



Dynamiska elnätstariffer

Erfarenheter från Tariff 2.0 på Gotland

Carl Brundin, Magnus Jennerholm
Energicentrum Gotland

Date 2026-06-23



energicentrum
GOTLAND



Funded by
the European Union

Energicentrum Gotland

Visiting adress Skeppsbron 24

Postal adress 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 tariffkonceptet bygger på att priset för att använda elnätet ska 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.

Användarnas reaktioner på 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 behovet av flextariffen för den lokala nätstationen 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 för nätets skull 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 – 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.

Pilotstudien har samtidigt visat att de prognostiserade prissignalerna inte har fångat nätets faktiska tillstånd under de mest kritiska belastningssituationerna. Detta indikerar att prognosbaserade dagen-före-signaler på sekundärnätetsnivå, har begränsningar när det gäller att hantera snabba eller svårförutsägbara förändringar i belastningen.

Några centrala slutsatser från pilottestet är att:

- sekundära nätstationer kan vara svåra att prognostisera med tillräcklig precision
- dagen-före-prognostisering behöver kompletteras med intradagsjusteringar
- tariffmodellens funktion är starkt beroende av att prissignalerna speglar nätets faktiska tillstånd
- tariffens grundläggande principer och konstruktion i övrigt inte behöver förändras

Som en följd av dessa begränsningar har testpiloterna i högre grad kunnat dra nytta av flexibilitet kopplad till spotpriset än till den lokala nätprissignalen. Pilotstudien visar samtidigt att tariffmodellens grundläggande principer fungerar väl, men att prissignalernas precision behöver förbättras.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	2
1. Introduktion.....	7
1.1 Kontext och problemformulering.....	7
1.2 Projektets mål och framgångskriterier	8
1.3 Avgränsning och omfattning	8
1.4 Regulatorisk och politisk kontext.....	8
1.4.1 Svenska krav som driver införandet av effekttariffer till 2027	9
1.4.2 Pilotens tillstånd och begränsningar	10
1.5 Rapportfärdplan	10
2. Metod och testuppsättning	10
2.1 Testbäddsbeskrivning	10
2.1.1 Översikt över flexibla resurser och styrning i pilotgruppen	12
2.1.2 Hinder och begränsningar	14
2.2 Projektets systemarkitektur	15
2.2.1 Grundläggande komponenter i systemarkitekturen	15
2.2.2 AI-prognos.....	16
2.2.3 Spänningshantering	17
2.2.4 Prissignalen till abonnenterna	18
2.2.5 Sammansatt pris	18
2.2.6 Exempel från projektet.....	19
2.2.7 Symmetri.....	20
2.2.8 Säkerställande av prissignalen	21
2.3 Metod för resultatanalys.....	22
2.3.1 Datakällor och analysperioder	22
2.3.2 Grundläggande databehandling och variabler	22
2.3.3 Datakvalitet och statistiska sammanfattningar	23
2.3.4 Kapacitetsrelativ stationsförlust och övre kvalitetsgräns	24
2.3.5 Ersättningsbaserad och lappad stationsobalans	24
2.3.6 Gemensamma presentationsprinciper	25
2.3.7 Diagram som redovisas i resultatkapitel 4.2	25
3 Tariffdesign	29
3.1 Tariffens komponenter	29
3.2 Dynamiska energipriser, nätbelastningsavgift och nätavhjälpningsersättning	29
3.2.1 Grundprincip – belastningsgrad.....	29
3.2.2 Testad implementation i projektet.....	30
3.2.3 Utveckling av överliggande nätpriser	30
3.2.4 Spänningskontroll som del av prissignalen	31
3.2.5 Framtida utveckling – sannolikhetsbaserad prissättning.....	32
3.3 Dynamisk säkringsavgift / abonnerad effekt inklusive flexkompensation.....	32
3.3.1 Grundprincip	32
3.3.2 Syfte med flexkompensation.....	33
3.3.3 Grund för flexkompensation	33
3.3.4 Tidigare modell	34
3.4 Kundenspecifik avgift	35
3.5 Samlad funktion och egenskaper	35
3.6 Sammanfattande designprinciper.....	35

