

Slutrapport
2026:04

Dynamiska elnätstariffer

Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland

Carl Brundin, Magnus Jennerholm
Energicentrum Gotland

Date 2026-04-23



energicentrum
GOTLAND



Funded by
the European Union

Energicentrum Gotland

Visiting address Skeppsbron 24

Postal address SE-621 57 Visby

Phone +46 (0) 70-447 77 07

E-mail magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr 212000-0803

Webb www.energicentrum.gotland.se



Sammanfattning

Elanvändningen ökar snabbt i takt med elektrifieringen av samhället. Samtidigt är elnäten ofta dimensionerade för att klara korta toppar snarare än ett jämnt utnyttjande över tid. I dag används nätet därför ineffektivt – vissa timmar är det hårt belastat, medan det stora delar av tiden finns gott om ledig kapacitet.

Den här rapporten beskriver ett pilotprojekt på Gotland där en ny typ av elnätstariff har testats. I stället för fasta avgifter eller grova tidsindelningar bygger modellen på **dynamiska och lokala prissignaler** som speglar hur belastat elnätet faktiskt är i varje stund.

Kärnan i modellen är att priset för att använda elnätet förändras beroende på den aktuella situationen i den lokala nätstationen. När belastningen är låg är priset lågt, men när nätet närmar sig sina kapacitetsgränser stiger priset. På så sätt skapas incitament för användare att flytta sin elanvändning i tid – till exempel att ladda elbilen eller köra energikrävande processer när nätet är mindre belastat.

För att göra detta enkelt för användaren kombineras det lokala nätpriset med det vanliga elpriset (spotpris) till en **samlad prissignal**. Användaren behöver därmed bara förhålla sig till ett pris, som automatiskt väger samman både nationella och lokala behov i elsystemet.

Pilotstudien visar att denna typ av prissignal:

- är **lätt att förstå och använda** för kunder
- kan bidra till **förändrat beteende och ökad flexibilitet**
- fungerar bäst när den kombineras med **automatiserad styrning**

Samtidigt visar resultaten att effekterna på elnätet beror starkt på lokala förutsättningar. I områden där nätet sällan är hårt belastat uppstår färre tillfällen där flexibilitet gör skillnad. Det innebär att värdet av flexibilitet ofta är koncentrerat till vissa specifika perioder snarare än jämnt över tid.

En central del av modellen är också hur kostnader fördelas mellan kunder. Eftersom priserna varierar lokalt används en särskild mekanism – så kallad **flexkompensation** – för att säkerställa att skillnader mellan olika områden inte leder till orättvisa över tid.

Sammanfattningsvis visar projektet att det är möjligt att utforma elnätstariffer som:

- bättre speglar hur nätet faktiskt används
- ger tydliga incitament för flexibilitet
- samtidigt upplevs som rättvisa och begripliga

Denna typ av tariffmodell kan därmed bli ett viktigt verktyg för att använda befintliga elnät mer effektivt och minska behovet av kostsam utbyggnad i framtiden.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	2
1. Introduktion.....	5
1.1 Kontext och problemformulering.....	5
1.2 Projektets mål och framgångskriterier.....	6
1.3 Avgränsning och omfattning.....	6
1.4 Regulatorisk och politisk kontext.....	7
1.4.1 Svenska krav som driver införandet av effekttariffer till 2027.....	7
1.4.2 Pilotens tillstånd och begränsningar	8
1.5 Rapportfärdplan	8
2. Metod och testuppsättning	9
2.1 Testbäddsbeskrivning	9
2.1.1 Översikt över flexibla resurser och styrning i pilotgruppen	10
2.1.2 Hinder och begränsningar	12
2.2 Projektets systemarkitektur	13
2.2.1 Grundläggande komponenter i systemarkitekturen	13
2.2.2 AI-prognos.....	14
2.2.3 Spänningshantering	15
2.2.4 Prissignalen till abonnenterna	16
2.2.5 Sammansatt pris	16
2.2.6 Exempel från projektet.....	17
2.2.7 Symmetri.....	18
2.2.8 Säkerställande av prissignalen	20
2.3 Utvärderingsdesign	20
3 Tariffdesign	21
3.1 Tariffens komponenter	21
3.2 Dynamiska energipriser, nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning	21
3.2.1 Grundprincip – belastningsgrad.....	21
3.2.2 Testad implementation i projektet.....	22
3.2.3 Utveckling av överliggande nätpriser	23
3.2.4 Spänningskontroll som del av prissignalen	24
3.2.5 Framtida utveckling – sannolikhetsbaserad prissättning.....	24
3.3 Dynamisk säkringsavgift / abonnerad effekt inklusive flexkompensation.....	25
3.3.1 Grundprincip	25
3.3.2 Syfte med flexkompensation.....	25
3.3.3 Grund för flexkompensation	25
3.3.4 Tidigare modell	27
3.4 Kundenspecifik avgift	27
3.5 Samlad funktion och egenskaper	27
3.6 Sammanfattande designprinciper.....	28
4 Resultat.....	28
4.1 Användarrespons och sociala aspekter	28
4.1.1 Användning och förståelse av prissignalen	28
4.1.2 Upplevelse av den kombinerade prissignalen.....	29
4.1.3 Beteendeförändringar och flexibilitet	29
4.1.4 Incitament och upplevd nytta	29

4.1.5 Förtroende och upplevd rimlighet.....	29
4.1.6 Mobilapplikation och gränssnitt.....	30
4.1.7 Hinder och begränsningar	30
4.1.8 Framtida potential och investeringar.....	30
4.1.9 Syn på tariffmodeller	30
4.1.10 Sammanfattande slutsatser	30
4.2 KPI Resultat	31
4.2.1 Övergripande belastningsnivå	31
4.2.2 Kritikalitet över tid	31
4.2.3 Belastning över definierade tröskelvärden	31
4.2.4 Omvänd effektriktning	32
4.2.5 Piloternas påverkan på belastning	32
4.2.6 Betydelsen av belastningsgräns	32
4.3 Piloternas avgift i förhållande till tidigare tariff.....	32
4.3.1 Livsmedelsbutik.....	33
4.3.2 Reningsverk med en stor solcellsanläggning.....	34
4.3.3 Rökeri med restaurangverksamhet.....	35
4.3.4 Ett mindre lantbruk.....	36
4.3.5 Sammanfattande observationer	37
4.4 Effekter av prisstyrning – fallstudie av Rökeriet	38
5. Diskussion	40
5.1 Förhållandet mellan spotpris och lokal prissignal.....	40
5.2 Användarbeteende och faktisk flexibilitet.....	41
5.3 Automation som nyckelfaktor	42
5.4 Kvantitativa effekter på nätutnyttjande och belastning	42
5.5 Begränsningar i studien	43
5.6 Rättvisa och kostnadsfördelning i tariffmodellen	44
5.7 Regulatoriska implikationer	45
6. Slutsatser och rekommendationer	46
6.1 Slutsatser.....	46
6.2 Rekommendationer.....	47
Bilagor till rapporten	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilaga 1. Enkätundersökning - Användarrespons och sociala aspekter.....	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilaga 2. Metod för beräkning av nyckelindikatorer (KPI)	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilaga 3. FLEX-kompensation för att justera den fasta avgiften	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilaga 4. Metod för beräkning av överliggande nätpriser (ONP)	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilaga 5. Metod för hantering av underspänning.....	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilaga 6. Metod för hantering av under- och överspänning.....	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilaga 7. Individuella pilotresultat och kostnadsanalyser	Fel! Bokmärket är inte definierat.

1. Introduktion

1.1 Kontext och problemformulering

Behovet av nätutbyggnad spås öka till följd av energiomställningen. Elnätet utgör en central del av elsystemets reglerförmåga, där tillgång och efterfrågan kontinuerligt måste balanseras på olika nivåer i systemet. Det faktiska utbyggnadsbehovet påverkas kraftigt av hur effektivt nätet kan nyttjas. Smartare elnätstariffer har därför pekats ut som det främsta instrumentet för att främja en kostnadseffektiv energiomställning, eftersom nättariffernas prissignaler potentiellt når nätets alla abonnenter med incitament för en effektivare drift.

Traditionella nättariffer, såsom tidsdifferentierade tariffer och enklare effektbaserade tariffer, har i många fall visat sig ha begränsad förmåga att vara fullt kostnadsreflektiva. Även om dessa modeller syftar till att styra elanvändning bort från tider med hög belastning, baseras de ofta på generella tidsintervall eller individuella toppvärden som inte nödvändigtvis speglar den faktiska belastningen i det lokala nätet. Detta kan leda till att kunder betalar olika avgifter trots likartad påverkan på nätet, eller att avgiften påverkas mer av enskilda tillfälliga toppar än av det verkliga bidraget till nätets belastning. I praktiken kan detta upplevas som en form av "lotteri", där utfallet i hög grad beror på tillfälligheter snarare än på ett konsekvent samband mellan beteende och kostnad.

Behovet av mer träffsäkra tariffmodeller förstärks av att många kunder i dag anpassar sin elanvändning efter spotpriset. Ett vanligt exempel är elbilsladdning eller annan flexibel konsumtion som förläggs till timmar med lågt elpris. Även om detta är rationellt ur ett övergripande system- eller marknadsperspektiv saknas hänsyn till lokala nätförhållanden. När många kunder samtidigt reagerar på samma prissignal kan det leda till lokala flaskhalsar och spänningsproblem. Detta skapar ett behov av att i högre grad använda befintlig nätkapacitet effektivt, som ett komplement till kostsam nätutbyggnad.

Denna problematik förstärks ytterligare av en ökande andel distribuerade energiresurser (DER), såsom solceller, batterilager och elfordon, som bidrar till mer dynamiska och lokalt varierande flöden i elnätet. Samtidigt saknas i många fall symmetri mellan hur konsumtion och produktion prissätts i dagens tariffstrukturer. För produktionsanläggningar kan detta innebära incitament att maximera inmatning till nätet, även när den lokala efterfrågan är låg, vilket kan leda till spänningshöjningar och ökade belastningar i svaga nätpunkter.

Abonnenter möter idag flera parallella styrsignaler, från spotpriser baserade på elbörsens utbud och efterfrågan till nationella balansmarknader, regionala flexibilitetsmarknader och olika typer av villkorade avtal. Dessa signaler verkar dock huvudsakligen på system- eller regional nivå. Lokala prissignaler på nätstationsnivå saknas i stor utsträckning, trots att det är där många av de faktiska kapacitetsbegränsningarna uppstår. Detta innebär att befintliga styrsignaler riskerar att bidra till att förstärka lokala problem. Den ökade påverkan av dessa signaler hänger också samman med en elmarknad präglad av större prisvariationer än tidigare, där både mycket låga och mycket höga priser blivit vanligare.

Samtidigt möjliggör ny teknik att nätavgifter i högre grad kan baseras på elnätets aktuella tillstånd vid den punkt där kunden är ansluten i kombination med den belastning kunden faktiskt orsakar. Detta skapar förutsättningar för mer precisa och lokalt anpassade prissignaler, där kunders användning kan värderas utifrån om den belastar eller avlastar nätet.

En lokal prissignal som tar ett helhetsgrepp kring hur kundflexibilitet bäst kan nyttjas kan därmed skapa bättre förutsättningar för alla elnätets kunder att agera konstruktivt som aktiva aktörer i elsystemet, samtidigt som elnätets kapacitet utnyttjas mer effektivt.

Sammantaget innebär detta att dagens tariff- och prissignaler i många fall saknar tillräcklig koppling till de lokala förhållandena i elnätet. Detta skapar ett behov av mer lokalt anpassade styrsignaler som bättre speglar nätets aktuella tillstånd och därmed kan ge mer effektiva incitament för både konsumtion och produktion.

En smart nättariff behöver samverka konstruktivt med elhandeln och med den mer avancerade handeln med flexibilitet för att åstadkomma en väl fungerande, robust och kostnadseffektiv energiomställning. Det ekonomiska nyckelordet i alla lägen är kostnadsreflektivitet. Begreppet innebär något förenklat att alla kostnader som uppstår placeras vid källan, där de uppstår. Att tvärtom inte använda kostnadsreflektiva priser kan innebära kortsiktiga fördelar för enskilda, medan utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv tjänar alla på att mer strikt följa denna princip.

Gotland utgör en särskilt relevant testmiljö då öns elsystem kännetecknas av begränsad överföringskapacitet till fastlandet, en relativt hög andel distribuerad produktion samt av att elnätet främst servar gles bebyggelse.

1.2 Projektets mål och framgångskriterier

Målet med projektet är att utveckla och validera en tariffmodell som kan implementeras i praktiken av elnätsföretag som en del av framtida nätagiftsstrukturer. Modellen syftar till att skapa mer kostnadsreflektiva och lokalt relevanta prissignaler som stödjer ett effektivt utnyttjande av distributionsnätet.

Projektet avser att visa att en sådan tariffmodell kan utgöra ett praktiskt och genomförbart alternativ för elnätsföretag, snarare än enbart ett teoretiskt koncept.

Framgång utvärderas utifrån en kombination av tekniska, operativa och aktörsrelaterade indikatorer, inklusive:

- Visad genomförbarhet inom befintliga eller nära framtida regulatoriska och tekniska ramverk
- Resultat från den 12 månader långa pilotstudien, avseende påverkan på belastningsmönster, effekttoppar och nätutnyttjande
- Intresse och upplevd relevans hos elnätsföretag och andra aktörer
- Observerad kundrespons och förmåga att ta till sig och agera på lokala prissignaler

1.3 Avgränsning och omfattning

Analysen i detta projekt är avgränsad till distributionsnätets nivå och fokuserar på hur tariffutformning och lokala prissignaler kan användas för att styra flexibilitet hos anslutna kunder. Arbetet omfattar i första hand hushåll, mindre verksamheter och andra aktörer med flexibilitetsresurser som kan styras genom efterfrågeanpassning eller lokal produktion.

Projektet omfattar inte utformning av grossistmarknaden för el, fullständig utveckling av aggregatorbaserade affärsmodeller eller en heltäckande samhällsekonomisk analys av hela elsystemet. Fokus ligger i stället på den lokala nätkontexten och på att analysera hur styrsignaler kan bidra till ett mer effektivt utnyttjande av distributionsnätet.

1.4 Regulatorisk och politisk kontext

Det svenska arbetet med nya nättariffer har vuxit fram mot bakgrund av ökad elektrifiering, mer väderberoende elproduktion och tilltagande kapacitetsutmaningar i elnäten. I detta sammanhang har Energimarknadsinspektionen under flera år drivit linjen att nättariffer i högre grad behöver spegla hur nätet faktiskt används, så att kunder får tydligare incitament att minska eller flytta effekttoppar och därmed bidra till ett mer effektivt nätutnyttjande. Myndigheten har samtidigt betonat att tariffer bör utformas med så god tidsmässig och geografisk precision som möjligt för att ge kostnadsreflektiva prissignaler.

Denna inriktning ligger också i linje med EU:s elmarknadsregler. Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943 anger att distributionsnätsavgifter ska vara kostnadsreflektiva och ta hänsyn till hur nätet används av olika användare, inklusive aktiva kunder. Förordningen anger också att nättariffer inte ska motverka efterfrågefleksibilitet, energilagring eller energieffektivisering. Där medlemsstater har infört smarta mätare ska tillsynsmyndigheter dessutom överväga tidsdifferentierade nättariffer. På EU-nivå finns inget uttryckligt krav på att använda just den svenska modellen för effekttariffer, men regelverket ger ett tydligt stöd för tariffstrukturer som bättre speglar belastning, användning och flexibilitetsbehov i nätet.

Även den senare europeiska policyutvecklingen går i samma riktning. I kommissionens vägledning om framtidssäkra nätavgifter från januari 2026 framhålls att nationella tillsynsmyndigheter bör främja lokaliseringssignaler i nätavgifter, eftersom sådana signaler kan bidra till effektivare lokalisering av produktion och konsumtion och därmed till ett säkrare och mer effektivt elsystem. Sammantaget visar detta att utvecklingen mot mer kostnadsreflektiva, flexibilitetsfrämjande och geografiskt differentierade nätavgifter har ett tydligt stöd både i svensk reglering och i EU:s övergripande energimarknadsramverk.

1.4.1 Svenska krav som driver införandet av effekttariffer till 2027

Det svenska regelverket för nättariffer förändrades väsentligt under projektperioden. Genom Energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2022:1 beslutades 2022 att samtliga elnätsföretag senast den 1 januari 2027 skulle ha nättariffer utformade enligt nya krav. I praktiken innebär detta tariffmodeller som inkluderar en effektbaserad komponent, i syfte att minska samtidiga effekttoppar och därigenom bidra till ett mer effektivt utnyttjande av elnäten.

I mars 2026 förändrades dock förutsättningarna. Regeringen meddelade att kravet på införande av effekttariffer skulle stoppas och gav Energimarknadsinspektionen i uppdrag att upphäva föreskriften samt ta fram ett nytt förslag till reglering, med redovisning senast den 12 april 2027. Det tidigare bindande kravet på införande av effekttariffer gäller därmed inte längre.

Under mellanperioden tillämpas i stället de generella bestämmelserna i lagstiftningen, där nätavgifter ska vara skäliga, objektiva, transparenta, icke-diskriminerande och kostnadsreflektiva samt bidra till ett effektivt nätutnyttjande. Den övergripande inriktningen mot mer effektbaserade och incitamentsbaserade tariffer ligger dock fast, även om den exakta utformningen nu är föremål för omarbetning.

Bakgrunden till den ursprungliga reformen var ökade kapacitetsutmaningar i elnäten i takt med ökad elektrifiering och mer variabel elproduktion. Effektbaserade tariffmodeller sågs som ett sätt att ge kunder incitament att flytta eller minska effektuttag under tider med hög belastning. Samtidigt visade införandet i praktiken att utformningen varierade mellan nätföretag, vilket bidrog till kritik avseende otydlighet och bristande jämförbarhet.

Sammantaget innebär detta att Tariff 2.0 har genomförts i ett regulatoriskt sammanhang under snabb förändring. Projektet har därmed inte bara testat en tariffmodell i praktiken, utan också genomförts under en period då både den nationella regleringen och tolkningen av framtida tariffprinciper varit föremål för omprövning.

1.4.2 Pilotens tillstånd och begränsningar

Den svenska regleringen har hittills begränsat möjligheten att använda lokaliseringssignaler i elnätstariffer på lokalnät- och regionnät-nivå. Energimarknadsinspektionen har tidigare konstaterat att det nuvarande regelverket i praktiken hindrar geografiskt differentierade nätavgifter i dessa nät, och myndigheten har därför under flera år förordat lagändringar som möjliggör sådana signaler när de behövs för ett effektivt nätutnyttjande.

Mot denna bakgrund har pilotens användning av lokaliseringssignaler inte kunnat genomföras inom ramen för ordinarie tariffreglering, utan har krävt särskilda regulatoriska förutsättningar i form av en regulatorisk sandlåda. Det innebär att piloten fungerat som ett praktiskt test av en tariffprincip som länge identifierats som relevant ur systemperspektiv, men som ännu inte haft fullt genomslag i svensk rätt.

Den regulatoriska utvecklingen går samtidigt i samma riktning som pilotens utformning. I remissbehandlingen av Spänning i tillvaron hänvisade Ei till regeringens förslag om att ta bort förbudet mot geografiskt differentierade nätavgifter, och i lagrådsremissen Nya lagar om elsystemet föreslås nya regler träda i kraft den 1 januari 2027 i huvudsak. Det innebär att pilotens arbete med lokaliseringssignaler ligger nära den rättsutveckling som nu pågår.

Sammantaget innebär detta att piloten inte bara testat en teknisk tariffmodell, utan också gett praktiska erfarenheter av hur framtida, mer platsbyrås och kostnadsreflektiva nätavgifter kan användas för att styra flexibilitet där nätet är som mest ansträngt. I detta avseende utgör piloten ett konkret underlag för fortsatt regulatorisk utveckling.

1.5 Rapportfärdplan

Rapporten är strukturerad enligt följande:

Kapitel 2 beskriver metod, testuppsättning och systemarkitektur.

Kapitel 3 redogör för tariffmodellens design och ingående komponenter.

Kapitel 4 presenterar resultat från både användarstudier och kvantitativ analys.

Kapitel 5 innehåller en diskussion av resultaten ur tekniskt, ekonomiskt och regulatoriskt perspektiv.

Kapitel 6 sammanfattar slutsatser och ger rekommendationer för fortsatt utveckling.

Bilagorna innehåller fördjupad metodik, underlag och individuella pilotresultat.

2. Metod och testuppsättning

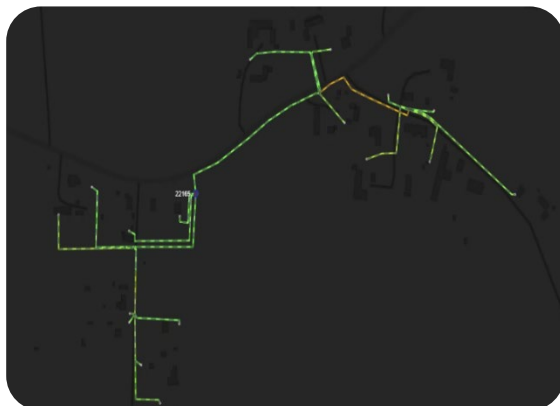
2.1 Testbäddsbeskrivning

Pilotområdet befinner sig i ett avgränsat nätområde under en fördelningsstation på Östra Gotland. Under den primära fördelningsstationen finns 1700 abonnenter och cirka 150 sekundära nätstationer.

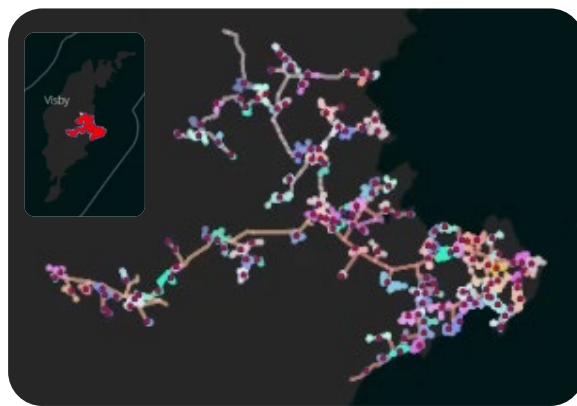
Bland de 1700 abonnenterna har vi avgränsat oss till endast tio testpiloter i fem av dessa nätstationer. En av pilotstationerna innefattar 6 av piloterna medan övriga piloter är fördelade en och en i enskilda nätstationer.

I pilotstationerna används övriga abonnenter som inte är piloter som referensobjekt. Ytterligare två nätstationer fungerar som enbart referensobjekt utan aktiva piloter. I samtliga av dessa 7 stationer finns det 211 abonnenter. För varje nätstation är det alltså cirka 30 abonnenter.

Av sekretessskäl redovisas inte nätstrukturen mer detaljerat.



Figur 1. En av de 150 nätstationerna.



Figur 2. Avgränsat pilotområde med cirka 150 nätstationer.



Figur 3. Projektets geografiska avgränsning centrerat runt Kräklingbo.

Figur 1–3 visar Gotland och nätområdets plats samt en av de 150 nätstationerna för att visa på skalan och upplösning för varje enskild prissignal.

Piloterna rekryterades genom slumpmässig inbjudan. Det är sannolikt att de deltagare som accepterade inbjudan har ett högre intresse för energi och flexibilitet än genomsnittet. Piloterna representerar en bredd av användartyper, inklusive mindre lantbruk, livsmedelsbutik, rökeri och restaurangverksamhet, reningsverk samt privatpersoner.

Av de tio piloterna som initialt inkluderades i projektet har sju varit aktiva i den meningen att de haft möjlighet och incitament att reagera på prissignalen. Övriga piloter har därför använts som referensobjekt i analysen.

2.1.1 Översikt över flexibla resurser och styrning i pilotgruppen

Pilotgruppen uppvisade en stor variation i både tillgängliga flexibla resurser och grad av automatisering, vilket haft en direkt påverkan på möjligheten att reagera på prissignalen. Tabellen nedan sammanfattar vilka tekniker som ingick och hur styrningen genomfördes.

Flexibel resurs / teknik	Styrning	Automatiseringsgrad	Lösning / plattform	Antal piloter
Värmepumpar	Styrs efter prissignalen	Automatisk	Ngenic	4
Elbilsladdning	Styrs efter prissignalen	Manuell	Test genom HA	6
Batterilager	Ingen direkt styrning efter prissignalen	Ingen direkt automatisering	Test genom HA	2
Styrning av avfrostningsintervall för större frysar	Styrs efter prissignalen	Automatisk	Programmerade Shelly-reläer	2
Direktverkande el	Styrs efter prissignalen	Automatisk	Programmerade Shelly-reläer	1
Solcellsanläggningar	Produktion i pilotgruppen	Ej tillämpligt	Test genom HA	7

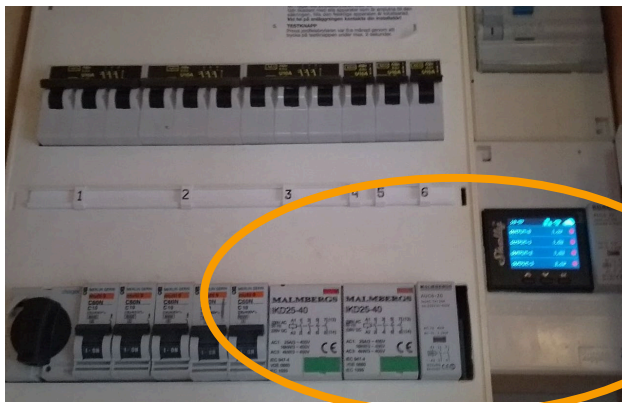
För de resurser där kommersiella lösningar saknades testades styrning genom Home Assistant (HA)¹. Installation och konfigurering genomfördes av teknisk expertis, men lösningarna krävde fortsatt hög teknisk kompetens från användarna. Gränssnittet upplevdes som komplext, vilket begränsade användbarheten för deltagare utan tidigare erfarenhet av automatiserad styrning.

Automatisering av direktverkande el kom in sent i projektet, medan styrning av värmepumpar samt manuell styrning har varit en del av projektet från start.

En viktig lärdom är att även trefaslaster kan styras med generiska komponenter, i detta fall programmerbara Shelly-reläer.

Detta möjliggör styrning av laster utanför standardiserade lösningar, såsom värmepumpar och elbilsaddning. Reläerna installeras i elcentralen av elektriker och styrs via WiFi genom en programmerad algoritm kopplad till prissignalen (se figur 4).

Att utrusta piloterna med fungerande styrteknik utgjorde ett betydande implementeringshinder



Figur 4. Installation av relästyrning



och fördröjde tillgången till kontrollerbar flexibilitet i projektets initiala faser.

Detta indikerar en begränsad mognadsgrad i dagens lösningar för småskalig flexibilitet.

En central utvecklingsriktning är integrerade system där laster och lokal produktion samverkar automatiskt inom en gemensam plattform.

Inom projektet uppnåddes detta endast delvis. Utvecklingstakten inom området är dock hög, och det är sannolikt att mer integrerade och användarvänliga lösningar kommer bli tillgängliga inom de närmaste åren.

I Tariff 2.0 implementerades styrning via Ngenics mobilapplikation. Ngenic användes som användargränssnitt eftersom plattformen möjliggjorde både visualisering av prissignalen och direkt integration med vissa typer av styrbara resurser. Gränssnittet anpassades för att passa projektet så att varje testpilot fick ett unikt stationspris sammansatt med spotpriset för SE3. På det sättet fick varje station ett unikt namn (t.ex. SE3_1, SE3_2).

Genom applikationen kunde automatiserad styrning ske av värmepumpar direkt mot prissignalen. Prissignalen kunde även kopplas mot andra enheter som Shelly reläer, HA eller batterilager

¹ Home Assistant <https://www.home-assistant.io/>

för att automatisera fler laster. Detta kunde göras via integrationer mot Plexigrids API eller Ngenic's system. Samtliga piloter hade även tillgång till prissignalen via mobilgränssnittet för manuell uppföljning. (Se Figur 5)



Figur 5. Gränssnitt med den sammansatta prissignalen och förbrukning.

2.1.2 Hinder och begränsningar

Alla piloter har olika förutsättningar att kunna styra laster autonomt eller manuellt. För de tio piloterna har det varit olika höjd av integrering i projektet.

En pilot som utgörs av ett reningsverk har deltagit enbart som referensobjekt. Detta för att de inte har möjlighet att flytta laster i tiden samtidigt som de har en större solcellspark installerad till reningsverket. Eftersom tariffmodellen har symmetriska priser är det intressant att se hur en pilot med stor andel egenproduktion påverkas ekonomiskt av tariffen.

En pilot är en livsmedelsbutik där vi till en början installerade styrning för avfrostning till deras frysdiskar. Detta visade sig dock ge väldigt litet utslag då avfrostningen visade sig vara en väldigt liten del av den totala energianvändningen. Den största energianvändningen gick till kylar och frysar samt uppvärmning med luft-luftvärmepumpar. Dessa kunde vi inte styra och livsmedelsbutiken blev därför inte en intressant aktiv pilot utan ses som referensobjekt i stället.

En pilot upplevde av olika anledningar att det inte var tillräckligt intressant för dem att följa prissignalen och har även de tagits bort ifrån resultatberäkningar. Detta illustrerar att potentialen för efterfrågefleksibilitet i hög grad beror på verksamhetens lastprofil samt graden av automatisering och tillgång till styrbar utrustning.

Sammanfattningsvis ger det att projektet haft totalt sju aktiva piloter. De sju aktiva piloterna utgör därmed underlaget för den kvantitativa analysen av flexibilitetsrespons och påverkan på nätet. Sex av dessa piloter är lokaliserade till samma nätstation, vilket möjliggör analys av aggregerade effekter på lokal nätstationsnivå.

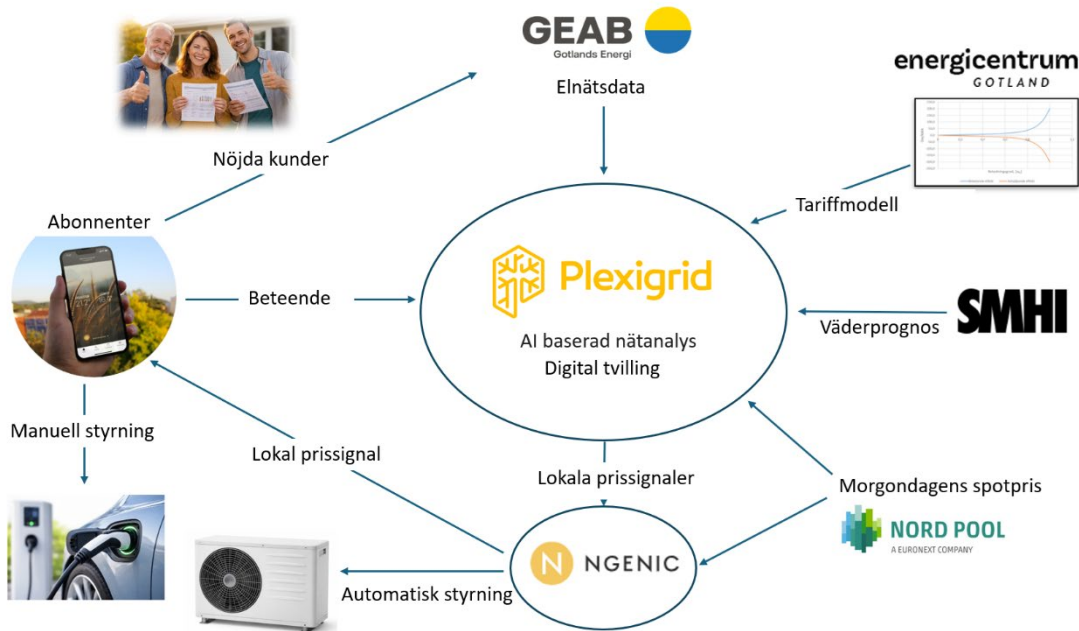
2.2 Projektets systemarkitektur

2.2.1 Grundläggande komponenter i systemarkitekturen

För att kunna generera och tillämpa en lokal prissignal krävs ett antal tekniska och metodmässiga komponenter. Tabellen nedan sammanfattar de grundläggande delar som behövs för att systemet ska fungera från datainsamling till styrning hos abonnenten.

Komponent	Innehåll / krav	Funktion i systemet
Digitalisering av distributionsnätet	Smarta kundmätare, mätare i fördelningsstation och sekundära nätstationer samt API:er för datautbyte mellan teknikleverantörer	Möjliggör insamling, överföring och samordning av relevanta nät- och kunddata
Lokal prismodell	Prismodell baserad på lokala förutsättningar, kostnadsreflektivitet i samtliga tariffkomponenter och rättvis kostnadsfördelning	Översätter tekniska nätförhållanden till ekonomiska styrsignaler
Prognos- och analysmotor	Prognoser baserade på stationsbelastning, spänningsnivåer, väder, elhandelspris och abonnentbeteende	Genererar framåtblickande lokala prissignaler för kommande dygn
Kommunikation till abonnent	Teknikleverantör eller plattform som kan förmedla den lokala prissignalen på ett enkelt och överskådligt sätt	Gör prissignalen tillgänglig och begriplig för abonnenten
Automatiserad styrning	Integration mellan prissignal och styrbara resurser hos abonnenten	Projektet visar att automation är en central förutsättning för att abonnenter i praktiken ska kunna och vilja agera på en smart styrsignal

I Tariff 2.0 på Gotland implementerades denna systemarkitektur genom ett datadrivet flöde där nätdata, prognoser och marknadssignaler omsattes till lokala prissignaler, vilka i sin tur kommunicerades till abonnenter och användes för manuell eller automatisk styrning. Se figur 6 för en systemöversikt.



Figur 6. Systemöversikt för att skapa prissignalen till abonnenterna.

2.2.2 AI-prognos

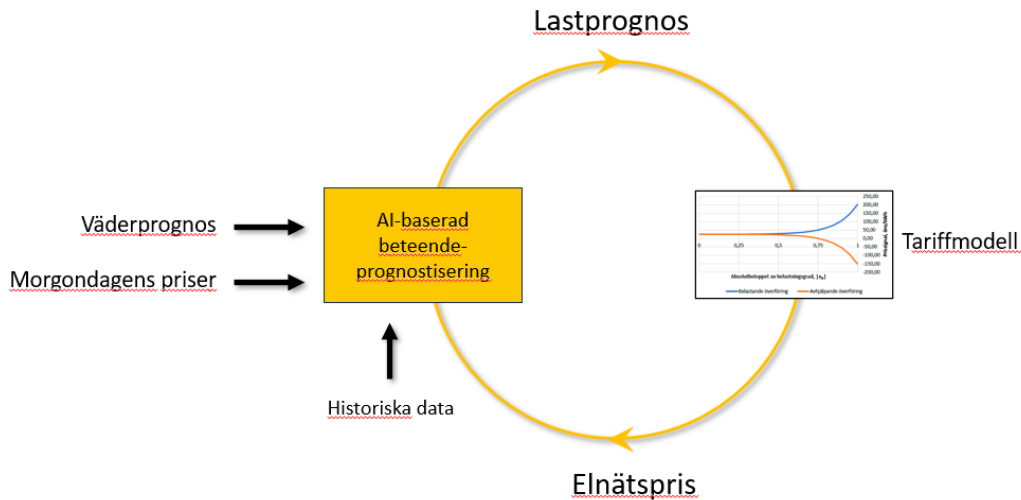
Hjärtat i prissättningen för Tariff 2.0 är Plexigrids AI-motor. AI-motorn är ett datadrivet analys- och optimeringslager som omvandlar nätdata och prognoser till framåtblickande, nätmedvetna prissignaler.

Processen inleds med en iterativ prognosmotor som använder historiska mätdata, väderprognoser och spotprisdatabaser för att uppskatta dag-före aggregerade effektprofiler för varje nätstation. Dessa aggregerade prognoser fungerar som en indikator för nätbelastning och kalibreras kontinuerligt om i takt med att nya data blir tillgänglig.

För Gotlandsprojektet tillämpar AI-motorn en modellfri regressionsanalys mellan aggregerad effekt och lägsta spänning på transformatornivå. Observationer av spänning och effekt grupperas och utvärderas iterativt för att identifiera risk för underspänning och fastställa ett kritiskt effekttröskelvärde. Tröskelvärdet optimeras med hjälp av standardiserade klassificeringsmått. Detta gör det möjligt för systemet att skilja mellan säkra och riskfyllda driftförhållanden samt att direkt översätta tekniska nätbegränsningar till ekonomiska signaler.

Baserat på de identifierade kritiska effektgränserna genererar motorn unika, tidsberoende prissignaler som ökar när den prognostiserade driften närmar sig spänningsgränserna. Dessa priser publiceras dag-före via API och förfinas kontinuerligt genom upprepade prognos-utvärdera-justera-cykler, vilket säkerställer att tariffen anpassas efter lokalt nätbeteende snarare än att baseras på statiska regler eller generella nätantaganden.

En central egenskap i systemet är att prissignalen anpassas iterativt för att undvika att den själv skapar nya belastningstoppar. Figur 7 visar denna iterativa process. När AI-motorn förutspår ett förändrat beteende från abonnenterna beroende av prisförändringen justeras lastprognosen som i sin tur förändrar priset. Det nya priset förändrar beteendeprognosen ytterligare och skapar en ny lastprognos. Den iterativa processen fortsätter tills skillnaden mellan iterationerna är tillräckligt liten.



Figur 7. Den iterativa processen.

2.2.3 Spänningshantering

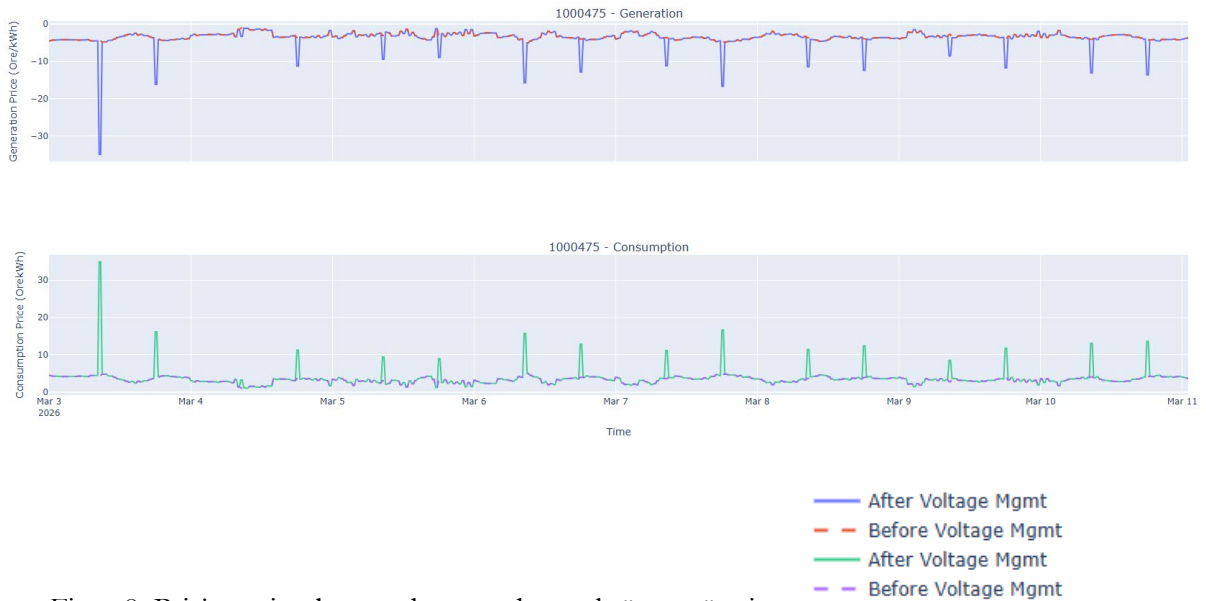
Utöver belastningsbaserad prissättning är spänningsnivåer en central parameter för nätets begränsningar. Tariff 2.0 har endast använt stationsbelastning som grund för prissättningen under testperioden. För att förbättra metoden ytterligare har en teoretisk lösning för spänningspåverkan utarbetats.

Spänningsavvikelse kan uppstå som för låg eller för hög spänning – vilket kan påverka nätdriften, elkvaliteten och efterlevnaden av regleringar avsevärt. Att hantera dessa spänningsbegränsningar är därför avgörande för att säkerställa en säker och tillförlitlig drift av nätet.

För att uppnå detta krävs en kompletterande styrstrategi utöver den ursprungliga modellen för prissättning. Denna strategi förstärker incitamenten för slutkunder eller automatiserade enheter som aktivt motverkar spänningsproblem.

En viss procentuell spänningsavvikelse tillåts. När denna överskrider påverkar spänningsnivån kapacitetstaket för den lokala nätstationen, vilket i sin tur påverkar det belastningsberoende priset. På detta sätt behöver inga ytterligare parametrar översättas direkt till egna priskomponenter i tariffmodellen. Den grundläggande modellen där belastningsnivån påverkar priset justeras istället på detta sätt av spänningsnivån.

Figur 8 Visar hur priset justeras efter spänningsjustering i en station under några dagar i mars. Före och efter spänningsjustering för produktions- och konsumtionsprissignalen.



Figur 8. Prisjustering beroende av under- och överspänning.

Bilaga 5 och 6 beskriver hanteringen i detalj, Bilaga 5 Metod för hantering av underspänning, samt Bilaga 6 Metod för hantering av under- och överspänning.

2.2.4 Prissignalen till abonnenterna

Ngenic användes som användargränssnitt i projektet eftersom plattformen möjliggjorde både tydlig visualisering av prissignalen och visning av en sammansatt styrsignal bestående av nätpris och spotpris. Plattformen möjliggjorde även direkt styrning och integration mot vissa styrbara resurser hos abonnenten. När AI-motorn tagit fram den slutgiltiga prissignalen för nästkommande dag skickas den vidare till Ngenic kl. 16:00. Numera visas priset per kvart. För att abonnenterna inte kontinuerligt ska behöva gå in och titta i appen skickas ett sms varje dag kl. 16:00 till piloterna som får information om när nästkommande dygns lägsta och högsta pris inträffar samt dygnets medelpris. Detta för att uppmäna till manuell styrning av laster som ännu inte är automatiserade.

I testet har enbart konsumtionspriset visats för testpiloterna.

2.2.5 Sammansatt pris

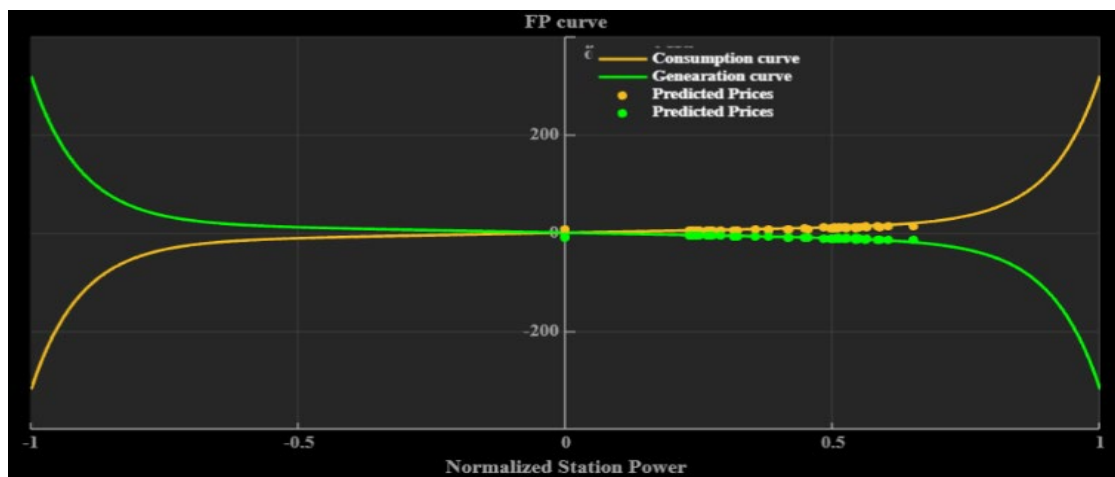
För att förenkla för abonnenterna sätts elnätspriset samman med spotpriset till en gemensam styrsignal.

De två prissignalerna motverkar inte varandra utan fyller separat två olika syften. När det inte finns ett stort behov av styrning för den lokala stationen kommer energidelen för elnätspriset att vara mycket låg (några ören). Då är spotpriset i stället styrande och ger incitament att verka aktivt utifrån området SE3. Är den lokala stationen överbelastad eller på väg att bli det kommer energidelen för elnätspriset öka avsevärt. Incitamenten att reagera på lokala respektive nationella behov skiftar därmed över tid genom prissignalen utan att det blir tydligt för abonnenterna vad som är prioriterat för stunden.

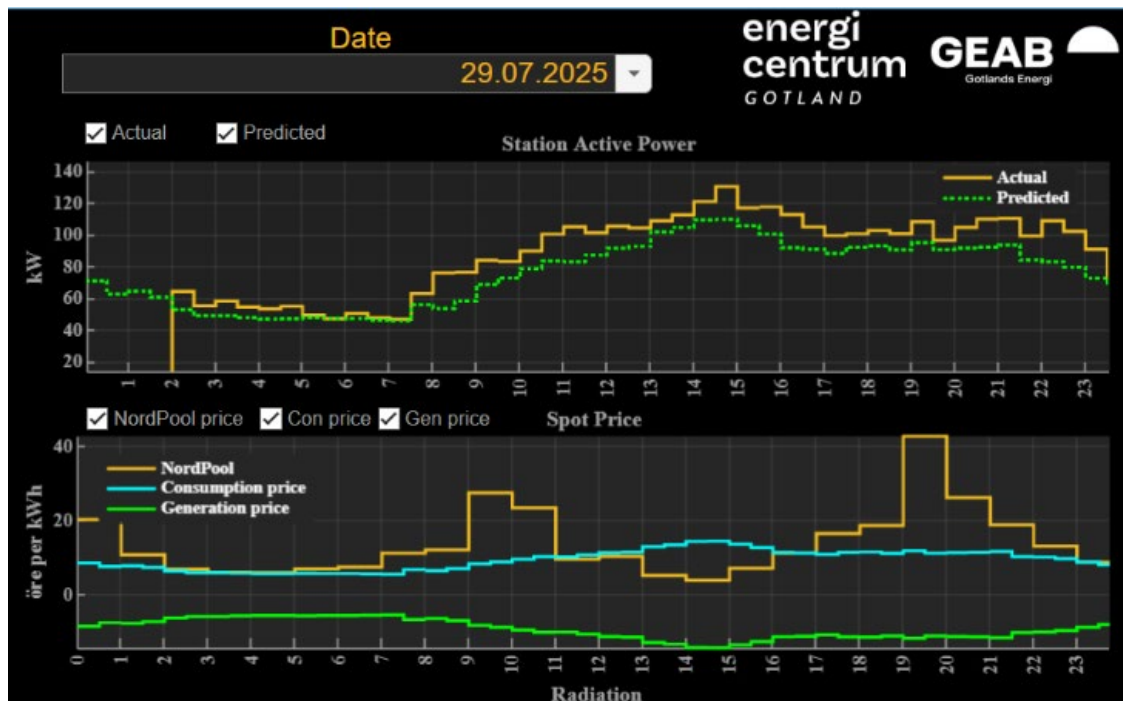
På detta sätt behöver inte abonnenter själva ta in styrsignaler från olika håll och själva utvärdera hur viktiga de är var för sig.

2.2.6 Exempel från projektet

Figur 9 och 10 visar hur priset fogas samman. Den sammansatta prissignalen för konsumtion visas i figur 11 som en röd linje, så som den presenterades för testpiloterna. I figur 10 och 11 syns tydligt att det är spotpriset som är dominerande denna dag eftersom den orangea och röda linjen har samma form. Detta dygn fanns inte någon överbelastning i stationen vilket visar på låga energinätpriser med en liten förhöjning mitt på dagen. Det sammansatta priset överensstämmer i princip med spotprisets form med en liten justering mitt på dagen.



Figur 9. Tariffmodellens prisdiagram. Varje punkt motsvarar en viss belastning för varje halvtimme kommande dygn. Negativa tal på x-axeln beskriver att belastningen är knuten till produktion. Orange kurva är modellen för konsumtion och den spegelvända gröna för produktion. Prisdiagrammet överförs i sin tur till en prissignal i figur 10.



Figur 10. Stationens belastningsprognos (längst upp, grön linje) överförs till tariffmodellens prisdiagram i figur 9. Prisdiagrammet överförs i sin tur till en prissignal (längst ner, blå och grön linje) blå linje för konsumtion och grön linje för produktion. I samma diagram finns spotpriset som orange linje.



Figur 11. Den sammansatta prissignalen för konsumtion. Här syns tydligt att den i princip har samma form som spotpriset i figur 10.

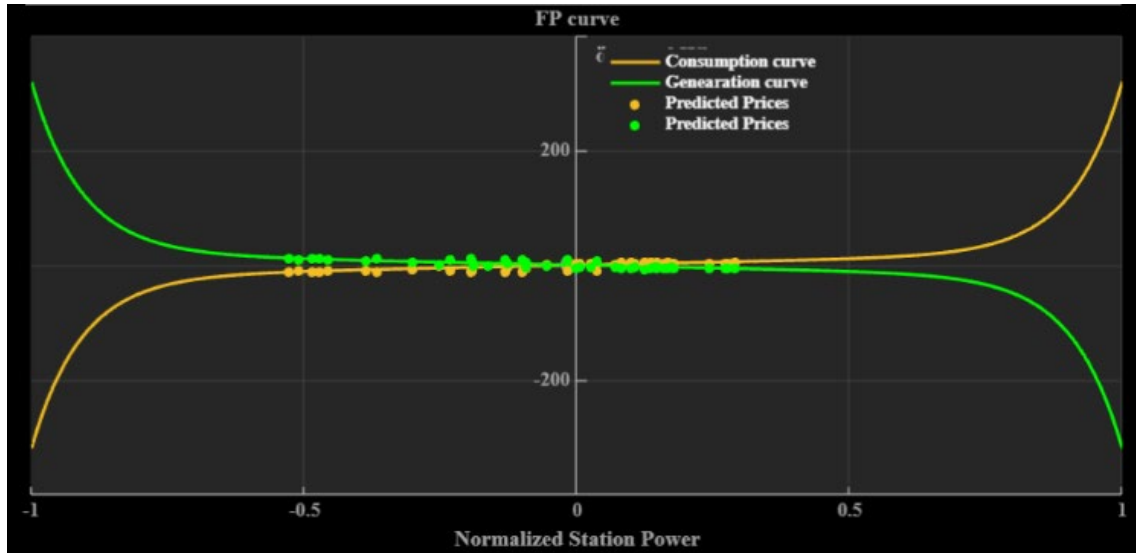
2.2.7 Symmetri

Modellen ger två symmetriska priser som är perfekta spegelbilder. Ett pris för konsumtion och ett för produktion. Figur 12 och 13 visar hur det ser ut en dag då produktion är belastande för stationen.

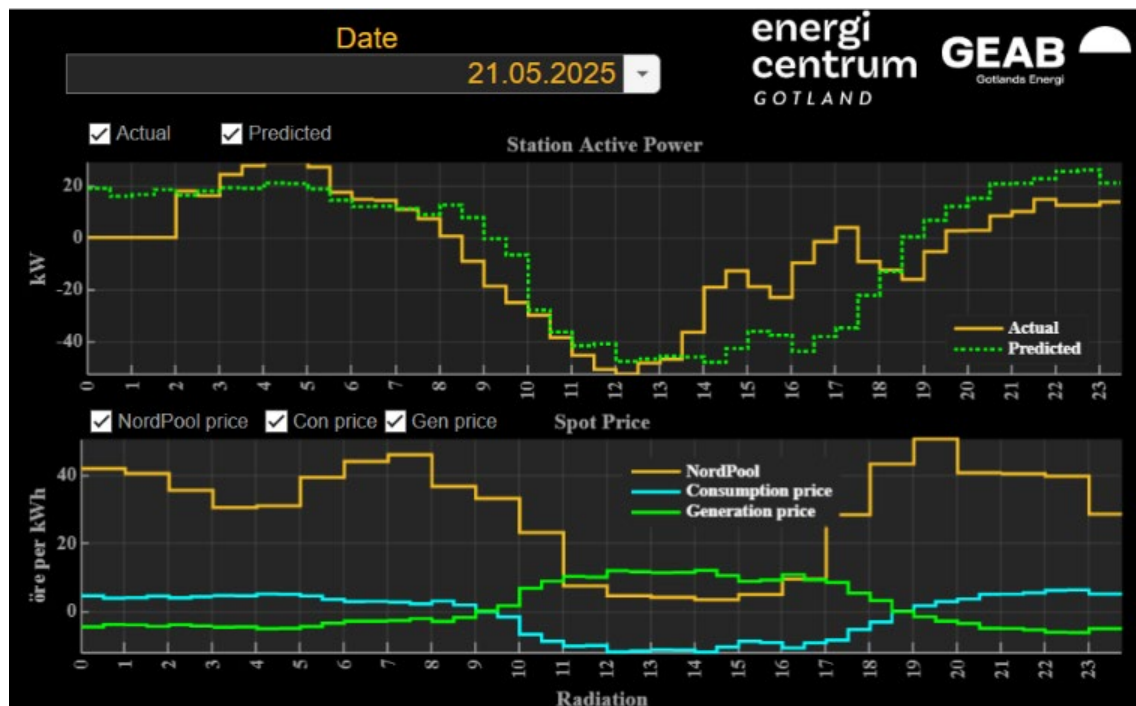
Figur 13 visar att den gröna produktionsprissignalen går över den blå för konsumtion mellan kl. 10 -18. Detta visar att abonnenten får betalt för att konsumera el mitt på dagen i denna station. Den sammansatta prissignalen, (röda linjen), har återigen samma form som spotpriset men här påverkar nätpriset så att kurvan går ned på minuspriser för konsumtion.

Detta ska ses i samband med att överliggande prissignaler inte varit del av testet i Tariff 2.0 vilket skulle förändra bilden avsevärt. Med överliggande prissignaler får inte den lokala produktionen

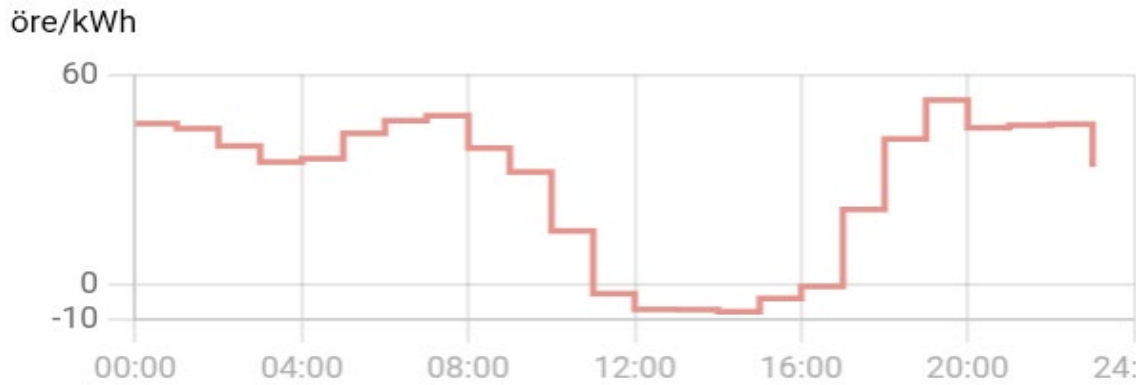
lika stor påverkan i priset. Det är bara när stationen går mot överbelastning som det lokala priset dominerar gentemot överliggande signaler.



Figur 12. Tariffmodellens prisdiagram. Varje punkt motsvarar en viss belastning för varje halvtimme kommande dygn. Negativa tal på x-axeln beskriver att belastningen är knuten till produktion. Orange kurva är modellen för konsumtion och den spegelvända gröna för produktion. Prisdiagrammet överförs i sin tur till en prissignal i figur 13.



Figur 13. Stationens belastningsprognos (längst upp, röd linje) överförs till tariffmodellens prisdiagram i figur 12. Prisdiagrammet överförs i sin tur till en prissignal (längst ner, blå och röd linje) blå linje för konsumtion och röd linje för produktion. I samma diagram finns spotpriset som orange linje.



Figur 14. Den sammansatta prissignalen för konsumtion har återigen samma form som spotpriset men här påverkar nätpriset så att kurvan går ned på minuspriser för konsumtion.

2.2.8 Säkerställande av prissignalen

Eftersom störningar och avvikelser kan uppstå i testmiljö har metoder utvecklats för att säkerställa att prissignalen inte avbryts. Om prissignalen av någon anledning saknas används en långtidsprognos som täcker upp för hela kommande vecka. Långtidsprognosen består av en långtidsprognos för last samt en långtidsprognos för spotpriset.

2.3 Utvärderingsdesign

Utvärderingen av Tariff 2.0 baseras på en kvantitativ analys av förändringar i energiflöden och belastning i lokala nätstationer. Analysen bygger på högupplösta mätdata från både nätstationer och abonnenter och genomförs huvudsakligen på nätstationsnivå, vilket möjliggör en direkt koppling mellan lokala nätförhållanden och observerade effekter.

Som jämförelse används både kontrollgrupper och referensobjekt inom samma nätområde. Abonnenter delas in i en testpilotgrupp, som exponerats för tariffen, och en kontrollgrupp utan motsvarande styrsignal. Därutöver används jämförelser över tid före och efter införandet av Tariff 2.0.

För att isolera effekten av tariffen tillämpas en skillnad-i-skillnad-metod (difference-in-differences), där förändringar i testpilotgruppen relateras till motsvarande förändringar i kontrollgruppen. Detta möjliggör en analys där påverkan från externa faktorer, såsom vädervariationer eller generella förändringar i elanvändning, i möjligaste mån kan särskiljas från tariffens effekt.

Utvärderingen baseras på ett antal nyckelindikatorer (KPI:er) som beskriver olika aspekter av systemets funktion. Dessa inkluderar bland annat:

- kritikalitet per belastande kWh
- kritikalitet under kritiska timmar
- andel belastande energi under kritiska timmar
- andel kritiska timmar

- andel belastande exporter

Utöver dessa kvantitativa mått analyseras även datakvalitet och osäkerheter, inklusive täckningsgrad och inkonsekvenser mellan uppmätt stationsflöde och summerade abonnentdata.

Den fullständiga metodbeskrivningen, inklusive definitioner av KPI:er, beräkningsmetoder, kvalitetsmått och hantering av osäkerheter, redovisas i Bilaga 2, Metod för beräkning av nyckelindikatorer (KPI).

3 Tariffdesign

3.1 Tariffens komponenter

Den tariffmodell som utvecklats inom projektet utgår från en kombination av tre huvudsakliga komponenter:

- Dynamiska energipriser till grund för **nätbelastningsavgift** och **nätavhjälpningsersättning**
- Dynamisk säkringsavgift / abonnerad effekt inklusive **flexkompensation**
- **Kundspecifik avgift**

Dessa komponenter samverkar för att uppnå två övergripande mål:

1. Att skapa **kostnadsreflektiva och lokalt relevanta prissignaler**
2. Att säkerställa en **rättvis och stabil kostnadsfördelning**

Tariffens utformning bygger på insikten att styrning av flexibilitet behöver ske där den faktiskt gör nytta – det vill säga på **nätstationsnivå**, där de fysiska begränsningarna uppstår.

Till skillnad från traditionella tariffer, som ofta baseras på generella tidsintervall eller individuella toppvärden, kopplar denna modell prissignaler direkt till **nätets aktuella tillstånd**. Detta möjliggör en mer träffsäker styrning av både konsumtion och produktion.

3.2 Dynamiska energipriser, nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

3.2.1 Grundprincip – belastningsgrad

Den centrala styrsignalen i tariffen är ett dynamiskt energipris som baseras på nätstationens belastningsgrad (eng., **station imbalance**).

Detta mått beskriver relationen mellan nettolast (eng., station load) och kapacitet i en nätstation och utgör grunden för att avgöra:

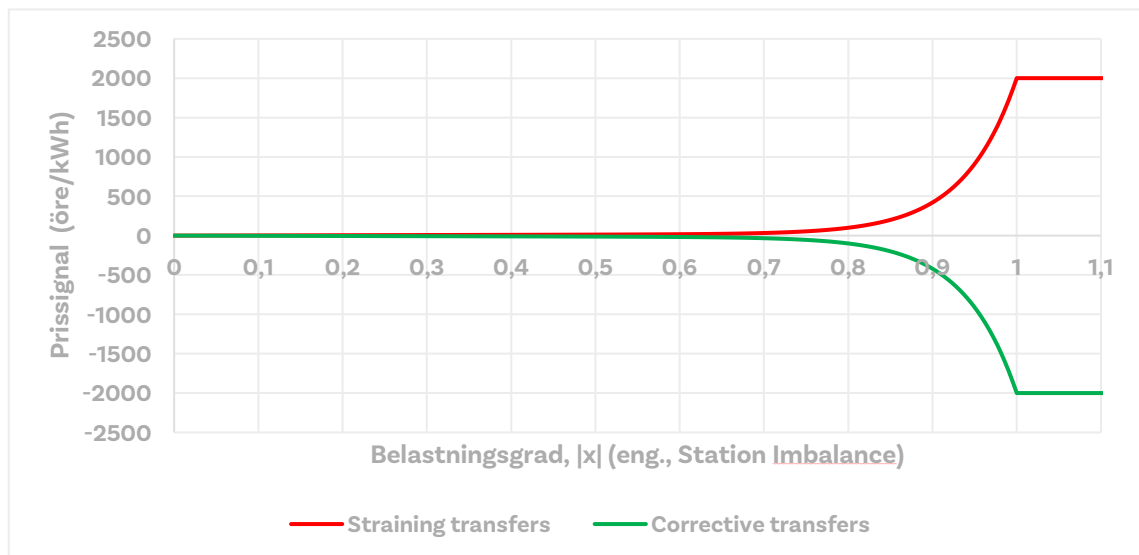
- Om en energioverföring är **belastande** (eng., straining)
- Eller **avhjälpande** (eng., corrective)

Energipriset ökar när belastningsgraden närmar sig kritiska nivåer och minskar eller blir negativt, när energiflöden bidrar till att balansera systemet.

Detta skapar:

- En kostnad för belastande beteende
→ **nätbelastningsavgift** (eng., dominating flow charge)
- En ersättning för avhjälpande beteende
→ **nätavhjälpningsersättning** (eng., non-dominating flow credit)

Modellen är symmetrisk och effektrikttningsneutral, vilket innebär att användning och produktion behandlas likvärdigt beroende på systemets behov.



Figur 15. Pris som funktion av belastningsgrad – symmetrisk kurva. Röd linje Belastande överföringar, grön linje avhjälpande överföringar.

3.2.2 Testad implementation i projektet

I pilotstudien har en förenklad version av energiprissignalen använts, där priset baseras på prognostiserad belastning i respektive nätstation.

Prissignalen:

- Genereras dagen-före med hjälp av en AI-baserad prognosmotor
- Publiceras till abonnenter via ett användargränssnitt
- Kombineras med spotpris till en sammansatt signal

Den sammansatta signalen säkerställer att:

- Spotpriset dominerar vid låg belastning
- Nätpriset dominerar vid lokala kapacitetsproblem

Detta möjliggör en dynamisk prioritering mellan system- och lokalnivå utan att öka komplexiteten för användaren. Se figur 10 och 11 för det sammansatta priset i kapitel 2.2.6 Exempel från projektet.

3.2.3 Utveckling av överliggande nätpriser

Utöver den lokala prissignalen har en metod utvecklats för att inkludera **överliggande nätpriser**.

Grundprincipen är:

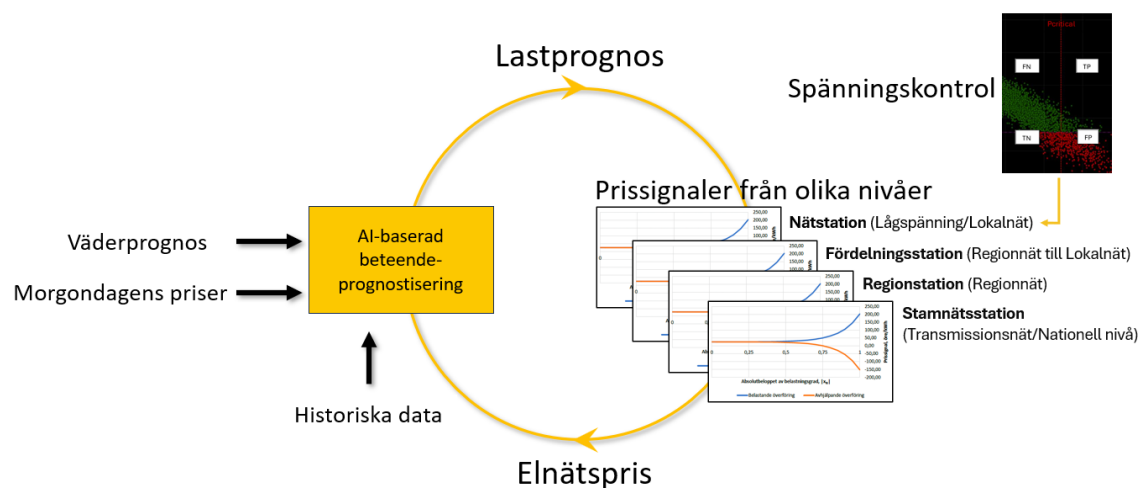
1. Samtliga noder och nätstationer analyseras med avseende på modellerade flöden i noden
→ kostnad eller ersättning (öre) för nettoflöde
2. Det totala nettoflödet relativt varje enskild nod i underliggande nät prognosticeras
→ underlag (kWh) för kostnadstäckning med symmetrisk prissättning
3. I processen distribueras samtliga nodbidrag som överliggande nätpriser till underliggande nätstationer.
→ Uppdaterat underlag för prognostiseringsmotorn

Processen sker iterativt:

- Lokala + överliggande nätpriser (samt spotpriser med mera) påverkar beteenden
- Beteenden påverkar prognosticerad belastning
- Nya prognoser ger nya priser tills ändringen är tillräckligt liten

Detta möjliggör en optimering av hela distributionsnätet, där:

- Lokala problem hanteras lokalt
- Systemproblem hanteras på högre nivå



Figur 16. Iterativa processen även med överliggande nätprissignaler samt spänningskontrol.

