varav fyra var för last och två var för produktion.

4.2 Elnätets flexibilitetsbehov och marknadspotential

Då överföring mot överliggande nät var den största överföringsbegränsningen i Götenes elnät analyserades behovet liksom potentialen i förhållande till denna punkt. Abonnemangsgränsen definierades som summaserien av sex tidsserier med maximal effekt på i snitt 54 MW per timme.

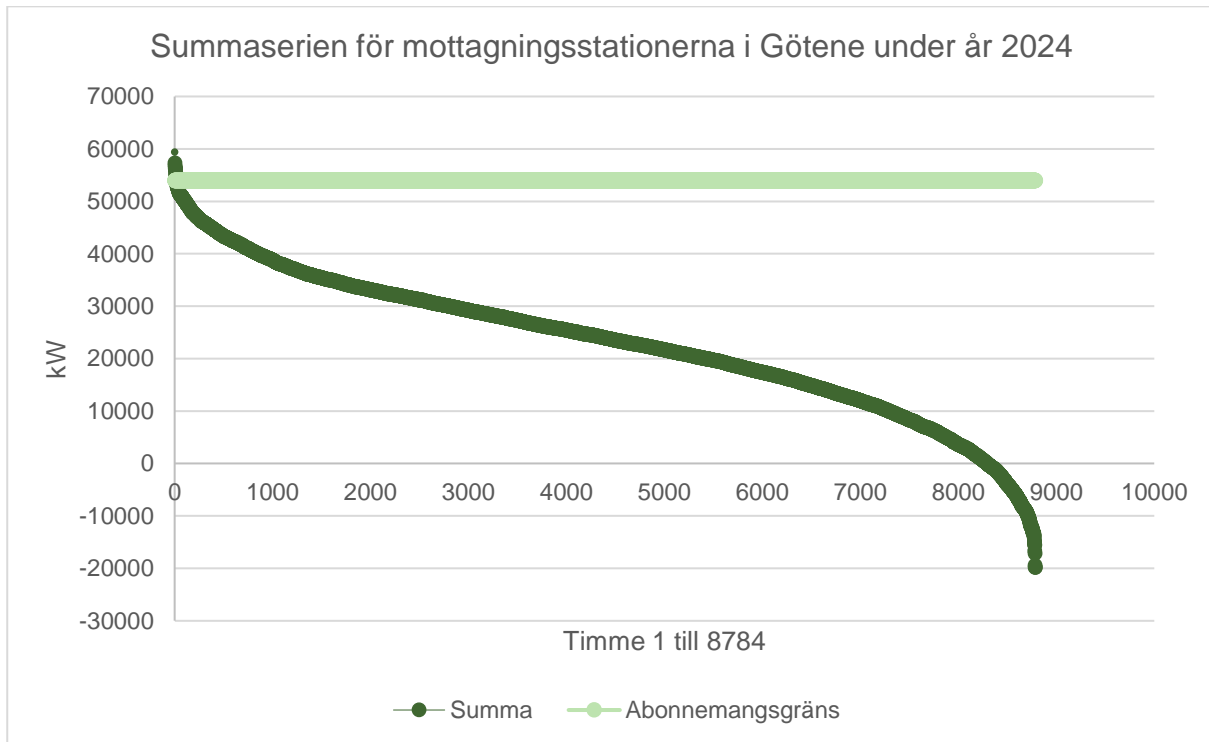
I figuren nedan visas hur uppmätta värden stod mot abonnemangsgränsen mot överliggande nät under 2024. Abonnemangsgränsen passerades 17 gånger, men större delen av året fanns det relativt gott om plats i nätet. Detta implicerar att nätet har en stor potential för ett effektivare nätutnyttjande via kapacitetsåtgärder som till exempel en lokal flexibilitetsmarknad eller annan typ av flexibilitetslösning.