4 Resultat.....	36
4.1 Användarrespons och sociala aspekter	36
4.1.1 Användning och förståelse av prissignalen	36
4.1.2 Upplevelse av den kombinerade prissignalen.....	36
4.1.3 Beteendeförändringar och flexibilitet	36
4.1.4 Incitament och upplevd nytta	36
4.1.5 Förtroende och upplevd rimlighet.....	37
4.1.6 Mobilapplikation och gränssnitt.....	37
4.1.7 Hinder och begränsningar	37
4.1.8 Framtida potential och investeringar.....	37
4.1.9 Syn på tariffmodeller	37
4.1.10 Sammanfattande slutsatser	38
4.2 Kvantitativ utvärdering av flextariffens effekter.....	38
4.2.1 Datakvalitet	38
4.2.2 Exponering för dynamiska prissignaler	44
4.2.3 Bidrar dynamiska nätpriser till mer balans?	45
4.2.4 Flexibilitetsrespons	51
4.2.5 Stationsjämförelse	56
4.3 Piloternas avgift i förhållande till tidigare Geab-tariff	59
4.3.1 Livsmedelsbutik.....	59
4.3.2 Reningsverk med en stor solcellsanläggning.....	60
4.3.3 Rökeri med restaurangverksamhet.....	62
4.3.4 Ett mindre lantbruk.....	63
4.3.5 Sammanfattande observationer	64
4.4 Effekter av prisstyrning – fallstudie av Rökeriet	64
5. Diskussion	67
5.1 Resultat från pilottestet.....	67
5.1.1 Prognostiserade dagen-före-priser	67
5.1.2 Flextariffens inverkan på effektivt nyttjande av elnätet.....	67
5.1.3 Automatiserad flexibilitetsrespons i relation till sammansatta elpriser.....	68
5.1.5 Visar stationsjämförelserna något mer?	68
5.2 Framtida utveckling av prognos- och styrmodellen.....	69
5.2.1 Förbättra prognosernas precision genom att flytta fokus till abonnentnivå	69
5.2.2 Möjliggör uppdateringar av prissignalen närmare drifttimmen (intradagsjusteringar).....	69
5.2.3 Dag-före-prissignalen kompletteras med realtidsstyrning för kunder med automatiserad flexibilitet	70
5.2.4 Realtidsstyrning som primär metod för flexibla kunder, medan övriga kunder får en förenklad prognosbaserad signal.....	70
5.2.5 Flytta fokus från optimering på nätstationsnivå till högre nivåer i elnätet	71
5.2.6 Samlad bedömning.....	71
5.3 Begränsningar i studien	71
5.4 Förhållandet mellan spotpris och lokal prissignal.....	72
5.5 Användarbeteende och faktisk flexibilitet.....	72
5.6 Automation som nyckelfaktor	73
5.7 Rättvisa och kostnadsfördelning i tariffmodellen	74
5.8 Regulatoriska implikationer	75
6. Slutsatser och rekommendationer	76
6.1 Slutsatser.....	76

6.2 Rekommendationer.....	77
---------------------------	----

Referenser.....	79
------------------------	-----------

Bilagor till rapporten	80
-------------------------------------	-----------

Bilaga 1. Enkätundersökning - Användarrespons och sociala aspekter.....	81
Bilaga 2. Technical Feedback	83
Bilaga 3. Flexkompensation.....	91
Bilaga 4. Metod för beräkning av överliggande nätpriser (ONP)	96
Bilaga 5. Metod för hantering av underspänning.....	112
Bilaga 6. Metod för hantering av under- och överspänning.....	124

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.

Problematiken förstärks av en ökande andel distribuerade energiresurser 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.

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 distributionsnätsnivå 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 samman-

hang 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 (Energimarknadsinspektionen, 2020). Myndigheten har samtidigt betonat att tariffer bör utformas med så god tidsmässig och geografisk precision som möjligt för att ge kostnadsreflektiva prissignaler (Energimarknadsinspektionen, 2020).

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, energilager 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 (Europaparlamentet och rådet, 2019).

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 (Europeiska kommissionen, 2026). 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 samtliga effekttoppar och därigenom bidra till ett mer effektivt utnyttjande av elnäten (Energimarknadsinspektionen, 2022).

I mars 2026 förändrades dock förutsättningarna. Regeringen meddelade att kravet på införande av effektagifter 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 effektagifter gäller därmed inte längre (Regeringen, 2026).

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 (Energimarknadsinspektionen, 2020).

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 lagrådsremissen *Nya lagar om elsystemet* föreslås att förbudet mot geografiskt differentierade nätavgifter tas bort och att de nya reglerna i huvudsak ska träda i kraft den 1 januari 2027. Pilotens arbete med lokaliseringssignaler ligger därmed nära den rättsutveckling som nu pågår (Regeringen, 2025).

Piloten har därmed inte bara testat en teknisk tariffmodell, utan också gett praktiska erfarenheter av hur framtida, mer platsbyråsiga 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

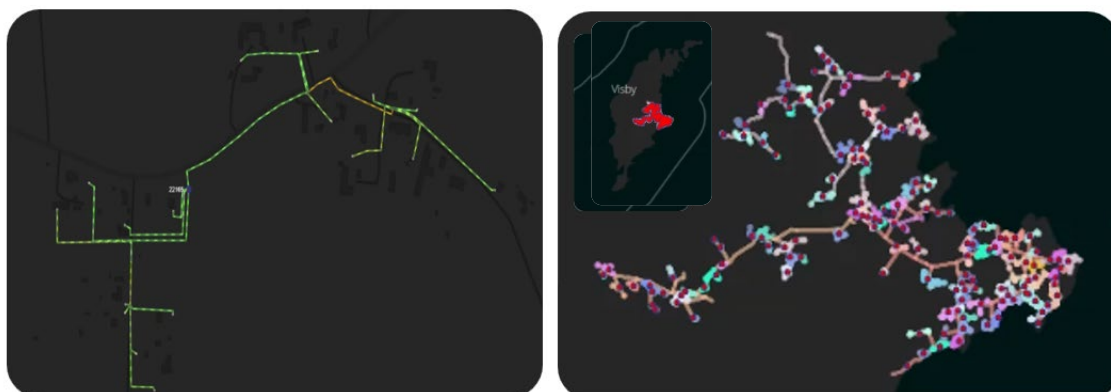
2.1 Testbäddsbeskrivning

Pilotområdet befinner sig i ett avgränsat nätområde under en fördelningsstation på Östra Gotland. Under denna primära fördelningsstation 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. Totalt blir det 7 stationer med 211 abonnenter. För varje nätstation är det alltså cirka 30 abonnenter.