Detaljerad metodik återfinns i Bilaga 4. Metod för beräkning av överliggande nätpriser (ONP).

3.2.4 Spänningskontroll som del av prissignalen

En vidareutveckling av modellen är att inkludera **spänningsbegränsningar** i prissättningen.

Spänningsproblem uppstår som:

- Underspänning (vid hög konsumtion)
- Överspänning (vid hög produktion)

Metoden innebär att:

- Kritiska effektgränser identifieras baserat på historiska data
- Dessa gränser ersätter stationens kapacitet i prisFunctionen vid risk
- Prissignalen förstärks innan gränsen nås

Detta innebär att priset reagerar tidigare och mer precist på verkliga nätbegränsningar.

Exempel:

- Vid risk för underspänning höjs priset för konsumtion
- Vid risk för överspänning sänks ersättning för produktion

Metoden bygger på analys av samband mellan spänning och effekt samt optimering av kritiska tröskelvärden för effekt, vilken direkt ersätter stationens statiska kapacitetstak. Följden av ändringen är att belastningsgraden som beror av den dynamiska kapaciteten – liksom energipriserna – ändras. Se Bilaga 5. Metod för hantering av underspänning och Bilaga 6. Metod för hantering av under- och överspänning.

3.2.5 Framtida utveckling – sannolikhetsbaserad prissättning

En central framtida utvecklingsmöjlighet är att låta energipriser reflektera sannolikheten för:

- Överlast
- Spänningsproblem

vid olika nivåer av belastningsgrad.

Detta knyter an till den ursprungliga ambitionen med exponentiella prisFunctioner, där priset ökar kraftigt när risken ökar.

Detta skulle innebära att:

- Prissignalen direkt motsvarar risknivån i nätet
- Incitamenten blir ännu mer kostnadsreflektiva

3.3 Dynamisk säkringsavgift / abonnerad effekt inklusive flexkompensation

Den dynamiska säkringsavgiften utgör tariffens långsiktiga kostnadsfördelningsmekanism och baseras på abonnentens anslutna och avtalade (abonnerade) effekt (kW).

För att möjliggöra starka lokala energiprissignaler utan att skapa systematiska orättvisor introduceras en särskild komponent: flexkompensation.

3.3.1 Grundprincip

Den dynamiska säkringsavgiften syftar till att:

- Fördela fasta och långsiktiga kostnader
- Skapa incitament för rätt dimensionering av anslutningar
- Säkerställa rättvisa mellan abonnenter

Avgiften baseras på abonnerad effekt (kW) och justeras genom **flexkompensation**.

3.3.2 Syfte med flexkompensation

Bakgrunden är att dynamiska energipriserna används vilka fungerar som **lokaliseringssignaler**, vilket innebär att:

- abonnenter i belastade nätstationer exponeras för högre energipriser
- abonnenter i mindre belastade delar av nätet exponeras för lägre priser

Detta är nödvändigt för effektiv styrning, men skulle utan korrigering leda till:

- systematiska kostnadsskillnader mellan geografiska områden
- risk för upplevd orättvisa

Flexkompensationen införs därför som en **anti-lokaliseringssignal**.

Lösningen innebär att:

- Högre energikostnader i en station → lägre säkringsavgift
- Lägre energikostnader → högre säkringsavgift

På så sätt jämnas kostnaden per kW ut över hela nätet.

3.3.3 Grund för flexkompensation

Flexkompensationen som modell bygger på ett tydligt och strikt definierat samband mellan:

- insamlade nätbelastningsavgifter
- utbetald kompensation

Grundprincip

Flexkompensationen är konstruerad så att den totala utbetalningen av flexkompensation exakt motsvarar de totala nätbelastningsavgifterna.

Det innebär att energikomponenten i sin helhet är **budgetneutral på systemnivå**.

Beräkningslogik

För varje nätstation beräknas ett:

- **rullande årsmedelvärde av nätenergi priset**

Detta årsmedelvärde representerar:

- den genomsnittliga exponeringen för lokaliseringssignaler
- stationens relativa belastningsnivå över tid

Flexkompensationen fördelas därefter enligt:

- **linjärt per kW avtalad anslutning**
- proportionellt mot stationens årsmedelpris

Detta innebär att:

- stationer med högre genomsnittliga energipriser får större kompensation per kW
- stationer med lägre energipriser får mindre kompensation

Exakt återföring

Modellen säkerställer att summan av alla utbetalda flexkompensationer exakt motsvarar summan av alla nätbelastningsavgifter.

Detta innebär att ingen över- eller underkompensation uppstår och att energikomponenten inte påverkar nätföretagets totala intäkt.

Tolkning

Flexkompensationen kan tolkas som en återföring av energikostnader men fördelad utifrån **struktur (kW)** snarare än **beteende (kWh)**.

Detta skapar en tydlig separation:

Komponent	Funktion
Energipris	Styr beteende
Flexkompensation	Neutraliserar strukturella skillnader

Konsekvenser

Designen leder till flera viktiga egenskaper som är särskilt viktig för kostnadsreflektivitet och rättvisa:

- 1. Geografisk rättvisa**
Den traditionella fasta avgiften görs dynamisk och styrd av geografiska förutsättning för att kompensera för mätbart försämrade anslutningskapacitet.
- 2. Rättvisa mellan ”stora” och ”små” abonnenter**
Abonnenter som nyttjar nätet mer än normalt i områden med högre energipriser behöver mer flexibilitet än i områden med lägre energipriser.
- 3. Bevarade incitament**
Energipriserna kan vara kostnadsreflektiv för optimal drift eftersom flexkompensationen säkerställer rättvisa.
- 4. Stabilitet över tid**
Årsmedelvärdet gör modellen robust mot kortsiktiga variationer och leder till bevarade av kraftigare incitament de säsonger när nätet är som hårdast belastat.
- 5. Transparens**
Sambandet mellan energipriser och kompensation är tydligt och spårbart.

3.3.4 Tidigare modell

Under projektets testperiod har en äldre version av flexkompensation använts som fördelar en stations nätbelastningsavgifter inom samma station, men per kW. Den direkta återföringen kan i första anblick tyckas rättvis som anti-lokaliseringssignal, där den totala nätkostnaden blir i snitt exakt lika stor i nätföretagets hela nät. Men när det vägs in att olika stationer kan ha mycket olika belastning på nätet så ses det att modellen varken är kostnadsreflektiv eller rättvis.

Denna äldre modell har dock använts vid bestämning av testpiloternas fakturor under testets gång. Ändringen till den nya flexkompensationen innebär helt enkelt att energiprisets årsmedel blir avgörande, hellre än hur stora nätbelastningsavgifter som stationen i snitt inhämtat per kW anslutning. Som helhet är skillnaden under felmarginalen (-2,6 %) för testpiloterna, när den nya jämförs med den äldre flexkompensationen.

Läs mer om flexkompensationerna i Bilaga 3. Flexkompensation.

3.4 Kundenspecifik avgift

Den kundspecifika avgiften omfattar mätning, fakturering och administration. Avgiften är fast, individuell och oberoende av beteende.

Denna komponent förändras inte i tariffdesignen, men har separerats från övriga delar för ökad transparens och kostnadsreflektivitet.

3.5 Samlad funktion och egenskaper

Tariffens tre komponenter samverkar enligt följande:

Komponent	Funktion
Energipris	Styr beteende
Säkringsavgift	Säkerställer genom en flexkompensation rättvis kostnadsfördelning
Kundavgift	Täcker administrativa kostnader

Detta skapar ett system där:

- Incitament alltid och endast är så starka som behövs
- Kostnader alltid är rättvist fördelade
- Flexibilitet alltid används för mest nytta – både för nätets och det lokala- samt hela elsystemet skull

3.6 Sammanfattande designprinciper

Tariffen bygger på följande principer:

- **Kostnadsreflektivitet** – kostnader placeras där de uppstår
- **Lokal precision** – signaler ges där problem uppstår
- **Symmetri** – användning och produktion behandlas likvärdigt
- **Rättvisa** – kostnad per kW med hänsyn till lokala energipriser
- **Automationsvänlighet** – förenklar styrning av flexibilitet
- **Budgetneutral** – säkerställer alltid att nätföretagets kostnader täcks

4 Resultat

4.1 Användarrespons och sociala aspekter

För att komplettera de tekniska och ekonomiska resultaten har även piloternas upplevelse av testet analyserats genom en enkätundersökning. Syftet är att fånga användaracceptans, förståelse av prissignalen samt upplevda möjligheter och hinder för flexibilitet. Frågorna återges i Bilaga 1, Enkätundersökning - Användarrespons och sociala aspekter.

4.1.1 Användning och förståelse av prissignalen

Majoriteten av piloterna uppger att prissignalen varit enkel att följa och använda i vardagen. Användningen varierar något mellan deltagarna, där de flesta följt signalen dagligen eller flera

gångar per dag, medan några använt den ett par gånger per vecka och en av piloterna har inte använt den alls.

”Jag tycker att det har varit lätt att se och följa priserna tack vare mobilappen.”

De flesta piloter uppger att de i första hand följt priset utan att närmare analysera orsakerna bakom variationerna.

”Följer priset för att veta när jag bäst kan ladda bilen/tvätta/köra diskmaskinen, inte funderat så mycket mer.”

Upplevelsen av SMS-utskicken varierar mellan deltagarna. Vissa uppger att de haft stor nytta av dem, medan andra i mindre utsträckning använt dem eller upplevt informationen som överflödigt eller begränsad.

4.1.2 Upplevelse av den kombinerade prissignalen

Den sammansatta prissignalen, där elhandelspris och elnätspris presenteras som ett gemensamt pris, upplevs genomgående som positiv. Så gott som alla piloter anser att detta förenklar tolkningen jämfört med att hantera flera separata prisnivåer. Detta indikerar att komplexiteten i att hantera flera separata prissignaler potentiellt kan utgöra ett hinder för aktivt deltagande.

Samtliga tycker att det varit enkelt att ta till sig när det är fördelaktigt att agera.

4.1.3 Beteendeförändringar och flexibilitet

En majoritet av piloterna uppger att prissignalen har påverkat deras elanvändning. Den vanligaste anpassningen har varit att flytta elanvändning i tid, framför allt för elbilsladdning och uppvärmning men även för användning av vitvaror.

För vissa verksamheter, såsom rökeriet i pilotstudien, har även mer specifika processer kunnat styras, exempelvis avfrostningsintervall. Detta visar att även mer nischade laster kan bidra till flexibilitet när rätt styr signaler och tekniska lösningar finns på plats.

Det framgår att flera deltagare redan innan projektet arbetade aktivt med att styra sin elanvändning utifrån spotpris.

4.1.4 Incitament och upplevd nytta

Pilotariffen upplevs i huvudsak ha gett ett reellt incitament att vara flexibel. Flera deltagare uppger att de blivit mer medvetna om sin elanvändning och i högre grad följer prisutvecklingen.

Även i de fall där den faktiska beteendeförändringen varit begränsad har projektet bidragit till ökad förståelse för hur elsystemet fungerar och hur den egna elanvändningen påverkar både kostnader och nätbelastning.

4.1.5 Förtroende och upplevd rimlighet

Prissignalen upplevs i stor utsträckning som rimlig och i linje med elnätets behov. Förtroendet för att signalen speglar verkliga förhållanden är högt, även om vissa deltagare uttrycker osäkerhet kring hur signalen genereras.

Tariffmodellen upplevs i huvudsak som rättvis utifrån deltagarnas egna förutsättningar, vilket är en viktig faktor för långsiktig acceptans.

4.1.6 Mobilapplikation och gränssnitt

Så gott som samtliga piloter upplevde Ngenics gränssnitt som enkelt att ta till sig och att det varit enkelt att förstå när man ska agera. Detta visar att visualisering och tillgänglighet av prissignalen är avgörande för att möjliggöra användning i praktiken.

4.1.7 Hinder och begränsningar

Ett återkommande hinder som identifierats är begränsad tillgång till automatiserad styrning. Flera piloter uppger att manuell anpassning av elanvändning är tidskrävande och svår att upprätthålla över tid.

Detta bekräftar en central lärdom från projektet: att potentialen för flexibilitet i praktiken är starkt beroende av tillgången till enkla och tillförlitliga automatiseringslösningar.

Även individuella förutsättningar påverkar möjligheten att agera på prissignalen. Exempelvis kan frånvaro från bostaden, verksamhetens krav eller redan optimerad elanvändning begränsa ytterligare flexibilitet.

4.1.8 Framtida potential och investeringar

De flesta piloter ser potential i att investera i flexibilitetslösningar, såsom batterilagring eller styrsystem, särskilt om denna typ av prissignal finns kvar över tid.

Samtidigt framhålls att sådana investeringar i hög grad förutsätter ökad automatisering, bättre användarstöd och vägledning. Utan detta riskerar tröskeln att vara för hög för många användare.

4.1.9 Syn på tariffmodeller

En tydlig observation är att samtliga piloter föredrar en löpande, behovsbaserad prissignal framför traditionella effekttariffer baserade på enstaka toppar.

Effekttariffer upplevs i vissa fall som kontraproduktiva, missvisande och potentiellt orättvisa, medan en dynamisk prissignal anses ge bättre möjlighet att anpassa elanvändningen efter faktiska behov i nätet.

”Jag tycker att löpande priser utifrån det faktiska behovet är bättre eftersom det ger en bättre flexibilitet. Det känns mer rimligt då de speglar den verkliga elförbrukningen och ger en bättre chans att anpassa verksamheten och minska kostnaderna.”

4.1.10 Sammanfattande slutsatser

Sammanfattningsvis visar enkätresultaten att den lokala prissignalen har en hög grad av acceptans och upplevs som både begriplig och relevant. Den sammansatta prissignalen förenklar användningen och bidrar till att fler kan ta del av styrsignalen utan avancerad analys.

Samtidigt framgår att realiserad flexibilitet i hög grad är beroende av tekniska förutsättningar, särskilt automatiserad styrning. För att uppnå full potential krävs därför lösningar som kombinerar tydliga prissignaler med användarvänlig och integrerad teknik.

Resultaten visar därmed att användaracceptans i sig inte är den begränsande faktorn, utan att den huvudsakliga utmaningen ligger i att tillhandahålla tekniska lösningar som möjliggör enkel och automatiserad respons, utan att kräva kontinuerlig manuell uppföljning från användaren.

”Det har verkligen varit intressant och lärorikt (även om jag fortfarande tycker det är komplicerat med elsystem.) Jag har blivit mer medveten om hur vi använder vår el och vad vi kan göra för att bidra till ett mer hållbart elsystem och för att spara pengar. I slutänden är ju det ekonomiska incitamentet en viktig del. Det här har verkligen blivit en ny vana och även efter projektet ser jag varje dag på elpriserna och när jag ska passa på att till exempel tvätta.”

4.2 KPI Resultat

Den kvantitativa analysen syftar till att beskriva hur belastningsmönster och kritiska tillstånd i nätet utvecklats under testperioden, samt i vilken utsträckning piloternas beteende påverkat dessa.

4.2.1 Övergripande belastningsnivå

Analysen visar att den studerade nätstationen generellt uppvisar en låg belastningsgrad i förhållande till kapacitetstaket. Medelvärdet av den relativa belastningen ($|x|$) ligger under större delen av perioden kring 40–50 % av tillgänglig kapacitet, med endast enstaka perioder där högre nivåer uppnås.

Detta innebär att nätet under normal drift befinner sig långt från kritiska nivåer ($|x| \geq 0,8$).

4.2.2 Kritikalitet över tid

Kritikaliteten (KPI1), som är ett icke-linjärt mått av belastningsgraden, är genomgående låg under hela analysperioden. Endast små variationer observeras mellan före- och efterperiod.

Detta beror på att kritikalitetsfunktionen ökar kraftigt först vid höga belastningsnivåer. Eftersom dessa nivåer sällan uppnås, blir det aggregerade måttet lågt och relativt stabilt över tid.

4.2.3 Belastning över definierade tröskelvärden

För att bättre fånga nätets kritiska tillstånd har analyser genomförts för olika belastningsgränser.

Vid en belastningsgräns på $|x| > 0,4$ observeras att:

- andelen tid över gränsen varierar mellan månader
- hög belastning uppstår i tydligt avgränsade perioder
- stora delar av året uppvisar låg eller obefintlig förekomst över tröskeln

Detta visar att belastningsproblem inte är kontinuerliga utan uppstår episodiskt.

4.2.4 Omvänd effektriktning

Analysen visar att omvänd effektriktning (nettoexport) förekommer under en betydande andel av tiden. I det analyserade fallet uppgår denna andel till cirka 10 %.

Vidare framgår att perioder med hög export generellt inte sammanfaller med perioder av hög belastning, vilket indikerar att import- respektive exportdominerad drift utgör olika typer av nätpåverkan.

4.2.5 Piloternas påverkan på belastning

Piloternas påverkan på belastningen har analyserats relativt kontrollgruppen. För KPI 1 för samtliga mätvärden uppgår den relativa förändringen till cirka: **+2,1 % på årsbasis**

Resultaten varierar mellan månader och mellan enskilda piloter, men någon tydlig systematisk påverkan på stationsnivå kan inte identifieras inom detta intervall. Detta är också förväntat. Låg belastning ger låga kostnader för den löpande driften, och låga priser har låga möjligheter att påverka abonnenters beteende.

4.2.6 Betydelsen av belastningsgräns

Resultaten visar att valet av belastningsgräns har stor betydelse för analysens utfall.

Vid lägre tröskelvärden inkluderas stora delar av normal drift, vilket innebär att effekter av flexibilitet dämpas i aggregerade mått. Vid högre tröskelvärden isoleras istället de mest belastade driftfallen, vilket ger en tydligare bild av potentiella effekter.

4.3 Piloternas avgift i förhållande till tidigare tariff

En direkt jämförelse mellan den dynamiska tariffmodellen och traditionella nättariffer bör tolkas med försiktighet, då modellerna bygger på olika principer och syften. Den dynamiska modellen är utformad för att spegla det aktuella tillståndet i nätet och styra beteenden i realtid, medan traditionella tariffer i större utsträckning baseras på schabloner eller historiska mönster.

Syftet med denna jämförelse är därför inte att avgöra vilken tariff som är "bäst", utan att illustrera hur olika typer av abonnenter påverkas av en modell som i högre grad är kostnadsreflektiv och lokalt anpassad.

Analysen omfattar fyra pilotfall, varav två inte aktivt styrt sin elanvändning efter prissignalen och två som i varierande grad anpassat sin användning genom både manuell och automatiserad styrning. Detta möjliggör en jämförelse mellan tariffens strukturella effekter och effekter som uppstår genom aktivt beteende. För fullständiga jämförelserapporter av de 10 testpiloterna se Bilaga 7. Individuella pilotresultat och kostnadsanalyser.

Resultaten baseras på en 13-månadersperiod (mars 2025 till mars 2026). Inom ramen för pilotprojektet har deltagarna garanterats att inte få ökade kostnader jämfört med tidigare tariff, samtidigt som möjligheten att minska kostnaderna funnits.

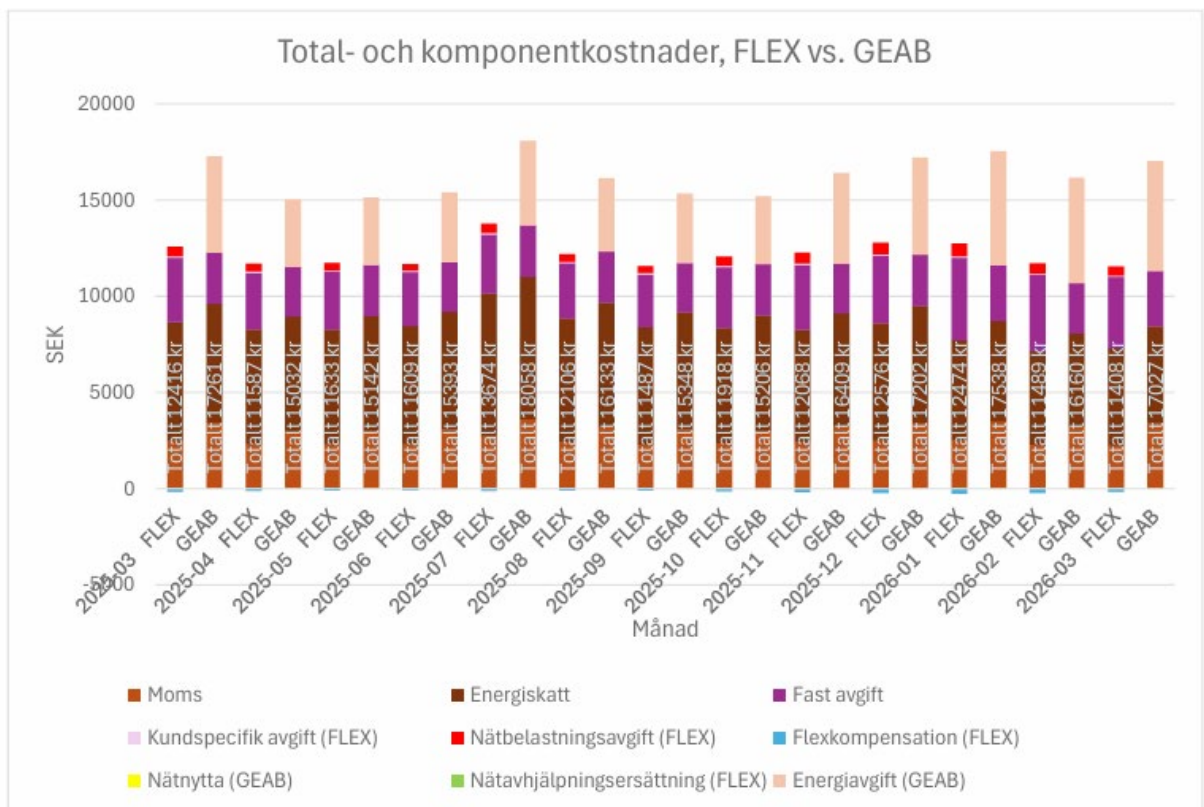
4.3.1 Livsmedelsbutik

Säkring: 80 A
Medel-maxeffekt (periodvärde): 26,92 kW (48,57 %)
Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 34,8 %
Ingen produktion
Ingen aktiv styrning

Med FLEXTariffen har totalkostnaden sjunkit med 55 465 kronor (26,2 %) över perioden relativt T4-tariffen (Tidstariff, GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har sjunkit med 44 372 kronor (48 %) över perioden relativt T4-tariffen (Tidstariff, GEAB). En tariffkorrigeringsmedel med totalt 18 494 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med GEAB för testpiloter.

Trots att ingen aktiv styrning skett har abonnenten fått en betydande kostnadsreduktion. Den observerade kostnadsreduktionen beror till stor del på flexstariffens lägre energikomponent, vilket i högre grad premierar en hög utnyttjandegrad av anslutningen. Anledningen är att tidigare energiavgift inte varit kostnadsreflektiv i samma utsträckning. När överliggande nätpriser läggs till kommer sannolikt priserna öka något. I ett relativt starkt nät som normalt har minimal risk för spänningsproblem bör priserna fortfarande vara lägre än i traditionella nättariffer. Det viktiga är att avgifter för överföringar på elnätet inte är högre än de verkliga kostnader som uppstår.

I skillnad mellan den äldre och den nya flexkompensationen ger den nya 2 kronor (1,5 %) mer till abonnenten för januari 2026. Versionsbytet gav i snitt 2,6 % lägre flexkompensation för samtliga piloter. Ändringen innebar att butikens flexstariff ökat från 31 % till 31,2 % av nätbelastningsavgiften.



Figur 23. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionelle GEAB tariffen med indelning av de ingående tariffkomponenterna. Här Livsmedelsbutiken.

4.3.2 Reningsverk med en stor solcellsanläggning

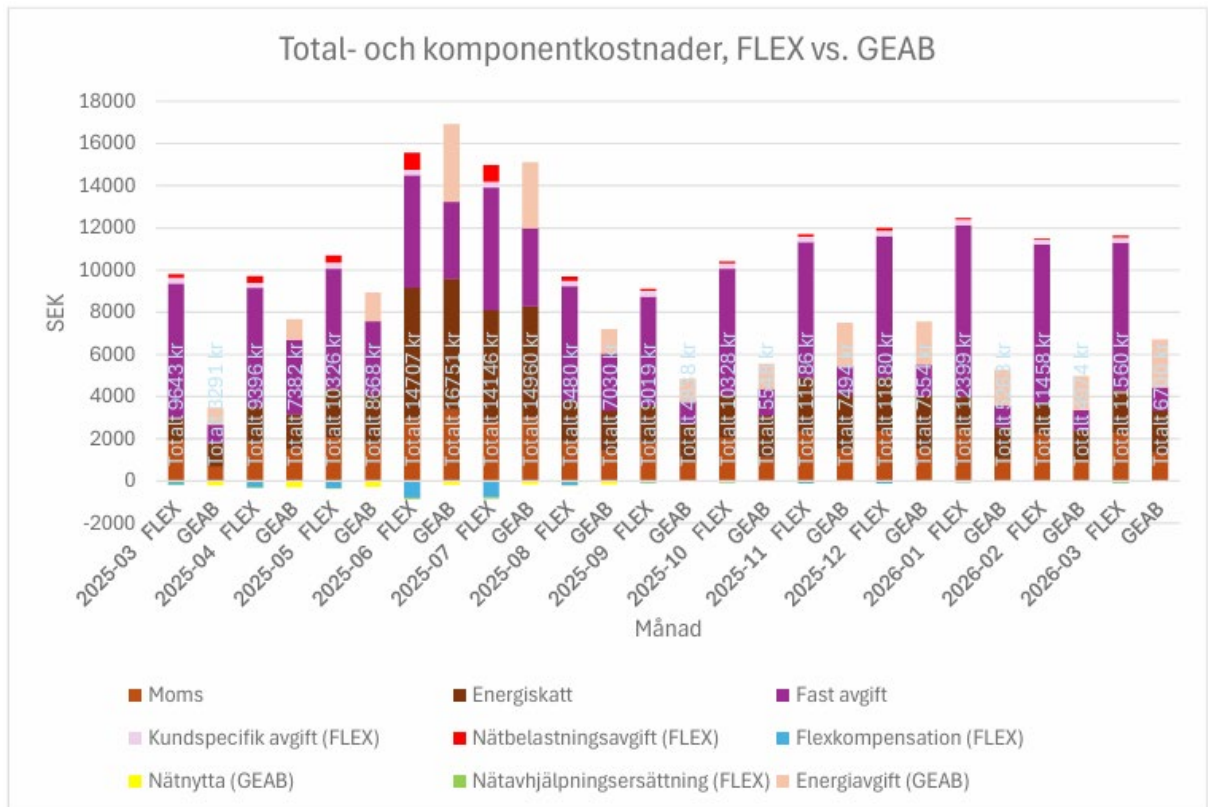
Säkring: 160 A
Medel-maxeffekt (periodvärde): 29,46 kW (28,06 %)
Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 9,8 %
Solcellsanläggning: 54 kW
Ingen aktiv styrning

Med FLEXTariffen har totalkostnaden stigit med 45 475 kronor (45,3 %) över perioden relativt N4-tariffen (Effekttariff, GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har stigit med 36 586 kronor (76,5 %) över perioden relativt N4-tariffen (Effekttariff, GEAB). En tariffkorrigeringsmedel med totalt 0 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med GEAB för testpiloter.

Reningsverket har därmed fått en kraftigt ökad kostnad under testperioden. Orsaken är att anslutningsstorleken är betydligt större än vad som vore nödvändigt. Flextariffens dynamiska säkringsavgift (eller avgift för abonnerad effekt) baseras på säkringens eller anslutningens storlek samt på flexkompensationen. I detta fall är anslutningens storlek tydligt för stor, där medelmaxeffekt under hela testperioden var i snitt 29,5 kW eller 28 % av anslutningsstorleken. Medelutnyttjningsgraden var samtidigt cirka 10 % för hela testperioden. Det finns sannolikt en stor potential att minska anslutningsstorleken.

Abonentens nättariff hos GEAB är en effekttariff baserad på medelmaxeffekt, där maxeffekt är medelvärdet av månadens två högsta toppar. Reningsverkets nätavgifter till GEAB var därför naturligtvis lägre.

Reningsverket är också ett perfekt exempel för att visa på hur den i testets äldre version av flexkompensationen fungerar, eftersom den alltid motsvarar 100 % av reningsverkets nätbelastningsavgifter. Orsaken är att reningsverket är ensam i sin station. Ändringen till den nya flexkompensationen (som baseras på årsmedelpriset i stationen) innebar i januari 2026 som exempel i stället för 100 % en kompensation på 268 % av nätbelastningsavgiften, eller 130 kronor där nätbelastningsavgiften var 77 kronor.



Figur 24. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionella GEAB tariffen med indelning av de ingående tariffkomponenterna. Här reningsverket.

4.3.3 Rökeri med restaurangverksamhet

Säkring: 160 A

Medel-maxeffekt (periodvärde): 55,23 kW (49,82 %)

Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 20,7 %

Ingen produktion

Aktiv styrning (främst avfrostning)

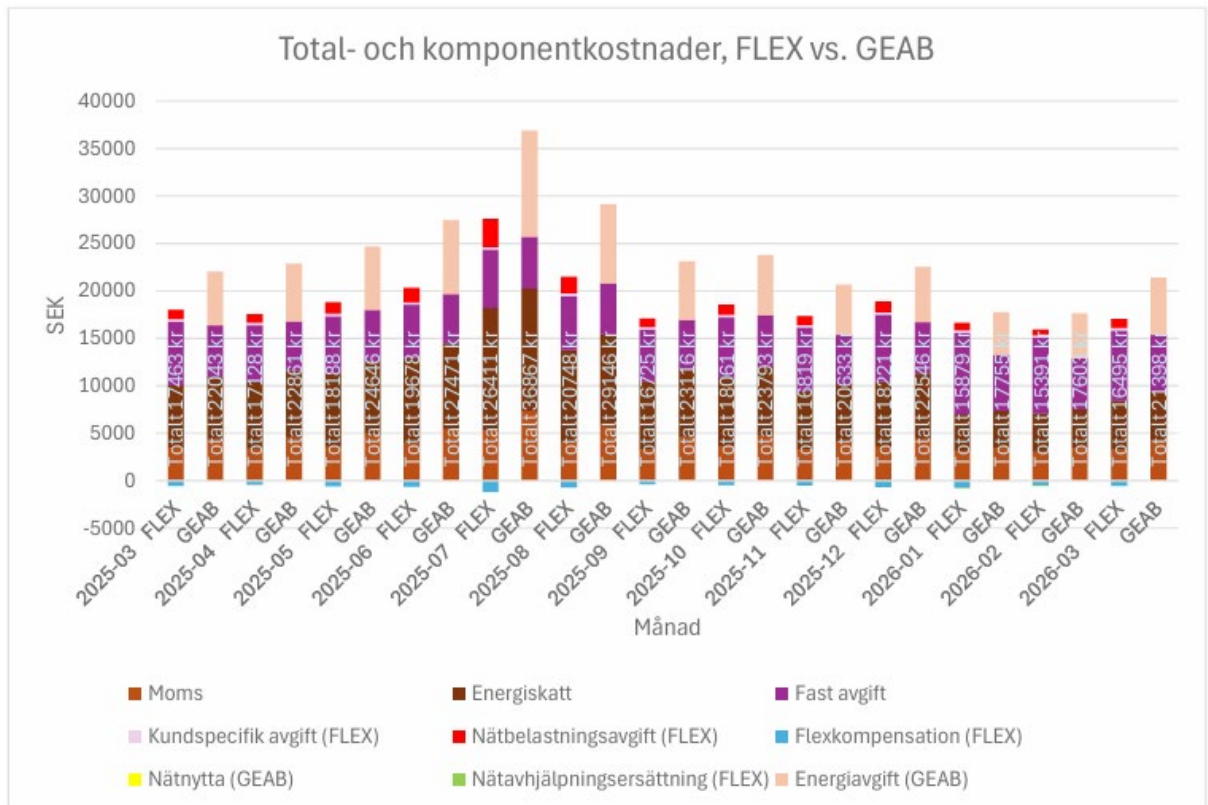
Med FLEXTariffen har totalkostnaden sjunkit med 72 670 kronor (23,5 %) över perioden relativt E4-tariffen (Enkeltariff, GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har sjunkit med 58 136 kronor (37,6 %) över perioden relativt E4-tariffen, (Enkeltariff, GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 30 962 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med GEAB för testpiloter.

Abonnenten har under testperioden haft en medel-maxeffekt 55 kW eller knappt 50 % av anslutningsstorleken

Större abonnenter förlorar i högre utsträckning på att vara i svaga nät eftersom kostnadsreflekta energipriser är högre där. Det ger rätt signaler för mer balans i elnätet. Här ser vi att Rökeriet ligger under en station med lägre kapacitet än Livsmedelsbutiken gör. Därav har Livsmedelsbutiken gjort en större procentuell besparing trots att de inte flyttat någon last efter prissignalen.

Skillnaden mellan den äldre och nya flexkompensationen ger att Rökeriets flextariff ökat från 59 % till 64 % av nätbelastningsavgiften. Det visar på att energipriser har varit cirka dubbelt så höga

i Rökeriets station i förhållande till Livsmedelsbutiken. Det bekräftar resonemanget om att en stor kund i ett svagt nät utsätts för högre incitament att vara flexibel.



Figur 25. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionella GEAB tariffen med indelning av de ingående tariffkomponenterna. Här rökeriet.

4.3.4 Ett mindre lantbruk

Säkring: 35 A

Medel-maxeffekt (periodvärde): 20,31 kW (83,74 %)

Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 17,2 %

Solceller: 32 kW

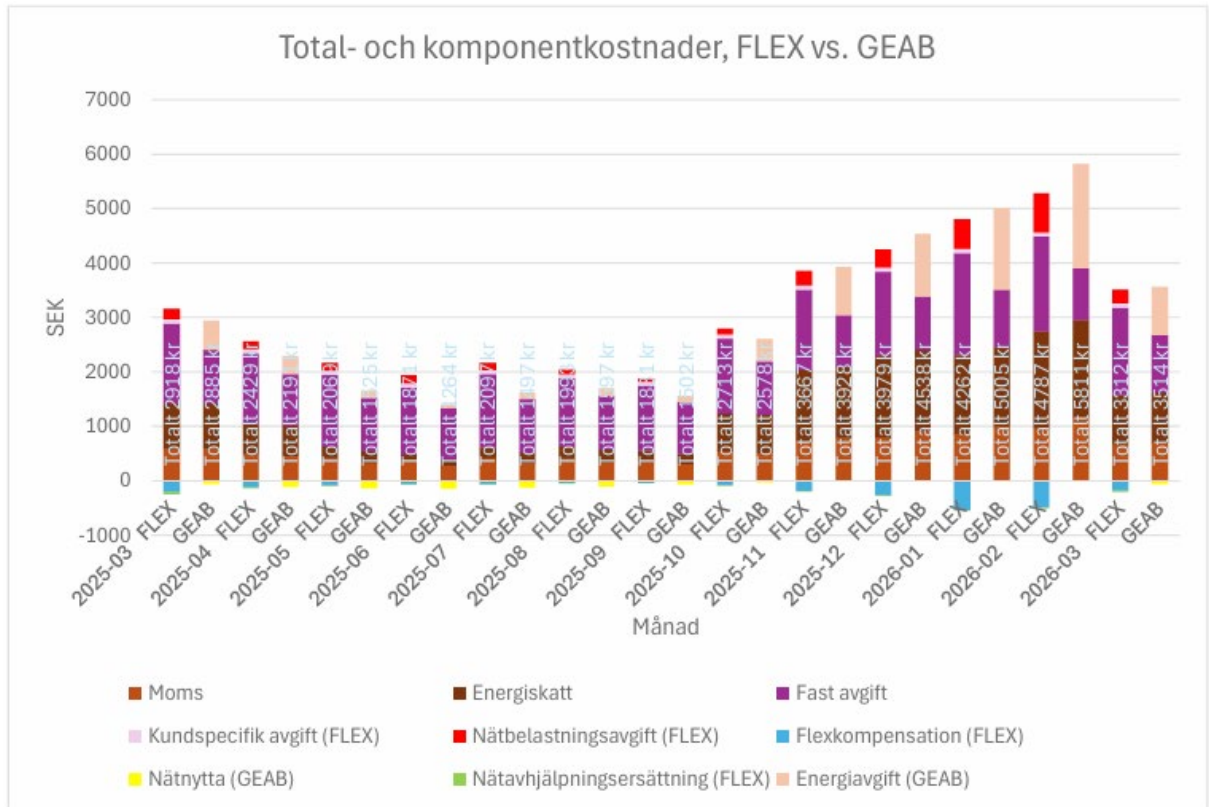
Batteri: 29 kWh

Flera elbilar och automatiserad värmepumpsstyrning

Med FLEXTariffen har totalkostnaden stigit med 94 kronor (0,2 %) över perioden relativt T4 tariffen (Tidstariff, GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har stigit med 212 kronor (1,1 %) över perioden relativt T4-tariffen (Tidstariff, GEAB). En tariffkorrigerig med totalt 0 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med GEAB för testpiloter.

Detta lantbruk har en relativt hög utnyttjandegrad och kan därmed betraktas som en medelstor till större abonnent i sammanhanget. Stationen har också relativt höga energipriser vilket enligt tidigare resonemang innebär mindre gynnsamma förutsättningar för abonnenter med högre belastning. Men tack vare aktiv styrning efter prissignalen och stora flexibla resurser blir resultatet för detta lantbruk i samma storleksordning som GEAB tariffen.

Skillnaden mellan den äldre och nya flexkompensationen ger att detta Lantbruks flextariff ökat från 73 % till 52,5 % av nätbelastningsavgiften.



Figur 26. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionelle GEAB tariffen med indelning av de ingående tariffkomponenterna. Här Lantbruk nr 3.

4.3.5 Sammanfattande observationer

De fyra exemplen visar att utfallet i den dynamiska tariffmodellen varierar beroende på abonnentens flexibilitet, produktionsprofil och lokala nätförhållanden.

Abonnenter som aktivt anpassar sin elanvändning kan i flera fall reducera sina kostnader, medan abonnenter med begränsad flexibilitet eller hög produktion i vissa nätpunkter i stället kan få ökade kostnader. Samtidigt visar jämförelsen att även abonnenter som inte aktivt styr efter pris-signalen kan påverkas av tariffens utformning, vilket understryker betydelsen av hur incitamenten är inbyggda i modellen.

Resultaten indikerar därmed att tariffdesignen i sig har en betydande påverkan på kostnadsutfallet, oberoende av aktivt användarbeteende. Detta belyser vikten av att analysera både strukturella effekter och beteendeeffekter vid utvärdering av nya tariffmodeller.

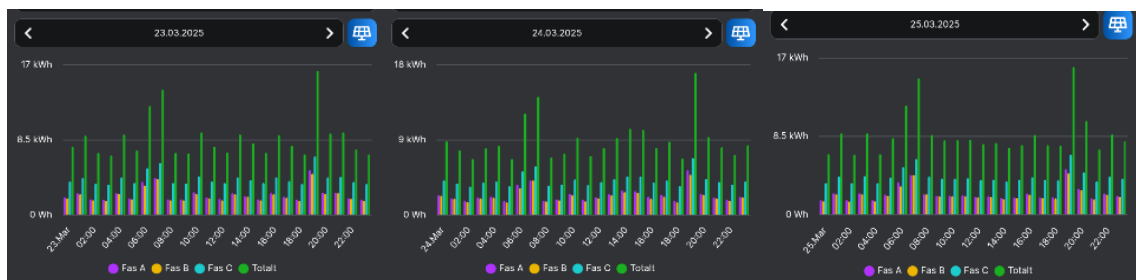
Att abonnenter med hög produktion får en högre avgift kan också förklaras genom att testet inte inkluderar överliggande näts prissignaler.

4.4 Effekter av prisstyrning – fallstudie av Rökeriet

För att konkret illustrera hur den sammansatta prissignalen påverkar elanvändning och kostnader presenteras här ett fall från en av testpiloterna. Exemplet visar hur en styrbar last kan anpassas efter prissignalen och därigenom bidra till både minskade elhandelskostnader och ett mer nätappassat beteende.

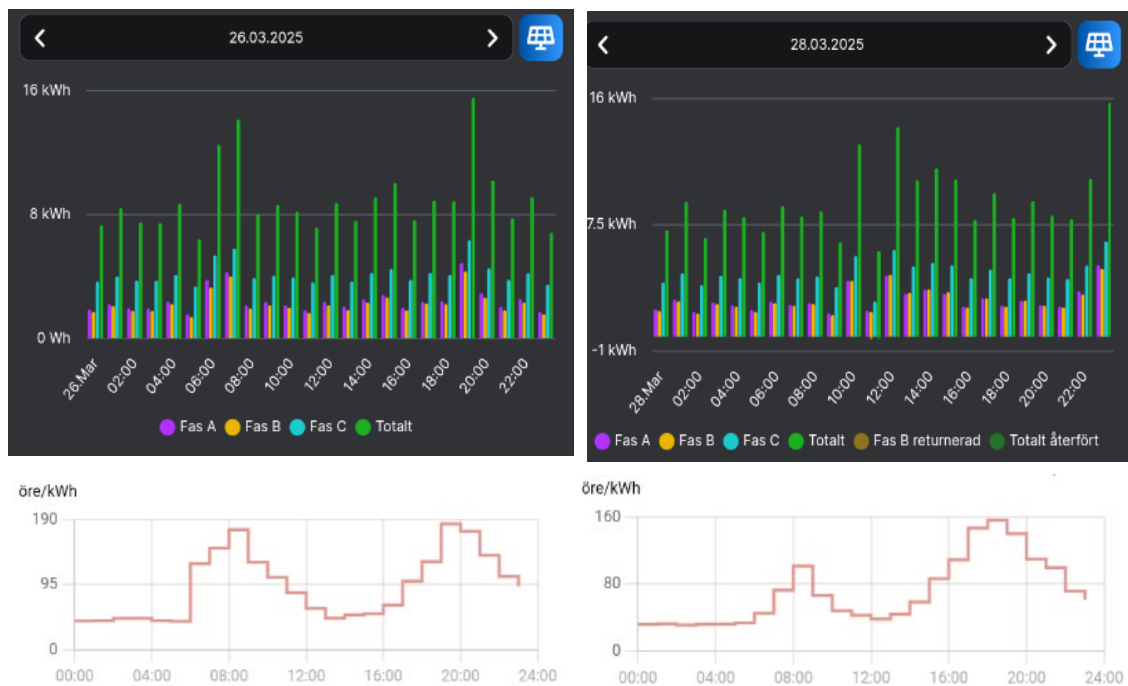
Det sammansatta priset, bestående av SE3 spotpris och ett lokalt elnätspris, innebär att situationer kan uppstå där ett lågt spotpris sammanfaller med ett högt lokalt nätpris. Vid dessa tillfällen motverkas incitamentet att enbart följa spotpriset. Eftersom tariffen endast påverkar priset vid lokala kapacitetsbegränsningar är sådana situationer dock relativt ovanliga i testområdet. Detta visar hur den lokala prissignalen kan korrigera beteenden som annars skulle förstärka belastningen i nätet.

Ett konkret exempel utgörs av en av testpiloterna, ett rökeri med restaurangverksamhet, där styrning av avfrostningsintervall har implementerats. Avfrostningen utgör en betydande del av rökeriets effektuttag, vilket framgår som återkommande effekttoppar i figur 27. Avfrostningen utgör en diskret och styrbar last med hög effekt utan krav på när den utförs över dygnet, vilket gör den väl lämpad för prisbaserad styrning. I detta fall ska minst två avfrostningar ske per dygn.



Figur 27. Avfrostning sker två gånger per dygn under en timma vardera. De tydliga topparna markerar tillfällena avfrostning sker.

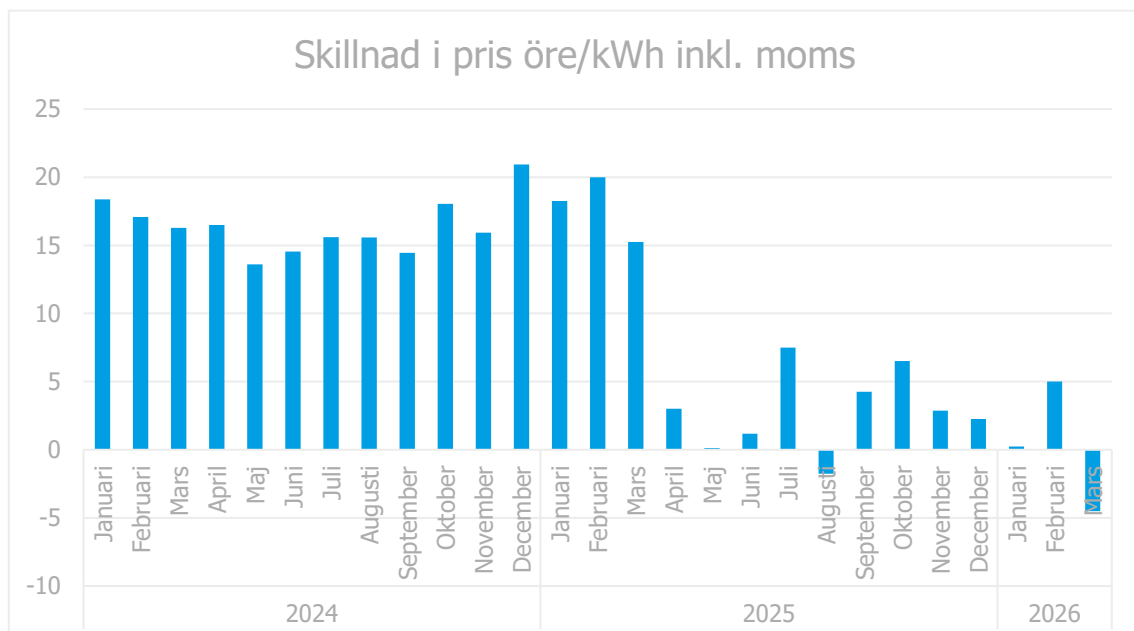
Styrning av avfrostningen infördes den 28 mars 2025, vilket kan observeras i mätdata från perioden 26–28 mars i Figur 28. Efter införandet anpassas avfrostningscyklerna i högre grad efter prissignalen, vilket möjliggör en mer flexibel drift.



Figur 28. Mellan den 26e och 28e mars 2025 infördes styrning efter prissignalen. De tydliga effekttopparna flyttas från att väldigt frekvent ha legat under de dyraste timmarna till timmar med väsentligt lägre priser.

Figur 29 visar skillnaden mellan månadsmedelspotpriset för SE3 och rökeriets faktiska timbase-
rade elpris för perioden januari 2024 till mars 2026. Differensen används som ett mått på hur väl
elanvändningen följer spotprisets variationer. En positiv differens innebär att ett månadsbaserat
rörligt avtal hade varit mer fördelaktigt, medan en negativ differens indikerar att spotprisexpone-
ring ger en kostnadsbesparing.

En tydlig förändring kan observeras efter mars 2025, då styrningen av avfrostningen infördes. Dif-
ferensen minskar från cirka 17 öre/kWh till cirka 2 öre/kWh, vilket visar att elanvändningen i
högre grad anpassas till prisvariationerna.



Figur 29. Elhandelspriset sjunker i snitt med 15 öre/kWh i förhållande till spotpriset under testperioden vilket motsvarar en besparing på cirka 30 000 kr.

Resultatet visar tydligt att styrningen av avfrostningsintervall, i kombination med den sammansatta prissignalen, har minskat rökeriets elhandelskostnader avsevärt. Samtidigt bidrar styrningen till att flytta belastning bort från perioder med hög lokal nätbelastning, vilket är centralt ur ett systemperspektiv. Under projektets testperiod hade rökeriet en förbrukning på ca 200 000 kWh. Differensen på ca 15 öre/kWh under denna period utgör en total besparing på ca 30 000 kr.

Även om den sammansatta prissignalen i enskilda tidsintervall kan ge ett mindre fördelaktigt utfall jämfört med att enbart följa spotpriset, visar resultaten att den långsiktiga effekten över månader och år är positiv. Spotpriset förblir den dominerande faktorn över tid, medan den lokala prissignalen säkerställer att flexibiliteten används där den gör störst nytta för nätet.

5. Diskussion

5.1 Förhållandet mellan spotpris och lokal prissignal

Resultaten från pilotstudien visar att lokala prissignaler kan fungera som ett effektivt komplement till spotpriset för att styra elanvändning i distributionsnätet. Genom att kombinera spotpriset med ett lokalt elnätspris skapas en signal som bättre speglar de faktiska förhållandena i det lokala nätet.

Detta illustreras tydligt i fallet med rökeriet, där styrning baserad på den sammansatta prissignalen har lett till både lägre kostnader och ett mer nätanpassat beteende.

Vid en första anblick kan det framstå som att den lokala prissignalen motverkar spotpriset, men resultaten visar att de i stället fungerar som komplement. Spotpriset speglar tillgång och efterfrågan på systemnivå, medan den lokala prissignalen fångar begränsningar och behov i det lokala nätet. Resultaten visar därmed att flexibilitet inte per automatik leder till ett bättre utnyttjande av elnätet. När flexibilitet enbart styrs av överliggande prissignaler, såsom spotpriset, finns en risk att många aktörer agerar samtidigt på samma signal, vilket kan skapa lokala belastningsproblem. Detta innebär att flexibilitet i vissa fall kan bli kontraproduktiv ur ett nätperspektiv om den inte

kompletteras med lokala styrsignaler. Användarflexibilitet kan därmed styras så att den går från att riskera att belasta det lokala nätet till att bli en värdefull tillgång för systemet.

Över tid är spotpriset fortsatt den dominerande drivkraften för elanvändning, medan den lokala signalen främst påverkar beteendet under perioder då nätet närmar sig kapacitetsgränser. Detta innebär att incitamenten för flexibilitet kontinuerligt skiftar mellan system- och lokal nivå, utan att användaren behöver förhålla sig till flera separata signaler.

Denna samverkan mellan olika prisnivåer framstår som central för att möjliggöra en effektiv användning av flexibilitet, där resurser styrs dit de gör störst nytta i systemet. Detta utgör en grundläggande princip för hur lokala prissignaler kan komplettera befintliga marknadssignaler i framtida tariffmodeller.

Samtidigt som lokala kapacitetsbegränsningar uppstår visar tidigare studier att stora delar av elnäten ofta är underutnyttjade. Detta innebär att utmaningen inte enbart handlar om kapacitetsbrist, utan i hög grad om hur befintlig kapacitet används.

Resultaten visar även att det lokala nätets kapacitet och belastningssituation har stor påverkan på kostnadsutfallet. Abonnenter anslutna till svagare nät med högre belastning exponeras för starkare prissignaler, vilket skapar större incitament för flexibilitet jämfört med abonnenter i starkare nät.

5.2 Användarbeteende och faktisk flexibilitet

Enkätresultaten visar att användaracceptansen för den lokala prissignalen är hög. Piloterna upplever generellt att signalen är enkel att förstå och använda, särskilt i kombination med en tydlig visualisering i mobilapplikationen. De flesta beskriver att de följt signalen utan att i någon större utsträckning analysera bakomliggande faktorer, samtidigt som intresset för elmarknaden och möjligheten att flytta laster i tid har ökat markant.

De laster som upplevts enklast att styra är främst elbilsladdning, uppvärmning och vitvaror. Samtidigt uppger en majoritet att prissignalen motiverar investeringar i flexibilitet, framför allt i batterilagring men även i styrsystem och användargränssnitt.

Den sammansatta prissignalen upplevs som enklare att ta till sig än flera separata styrsignaler. Samtidigt uttrycks ett behov av mer avancerade vyer där de ingående komponenterna kan analyseras separat. Detta indikerar att en enkel grundpresentation kan kombineras med mer avancerade funktioner för användare med högre intresse.

Resultaten visar därmed att användargränssnitt och informationspresentation inte utgör en begränsande faktor för denna typ av styrsignal.

Samtidigt varierar graden av faktisk användning och beteendeförändring mellan deltagarna. Denna variation kan i stor utsträckning förklaras av individuella förutsättningar, såsom flexibilitet i elanvändningen, närvaro i bostaden eller verksamhetens behov, snarare än svårigheter att förstå signalen.

En ytterligare faktor är att flera deltagare redan före projektet aktivt styrde sin elanvändning baserat på spotpris. Detta innebär att den ytterligare beteendeförändring som kan observeras till följd av den lokala prissignalen i vissa fall är begränsad. För att skilja på vad som är påverkan av

spotpriset och påverkan av den dynamiska tariffen är det däremot fördelaktigt att piloterna haft samma beteende före och efter testet.

Samtliga svarande piloter beskriver att projektets tariffmodell upplevs som en bättre lösning än effekttariffer baserade på enstaka toppar. Dessa upplevs i flera fall som missvisande och mindre rättvisa, då de i högre grad uppfattas som bestraffande snarare än som incitament för flexibilitet.

En viktig aspekt för framtida implementering av denna typ av tariffmodell är möjligheten för abonnenter att själva välja sin grad av flexibilitet. I en vidareutvecklad modell kan detta uttryckas med eventuellt ett antal steg från så kallad zero flex till full flex, där abonnenten aktivt väljer hur exponerad man vill vara mot den dynamiska prissignalen. Viktigt att de abonnenter som inte vill eller kan vara aktiva inte heller tvingas till detta.

Abonnenter som väljer en hög grad av flexibilitet kan dra nytta av lägre rörliga kostnader genom att anpassa sin elanvändning efter prissignalen, medan abonnenter som väljer en låg grad av flexibilitet i stället möter en högre fast avgift. På så sätt skapas en tydlig koppling mellan beteende, riskexponering och kostnadsstruktur.

En sådan valfrihet kan bidra till att öka acceptansen för tariffmodellen, då olika typer av kunder ges möjlighet att anpassa sin nivå av engagemang och komplexitet. Samtidigt säkerställs att de abonnenter som inte bidrar med flexibilitet inte heller tar del av de ekonomiska fördelarna, vilket stärker modellens incitamentsstruktur och upplevda rättvisa.

Resultaten visar även att kostnadsutfallet i stor utsträckning påverkas av tariffens struktur i sig, oberoende av aktivt beteende. Exempelvis kan abonnenter med hög utnyttjandegrad erhålla lägre kostnader även utan att aktivt styra sin elanvändning. Detta understryker att tariffdesignen i sig utgör ett centralt styrmedel, utöver faktisk flexibilitet.

5.3 Automation som nyckelfaktor

En av de tydligaste slutsatserna från både tekniska resultat och enkätdata är att automatisering är avgörande för att realisera flexibilitet i praktiken.

Trots att prissignalen upplevs som tydlig och relevant begränsas den faktiska responsen av att manuell styrning är tidskrävande och svår att upprätthålla över tid. Detta gäller särskilt för hushåll och verksamheter med mer komplex elanvändning.

Pilotstudien visar även att tekniska lösningar för automatisering, såsom integration via Home Assistant eller programmerbara reläer, i nuläget kan innebära en hög tröskel för användare utan teknisk kompetens. Detta indikerar att utvecklingen av enkla, integrerade och användarvänliga lösningar är en förutsättning för att skala upp denna typ av tariffmodell.

5.4 Kvantitativa effekter på nätutnyttjande och belastning

Den kvantitativa utvärderingen av Tariff 2.0 baseras på ett antal nyckelindikatorer (KPI:er) som beskriver förändringar i belastningsprofiler, kritikalitet och förekomst av kritiska tillstånd i nätet. Analysen syftar till att undersöka i vilken utsträckning den lokala prissignalen har påverkat hur elanvändning fördelas över tid och därmed hur nätet belastas.

Resultaten baseras på en jämförelse mellan testpilotgrupp och kontrollgrupp före och efter införandet av tariffen, vilket möjliggör en analys av förändringar som kan relateras till styrsignalen. En fullständig metodbeskrivning återfinns i Bilaga 2 Metod för beräkning av nyckelindikatorer (KPI).

Resultatet baseras på en modifiering av KPI 2 i Bilaga 2, där tröskelvärdet för kritikalitet under kritiska timmar gjorts justerbart i stället för att vara fast vid 0,8.

Resultaten från KPI-analysen visar att nätet i den studerade stationen generellt är lågt belastat, och att kritiska belastningsnivåer endast uppstår under en begränsad del av tiden. Detta innebär att flexibilitetens värde i hög grad är koncentrerat till ett fåtal tidsperioder, snarare än att vara jämnt fördelat över året. Analys baserad på medelvärden tenderar därför att underskatta betydelsen av flexibilitet i dessa kritiska tillstånd.

Vidare visar resultaten att importdominerad och exportdominerad belastning uppvisar olika mönster och sällan sammanfaller. Detta indikerar att olika typer av styrsignaler kan behövas för att hantera dessa situationer.

Den observerade påverkan från pilotgruppen är begränsad på aggregerad nivå. En möjlig förklaring är att förekomsten av höga belastningsnivåer är låg, vilket begränsar möjligheten att observera effekter i de använda KPI:erna.

Sammantaget pekar resultaten på att analysmetoder som fokuserar på belastning över definierade tröskelvärden ger en mer relevant bild av nätets kritiska tillstånd än genomsnittliga mått.

5.5 Begränsningar i studien

Pilotstudien omfattar ett begränsat antal deltagare, vilket innebär att resultaten inte utan vidare kan generaliseras till en bredare population. Deltagare som valt att medverka kan dessutom antas ha ett större intresse för energi och flexibilitet än genomsnittet, vilket kan påverka graden av engagemang och respons.

Resultaten är även känsliga för individuella skillnader mellan abonnenter, såsom belastningsprofil, flexibilitet och teknisk förmåga att reagera på prissignalen. Eftersom variationen inom testpilotgruppen är stor kan enskilda abbonenters beteende få relativt stort genomslag i resultaten.

De kvantitativa resultaten baseras på nyckelindikatorer som mäter förändringar i belastningsprofiler mellan test- och kontrollgrupp före och efter införandet av tariffen. Detta innebär att analysen fokuserar på relativa förändringar snarare än absoluta nivåer. Resultaten bör därför tolkas som indikationer på hur beteenden förändrats, snarare än som exakta mått på systemets tillstånd eller kapacitetsutnyttjande.

Vidare används kritikalitet som ett centralt mått i analysen. Detta mått baseras på belastningsgrad och fungerar som en proxy för nätets belastning och risk för begränsningar, snarare än en direkt mätning av faktiska driftproblem. Resultaten bör därför tolkas som förändringar i risknivå snarare än observerade störningar i nätet.

Förändringar i abonnenternas elanvändning som inte är relaterade till tariffen kan också påverka resultaten. Exempel på detta är investeringar i solceller, batterilagring eller elfordon, samt förändringar i verksamhet eller beteende över tid. Även om skillnad-i-skillnad-metoden reducerar påverkan från externa faktorer, såsom vädervariationer och lastprofiler, kan inte ändrade incitament och vanor som inte beror på flextariffen elimineras.

Datakvalitet och mätosäkerheter utgör ytterligare en begränsning. Särskilt vid låga belastningsnivåer kan relativa mätfel bli stora, och skillnader mellan uppmätt stationsflöde och summerade abonnentdata kan uppstå. Dessa avvikelser hanteras i analysen i syfte att visa på transparens.

Slutligen har graden av automatisering varierat mellan piloterna, vilket innebär att den fulla potentialen för flexibilitet inte kunnat realiseras inom ramen för projektet. De observerade effekterna bör därför tolkas som en indikation på vad som är möjligt under nuvarande förutsättningar, snarare än som ett mått på den maximala potentialen i tariffmodellen.

Projektet har genererat en omfattande datamängd och ett stort antal analysmöjligheter. Inom ramen för denna rapport har det varit nödvändigt att prioritera vissa delar, vilket innebär att inte all potential i materialet kunnat utnyttjas.

I takt med att analysarbetet fortskridit har även nya frågeställningar identifierats. Det finns därmed ytterligare möjligheter att fördjupa förståelsen av tariffmodellens effekter, särskilt genom mer detaljerade analyser av specifika driftfall och längre tidsserier.

5.6 Rättvisa och kostnadsfördelning i tariffmodellen

En återkommande fråga vid införandet av lokala prissignaler är i vilken utsträckning enskilda abonnenters beteende påverkar varandras kostnader, exempelvis om en grannes elbilsaddning leder till ett högre pris för andra kunder anslutna till samma nätstation. Denna fråga är nära kopplad till hur rättvisa mellan abonnenter kan säkerställas i en tariffmodell där prissignalen baseras på den lokala nätbelastningen.

I den utvecklade tariffmodellen hanteras denna problematik genom en tydlig uppdelning mellan styrsignaler och kostnadsfördelning. En central princip i modellen är att kostnader kopplas till det beteende som orsakar belastning i nätet, medan beteenden som bidrar till balans i stället premieras. Detta ligger i linje med principen om att kostnader bör bäras där de uppstår, och skapar därmed incitament som är konsekventa ur ett systemperspektiv. De dynamiska energipriserna används för att styra beteende i realtid och speglar det aktuella tillståndet i nätet, medan den långsiktiga kostnadsfördelningen hanteras genom den dynamiska säkringsavgiften i form av flexkompensation.

Flexkompensationen fungerar som en anti-lokaliseringssignal, där abonnenter i områden med högre genomsnittliga energipriser kompenseras genom en lägre avgift per ansluten effekt, medan abonnenter i mindre belastade delar av nätet betalar en högre avgift. På så sätt utjämnas strukturella skillnader mellan olika delar av nätet utan att försvaga de kortsiktiga incitamenten i energipriset.

Modellen är konstruerad så att de totala intäkterna från energikomponenten återförs via flexkompensationen, vilket innebär att energiprissignalen är budgetneutral på systemnivå. Detta möjliggör att energipriserna fullt ut kan spegla marginalkostnader och nätets tillstånd, utan att samtidigt behöva bära långsiktiga kostnader eller skapa systematiska orättvisor.

En ytterligare viktig aspekt av tariffmodellen är hur balansen mellan rörliga och fasta kostnader påverkar olika typer av abonnenter. När energikomponenten i tariffen sänks behöver en större andel av nätföretagets kostnadstäckning i stället ske genom den fasta avgiften. Detta förändrar relationen mellan rörliga och fasta kostnader för olika typer av abonnenter.

Abonnenter som tidigare haft en hög utnyttjandegrad av sin anslutning har också burit en större andel av sina nätkostnader genom energiavgiften. Abonnenter med låg utnyttjandegrad har däremot haft en större del av sina kostnader kopplade till själva anslutningen, det vill säga till den fasta avgiften i förhållande till använd energi.

När den dynamiska tariffen innebär generellt lägre energiavgifter för samtliga abonnenter förändras denna balans olika mycket beroende på hur väl anslutningen utnyttjas. För abonnenter med hög utnyttjandegrad blir skillnaden relativt mindre, medan abonnenter med låg utnyttjandegrad påverkas mer av att kostnadstäckningen förskjuts mot den fasta avgiften. Detta ger en omfördelningseffekt mellan abonnenter med olika användningsmönster.

Sammantaget innebär denna kostnadsstruktur att tariffmodellen i högre grad ger incitament att anpassa säkringsstorlek eller abonnerad effekt till det faktiska behovet. Outnyttjad kapacitet blir därmed mer kostsam, vilket stärker signalen att inte hålla större anslutning än vad verksamheten eller hushållet faktiskt behöver. Detta illustreras särskilt i fallet med reningsverket, där en överdimensionerad anslutning medfört ett betydligt högre kostnadsutfall.

Därmed innebär kombinationen av dynamiska energipriser, flexkompensation och justerad kostnadsfördelning att incitamenten för flexibilitet bevaras, samtidigt som rättvisa mellan abonnenter säkerställs över tid. Abonnenter som anpassar sin elanvändning bidrar till att minska belastningen i nätet och påverkar därmed prissignalen, medan kostnadsfördelningen mellan olika delar av nätet hanteras separat.

Ur ett regulatoriskt perspektiv innebär detta att lokala prissignaler inte nödvändigtvis står i konflikt med krav på likabehandling, förutsatt att tariffstrukturen innehåller mekanismer som hanterar strukturella skillnader. Pilotstudien visar därmed att det är möjligt att kombinera hög grad av kostnadsreflektivitet med upplevd och faktisk rättvisa i tariffmodeller.

Resultaten indikerar även att lokal produktion kan påverka kostnadsutfallet på ett sätt som inte alltid är intuitivt, särskilt i frånvaro av prissignaler från överliggande nät. Detta understryker vikten av att inkludera hela systemets kostnadsstruktur i tariffdesignen för att säkerställa konsistenta incitament.

5.7 Regulatoriska implikationer

Resultaten från pilotstudien har tydliga implikationer för hur framtida nättariffer och det regulatoriska ramverket bör utformas.

En central observation är att användaracceptansen för den lokala prissignalen är hög, och att signalen upplevs som enkel att förstå och använda i praktiken. Detta indikerar att komplexitet i tariffmodeller inte nödvändigtvis utgör ett hinder, förutsatt att prissignalen presenteras på ett tydligt och användarvänligt sätt.

Samtidigt visar resultaten att användarna föredrar löpande, behovsbaserade prissignaler framför traditionella effekttariffer baserade på enstaka toppar. Effekttariffer upplevs i flera fall som svårtolkade och mindre rättvisa, medan dynamiska prissignaler i högre grad uppfattas som kopplade till faktisk användning. Detta har direkt betydelse för framtida reglering, där acceptans och förståelse hos kunder är avgörande för att styr signaler ska få genomslag.