Figur 12 - Under 2024 passerades abonnemangsgränsen 17 gånger, men större delen av året fanns det utrymme i nätet vilket kan identifieras då skillnaden mellan summaserien och abonnemangsgränsen är relativt stor. År 2024 var ett skottår vilket förklarar det relativt höga antalet timmar.

Samma summariserie presenteras nedan i ett varighetsdiagram⁷. Det visar det totala behovet av flexibilitet för 2024 som var ett kallt år.

- Slutsatsen var att behovet för att aktivera flexibilitet år 2024 skedde under totalt 17 timmar med en total energimängd på 31,5 MWh och den maximala effekten under en enskild timme låg på 5,4 MW.



Figur 13 - Varighetsdiagram som visar största till minsta värde under ett år kontra abonnemangsgränsen. År 2024 var ett skottår vilket förklarar det relativt höga antalet timmar.

4.3 Behov i förhållande till resultatet på årets marknad

Hade den senaste säsongens flexibilitetsmarknad varit tillgänglig år 2024, där potentialen var 5,28 MW hade alltså abonnemangsgränsen klarats under samtliga timmar utom den absolut värsta timmen. Vad gäller energin (125,4 MWh) som handlades under säsongen 2024–2025 så hade all överskridande energi under 2024 kunnat flexas bort varför tillgänglig energi på marknaden inte bedöms vara en begränsande faktor. Dessutom var uthålligheten av befintliga flexibilitetsresurserna betydligt längre än behovet av uthållighet hade varit år 2024⁸.

- Slutsatsen var att tillgänglig effekt per h var den mest begränsande faktorn för att nuvarande flexibilitetsmarknad skulle kunna möta kapacitetsbristen i Götene för ett år liknande 2024.

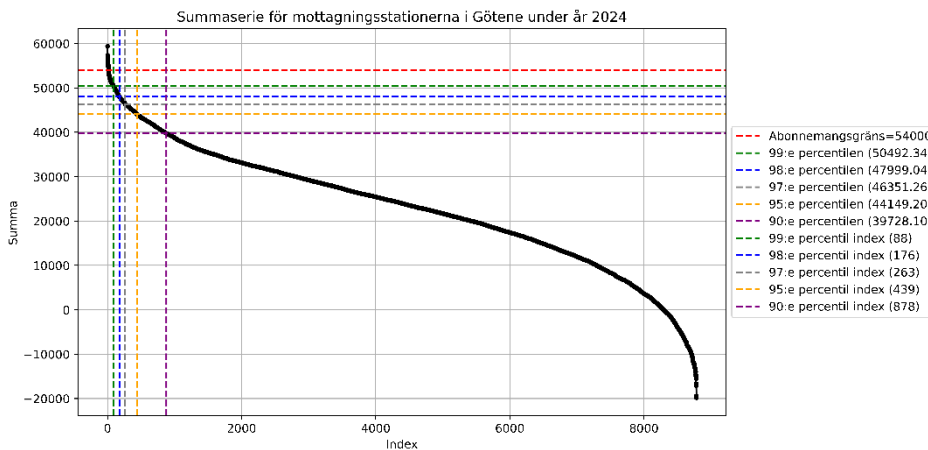
⁷ Antal värden på x-axeln som ligger till vänster om skärningspunkten mellan mätvärdena och abonnemangsgränsen utgör antalet timmar med behov. Differensen mellan det absolut högsta värdet och abonnemangsgränsen beskriver hur stor effekt per timme en flexibilitetsmarknad behöver tillhandahålla den mest kritiska timmen. Arealen (integralen) av de mätvärdena och timmar som ligger över abonnemangsgränsen minus de som ligger under, ger energimängden som krävs.

⁸ Denna analys ger dock inte en förståelse för år "träffsäkerheten" - det vill säga hur ofta vi har potential att avropa/aktivera flexibilitet då behovet faktiskt uppstår i realiteten. Detta beror framför allt av prognoskvalitet.