Av sekretesskäl redovisas inte nätstrukturen mer detaljerat.



Figur 1. Vänster: En av de 150 nätstationerna. Höger: Avgränsat pilotområde med cirka 150 nätstationer.



Figur 2. Projektets geografiska avgränsning centrerat runt Kräklingbo.

Figur 1 och Figur 2 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 hade en stor variation av 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	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

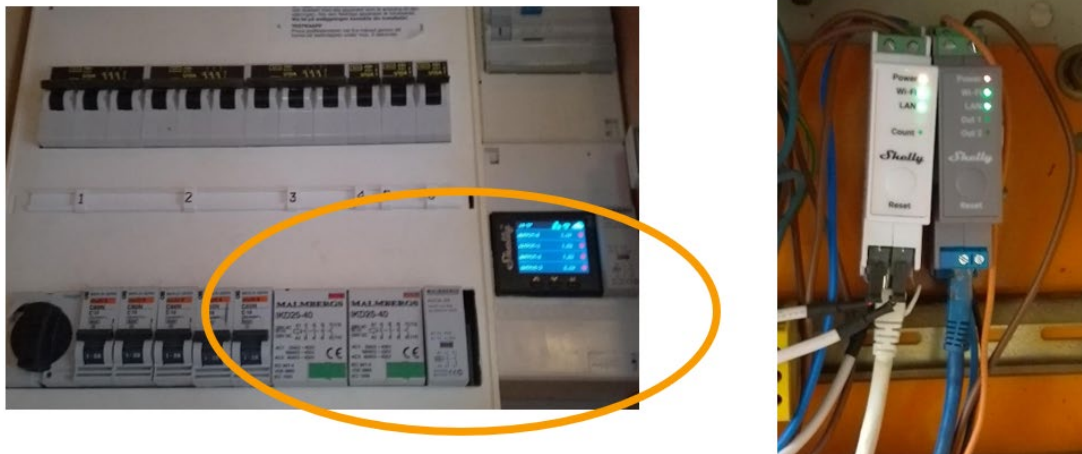
För de resurser där kommersiella lösningar saknades testades styrning genom Home Assistant (HA)¹. Installation och konfigurerings genomfördes av teknisk expertis, men lösningarna krävde fortsatt hög teknisk kompetens från användarna. Gränssnittet upplevdes som komplext, vilket begränsade användbarheten 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 som redan finns för till exempel värmepumpar och elbilsladdning. Reläerna installeras i elcentralen av elektriker och styrs via WiFi genom en programmerad algoritm kopplad till prissignalen (se figur 3).

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



Figur 3. Höger och vänster: Installation av relästyrning.

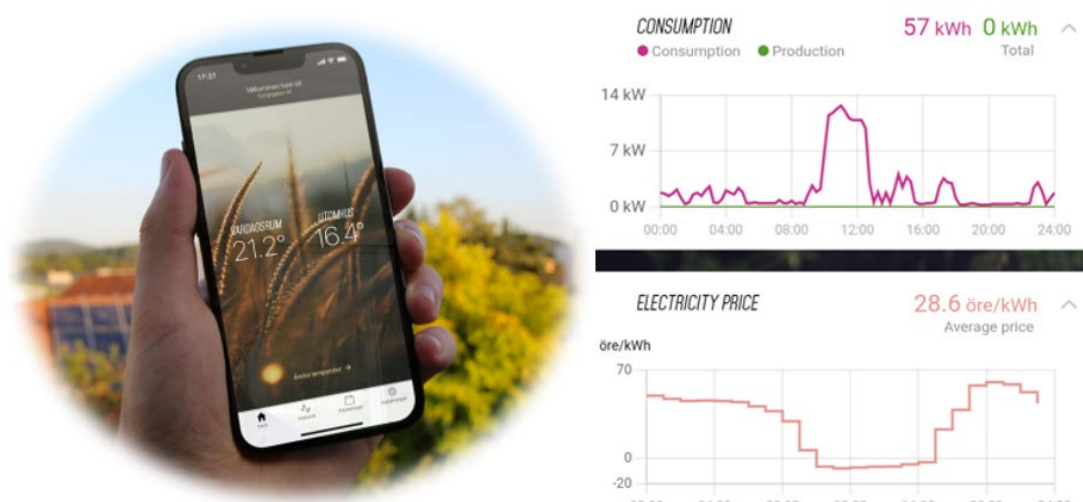
Att utrusta piloterna med fungerande styrteknik utgjorde ett betydande implementeringshinder och fördröjde tillgången till kontrollerbar flexibilitet i projektets initiala faser. Detta indikerar en begränsad mognadsgrad i dagens lösningar för småskalig flexibilitet.