En ytterligare viktig observation är att användargränssnitt och informationspresentation inte utgör en begränsande faktor. I stället är det tillgången till automatiserad styrning som avgör i vilken

utsträckning flexibilitet realiseras i praktiken. Detta indikerar att framtida reglering i högre grad bör fokusera på att möjliggöra teknisk integration och automatisering, snarare än att ytterligare förenkla tariffstrukturer.

Pilotstudien visar även att en sammansatt prissignal, där lokala nätförhållanden integreras med elhandelspriset, kan förenkla för användare och minska risken för motstridiga incitament mellan olika delar av elsystemet. Genom att inkludera lokala begränsningar i prissignalen kan flexibilitet styras till de tidpunkter och platser där behovet är som störst. Detta understryker behovet av att framtida regelverk möjliggör eller främjar en sådan samordning mellan olika delar av elsystemet.

Samtidigt har den testade modellen endast kunnat implementeras inom ramen för en regulatorisk sandlåda, vilket belyser begränsningar i nuvarande regelverk. I praktiken hindras idag användningen av geografiskt differentierade nätavgifter på lokalnätetsnivå, trots att denna typ av signaler visat sig vara relevanta för ett effektivt nätutnyttjande.

Den pågående regulatoriska utvecklingen, där förbudet mot geografiskt differentierade nätavgifter föreslås tas bort med förslaget ikraftträdande den 1 januari 2027, ligger i linje med pilotens utformning. Projektets resultat kan därmed ses som ett konkret exempel på hur sådana tariffmodeller kan implementeras i praktiken.

Sammantaget pekar resultaten på att framtida tariffreglering i högre grad behöver möjliggöra dynamiska, lokalt anpassade och integrerade prissignaler. Detta förutsätter dock att tariffmodellen innehåller mekanismer som hanterar strukturella skillnader mellan olika delar av nätet, exempelvis genom flexkompensation. Ett sådant regelverk bör därför inte enbart fokusera på tariffstrukturens formella utformning, utan även på dess funktion i att styra beteenden och stödja ett effektivt utnyttjande av elnätet, i ett elsystem med ökande andel flexibilitet och distribuerade resurser.

6. Slutsatser och rekommendationer

6.1 Slutsatser

Pilotstudien visar att dynamiska och lokalt anpassade elnätstariffer kan utgöra ett praktiskt genomförbart verktyg för att styra elanvändning i distributionsnätet. Genom att koppla prissignalen till det faktiska tillståndet i den lokala nätstationen skapas incitament som bättre speglar var och när flexibilitet har störst värde.

Resultaten visar att lokala prissignaler fungerar som ett effektivt komplement till spotpriset. Medan spotpriset fortsatt är den dominerande drivkraften över tid, bidrar den lokala signalen till att styra beteenden under perioder då nätet närmar sig sina kapacitetsgränser. Detta möjliggör en mer samordnad användning av flexibilitet, där resurser aktiveras där de gör störst nytta i systemet.

En central observation är att användaracceptansen är hög. Piloterna upplever prissignalen som begriplig och relevant, särskilt när den presenteras som en sammansatt signal tillsammans med spotpriset. Detta indikerar att även relativt avancerade tariffmodeller kan fungera i praktiken, förutsatt att de kommuniceras på ett enkelt och tydligt sätt.

Samtidigt visar resultaten att den faktiska realiseringen av flexibilitet i hög grad är beroende av tekniska förutsättningar. Automatiserad styrning framstår som en avgörande faktor för att uppnå

kontinuerliga och skalbara effekter. Manuell styrning kan fungera i mindre omfattning, men är svår att upprätthålla över tid.

Den kvantitativa analysen visar att effekterna på nätutnyttjandet är begränsade på aggregerad nivå i den studerade miljön. Detta förklaras i stor utsträckning av att nätet under större delen av tiden är lågt belastat. Flexibilitetens värde uppstår främst under ett fåtal perioder då nätet är högt belastat. Eftersom dessa perioder utgör en liten del av tiden riskerar analyser baserade på årsmedelvärden att underskatta dess faktiska betydelse.

Tariffmodellens konstruktion, med en tydlig uppdelning mellan styrsignaler och kostnadsfördelning, visar att det är möjligt att kombinera hög kostnadsreflektivitet med upplevd rättvisa. Genom flexkompensation kan strukturella skillnader mellan olika delar av nätet hanteras utan att försvaga de kortsiktiga incitamenten i prissignalen.

Sammantaget visar projektet att dynamiska elnätstariffer:

- kan styra flexibilitet på ett mer träffsäkert sätt än traditionella tariffmodeller
- har hög acceptans hos användare
- kräver automatisering för att nå full effekt
- ger störst värde i nät med återkommande kapacitetsbegränsningar

6.2 Rekommendationer

Utifrån projektets resultat kan ett antal rekommendationer formuleras för fortsatt utveckling av tariffmodeller, tekniklösningar och regelverk.

Utveckla tariffmodeller med lokal och dynamisk precision

Framtida nättariffer bör i högre grad baseras på lokala nätförhållanden och variera över tid. Detta möjliggör att flexibilitet aktiveras där den faktiskt behövs, snarare än att styras av generella tidsintervall eller enstaka toppar.

Separera styrsignaler från kostnadsfördelning

För att kombinera effektiva incitament med rättvisa bör tariffmodeller utformas så att kortsiktiga prissignaler används för beteendestyrning, medan långsiktig kostnadsfördelning hanteras separat. Mekanismer som flexkompensation är centrala för att möjliggöra detta.

Möjliggör valbar flexibilitetsnivå för kunder

Framtida lösningar bör ge kunder möjlighet att välja hur aktivt de vill delta i flexibilitet, exempelvis genom en skala från låg till hög flexibilitet. Kunder som bidrar med flexibilitet bör kunna ta del av lägre kostnader, medan kunder som avstår i högre grad betalar en stabil, fast avgift. Detta kan öka både acceptans och deltagande.

Främja automatisering och teknisk integration

För att realisera flexibilitet i praktiken krävs enkla, tillgängliga och integrerade lösningar för automatiserad styrning. Utvecklingen bör fokusera på standardiserade gränssnitt och produkter som kan implementeras utan avancerad teknisk kompetens.

Utveckla analysmetoder för att fånga kritiska tillstånd

Eftersom flexibilitetens värde främst uppstår vid höga belastningsnivåer bör analys och uppföljning i högre grad fokusera på dessa tillstånd. KPI:er baserade på tröskelvärden och kritiska perioder ger en mer rättvisande bild än genomsnittliga mått.

Anpassa regelverk för att möjliggöra lokaliseringssignaler

Nuvarande och framtida regelverk bör möjliggöra geografiskt differentierade och dynamiska nätavgifter. Detta är en förutsättning för att tariffmodeller ska kunna spegla faktiska nätförhållanden och bidra till ett effektivt nätutnyttjande.

Testa och utvärdera i fler typer av nät

Eftersom effekterna är starkt beroende av lokala förutsättningar bör modellen testas i nät med högre belastning, större andel flexibilitetsresurser och mer varierande driftförhållanden.

Bilagor till rapporten

Följande bilagor kompletterar rapporten med metodbeskrivningar, tekniska underlag och fördjupade analyser:

Bilaga 1. Enkätundersökning

Bilaga 2. Beräkning av nyckelindikatorer (KPI)

Bilaga 3. Flexkompensation

Bilaga 4. Metod för beräkning av överliggande nätpriser (ONP)

Bilaga 5. Metod för hantering av underspänning

Bilaga 6. Metod för hantering av under- och överspänning

Bilaga 7. Individuella pilotresultat och kostnadsanalyser

- **Bilaga 7.1** Lantbruk 1
- **Bilaga 7.2** Lantbruk 2
- **Bilaga 7.3** Lantbruk 3
- **Bilaga 7.4** Lantbruk 4
- **Bilaga 7.5** Livsmedelsbutik
- **Bilaga 7.6** Privatperson 1
- **Bilaga 7.7** Privatperson 2
- **Bilaga 7.8** Privatperson 3
- **Bilaga 7.9** Reningsverk
- **Bilaga 7.10** Rökeri med restaurangverksamhet

Bilaga 1. Enkätundersökning - Användarrespons och sociala aspekter

Denna bilaga redovisar de enkätfrågor som ställdes till testpiloterna i syfte att undersöka användarrespons samt hur sociala och praktiska faktorer påverkar möjligheten att agera som aktiv abonnent. Svaren på dessa frågor ligger till grund för analysen i avsnitt 4.1 Användarrespons och sociala aspekter.

1. Användning av prissignalen

1. Hur lätt eller svårt har det varit att följa prissignalen i vardagen?
2. Hur ofta har du tittat på prissignalen?
 - flera gånger per dag
 - ungefär dagligen
 - några gånger i veckan
 - mer sällan
 - aldrig
3. Har du upplevt att signalen varit tydlig nog för att du skulle kunna använda den i praktiken?
4. Har sms-utskicken hjälpt dig att använda prissignalen i praktiken?
5. Har du i första hand följt priset utan att fundera så mycket på varför det ändrats, eller har du velat förstå orsaken bakom ändringarna?

2. Kombination av spotpris och elnätspris

6. Hur har du upplevt att elhandelspriset och elnätspriset visas som en gemensam prissignal?
7. Har den kombinerade prissignalen varit:
 - enklare
 - svårare
 - varken enklare eller svårare
att förhålla sig till än om priserna hade varit separata?
8. Hade du föredragit att se:
 - ett kombinerat pris
 - två separata priser
 - ingen tydlig preferens
9. Har det varit tillräckligt tydligt när priset varit högt respektive lågt för att du skulle kunna agera?

3. Beteende och flexibilitet

10. Har prissignalen påverkat hur du använder el i vardagen?

11. Om ja, på vilket sätt?

12. Har du flyttat någon elanvändning i tid på grund av prissignalen?

13. Vilka typer av användning har i så fall varit lättast att flytta?

- elbilsladdning
- uppvärmning
- varmvatten (om separat från uppvärmning)
- vitvaror
- kyla
- annat

14. Upplever du att pilotariffen har gett ett verkligt incitament att vara flexibel?

15. Har du märkt någon skillnad jämfört med hur du normalt förhåller dig till elpris eller elnätskostnader?

4. Förtroende och rimlighet

16. Har du haft förtroende för att prissignalen speglar ett verkligt behov i elnätet?

17. Har prissignalen i stort känts rimlig, eller har den ibland upplevts som svår att förstå eller motivera?

18. Har tariffmodellen känts rättvis utifrån dina egna förutsättningar?

5. App och gränssnitt

19. Hur har du upplevt Ngenic-appen som stöd för att följa prissignalen?

20. Har det varit enkelt att se dagens pris och förstå när det varit relevant att agera?

21. Vad hade behövt vara tydligare eller enklare?

6. Framtid och utveckling

22. Om en sådan här typ av prissignal fanns långsiktigt, tror du att det skulle kunna motivera investeringar i flexibilitet?

23. Vilka investeringar skulle i så fall kunna vara aktuella för dig?

24. Hur ser du på framtida effekttariffer där man betalar mer utifrån enstaka effektoppar under förbestämda tider, jämfört med denna modell där priset varierar löpande efter faktiskt behov i nätet?

25. Vilken modell tycker du verkar mest rimlig och varför?

7. Övrigt

26. Har du några andra reflektioner eller synpunkter efter att ha deltagit i testet?

Bilaga 2. Metod för beräkning av nyckelindikatorer (KPI)

Denna bilaga beskriver de metoder som använts för beräkning av nyckelindikatorer (KPI:er) vid utvärderingen av Tariff 2.0. Syftet är att ge en transparent beskrivning av hur indikatorerna definieras, beräknas och tolkas. Samtliga nyckelindikatorer baseras enbart på uppmätt data.

Bilagan är strukturerad i fyra delar: först presenteras de använda nyckelindikatorerna, därefter metodöversikt, begränsningar och osäkerheter samt slutligen den detaljerade beräkningsmetoden.

Nyckelindikatorer:

1. **Kritikalitet** (eng., Criticality)

Genomsnittlig kritikalitet per belastande¹ kWh

Uppmätt kritikalitet baseras på en stationsspecifik funktion av den uppmätta belastningsgraden ($|x|$). Produkten av funktionen för prognosticerad kritikalitet och energiförlustkostnaden ger energipriset för belastande överföringar.

2. **Kritikalitet under kritiska timmar** (eng., Peak Load Criticality)

Samma som KPI1, men beräknad endast för tidsintervall där belastningsgraden överstiger den kritiska gränsen ($|x| > X_{crit}$).

3. **Andel belastande energi under kritiska timmar** (eng., Critical Load Share)

Andel av den belastande energin som överförs under tidsintervall där belastningsgraden överstiger den kritiska gränsen, i relation till total belastande energi.

4. **Andel kritiska timmar** (eng., Critical Hour Share)

Andel av tiden där belastningsgraden överstiger den kritiska gränsen. Detta nyckeltal är stationsbaserat och är därmed identiskt för alla grupper inom samma station.

5. **Andel belastande exporter** (eng., Share of Straining Exported Energy)

Andel av den belastande energin som sker i exportriktningen (dvs. när export är den dominerande flödesriktningen), i relation till total belastande energi.

Alla nyckelindikatorer utom KPI 4 visar kvantifierbara förändringar i systembeteende (profilförändringar) mellan en testpilotgrupp (TP) och en kontrollgrupp (CG), före och efter införandet av FLEX-tariffen. KPI 4 kan indikera om styrning med flextariffen lett till minskat antal kritiska timmar, men där styrningen ändå bara är en av flera tänkbara orsaker.

¹ Belastande energi avser energi som överförs i den dominerande flödesriktningen vid ett givet tidsintervall.

Utifrån insikten att den valda testpilotgruppen både kan ha en sammantaget mindre eller mer belastande sammanlagd profil än kontrollgruppen så undersöks med nyckelindikatorerna endast förändringar i profilering mellan före och efter introduktionen av styrning med flextariffen.

Resultaten analyseras både på stationsnivå och aggregerat över flera stationer.

Metodöversikt

Gruppindelning och jämförelsemetod

Resultaten baseras på en jämförelse av nyckeltal mellan två grupper samt två tidsperioder:

Testpilotgrupp (TP) Före	Testpilotgrupp (TP) Efter
Kontrollgrupp (CG) Före	Kontrollgrupp (CG) Efter

Perioderna Före och Efter relaterar till före och efter det att testpiloterna börjat följa flextariffens dynamiska energiprissignaler.

Ett mätintervall – en observation

På Gotland sker mätningar av energiflöden per kvart och för reaktiv effekt i 10-minutersintervall. För testet innebär detta att tidsupplösningen harmoniserats till halvtimmesintervall. Det är på denna gemensamma upplösning som nyckeltalen beräknats.

Skillnad-i-Skillnad (eng., difference-in-difference):

För varje nyckelindikator (KPI) beräknas förändringen av enskilda nyckeltal enligt följande skillnad-i-skillnad formel:

$$KPI = (TP_{Efter} - TP_{Före}) - (CG_{Efter} - CG_{Före})$$

Syftet är att isolera effekten av FLEX-tariffen från övriga förändringar i systemet.

En nyckelindikator definieras här som resultatet av förändringar av nyckeltal mellan de valda tidsperioderna och mellan grupper.

Helår eller månadsvisa jämförelser:

En mer tillförlitlig nyckelindikator ges då långa tidsserier Före och Efter används, exempelvis ett år före och ett år efter införandet av FLEX-tariffen.

Även månadsvisa jämförelser kan göras. Men för att stabilisera resultaten ska helst en lång Före-period (ett år) väljas, där densamma används för jämförelser med olika månadsvisa Efter-perioder. På detta sätt tas hänsyn till att profiler under enskilda månader varierar mer än profiler över längre tidsperioder. När samtliga månader vägs samman erhålls samma årsbaserade nyckelindikator. Sådana sammanvägningar bygger på användningen av relevanta KPI-beroende vikter, snarare än att enkel medelvärdesbildning alltid används.

Månadsjämförelser kan vara extra intressanta för detta projekt eftersom testpiloternas flexibilitet blivit stegvis bättre under hela Efter-perioden.

Definition av kritiska timmar

Den nuvarande metoden för definition av kritiska timmar (T_{crit}) bygger på en mycket enkel metod, där en fast gräns för absolutbeloppet av belastningsgraden ($|x| = X_{crit}$) pekas ut för att skilja mätningstillfällena mellan icke-kritiska och kritiska timmar.

$$|x|_t \begin{cases} < X_{crit} \rightarrow t \notin T_{crit} \\ \geq X_{crit} \rightarrow t \in T_{crit} \end{cases}$$

Där X_{crit} representerar en vald fast kritisk gräns.

Dynamisk X_{crit} :

En mer exakt riskbaserad kritisk gräns har diskuterats i samband med en uppdatering av prismodellens utformning. Metoden skulle innebära ett närmande till nuvarande intention bakom priskurvorna, där gränsvärdet baseras direkt på sannolikheten för kritiska spänningsproblem vid olika belastningsgrader. När ett bättre underlag för en sannolikhetskurva finns tillhands väljs en lämplig nivå för sannolikhet ut (till exempel 1-5 %) för att en kritisk spänningsgräns ska passeras någonstans inom en station. Denna sannolikhetskurva skulle också göras beroende av fler variabler än bara belastningsgraden – exempelvis temperatur och nätegenskaper – i syfte att öka träffsäkerheten.

Systembegränsningar

Följande begränsningar påverkar resultaten:

- Prissignaler baseras enbart på lokal belastningsgrad
Med anledning av att överliggande nätprissättning inte implementerats är den testade prissättningen endast styrd av obalansen i abonnenternas närmaste nätstation.

Om prognosticerade överliggande nätpriser hade ingått i energipriserna krävs för beräkning av kritikalitet även att det går att generera uppgifter om sammanlagd uppmätt kritikalitet.

- Begränsad flexibilitet i testpilotsystemet
Det är svårt att säga exakt hur mycket mer flexibilitet det finns att hämta enbart på teknisk väg, men en grov uppskattning är att det rör sig om ett antal gånger mer flexibilitet än vad testpiloterna utrustats med.
- Begränsad andel abonnenter exponerade för flextariffen
I utvärderingen kan indikatorerna relateras till exponeringsgrad vilket mäts som andelen av testpiloternas summerade anslutningsstorlek relativt samtliga abonnenters anslutningsstorlekar i en enskild station. Fem stationer i testet saknade abonnenter med styrning, medan två hade styrning.

Anslutningsstorlekarna hos testpiloter med automatiserad styrning utgjorde 21 % respektive 36 % av dessa stationers sammanlagda anslutningsstorlekar. Dessa värden

används främst som kompletterande analysmått vid tolkning av resultaten, (dvs. inte som grund för KPI-definitionerna).

- Testmiljö i glesbebyggt lågspänningsområde
Resultaten som helhet representerar ett glesbebyggt område i lågspänningsnätet som befolkas extra sommartid.

Felmarginaler och osäkerheter

Resultaten påverkas av flera statistiska och strukturella osäkerheter:

- Endast 6 testpiloter
I projektet Tariff 2.0 har 10 abonnenter medverkat som testpiloter. Av dessa har endast 6 använt automatiserad flexibilitet. Även inom de återstående 6 piloterna har flexibilitetens genomslag varierat. För att påvisa att styrningen gjort någon skillnad har alla dessa 6 abonnenter inkluderats. Det fåtalet inkluderade testpiloter för analysdelen är viktigt att vara transparent med eftersom resultaten blir extra känsliga för individuellt varierande tekniska receptivitet för att följa dynamiska prissignaler.
- Få piloter i kombination med skillnader i abonnentprofiler mellan grupper
Det är naturligt att en av profilerna för testpilot- och kontrollgrupperna som helhet är mer belastande. Om testpiloterna har mer belastande profiler och samtidigt mer tekniskt receptiva än kontrollgruppen så blir det lättare att se resultat som talar för att de dynamiska prissignalerna fungerar. Och tvärtom, om testpiloternas belastning och receptivitet är generellt lägre än kontrollgruppens så ökar risken för att felmarginaler suddar ut så kallade skillnader-i-skillnader.

Nyckeltalet kritikalitet för hela Före-perioden lämpar sig för att studera hur belastande de olika profilerna är.

- Icke tariff-relaterade ändringar
Betydande icke tariff-relaterade ändringar av abonnentprofiler kan ske mellan Före- och Efter-perioderna. Investeringar i elbil eller solceller är exempel på detta. Det kan antas att profilvariation förekommer, och om ändringar är mer utmärkande i en av grupperna kommer detta påverka resultaten. Resultaten kan därför inte antas vara ett utfall endast av incitament till styrning från flextariffen.
- Variation i väder och säsong
En annan icke tariff-relaterad faktor är skillnader i väder mellan perioderna Före och Efter. Metodiken som baseras på skillnader-i-skillnader tar i princip bort denna faktor eftersom de två grupperna alltid reagerar på samma väder. Den enda osäkerheten är om grupperna har olika värmesystem och att detta därmed indirekt ger en påverkan på resultaten.

- Inkonsekvent data

Vid utvärdering av datakvalitet behöver hänsyn tas till hur både fasta och variabla förluster uppstår i transformatorer. Om dessa inte beaktas kommer en direkt jämförelse mellan uppmätt stationsflöde och summerad abonnentdata att ge upphov till systematiska avvikelser, vilket gör att många mättillfällen framstår som inkonsekventa trots att de är fysikaliskt rimliga. Vidare påverkas energibalansberäkningar av mätosäkerheter, särskilt vid låga belastningsgrader där relativa avvikelser kan bli stora även vid små absoluta fel.

Erfarenheter från tidigare datakvalitetsanalyser i samarbete med Geab visar sammantaget att insamlad mätdata är tillräckligt tillförlitlig för analys på aggregerad nivå, trots att enskilda mättillfällen uppvisar betydande avvikelser.

Hantering av kvalitetsmått

För varje nyckeltal används endast observationer där nödvändiga indata finns tillgängliga. Observationer med saknade värden i centrala variabler exkluderas ur respektive beräkning.

För att bedöma resultatens tillförlitlighet registreras kvalitetsmått separat per station och månad. Följande mått används:

- **Täckningsgrad**, som visar andelen observationer där nödvändiga indata finns tillgängliga.
- **Inkonsekvensmått**, som beskriver avvikelserna mellan uppmätt stationsflöde och summerad abonnentdata.

Inkonsekvensmåtten baseras på en förenklad energibalans och tar inte explicit hänsyn till transformatorförluster eller mätosäkerheter. Måtten används därför som en indikator på datakvalitet snarare än ett exakt mått på fysisk balans.

Kvalitetsmått används inte som automatiska filter i beräkningarna, utan som underlag för att bedöma tillförlitlighet och vid behov exkludera enskilda månader från jämförelser.

Observationer med saknade värden i någon av de variabler som krävs för ett visst nyckeltal exkluderas endast från just den beräkningen. Övriga nyckeltal beräknas oberoende av detta, vilket innebär att olika nyckeltal kan baseras på olika antal observationer.

Täckningsgraden används för att säkerställa att resultaten bygger på ett tillräckligt stort och representativt underlag.

Metod för beräkning av nyckeltal

I beskrivningen nedan används nyckeltal för observerade grupp- och periodvärden, medan nyckelindikatorer (eng., key performance indicators, KPIs) avser de jämförande mått som erhålls när nyckeltalen analyseras mellan grupper och tidsperioder (Före och Efter).

1. Kritikalitet

Vid varje mättillfälle (t) ger det uppmätta absolutbeloppet av belastningsgraden ($AbsX$) svaret på hur kritiska som varje abonnents (i) uppmätta belastande överföringar har varit.

$$C_{b,S,t} = \min\left(\frac{priceMax}{CEL}, a \cdot (e^{b \cdot AbsX} - 1) + c \cdot AbsX\right)$$

I formeln ses att kritikalitet för belastande överföringar (C_b) är ett stationsbaserat (S) värde som begränsas av ett pristak ($priceMax$) omvandlat till ett tak för kritikalitet ($\frac{PriceMax}{CEL}$) där CEL är kostnad per energiförlustekvivalent. Kritikalitet begränsas i normalfallet av den andra termen i ekvationen, som är en exponentiell formel styrd av belastningsgraden ($AbsX$) samt av de fasta parametrarna a , b och c . Följden av att kritikaliteten har ett exponentiellt beroende gör att det har störst betydelse för nyckeltalet när abonnenter agerar efterfrågef flexibelt vid höga belastningsgrader.

Pris- och kritikalitetstaket nås när $AbsX = 1$, då även nätstationens kapacitetstak nås, det vill säga när stationens nettoflöde är lika med transformatorns märkeffekt.

En diskuterad alternativ definition av kapacitetstak skulle kunna motsvara den gräns när sannolikheten för spänningsproblem är nära 100 %.

Inför beräkning av nyckeltalet ska varje uppmätt belastande överföring (E_b) märkas med den aktuella kritikaliteten ($C_{b,S,t}$). Målet är att finna ett periodbaserat (T) medelvärde $\bar{C}_{b,G,S,T}$ för kritikalitet per överförd belastande kilowattimme inom en viss grupp (G) och station (S).

$$\bar{C}_{b,G,S,T} = \frac{\sum_{i \in G_S} \sum_{t \in T} E_{b,i,t} \cdot C_{b,S,t}}{\sum_{i \in G_S} \sum_{t \in T} E_{b,i,t}}$$

Att nyckeltalet endast baseras på belastande överföringar beror på att avhjälpande överföringar skulle kunna påverkas mer av icke tariff-relaterade faktorer. Exempelvis installerade solceller mellan eller inom någon av Före- och Efter-perioderna, vilket skulle kunna orsaka större profilskillnader i någon av grupperna.

Kontext: Kritikalitet som koncept ligger även till grund för de dynamiska priserna, med skillnaden att nyckeltalet utgår från uppmätt kritikalitet medan de dynamiska priserna baseras på prognosticerad kritikalitet. Utöver detta är skillnaden mellan kritikalitet och prissignal även ett uppskattat fast pris per kilowattimme förlorad energiekvivalent (CEL), i öre per kWh. Notera att en prognosticerad kritikalitet erhålls genom att dividera nätbelastningsavgiften för vald tidsperiod (T) med detta pris (CEL). Anledningen till att referera till så kallade energiekvivalenter är att kritikalitet vid låga belastningsgrader främst bestäms av en uppskattning av energiförluster, medan den bakomliggande målsättningen vid höga belastningsgrader är att kritikalitet ska motsvara sannolikheten för kritiska spänningsproblem uttryckt som en relation till energiförluster och energiförlustkostnader. Det huvudsakliga syftet med kritikalitetskurvan är att finna en optimal balans mellan kostnadsreflektivitet och funktionalitet.

2. Kritikalitet under kritiska timmar

Detta nyckeltal motsvarar det första nyckeltalet – med en skillnad. Skillnaden är att observationer filtreras på kritiska timmar ($t \in T_{crit}$). Kritiska timmar definieras ovan (under rubriken Definition av kritiska timmar).

3. Andel belastande energi under kritiska timmar

Detta nyckeltal visar hur stor andel $A_{E_b^{crit}}$ av den totala belastande energin som inträffar under kritiska timmar (T_{crit}).

$$A_{E_b^{crit},G_S,T} = \frac{\sum_{i \in G_S} \sum_{t \in T_{crit}} E_{b,i,t}}{\sum_{i \in G_S} \sum_{t \in T} E_{b,i,t}}$$

Där KPI 3 utgår från energiandel så utgår KPI 4 i stället från andel i tid.

4. Andel kritiska timmar

Detta nyckeltal visar hur stor andel av tiden som stationen befinner sig i kritiskt tillstånd.

$$A_{t^{crit},S} = \frac{\sum_S t \in T_{crit}}{T}$$

5. Andel belastande exporter

Detta nyckeltal visar hur stor andel av den totala belastande energin som utgörs av belastande exporter.

$$A_{E_b^{export},G_S,T} = \frac{\sum_{i \in G_S} \sum_{t \in T} E_{b,i,t}^{export}}{\sum_{i \in G_S} \sum_{t \in T} E_{b,i,t}}$$

Där E_b representerar belastande energi, som både kan representeras av exporter och importer.

Tolkning av resultat

Nyckelindikatorerna ska tolkas som indikationer på förändringar i profilering och systembeteende, inte som bevis för att alla observerade förändringar enbart orsakats av flextariffen.

Geographical differentiation in energy pricing – i.e. locational signals – is key to optimize for efficient grid utilization. Load- and voltage-based dynamic energy prices are necessary to – in a timely and geographical way – reflect different characteristics and load patterns in various parts of the grid.

A downside of these differentiations is that it may lead to an unfair distribution of energy costs. It is therefore legitimate to ask,

- Should.the.cost.for.a.contracted.kW.in.an.area.with.generally.higher.energy.prices.cost.the.same.as.in.an.area.with.lower.energy.prices?

This document presents a solution to this dilemma – a FLEX.compensation; The key functionality of the solution is to be an attachment to the fixed fee to make the package cost reflective and fair. The total cost for this reform is by definition equal to the total cost for straining energy charges.

The FLEX compensation is equal in size to the corresponding would-have-been charge if every subscriber transferred a calculated equal amount of straining energy per contracted kW at the station-specific annual average network energy price. This utilization-equality makes the FLEX compensation fair, i.e. the compensation is limited and there will be no other compensations for high energy prices. To heavily utilize the grid in a highly strained point will be as expensive as the high energy prices are in fact signalling. Thus, the result is a fair cost-level per contracted kW connection.

The solution can also be called an anti_locational.signal where it is used to neutralize geographically differentiated dynamic energy prices, i.e. locational.signals.

Differentiation method

All DSO energy charges – which are also called dominating flow charges (DFC) – are re-funded in a per contracted kW connection sense linearly with the annual.average of the timely and geographically differentiated dynamic local energy prices.

This annual average serves as a delivery-based indicator to assess how well the grid infrastructure serves each connection point over time – as a proxy for the structural capacity adequacy of a specific connection.

The calculation principle for the FLEX compensation is based on determining an amount of straining energy – the equilibrium.energy – which is equal for every contracted kW in the DSO network. In theory, using this much straining energy per contracted kW at the station annual.average.price.for.straining.energy result in a cost that is equal in size with the FLEX compensation. The sum of all FLEX compensations will then be exactly the sum of all dominating flow charges.

Method evolution

A version.7 of a FLEX compensation has been used during the Tariff 2.0 pilot testing period, where the distribution principle was to re-fund all dominating flow charges in a station back to all subscribers in the same station – equally per contracted kW connection. It was a simple and effective method to

compensate for geographically differentiated dominating flow charges. The result was for example that relatively more heavy subscribers in a station would get a net-cost increase while relatively less heavy and flexible subscribers would get a net-cost reduction.

However, to make the method complete there has always been a missing piece related to station dynamicity.

This missing piece is most obvious for alone subscribers in a station. For them, the monthly dominating flow charges was always exactly equal to the monthly FLEX compensation. Energy price signals would therefore never be an effective incentive for them.

The following example does also highlight that the method is incomplete. In this case it is obvious that the method leads to a diluted cost responsibility or -reflectivity. Stations that systematically operate under higher structural constraints and trigger higher marginal network prices would – with the version 1 of the FLEX compensation – always be fully compensated for all dominating flow charges, with costs redistributed evenly to all subscribers. On average, they would pay the same cost per contracted kW connection as would subscribers in stations with smaller impact on grid stress.

In the tariff project's evolution pipeline was therefore to add another, but similar layer to version 1 of the FLEX compensation – planned for introduction with the inclusion of overlying network prices and a DSO-wide competition type of incentive. But instead, the FLEX compensation method evolved into FLEX compensation.-.version.8.

Version 2 means no changes regarding the total distributed sum of FLEX compensations. But the criteria to re-distribute dominating flow charges within each specific station – is removed. The former station-criteria made the distribution too dependent on neighbours, as the best was to have heavy neighbours. Or else – in the “worst” case, you may not get anything at all via the FLEX compensation.

With version 2 the fixed fee has an anti_locational cost distribution that depends on the annual.average.of.the.local.energy.prices. This average is a measure of actual delivery by the grid. Thus, it is a feasible basis for diversifying fixed fees. Still, you may get a higher annual energy price average with heavy neighbours, but in comparison with version.7 – version.8 no-longer lead to over-compensation. Instead, the version 2 FLEX compensation preserves marginal cost incentives while introducing a structural fairness correction.

From now on, FLEX.compensation will refer to the version.8 method.

Problematization

The sum of dominating flow charges is seen as a suitable amount with which to diversify the fixed fee – since it is the exact cost that subscribers are required to pay for the variability of grid-quality. A higher average local price is interpreted as a reduced connection quality, and therefore the fixed fee should be reduced in a linear sense relating to this measure.

Stations with higher flexibility – e.g. well-equipped energy communities – will possibly get a reduced FLEX compensation because of their impact leading to generally lowered levels of network strain, and therefore a lowered annual average of energy prices.

Such situations would also come with a feasibility for further electrification in the area **without the same need for expensive grid upgrades and increased connection fees** – which is also a positive incentive.

Notes on cost reflectivity, fairness and cost coverage

For dynamic energy prices to optimize grid utilization, they should only reflect modelled short-term marginal and future-looking costs – i.e. costs reflecting energy losses and risks for black-outs and grid damage. Therefore, the income from these prices to the DSO cannot be planned to cover for fixed investments into grid development. Nor will this be necessary.

The FLEX compensation will also refund 100% of all energy charges deriving from dynamic energy prices – i.e. dominating flow charges. The reason for it is because the FLEX compensation – or anti_ locational.differentiation of the fixed fee – is calibrated for cost-reflectivity and fairness. It could have been smaller or larger, but the optimum DSO-total value for differentiation of a per contracted kW connection is regarded to be exactly that of the DSO-total income from dominating flow (energy) charges.

Two effects deriving from the above, are that the fixed fee must also be cost covering for FLEX compensations and planned grid development. Thus, the FLEX compensation includes both a general cost increase of the fixed fee, and an equal in size differentiated cost reduction.

The overall tariff structure ensures cost-reflectivity for all dynamic tariff components:

- The fixed fee is via the FLEX compensation on the one-hand increased equally per contracted kW connection but also reduced linearly with a reduced quality of network delivery – i.e. with increased annual average energy prices.
- There is a motive for the DSO to always keep dynamic energy prices cost reflective.

The last component of the FLEX tariff is the customer_specific.fee. This component should be distributed to reflect the cost for customer service. The FLEX tariff project is using the same customer-specific fee as Vattenfall, i.e. the main owner of Gotlands.Elnät.AB (Geab).

Mechanism to differentiate the fixed fee

The fixed fee per contracted kW of connection capacity is linearly adjusted downward for subscribers in stations with the station's average dynamic local energy price during a period of one year. A rolling year basis for the energy price average is used to adjust monthly fixed fees with the monthly DSO-total size of the dominating flow charge. In this way, the method preserves overall revenue neutrality in the fixed-fee framework.

This design ensures that:

- Capital costs for historically adequate grid capacity remain primarily recovered through the fixed fee,
- Variable costs including forward-looking costs continue to be recovered via dynamic dominating flow charges,
- Subscribers in structurally weaker parts of the grid are compensated for reduced delivery quality without weakening dynamic price signals.

Expected outcome

The method supports a more **cost-reflective** tariff structure:

- Dynamic prices guide efficient short-term behaviour,

- Fixed fees reflect long-term delivery capability to correct for structural disparities – without masking capacity stress caused by heavier network utilization.

Together, this enables fairer pricing across heterogeneous grid areas while maintaining incentives for efficient network use and timely investment signals.

Method

This section explains how the FLEX compensation is mathematically derived.

The method builds on a simple linear distribution, $y = -k \cdot x$ where y is the FLEX compensation, k is the average annual local energy price, and where x is the equilibrium energy. The equilibrium energy is determined so that the final DSO-sum of FLEX compensations is equal to the DSO-sum of dominating flow charges.

To also reflect a per contracted kW connection equality, the above formula changes to $y = -k \cdot x \cdot P_{billing}^i$, where $P_{billing}^i$ is a subscriber's (i) contracted power connection size used for billing.

Step 1 – Annual average local energy price

The first step is to determine the “ k ” value in the above linear derivation of the FLEX compensation, i.e. the station specific annual average local energy price.

As a context, energy prices are always neutral – it does not explicitly consider whether a transfer is in the import- or export direction. Every piece of the final local energy price is determined by the load and voltage situation in each individual network section being part of the aggregated sum of prices – and on symmetrically adjusted energy prices related to other grids. Thus, the focus is on the sum of positive and negative energy price contributions in import and export directions. These prices are always symmetric. For both individual price contributions and the final price, a negative sign will be the only difference between the price for imports (utilization) and for exports (production).

Therefore, absolute values of one of either import or export local energy prices for each instant (e.g. $LP_{imports,p}^t$) can be used as input to the average calculation to determine the annual average local energy price.

$$LP_p^{1y} = AVERAGE_p^T \left(ABS \left(LP_{imports,p}^t \right) \right) \quad (\text{öre/kWh})$$

Where t is a specific time instant, T is a time-period of a rolling year ($1y = 12 \text{ months}$) including the billing month, and where p is a station's connection point having unique final local energy prices (LP).

Step 2 – DSO sum of cost impact

A so-called cost_impact is calculated and aggregated for all stations – as a step towards finding the x -value, i.e. the equilibrium energy in the now more complete linear expression below.

$$\begin{aligned} SUM_{i \in DSO}^M (y_i) &= SUM_{i \in DSO}^M (-k \cdot x \cdot P_{billing}^i) \\ SUM_{i \in DSO}^M (y_i) &= SUM_{i \in DSO}^M (FLEX \text{ compensation}_i) \end{aligned}$$

The sum of FLEX compensation is chosen to be exactly equal to the sum of dominating flow charges. The reason for this choice should be further scrutinized, but a start on this conversation can be found in section “Notes.on.cost.reflectivity?fairness.and.cost.coverage” above.

$$SUM_{i \in DSO}^M (FLEX \text{ compensation}_i) = SUM_{i \in DSO}^M (DFC)$$

Where M is the billing month, i is the individual subscriber, and where DSO is the distribution system operator (i.e. the network company who owns the network).

The core linear expression can now be rewritten in the following way.

$$\sum_{i \in DSO}^M DFC_i = -x \cdot \sum_{p \in DSO}^M \left(k_p \cdot \sum_{i \in p}^M P_{billing}^i \right)$$

The cost-impact is the resulting denominator in the following expression.

$$x = - \frac{\sum_{i \in DSO}^M DFC_i}{\sum_{p \in DSO}^M (k_p \cdot \sum_{i \in p}^M P_{billing}^i)} = - \frac{DSO \text{ sum of dominating flow charges}}{DSO \text{ sum of cost-impact}}$$

The minus sign may be confusing, but it simply marks the fact that the FLEX compensation is a minus sign away from charge – i.e. a credit.

The cost_impact is thus found through multiplying the annual average local energy price ($k_p = LP_p^{1y}$) with each station's sum of contracted connection sizes.

$$DSO \text{ sum of "cost-impact"} = \sum_{p \in DSO}^M \left(LP_p^{1y} \cdot \sum_{i \in p}^M P_{billing}^i \right)$$

Step 3 – Equilibrium energy

The x in the core linear expression is here called the equilibrium energy $x = E_{eq}^M$, which is a monthly based solution that results in a monthly DSO-sum of FLEX compensations being equal to the monthly DSO-sum of dominating flow charges.

$$\begin{aligned} \sum_{i \in DSO}^M (FLEX \text{ compensation}_i) &= \sum_{i \in DSO}^M (DFC_i) \\ \rightarrow E_{eq}^M &= - \frac{DSO \text{ sum of dominating flow charges}}{DSO \text{ sum of cost-impact}} \end{aligned}$$

Step 4 – Subscriber FLEX compensation

When the equilibrium energy has been found, then every individual subscriber's FLEX compensation can be calculated. The simple version of the core linear expression previously mentioned will be used here.

$$\begin{aligned} y &= -k \cdot x \cdot P_{billing}^i \\ \rightarrow FLEX \text{ adjustment}_i &= -LP_p^{1y} \cdot E_{eq}^M \cdot P_{billing}^i \end{aligned}$$

The result is a negative value (a credit).

Bilaga 3. FLEX-kompensation för att justera den fasta avgiften

Denna bilaga beskriver den metod som använts för att utforma FLEX-kompensation som en del av tariffmodellen i Tariff 2.0. Syftet är att redogöra för hur den fasta avgiften justeras för att hantera geografiska skillnader i energipriser, samtidigt som kostnadsreflektivitet och rättvisa mellan abonnenter upprätthålls.

Bilagan behandlar både den principiella utformningen av FLEX-kompensationen och den matematiska metod som används för att beräkna ersättningen. Särskilt fokus ligger på hur dynamiska energipriser kan kombineras med en justerad fast avgift för att skapa en tariffstruktur där kortsiktiga styrsignaler och långsiktig kostnadsfördelning samverkar.

Vidare beskrivs hur modellen utvecklats från en tidigare version till den metod som tillämpas i projektet, samt vilka implikationer detta har för kostnadsfördelning, incitament och nätutnyttjande.

Geografisk differentiering i energiprissättning – dvs. platssignaler – är avgörande för att optimera effektiv nätanvändning. Dynamiska energipriser baserade på last och spänning är nödvändiga för att – på ett tidsmässigt och geografiskt sätt – spegla olika egenskaper och lastmönster i olika delar av nätet.

En nackdel med dessa differentieringar är att det kan leda till en orättvis fördelning av energikostnaderna. Det är därför legitimt att fråga,

- Bör kostnaden för ett kontrakterat kW i ett område med generellt högre energipriser vara lika hög som i ett område med lägre energipriser?

Detta dokument presenterar en lösning på detta dilemma – en FLEX_ersättning. Lösningens nyckelfunktion är att vara en koppling till den fasta avgiften för att göra paketets kostnad reflekterande och rättvis. Den totala kostnaden för denna reform är per definition lika med den totala kostnaden för att belasta energikostnader.

FLEX-ersättningen är lika stor som motsvarande potentiell avgift om varje abonnent överförde en beräknad lika mängd belastningsenergi per kontrakterad kW till det stationspecifika årliga genomsnittliga nätverksenergi priset. Denna utnyttjandelika ersättning gör FLEX-ersättningen rättvis, det vill säga ersättningen är begränsad och det kommer inte att finnas några andra kompensationer för höga energipriser. Att kraftigt utnyttja nätet i en mycket belastad punkt kommer att bli lika dyrt som de höga energipriserna faktiskt signalerar. Resultatet blir alltså en rättvis kostnadsnivå per kontrakterad kW-anslutning.

Lösningen kan också kallas en anti_lokaliseringsignal där den används för att neutralisera geografiskt differentierade dynamiska energipriser, dvs. platssignaler.

Differentieringsmetoden

Alla DSO-energiavgifter – som också kallas dominerande flödesavgifter (DFC) – återfinansieras i en per kontrakterad kW-anslutning linjärt med det årliga genomsnittet av de tidsmässigt differentierade dynamiska lokala energipriserna.

Detta årliga genomsnitt fungerar som en leveransbaserad indikator för att bedöma hur väl nätinfrastrukturen tjänar varje anslutningspunkt över tid – som en indikator på den strukturella kapacitetstillräckligheten hos en specifik anslutning.

Beräkningsprincipen för FLEX-kompensationen baseras på att bestämma en mängd spänningsenergi – jämviktsenergin – som är lika för varje kontrakterad kW i DSO-nätverket. I teorin resulterar användning av så mycket belastningsenergi per kontrakterad kW vid stationens årliga genomsnittspris för töjningsenergi till en kostnad som är lika stor som FLEX-kompensationen. Summan av alla FLEX-kompensationer blir då exakt summan av alla dominerande flödesladdningar.

Metodutveckling

En version 7 av en FLEX-kompensation har använts under pilottestperioden för Tariff 2.0, där distributionsprincipen var att återfinansiera alla dominerande flödesavgifter i en station tillbaka till alla abonnenter i samma station – lika per kontrakterad kW-anslutning. Det var en enkel och effektiv metod för att kompensera för geografiskt differentierade dominerande flödesflöden. Resultatet var till exempel att relativt fler abonnenter i en station fick en nettokostnadsökning medan relativt mindre tunga och flexibla abonnenter fick en nettokostnadsreduktion.

Men för att göra metoden komplett har det alltid funnits en saknad pusselbit när det gäller stationens dynamik.

Denna saknade pusselbit är mest uppenbar för ensamma abonnenter i en station. För dem var de månatliga dominerande flödesavgifterna alltid exakt lika med den månatliga FLEX-ersättningen. Energiprissignaler skulle därför aldrig vara ett effektivt incitament för dem.

Följande exempel visar också att metoden är ofullständig. I detta fall är det uppenbart att metoden leder till en utspädd kostnadsansvarighet eller -reflektivitet. Stationer som systematiskt arbetar under högre strukturella begränsningar och utlöser högre marginalnätspriser skulle – med version 1 av FLEX-kompensationen – alltid fullständigt kompenseras för alla dominerande flödesavgifter, med kostnader jämnt fördelade till alla abonnenter. I genomsnitt skulle de betala samma kostnad per kontrakterad kW-anslutning som abonnenter i stationer med mindre påverkan på nätbelastningen.

I tariffprojektets utveckling skulle därför ett till, men liknande lager läggas till version 1 av FLEX-kompensationen – planerat för införande med överliggande nätverkspriser och ett DSO-täckande konkurrensincitament. Men istället utvecklades FLEX-kompensationsmetoden till FLEX-kompensation – version 2.

Version 2 innebär inga förändringar gällande den totala fördelningssumman av FLEX-ersättningar. Men kriterierna för att omfördela dominerande flödesladdningar inom varje specifik station tas bort. De tidigare stationskriterierna gjorde fördelningen alltför beroende av grannar, eftersom det bästa var att ha täta grannar. Annars – i det "värsta" fallet kanske du inte får något alls via FLEX-ersättningen.

Med version 2 har den fasta avgiften en anti_lokaliseringkostnadsfördelning som beror på det årliga genomsnittet av de lokala energipriserna. Detta genomsnitt är ett mått på faktisk leverans via nätet. Det är alltså en genomförbar grund för att diversifiera fasta avgifter. Du kan fortfarande få ett högre årligt genomsnitt på energipriset med starka grannar, men jämfört med version 7 – version 8 leder det inte längre till överkompensation. I stället bevarar version 2 FLEX-kompensationen marginalkostnadsincitament samtidigt som den inför en strukturell rättvisekorrigering.

Från och med nu kommer FLEX-kompensation att referera till version 8-metoden.

Problematisering

Summan av dominerande flödesavgifter ses som en lämplig summa för att diversifiera den fasta avgiften – eftersom det är den exakta kostnad som abonnenterna måste betala för variationen i nätets

kvalitet. Ett högre genomsnittligt lokalt pris tolkas som en minskad anslutningskvalitet, och därför bör den fasta avgiften sänkas i en linjär mening i förhållande till detta mått.

Stationer med högre flexibilitet – t.ex. välutrustade energisamhällen – kan få en reducerad FLEX-ersättning på grund av deras påverkan, vilket leder till generellt lägre nivåer av nätverksbelastning och därmed ett lägre årligt genomsnitt av energipriser.

Sådana situationer skulle också innebära en möjlighet till ytterligare elektrifiering i området **utan samma behov av dyra nätuppgraderingar och ökade anslutningsavgifter** – vilket också är ett positivt incitament.

Anmärkningar om kostnadsreflektivitet, rättvisa och kostnadstäckning

För att dynamiska energipriser ska optimera nätets användning bör de endast spegla modellerade kortsiktiga marginal- och framtidskostnader – dvs. kostnader som speglar energiförluster och risker för strömavbrott och nätskador. Därför kan inte intäkterna från dessa priser till DSO planeras för att täcka fasta investeringar i nätutveckling. Det kommer inte heller att vara nödvändigt.

FLEX-ersättningen kommer också att återbetala 100 % av alla energikostnader som härrör från dynamiska energipriser – dvs. dominerande flödesavgifter. Anledningen till detta är att FLEX-ersättningen – eller anti_lokationsdifferentieringen av den fasta avgiften – är kalibrerad för kostnadsreflektivitet och rättvisa. Den kan ha varit mindre eller större, men det optimala DSO-totalvärdet för differentiering av en per kontrakterad kW-anslutning anses vara exakt det för DSO-totalinkomsten från dominerande flödes- (energi-)avgifter.

Två effekter som följer av ovanstående är att den fasta avgiften också måste täcka kostnaderna för FLEX-ersättningar och planerad nätutveckling. Således inkluderar FLEX-ersättningen både en allmän kostnadsökning av den fasta avgiften och en lika stor differentierad kostnadsreduktion.

Den övergripande tariffstrukturen säkerställer kostnadsreflektivitet för alla dynamiska tariffkomponenter:

- Den fasta avgiften sker via FLEX-ersättningen, å ena sidan höjs lika per kontrakterad kW-anslutning men sänks också linjärt med en lägre kvalitet på nätleveransen – dvs. med ökade årliga genomsnittliga energipriser.
- Det finns en anledning för DSO att alltid hålla dynamiska energipriser kostnadsreflektande.

Den sista komponenten i FLEX-tariffen är den kundspecifika avgiften. Denna komponent bör distribueras för att spegla kostnaden för kundservice. FLEX-tariffprojektet använder samma kundspecifika avgift som Vattenfall, det vill säga huvudägaren av Gotlands.Elnät.AB (Geab).

Mekanism för att differentiera den fasta avgiften

Den fasta avgiften per kontrakterad kW anslutningskapacitet justeras linjärt nedåt för abonnenter i stationer med stationens genomsnittliga dynamiska lokala energipris under en period av ett år. En rullande årsbasis för medelvärdet av energipriser används för att justera månatliga fasta avgifter med den totala månadsstorleken på den dominerande flödesavgiften. På så sätt bevarar metoden den övergripande intäktsneutraliteten inom ramen för fast avgift.

Denna design säkerställer att:

- Kapitalkostnader för historiskt tillräcklig nätkapacitet återhämtas främst genom den fasta avgiften,

- Rörliga kostnader, inklusive framåtblickande kostnader, fortsätter att återvinnas via dynamiska dominerande flödesavgifter,
- Abonnenter i strukturellt svagare delar av nätet kompenseras för minskad leverans kvalitet utan att försvaga de dynamiska prissignalerna.

Förväntat utfall

Metoden stödjer en mer **kostnadsreflekterande** tariffstruktur:

- Dynamiska priser styr effektivt kortsiktigt beteende,
- Fasta avgifter speglar långsiktig leveransförmåga att korrigera strukturella skillnader – utan att dölja kapacitetsstress orsakad av högre nätverksanvändning.

Tillsammans möjliggör detta rättvisare prissättning över heterogena nätområden samtidigt som incitament för effektiv nätverksanvändning och tidsifrån investeringssignaler upprätthålls.

Metod

Detta avsnitt förklarar hur FLEX-kompensationen matematiskt härleds.

Metoden bygger på en enkel linjär fördelning, där är FLEX-kompensationen, $y = -k \cdot x$ är det genomsnittliga årliga lokala energipriset och där är jämviktsenergin. Jämviktsenergin bestäms så att den slutliga DSO-summan av FLEX-kompensationer är lika med DSO-summan av dominerande flödesladdningar. x

För att också återspegla en likvärdighet per kontrakterad kW-anslutning ändras ovanstående formel till, där är abonnentens () kontrakterade elanslutningsstorlek som används för fakturering. $y = -k \cdot x \cdot P_{billing}^i$

Steg 1 – Årligt genomsnittligt lokalt energipris

Det första steget är att fastställa ""-värdet i ovanstående linjära härledning av FLEX-kompensationen, dvs. det stationsspecifika årliga genomsnittliga lokala energipriset. k

Som kontext är energipriser alltid neutrala – de tar inte uttryckligen hänsyn till om överföringen sker i import- eller exportriktning. Varje del av det slutliga lokala energipriset bestäms av belastnings- och spänningssituationen i varje enskild nätverkssektion som en del av den aggregerade summan av priser – och av symmetriskt justerade energipriser relaterade till andra nät. Fokus ligger alltså på summan av positiva och negativa energiprisbidrag i import- och exportriktningar. Dessa priser är alltid symmetriska. För både individuella prisbidrag och slutpris är ett negativt tecken den enda skillnaden mellan priset för import (användning) och för export (produktion).

Därför kan absoluta värden av antingen import- eller exportpriser för lokal energi för varje ögonblick (t.ex. $LP_{imports,p}^t$) användas som input till genomsnittsberäkningen för att bestämma det årliga genomsnittliga lokala energipriset.

$$LP_p^{1y} = AVERAGE_p^T \left(ABS \left(LP_{imports,p}^t \right) \right) \quad (\text{öre/kWh})$$

Där är en specifik tidpunkt, tT är en tidsperiod för ett rullande år () inklusive faktureringsmånaden, och där är en stations anslutningspunkt $1y = 12 \text{ monthsp}$ med unika slutliga lokala energipriser (LP).

Steg 2 – DSO-summan av kostnadspåverkan

En så kallad kostnadspåverkan beräknas och aggregeras för alla stationer – som ett steg mot att hitta x -värdet, dvs. jämviktsenergin i det nu mer fullständiga linjära uttrycket nedan.

$$SUM_{i \in DSO}^M (y_i) = SUM_{i \in DSO}^M (-k \cdot x \cdot P_{billing}^i)$$

$$SUM_{i \in DSO}^M (y_i) = SUM_{i \in DSO}^M (FLEX \text{ compensation}_i)$$

Summan av FLEX-kompensationen väljs att vara exakt lika med summan av dominerande flödesladdningar. Anledningen till detta val bör granskas närmare, men en början på denna diskussion finns i avsnittet "Anteckningar.om.kostnadsreflektivitet?rättvisa.och.kostnadstäckning" ovan.

$$SUM_{i \in DSO}^M (FLEX \text{ compensation}_i) = SUM_{i \in DSO}^M (DFC)$$

Där är faktureringsmånaden, är den enskilda abonnenten, och där är distributionssystemoperatören (dvs. nätverksföretaget som äger nätverket). $MiDSO$

Det kärnlinjära uttrycket kan nu skrivas om på följande sätt.

$$\sum_{i \in DSO}^M DFC_i = -x \cdot \sum_{p \in DSO}^M \left(k_p \cdot \sum_{i \in p}^M P_{billing}^i \right)$$

Kostnadspåverkan är den resulterande nämnaren i följande uttryck.

$$x = -\frac{\sum_{i \in DSO}^M DFC_i}{\sum_{p \in DSO}^M (k_p \cdot \sum_{i \in p}^M P_{billing}^i)} = -\frac{DSO \text{ sum of dominating flow charges}}{DSO \text{ sum of cost-impact}}$$

Minustecknet kan vara förvirrande, men det markerar helt enkelt att FLEX-ersättningen är ett minustecken från kostnaden – alltså en kredit.

Kostnadseffekten beräknas genom att multiplicera det årliga genomsnittliga lokala energipriset ($k_p = LP_p^{1y}$) med varje stations summa av kontrakterade anslutningsstorlekar.

$$DSO \text{ sum of "cost-impact"} = \sum_{p \in DSO}^M \left(LP_p^{1y} \cdot \sum_{i \in p}^M P_{billing}^i \right)$$

Steg 3 – Jämviktsenergi

I x kärnan kallas här jämviktsenergin, vilket är en månatlig lösning som resulterar i en månatlig DSO-summa av FLEX-kompensationer som är lika med den månatliga DSO-summan av dominerande flödesavgifter. $x = E_{eq}^M$

$$\begin{aligned} \sum_{i \in DSO}^M (FLEX \text{ compensation}_i) &= \sum_{i \in DSO}^M (DFC_i) \\ \rightarrow E_{eq}^M &= -\frac{DSO \text{ sum of dominating flow charges}}{DSO \text{ sum of cost-impact}} \end{aligned}$$

Steg 4 – Ersättning för abonnent FLEX

När jämviktsenergin har hittats kan varje enskild abonnents FLEX-kompensation beräknas. Den enkla versionen av det tidigare nämnda kärnlinjära uttrycket kommer att användas här.

$$\begin{aligned} y &= -k \cdot x \cdot P_{billing}^i \\ \rightarrow FLEX \text{ adjustment}_i &= -LP_p^{1y} \cdot E_{eq}^M \cdot P_{billing}^i \end{aligned}$$

Resultatet är ett negativt värde (en kredit).

Bilaga 4. Metod för beräkning av överliggande nätpriser (ONP)

Detta dokument innehåller en metodbeskrivning och ett pseudoskript (bilaga 1) om hur man beräknar överliggande nätverkspriser som ett komplement till de lokala stationspriserna i tariffmodellen. Syftet är att visa hur marginalkostnader och nätbegränsningar i överliggande delar av distributionsnätet kan översättas till prissignaler som samverkar med de lokala prissignalerna.

Bilagan behandlar både den principiella modellen och det beräkningsförfarande som används i ett testfall. Särskilt fokus ligger på hur överliggande nätpriser kan fördelas till underliggande nätstationer utifrån prognostiserade energiflöden, marginalkostnader och tillgänglighetsbegränsningar.

Vidare redovisas hur metoden använder iterativa beräkningar och AI-baserade prognoser för att stegvis nå fram till stabila prissignaler, samt hur tillgänglighetsfunktioner och prisbegränsningar används för att säkerställa att överliggande nätpriser inte skapar motstridiga incitament i lokala nätstationer.

Bredvid lokala stationspriser (LSP) är överliggande nätverkspriser (ONP) alla priser relaterade till kostnadstäckning av marginalkostnader i alla noder i det överliggande nätverket i förhållande till en station punkt p . En punkt (p) definieras som en station med abonnenter anslutna till den. Kombinationen av alla överliggande nätverkspriser och lokala stationspriser kallas här lokala priser (LP). En uppsättning lokala priser inkluderar symmetriska lokala priser för import och export, dvs. samma storlek men olika tecken. Specifika lokala priser beräknas per stationspunkt p och tid t . (t.ex. 15 minuter).

För att beräkna priser på överliggande nätverk är det första steget att bestämma marginalkostnader (MC) i det överliggande nätverket. Dessa kostnader kan baseras på pris-last-modeller (PLM) och andra näts tariffer (OGT). Det andra steget är att hitta den totala tillgängliga nettoenergiflödesbasen i alla punkter under en nod i det överliggande nätverket. Det är på denna pool av energiöverföringar som laddningar (eller krediter) ska fördelas från varje nod. Tillgänglighetsfunktionen används som en säkerhetsbarriär för att skydda stationens integritet, vilket leder till lägre överliggande nätverkspriser där det behövs.

Med en marginalkostnadsbasis (öre) och en energivolym (kWh) är det möjligt att beräkna ett energipris i öre/kWh som kommer att täcka kostnaderna för en nods specificerade marginalkostnader. Metoden går ut på att beräkningsmässigt gå igenom alla noder i DSO-nätet för att bygga åtminstone en tillfällig uppsättning överliggande nätverkspriser för varje stationspunkt i nätverket.

AI-prognoser för nettoenergiflöden i punkter och noder är kritisk information som används som grund för iterationerna för att beräkna överliggande nätverkspriser. När den AI-baserade processen startas om med uppdaterade energipriser kommer den att ge nya prognostiserade nettoströmmar och nya överliggande nätverkspriser i alla punkter och noder i nätverket.

Om prisförändringarna mellan två iterationer är tillräckligt små kan man dra slutsatsen att en tillfredsställande lösning har hittats. Den slutgiltiga lösningen innehåller prognostiserade symmetriska lokala priser (LSP), vilka utgör aggregerade lokala stationspriser (LSP) och överliggande nätverkspriser härledda från marginalkostnader i relevanta noder i DSO-nätverket. $LPLSP(ONP)$

Under normala omständigheter bör en abonnent endast reagera på kombinationen av det lokala priset (LP) och detaljhandelsmarknadens spotpris.– ur ett import- eller exportperspektiv.

Arbetsflöde för testfall

I detta test kommer Kräklingbo-noden att vara den enda noden i det överliggande nätverket.

Om flera noder inkluderades skulle index k användas för att stegvisa genom var och en av dessa noder enligt en specificerad node(list. Eftersom endast Kräklingbo-noden kommer att användas i testfallet avser index k endast Kräklingbo_noden .

Definition av noder och punkter

En "nod" är en väldefinierad del av nätverket utrustad med smarta mätare, med ett potentiellt nettoflöde av energi genom noden. Kostnaden eller krediten för sådan genomströmning kommer att fördelas till underliggande nätverks"punkter" via överliggande nätverkspriser (ONP).

En "punkt" är en station med abonnenter anslutna till den. Punkten kan vara var som helst i nätverket. Därför kan noder också vara en av dessa punkter när de har abonnenter anslutna till noden. Kostnader och krediter för energiflöden orsakade av interna abonnenter i en punkt fördelas via lokala stationspriser (LSP).

AI-baserade prognoser

En AI-motor beräknar ett sannolikt utfall av energiflöden baserat på olika uppgifter: till exempel väder, tid på dygnet, vecka och säsong, priser på energi, och så vidare. Energiflödesdata är också avgörande för att beräkna överliggande nätverkspriser.

t	Forecasted flow through Kräklingbo	
	E_net [k] (kWh)	
2026-01-01 00:00		9113
2026-01-01 00:30		10245
2026-01-01 01:00		4102
2026-01-01 01:30		6002

Figur.7;Prognostiserat nettoenergiflöde genom Kräklingbo station; Exempelvärden är inte relaterade till verkligheten;

Kräklingbo-noden har en prognostiserad genomströmning av energi (E_{net}) som i testfallet används för att bestämma storleken på två olika marginalkostnadskomponenter som är PLM- och OGT-baserade, enligt nedan. Observera att importriktning definieras som den positiva riktningen. $E_{net}^{node [k]}$

t	Other grid's tariff	Price-load model	
	OGT [k] (SEK)	PLM [k] (SEK)	
2026-01-01 00:00		2566	1345
2026-01-01 00:30		2235	1124
2026-01-01 01:00		6236	885
2026-01-01 01:30		2366	1789

Figur.8; Marginalkostnader relaterade till den prognostiserade nettogenomströmningen av energi; Exempelvärden är inte relaterade till verkligheten;

Tecknet på marginalkostnadsparametrar är direkt relaterat till import även om exporten var den faktiska energiflödesriktningen som skulle debiteras eller krediteras.

$$MC_{node [k]} = MC_{node [k]}^{OGT} + MC_{node [k]}^{PLM} \quad (\text{öre})$$

För Kräklingbo-noden som används som testfall kommer en av komponenterna att vara Vattenfalls andra näts tariff (OGT), vilket beror på nodens prognostiserade aktiva och reaktiva energigenomströmning.

$$MC_{node [k]}^{OGT} = OGT[k] @ (E_{net}^{node [k]}, R_{net}^{node [k]})$$

Nettoenergiflödet (i kWh) och det reaktiva nettoflödet (i kVAr) används som ingångsparametrar för att bestämma OGT-kostnader. $E_{net}^{node [k]}$ $R_{net}^{node [k]}$

Den andra marginalkostnadskomponenten baseras på Kräklingbo-nodens egen pris_belastningsmodell (PLM) för kortsiktiga rörliga och framtidsinriktade kostnader.

$$\begin{aligned} MC_{node [k]}^{PLM} &= E_{net}^{node [k]} \cdot SIGN(x_k) \cdot PLM[k] @ (x_k) \\ &= E_{net}^{node [k]} \cdot SIGN(x_k) \cdot P_{EL} \cdot (a(e^{b \cdot |x_k|} - 1) + c \cdot |x_k|) \quad (\text{öre}) \end{aligned}$$

Överliggande nätverkspriser specifikt för testfallet bör spegla allmänna mönster av DSO-totala energiförluster sedda genom PLM-"linsen" på Kräklingbo-stationen. Medan de lokala stationernas PLM bör representera modellerade kostnader för förluster och risker som endast uppstår inom dessa stationer. I ett skarpt full-mode bör nod-PLM:er begränsas till förluster och risker som endast inträffar inom det specifika nodområdet – om inte förenklingar används.

För att uppfylla dessa olika krav bör PLM-parametrarna () anpassas till funktioner i varje specifik punkt och nod. P_{EL}, a, b, c

Söker kostnadstäckning av marginalkostnader

Kräklingbo-nodens slutliga PLM- och OGT-marginalkostnad för tid t bör täckas av det resulterande överliggande nätverkspriset som skickas till stationer under Kräklingbo-noden.

$$MC_{node [k]} = ONP_{import}^{node [k]} \cdot A_{import}^{node [k]} + ONP_{export}^{node [k]} \cdot A_{export}^{node [k]}$$

Parametrarna $A_{import}^{node [k]}$ och $A_{export}^{node [k]}$, eller summan av dem: (där exporten har ett negativt tecken) är de sammanfattade och tillgängliga energiflödena (i kWh) i det underliggande nätverket i förhållande till en specifik nod. Tillgänglighet förklaras mer i detalj nedan. $A_{export}^{node [k]}$ $A_{net}^{node [k]}$

Accessible point flows	
t	A_net [k] (kWh)
2026-01-01 00:00	8566
2026-01-01 00:30	9630
2026-01-01 01:00	3856
2026-01-01 01:30	5642

Figur.9; Tillgängligt nettoenergiflöde (import minus export) sammanfattat från stationspunkter under nod (k); Exempelvärderna är inte relaterade till verkligheten;

En förutsättning är att kostnadstäckning alltid eftersträvas genom att skapa symmetriska priser (öre/kWh) för import och export.

$$ONP_{import}^{node [k]} = -ONP_{export}^{node [k]}$$

Där står för de råa överliggande nätverkspriserna för import eller export härledda från nod

$k. ONP_{import/export}^{node [k]}$

Hur man tolkar signerade nätparametrar

Både avgifter och krediter kan distribueras från en nod i det överliggande nätverket. För att fördela en kredit måste följande vara sant:

- Det andra nätets tariff ger en kredit för nettogenomströmningen, eller så är OGT-avgiften mindre än PLM-kredit.
- För att distribuera en PLM-kredit måste dock noden ha interna prenumeranter som orsakar det dominerande energiflödet. Först då är det möjligt att nettoflödet av energi genom noden är i nodens icke-dominanta flödesriktning, vilket är kriteriet för att få en kredit.