4.4 Scenarioanalys

Med ett antagande om att förbrukningsmönstret 2024 skulle kunna kvarstå utformades en scenarioanalys. Då ett elnät dimensioneras framför allt efter topplasttimmarna skulle man därmed genom att flexa bort ett antal av topplasttimmarna rymma fler anläggningar inom samma abonnementsgräns, alternativt kunna sänka abonnementsnivån och ändå få plats med samma antal anläggningar som i en befintlig situation.

I scenarioanalysen undersöktes därför de högsta percentilerna i datasetet för summaserien från 2024 och en analys genomfördes kring hur abonnementsnivån hade kunnat sänkas i relation till en viss flexibilitetspotential. Det vill säga: hur mycket lägre hade abonnementsgränsen kunnat vara om en del av topplastvärdena flexades bort? Resultatet för hur percentilerna definierades illustreras i figuren nedan.



Figur 14 - Visualisering av de olika percentilernas y- och x-värde som används vidare i scenarioanalysen.

I varje scenario antas att abonnementsnivån i nätet i stället skulle kunna ligga i nivå med en definierad percentils högsta värde, och att alla mätvärden som överskrider detta värde därmed behöver omdirigeras eller "flexas bort" för att klara kapacitetsbegränsningen i scenariot.

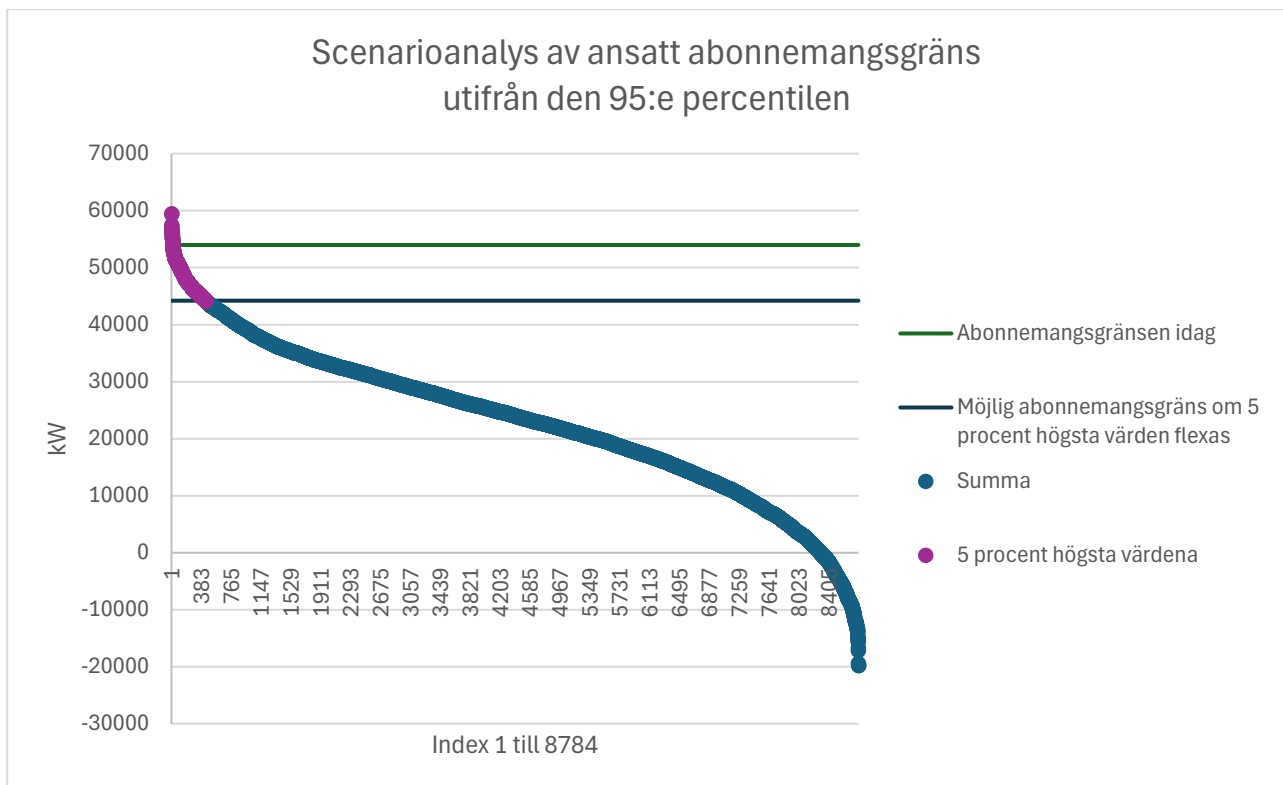
Tabell 2 – Tabellen beskriver hur många timmar som skulle behöva omdirigeras, hur stor energi samt hur mycket effekt per h som krävs av flexibla resurser vid den värsta timmen om abonnementsgränsen varit i nivå med respektive percentils högsta värde.