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 för att automatisera fler laster. Detta kunde göras via integrationer mot Plexigrids API eller Ngenic system. Samtliga piloter hade även tillgång till prissignalen via mobilgränssnittet (se Figur 4) för manuell uppföljning.



Figur 4. 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 en lokal nätstationsnivå.

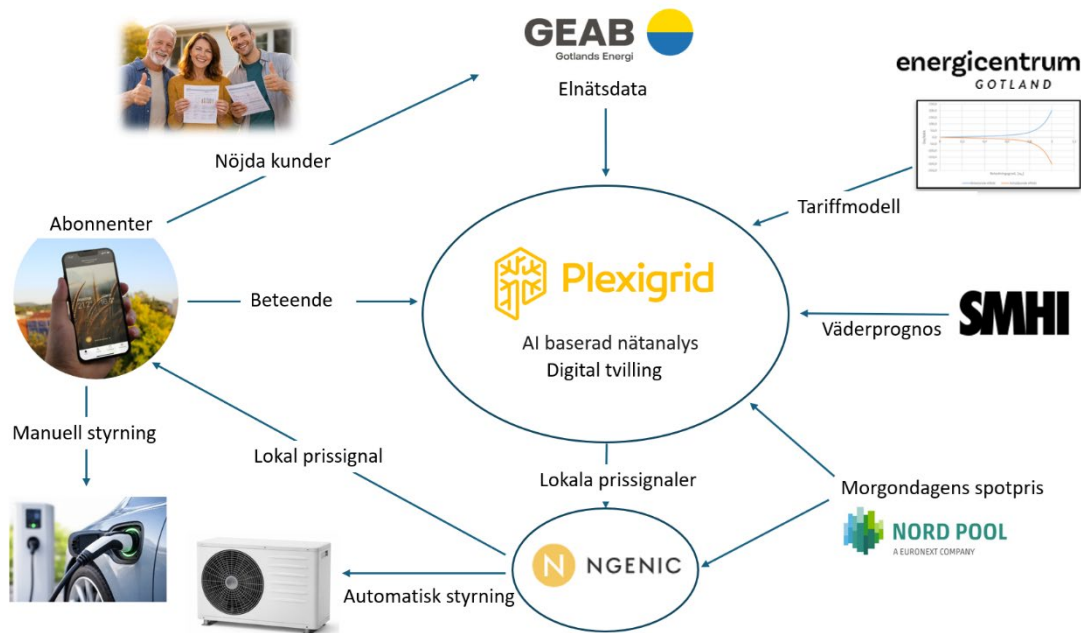
2.2 Projektets systemarkitektur

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
Prismodell	Prismodell baserad på lokala förutsättningar, kostnadsreflektivitet i 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 5 för en systemöversikt.



Figur 5. Systemöversikt för att skapa prissignalen till abonnenterna.

2.2.2 AI-prognos

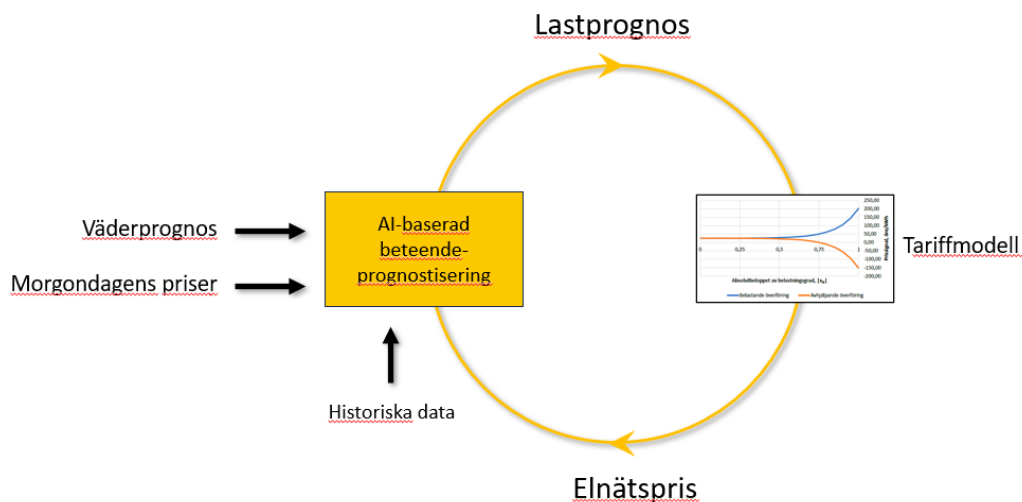
Hjärtat i prissättningen för Tariff 2.0 är Plexigrids AI-motor. AI-motorn är ett datadrivet analys- och optimeringslager som omvandlar nätdata och prognoser till framåtblickande, nätmedvetna prissignaler.