För att fördela en kredit kopplad till en nettoenergienomströmning måste tecknet på den (OGT + PLM) resulterande marginalkostnaden och tecknet på nettogenomströmningen vara olika. Om både nettogenomströmningen och marginalkostnaden är negativa innebär det att export är vanligare och att importen krediteras – det vill säga att exporten bör debiteras.

		Net flow through the node	
		+ (imports)	- (exports)
Marginal cost in node	-	Imports are credited	Exports are charged
	+	Imports are charged	Exports are credited

Figur.0; Diagram för att tolka kombinationer av tecken på nettogenomströmningen av energi och marginalkostnaden i noden_i

Om det råa nettoenergiflödet har ett annat tecken än det netto tillgängliga energiflödet i det underliggande nätverket, är detta ett specialfall som hanteras av den residuala sättningspotten som beskrivs nedan. $E_{net}^{node [k]} A_{net}^{node [k]}$

Diagrammet i figur.0 ger en allmän uppfattning om vilket pristecken för import och export kommer att vara när – för förenklingens skull – signerade parametrar används. Observera att priser för import och export också alltid formas på ett symmetriskt sätt, eftersom detta är en förutsättning.

Symmetriska priser

Med användning av symmetriska priser kan kostnadsskydd för DSO endast uppstå genom nettoenergiflöden. Medan den totala energiflödet bortom nettoflödet cirkulerar inom systemet, vilket resulterar i krediter och avgifter som cirkulerar mellan abonnenterna.

Med symmetriförkunskapen för import- och exportpriser kan en enkel formel för det överliggande nätverksenergi priset för tiden t hittas. Formeln härstammar från den tidigare nämnda kostnadstäckningsformeln.

$$MC_{node [k]} = ONP_{import}^{node [k]} \cdot A_{import}^{node [k]} + ONP_{export}^{node [k]} \cdot A_{export}^{node [k]}$$

$$ONP_{import}^{node [k]} = -ONP_{export}^{node [k]} \quad (\text{öre/kWh})$$

$$A_{net}^{node [k]} = A_{import}^{node [k]} - A_{export}^{node [k]} \quad (\text{kWh})$$

$$ONP_{import}^{node [k]} = \frac{MC_{node [k]}}{A_{net}^{node [k]}} \quad (\text{öre/kWh})$$

Där är det totala tillgängliga nettoenergiflödet för nod $A_{net}^{node [k]}$ i det underliggande nätverket.

Tillgänglighet

Tillgänglighet () är en funktion som används för att skydda stationens integritet. När det gäller råa energioverföringar i det underliggande nätet kommer den tillgängliga energioverföringen att ändras om nödvändigt för att skydda stationerna från överliggande nätpriser, vilket skulle vara *Acc* problematiskt, det vill säga där överliggande nätverkspriser skulle uppmuntra ett ansträngande beteende i en redan stressad station.

Tillgängligheten kommer att vara eller nära hela tiden när en stations integritet är robust, inklusive när förväntade spänningsproblem saknas. 11

För att beräkna totalt tillgängligt nettoenergiflöde i alla stationspunkter p i noderna $point_list[k]$ sammanfattas produkterna från stationens råa nettoenergiflöde multiplicerat med stationens tillgänglighet. $E_{net}^{point [p]} Acc[p]$

$$A_{net}^{node [k]} = \sum_{p \in point_list [k]} \left(Acc[p] \cdot E_{net}^{point [p]} \right) \quad (kWh)$$

I testfallet är det totala tillgängliga nettoflödet summan av tillgängliga nettoflöden i alla sekundära transformatorstationer under Kräklingbo-stationen.

Manuset nedan känner av situationer där det skulle vara problematiskt för en station att få vissa överliggande nätverkspriser. Om en problematisk situation upptäcks kommer det att leda till minskad tillgänglighet. Annars kommer tillgängligheten att vara nära eller lika med ett.

$$IF: \quad SIGN \left(E_{net}^{node [k]} \cdot MC_{node [k]} \right) = SIGN(x_{point [p]})$$

$$THEN: \quad Acc[p] = 1$$

Tillgänglighet är 1 om produkten av nettoenergiflödet och // marginalkostnaden samt stationslasten har samma tecken.

$$ELSE: \quad Acc[p] = MAX \left(0.0, 1 - \frac{PLM_{point [p]} @ (|x_{point [p]}|^{C_{adj}})}{P_{maximum}} \right)$$

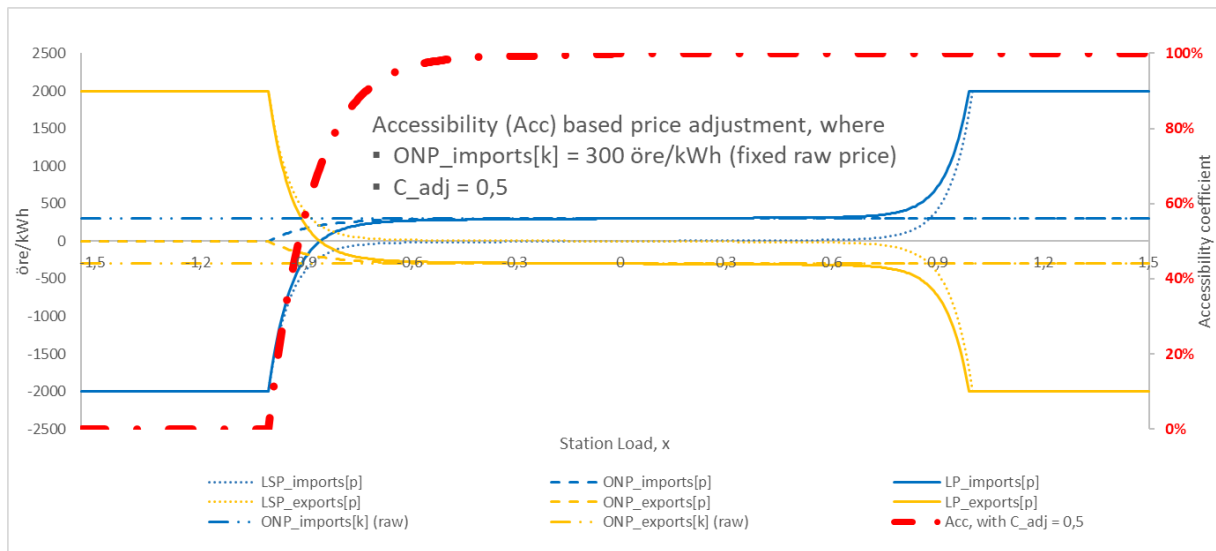
$$= MAX \left(0.0, 1 - \frac{P_{EL} \left(a \left(e^{b \cdot |x_p|^{C_{adj}}} - 1 \right) + c \cdot |x_p|^{C_{adj}} \right)}{P_{maximum}} \right)$$

Där är den spänningsberoende dynamiska $x_{point [p]}$ stationslasten för stationspunkt p , justeringskoefficienten, och maximalt pris. $C_{adj} = 0.5 P_{maximum} = 2000 \text{ öre/kWh}$

Exempel för att förstå ovanstående skrift

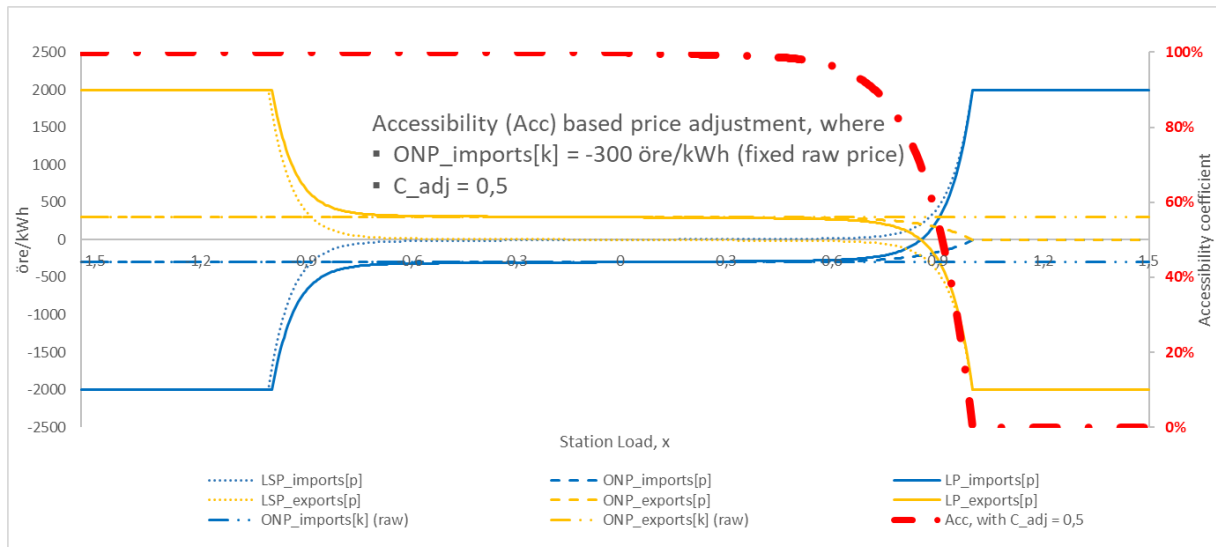
Antag att energiflödet genom en nod är negativt, det vill säga att exporten är dominerande. Anta också att marginalkostnaderna är positiva. Dessa omständigheter leder till att export krediteras och import debiteras, dvs. det överliggande nätverkspriset från noden för import kommer att vara positivt.

Den antagna exempelsituationen visas i figur 5 nedan. Om stationsbelastningen under sådana omständigheter var positiv betyder det att incitamenten från det överliggande nätverket är anpassade till incitamenten i stationen, det vill säga att de inte interceperar på ett dåligt sätt. Tillgänglighet kommer därför alltid att vara 1. Men om stationsbelastningen är negativ finns en potentiell risk att överliggande nätverkspriser hotar den lokala stationens integritet. En tillgänglighetsparameter beräknas därför för att hantera denna risk. Tillgängligheten (högra y-axeln) ändras med den dynamiska stationsbelastningen (x-axeln) enligt den streckade röda linjen i figur.❶ nedan.



Figur.❶. Hur tillgängligheten förändras när det överliggande nätverket signalerar avgifter för import och krediter för export. En fast ONP på 966 öre-kWh för import (och 966 öre-kWh för export) används för visualisering;

Eller tvärtom: - När överliggande nätverkspriser från en nod istället signalerar krediter för import och avgifter för export, kommer tillgängligheten att ändras för att skydda stationens integritet när import är stationens dominerande energiflödesriktning, dvs. när stationsbelastningen (x-axeln) är positiv. Denna situation visas i figur.❷ nedan.



Figur 9. Exempel på hur tillgänglighet och prissignaler förändras med stationens belastning, om det råa överliggande nätverkspriset hade en fast kredit på 966 öre/kWh för import (negativt pris).

Kvarvarande bosättningskruka

I följande fall kommer det inte vara möjligt eller praktiskt att hitta en prislösning för node k kostnadstäckning:

1. När det totala tillgängliga nettoenergiflödet är nära noll.

$$|A_{net}^{node [k]}| < \epsilon = \text{small number}$$

2. När totalt tillgängligt nettoenergiflöde har ett tecken som skiljer sig från det totala råa nettoenergiflödet.

$$SIGN(A_{net}^{node [k]}) \neq SIGN(E_{net}^{node [k]})$$

Denna situation är troligen ovanlig men kan potentiellt bero på att tillgänglighetsanpassningar ändrar den totala nettoenergiflödesriktningen.

3. När endast små marginalkostnader ska fördelas från en nod.

$$|MC_{node [k]}| < MC_{minimum} = \text{small number}$$

Eventuella marginalkostnader som upptäcks under dessa tester kommer att överföras till en residualavräkningspott, som täcks månadsvis av den fasta avgiften.

Residual settlement pot, 3 tests:

t	A_net too small? (SEK)	Sign-error? (SEK)	Too small marginal costs? (SEK)
2026-01-01 00:00	0	0	0
2026-01-01 00:30	0	0	0
2026-01-01 01:00	0	0	0
2026-01-01 01:30	0	0	0

Figur 9. Testa för marginalkostnadsuppgörelser utan ett överliggande nätverkspris. Exemplet visar att testet var negativt för alla tillfällen vilket innebär att ett överliggande nätverkspris skulle användas istället.

Test 1 och 3 kan till exempel använda och , respektive $\epsilon = 500 \text{ kWh}$ $MC_{\text{minimum}} = 50 \text{ SEK}$

När dessa tester har genomförts bör marginalkostnader och tillgänglig nettoenergi vara kända, och ett resultat kan beräknas enligt den tidigare härledda formeln som visas nedan.

$$ONP_{\text{import}}^{\text{node } [k]} = \frac{MC_{\text{node } [k]}}{A_{\text{net}}^{\text{node } [k]}} \quad (\text{öre/kWh})$$

Nu kan de råa överliggande nätverkspriserna från nod k.beräknas.

t	Overlying network prices	
	ONP_imports [k] (öre/kWh)	ONP_exports (öre/kWh)
2026-01-01 00:00	46	-46
2026-01-01 00:30	35	-35
2026-01-01 01:00	185	-185
2026-01-01 01:30	74	-74

Figur.4. Resultatet blir råa överliggande nätverkspriser. Exempelvärden är inte relaterade till verkligheten.

Mot slutliga överliggande nätverkspriser

I alla stationer finns en tillgänglighetskoefficient mellan de råa överliggande nätverkspriserna och de slutliga stations- och tidsspecifika överliggande nätverkspriserna. Produkten av dessa två ger de slutliga lokaliserade överliggande nätverkspriserna.

$$ONP_{\text{import}}^{\text{point } [p]} = ONP_{\text{import}}^{\text{node } [k]} \cdot Acc [p] \quad (\text{öre/kWh})$$

Figur.5 nedan visar ett exempelresultat som endast avviker från de råa överliggande priserna (i figur.4) under en tidsinstans.

t	Accessibility coefficient		Resulting overlying network prices in point p	
	Acc [p]		ONP_imports [k,p] (öre/kWh)	ONP_exports [k,p] (öre/kWh)
2026-01-01 00:00	100%		46	-46
2026-01-01 00:30	100%		35	-35
2026-01-01 01:00	98%		181	-181
2026-01-01 01:30	100%		74	-74

Figur.5. Tillgänglighet och slutliga stations- och tidsspecifika överliggande nätverkspriser i testfallet. Det kan dras slutsatsen att stationsbelastningen är omkring 67% under tidsinstansen när tillgängligheten minskar (jämför med figur.4). För att detta ska vara sant måste det vara en station som har vindkraftsproduktion mitt i natten. Dock är exempelvärden inte relaterade till verkligheten.

I en fullskalig situation skulle det finnas flera överliggande nätverkspriser som skulle läggas till ovanpå varandra – dvs. en symmetrisk mängd från varje nod i det överliggande nätverket som har punkten i sin `point_list[k]`.

I testfallet kommer det bara att finnas en uppsättning överliggande nätverkspriser från Kräklingbo-stationen.

Tak för lokala priser

Energipriserna för abonnenter bör aldrig överstiga LP_{maximum} (t.ex. 2000 öre/kWh). De resulterande lokala priserna är därför begränsade. Om tak skulle förekomma, överförs ansvaret för kostnadstäckning till DSO.

Dämpning av förändringar

För att öka stabiliteten kommer prisändringar att genomföras stegvis. Hur snabbt en förändring implementeras styrs av relaxationsfaktorn λ .

Dämpning innebär att det råa lokala priset ($L_{raw}^{point [p]}$) ersätts av ett avslappnat lokalt pris ($L_{relaxed}^{point [p]}$), där förändringen också beror på det tidigare lokala priset ($L_{previous}^{point [p]}$) och λ .

$$L_{relaxed}^{point [p]} = L_{previous}^{point [p]} + \lambda \cdot (L_{raw}^{point [p]} - L_{previous}^{point [p]})$$

Uppreppning fram till konvergens

Dämpning påverkar naturligtvis den potentiella maximala skillnaden i lokala priser vid varje punkt i nätverket mellan två iterationer. Det är dock fortfarande möjligt att dra slutsatsen om en maximal förändring är tillräckligt liten för att fortfarande betrakta att en lösning har konvergerat eller inte.

När den maximala skillnaden mellan två på varandra följande iterationer är mindre än tröskelvärdet (d_{LP}), sägs det att priserna har konvergerat.

Resultattolkning:

Om $converged = TRUE$, har iterationer resulterat i en tillfredsställande lösning.

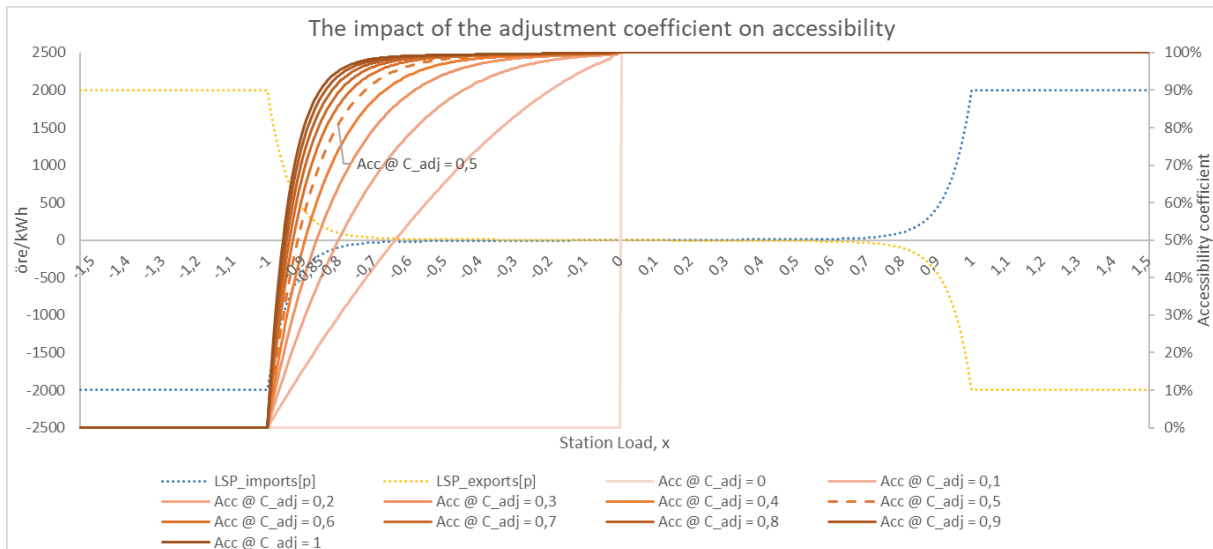
Om $converged = FALSE$, kommer en ny omgång iterationer att behövas.

Antagandet är att energiprisförändringar som är mindre än ett tröskelvärde (d_{LP}) inte kommer att förändra det prognostiserade abonnentbeteendet eller energiflödet i nätverket. Med större förändringar som fortfarande sker kommer nya AI-baserade prognoser att efterfrågas – tills prisförändringarna är tillräckligt små. Med varje AI-baserad prognos kommer en ny omgång av överliggande nätverksprisberäkningar att beräknas.

Kalibrering av tillgänglighetsreduktioner

Att kalibrera tillgänglighet handlar om att förbättra effektiv nätanvändning (kostnadsreflektivitet) jämfört med säker drift. Tillgänglighetsjusteringskoefficienten C_{adj} måste därför justeras tillsammans med pris-belastningsmodellen. Att minska till lägre än 1 innebär att tillgängligheten minskar tidigare (högre stationssäkerhet), och att andra stationer utsätts för högre energipriser för att nå kostnadstäckning. Att ställa in till 1 kan därför vara mest kostnadsreflekterande.

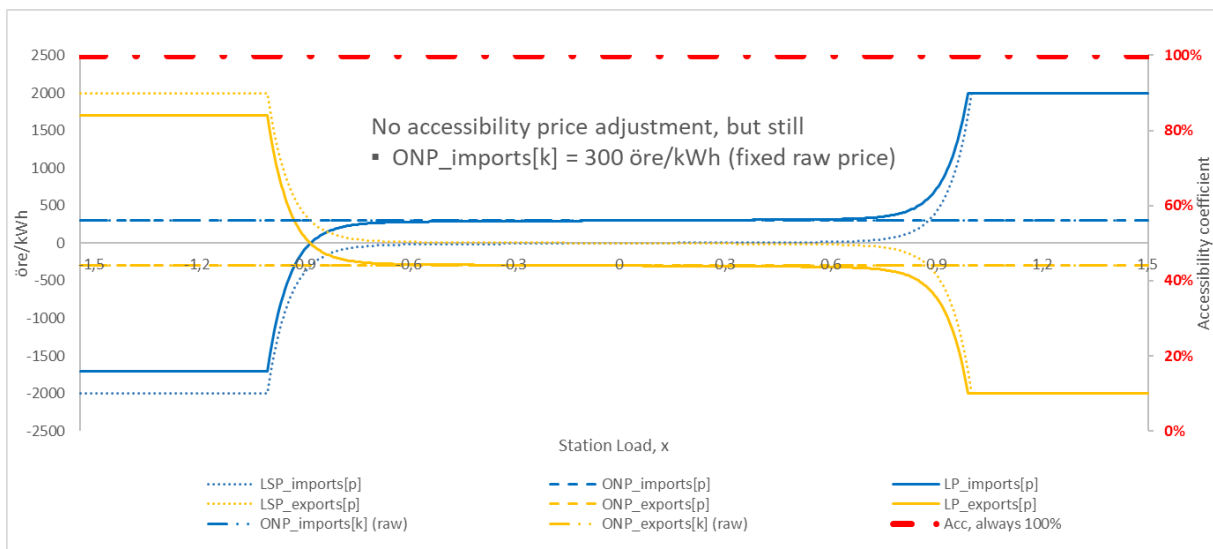
Om det finns några tvivel kring pris-belastningsmodellens (PLM) kurvas förmåga att skydda stationens integritet kan det vara klokt att använda en reducerad eftersom det ger en högre säkerhetsmarginal för att undvika motstridiga incitament. På så sätt är det mer riskfritt att justera PLM-parametrar (a, b, c) för att undvika högre än kostnadsreflekterande energipriser. Detta möjliggör högre utnyttjandegrad i stationer och noder.



Figur.76; Tillgänglighet som en funktion av stationsbelastning; Kurvan är ett exempel på att visualisera en situation där det överliggande nätverket alltid debiterar import; Situationen leder till minskad tillgänglighet när produktionen är stationens dominerande kraftflöde; Med $C(\text{adj} \pm 7)$ kommer det inte att ske några förändringar jämfört med pris_last_modellkurvan; Medan med $C(\text{adj} \pm 6)$ kommer det inte att finnas några överlagrade nätverkspriser alls; En balanserad medelväg kan vara att använda $C(\text{adj} \pm 6)$ vilket visualiseras med en streckad ljusbrun linje;

Att ifrågasätta behovet av tillgänglighetsanpassningar

Finns det något behov av tillgänglighetsjusteringar överhuvudtaget? För att besvara den frågan visar figur 11 nedan hur priserna skulle variera under samma omständigheter som i figur 5 och 6, dvs. med fasta överliggande nätverkspriser vid $ONP_{imports}[k] = 300 \text{ öre/kWh}$, medan tillgängligheten är 100 % hela tiden.



Figur.77; Tillgängligheten är alltid 100%; i detta diagram vilket innebär att det lokala stationspriset är justerat med en avgift på 966 öre/kWh för import och liknande storlek men med kredit för export; Resultatet vid hög produktionsbelastning är både en reducerad maxavgift och maximal kredit för export respektive import; Under hög belastning nås de maximala avgifterna-krediterna tidigare än annars;

Det mest anmärkningsvärda i figur 11 är de förskjutna priserna under hög produktionslastning (vänster sida), som beror på minskad kredit för import och den speglade sänkta exportkostnaden. Om exemplet istället skulle visa ett negativt överliggande nätverkspris för import, skulle skiftet istället vara på höger sida i figur 11.

Att bortse från tillgänglighetsjusteringar skulle vara ett sätt att förenkla beräkningarna, där de råa prognostiserade energiflödena kan användas direkt för marginalkostnadsfördelning. Att lägga till det säkerställer däremot att det finns ett sätt att undvika potentiella problem med obalanserade prissignaler. Att välja att använda tillgänglighetsjusteringar är en försiktighetsåtgärd för att undvika blandade "budskap" i mer riskfyllda situationer.

Bilaga 1: Pseudoskript

Skriptet körs för att bestämma resultat under ett specifikt ögonblick.

Steg 0: Initialisering av parametrar

$LP_{maximum} = 2000$ Lokalt prismaximum
 $LP_{maximum}^{delta} = 0.0$ Registrerad maximal lokal prisskillnad mellan iterationerna
 $d_{LP} = 1.0$ Maximal LP-differens möjliggjorde konvergerande lösning
 $C_{adj} = 0.5$ Anpassningskoefficient för tillgänglighet

FOR p IN Points

$LP_{previous}^{point [p]} = 0.0$ Återställ tidigare lokala priser
 $LSP_{imports}^{point [p]} = 0.0$ Återställ lokala stationspriser
 $ONP_{imports}^{point [p]} = 0.0$ Återställ överliggande nätverkspriser

END FOR

Steg 1: Hjälpfunktioner

FUNCTION Accessibility ($p, E_{net}^{point [p]}, x_{point [p]}, MC_{node [k]}$)

IF: $SIGN(E_{net}^{node [k]} \cdot MC_{node [k]}) = SIGN(x_{point [p]})$

THEN: RETURN 1.0

ELSE: RETURN MAX $\left(0.0, 1 - \frac{PLM_{point [p]} @ (|x_{point [p]}|^{C_{adj}})}{LP_{maximum}}\right)$

END IF

END FUNCTION

FUNCTION PointForecaster (p)

AI-baserad funktion för att återföra nettoenergi flöde () // och dynamisk stationsbelastning (). $E_{net}^{point [p]}, x_{point [p]}$

END FUNCTION

FUNCTION NodeForecaster (k)

AI-baserad funktion för att återföra nettoaktivt energi flöde (), $E_{net}^{node [k]}$ reaktivt energi flöde () och// dynamisk stationslast (). $R_{net}^{node [k]}, x_{node [k]}$

END FUNCTION

Steg 2: Loop tills en konvergent lösning har hittats

$iter = 0$ Iterationsindex
 $lambda = 0.5$ Relaxationsparameter

converged = FALSE Flagga för att veta när iterationer nådde en framgångsrik lösning

WHILE NOT *converged*

iter += 1

 Steg 2.1: Beräkna lokala stationspriser (LSP) i alla punkter av DSO-nätverket

 FOR *p* IN *Points*

$$\left(E_{net}^{point [p]}, x_{point [p]} \right) = PointForecaster (p)$$

$$LSP_{import}^{point [p]} = SIGN(x_{point [p]}) \cdot PLM[p]@(x_{point [p]})$$

 END FOR

 Steg 2.2: Gå igenom alla DSO-noder som listas i *Noder*

 FOR *k* IN *Nodes*

 Steg 2.2.1: Hitta marginalkostnader för noden

$$\left(E_{net}^{node [k]}, R_{net}^{node [k]}, x_{node [k]} \right) = NodeForecaster (k)$$

$$MC_{node [k]}^{OGT} = OGT[k]@(E_{net}^{node [k]}, R_{net}^{node [k]})$$

$$MC_{node [k]}^{PLM} = E_{net}^{node [k]} \cdot SIGN(x_{node [k]}) \cdot PLM[k]@(x_{node [k]})$$

$$MC_{node [k]} = MC_{node [k]}^{OGT} + MC_{node [k]}^{PLM}$$

 Steg 2.2.2: Hitta totalt tillgängligt energiflöde för noden

$$A_{net}^{node [k]} = 0.0$$

 FOR *p* IN *point_list [k]*

$$\left(E_{net}^{point [p]}, x_{point [p]} \right) = PointForecaster (p)$$

$$Acc [p] = Accessibility (p, E_{net}^{point [p]}, x_{point [p]}, MC_{node [k]})$$

$$A_{net}^{node [k]} += Acc[p] \cdot E_{net}^{point [p]}$$

 END FOR

 Steg 2.2.3: Testa om marginalkostnader bör flyttas till en kvarvarande avräkningspot.

$$SettlementPot [k] = 0.0$$

 Flag = FALSE

 Steg 2.2.3.1: Tillgänglighet till lågt?

$$IF: \quad |A_{net}^{node [k]}| < epsilon$$

$$THEN: \quad SettlementPot [k] = MC_{node [k]}$$

$$MC_{node [k]} = 0.0$$

$$A_{net}^{node [k]} = \epsilon$$

$$Flag = TRUE$$

END IF

Steg 2.2.3.2: Teckenfel?

$$IF: \quad SIGN(A_{net}^{node [k]}) \neq SIGN(E_{net}^{node [k]}) \text{ AND } Flag \neq TRUE$$

$$THEN: \quad SettlementPot [k] = MC_{node [k]}$$

$$MC_{node [k]} = 0.0$$

$$Flag = TRUE$$

END IF

Steg 2.2.3.3: För små marginalkostnader?

$$IF: \quad MC_{node [k]} < MC_{minimum} \text{ AND } Flag \neq TRUE$$

$$THEN: \quad SettlementPot [k] = MC_{node [k]}$$

$$MC_{node [k]} = 0.0$$

$$Flag = TRUE$$

END IF

Steg 2.2.4: Beräkna nodens råa överliggande nätverkspris för import

$$ONP_{import}^{node [k]} = \frac{MC_{node [k]}}{A_{net}^{node [k]}}$$

Steg 2.2.5: Bygg överliggande nätverkspriser (ONP) för varje punkt i point(list.[k]).

FOR p IN point_list [k]

$$(E_{net}^{point [p]}, x_{point [p]}) = PointForecaster (p)$$

$$Acc [p] = Accessibility (p, E_{net}^{point [p]}, x_{point [p]}, MC_{node [k]})$$

$$ONP_{import}^{point [p]} += Acc [p] \cdot ONP_{import}^{node [k]}$$

END FOR

Steg 2.3: Bygg upp avslappnade och begränsade lokala priser i alla delar av DSO-nätverket

FOR p IN Points

Slappna av i lokala prispförändringar

$$LP_{raw}^{point [p]} = LSP_{import}^{point [p]} + ONP_{import}^{point [p]}$$

$$LP_{relaxed}^{point [p]} = LP_{previous}^{point [p]} + \lambda \cdot (LP_{raw}^{point [p]} - LP_{previous}^{point [p]})$$

Sätt ett tak på det lokala priset om det behövs

$$IF: \quad |LP_{relaxed}^{point [p]}| > LP_{maximum}$$

$$THEN: \quad LP_{relaxed}^{point [p]} = SIGN(LP_{relaxed}^{point [p]}) \cdot LP_{maximum}$$

END IF

Registrera den högsta lokala prisförändringen

$$LP_{maximum}^{\delta} = MAX \left(LP_{maximum}^{\delta}, |LP_{relaxed}^{point [p]} - LP_{previous}^{point [p]}| \right)$$

Spara det nya lokala priset för användning i nästa iteration

$$LP_{previous}^{point [p]} = LP_{relaxed}^{point [p]}$$

Lagra lokala import- och exportenergipriser

$$LP_{import}^{point [p]} = LP_{relaxed}^{point [p]}$$

$$LP_{export}^{point [p]} = - LP_{relaxed}^{point [p]}$$

END FOR

Steg 2.4: Kontrollera konvergens

$$IF: \quad iter > 1$$

$$THEN: \quad converged = LP_{maximum}^{\delta} < d_{LP}$$

END IF

Steg 2.5: Sammanfatta den kvarvarande avräkningspotten

$$IF: \quad converged$$

THEN:

$$TotalSettlementPot = 0.0$$

FOR k IN Nodes

$$TotalSettlementPot += SettlementPot [k]$$

END FOR

END IF

END WHILE

Bilaga 5. Metod för hantering av underspänning

Denna bilaga innehåller ett tekniskt designunderlag för hur spänningsrelaterade nätproblem, specifikt underspänning. Dokumentet är framtaget inom ramen för projektets utvecklingsarbete och redovisas i originalformat (engelska) som separat PDF.

Syftet med bilagan är att ge en fördjupad beskrivning av hur prognostiserade spänningsproblem integreras i tariffmodellen genom att justera prissignaler baserat på kritiska belastningsnivåer. Metoden bygger på att identifiera tidpunkter där risk för underspänning föreligger och därefter anpassa prisFunctionen för att styra elanvändningen bort från dessa tillstånd.

Bilagan beskriver även hur historiska mätdata, AI-baserade prognoser och optimeringsmetoder används för att fastställa kritiska effektgränser samt hur dessa påverkar den resulterande prissignalen.

Dokumentet utgör ett tekniskt komplement till rapporten och syftar till att ge insikt i de underliggande algoritmer och beräkningssteg som möjliggör att lokala nätbegränsningar beaktas genom dynamiska tariffsignaler.

R&D SOLUTION DESIGN

1) General information

Solution ID	GFT-FTE-V2
Solution Name	Flex Tariff Engine
System or Subsystem level	Subsystem
Project Name	Gotland Flexible Tariffs
Solution Designer	Tarikua Taye
Solution Reviewer	Xavier Domínguez
Repository	rd-gotland/src/main
Attachments	N/A

2) Version control

Solution ID	Date	Changes in documentation and/or solution	Documentation or Solution changes
GFT-FTE-V2	2025-12-16	Documentation	It includes a feature that aims to mitigate undervoltages

3) Solution overview

¿What problem motivates this solution?	<p>The previous version of the flex tariff engine mainly considers the aggregated substation power as a base to generate the flex tariff prices through the Prices vs Consumption curve (given by the client).</p> <p>However, in the distribution system voltage violations can typically occur (under/over voltages). These occurrences have significantly adverse effect on the overall operation and power quality of the system.</p> <p>It is then needed to implement an additional strategy that on top of the initial approach; it increases the incentive to end-clients or automated devices to consume/generate energy in a way that prevents the appearance of voltage issues. This version first focuses on the mitigation of undervoltages.</p>
Client specifications for this solution (Requirements)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Insert the day-ahead forecasted power into the given: prices vs consumption curve to then obtain the Flex Tariff prices 2) Detect / forecast undervoltage occurrences (day-ahead) 3) In case undervoltages are forecasted, convert the undervoltage risk into an additional criterion to generate improved Flex Tariff prices that disincentive the consumption and thus avoid undervoltage appearances.

¿How the solution tackles the challenge?	If a day-ahead undervoltage is forecast at specific timestamps, we determine, at each of those instants, the critical power limit above which an undervoltage is expected to occur. Instead of always using the transformer capacity as the max upper scale for generating the prices, the time-varying critical power limit can be used as a better max reference.
¿Where the solution sits?	In the general Flex Tariff pipeline
Inputs	<ol style="list-style-type: none"> 1) Prices vs Consumption (p.u.) curve with the values for its parameters. 2) User tolerance to undervoltages: <ul style="list-style-type: none"> - Threshold where lower values are considered as outliers (200 V) - Undervoltages are considered with measurements below 0.95 p.u. - Percentage of per-phase undervoltage tolerance occurrence in a substation after which the undervoltages are considered to be representative. This value is to be defined. Actually it is set as zero, that means that a single per-phase undervoltage is considered as an unwanted issue where mitigation will be applied. 3) Day-ahead forecasted power at substation transformer level (output from the Forecasting Engine) 4) Historical smart meters measurements (P, V) with 10min resolution for the latest 3-month time-window
Outputs	<ol style="list-style-type: none"> 1) Day-ahead flexible tariff prices including a feature that procures to mitigate undervoltages
Results/feedback	<ul style="list-style-type: none"> - Early results illustrate a coherent definition of the critical power limit for undervoltage management. - Positive feedback from the stakeholders has been received about the proposed approach. - Further explanation was required by stakeholders to fully understand the methodology.

4) Solution workflow (step-by-step)

- 1) In a substation basis, the historical aggregated power profile (consumption minus generation from all smart meters in the substation) is extracted in a timestamp basis for a seasonal timeframe (i.e. 3 months).
- 2) The minimum voltage at each daily instant across the customers will be extracted to get the minimum voltage along the overall timeframe instants. For example, **Error! Reference source not found.** and **Error! Reference source not found.** show the format of voltage profile of 5 customers with 10 min reading and the corresponding minimum voltage (Vmin), respectively.
- 3) Likewise, the aggregated power (consumption minus generation) across the same timestamp-seasonal instants is synchronously matched in time with the minimum voltage samples. For example, active power consumption of 5 customers and the corresponding aggregated power at

every 15min is provided in **Error! Reference source not found.** and **Error! Reference source not found.**

Table 1: Voltage profile of customers

Time	Customer1	Customer2	Customer3	Customer4	Customer5
00:00:00	217.0	217.0	228.0	221.0	227.0
00:10:00	221.0	220.0	224.5	228.5	225.5
00:20:00	222.0	223.0	226.5	227.5	224.5
00:30:00	218.5	226.0	223.5	230.5	220.5
00:40:00	224.0	221.0	213.5	222.0	219.5

Table 2: Minimum voltage across customers at each instant

Time	Vmin (V)
00:00:00	217.0
00:10:00	221.0
00:20:00	222.0
00:30:00	218.5
00:40:00	213.5

Vmin

Table 3: Active power profile of customers

Time	Customer1	Customer2	Customer3	Customer4	Customer5
00:00:00	20.8	30.02	26.0	10.452	13.0
00:10:00	23.5	29.01	24.5	12.0	14.5
00:20:00	24.0	27.0	25.5	13.5	15.5
00:30:00	22.5	29.8	23.9	14.5	16.5

Table 4: Aggregated power across the station at each instant

Time	Pagg (kW)
00:00:00	110.272
00:10:00	103.510
00:20:00	105.500
00:30:00	107.199

Pagg

- 4) In the above tables, green colored instants are common in both voltage and power table.

- 5) The minimum voltage and aggregated power per instant, and the low permissible voltage (a drop of 5% of rated voltage in this case) are the major inputs for the optimizer. Hence the lower permissible voltage limit of 230V will be 218.5V in this case.

On the other hand, it is worth noting another constraint. Undervoltages are considered to be representative, only when the tolerance of the per-phase percentage of violations (e.g. 5%) is exceeded. This percentage is to be defined and actually it is zero. Otherwise, those values are not enough to trigger the next steps (critical power limit) and the nominal transformer power is the one being considered in the calculation of the given price curve.

- 6) As an example, the minimum voltage vs aggregated power for a sample station, for a given timestamp, is presented in **Error! Reference source not found.:**

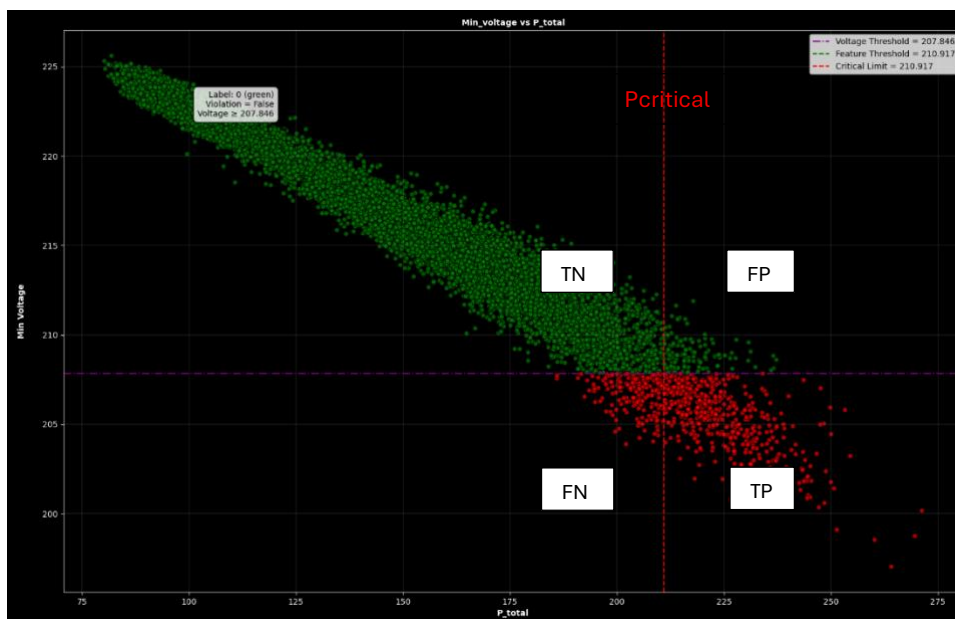


Figure 1: V_{min} vs P_{agg}

- 7) The optimizer uses the following five major valuation metrics to infer the suitable critical power limit:
- Accuracy (A)
 - Recall (R)
 - F1 Score (FS)
 - False Negative Rate (FNR)
 - Precision (P)

Their corresponding calculation (as stated below) is defined in terms of four major parameters which are obtained from the minimum voltage versus aggregated power which will have four quadrants due to voltage minimum limit and critical power limit crossing (as show on the above in **Error! Reference source not found.**). The total number of instants under each quadrant will be the values of the four parameters called False Positive (FP), True Negative (TN), False Negative (FN) and True Positive (TP):

TN: Power level where the model predicts NO undervoltage, and no undervoltage occurs in reality.

TP: Power level where the model predicts undervoltage, and undervoltage occurs in reality.

FN: Power level where the model predicts NO undervoltage, but undervoltage occurs in reality.

FP: Power level where the model predicts undervoltage, but no undervoltage occurs in reality.

Accordingly, the derived formulas of the four evaluation metrics are as follows:

$$Accuracy = \frac{(TP + TN)}{(TP + FP + FN + TN)}$$

$$Recall = \frac{(TP)}{(TP + FN)}$$

$$F1 \text{ Score} = \frac{2 * (P * R)}{(P + R)}$$

$$\text{False Negative Rate} = \frac{(FN)}{(TP + FN)}$$

$$\text{Precision} = \frac{(TP)}{(TP + FP)}$$

Where P means precision and R means Recall.

- 8) As an example, the four parameter values under the four quadrants as shown in **Error! Reference source not found..**

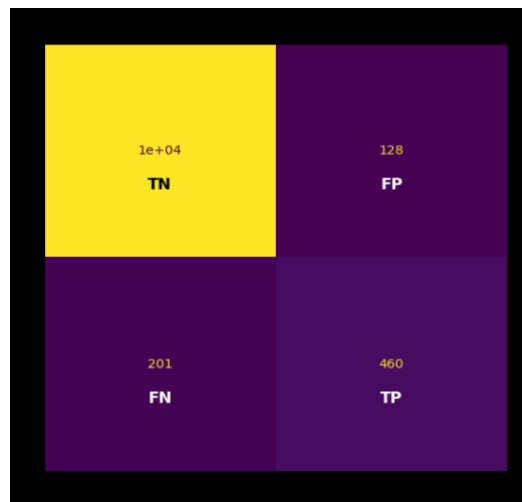


Figure 2: Quadrant parameter values

- 9) Hence, the optimizer will compute Pcritical maximizing the Accuracy, Recall and F1 Score and minimizing the False Negative Rate. Thus, as an example the corresponding sample result values of those metrics illustrated in **Error! Reference source not found..**

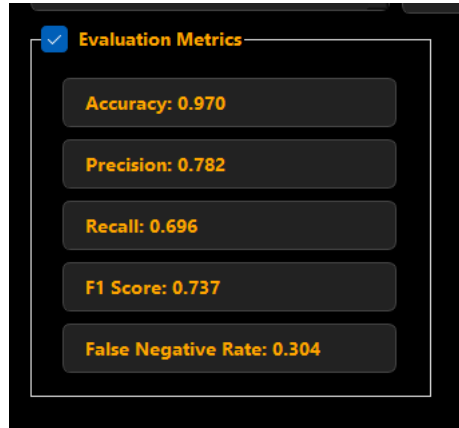


Figure 3: Evaluation metrics result

- 10) As a result, it will generate a critical aggregated power limit $P_{critical}$ (depicted in **Error! Reference source not found.** using red vertical broken line) which indicates the optimal power limit that is representative to be considered as the value where the controls should be applied to mitigate voltage violations. This is done on a per timestamp basis for day-ahead.
- 11) To reflect seasonality in the calculations, initially a 3-month window of voltage vs aggregated power data is considered.
- 12) Once the critical power limit ($P_{critical}$) is computed, it will be used to calculate a different value for term xax (that takes part in the gi) which in turn is equal to:

$$xax = \begin{cases} \frac{\text{Forecasted Load}}{\text{Station_KVA}}, & \text{violation} = 0 \\ \frac{\text{Forecasted Load}}{P_{critical}}, & \text{violation} > 0 \end{cases}$$

Therefore, the behavior of the price function is going to be changed, and higher prices will occur with lower aggregated powers, imposed by the upper price limit (2000 ore/kWh). As shown in the following price calculation equation:

$$F_B = c_{el} * (a * (e^{(b*|xax|)} - 1) + (c * |xax|))$$

$$F_A = -F_B$$

$$F_{CON}(xax) = \begin{cases} F_B, & xax \geq 0 \\ F_A, & xax < 0 \end{cases}$$

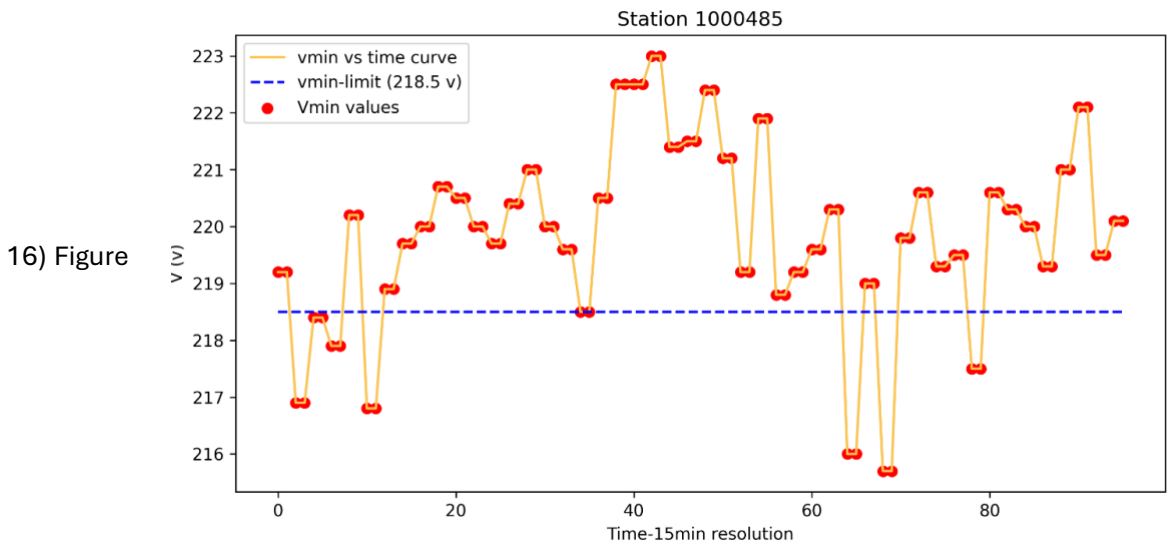
$$F_{GEN}(xax) = \begin{cases} F_A, & xax \geq 0 \\ F_B, & xax < 0 \end{cases}$$

$$F_{CON}^{Sat} = sat(F_{CON}(xax), limit)$$

$$F_{GEN}^{Sat} = sat(F_{GEN}(xax), limit)$$

Where c_{el} , a and c are given constant coefficients while $limit$ is the upper price limit.

- 13) Thus, the existing price formula will generate new prices modified by the previous calculations only where the violation exists. For the rest of instants where there is no violation, the price will be generated using the station size as a limit as it is originally. In
- 14)
- 15)



minimum voltage across the 24 hour is depicted as an example that used for calculating the $P_{critical}$. As a result, in , the generated the $P_{critical}$ limit for a given day in 15min resolution is depicted for a substation. The black dots indicate the instants where there is no violation hence later in the price calculation the nominal station size will be considered. In contrast, the red dots denote the instants where there is a violation. In those cases, the station size will be replaced by those $P_{critical}$ limits corresponding to those instants during the updated price calculation.

Figure 4: Minimum voltage at each instant

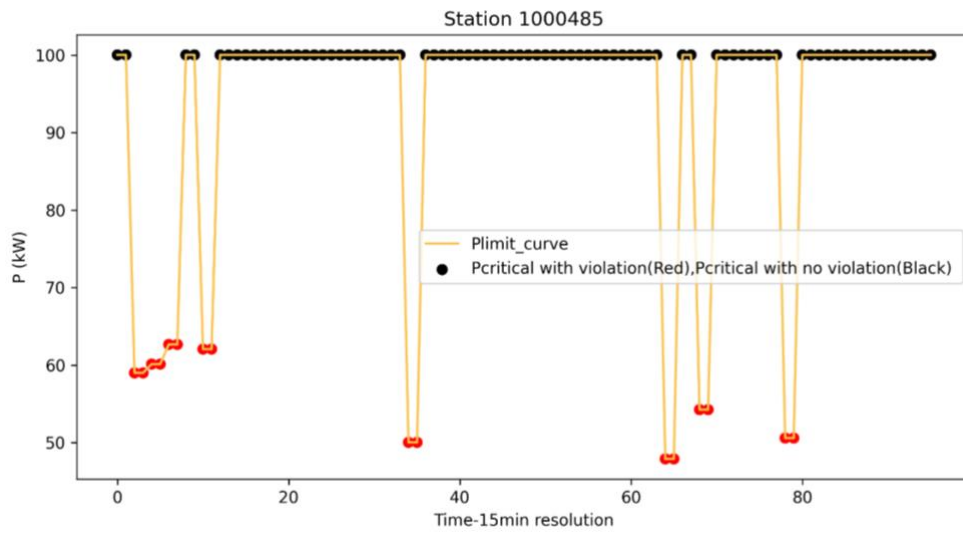


Figure 5: Pcritical limit for 24hr

17) Finally, the corresponding prices for each instant are calculated and the related sample result price for both generation and consumption is depicted in **Error! Reference source not found.** and **Error! Reference source not found.** for consumption and generation, respectively. As clearly

observed, there are fluctuation and spike price values after the undervoltage violation consideration.

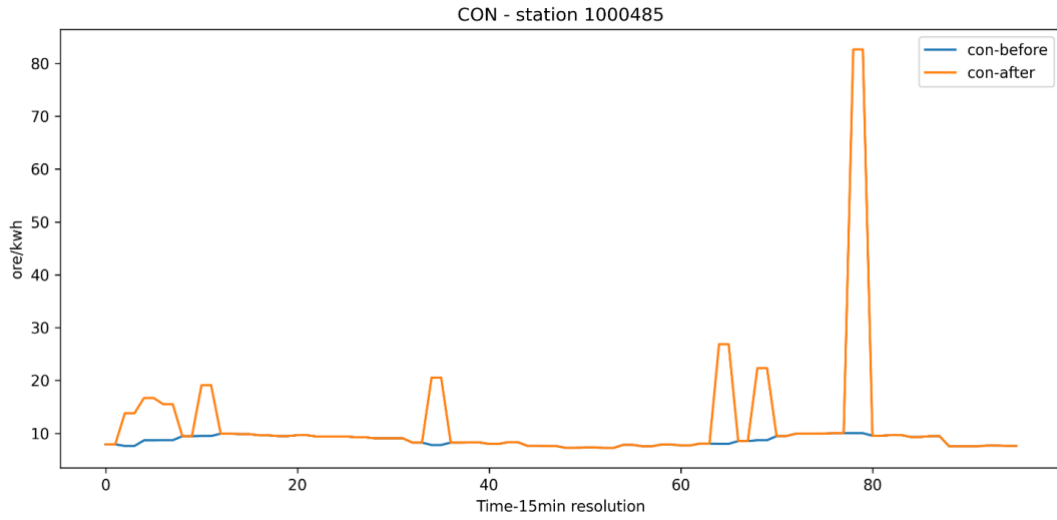


Figure 6: Price for consumption

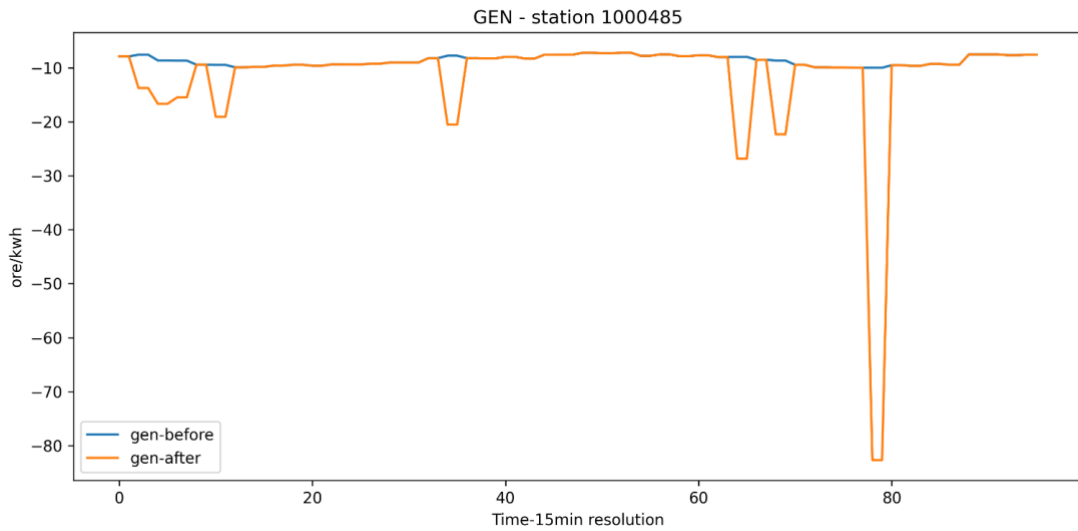


Figure 7: Prices for generation

18) The aforementioned four plots consider a -5% lower voltage limit and a 0% per-phase customer violation tolerance. To examine the impact of allowing per-phase customer violation tolerance, the following result plots are presented for the same -5% lower voltage limit but now with a 5% per-

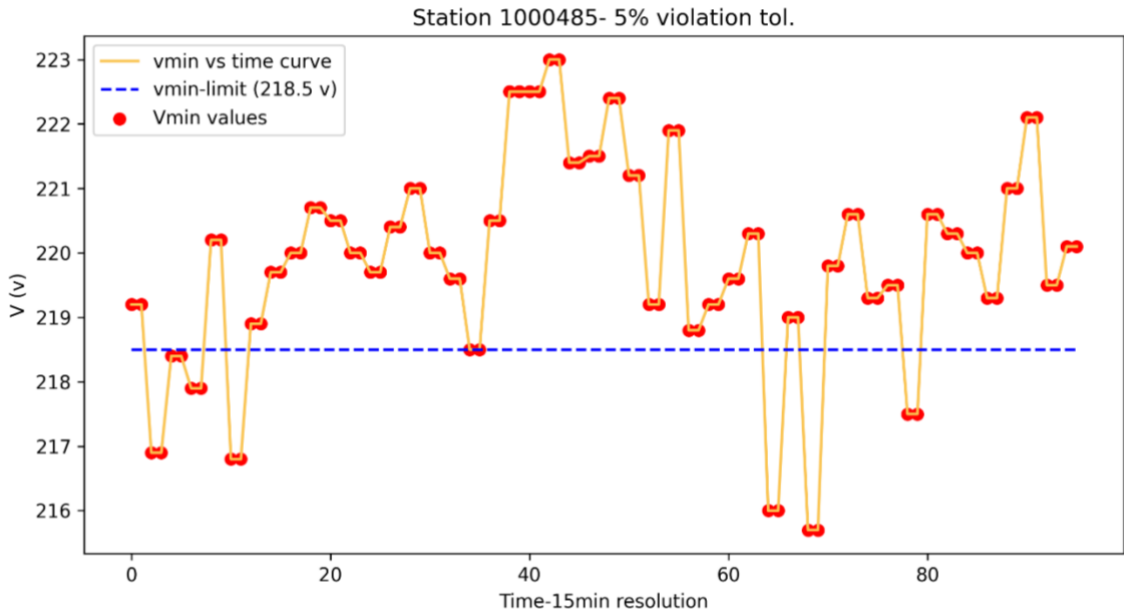


Figure 8: Minimum voltage at -5%

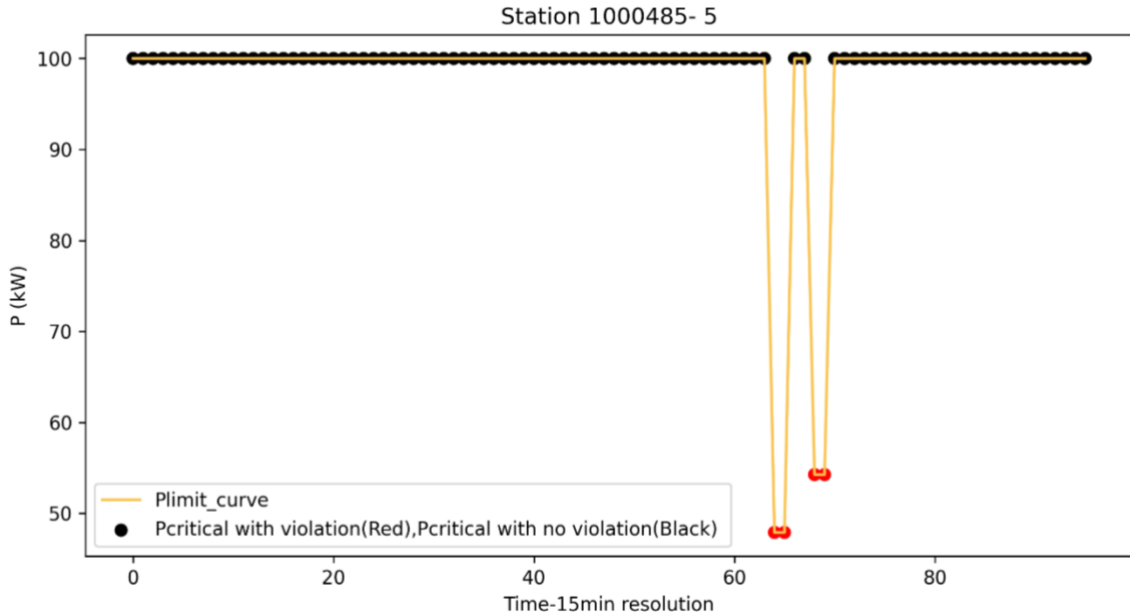


Figure 5: Pcritical at -5% voltage limit and 5% violation tolerance

phase customer violation tolerance. As it can be seen, the instants where the Pcritical is applicable

have been reduced due to the 5% undervoltage per-phase customer violation tolerance that has been added.

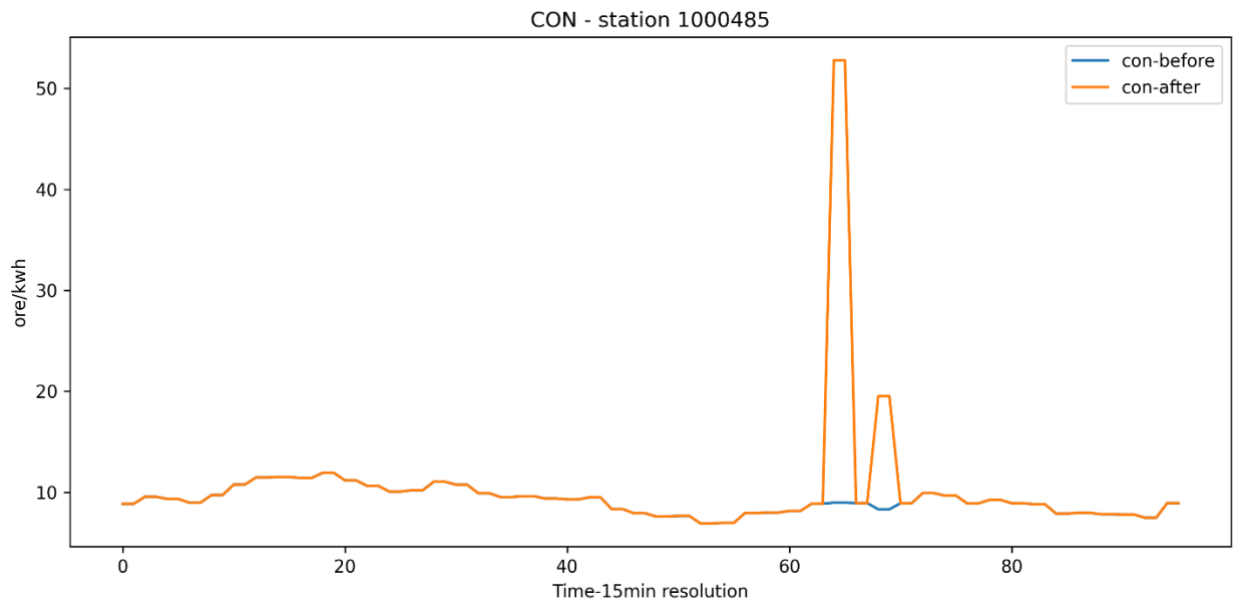


Figure 10: Price for consumption at 5% violation tolerance

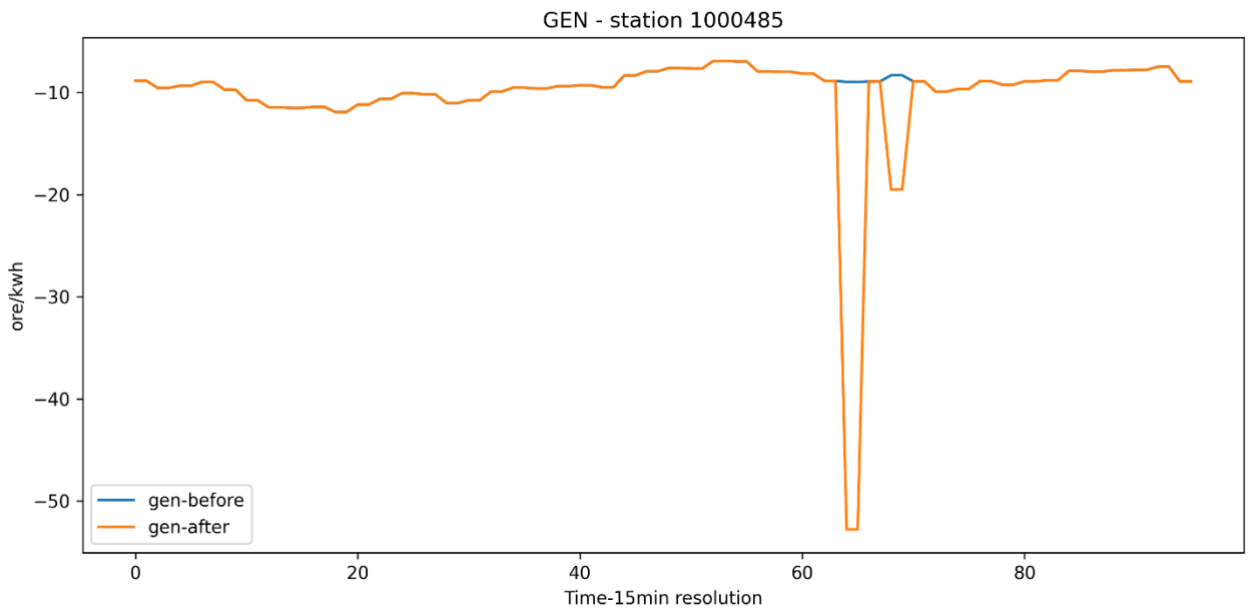


Figure 11: Price for generation at 5% violation tolerance

Bilaga 6. Metod för hantering av under- och överspänning

Denna bilaga innehåller ett tekniskt designunderlag för hur spänningsrelaterade nätproblem, både under- och överspänning, hanteras. Dokumentet är framtaget inom ramen för projektets utvecklingsarbete och redovisas i originalformat (engelska) som separat PDF.

Syftet med bilagan är att ge en fördjupad beskrivning av hur spänningsbegränsningar integreras i tariffmodellen genom att dynamiskt justera prissignaler baserat på prognostiserade kritiska tillstånd i nätet. Metoden bygger på att identifiera tidpunkter där risk för spänningsavvikelse föreligger och därefter anpassa prissignalerna för att styra elanvändningen bort från dessa tillstånd.

Bilagan beskriver även hur historiska mätdata och prognoser används för att koppla samman spänningsnivåer och aggregerade effektflöden, samt hur optimeringsmetoder tillämpas för att fastställa representativa gränsvärden. Vidare redovisas hur under- och överspänningshantering kombineras i en gemensam modell och hur dessa begränsningar påverkar de resulterande prissignalerna.

Dokumentet utgör ett tekniskt komplement till rapporten och syftar till att ge insikt i de algoritmer och beräkningssteg som möjliggör att både belastnings- och spänningsrelaterade nätbegränsningar beaktas inom ramen för dynamiska tariffsignaler.