Scenario	Percentil	Ny abonnementsgräns definierad via percentilens högsta värde (MW)	Antal h under ett år som skulle behöva flexas bort (antal h)	Energimängd som skulle behöva flexas bort (MWh)	Skillnad mellan ny abonnementsgräns och högsta mätvärde (MW)	Skillnad mot ny abonnementsgräns och abonnementsgränsen år 2024 (MW)
1	99	50,5	88	170	8,9	3,5
2	98	47,9	176	500	9,4	6,0
3	97	46,3	264	860	10,6	7,7
4	95	44,1	440	1630	12,4	9,9
5	90	39,7	878	4490	16,6	14,3

Förutsatt att elnätet bibehåller samma nivå av risk i sin nätplanering och givet att anläggningarna i nätet följer samma förbrukningsmönster som det studerade året kan resultatet antingen bidra till en förståelse för hur abonnemangsnivån i ett lokalnät kan sänkas, alternativt hur mycket extra last nätet kan klara vid tillgång till en viss mängd flexibilitetsresurser.

För att åskådliggöra resultatet visar diagrammet nedan scenariot där abonnemangsgården har sänkts till samma nivå som percentil 95 för datasetet från 2024, det vill säga att de fem procent högsta värdena omdirigeras till timmar med lägre förbrukning i Götene.

Med fem procent av timmarna på ett skottår innebär det att flexibilitetsmarknaden måste säkra tillgänglighet under minst 440 h för att klara den möjliga abonnemangsgården i scenariot. Från data i diagrammet beräknas att marknaden också behöver erbjuda tillgänglighet för den högsta förbrukningstimmen på en effektnivå om 12,4 MW per h, samt en total energi på 1,6 TWh/år om abonnemangsgården låg i nivå med den 95:e percentilen.



Figur 15 - Diagrammet visualiserar de högsta värden som hade behövt flexas bort om abonnemanget varit lägre. Via denna analys kan förståelsen öka för hur mycket mer effekt som kan anslutas utifrån hur mycket flexibilitet som finns tillgänglig i nätet.

- Det implicerar att antaganden om en flexibilitetsmarknads storlek (tillgänglig effekt per h, uthållighet och energi) också omvänt skulle kunna indikera på en övergripande nivå hur mycket extra effekt som ett lokalt elnät kan ansluta trots att det har överföringsbegränsningar⁹.

⁹ För att utveckla detta resultat ytterligare krävs ett mer ingående analysarbete som inom ramen för detta uppdrag inte kunde prioriteras.

5 Diskussion

Resultatet visade att flexibilitetsmarknaden fungerade i Götene som en potentiell lösning för överföringsbegränsningar mot överliggande nät.

Det hade varit möjligt att aktivera effekt under fler timmar än vad som gjordes i praktiken, vilket betyder att befintlig marknad hade kunnat möta ett ännu större behov än utfallet för året. Begränsningen för hur stor kapacitetsproblematik marknaden skulle kunna lösa låg därmed i hur stor effekt som kunde aktiveras under en och samma timme samt prognosens pricksäkerhet.