Processen inleds med en iterativ prognosmotor som använder historiska mätdata, väderprognoser och spotprisdata 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 detta projekt 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 effektröskelvärde. 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 6 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 6. 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.

Spänningsavvikelser 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 överskrids 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 i stället på detta sätt av spänningsnivån.

Figur 7 visar hur priset justeras efter spänningsjustering i en station under några dagar i mars. Före och efter spänningsjustering för produktions- och konsumtionsprissignalen.



Figur 7. Prisjustering beroende av under- och överspänning. Management (Mgmt)

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

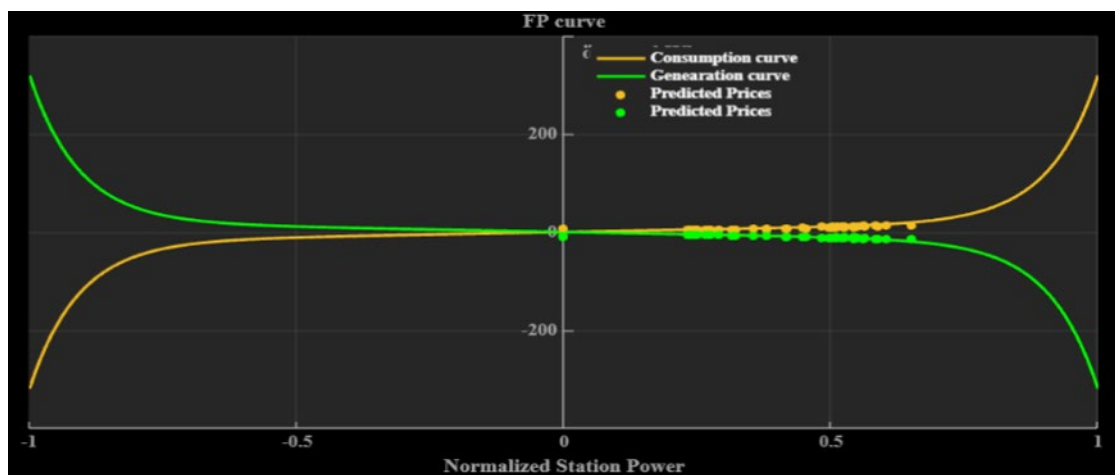
För att förenkla för abonnenterna sätts elnätspriset samman med spotpriset till en gemensam styrsignal.

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.

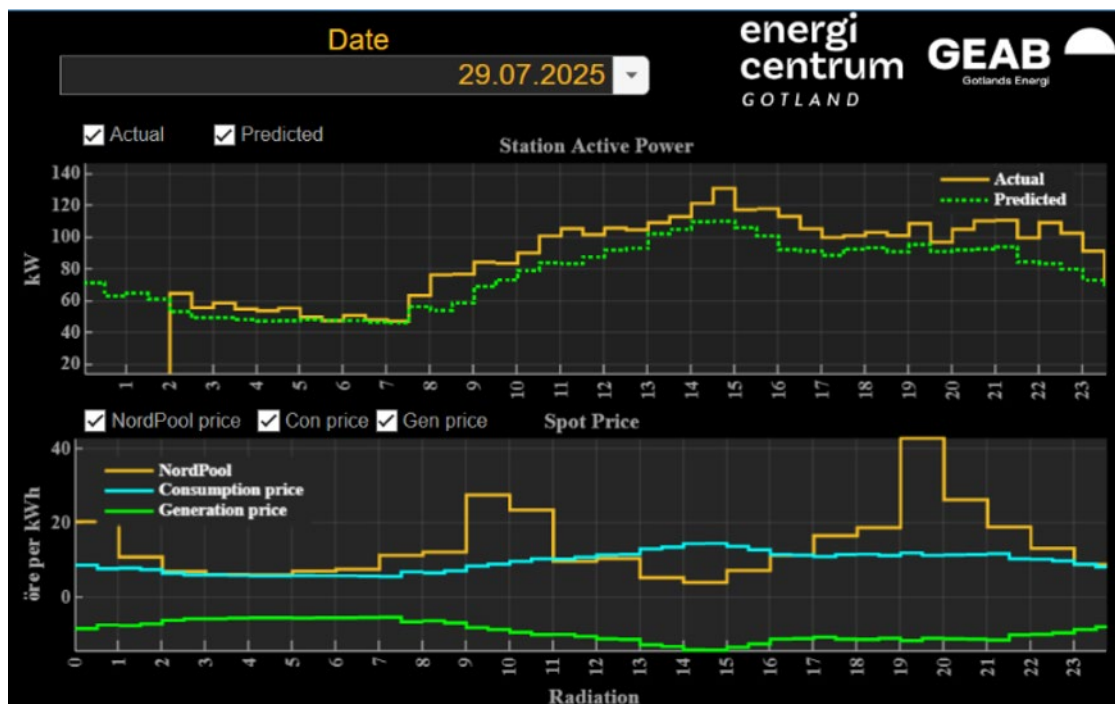
På detta sätt behöver inte abonnenter själva ta in styrsignaler från olika håll och själva utvärdera hur viktiga de är var för sig.