R&D SOLUTION DESIGN

1) General information

Solution ID	GFT-FTE-V3
Solution Name	Flex Tariff Engine
System or Subsystem level	Subsystem
Project Name	Gotland Flexible Tariffs
Solution Designer	Tarikua Taye
Solution Reviewer	Xavier Domínguez
Code repository	rd-gotland/src/main
Attachments	N/A

2) Version control

Solution ID	Date	Changes in documentation and/or solution	Who made the changes?	Description
GFT-FTE-V2	2025-12-16	Documentation	Tarikua Taye	It includes a feature that aims to mitigate undervoltages
GFT-FTE-V3	2026-01-13	Documentation & solution	Tarikua Taye	This version now combines both undervoltage and overvoltage mitigation features

3) Solution overview

¿What problem motivates this solution?	<p>The previous version of the Flex Tariff Engine primarily relied on the aggregated substation power as the basis for generating flexible tariff prices through a predefined Prices vs Consumption curve provided by the client.</p> <p>However, in real distribution systems, voltage violations both under voltage and over voltage can occur and may significantly impact system operation, power quality and regulatory compliance. Addressing these voltage constraints is therefore essential to ensure safe and reliable network operation.</p> <p>To this end, an additional control strategy is required on top of the original tariff generation approach. This strategy enhances the incentives provided to end clients or automated devices, encouraging consumption or generation behaviors that actively mitigate voltage issues. Under voltage management was introduced and detailed in the previous document (GFT-FTE-V2). The current version integrates this existing under voltage mechanism with a newly developed over voltage management feature. While the overall methodology now supports both voltage constraints, this document focuses primarily on the design, implementation, testing and results related to over voltage mitigation, with the undervoltage functionality retained as previously stated.</p>
Client specifications for	1) Insert the day-ahead forecasted power into the given: prices vs consumption curve to then obtain the Flex Tariff prices

this solution (Requirements)	2) Detect and/or forecast voltage constraint occurrences (day-ahead) <ul style="list-style-type: none"> • Under-voltage management is maintained as specified in document GFT-FTE-V2. • Overvoltage management is introduced as an extension in the current solution. 3) In case an overvoltage risk is forecasted, translate this risk into an additional pricing criterion that modifies the Flex Tariff prices in order to disincentivize generation and thus avoid overvoltage occurrences.
¿How the solution tackles the challenge?	Building on the existing Flex Tariff Engine framework and the previously implemented undervoltage management logic, this solution introduces an additional mechanism to mitigate overvoltage events. If a day-ahead overvoltage is forecast at specific time instants, the system determines, for each of those instants, a critical power threshold above which an overvoltage is expected to occur. Rather than always using the transformer capacity as the maximum upper reference for price generation, this time-varying critical power threshold is used as a more appropriate upper bound when generating Flex Tariff prices.
¿Where the solution sits?	In the general Flex Tariff pipeline
Inputs	1) Prices vs Consumption (p.u.) curve with the values for its parameters. 2) Consistent with the approach used for undervoltage management, the following tolerances are defined for overvoltage analysis: <ul style="list-style-type: none"> • Voltage threshold below which measurements are considered outliers: 200 V. • Overvoltage condition defined as voltage measurements exceeding 1.05 p.u. • Minimum percentage of per-phase overvoltage occurrences at a substation above which the event is considered representative and triggers mitigation. This value is to be defined; in the current implementation, it is set to 0%, meaning that a single per-phase overvoltage occurrence is sufficient to activate mitigation. 3) Day-ahead forecasted power at the substation transformer level (output of the Forecasting Engine). 4) Historical smart meter measurements (P, V) with 10-minute resolution over the latest 3-month time window at customer level. For overvoltage management, these data are used to estimate and aggregate customer-level injections at substation level. This differs from the undervoltage case, where station-level net aggregated consumption is used as the primary input.
Outputs	1) Day-ahead flexible tariff prices including a feature that procures to mitigate overvoltages on top of undervoltage feature.
Results/feedback	<ul style="list-style-type: none"> - Early results illustrate a coherent definition of the critical power limit for overvoltage management. - Positive feedback from the stakeholders has been received about the proposed approach. - Documentation is required by stakeholders to observe the sample results.

4) Solution workflow (step-by-step)

- 1) In a substation basis, the historical net power profile (consumption minus generation from all smart meters in the substation) is extracted in a timestamp basis for a seasonal timeframe (i.e. 3 months).
- 2) The maximum voltage at each daily instant across the customers will be extracted to get the maximum voltage along the overall timeframe instants. For example, Table 1 and Table 2 show the format of voltage profile of 5 customers with 10 min reading and the corresponding maximum voltage (Vmax), respectively.
- 3) Likewise, the aggregated net injection power across the same timestamp-seasonal instants is synchronously matched in time with the maximum voltage samples. For example, active power net injection of 5 customers and the corresponding aggregated power at every 10min is provided in Table 3 and Table 4.

Table 1: Voltage profile of customers

Time	Customer1	Customer2	Customer3	Customer4	Customer5
12:00:00	217.0	217.0	228.0	221.0	227.0
12:10:00	221.0	220.0	224.5	230.5	225.5
12:20:00	222.0	223.0	226.5	232.5	224.5
12:30:00	218.5	236.0	223.5	230.5	220.5

Table 2: Maximum voltage across customers at each instant

Time	Vmax (V)
12:00:00	228.0
12:10:00	230.5
12:20:00	232.0
12:30:00	236.0

Vmax

Table 3: Net injection active power profile of customers

Time	Customer1	Customer2	Customer3	Customer4	Customer5
12:00:00	20.8	-3.02	-2.0	10.452	13.0
12:10:00	23.5	-2.01	-4.5	12.0	14.5
12:20:00	24.0	-2.0	-15.5	13.5	15.5
12:30:00	22.5	-5.1	-15.9	14.5	16.5

Table 4: Aggregated net injection power across the station at each instant

Time	Inj_Pagg (kW)
12:00:00	-5.02
12:10:00	-6.51
12:20:00	-17.5
12:30:00	-21.0

Pagg

- 4) In the above tables, green colored instants are common and selected in both voltage and power table.
- 5) The maximum voltage and aggregated injection power per time instant, together with the upper voltage limit, are the main optimizer inputs. In the deployed configuration, the overvoltage threshold is set to 5% above the rated voltage. However, for demonstration purposes, a tighter limit of 2% is applied in order to capture a larger number of voltage violation instances. Accordingly, the upper permissible voltage limit is set to 234.6V for a rated voltage of 230V.

On the other hand, it is worth noting another constraint. Overvoltages are considered to be representative, only when the tolerance of the per-phase percentage of violations (e.g. 5%) is exceeded. This percentage is to be defined and actually it is zero. Otherwise, those values are not enough to trigger the next steps (critical power limit) and the nominal transformer power is the one being considered in the calculation of the given price curve.

- 6) As an example, the maximum voltage vs net aggregated injection power for a sample station, for a given timestamp, is presented in Figure 1:

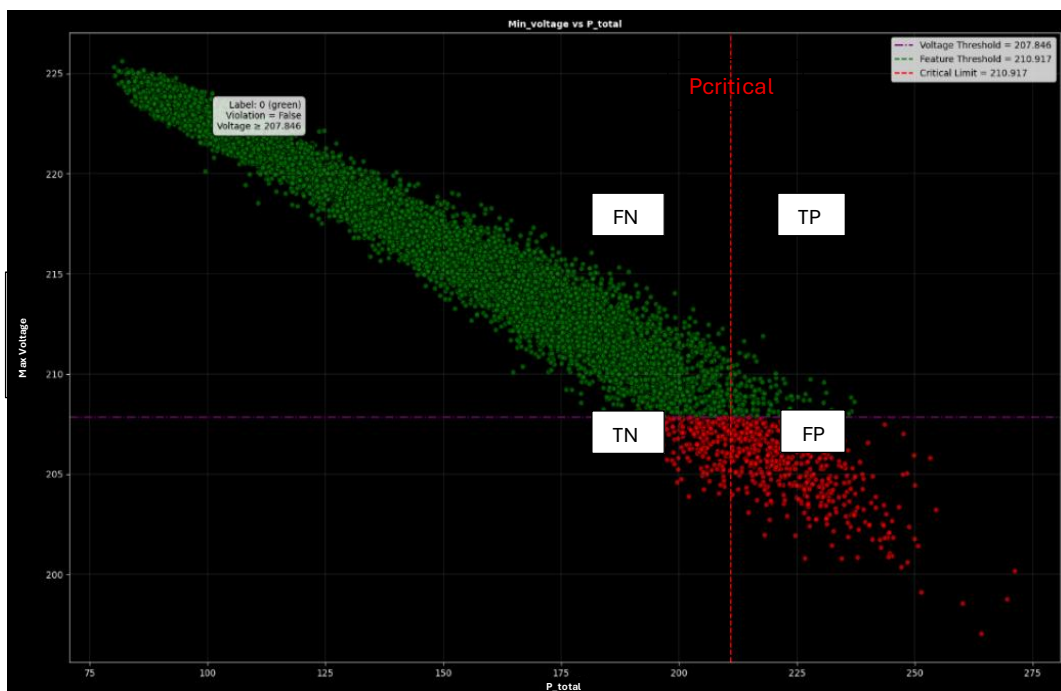


Figure 1: Vmax vs Pagg

- 7) The optimizer uses the following five major valuation metrics to infer the suitable critical power limit:
 - a. Accuracy (A)
 - b. Recall (R)
 - c. F1 Score (FS)
 - d. False Negative Rate (FNR)
 - e. Precision (P)

Their corresponding calculation (as stated below) is defined in terms of four major parameters which are obtained from the maximum voltage versus net aggregated injection power which will have four quadrants due to voltage maximum limit and critical power limit crossing (as show on the above in Figure 1). The total number of instants under each quadrant will be the values of the four parameters called False Positive (FP), True Negative (TN), False Negative (FN) and True Positive (TP):

TN: Power level where the model predicts NO overvoltage, and no overvoltage occurs in reality.

TP: Power level where the model predicts overvoltage, and overvoltage occurs in reality.

FN: Power level where the model predicts NO overvoltage, but overvoltage occurs in reality.

FP: Power level where the model predicts overvoltage, but no overvoltage occurs in reality.

Accordingly, the derived formulas of the four evaluation metrics are as follows:

$$Accuracy = \frac{(TP + TN)}{(TP + FP + FN + TN)}$$

$$Recall = \frac{(TP)}{(TP + FN)}$$

$$F1 \text{ Score} = \frac{2 * (P * R)}{(P + R)}$$

$$False \text{ Negative Rate} = \frac{(FN)}{(TP + FN)}$$

$$P = \frac{(TP)}{(TP + FP)}$$

Where P means precision and R means Recall.

8) As an example, the four parameter values under the four quadrants as shown in Figure 2.

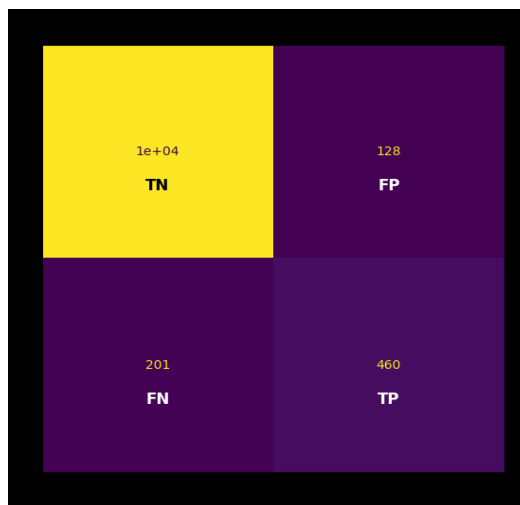


Figure 2: Quadrant parameter values

- 9) Hence, the optimizer will compute $P_{critical}$ maximizing the Accuracy, Recall and F1 Score and minimizing the False Negative Rate. Thus, as an example the corresponding sample result values of those metrics illustrated in Figure 3.

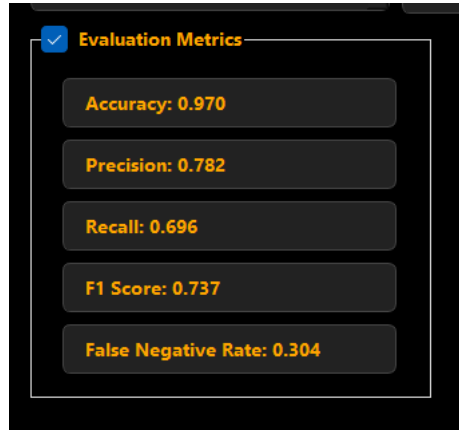


Figure 3: Evaluation metrics result

- 10) As a result, it will generate a critical aggregated power limit $P_{critical}$ (depicted in Figure 1 using red vertical broken line) which indicates the optimal power limit that is representative to be considered as the value where the controls should be applied to mitigate voltage violations. This is done on a per timestamp basis for day-ahead.
- 11) To reflect seasonality in the calculations, initially a 3-month window of voltage vs aggregated power data is considered.
- 12) Once the critical power limit ($P_{critical}$) is computed, it will be used to calculate a different value for term xax (that takes part in the g_i) which in turn is equal to:

$$xax = \begin{cases} \frac{\text{Forecasted Load}}{\text{Station_KVA}}, & \text{violation} = 0 \\ \frac{\text{Forecasted Load}}{P_{critical}}, & \text{violation} > 0 \end{cases}$$

Therefore, the behavior of the price function is going to be changed, and higher prices will occur with lower aggregated powers, imposed by the upper price limit (2000 ore/kWh). As shown in the following price calculation equation:

$$F_B = c_{el} * (a * (e^{(b * |xax|)} - 1) + (c * |xax|))$$

$$F_A = -F_B$$

$$F_{CON}(xax) = \begin{cases} F_B, & xax \geq 0 \\ F_A, & xax < 0 \end{cases}$$

$$F_{GEN}(xax) = \begin{cases} F_A, & xax \geq 0 \\ F_B, & xax < 0 \end{cases}$$

$$F_{CON}^{Sat} = sat(F_{CON}(xax), limit)$$

$$F_{GEN}^{Sat} = sat(F_{GEN}(xax), limit)$$

Where c_{el}, a and c are given constant coefficients while $limit$ is the upper price limit.

13) Thus, the existing price formula will generate new prices modified by the previous calculations only where the violation exists. For the rest of instants where there is no violation, the price will be generated using the station size as a limit as it is originally. In Figure 4 voltage across the 24 hour is depicted as an example that used for calculating the $P_{critical}$.

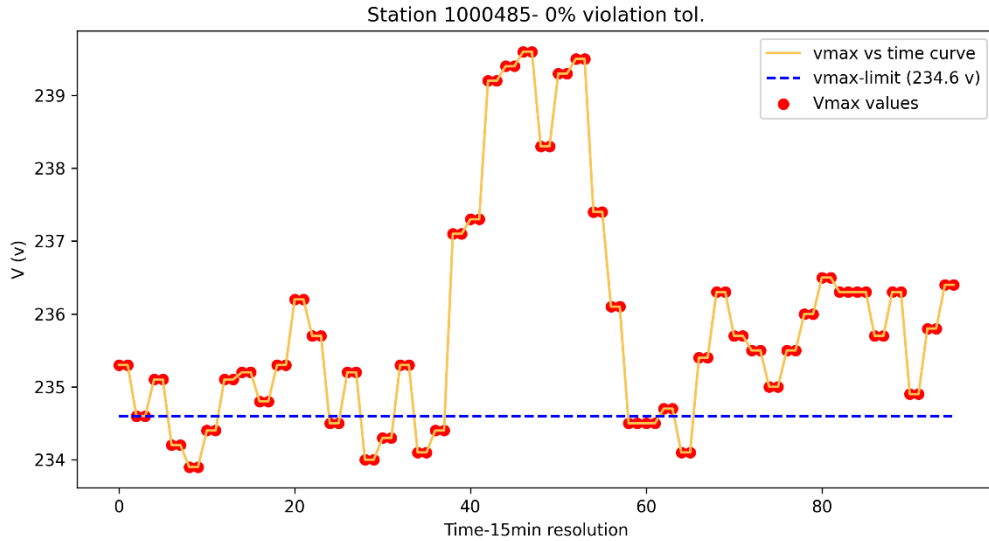


Figure 4: Maximum voltage at each instant

14) As a result, in Figure 5, the generated the $P_{critical}$ limit for a given day in 15min resolution is depicted for a substation. The black dots indicate the instants where there is no violation hence later in the price calculation the nominal station size will be considered. In contrast, the red dots denote the instants where there is a violation. In those cases, the station size will be replaced by those $P_{critical}$ limits corresponding to those instants during the updated price calculation.

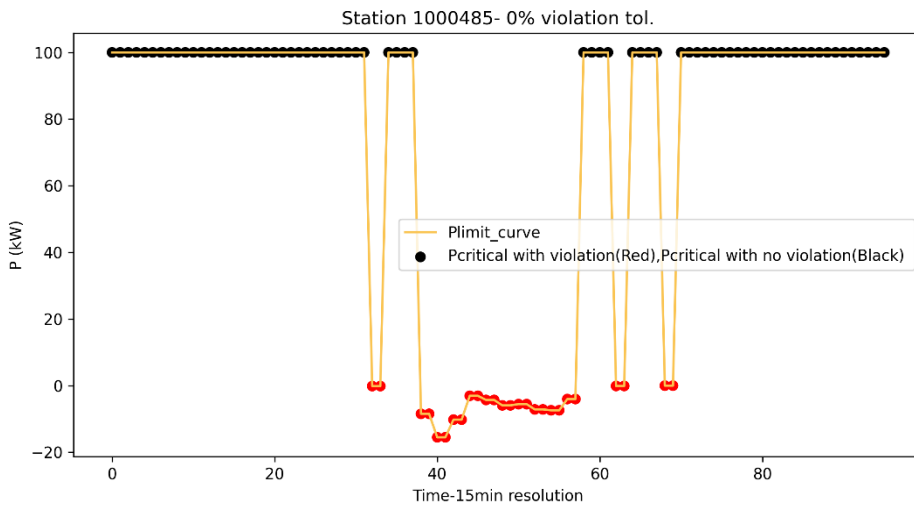


Figure 5: $P_{critical}$ at each instant

15) In Figure 5 the generated $P_{critical}$ starts after 30th time instant, while violations occur before that, as depicted in Figure 4. The reason is that overvoltage is caused by excess injection power. Therefore, a violation is considered only when injection power is detected. In this case, for demonstration purposes, the overvoltage limit is set lower hence, a violation appears even when there is no active power injection. In Figure 7 the corresponding maximum aggregated injection recorded at each instant and minimum aggregated consumption recorded at the associated instant are presented for clarity.

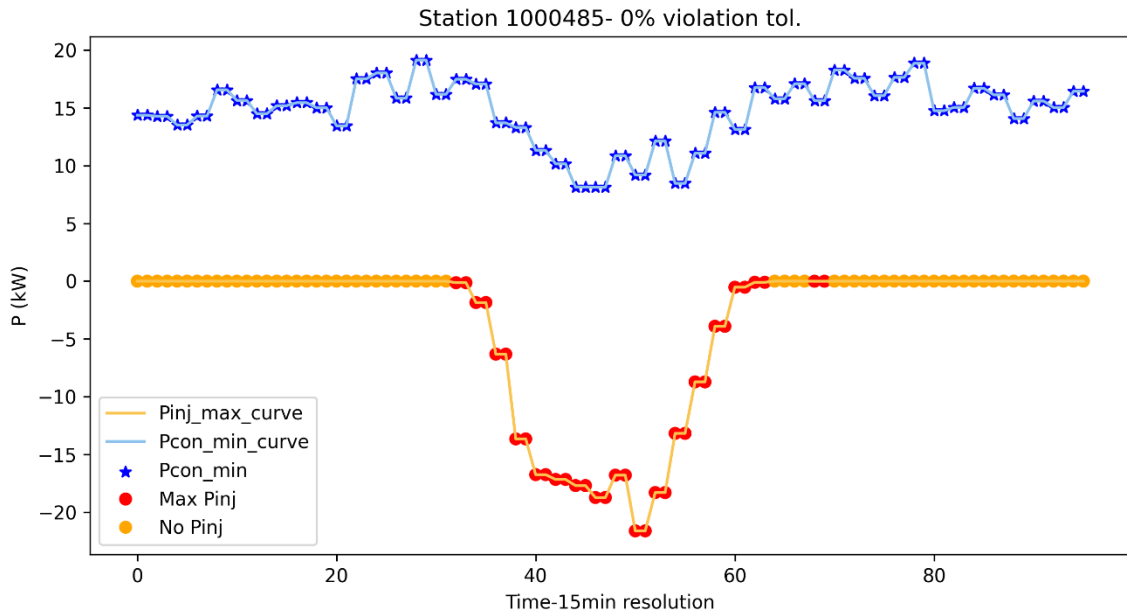


Figure 6: The maximum injection power and minimum consumption

16) Hence as clearly depicted in Figure 6 the red dot shows where there is net aggregated injection active power and it starts after the 30th time instant. In contrast the orange dot shows instant at which there is no injection active power.

17) Finally, the corresponding prices for each instant are calculated and the related sample result

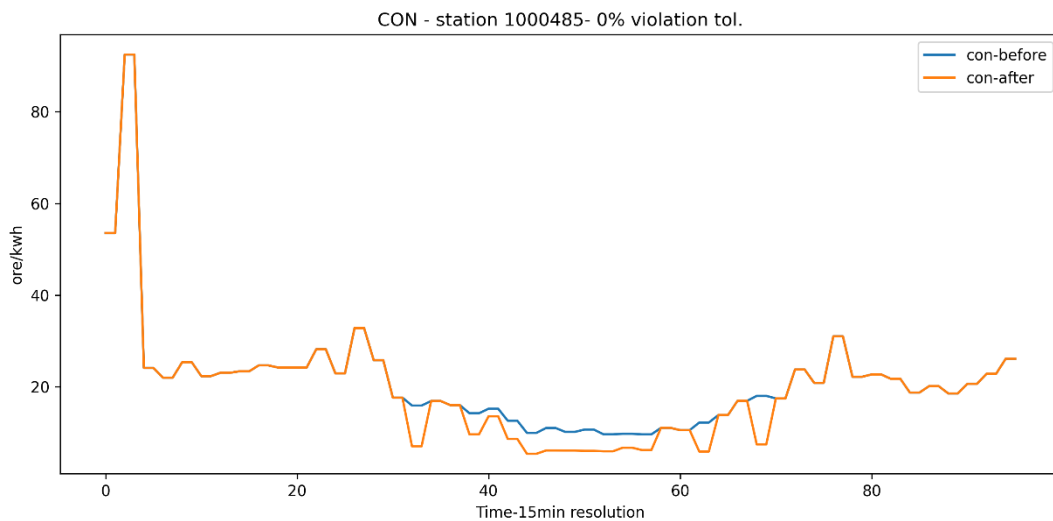


Figure 7: Price for consumption

price for both generation and consumption is depicted in Figure 7 and Figure 8 for consumption

and generation, respectively. As clearly observed, there are fluctuation and spike price values after the overvoltage violation consideration.

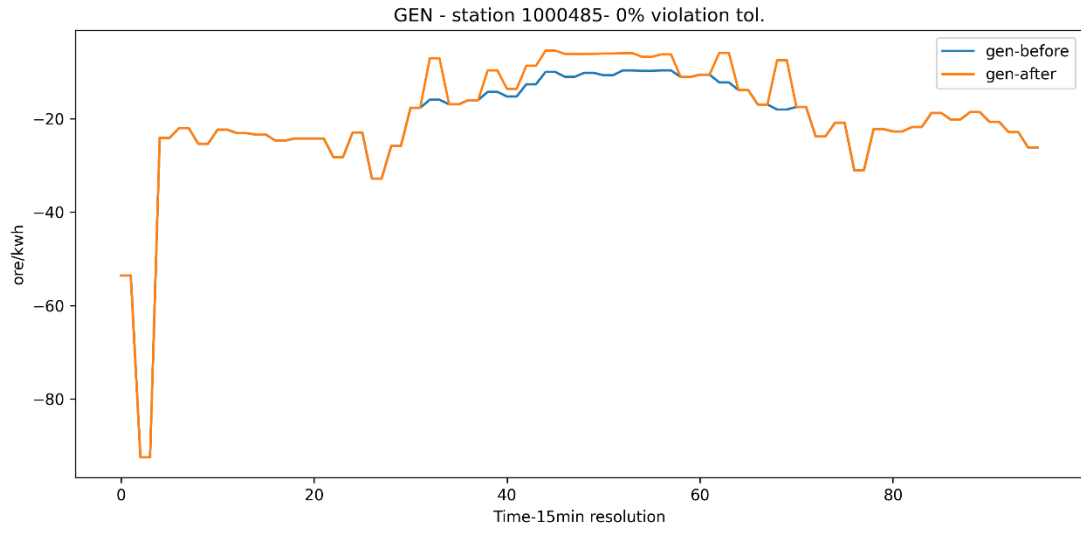


Figure 8: Price for injection

18) The aforementioned four plots consider a 2% upper voltage limit and a 0% per-phase customer violation tolerance. To examine the impact of allowing per-phase customer violation tolerance, the following result plots (Figure 9-Figure 12) are presented for the same 2% upper voltage limit but now with a 5% per-phase customer violation tolerance. As it can be seen, the instants where the

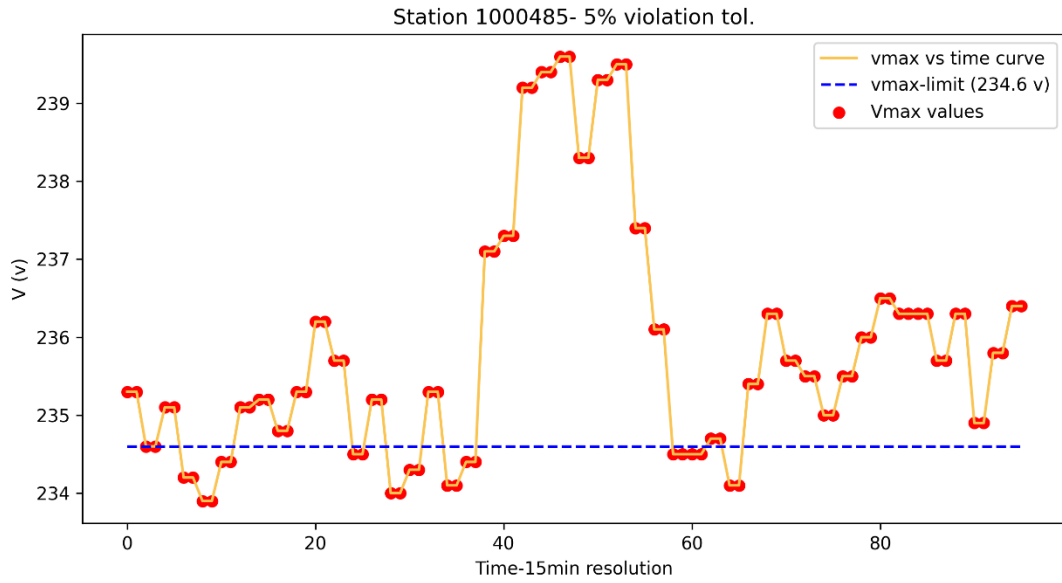


Figure 9: Maxium voltage at each instant

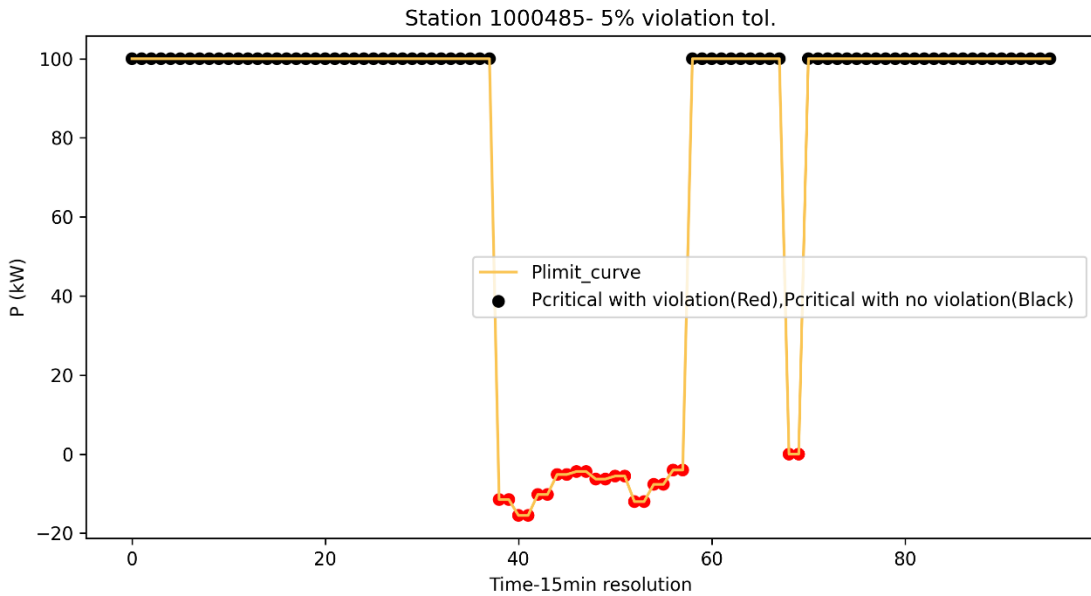


Figure 10: Pcritical at -5% voltage limit and 5% violation tolerance

Pcritical is applicable have been reduced due to the 5% overvoltage per-phase customer violation tolerance that has been added.

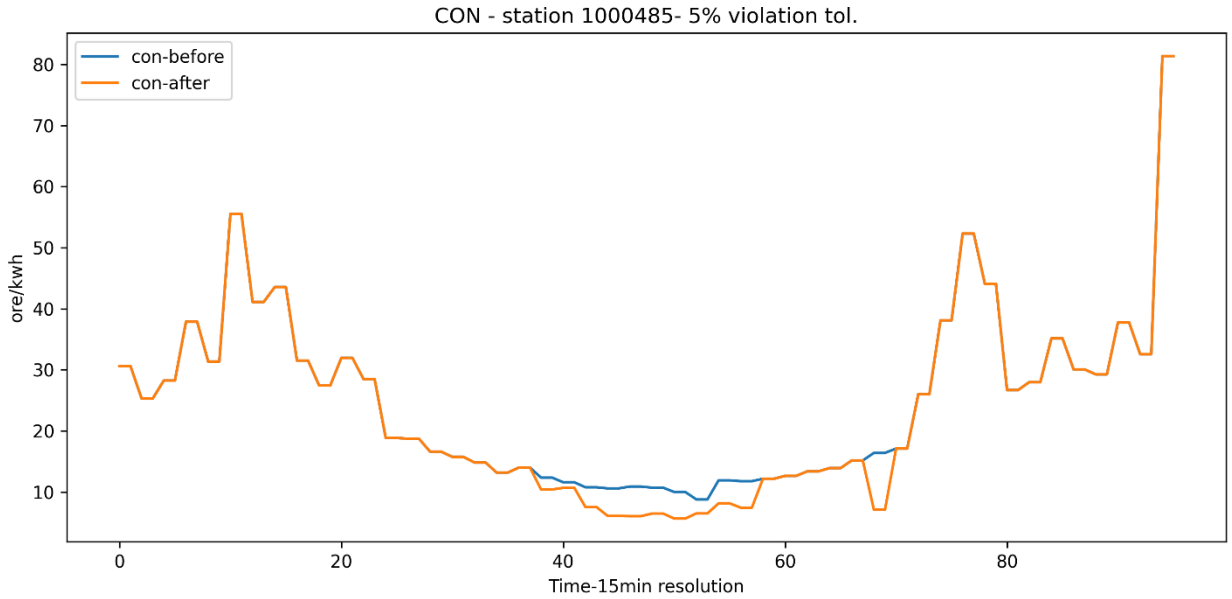


Figure 11: Price for generation at 5% violation tolerance

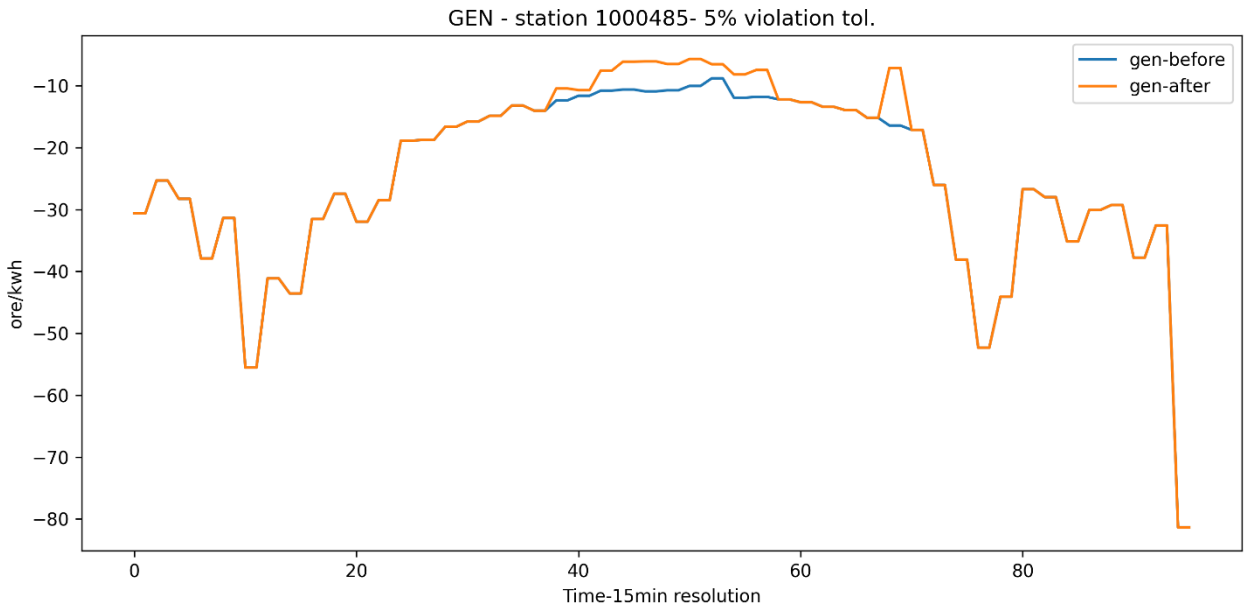


Figure 12: Price for consumption at 5% violation tolerance

- 19) Following the standalone overvoltage test results, a merged test was performed to evaluate the system behavior when both overvoltage and undervoltage conditions occur within the same 24-hour period. For this test, the permissible voltage thresholds were set to -5% and $+2\%$ of the rated voltage (230.0 V). In addition, a 0% per-phase tolerance for both overvoltage and undervoltage violations was applied, meaning that any single per-phase violation is considered unacceptable. As a result,

the minimum voltage at each time instant and the corresponding critical power limit for undervoltage over the 24-hour period are illustrated in Figure 13 and Figure 14, respectively.

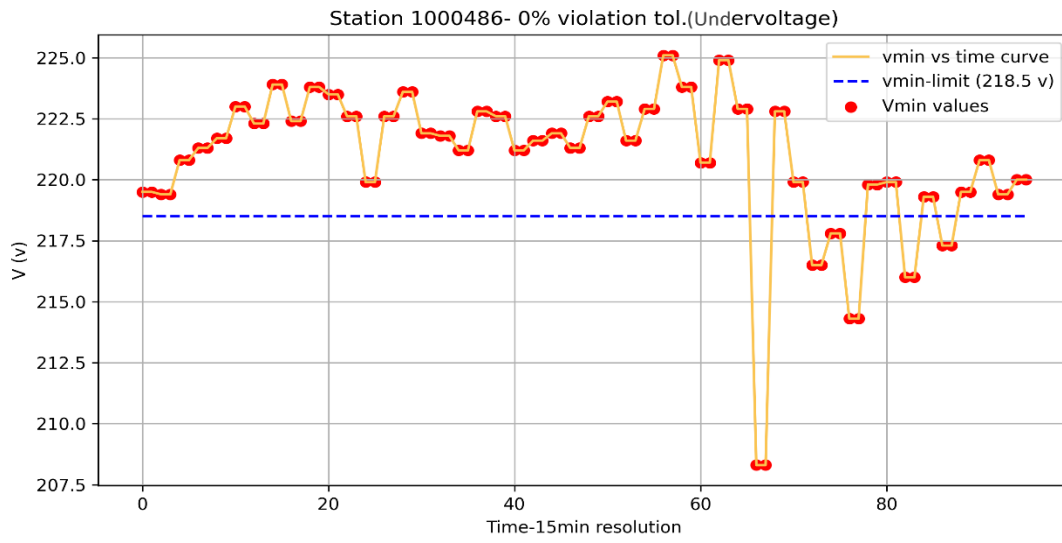


Figure 13: Minium voltage at each instant

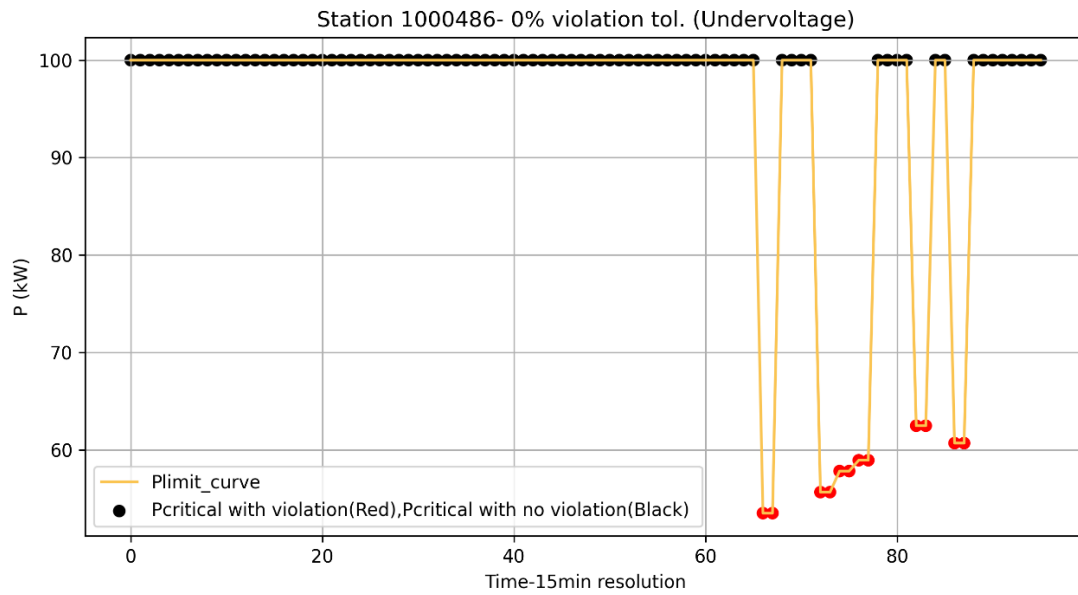


Figure 14: Pcritical for undervoltage case

20) At the same time instants, the maximum voltage and the corresponding critical power limit for the overvoltage scenario are illustrated in Figure 16 and Figure 15, respectively.

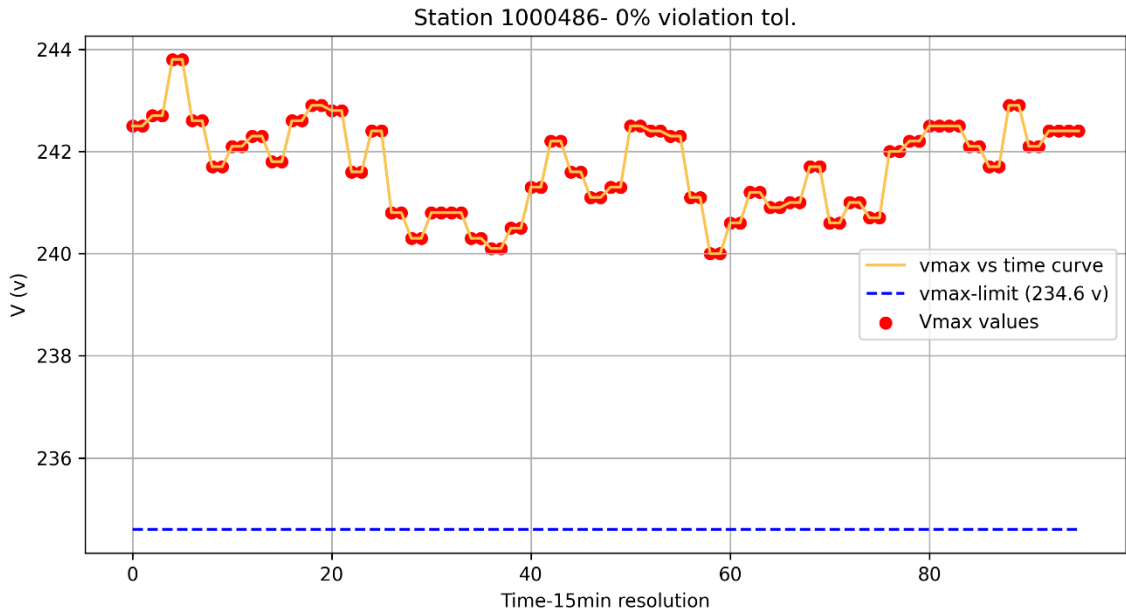


Figure 15: Maximum voltage at each instant

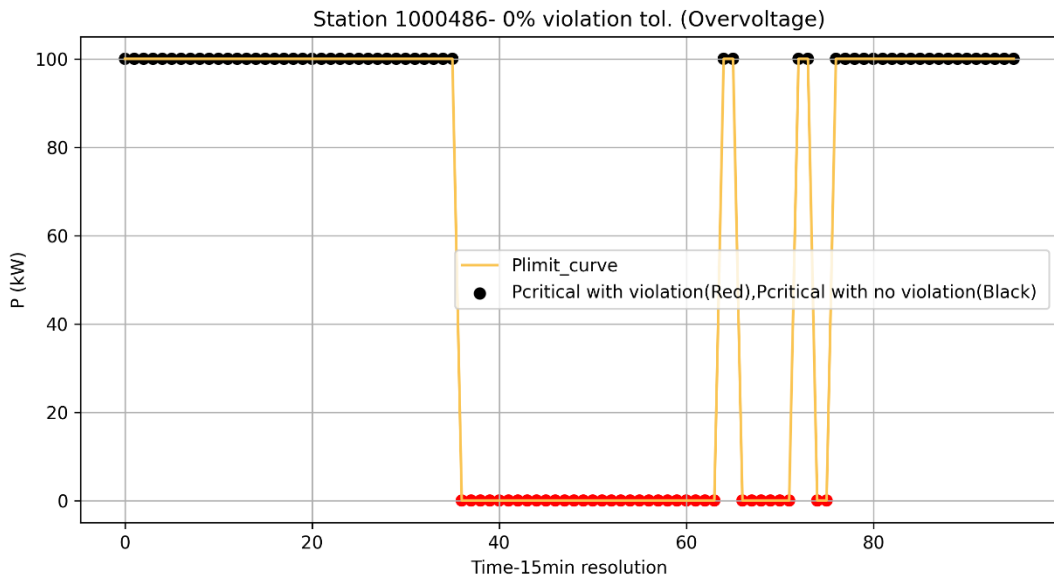


Figure 16: Pcritical for overvoltage case

21) The merging stage of the undervoltage and overvoltage features generates a common critical power limit ($P_{critical}$) derived from the individual $P_{critical}$ values of both cases. The common $P_{critical}$ is obtained by selecting, at each time instant, either the undervoltage or the overvoltage $P_{critical}$, assuming that only one type of voltage violation occurs at a given instant. Under normal operating conditions, there is no time instant at which both undervoltage and overvoltage violations occur simultaneously. However, in this test scenario, both violations may appear concurrently due to the use of stricter voltage limits (-5% and $+2\%$) compared to the standard permissible range of $\pm 10\%$ of the rated voltage (V_{rated}). In such cases, priority is given to the undervoltage $P_{critical}$, which

overrides the overvoltage $P_{critical}$. The resulting merged (common) $P_{critical}$ is illustrated in Figure 17. As can be clearly observed, the overvoltage $P_{critical}$ values (shown in orange) occurring after the

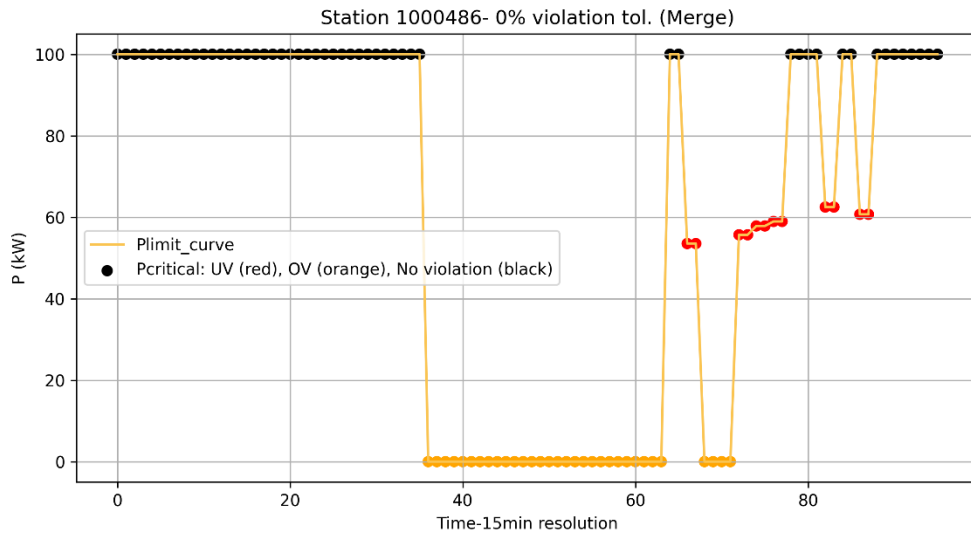


Figure 17: Merged/common $P_{critical}$ for both under and over voltage case

62nd time instant is overridden by the undervoltage $P_{critical}$ values (shown as red circles).

- 22) As established, the calculated $P_{critical}$ replaces the station kVA in the price calculation formula. In the undervoltage case, the phenomenon is directly linked to station loading and consumption. Therefore, the $P_{critical}$ derived for undervoltage can be applied directly in the pricing formula.
- 23) Overvoltage is driven by instantaneous power injection rather than station capacity or consumption. Unlike the undervoltage case, where demand and the station rated kVA naturally define the system limits, overvoltage conditions arise from excess aggregated generation by prosumers. As a result, the initially computed overvoltage $P_{critical}$ cannot be directly referenced to the station rated kVA, since the dominant physical constraint at that instant is the total aggregated injection rather than the station capacity.
- 24) **Scaling of $P_{critical}$ with respect to instantaneous injection:** to make the overvoltage $P_{critical}$ compatible with the pricing formulation, it is first normalized with respect to the total aggregated injection observed at the corresponding instant and then mapped back into the station capacity domain. This normalization reflects the relative severity of the overvoltage condition with respect to the instantaneous total injection ceiling. The scaling is defined as:

$$P_{critical_updated} = kVA - \left(\frac{kVA \times x_{crit}}{x_{max}} \right)$$

where KVA denotes the rated capacity of the station under consideration, x_{crit} represents the initially estimated critical power limit for the overvoltage case, and x_{max} corresponds to the total aggregated injection observed at that instant.

25) **Interpretation within the pricing mechanism:** this scaling ensures that the overvoltage $P_{critical}$ reflects how close the current injection is to the instantaneous total injection ceiling, rather than to a fixed station size. The resulting $P_{critical_updated}$ is then added to the station rated kVA and used in the price formulation, where it acts explicitly as an incentive signal for consumers during overvoltage conditions, rather than as a consumption-based constraint.

$$P_{critical_limit} = kVA + P_{critical_updated}$$

26) Following the application of the scaling to the overvoltage $P_{critical}$, the merged $P_{critical}$, accounting for both undervoltage and overvoltage conditions, is presented in Figure 18.

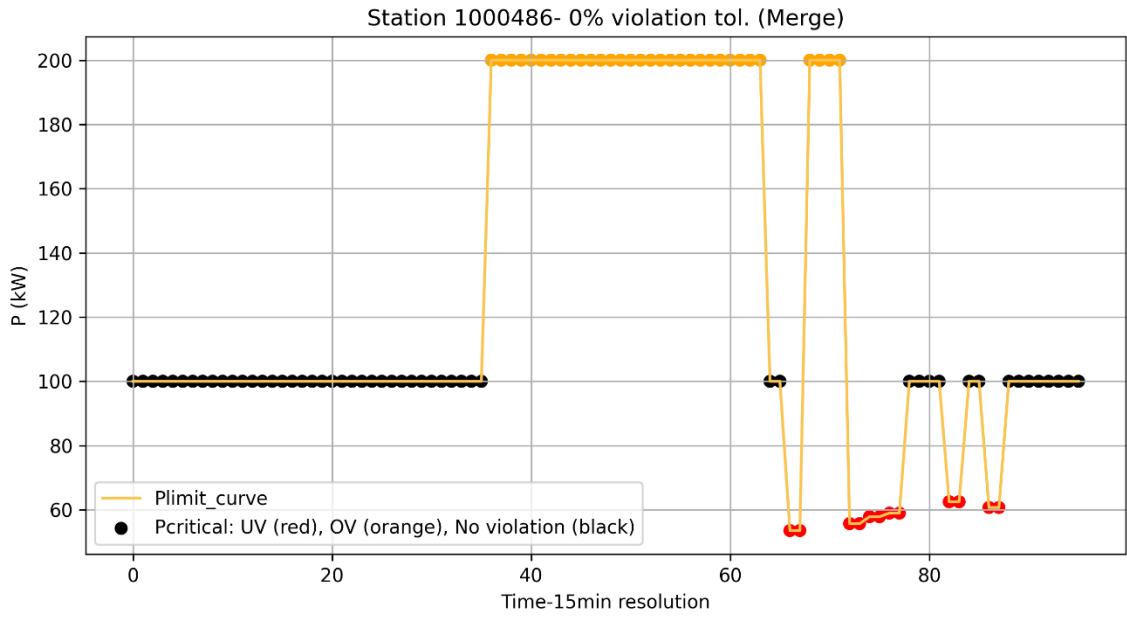


Figure 18: Merged pcritical after the application scaling the pcritical of overvoltage

27) As a result, the associated prices are depicted in Figure 19 and Figure 20 for both consumption and generation, respectively.

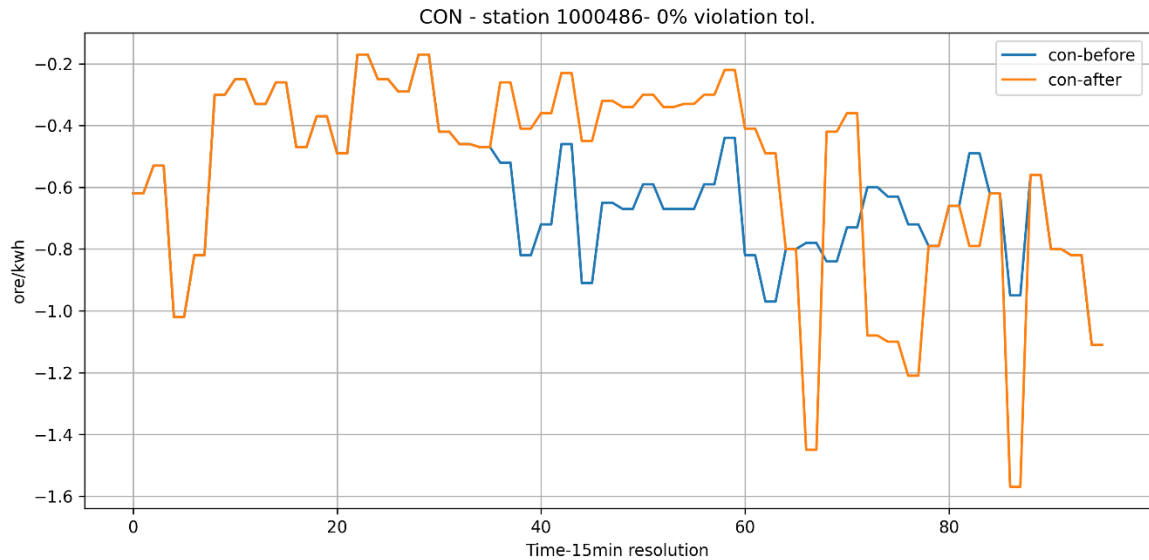


Figure 19: Price for consumption

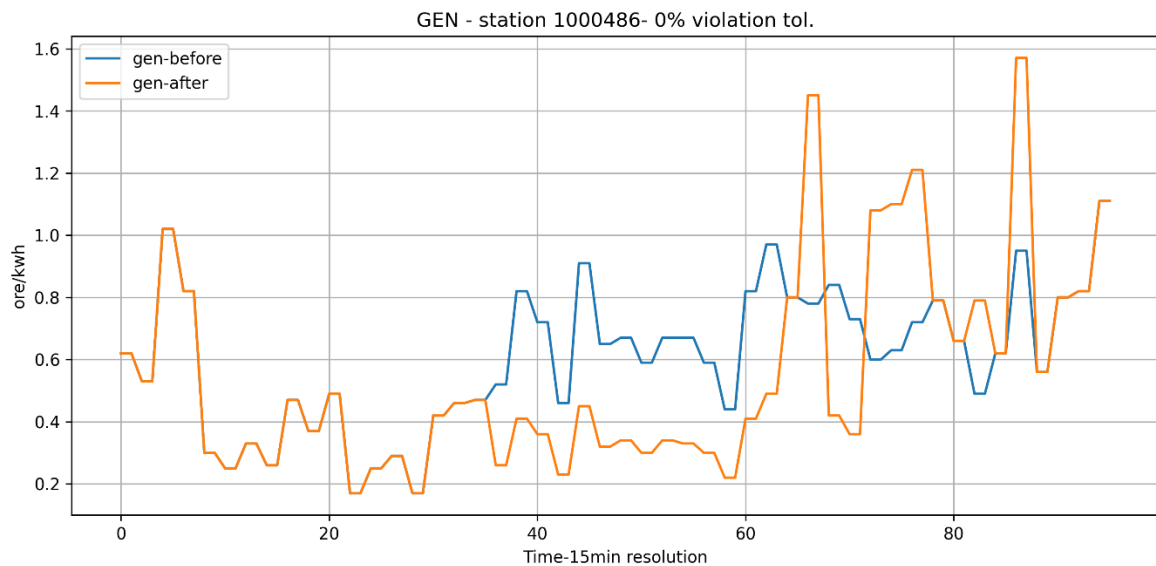


Figure 20: Price for generation

28) After the deployment of this feature, the price pattern before and after applying voltage management was analyzed. During this assessment, an unexpected behavior was observed, as illustrated in Figure 21. The main issue is that the consumption price pattern does not behave as the mirrored (negative) version of the generation price, which was the expected behavior based on the calculated

Pcritical values. Over the 24-hour period, the consumption prices do not follow the same upward and downward trend as the generation prices.

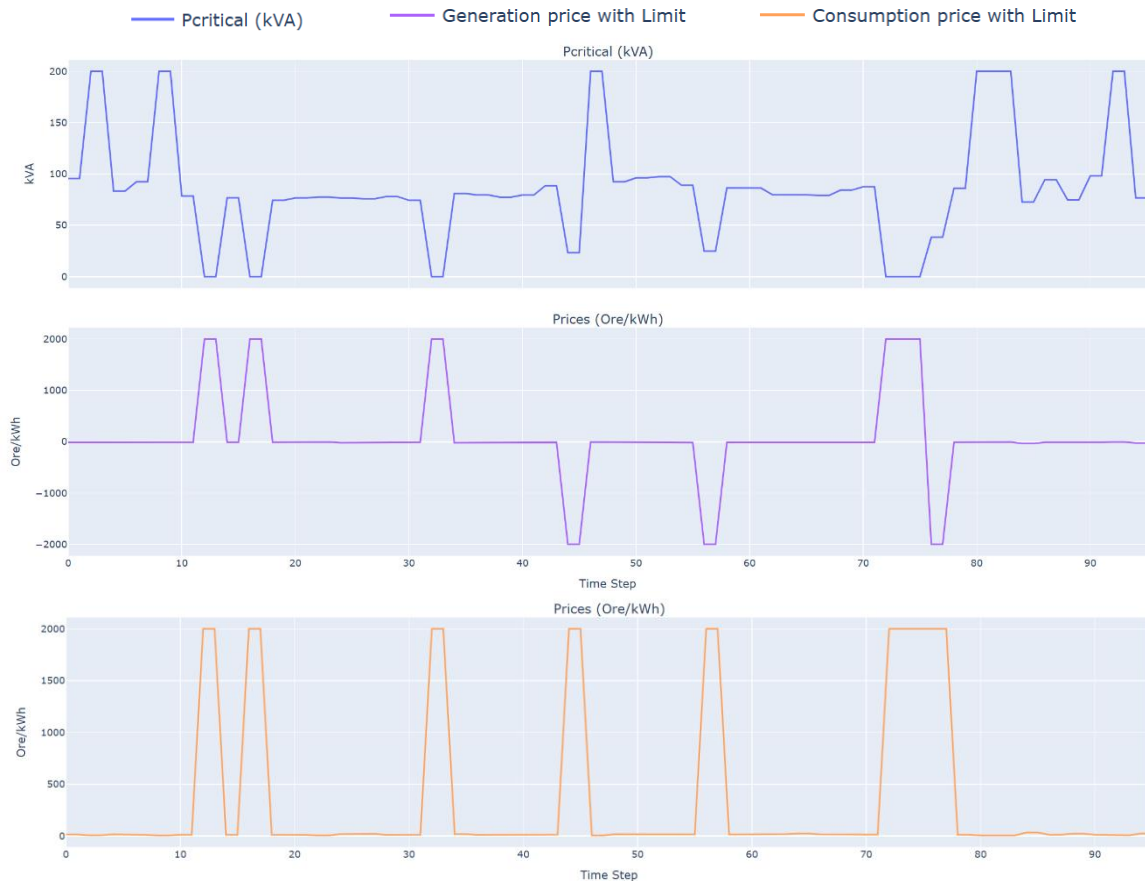


Figure 21: Pcritical and Price pattern for 24 hours

- 29) This behavior mainly occurs during undervoltage conditions. In such cases, the calculated Pcritical value drops close to zero, which indicates that no additional consumption can be tolerated due to the detected undervoltage. When this near-zero Pcritical value is used as the divisor in the price calculation (replacing the station size), it produces extremely large price values.
- 30) These large values create significant spikes in the calculated price. However, because the system includes a price threshold limit of 2000, these spikes are clipped at this maximum limit. As a result, the consumption price repeatedly appears as a constant positive maximum value. Because of this effect, during the time interval between 10 and 20, the consumption price appears as positive spikes instead of being the mirrored counterpart of the generation price.
- 31) However, in practice, the transformer should always support a certain minimum level of loading, even during undervoltage conditions. Therefore, it is not realistic for the allowable consumption to drop completely to zero. To address this issue, a minimum loading threshold was introduced. When the calculated Pcritical value becomes too small, a minimum value equal to one-third (33%) of the station size is used instead. In other words, during severe undervoltage conditions, this minimum loading threshold replaces the Pcritical value in the calculation.

32) After implementing this modification, the test was repeated. Since the forecast is time-dependent, the exact curves may vary; however, the overall behavior remains consistent.

33) The results, shown in Figure 22, demonstrate that the consumption and generation prices now behave as expected, forming a proper mirrored relationship. This confirms that using the minimum loading threshold during low $P_{critical}$ conditions successfully resolves the previously observed issue.

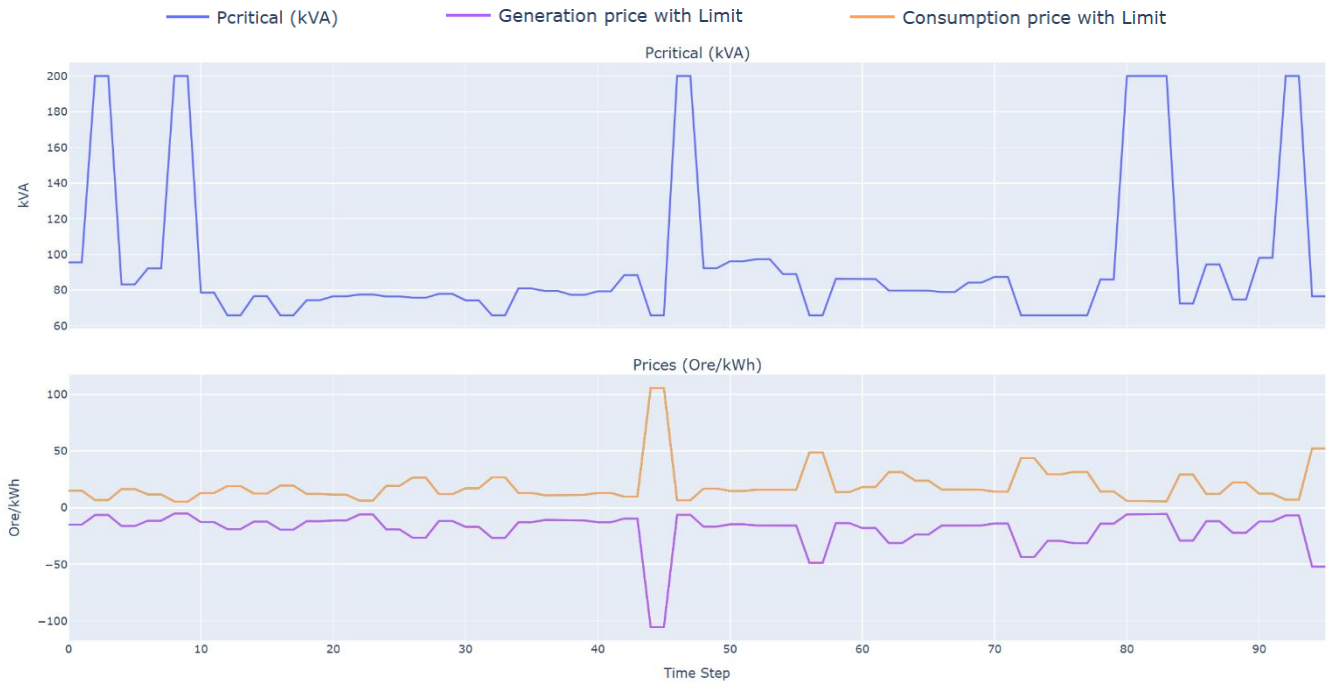


Figure 22: $P_{critical}$ and Price pattern after minimum loading consideration.

Bilaga 7. Individuella pilotresultat och kostnadsanalyser

Denna bilaga innehåller individuella analyser för samtliga testpiloter som deltagit i projektet. Varje delbilaga redovisar kostnader, belastningsprofiler och energiflöden för respektive pilot, samt jämförelser mellan den testade flextariffen och pilotens ordinarie tariff.

Syftet är att ge en fördjupad bild av hur tariffmodellen påverkar enskilda abonnenter, både avseende kostnadsutfall och beteende. Analyserna inkluderar även jämförelser med övriga abonnenter i samma nätstation, vilket möjliggör en bedömning av pilotens relativa påverkan på nätet.

Materialet är i huvudsak utformat för att vara pedagogiskt och riktar sig delvis direkt till respektive testpilot. Resultaten bör därför tolkas som illustrativa exempel på hur tariffmodellen fungerar i praktiken, snarare än som generella slutsatser för hela kundkollektivet.