I samband med utvärderingen konstaterades att lokal flexibilitet i Götene har bäst förutsättningar via en tillgänglighetsprodukt där effekt kan stå redo då kapacitetsbrist faktiskt uppstår i praktiken, och att flexibiliteten då också aktiveras så nära timmen som möjligt.

Då flexibilitetsmarknaden är frivillig så kan ett elnät dock inte garantera att denna effektreserv finns tillgänglig från år till år, och lösningen behöver därför kompletteras med så kallade villkorade avtal. Via villkorade avtal kan en effektreserv vid kapacitetsbrist garanteras utifall en marknadsmässig lösning inte finns tillgänglig.

Det anses därför också vara lämpligt att teckna bilaterala avtal med potentiella flexibilitetsleverantörer så att de under 5–10 år garanterar att de deltar på marknaden. Det identifierades i dialog med leverantörerna att säsongsbetonade kontrakt även skulle kunna ge en kompensationsgaranti som motiverar investeringar för leverantörerna och prioritering av den lokala flexibilitetsmarknaden framför till exempel frekvensmarknaderna.

Den existerande produkten tillgänglighetsprodukten (LMF-h) förespråkas även fortsatt då den anses ha fungerat väl för att möta behovet denna säsong. Eventuellt kan detta utvecklas för att bli till en periodisk tillgänglighetsprodukt (LFM-p) tecknad över ett flertal säsonger.

Från och med januari 2027 ska samtliga elnätsbolag ha infört en tidsdifferentierad effektkomponent i nättariffen¹⁰, och i samband med detta introduceras ett ekonomiskt incitament för samtliga elnätsanläggningar att undvika så kallad "höglasttid". I samband med detta upplever elnätsbolaget i Götene att produkten MaxUsage kommer att förlora relevans då nättariffen anses blir ett effektivare verktyg för att implicit hålla undan last från högt belastade timmar.

Man identifierade även en baseline-problematik med MaxUsage produkten som köptes för andra säsongen i rad, då man inte kunde validera att årets maximala nivå inte redan var den nya referensnivån på grund av en direkt energieffektivisering sedan förra säsongen.

Nästa säsong kommer därmed möjligheten att leverera produkten MaxUsage att tas bort Kinnekulle energis flexibilitetsmarknad.

¹⁰ Läs mer på Energimarknadsinspektionens hemsida om tidsdifferentierade effekttariffer, <https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/foreskrifter-el/2022/foreskrift-eifs-20221> [information hämtad maj 2025]

6 Slutsatser

1. Flexibilitetsmarknaden fungerade väl som koncept för att avhjälpa kapacitetsproblematik i det lokala elnätet. I Götene är en tillgänglighetsprodukt (LFM-h) mest lämplig för att maximera träffsäkerheten av flexibilitetsjänster då behovet uppstår i realtid.
2. För produkten MaxUsage fanns en problematik gällande att definiera en maxgräns kontra ett referensvärde, med avseende på att en energieffektivisering kan ske mellan säsonger. Med avseende på de kommande tidsdifferentierade effekttarifferna anses produkten också ha spelat ut sin roll i Götene. MaxUsage kommer därmed att exkluderas från Kinnekulle energis flexibilitetsmarknad till nästa säsong.
3. Utifrån lärdomarna från säsongen tycks mångåriga kontrakt som säkrar resursernas deltagande på en flexibilitetsmarknad fördelaktiga. För nästa säsong kommer elnätet arbeta för att etablera bilaterala avtal med leverantörer som sträcker sig över 5–10 år som kan garantera ett deltagande på marknaden. Detta bidrar till flexibilitetsmarknadens tillräcklighet som lösning på kapacitetsbegränsningarna i elnätet.
4. Flexibilitetsmarknaden bör även kompletteras med villkorade avtal för att ytterligare säkra upp effektreserven utifall att den frivilliga marknaden inte räcker för att möta behovet av omdirigering över tid.
5. Den begränsade faktorn för marknaden att möta elnätets behov av kapacitet ansågs ligga i hur stor effekt som kunde aktiveras vid en och samma tidpunkt snarare än uthålligheten över tid.
6. För att kunna skala upp lösningen ytterligare skulle den operativa processen kunna genomgå en digitalisering och till viss del automatisering. Utifrån lärdomar från två säsonger anser Kinnekulle energi sig också vara mogna¹¹ att sätta relevanta krav mot potentiella systemleverantörer och upphandla IT-stöd tillräckligt resurseffektivt.
7. Slutsatsen från dataanalysen är att genom omfördelning av laster, från de högsta topplasttimmarna till timmar med lägre förbrukning, kan ytterligare anläggningar rymmas inom ramen av samma abonnemang mot överliggande nät. Det går att översiktligt kvantifiera hur mycket extra effekt som kan få plats, förutsatt ett antagande om samma förbrukningsmönster som ett tidigare år.
8. Utifrån att anta vilken effektnivå och antal timmar som ligger i en effektreserv över de kommande 5–10 år kan elnätet i Götene avgöra hur mycket mer effekt som kan släppas in i nätet trots att abonnemanget inte kan höjas mot överliggande nät. Innan detta sker i praktiken, behöver verksamheten fortsatt möjliggöra att flexibilitetsmarknaden och villkorade avtal fungerar effektivt inom det operativa arbetet och tillräckligheten över tid.