2.2.6 Exempel från projektet

Figur 8 och Figur 9 visar hur priset fogas samman. Den sammansatta prissignalen för konsumtion visas i figur 10 som en röd linje, så som den presenterades för testpiloterna. I figur 9 och 10 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.

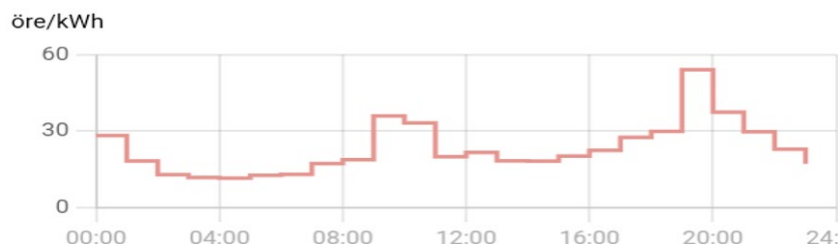


Figur 8. Tariffmodellens prisdiagram, exempel 1. Varje punkt i Figur 8 motsvarar en viss belastning för varje halvtimma kommande dygn. Negativa tal på x-axeln beskriver att belastningen är knuten till produktion. Orange kurva är modellen för konsumtion och den spegelvända gröna för produktion. Prisdiagrammet överförs i sin tur till en prissignal i Figur 9.



Figur 9. Grafisk visualisering, exempel 1, som visar effekttflöden och priser i en station under en dag. Stationens belastningsprognos (längst upp, grön linje) i Figur 9, överförs till tariffmodellens prisdiagram i Figur

8. 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.



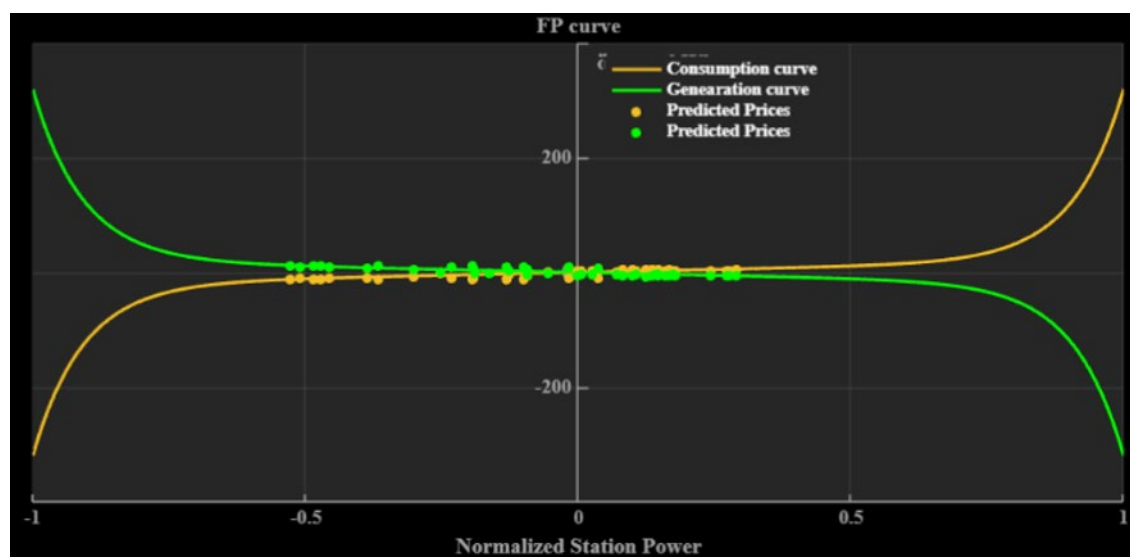
Figur 10. Den sammansatta prissignalen för konsumtion, exempel 1. Här syns tydligt att den i princip har samma form som spotpriset i Figur 9.