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Lantbruk 1

Kundnummer 110	Säkringsstorlek: 17,32 kW (ungefär 25 A)
GEAB-tariff: E4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 14 kW (80,83 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 18,9 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 1291 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flex tariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit *för* låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även *med* överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (E4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

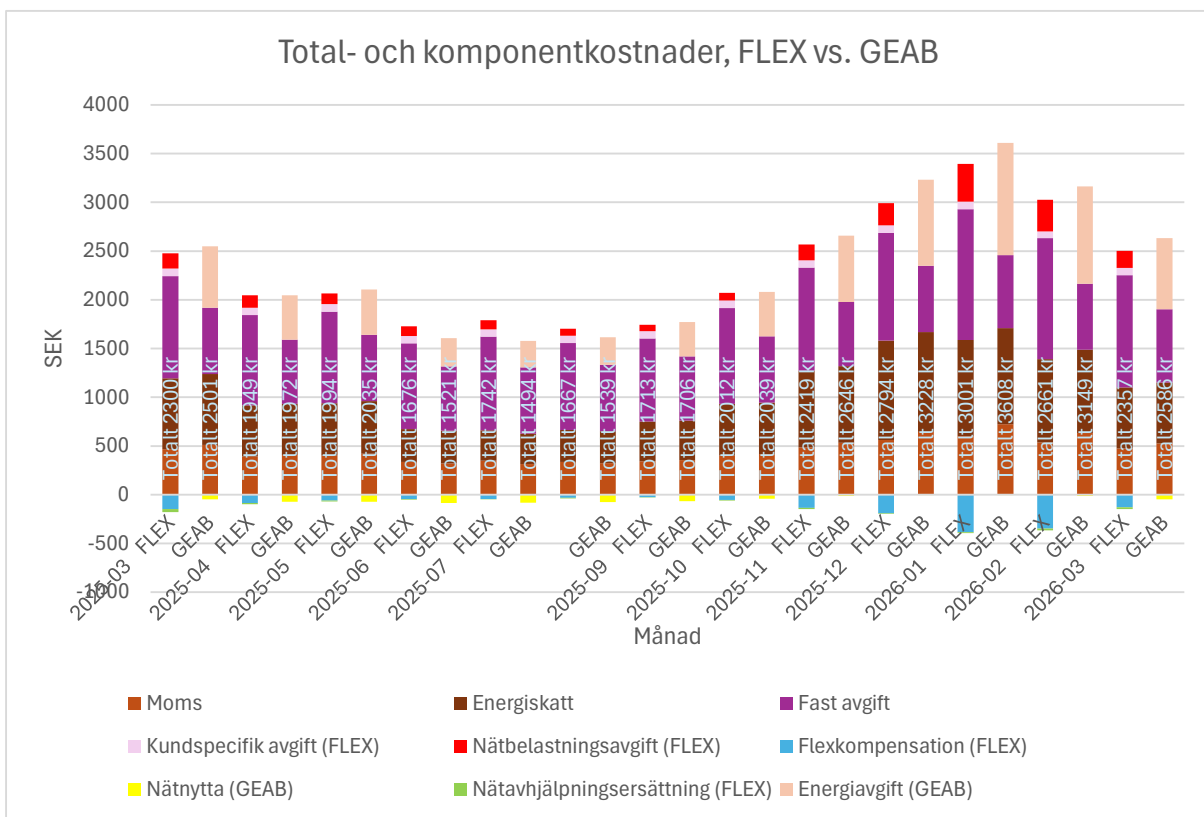


Diagram 1. Med FLEX-tariffen har totalkostnaden sjunkit med 1737 kronor (5,8 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har sjunkit med 1291 kronor (8,1 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 1737 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla mättillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

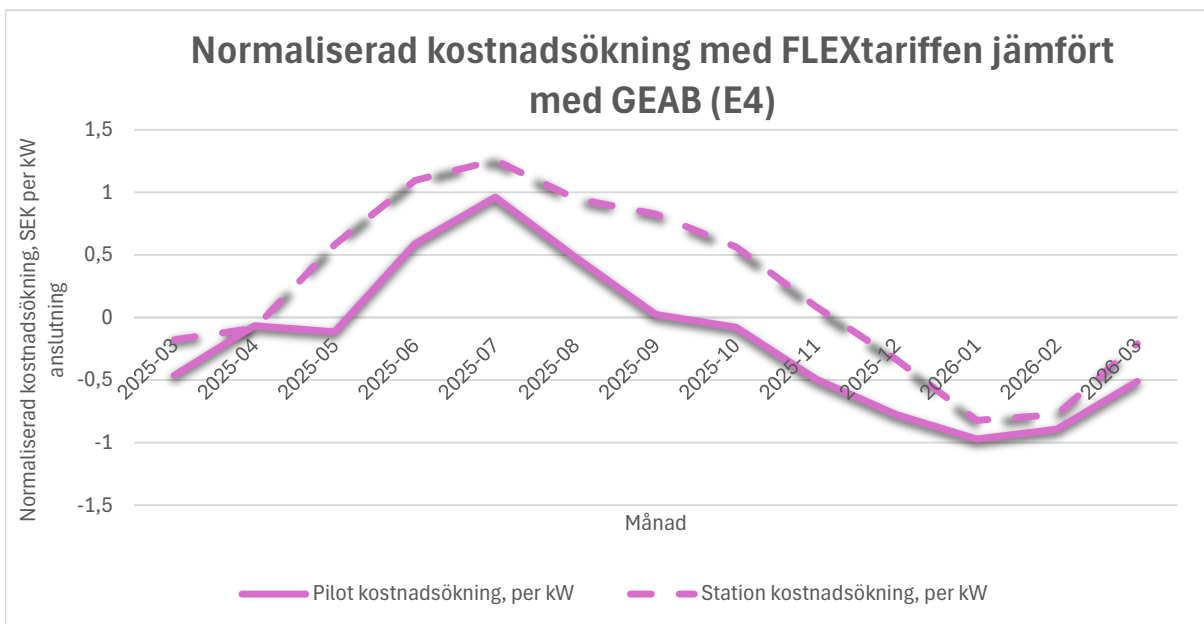


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått minskade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått lägre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

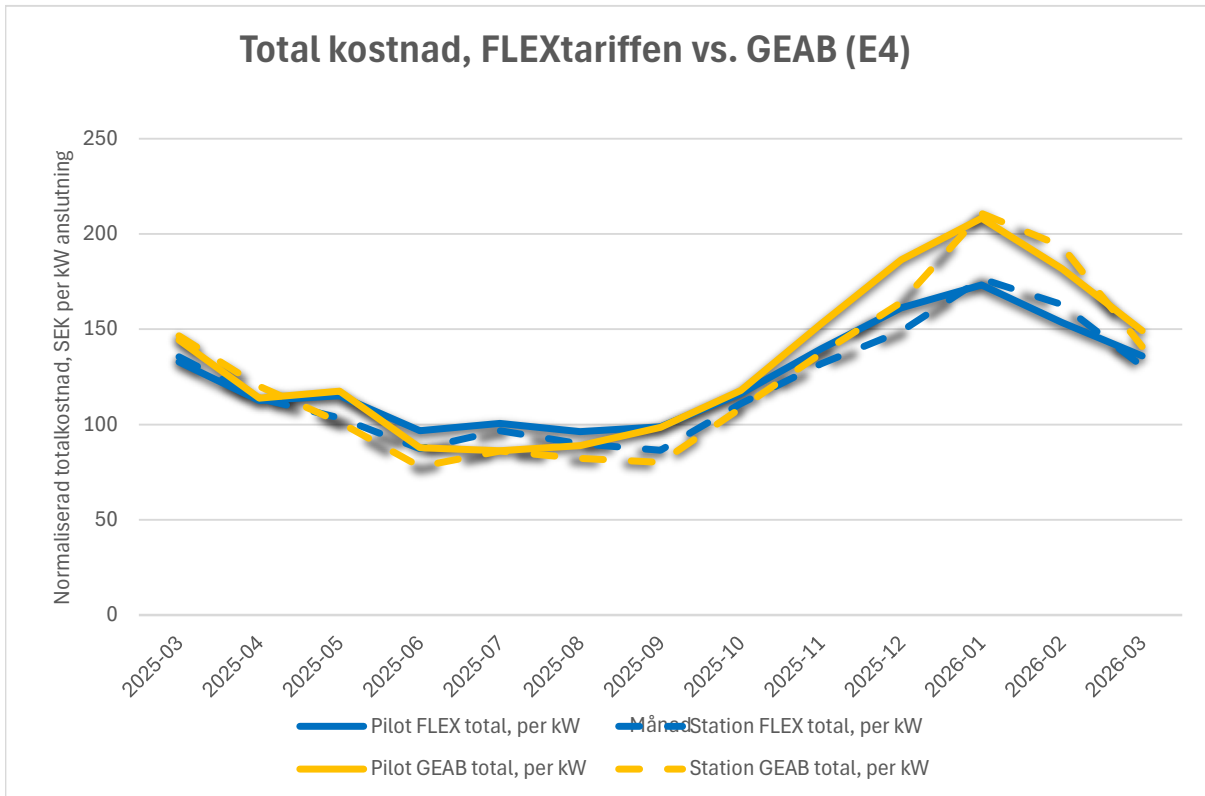


Diagram 3. Testpiloten har en högre FLEX-totalkostnad, och en högre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten tjänat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (18,9 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (13,4 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 80,8 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 50,9 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

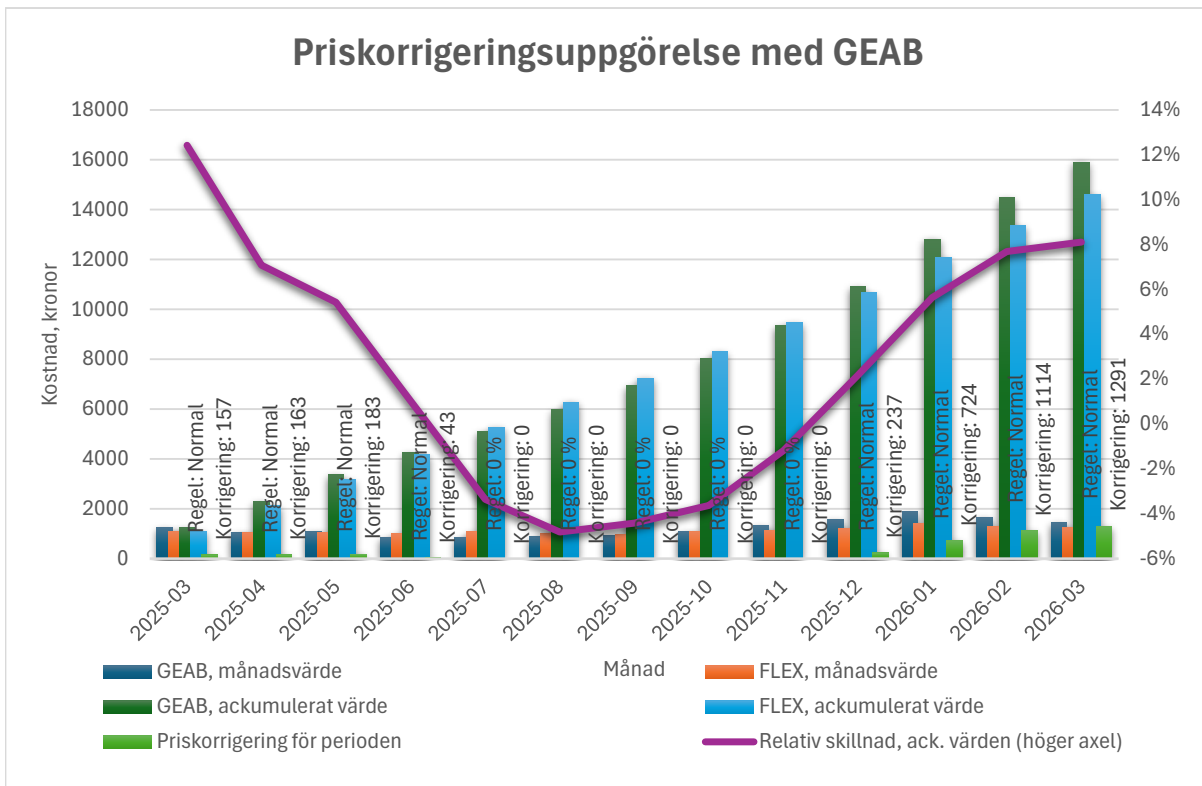


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEX-tariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flexstariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

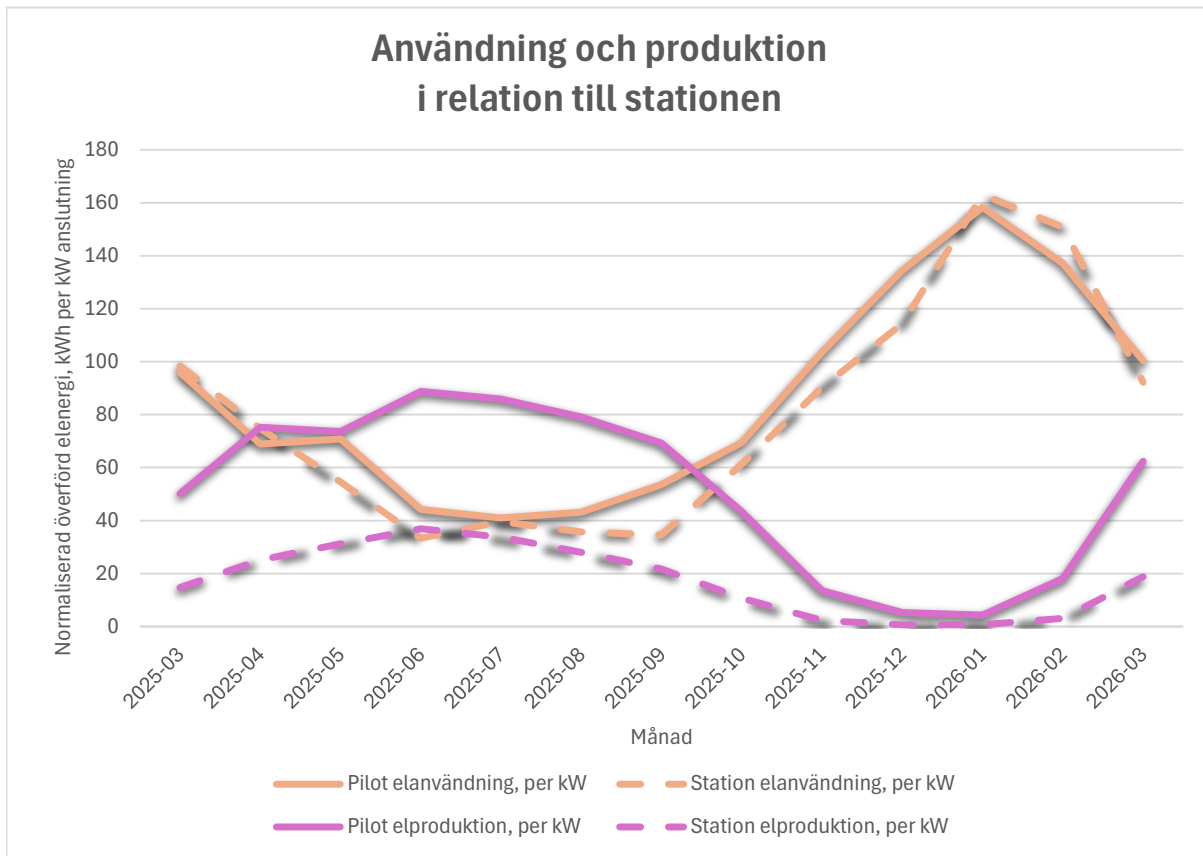


Diagram 5. Testpiloten har en högre produktion och en högre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

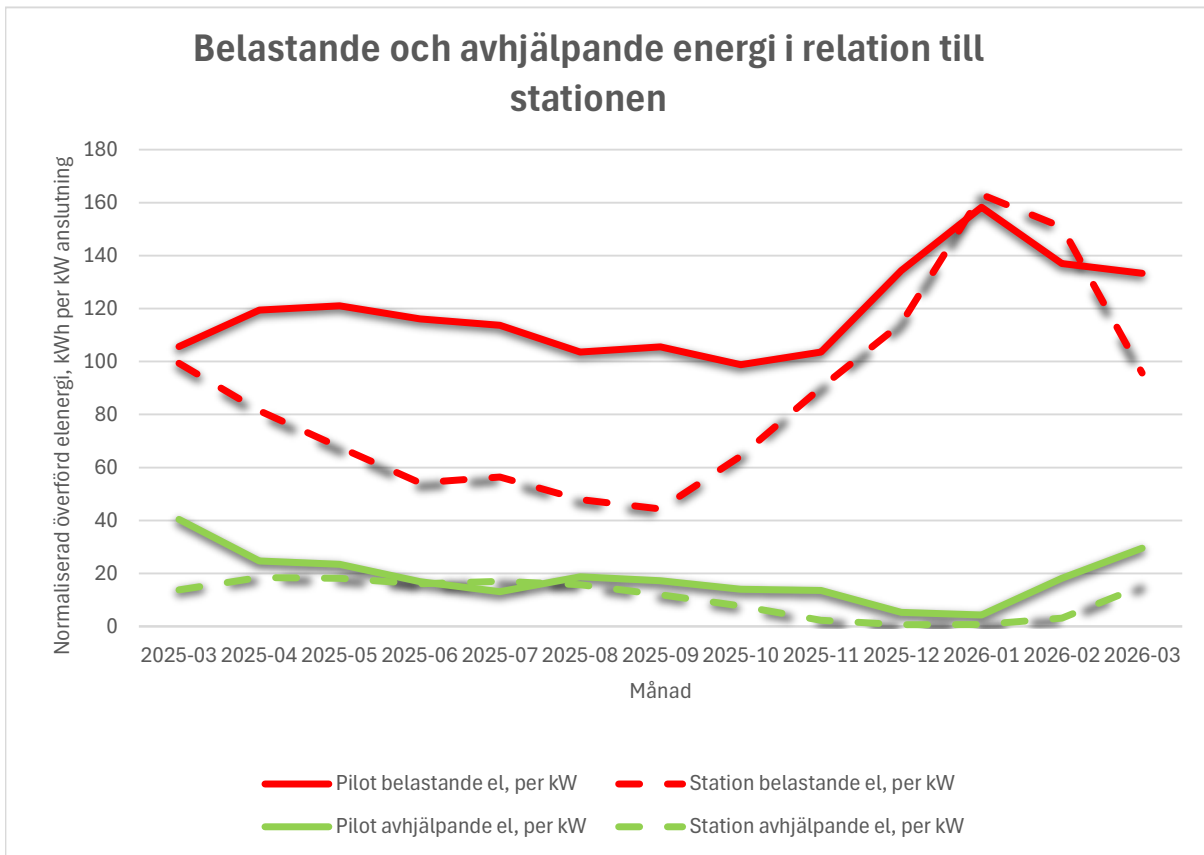


Diagram 6. Testpiloten överför mer belastande och mer avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Lantbruk 2

Kundnummer 111	Säkringsstorlek: 13,86 kW (ungefär 20 A)
GEAB-tariff: E4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 4 kW (28,86 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 7,4 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 0 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flextariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit *för* låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även *med* överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (E4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

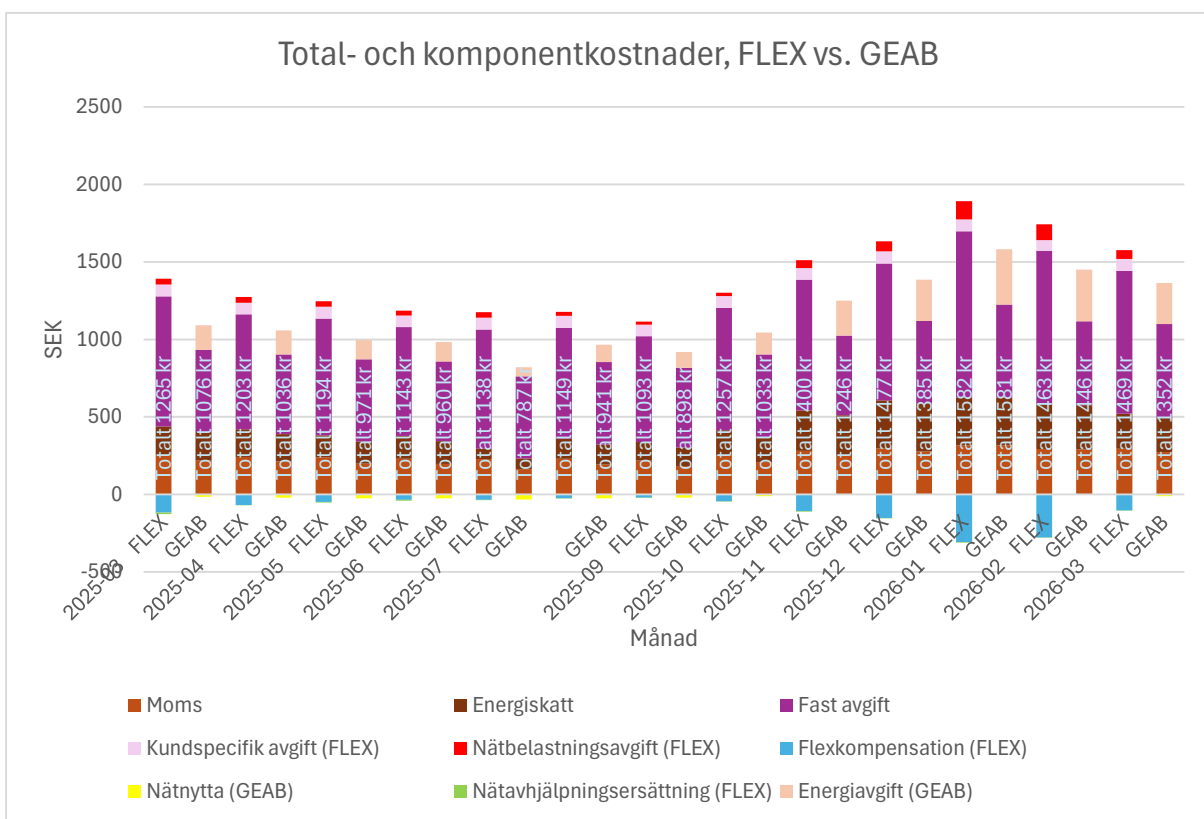


Diagram 1. Med FLEXTariffen har totalkostnaden stigit med 2121 kronor (14,4 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har stigit med 1728 kronor (18,8 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 0 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla mättillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

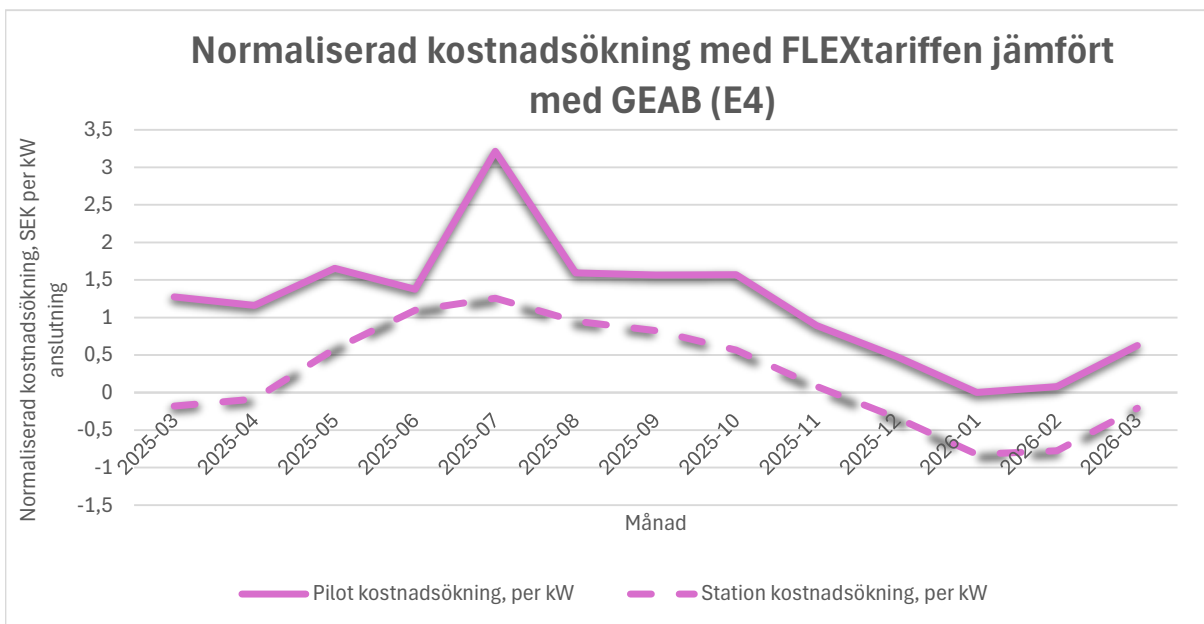


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått ökade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått högre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

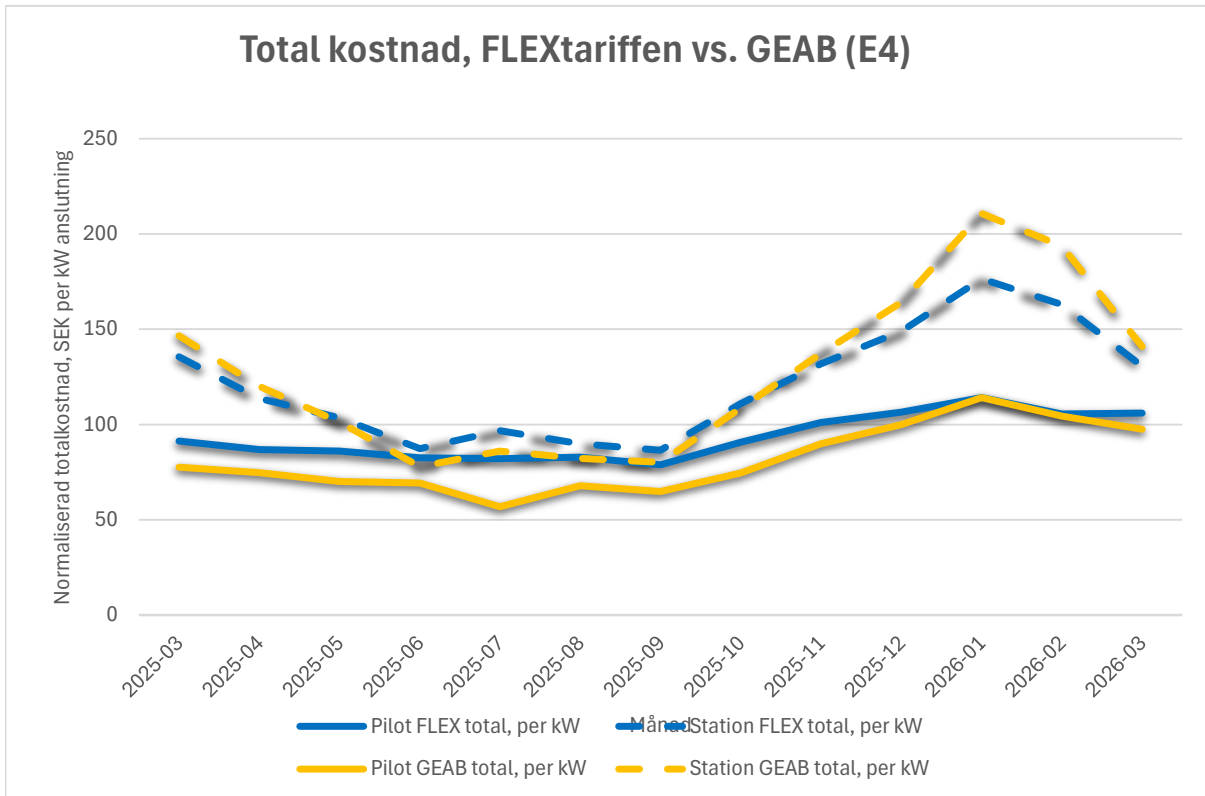


Diagram 3. Testpiloten har en lägre FLEX-totalkostnad, och en lägre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten förlorat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en lägre nyttjandegrad av sin anslutning (7,4 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (13,4 %). Den maximala effekten är också lägre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 28,9 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 50,9 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

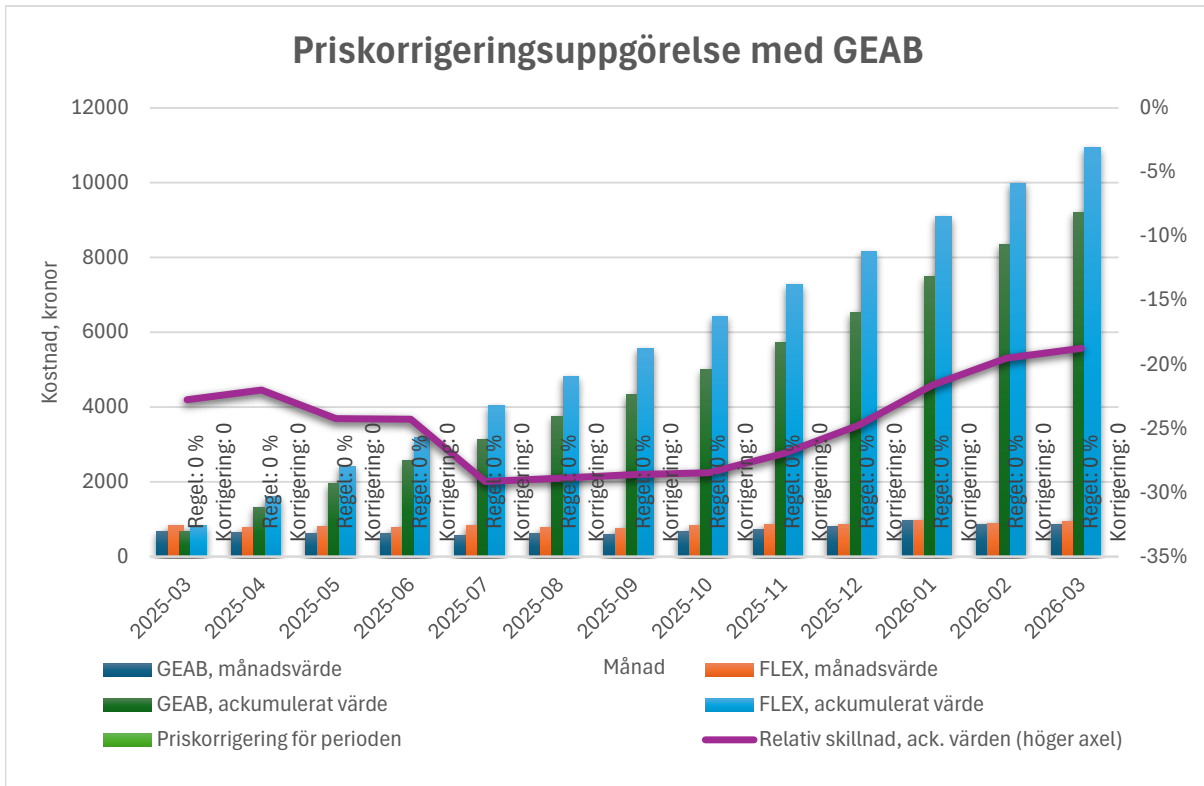


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEXTariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flex tariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

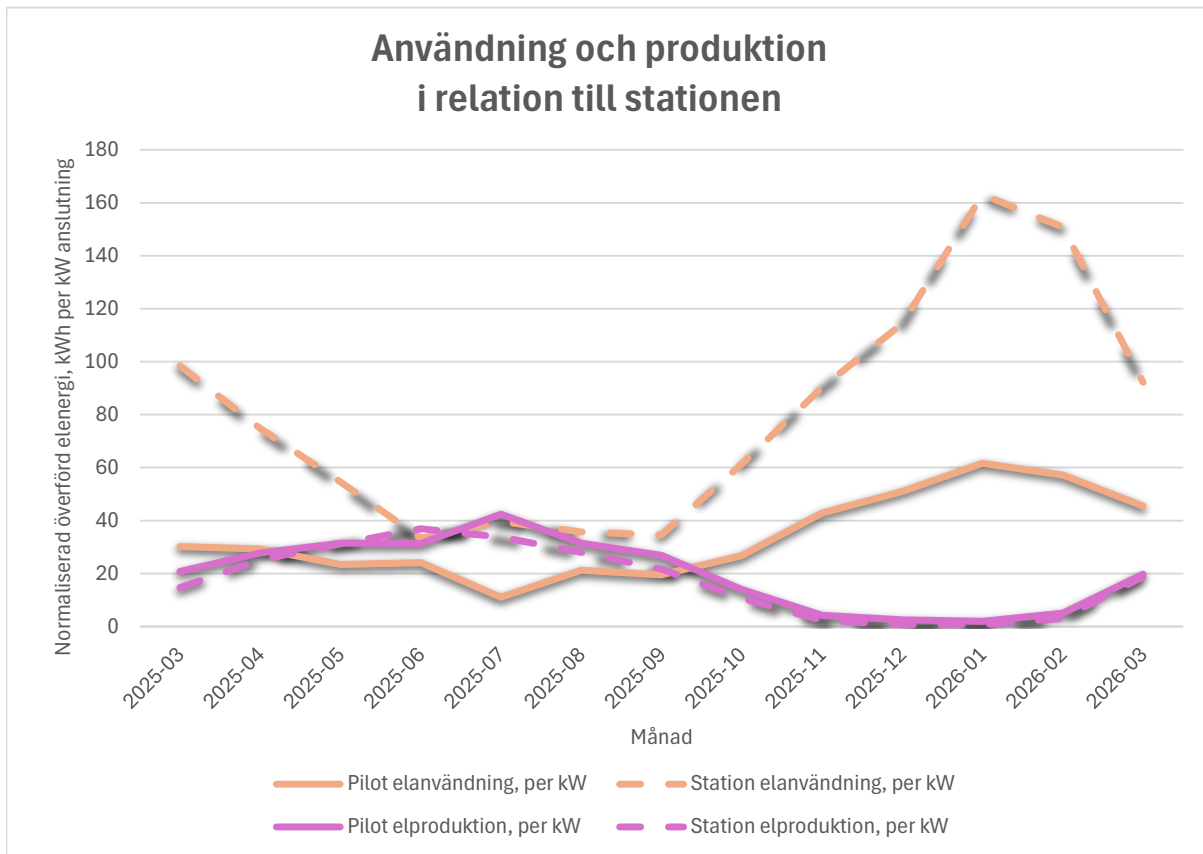


Diagram 5. Testpiloten har en högre produktion och en lägre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

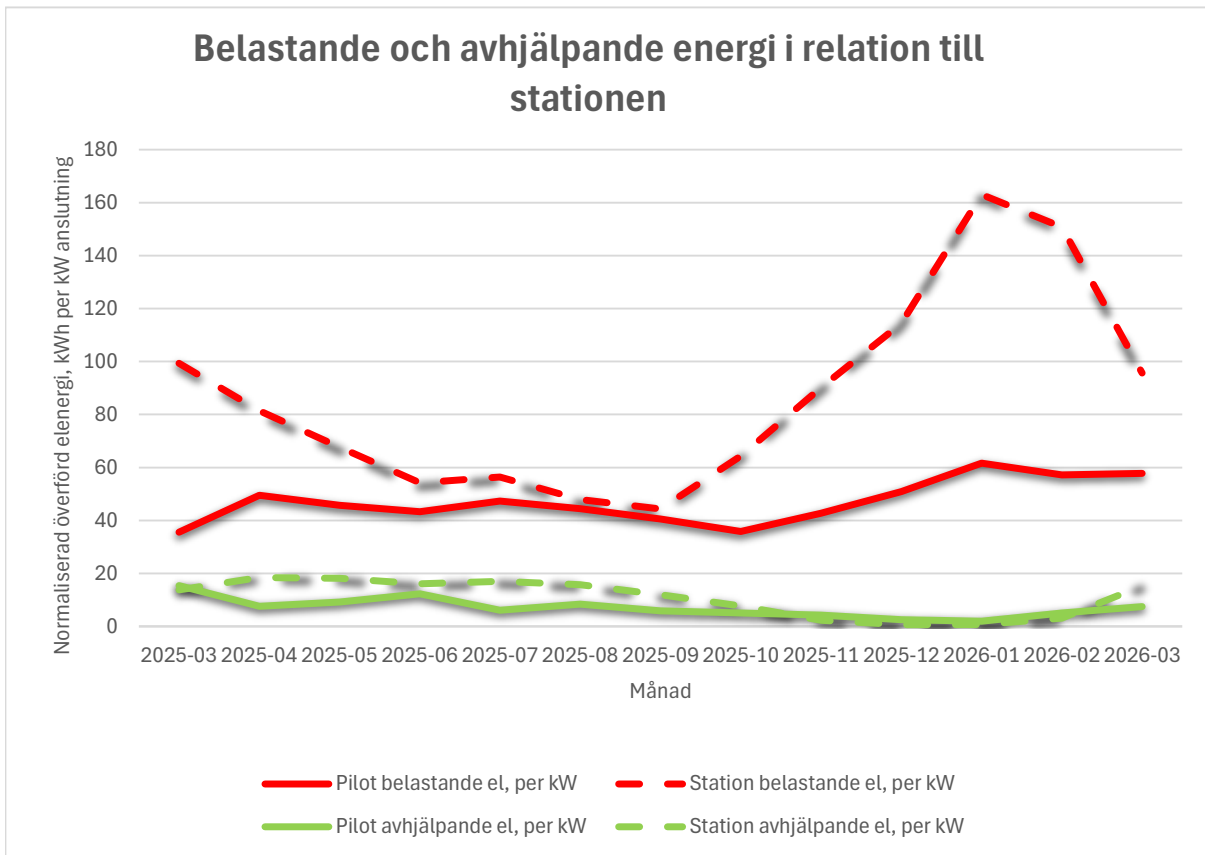


Diagram 6. Testpiloten överför mindre belastande och mindre avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Lantbruk 3

Kundnummer 114	Säkringsstorlek: 24,25 kW (ungefär 35 A)
GEAB-tariff: T4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 20,31 kW (83,74 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 17,2 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 0 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flextariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit *för* låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även *med* överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (T4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

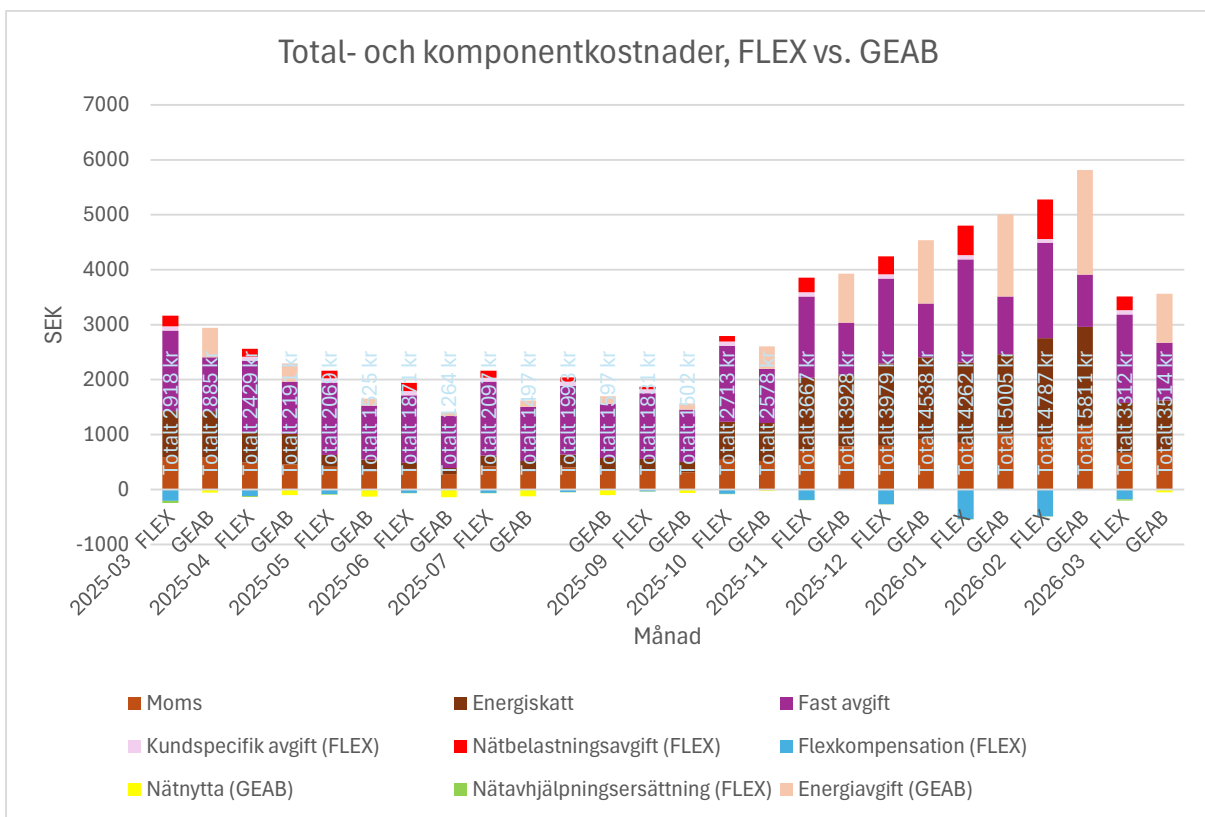


Diagram 1. Med FLEXTariffen har totalkostnaden stigit med 94 kronor (0,2 %) över perioden relativt T4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har stigit med 212 kronor (1,1 %) över perioden relativt T4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 0 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla måttillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

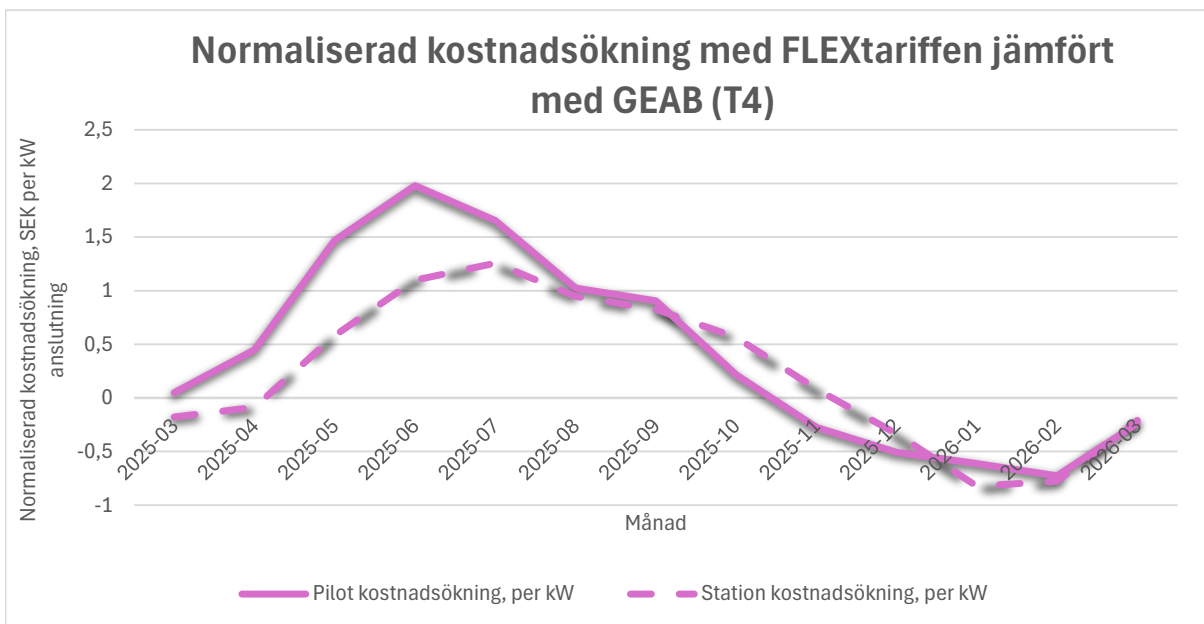


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått ökade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått högre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

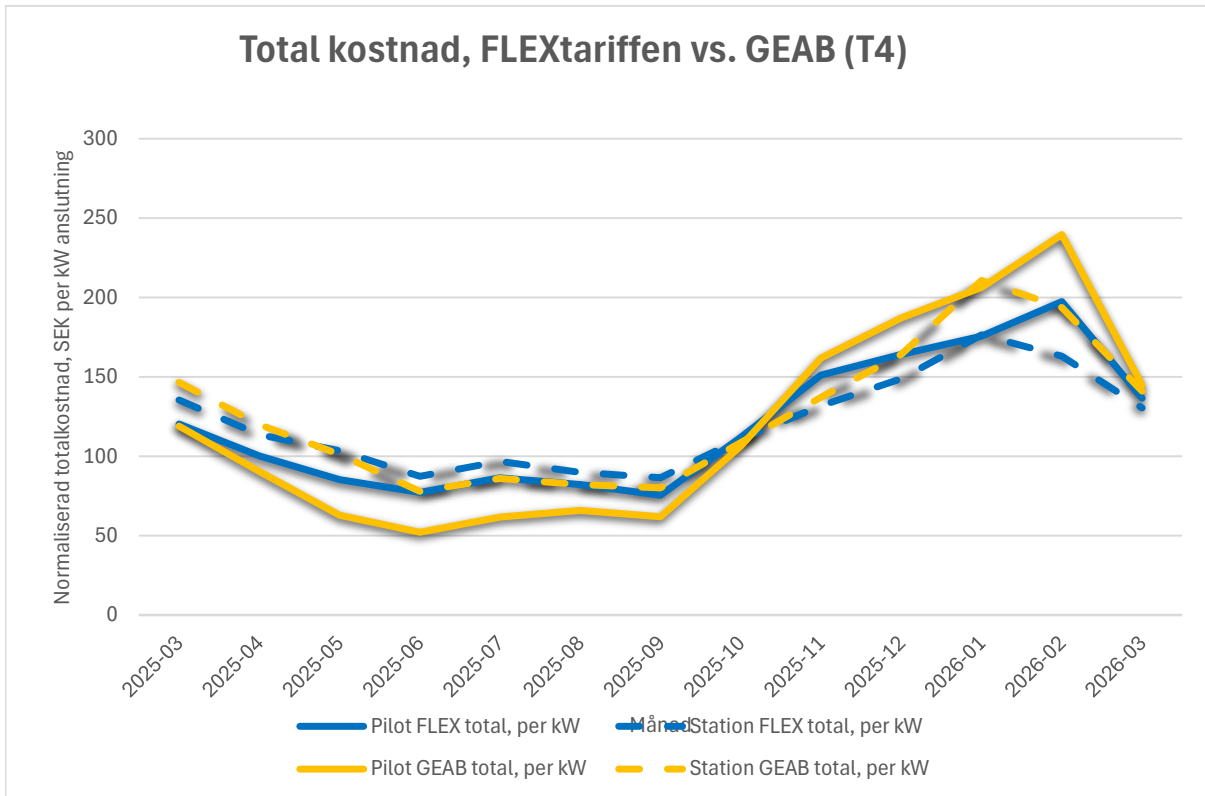


Diagram 3. Testpiloten har en lägre FLEX-totalkostnad, och en lägre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten förlorat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (17,2 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (13,4 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 83,7 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 50,9 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

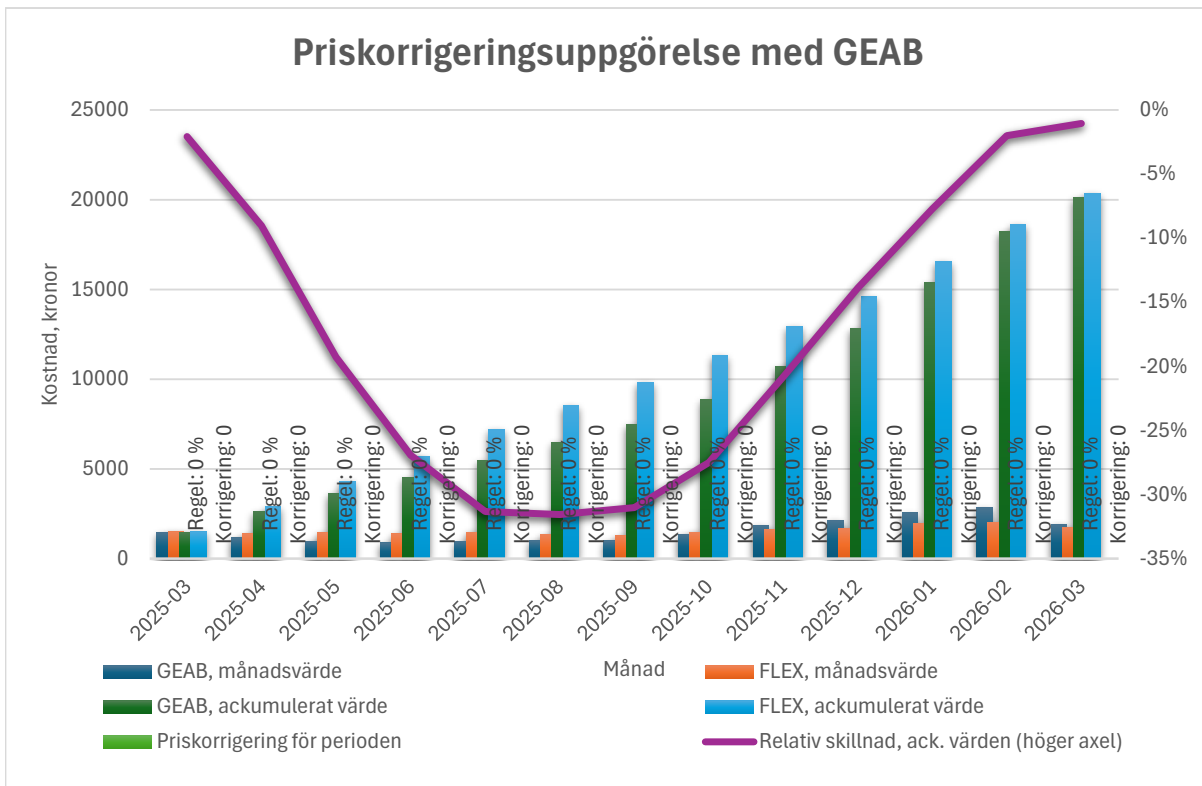


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigerings ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEXTariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flex tariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

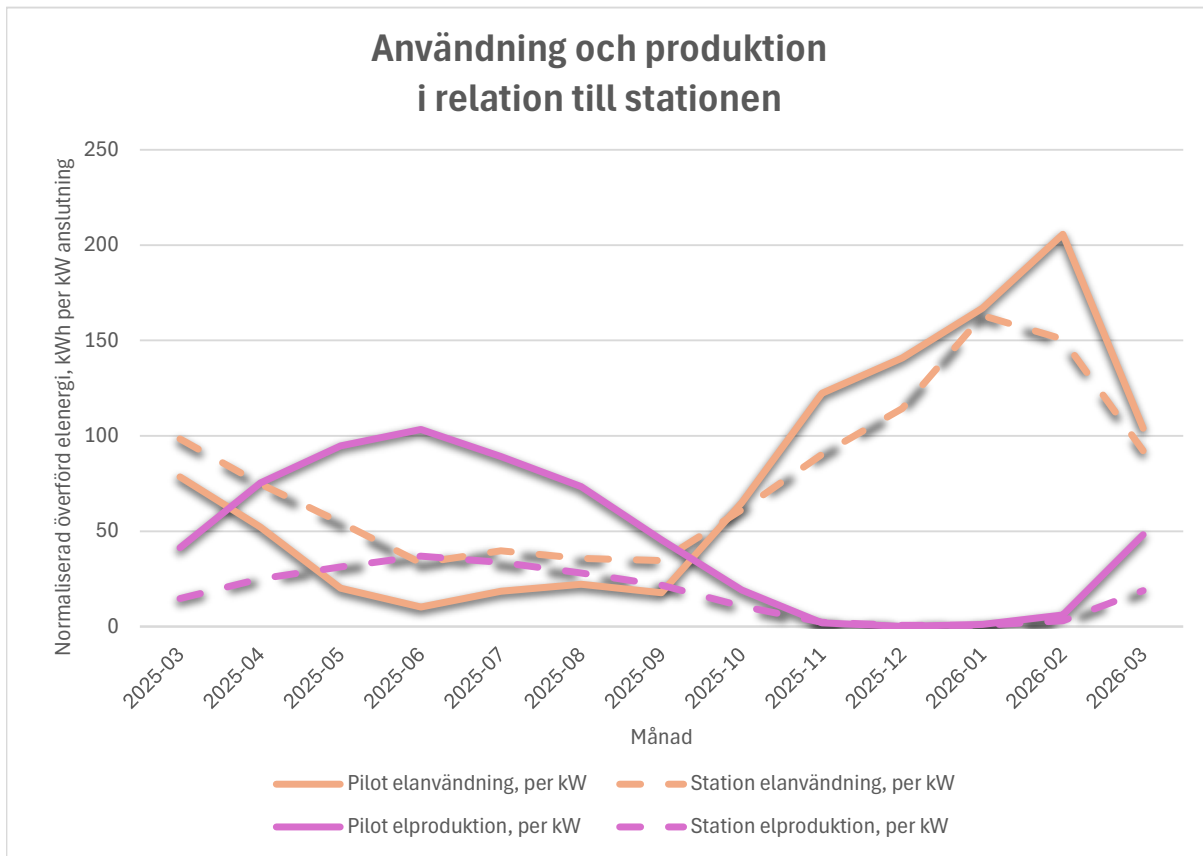


Diagram 5. Testpiloten har en högre produktion och en lägre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

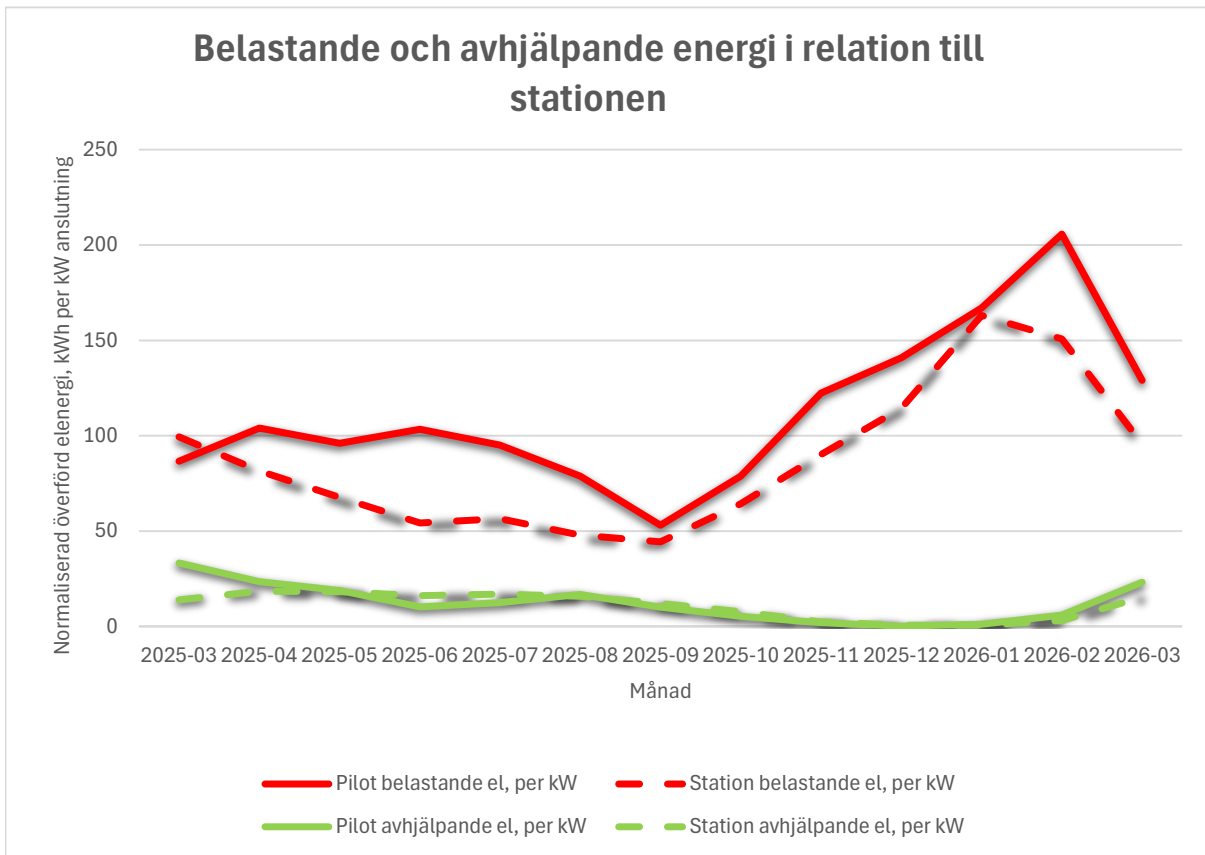


Diagram 6. Testpiloten överför mer belastande och mer avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Lantbruk 4

Kundnummer 131	Säkringsstorlek: 13,86 kW (ungefär 20 A)
GEAB-tariff: E4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 7,54 kW (54,39 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 14 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 1363 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flextariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit *för* låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även *med* överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (E4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

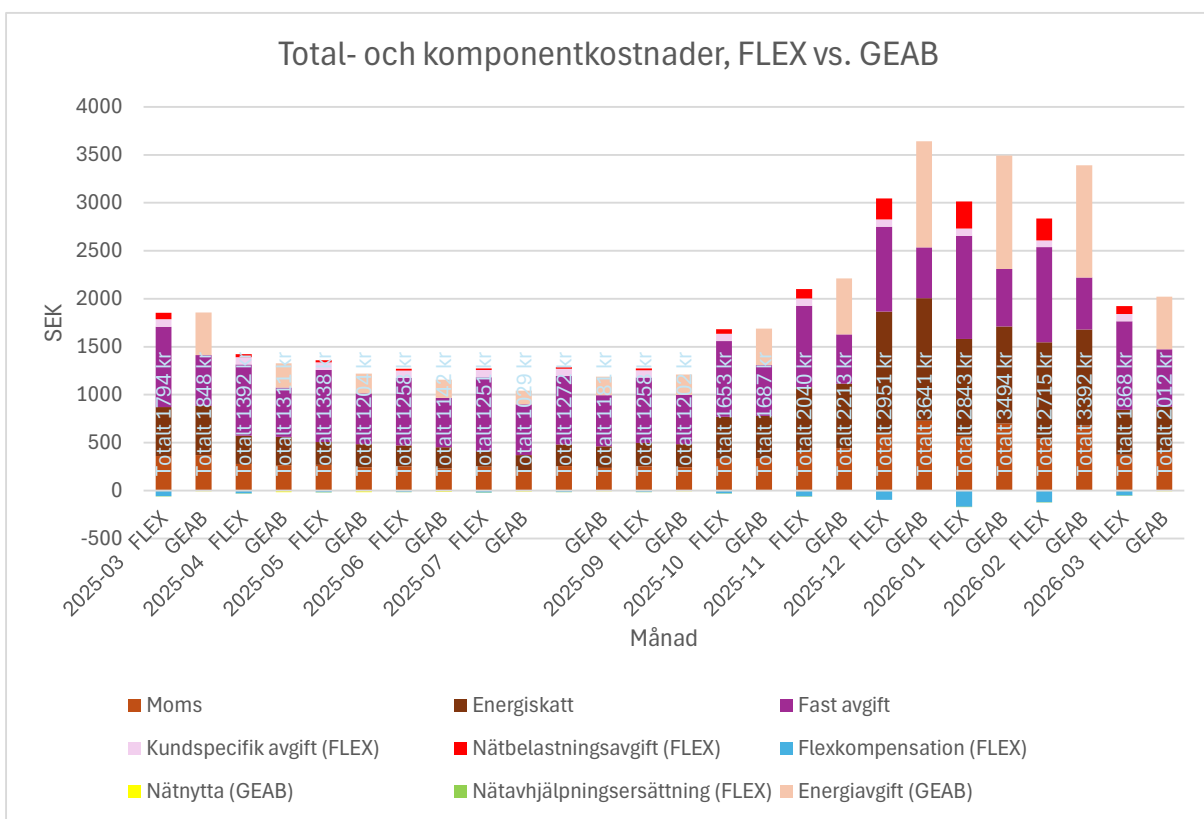


Diagram 1. Med FLEXTariffen har totalkostnaden sjunkit med 1722 kronor (6,8 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har sjunkit med 1363 kronor (10,1 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 1722 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla måttillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

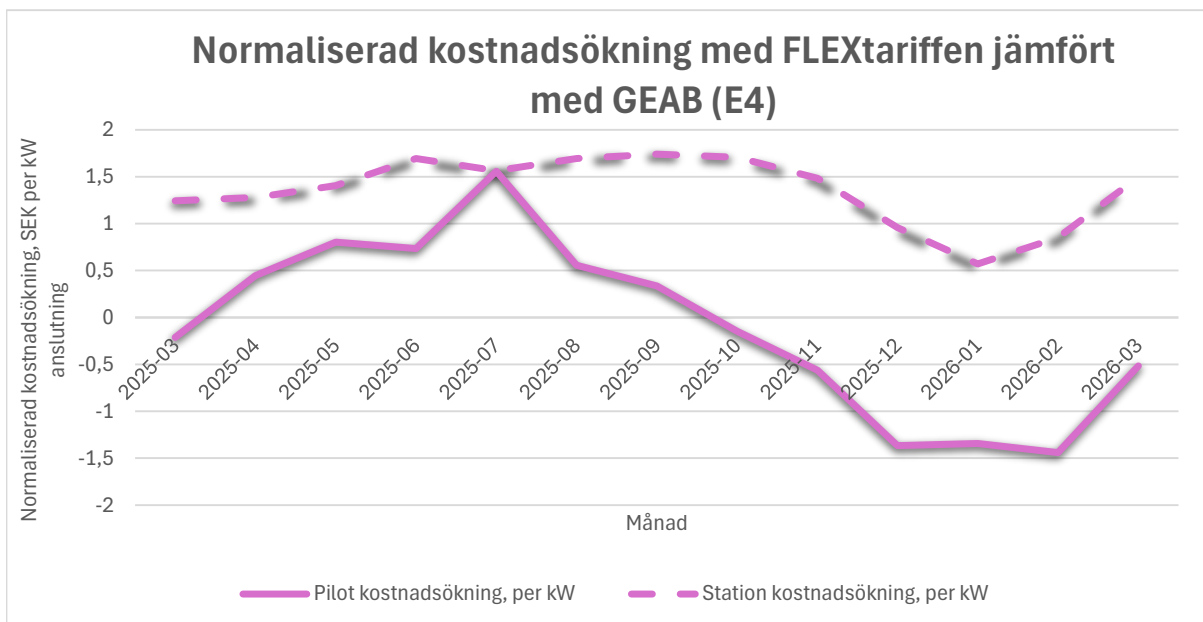


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått minskade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått lägre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

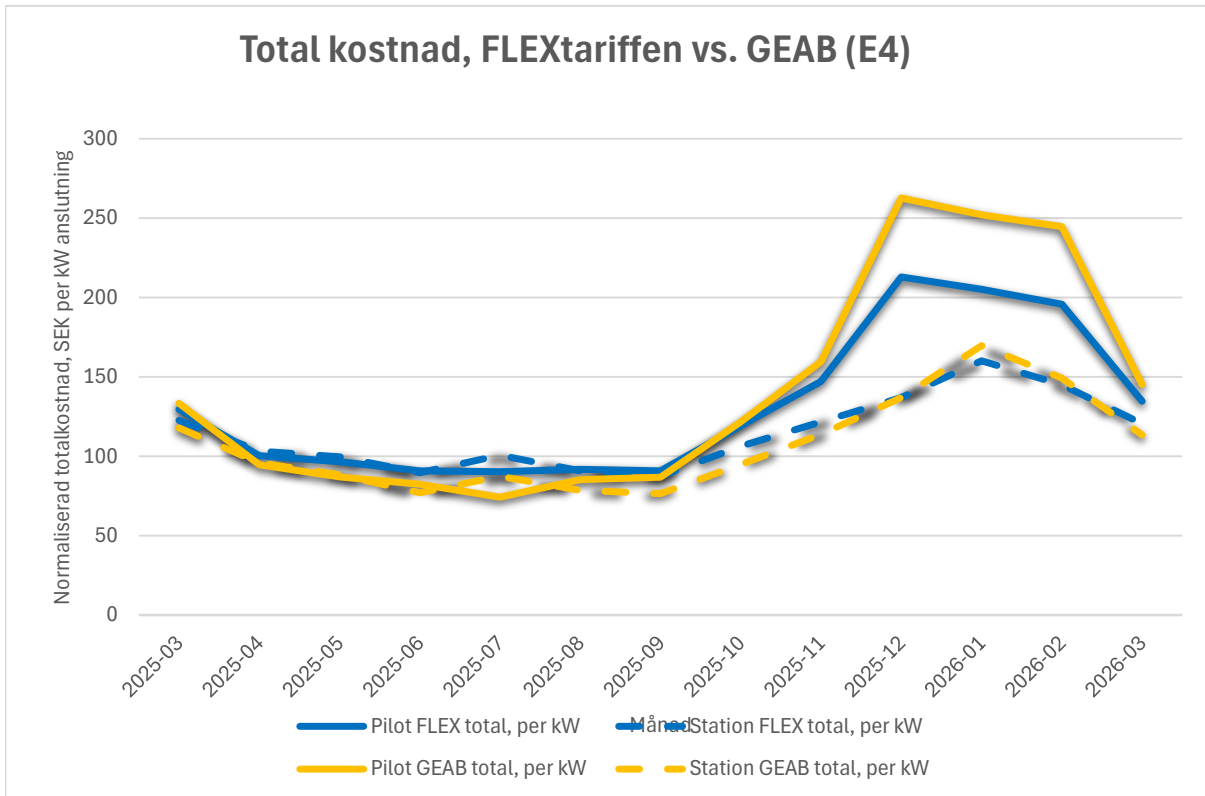


Diagram 3. Testpiloten har en högre FLEX-totalkostnad, och en högre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten tjänat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (14 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (9,7 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 54,4 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 37 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

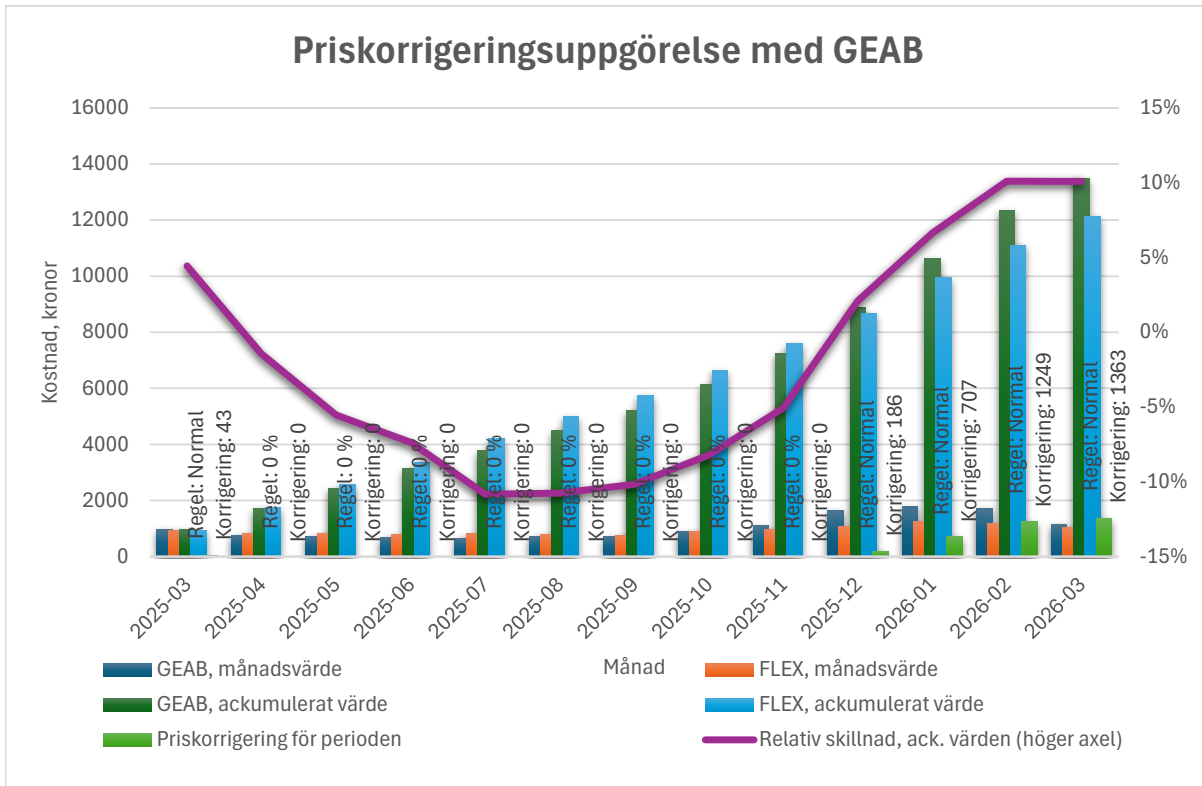


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigerings ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEXTariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flex tariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