¹¹ Hanteringen av flexibilitetsmarknaden har fungerat väl att genomföra manuellt och hanteringen skulle kunna fortsätta så om lösningen stannar i samma skala. Man har medvetet väntat med automatiseringen också för att först förstå sina behov inför en upphandling av eventuellt systemstöd, vilket annars kunnat bli en stor och dyr investering som skulle kunna blivit felriktad.

Bilaga 1 – Tabeller och diagram

Tabell B1 - Dokumentation av avropad och aktiverad flexibilitet samt validerad MaxUsage per vecka för hela säsongen i Götene

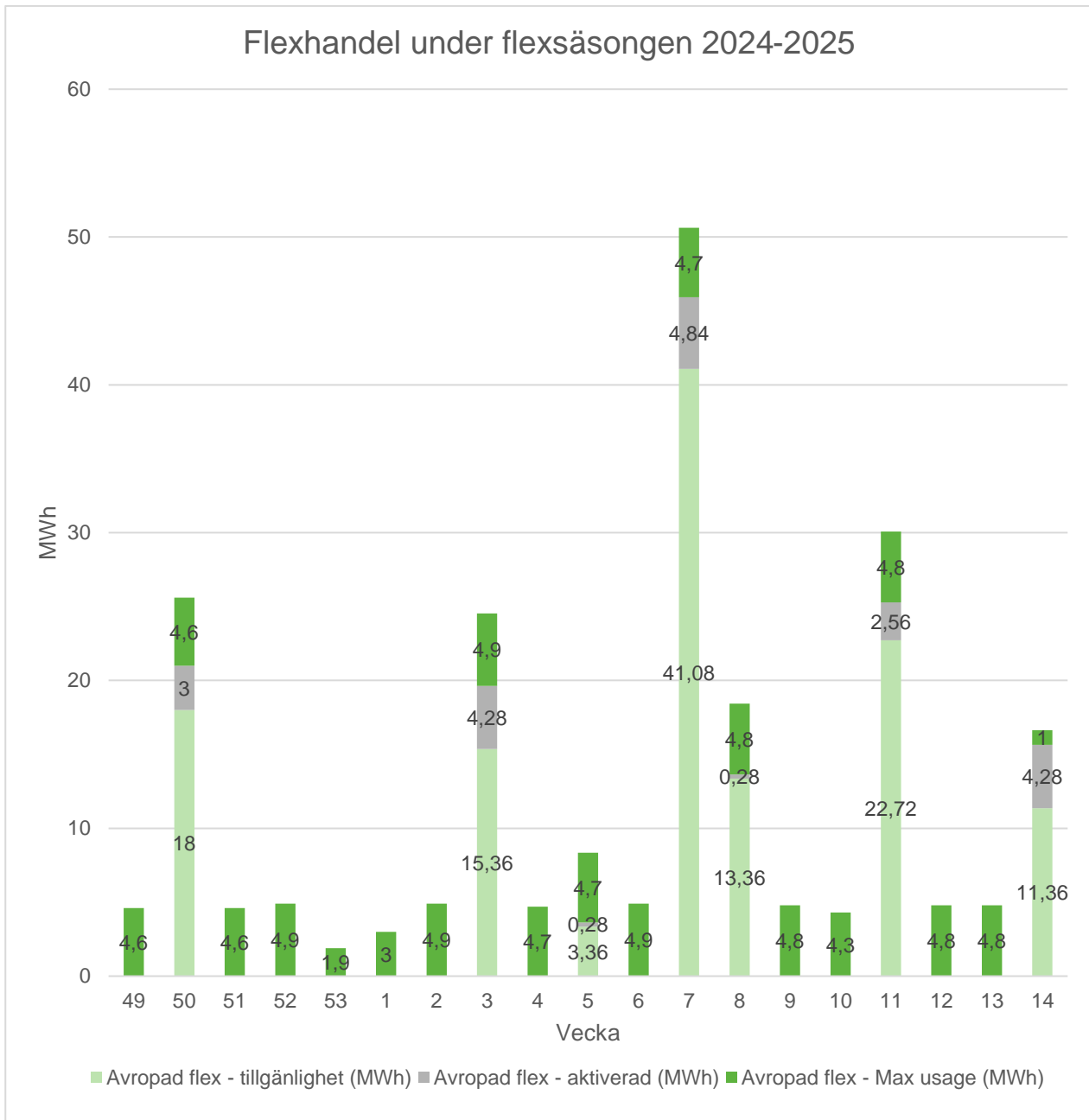
Vecka	Avropad flex – LFM-h tillgänglighet (MWh)	Avropad flex – LFM-h aktiverad (MWh)	Avropad flex - MaxUsage (MWh)
49			4,6
50	18	3	4,6
51			4,6
52			4,9
53			1,9
1			3
2			4,9
3	15,36	4,28	4,9
4			4,7
5	3,36	0,28	4,7
6			4,9
7	41,08	4,84	4,7
8	13,36	0,28	4,8
9			4,8
10			4,3
11	22,72	2,56	4,8
12			4,8
13			4,8
14	11,36	4,28	1
För hela perioden	125,24	19,52	81,7

Tabell B2 Summa av tillgänglig effekt gånger antalet timmar liksom summan av den aktiverade energin för tillgänglighetsprodukten (LFM-h) under hela säsongen 2024-2025.

	Summa av Energi tillgänglighet (MWh)	Summa av Aktiverad energi (MWh)
December-24	18	3
Januari-25	18,72	4,56
Februari-25	54,44	5,12
Mars-25	34,08	6,84
Totalsumma	125,24	19,52

Tabell B3 - Antal gånger som leverantören klarade att hålla sig över eller under den definierade gränsen för MaxUsage. Som antyder av tabellen var det vid några enstaka tillfällen som leverantören inte klarade det som man kommit överens om i kontraktet, dvs att hålla sig under 350 kW per h. Referensvärdet hade under föregående säsong då konceptet upprättades definierats som 450 kW per h och därmed blev varje klarat värde validerat som 100 kWh levererad flexibilitet.

	Antal värden över gränsen	Antal värden under gränsen	Procentuell leverans	Levererad flexibilitet
December-24	13	206	94%	20,6
Januari-25	8	222	97%	22,2
Februari-25	8	192	96%	19,2
Mars-25	13	197	94%	19,7
Summa	42	817	95%	81,7



Figur 16 - All handel under hela säsongen 2024-2025 i Götene uppdelat per vecka i en samlad vy