2.2.7 Symmetri

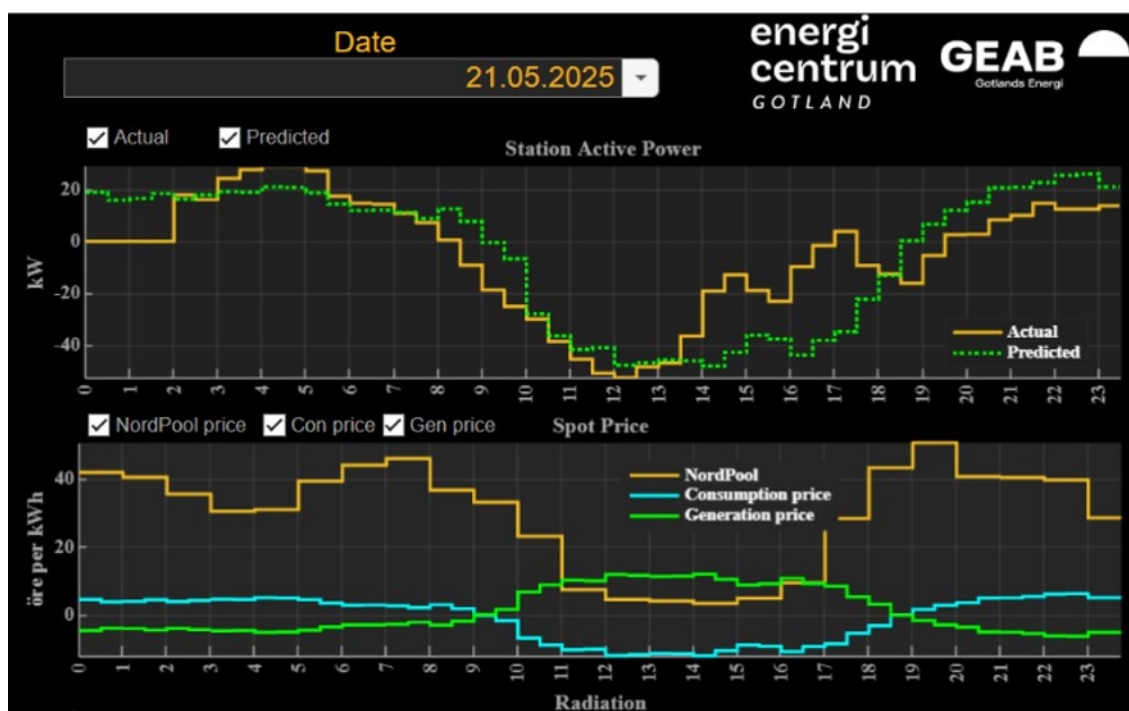
Modellen ger två symmetriska priser som är perfekta spegelbilder. Ett pris för konsumtion och ett för produktion. Figur 11 och Figur 12 visar hur det ser ut en dag då produktion är belastande för stationen.

Figur 12 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.

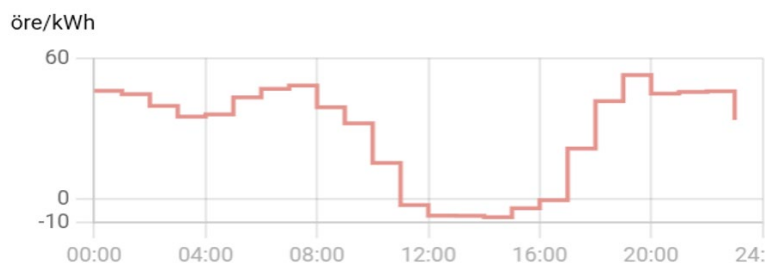
Detta ska ses i samband med att överliggande prissignaler inte varit del av testet i Tariff 2.0 vilket skulle förändra bilden avsevärt. Med överliggande prissignaler får inte den lokala produktionen lika stor påverkan i priset. Det är bara när stationen går mot överbelastning som det lokala priset ska dominera gentemot överliggande signaler.



Figur 11. Tariffmodellens prisdiagram, exempel 2. 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 12.



Figur 12. Grafisk visualisering, exempel 2, som visar effektflyten och priser i en station under en dag. Stationens belastningsprognos (längst upp, grön linje) överförs till tariffmodellens prisdiagram i figur 11. 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 13. Den sammansatta prissignalen för konsumtion, exempel 2. 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 ska en långtidsprognos användas som täcker upp för hela kommande vecka. Långtidsprognosen består av en långtidsprognos för last samt en långtidsprognos för spotpriset.

2.3 Metod för resultatanalys

Detta avsnitt beskriver den gemensamma vägen från inläsning och kvalitetskontroll av data till de diagram som redovisas i resultatkapitel 4.2. Metoden beskrivs först samlat, eftersom flera diagram bygger på samma bearbetade variabler, urvalsregler och statistiska sammanfattningar. Därefter presenteras diagrammen i samma ordning och under samma underrubriker som i resultatdelen. Diagramtitlarna återges på diagrammens originalspråk engelska.

2.3.1 Datakällor och analysperioder

Analysen kombinerar stationsmätningar, abonnentmätningar, stationsmetadata, prognoser och prisdata. Följande datakällor används:

- Uppmätt stationslast (kW) före och efter införandet av den dynamiska nättariffen.
- Prognostiserad stationslast (kW) och förmedlade day-ahead-nätpriser för testperioden.
- Abonnenternas import- och exportenergi per halvtimme, kundgrupp och station.
- Stations- och abonnentmetadata, bland annat stationskapacitet, anslutningseffekt, kundgrupp och exponering för flextariffen.
- Spotpris, stationsspecifikt import- och exportnätpris samt energiskatt.
- Kontroll- och parametertabeller med analysperioder, gränser och parametrar för nätprismodellen.

Referensåret omfattar den tolv månaders period som föregår försöket och teståret den tolv månaders period som används för utvärderingen. I datatäckningsanalysen är perioderna fastställda till 1 september 2023 till 31 augusti 2024 respektive 1 april 2025 till 31 mars 2026. Det gemensamma teståret i veckoprisdiagrammen omfattar 1 april 2025 till 1 april 2026, där slutpunkten är exkluderad. Flexresponsens import- och exportperioder omfattar januari, februari och mars 2026 respektive maj, juni och juli 2025.