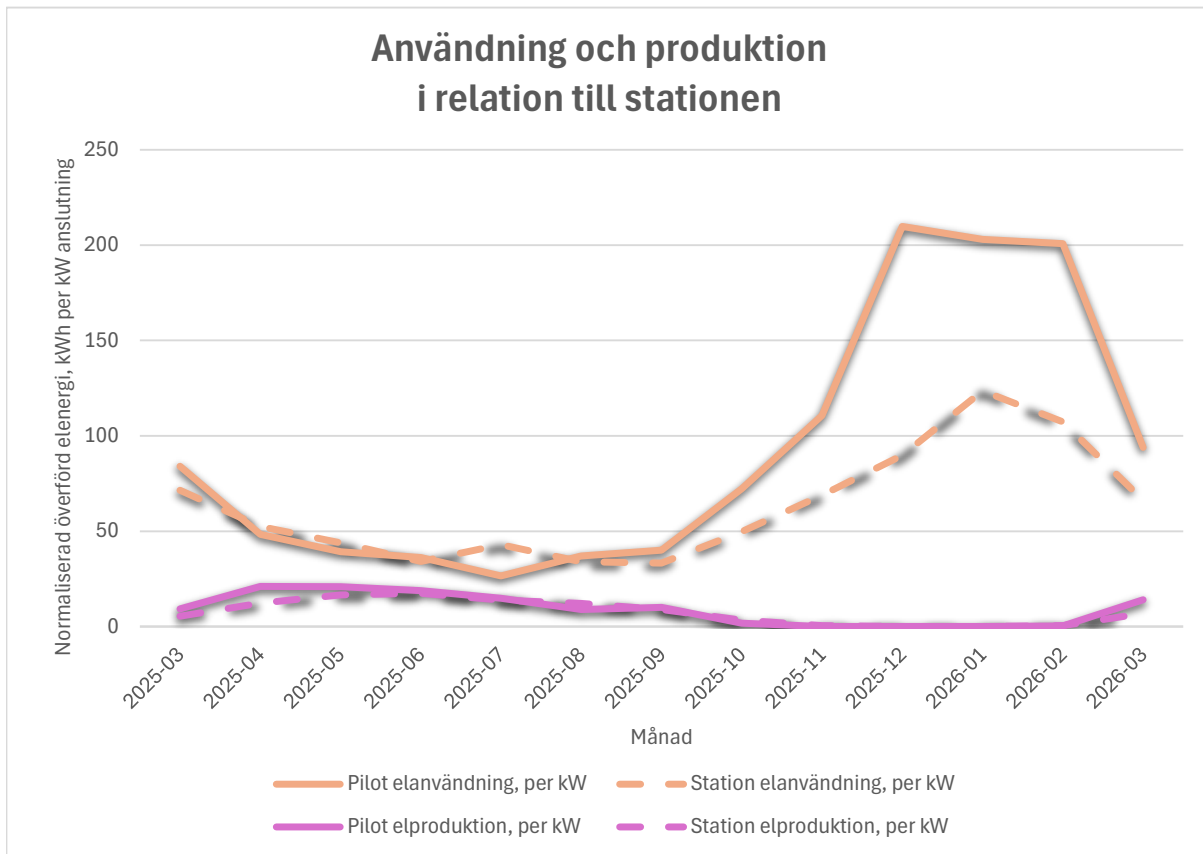


Diagram 5. Testpiloten har en högre produktion och en högre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

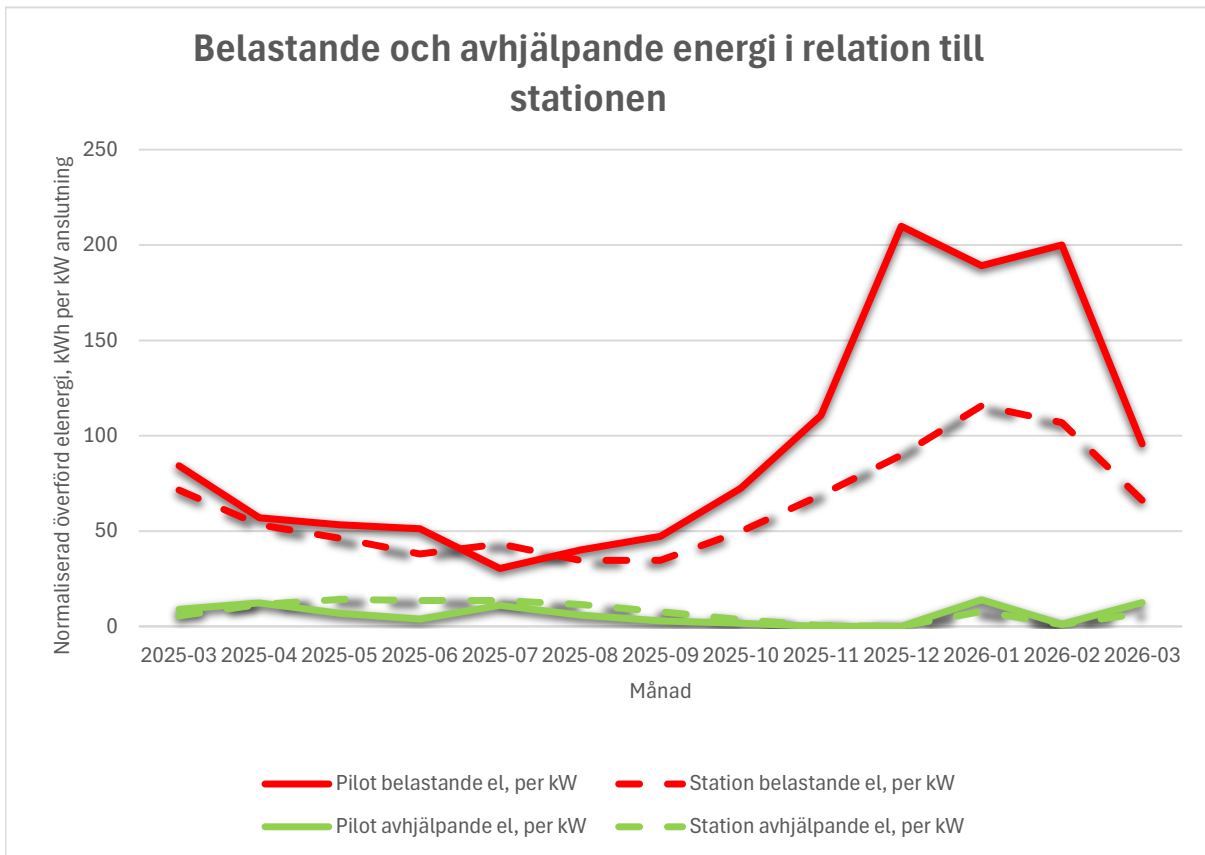


Diagram 6. Testpiloten överför mer belastande och mindre avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Livsmedelsbutik

Kundnummer 49

GEAB-tariff: T4

Har solceller? Nej

Säkringsstorlek: 55,43 kW (ungefär 80 A)

Medel-maxeffekt (periodvärde): 26,92 kW (48,57 %)

Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 34,8 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 18494 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flexstariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit för låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även med överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress

Skeppsbron 24

Postadress

621 57 Visby

Phone

+46 (0) 70-447 77 07

E-mail

magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr

212000-0803

Webb

www.energicentrum.gotland.se



**Region
Gotland**

Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (T4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

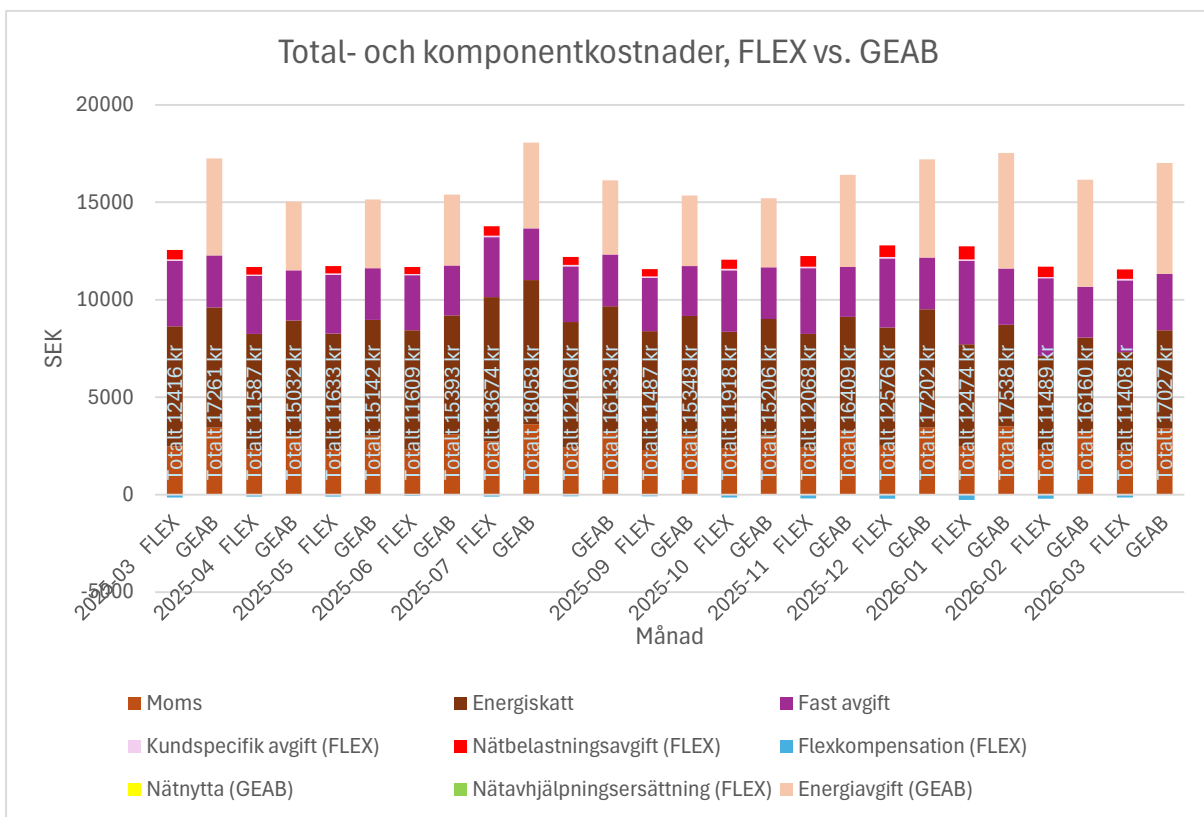


Diagram 1. Med FLEX-tariffen har totalkostnaden sjunkit med 55465 kronor (26,2 %) över perioden relativt T4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har sjunkit med 44372 kronor (48 %) över perioden relativt T4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 18494 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla måttillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

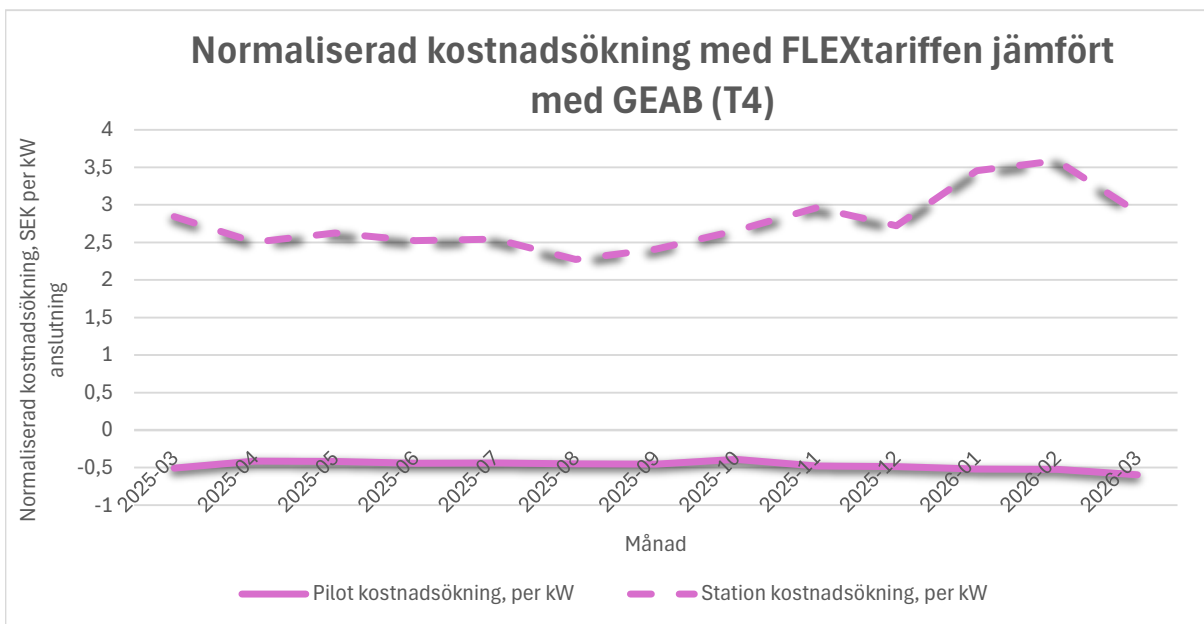


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått minskade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått lägre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

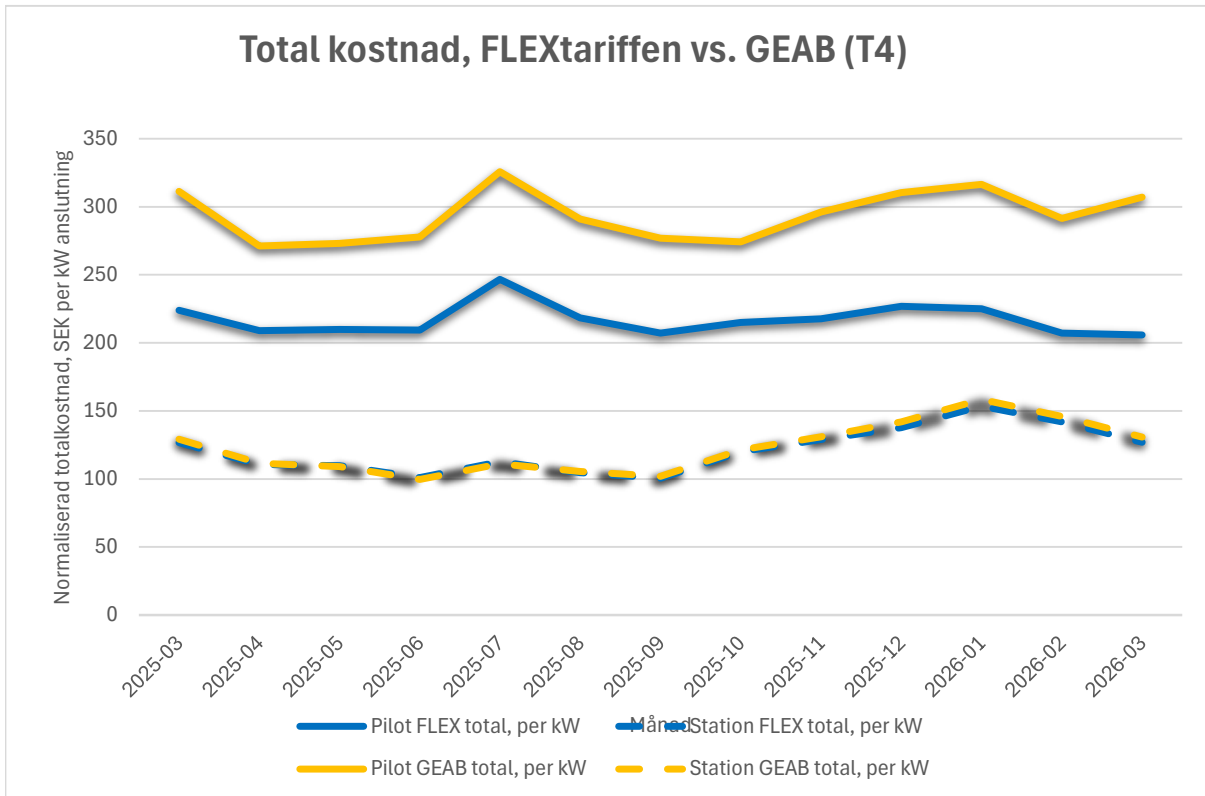


Diagram 3. Testpiloten har en högre FLEX-totalkostnad, och en högre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten tjänat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (34,8 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (10,2 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 48,6 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 31,5 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

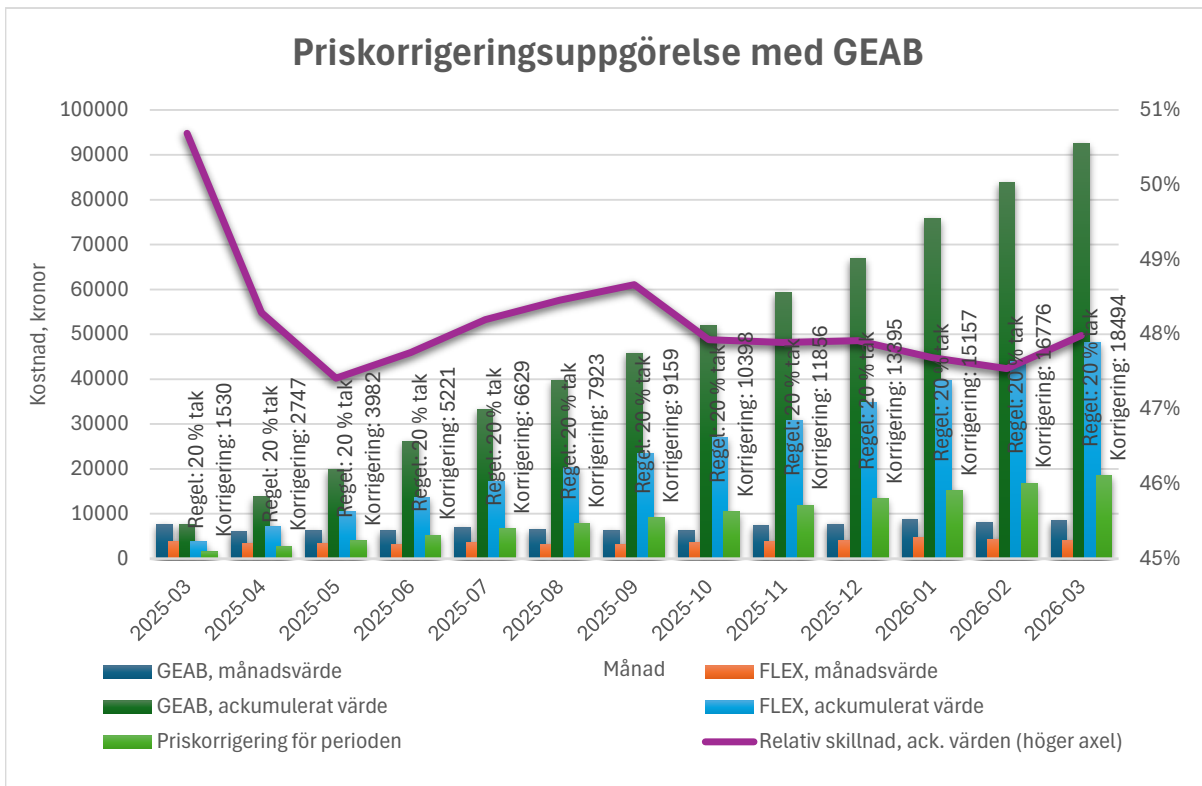


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEX-tariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flexstariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

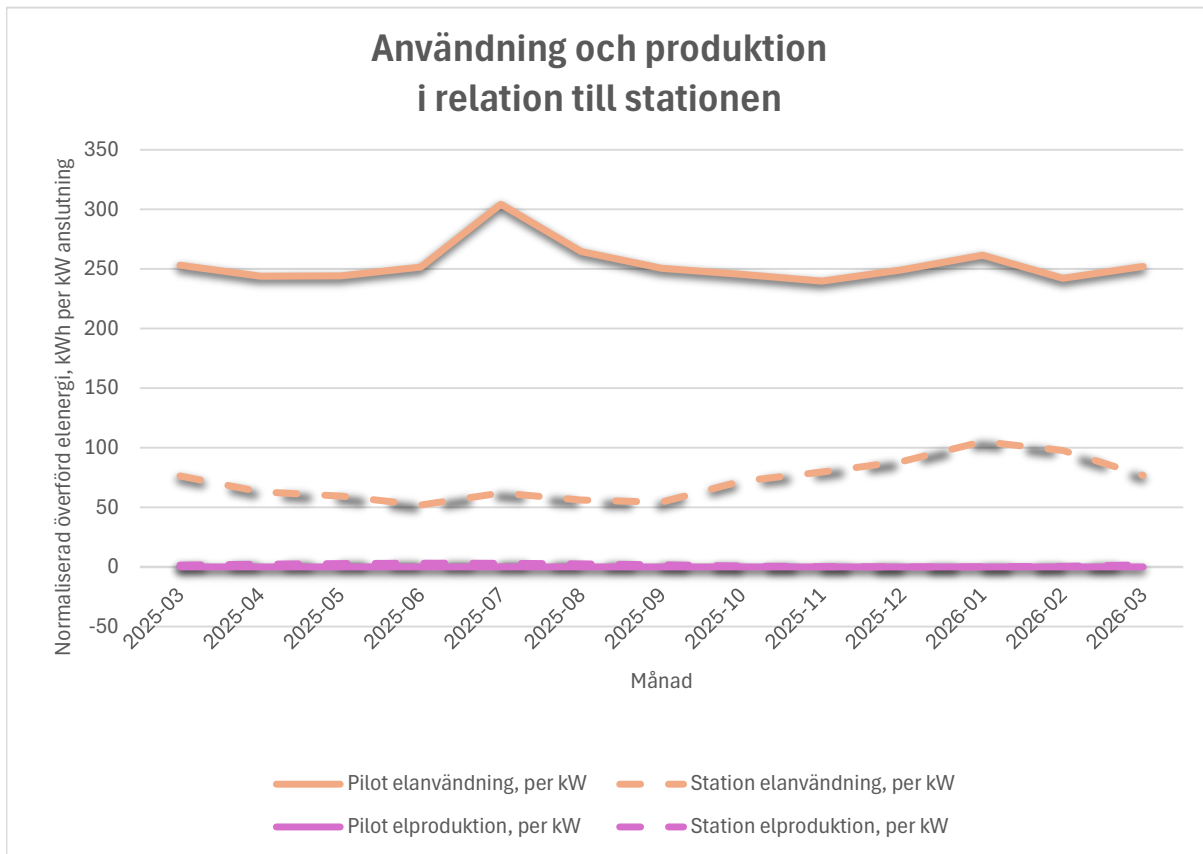


Diagram 5. Testpiloten har en lägre produktion och en högre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

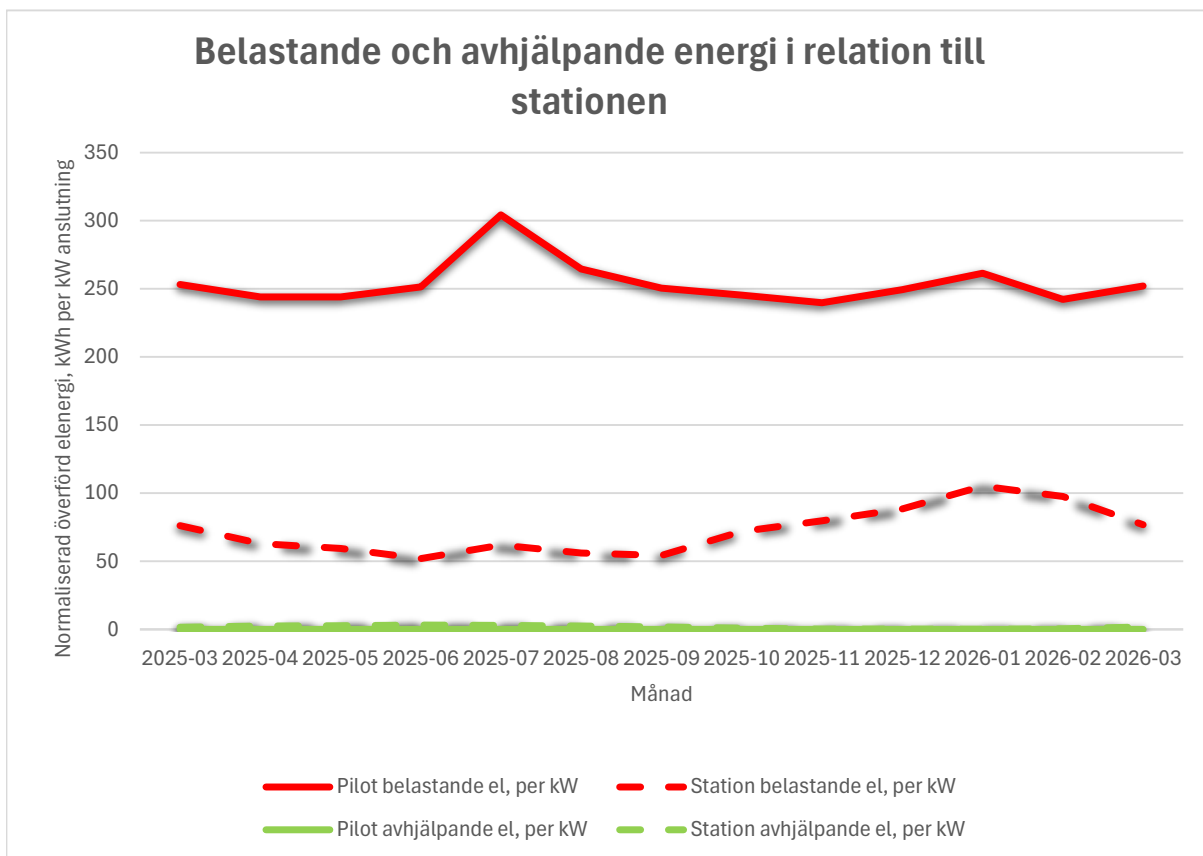


Diagram 6. Testpiloten överför mer belastande och mindre avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Privatperson 1

Kundnummer 101	Säkringsstorlek: 13,86 kW (ungefär 20 A)
GEAB-tariff: E4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 7,46 kW (53,84 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 10,6 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 23 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flextariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit *för* låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även *med* överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (E4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

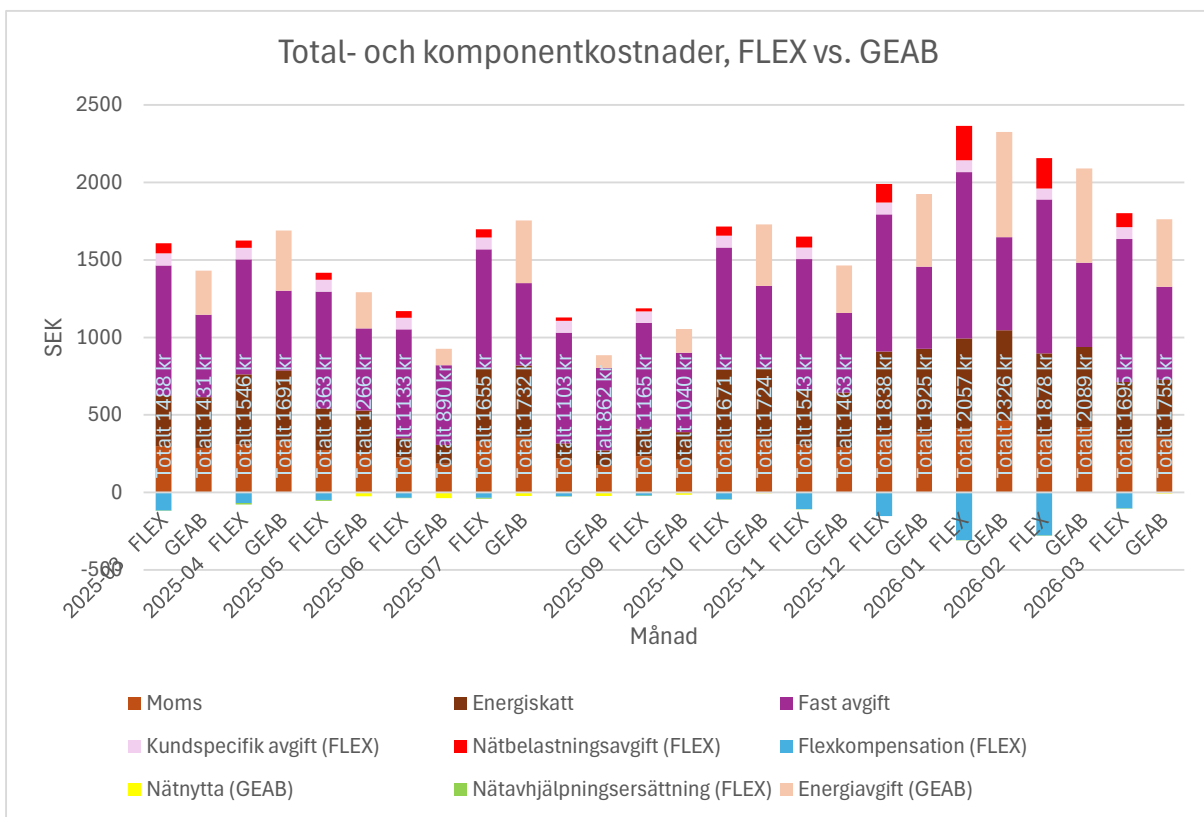


Diagram 1. Med FLEXTariffen har totalkostnaden sjunkit med 55 kronor (0,3 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har sjunkit med 23 kronor (0,2 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 55 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla mättillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

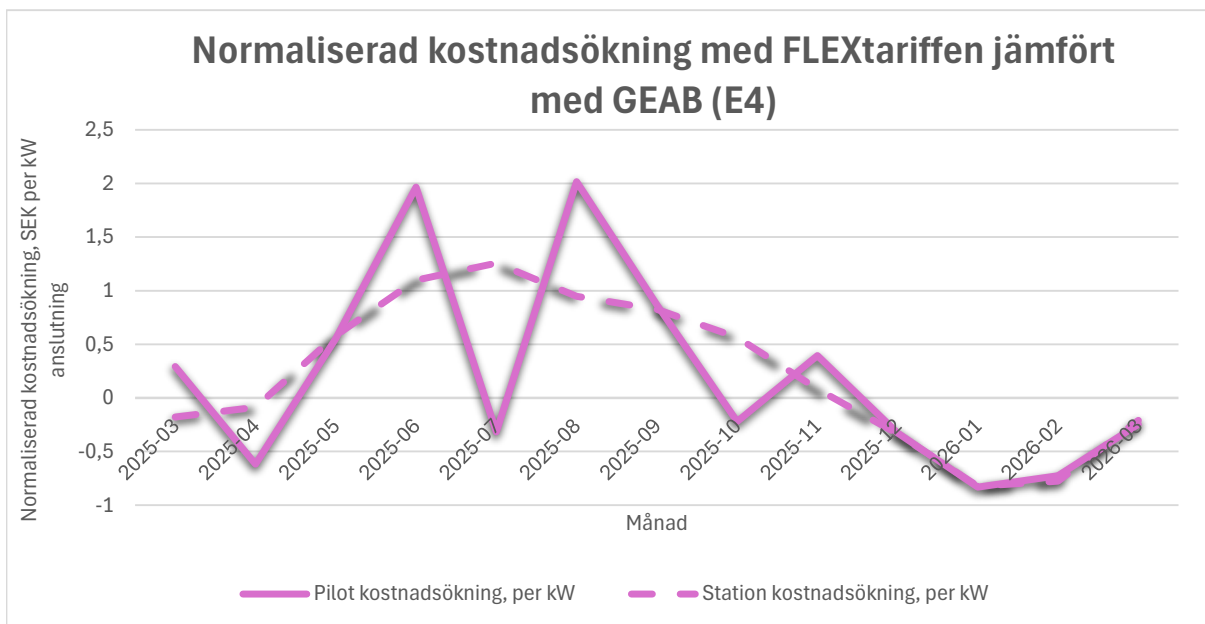


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått ökade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått lägre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

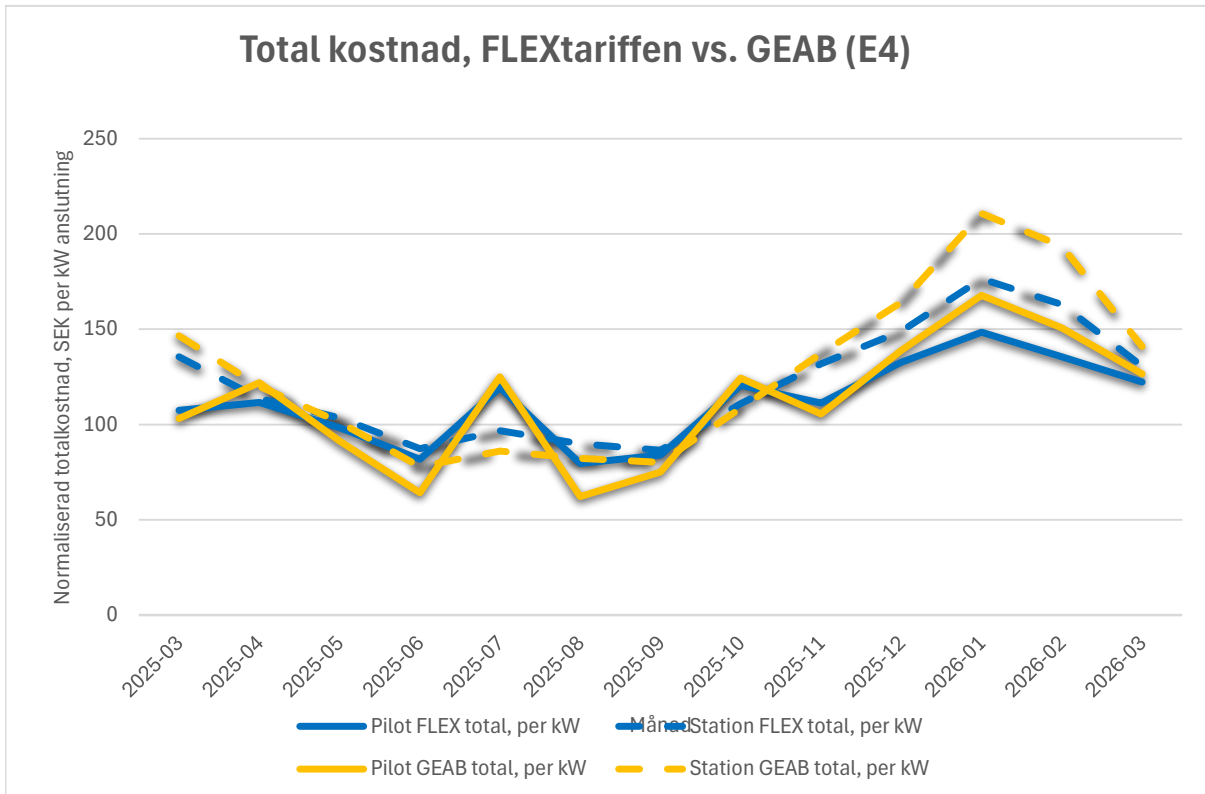


Diagram 3. Testpiloten har en lägre FLEX-totalkostnad, och en lägre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten tjänat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (10,6 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (13,4 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 53,8 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 50,9 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

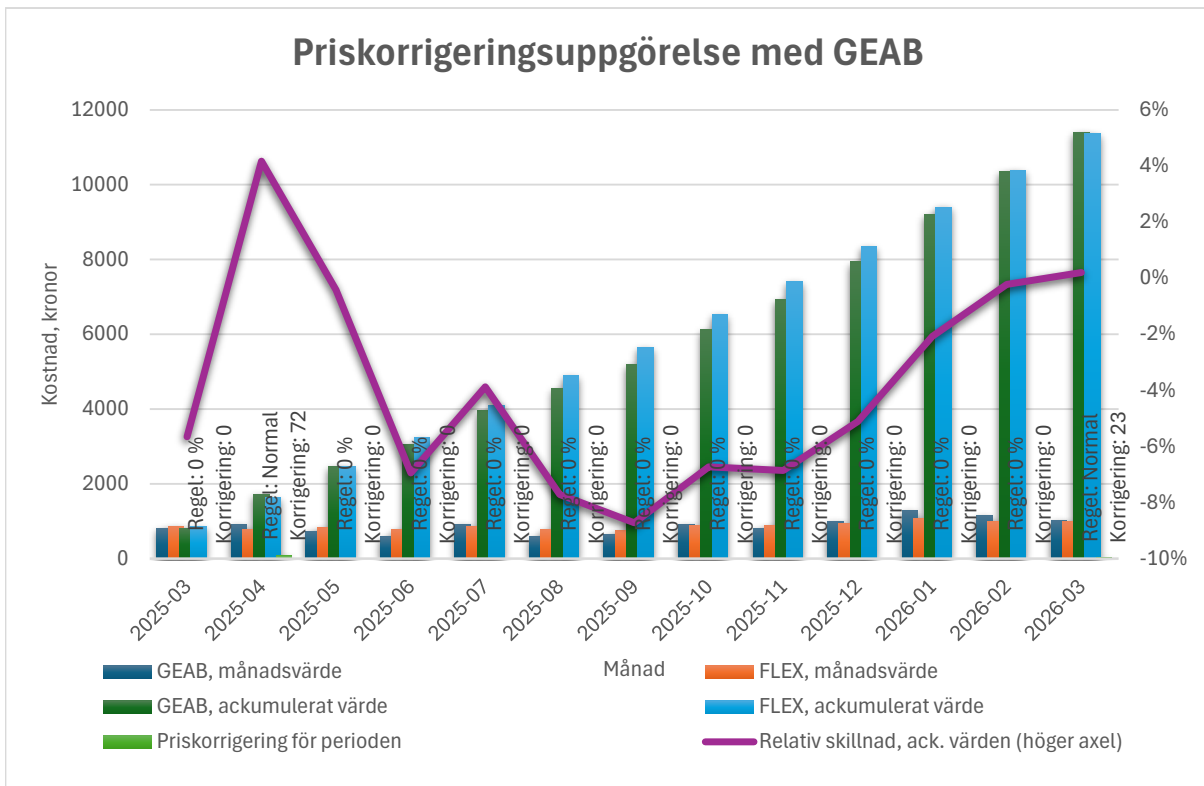


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEXTariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flex tariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

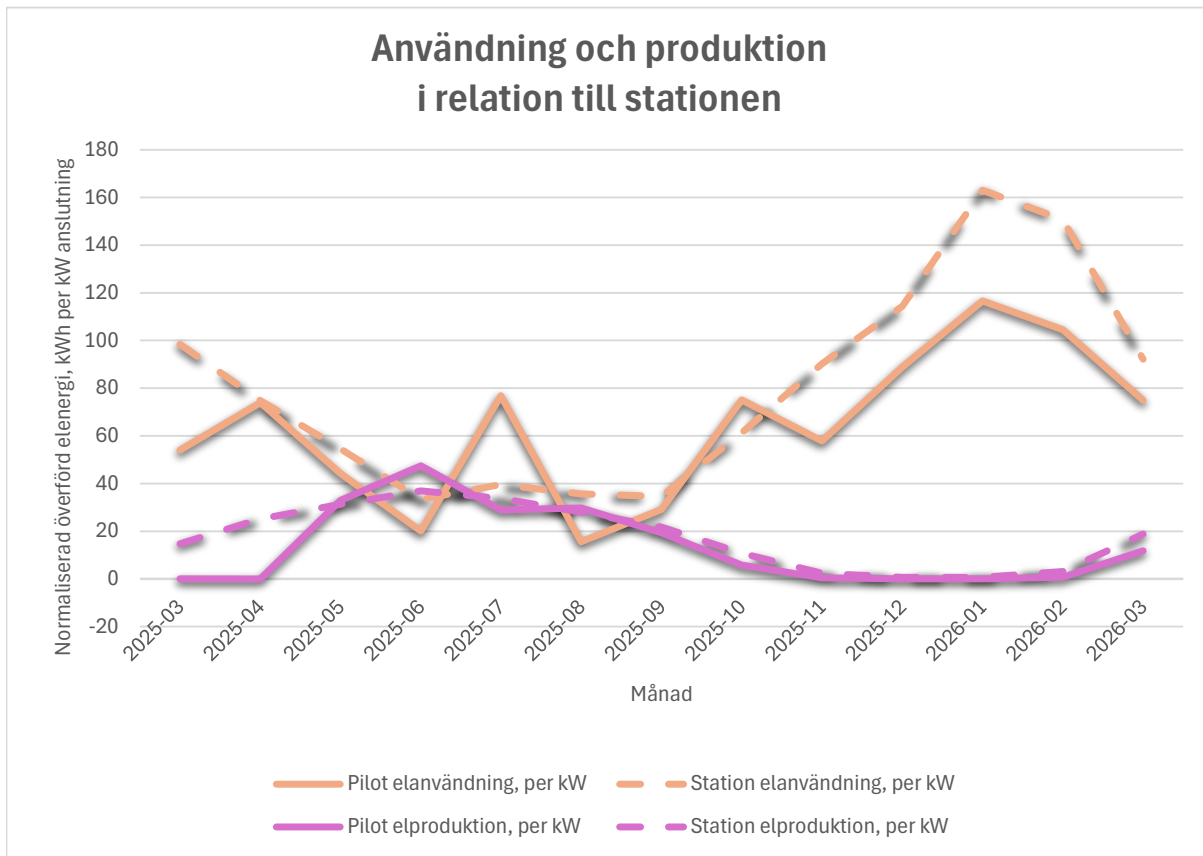


Diagram 5. Testpiloten har en lägre produktion och en lägre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

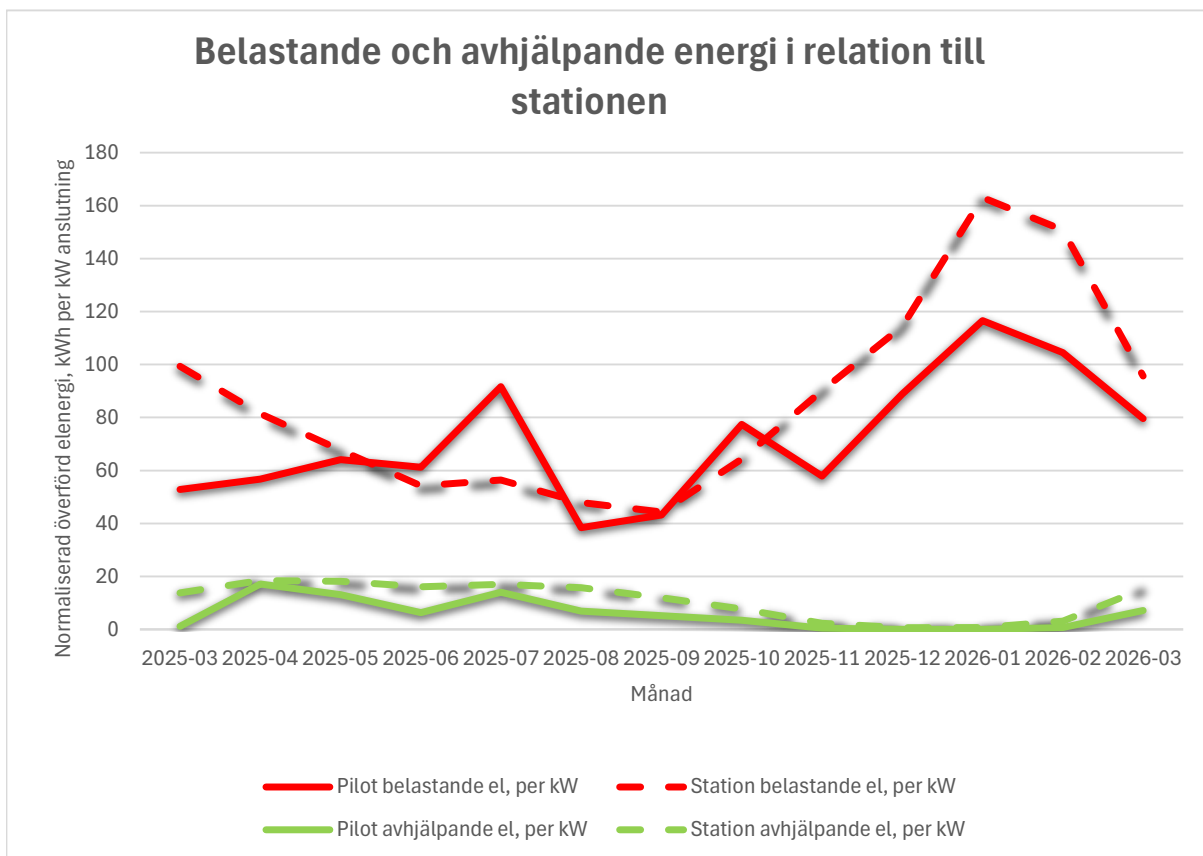


Diagram 6. Testpiloten överför mindre belastande och mindre avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Privatperson 2

Kundnummer 103	Säkringsstorlek: 13,86 kW (ungefär 20 A)
GEAB-tariff: E4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 11,31 kW (81,59 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 15 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 0 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flextariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit för låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även med överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (E4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

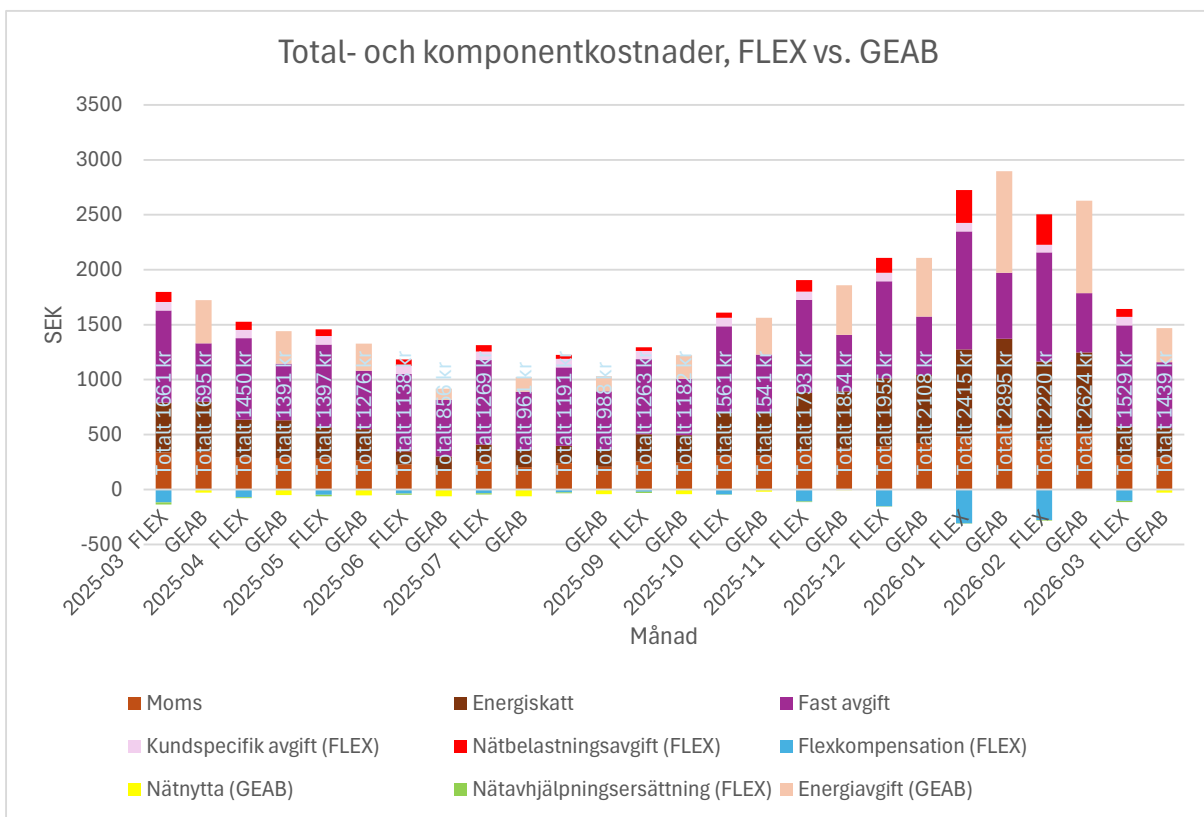


Diagram 1. Med FLEXTariffen har totalkostnaden stigit med 32 kronor (0,2 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har stigit med 84 kronor (0,7 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 0 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla måttillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

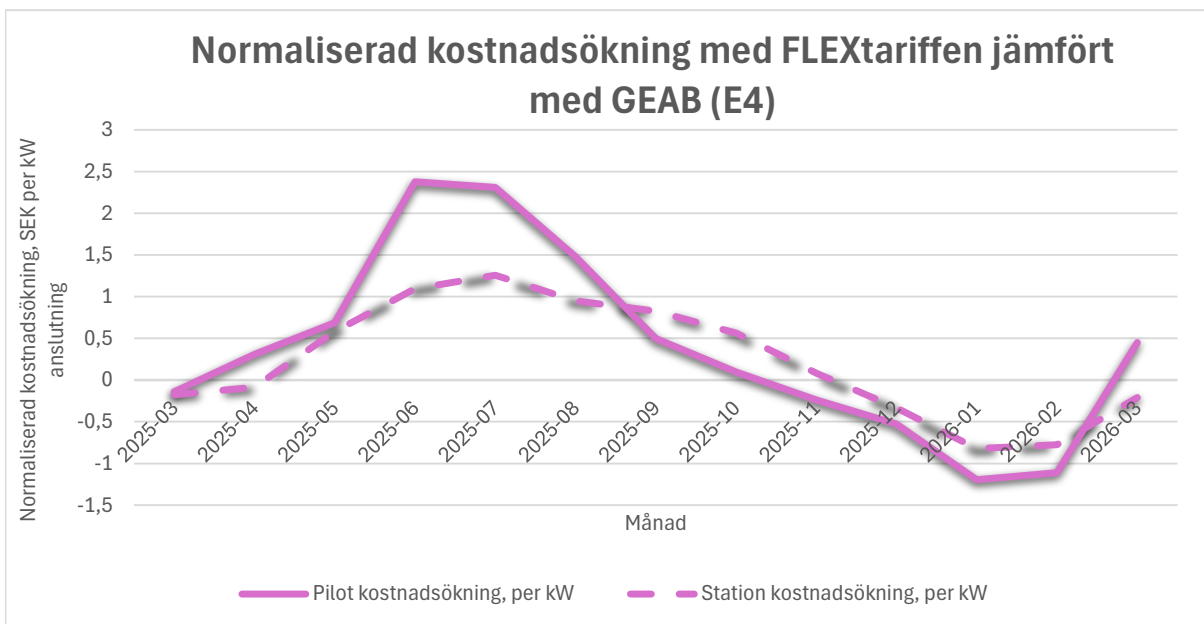


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått ökade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått högre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

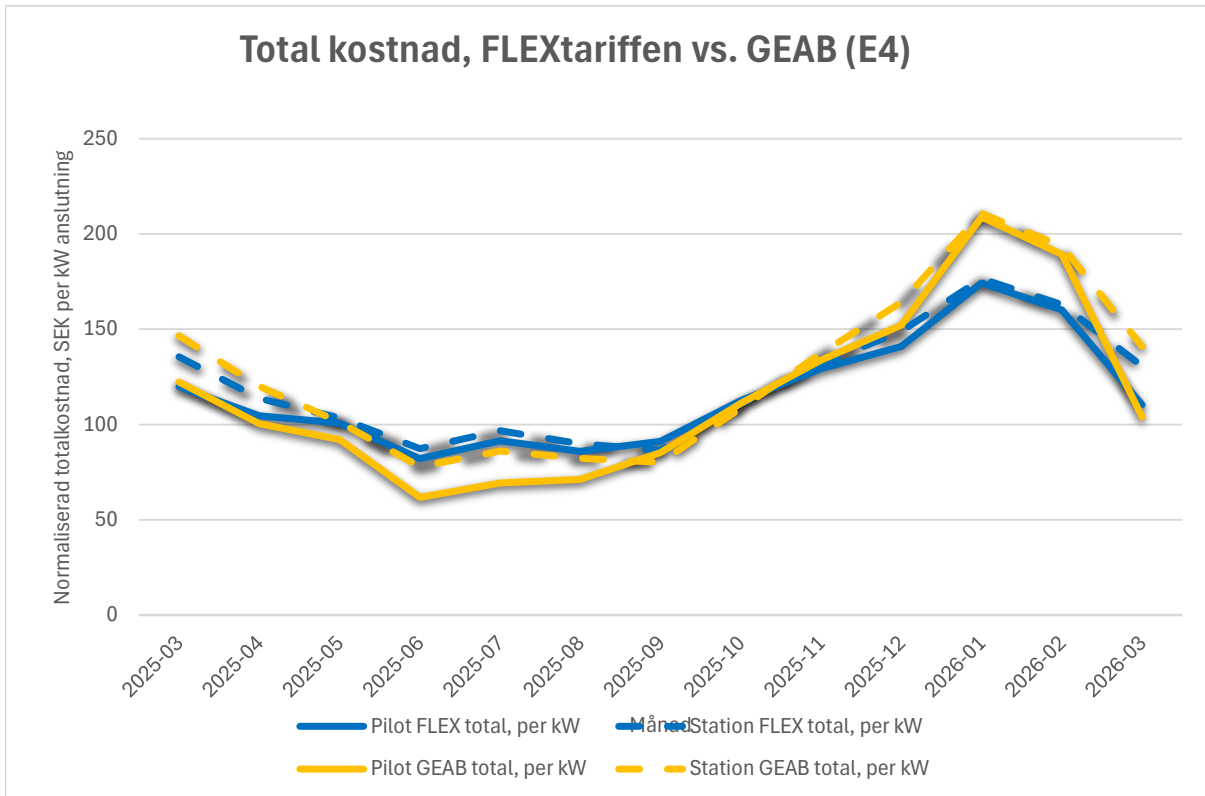


Diagram 3. Testpiloten har en lägre FLEX-totalkostnad, och en lägre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten förlorat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (15 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (13,4 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 81,6 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 50,9 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

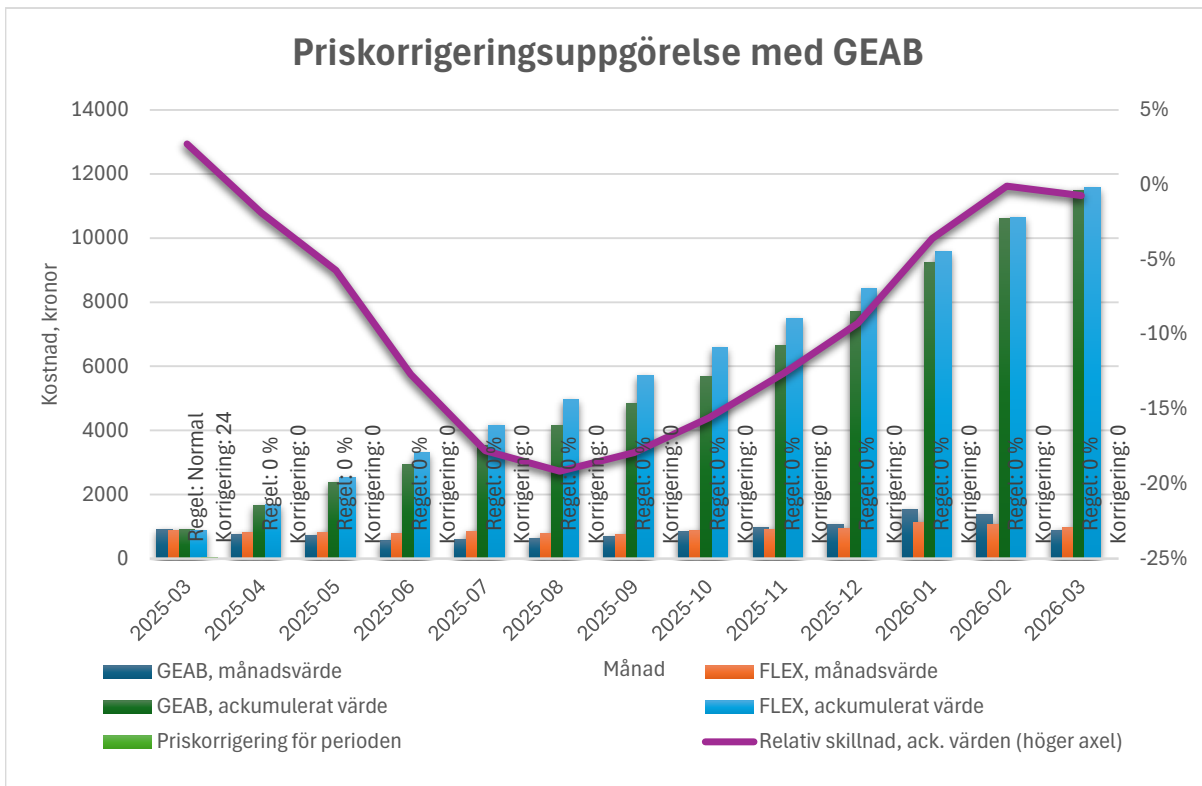


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEXTariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flex tariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

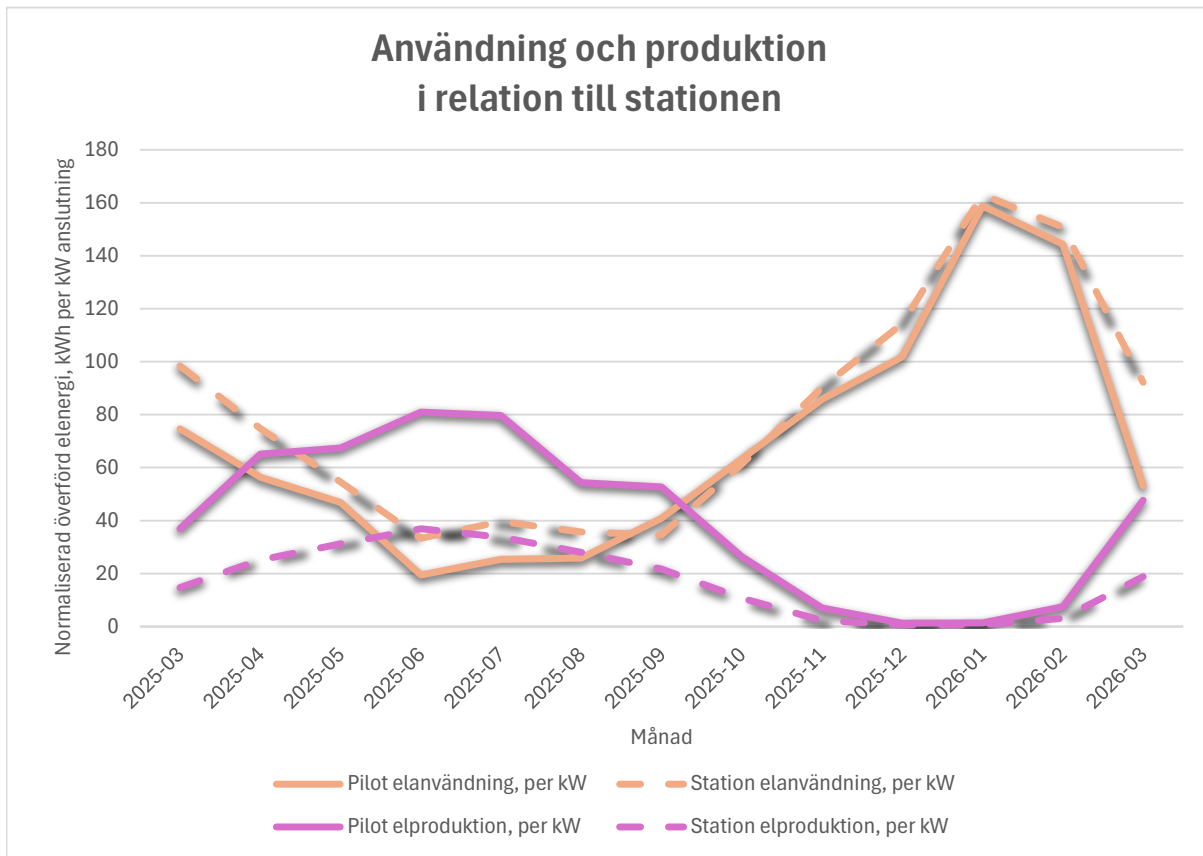


Diagram 5. Testpiloten har en högre produktion och en lägre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

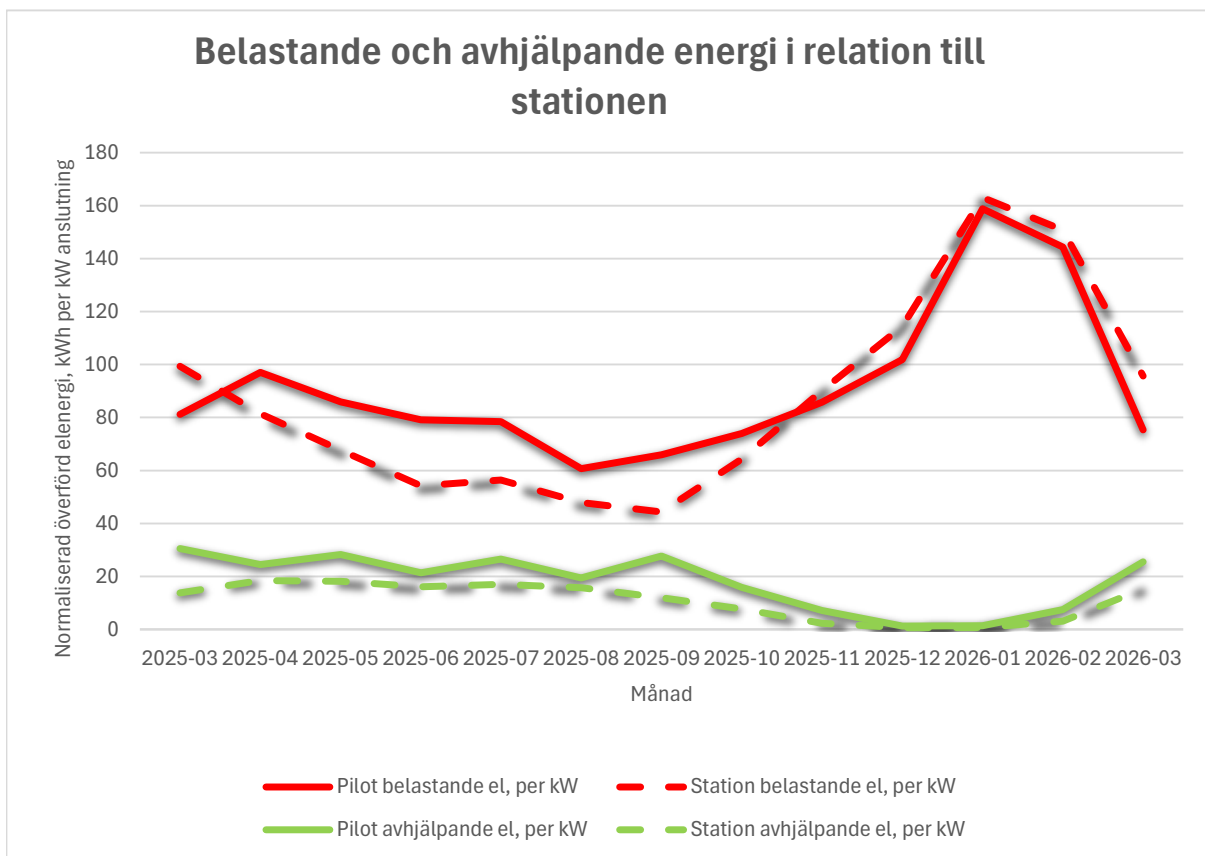


Diagram 6. Testpiloten överför mer belastande och mer avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Privatperson 3

Kundnummer 105	Säkringsstorlek: 24,25 kW (ungefär 35 A)
GEAB-tariff: E4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 13,23 kW (54,56 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 15,2 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 0 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flex tariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit för låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även med överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsrefektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (E4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

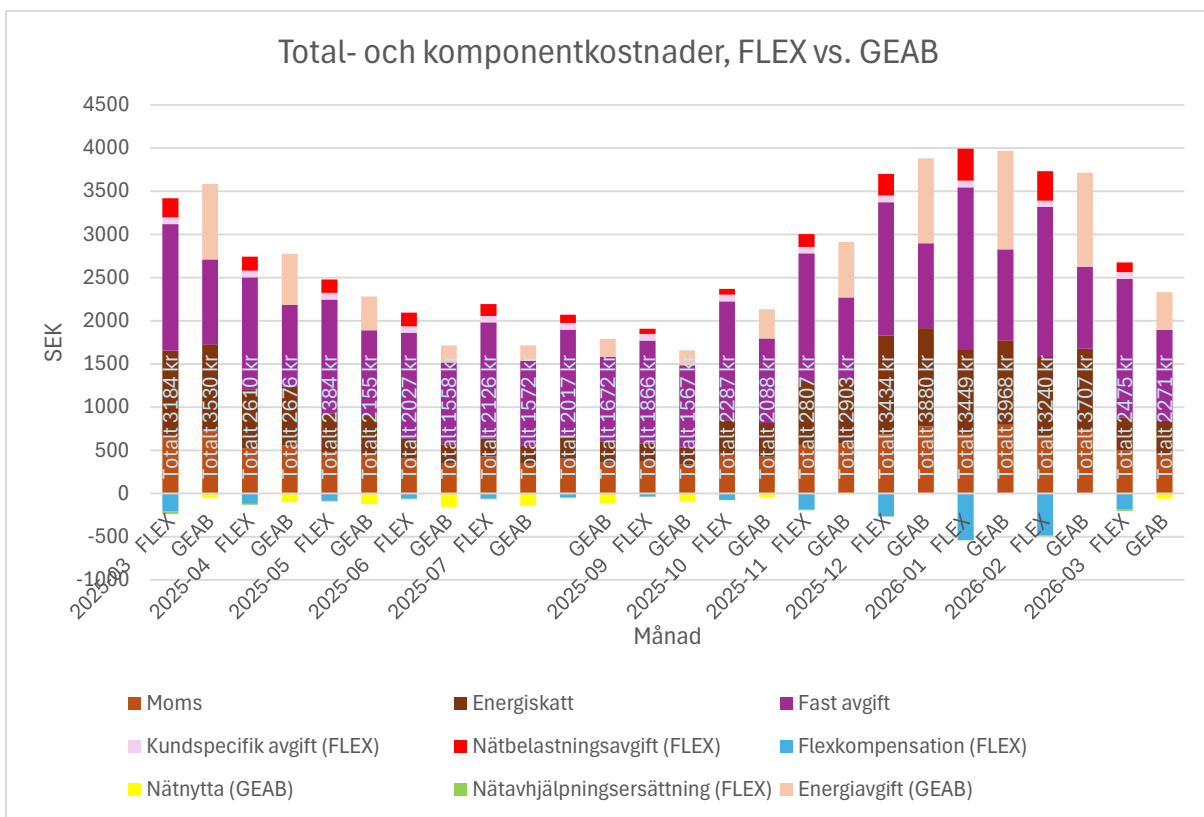


Diagram 1. Med FLEX-tariffen har totalkostnaden stigit med 360 kronor (1,1 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har stigit med 445 kronor (2,3 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 0 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla måttillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

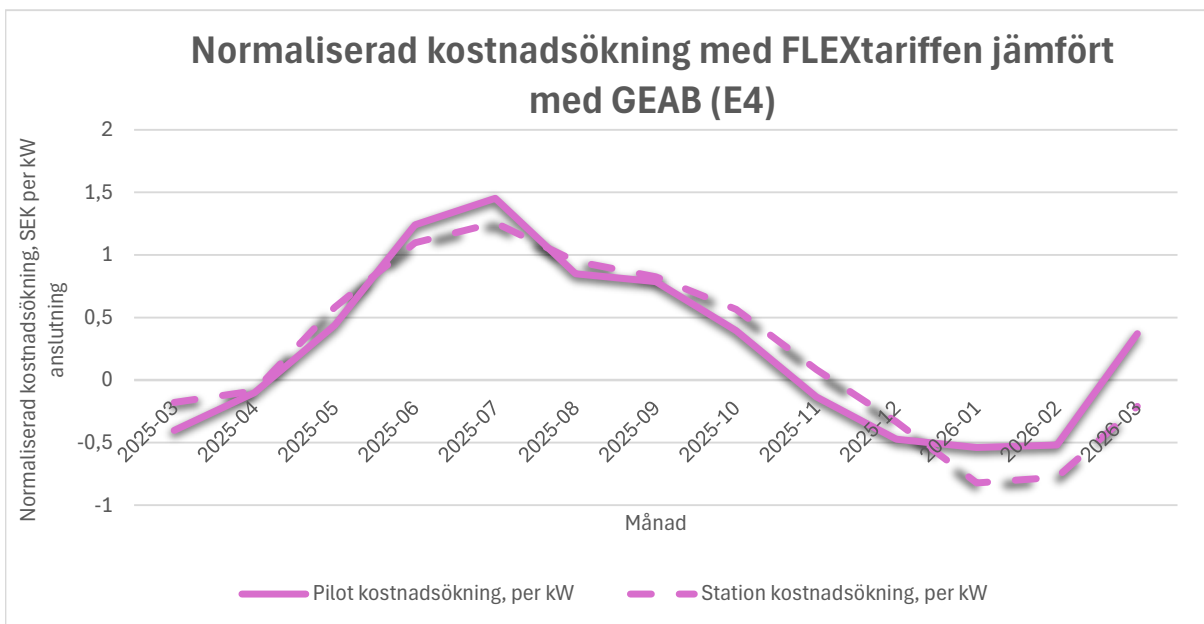


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått ökade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått högre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

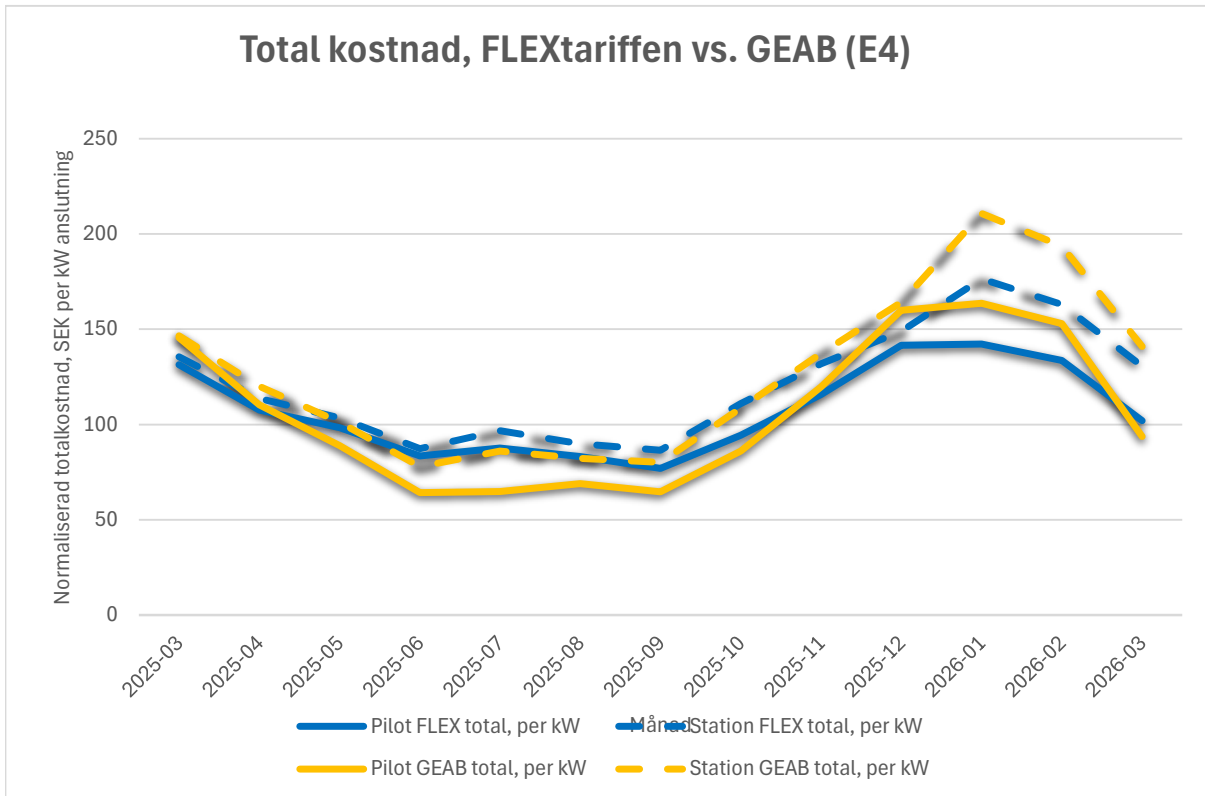


Diagram 3. Testpiloten har en lägre FLEX-totalkostnad, och en lägre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten förlorat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (15,2 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (13,4 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 54,6 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 50,9 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

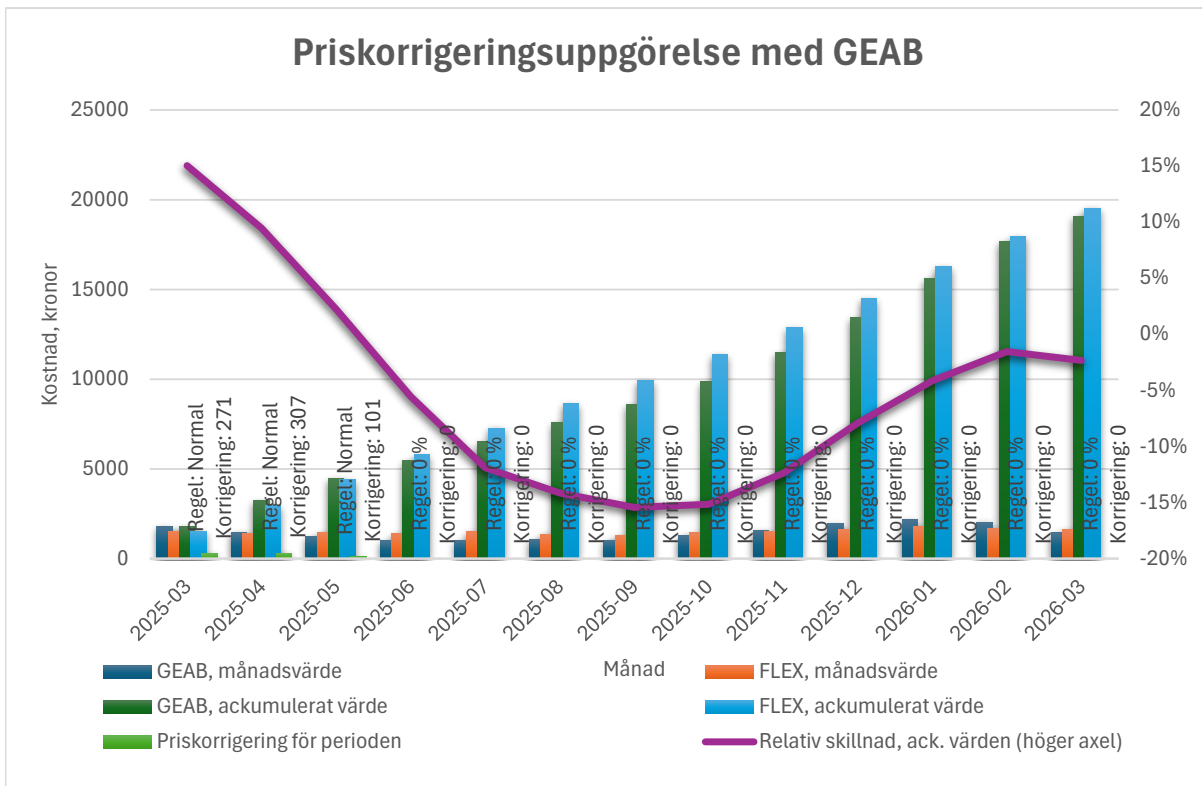


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEXTariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flex tariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

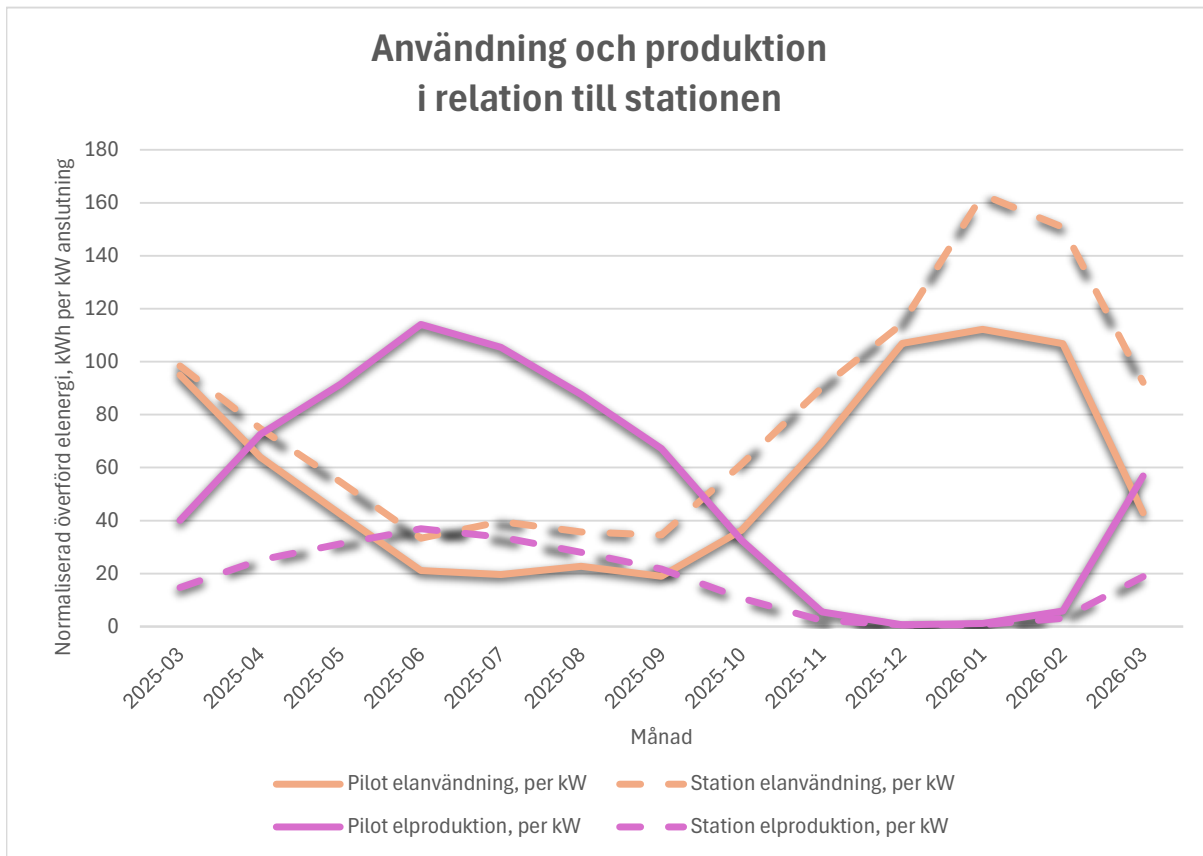


Diagram 5. Testpiloten har en högre produktion och en lägre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

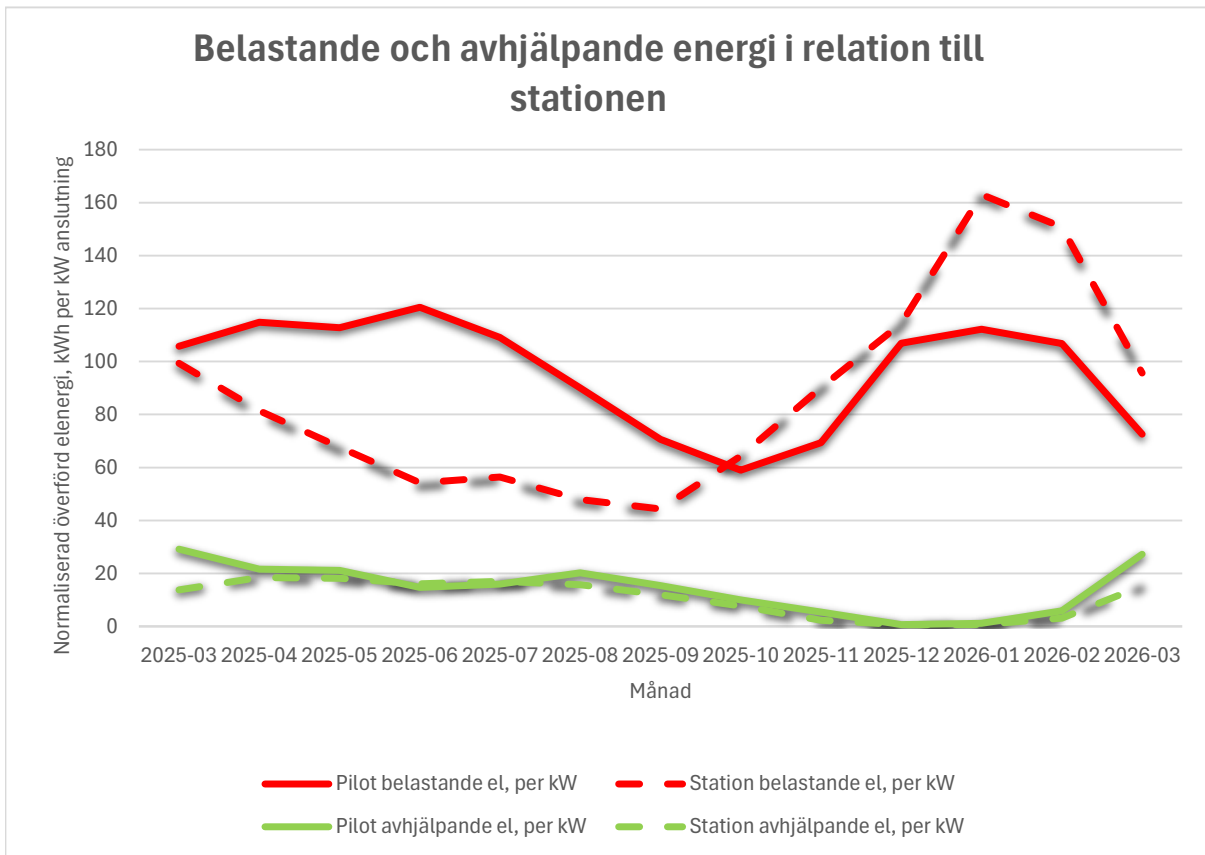


Diagram 6. Testpiloten överför mer belastande och mer avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Reningsverk

Kundnummer 98	Säkringsstorlek: 105 kW (ungefär 151 A)
GEAB-tariff: N4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 29,46 kW (28,06 %)
Har solceller? Ja	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 9,8 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 0 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flextariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit *för* låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även *med* överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress Skeppsbron 24
Postadress 621 57 Visby
Phone +46 (0) 70-447 77 07
E-mail magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr 212000-0803
Webb www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (N4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

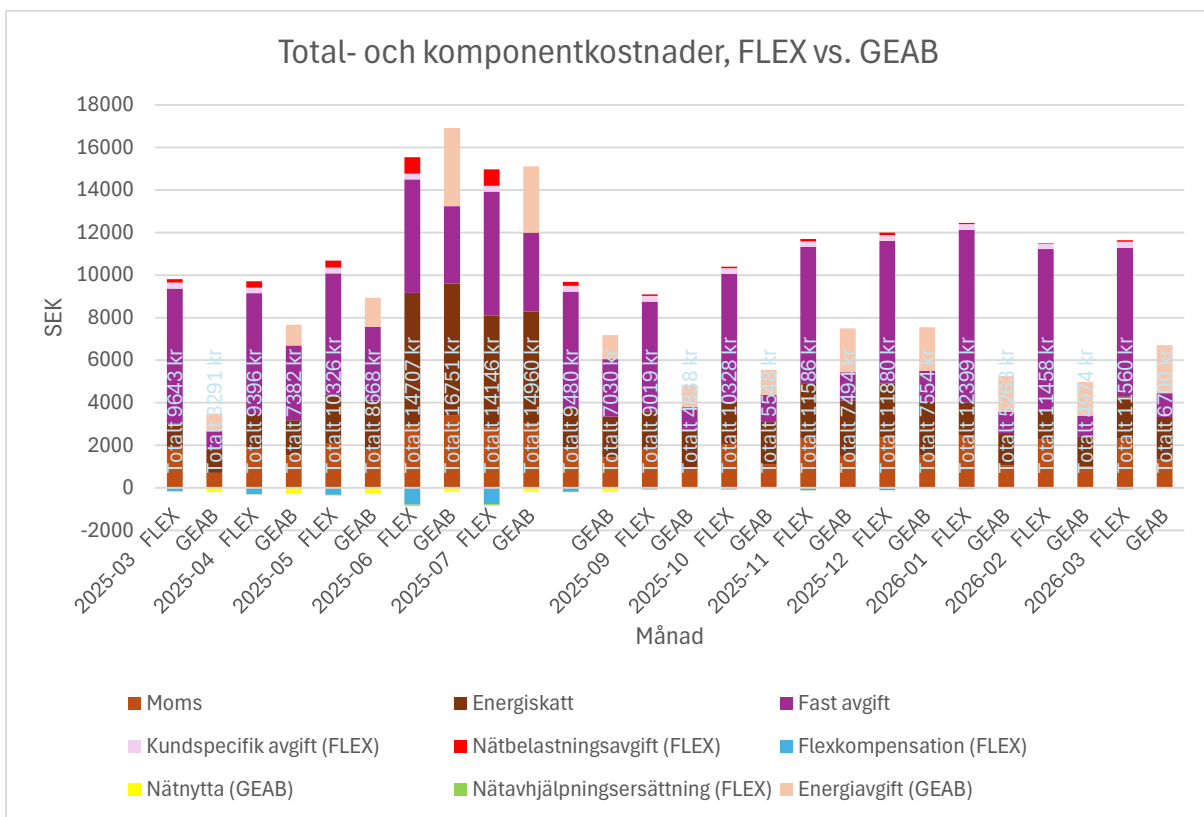


Diagram 1. Med FLEXTariffen har totalkostnaden stigit med 45475 kronor (45,3 %) över perioden relativt N4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har stigit med 36586 kronor (76,5 %) över perioden relativt N4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 0 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgörelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla måttillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

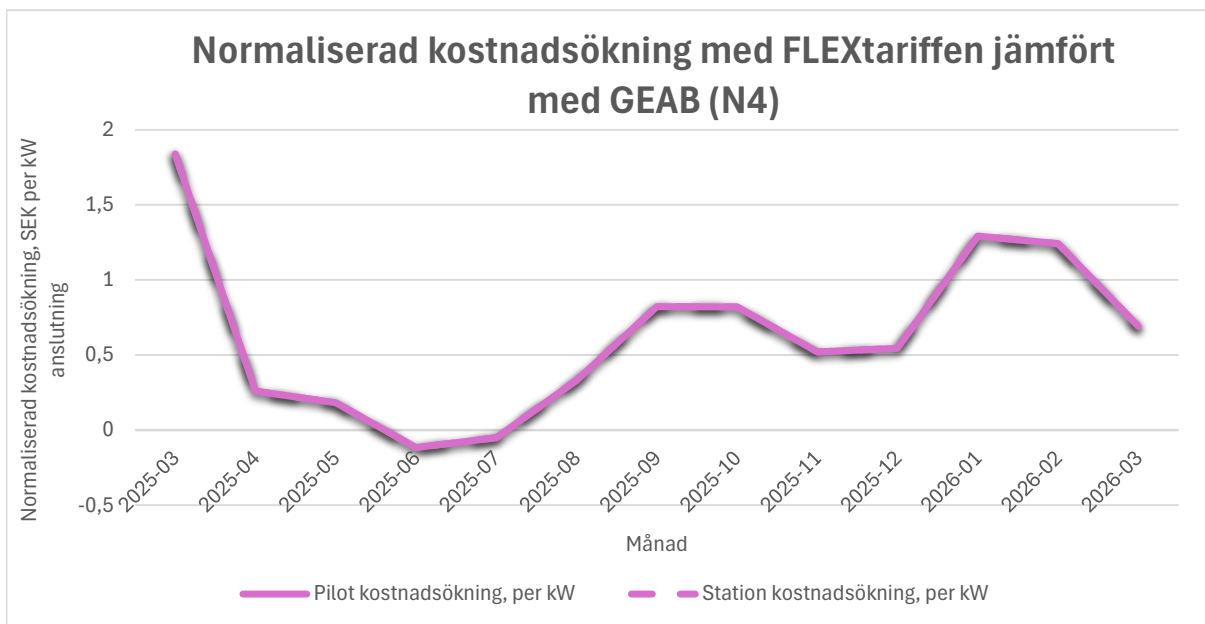


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXTariffen, och testpiloten har fått ökade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått lägre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

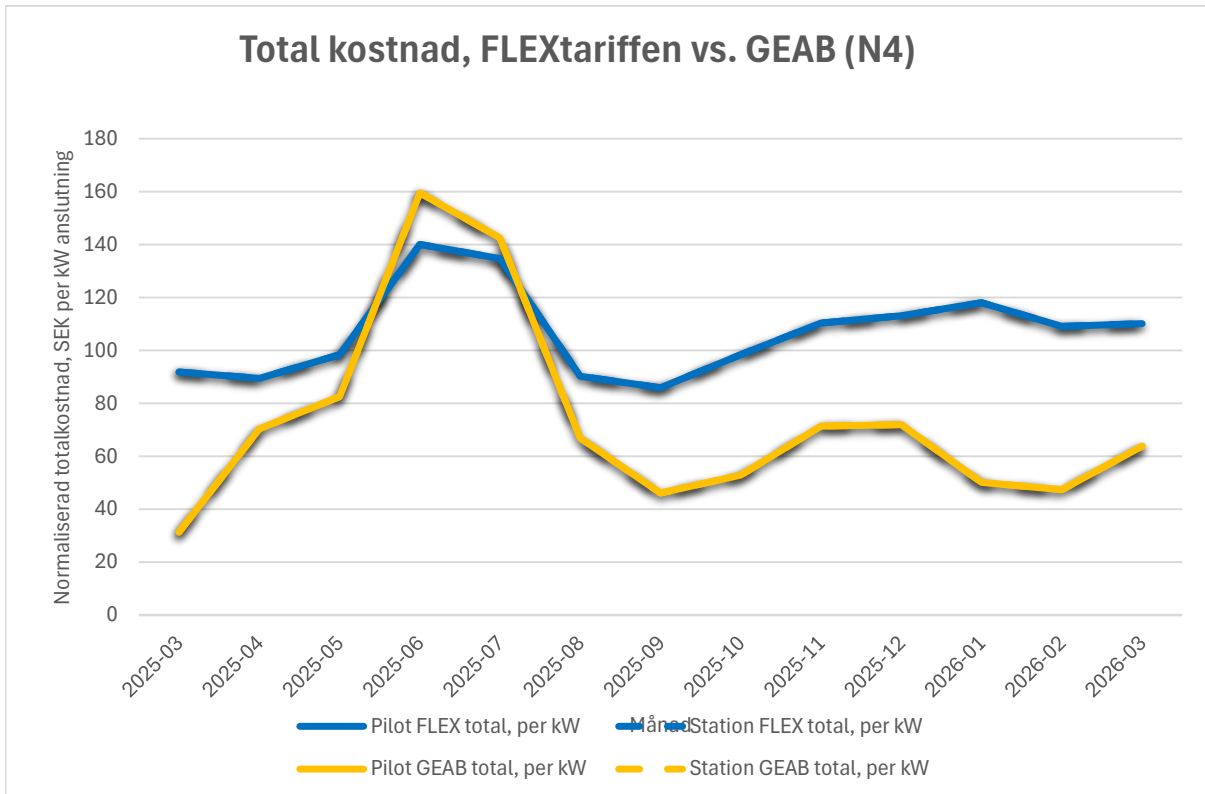


Diagram 3. Testpiloten har en lägre FLEX-totalkostnad, och en lägre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten förlorat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en lägre nyttjandegrad av sin anslutning (9,8 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (9,8 %). Den maximala effekten är också lägre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 28,1 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 28,1 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

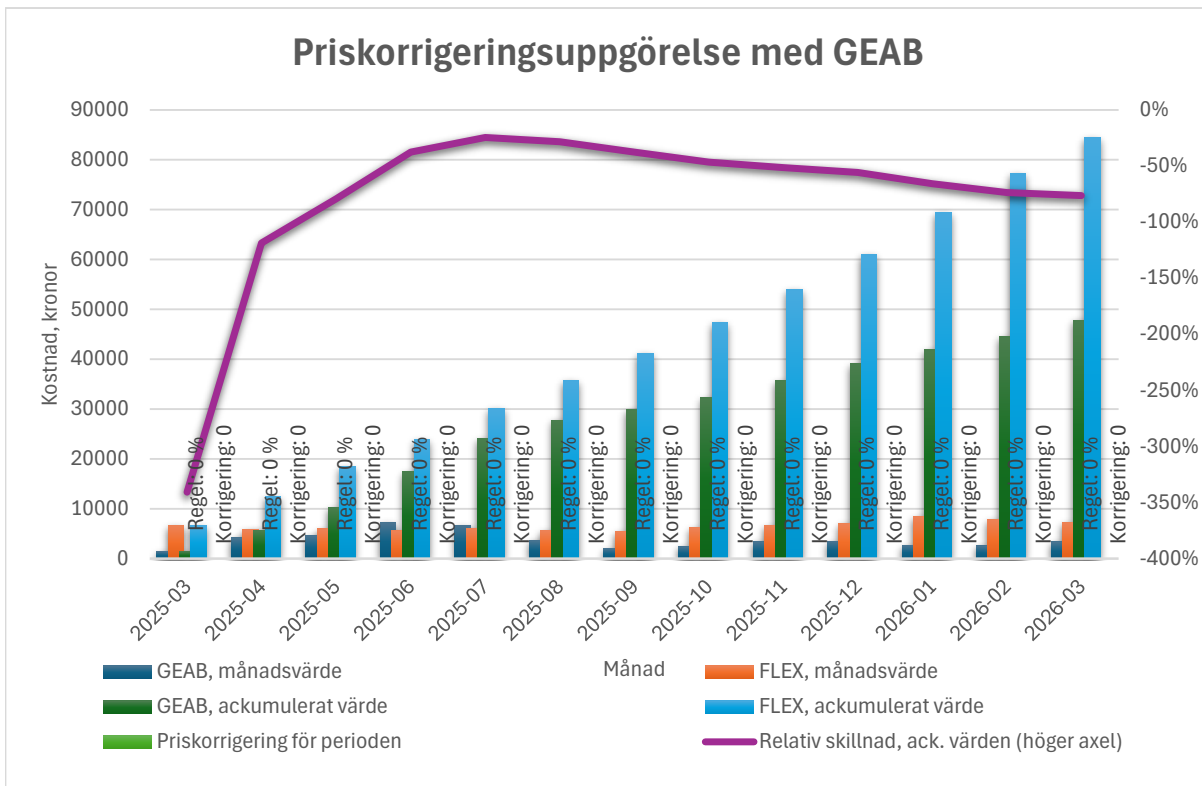


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEXTariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flexstariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

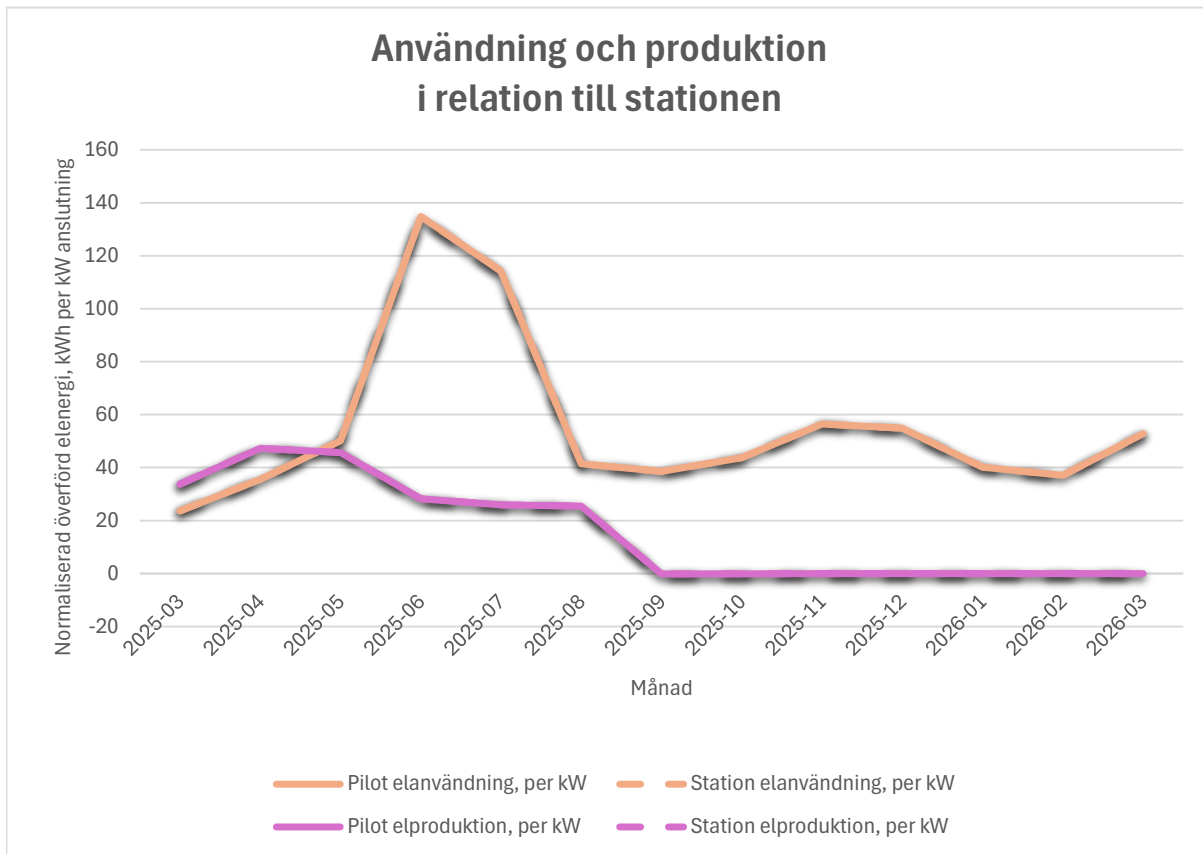


Diagram 5. Testpiloten har en lägre produktion och en lägre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

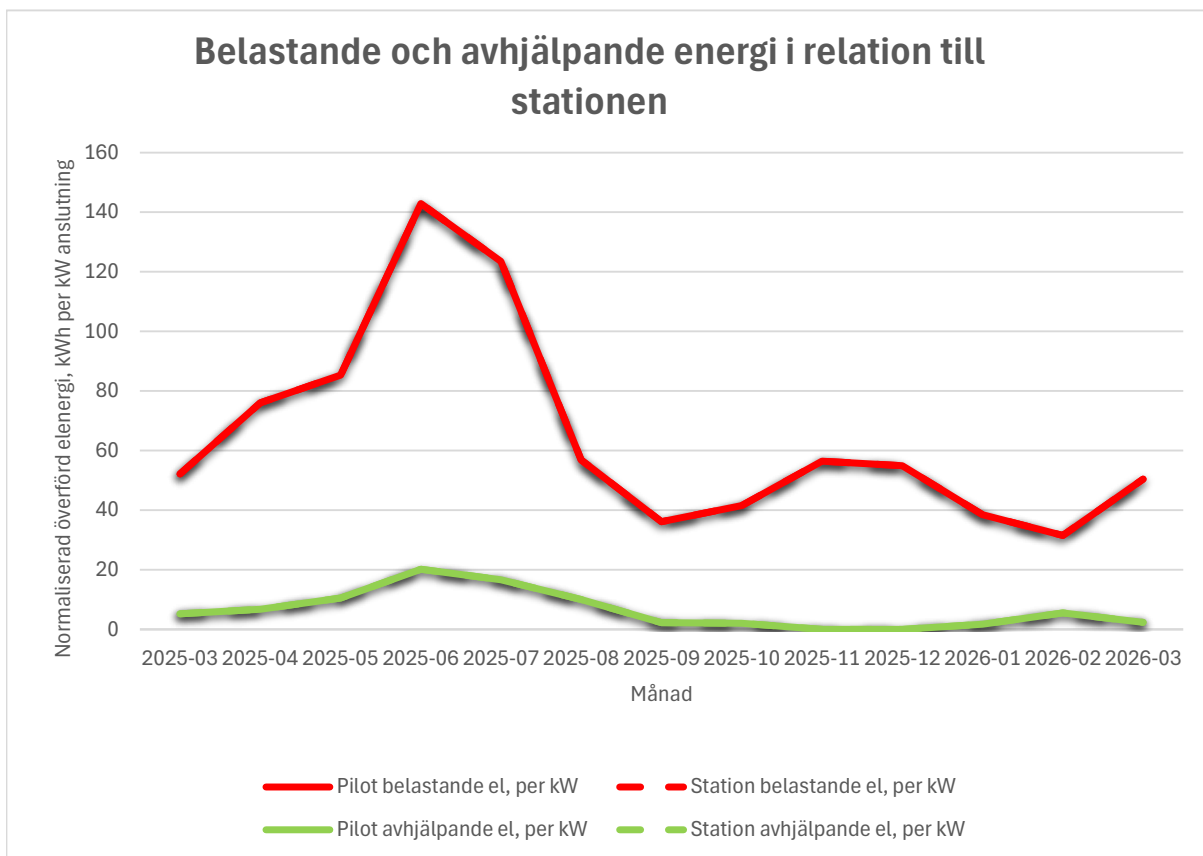


Diagram 6. Testpiloten överför mindre belastande och mindre avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

Slutresultat - Pilotfaktorer

Period: 2025-03 till 2026-03.

Rökeri med restaurangverksamhet

Kundnummer 93	Säkringsstorlek: 110,85 kW (ungefär 160 A)
GEAB-tariff: E4	Medel-maxeffekt (periodvärde): 55,23 kW (49,82 %)
Har solceller? Nej	Medel-utnyttjningsgrad (periodvärde): 20,7 %

Totalt priskorrigerings-saldo för perioden: 30962 kr

I detta dokument visas med ett antal grafer hur kostnader och månadsbaserade profiler för respektive pilot står sig i relation till deras individuella Geabtariff samt till övriga abonnenter i en station. Den förklarande texten är riktad direkt till enskilda testpiloter, och har lämnats på detta sätt även i denna bilaga. Resultaten ska ses som bidrag till insikter i hur kostnader fördelas i verkligheten med den i piloten testade flex tariffen. *Observera att den testade tariffen skiljer sig på ett antal punkter från den av Tariff 2.0 slutligt rekommenderade tariffen.*

När nätkostnader jämförs med Geabs nätkostnader är det viktigt att inte övertolka resultaten eftersom tarifferna är helt olika i grunden och jämförelser med andra tariffer skulle kunna se mycket olika ut.

En följd av att *samtliga kostnader som uppstår högre upp i nätet negligeras i testet*, är att dessa kostnader istället har fått inhämtas via den fasta avgiften. Om det visar sig att testets kalibrering av kostnadsnivåer givit *för* låga energipriser, blir följden att abonnenter med högre nyttjandegrad får relativt lägre kostnader. Men sannolikt är energikostnader fortfarande mycket lägre även *med* överliggande nätpriser. Därmed kvarstår förmodligen åtminstone en viss fördel relativt traditionella tariffer för högre utnyttjandegrader när överliggande nätpriser inkluderas.

En annan slutsats är att många testpiloter har solceller, och att nettoflödet relativt ofta har vänt i en av stationerna med flest testpiloter. Detta innebär att produktion vid dessa tillfällen ses som belastande. Om *överliggande nätpriser* hade ingått i prisbildningen så hade detta fenomen antagligen försvunnit från just detta test. Följden för det genomförda testet är dock att solcellsproduktion blivit mindre lönsamt.

Utöver detta är det även bra att se hur olika abonnenters lastprofiler beror av behov som mer eller mindre sammanfaller med möjligheten att flytta laster för att underlätta driften av elnätet. Piloterna har också mer eller mindre följt de sammanslagna priserna, vilket även innebär en följsamhet för att åstadkomma balans i hela elsystemet. Att även följa spotpriser kan med låga nätpriser teoretiskt resultera i en tillsynes sämre följsamhet för att bidra till nätets behov. Men det sistnämnda uttrycket är snarare en följd av att nätet normalt fungerar problemfritt och att allt är precis som det ska.

energicentrum
GOTLAND

GEAB
Gotlands Energi



Medfinansieras av
Europeiska unionen

Energicentrum Gotland

Besöksadress	Phone
Skeppsbron 24	+46 (0) 70-447 77 07
Postadress	E-mail
621 57 Visby	magnus.jennerholm@gotland.se

Org. nr
212000-0803
Webb
www.energicentrum.gotland.se



Text riktad till individuella testpiloter

På följande sidor finns 6 diagram som var och en förmedlar små kunskapslyft kopplat till dig specifikt som abonnent och testpilot, din påverkan på nätet och dina kostnader.

Det är ingen som vill ta dina beslut från dig - eftersom behoven ser olika ut och fri vilja gäller kring användningen på nätet. Däremot medför olika beteenden olika kostnader vilka reflekterar faktiska utgifter för nätföretaget och därmed för hela nätkollektivet. Med kostnadsreflektivitet kommer alltså alltifrån frihet, rättvisa, samt ett effektivare och billigare elnät.

Först ut med diagram 1 redovisas storleken på komponenter och totala kostnader med FLEX-respektive din GEAB-tariff (E4). En kort förklaring av komponenterna ges på nästa sida.

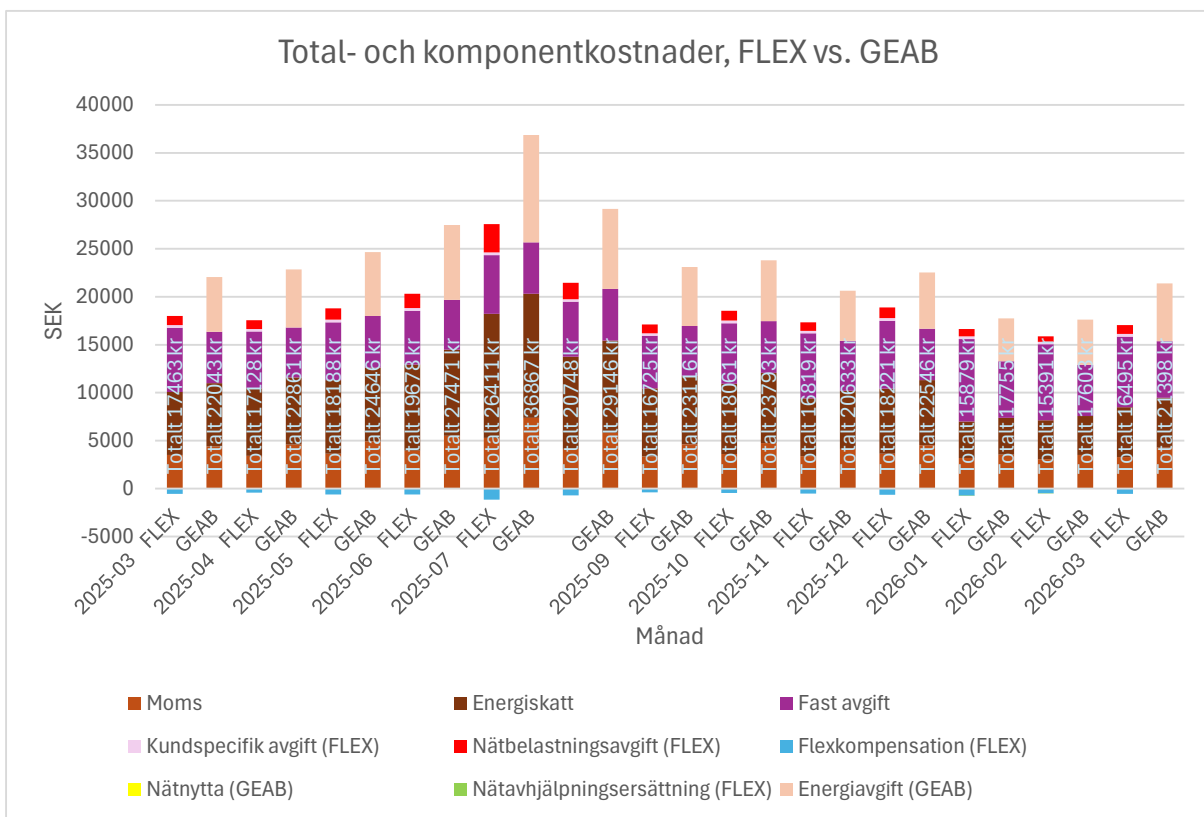


Diagram 1. Med FLEX-tariffen har totalkostnaden sjunkit med 72670 kronor (23,5 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). Totalkostnaden exklusive energiskatt och moms har sjunkit med 58136 kronor (37,6 %) över perioden relativt E4-tariffen (GEAB). En tariffkorrigerings med totalt 30962 kronor (20 %) medges för perioden enligt uppgörelsen med Geab för testpiloter. Uppgårelsen gäller 0 - 20 % priskorrigerings inom ramen för hela testperioden. Se även Diagram 4 som tillägnas helt åt denna priskorrigerings.

Resultaten ovan bygger helt på en äldre stationsbaserad flexkompensation (beskrivs på nästa sida - eller läs mer om den nya flexkompensationen i projektets slutrapport "Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland" eller "Bilaga 3. Flexkompensation").

FÖRKLARING TILL FLEX-KOMPONENTERNA

Nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning

De dynamiska energipriserna för import och export visar vilken av dessa två flödesriktningar som för stunden och i den specifika platsen är dominerande. Priserna prognosticeras och publiceras vid 16-tiden dagen före, och gäller för nästkommande dygns alla måttillfällen och för en specifik nätstation. När månadsfakturan ska bestämmas samlas samtliga avgifter i en nätbelastningsavgift och samtliga ersättningar i en nätavhjälpningsersättning.

Flexkompensation

Syftet med flexkompensationen är att kompensera abonnenter för varierande behov av energipriser. Där de dynamiska energipriserna utgör *lokaliseringssignaler* så används flexkompensationen som en *anti-lokaliseringssignal*, i syfte att göra kombinationen kostnadsreflektiv och rättvis.

Principen för den äldre versionen av flexkompensationen är att alltid återbetala 100 % av stationens nätbelastningsavgifter för den gångna månaden enligt principen *lika återbetalning per kW anslutning*. Detta ger ett gott incitament till flexibilitet, men skapar samtidigt frågetecken kring funktionalitet *när antalet abonnenter varierar*, och rättvisa *där stationers abonnentprofiler kan se mycket olika ut*. En effekt blir nämligen att stationer som belastar nätet hårt får en högre flexkompensation per kW, medan stationer som belastar nätet mindre får en lägre flexkompensation. En annan effekt är att ensamma abonnenter i en station får tillbaka hela sin nätbelastningsavgift via flexkompensationen, vilket gör att incitamentet till flexibilitet helt uteblir.

Under hela testperioden har en numera förkastad äldre flexkompensation använts. Skillnaden i flexkompensationens storlek mellan de två versionerna är exempelvis 2,6 % i mars 2026 (lägre med nya) och beror enbart på gruppvariation av resultat.

Se projektets slutrapport "*Dynamiska elnätstariffer - Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland*" eller "*Bilaga 3. Flexkompensation*" för att läsa om den nya reviderade flexkompensationen som baseras direkt på det rullande årsmedelpriset i en station.

Fast avgift

Flextariffens fasta avgift debiteras per-kW anslutning, vilket kan styras av anslutningens säkringsstorlek eller abonnerade effekt. Delade anslutningar (lägenheter) debiteras här för andel av huvudanslutningen, eftersom huvudanslutningen utgör en fysisk kapacitetsbegränsning.

I detta dokument redovisas den fasta avgiften och flextariffen separat, även om det kan vara mer pedagogiskt att räkna ihop dessa. Tillsammans kan dessa två kallas för en dynamisk säkringsavgift eller dynamisk avgift för abonnerad effekt. Dessa två tillsammans debiterar då sammanlagt endast för samma kostnader som en traditionell fast avgift gör.

Om projektets fasta avgift däremot granskas separat så ser man att den även inkluderar nätbelastningsavgiftens totala kostnader, vilket höjer avgiften per-kW i motsvarande grad. Detta är den kostnadstäckande effekten när utrymme skapas för en anti-lokaliseringssignal (flexkompensationen) vars roll är att säkerställa en kostnadsreflektiv och rättvis dynamisk säkringsavgift - som speglar anslutningens kvalitet.

Kundspecifik avgift

För att öka transparensen har kundspecifika kostnader för mätning och kundtjänst separerats från övriga kostnadsdelar. Projektet använder samma uppgifter som nätföretaget Geab för denna avgift.

BUDGETBALANS I TESTET

När nätavgifter enligt flextariffen för samtliga cirka 200 abonnenter inom de stationer som ingår i testet räknas ihop, blir totalkostnaderna exklusive skatt och moms samma som samma abonnenters nätavgifter till Geab. Men endast de 10 testpiloter som medverkar i testet får sin faktura justerad efter flextariffen.

Den viktigaste faktorn till förändring med flextariffen relativt Geabs olika tariffer, är att energipriserna normalt är betydligt lägre. Därmed sänks nätavgifterna generellt för abonnenter med högre nyttjandegrad med flextariffen. Abonnenter måste alltså vara extra noga i valet av anslutningsstorlek så att den inte är för stor, eftersom det är den som styr storleken på den största kostnadskomponenten (den fasta avgiften). De låga energipriserna beror på att energiförlustkostnader normalt utgör en mycket liten andel av nätkostnaderna.

Exempel: Vid ett pris på 80 öre/kWh förluster, där energiförlusterna uppgår till 6 % per överförd kWh, blir kostnaden för detta endast 4,8 öre/kWh överföring. Att debitera långt mer än detta för energiförluster leder till ineffektivt nyttjande av elnätet. En annan effekt av en sådan skev kostnadsfördelning är att abonnenter får lägre fasta kostnader och således - i högre grad - kan välja en högre anslutningsstorlek än annars. Detta leder i sin tur till att fler sitter på för stora anslutningsstorlekar som ändå "riskerar" att nyttjas fullt ut under några kritiska timmar under året.

I diagram 2 nedan jämförs per-kW normaliserade förändringar av den totala kostnaden inklusive skatt och moms, i relation till testpilotens ordinarie Geabtariff (angiven inom parenteser i diagrammet) i jämförelse med övriga abonnenter i samma station.

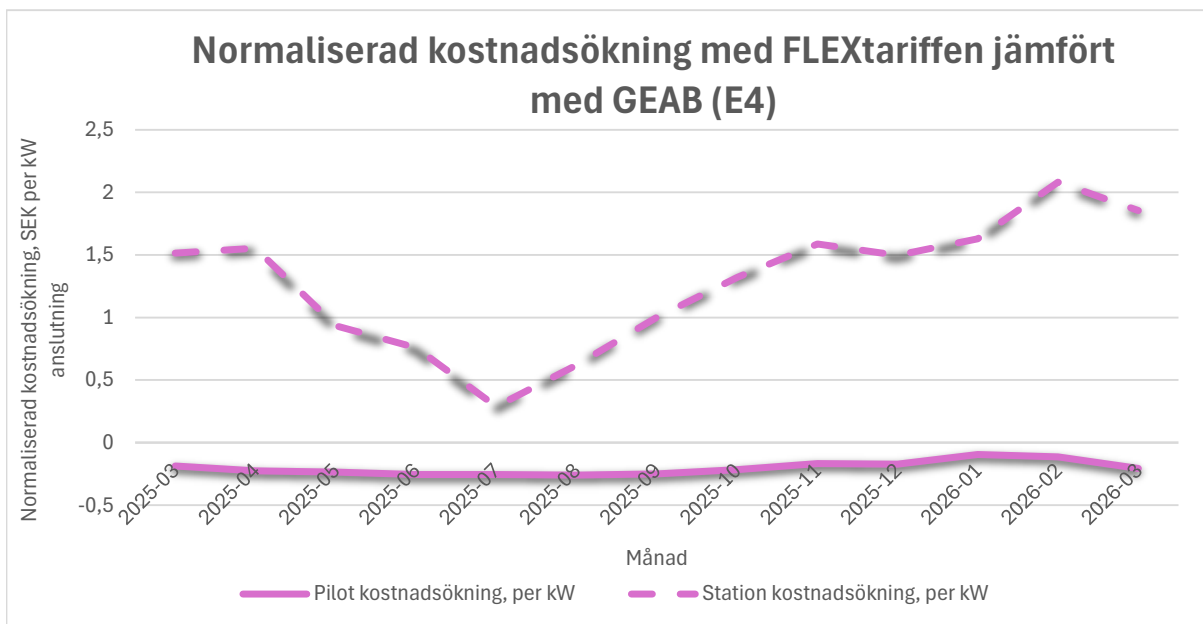


Diagram 2. Stationen som helhet har fått ökade kostnader med FLEXtariffen, och testpiloten har fått minskade kostnader. Resultaten visar även att testpiloten har fått lägre kostnader i jämförelse med stationen. Observera! Normaliserade resultat!

Normaliserade resultat innebär att totalkostnaden beräknas per-kW anslutning och jämförs på detta sätt med övriga i stationen. Exempel: Om totalkostnaden är 1000 kr och en kund har 10 kW anslutning, är den normaliserade totalkostnaden 100 kr/kW.

En anslutning som inte nyttjas kan alltså vara billigare i drift (låga energikostnader) än en väl utnyttjad anslutning. Men att välja rätt storlek för sin anslutning är totalt sett billigare än att vara billig i drift på en för stor anslutning.

I diagram 3 visas normaliserade totalkostnader (dvs. inkl. skatt och moms) jämfört med övriga i samma station.

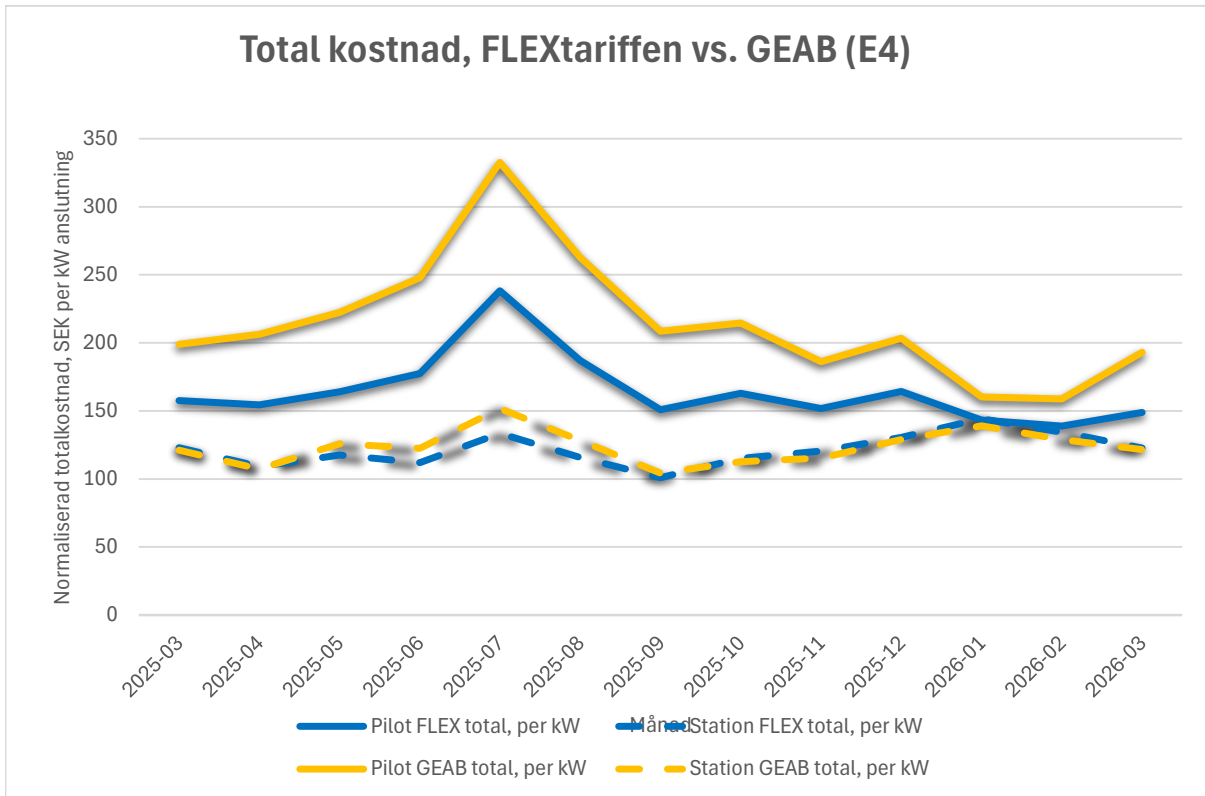


Diagram 3. Testpiloten har en högre FLEX-totalkostnad, och en högre GEAB-totalkostnad än stationens genomsnitt under perioden. I absoluta tal har piloten tjänat på att använda FLEX-tariffen i jämförelsen. Observera! Normaliserade resultat!

Piloten har en högre nyttjandegrad av sin anslutning (20,7 %) i jämförelse med i stationens abonnenter (11,1 %). Den maximala effekten är också högre i jämförelse med stationen. Den maximala effekten i relation till anslutningen uppgår i medeltal per månad till 49,8 %. Motsvarigheten för stationens abonnenter är 27,5 %.

För att locka testpiloter till att medverka i projektet erbjöd GEAB att ingen skulle förlora på att medverka, men att man skulle kunna minska sina kostnader med upp till 20 % av Geabs totala kostnad exklusive skatter (moms och energiskatt).

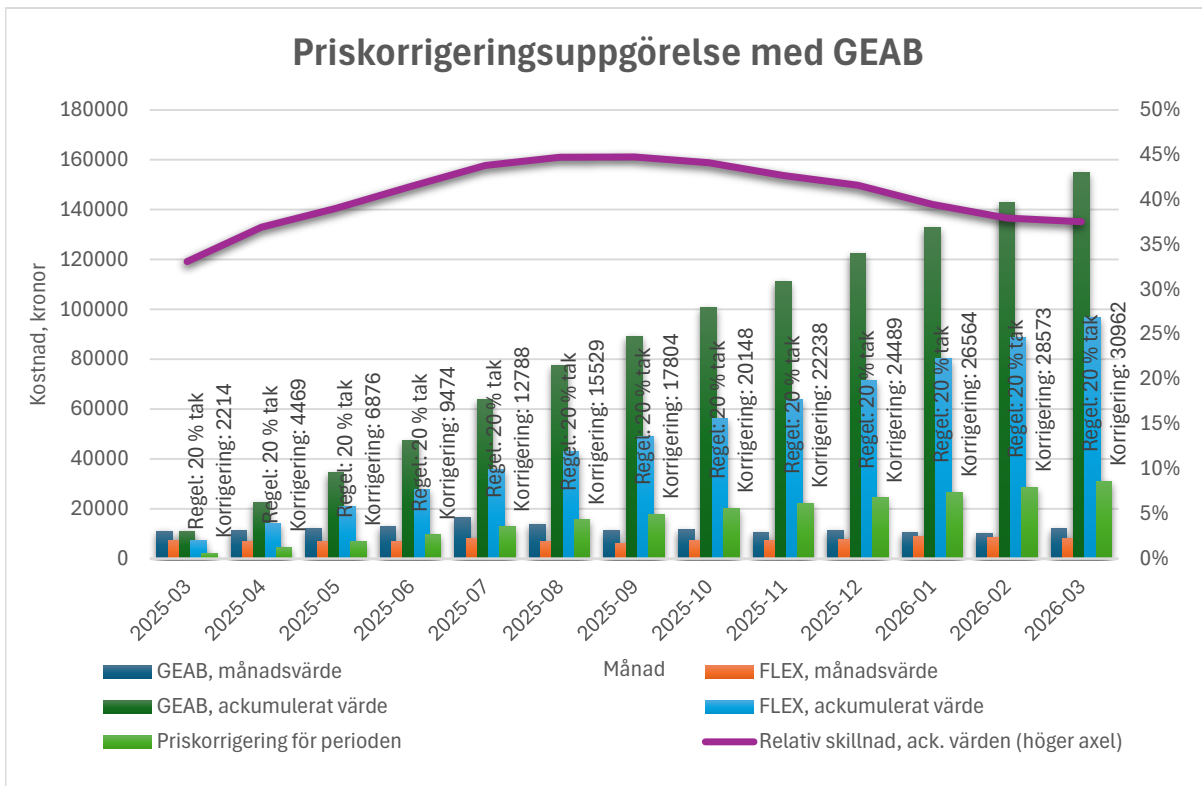


Diagram 4. I diagrammet ses hur priskorrigeringsens ackumulerade värden förändras över perioden. Beräkningarna baseras på totala nätkostnader exklusive skatt. Månadsvärden visar totala kostnader exklusive skatt för varje enskild månad, medan ackumulerade värden visar summan av alla månader. När linjen (som följer höger axel) är under 0 % så har FLEX-tariffen varit mer kostsam än GEAB-tariffen för perioden (dvs. baserat på ackumulerade värden). Är den över 20 % så har taket för priskorrigeringen nåtts.

Flex tariffen värderar inte på förhand produktion och användning som något positivt eller negativt. För balans i nätet tilldelas en avgift till den effektriktning - av produktion och användning - som leder till obalans, och en ersättning till den effektriktning som bidrar till balans. Abonnenternas profiler kan därför ses utifrån två perspektiv - användning och produktion, samt belastande och avhjälpande.

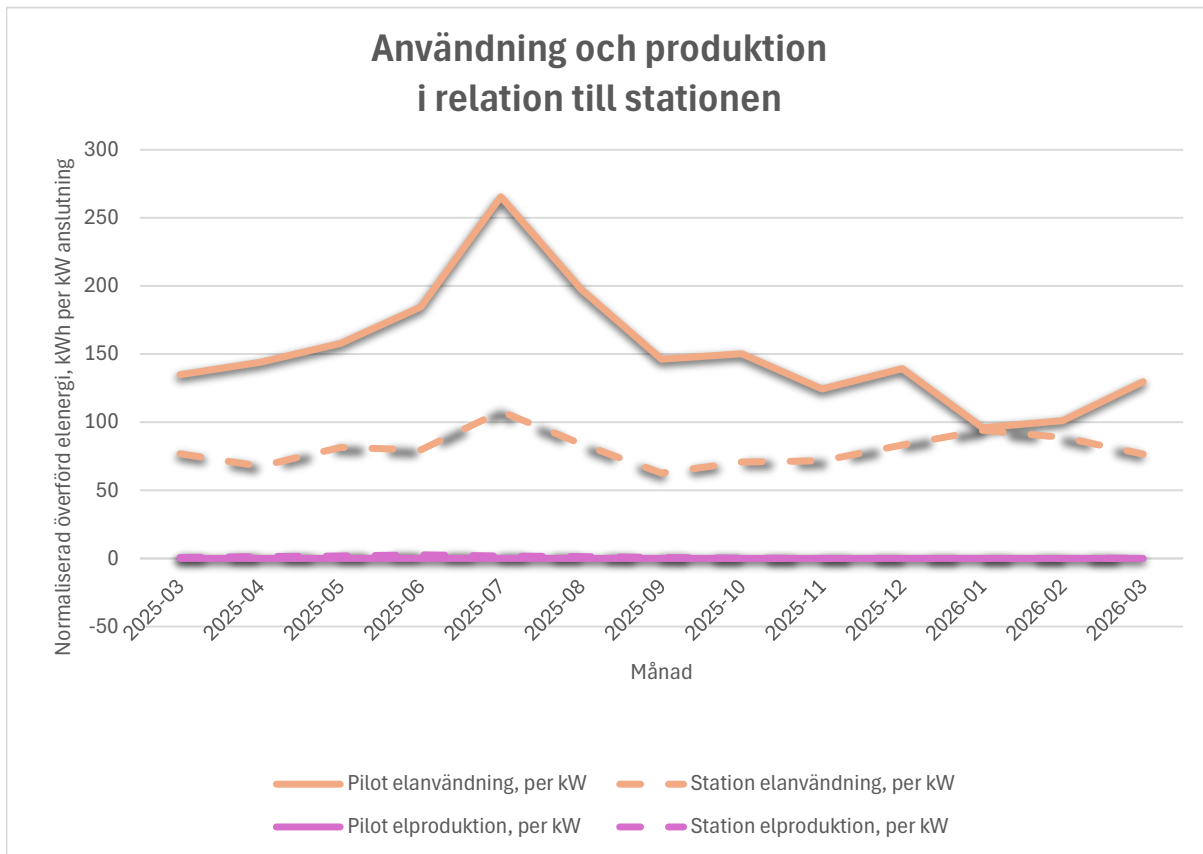


Diagram 5. Testpiloten har en lägre produktion och en högre elanvändning än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!

I diagram 6 nedan visas mängden energi överförd i belastande och avhjälpande riktning. Dessa ger upphov till en nätbelastningsavgift respektive nätavhjälpningsersättning. Diagrammet säger dock inget om den faktiska kostnaden för varje överföring, vilken skiljer sig i tid och plats och beror på hur obalanserat elnätet är.

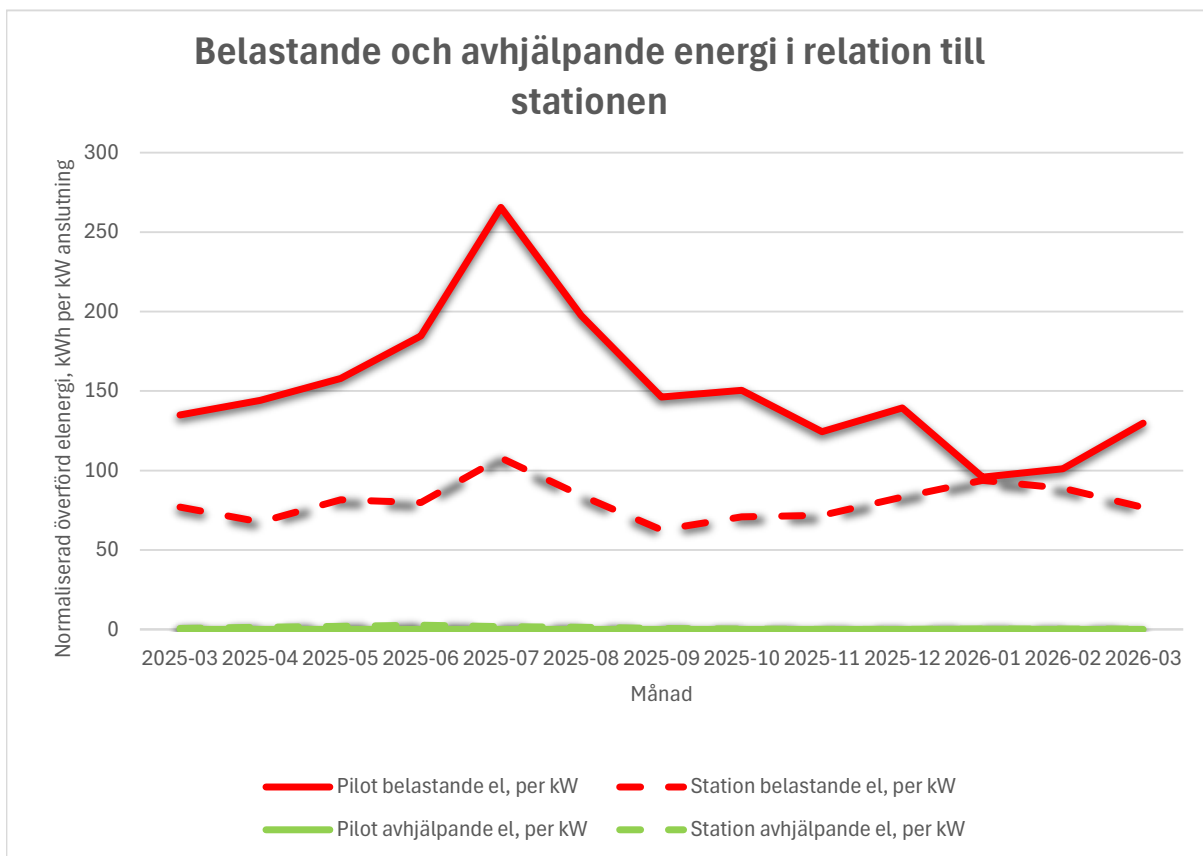


Diagram 6. Testpiloten överför mer belastande och mindre avhjälpande energi än stationens genomsnitt under perioden. Observera! Normaliserade resultat!