Alla tidsstämplar omvandlas till UTC, Coordinated Universal Time, för sammanslagning. Svensk lokal tid används när en kalenderbaserad presentation behövs. Mätningar matchas på tidsstämpel och station samt, för abonnentdata, även på kund. Analysens grundupplösning är 30 minuter. Dubletter av samma stations- och tidskombination räknas endast en gång i datatäckningsanalysen.

2.3.2 Grundläggande databehandling och variabler

Stationsobalans och riktning

Stationslasten (kW) divideras med stationens kapacitet (kW) och uttrycks som en dimensionslös kapacitetsrelativ stationsobalans, betecknad x . Positiva värden representerar importdominans och negativa värden exportdominans eller reverserat flöde. Absolutbeloppet beskriver stationens kapacitetsutnyttjande oberoende av riktning. Ett saknat eller exakt noll uppmätt x behandlas som ogiltig uppmätt stationsdata i analyser som kräver en faktisk belastningsgrad.

Prognostiserad stationsobalans bestäms på motsvarande sätt från prognostiserad stationslast och stationens kapacitet. Prognoserna kopplas till stationens uppmätta eller lappade data genom station och tidsstämpel.

Abonentflöden och kapacitetsrelativt utnyttjande

Abonenternas import- och exportvärden avser energi under en halvtimme. De omvandlas till halvtimmesmedeleffekt och relateras därefter till stationens eller abonnentens anslutna kapacitet. Import redovisas positivt och export negativt. Abonnenternas nettoflöde är summan av kapacitetsrelativ import och export, medan bruttoflödet bygger på summan av flödenas absolutbelopp.

Ett abonnenttidssteg betraktas som giltigt när alla förväntade importvärden för stationen finns och är icke-negativa. Saknad export behandlas som noll, eftersom en abonnent kan sakna produktion eller aktiv exportmätning. Denna skillnad mellan import- och exportbehandlingen beaktas vid tolkningen av datatäckningen.

Exponering

Exponering beskriver hur stor del av stationens sammanlagda abonnentkapacitet som omfattas av flexstariffen. Måttet baseras på testpiloternas sammanlagda anslutningseffekt i förhållande till den sammanlagda anslutningseffekten för samtliga abonnenter i stationen. Exponeringen är därmed kapacitetsviktad och beskriver inte enbart testpiloternas andel av antalet abonnenter.

En exponering på exempelvis 25 procent innebär att testpiloternas anslutningar tillsammans motsvarar 25 procent av abonnenternas totala anslutningseffekt i stationen. I analysen hämtas måttet från stationstabellen och redovisas i procent.

Nätpris och sammansatt pris

Det belastningsbaserade nätpriset bestäms av den dynamiska energiavgiftens parametriserade nätpriskurva. Prisets storlek ökar med belastningsgradens absolutbelopp och begränsas av parametern `priceMax`. Tecknet följer flödesriktningen när både import och export visas. Förmedlat prognosnätpris hämtas däremot direkt från prisfilen och beräknas inte om från uppmätt last.

Sammansatt importpris består av spotpris, importnätpris och energiskatt. Sammansatt exportpris består av negativt spotpris och exportnätpris; energiskatt ingår inte för export. När priset sammanfattas över kunder, grupper, stationer eller veckor används ett energiviktat medelvärde. När en belastningsgrad eller ett nätpris sammanfattas över likvärdiga halvtimmar används ett tidsviktat medelvärde, vilket här innebär att varje giltigt halvtimmessteg får samma vikt.

Veckor, kalenderår och varaktighet

Tidsserier från referens- och testår mappas till ett gemensamt kalenderår så att samma månader kan jämföras på samma x-axel. Veckoprisdiagram grupperas efter kalendervecka och varje veckopunkt placeras vid veckans måndag. Varaktighetskurvor skapas genom att giltiga värden sorteras från högst till lägst. Två halvtimmesobservationer motsvarar en timme på varaktighetsaxeln.

2.3.3 Datakvalitet och statistiska sammanfattningar

Datatäckning redovisas som andelen förväntade halvtimmar som är representerade. Andelen ogiltiga värden bland representerade tidssteg skiljs från tidssteg som helt saknas. Efter lappning redovisas dessutom andelen ersatta tidssteg, giltig täckning och kvarvarande dataluckor.

Informationsrutor och legender använder följande typer av sammanfattningar:

- antal punkter eller halvtimmessteg som ingår i diagrammet,
- representerad andel, andel ogiltiga värden och andel kvarvarande luckor,
- medelvärde och standardavvikelse för belastningsgrad, förlust eller fel,

- minimi- och maximivärden när diagrammet jämför observerade och prognostiserade storheter,
- antal tillfällen över en angiven belastningsgräns,
- energiviktat vecko- eller helårsmedelpris,
- procentuell avvikelse från stationens helårsmedelpris,
- regressionslinjens lutning, intercept och förklaringsgrad när en ersättningsmetod jämförs med uppmätta värden.

Medelvärden beskrivs som medelvärden och spridning som standardavvikelse; de allmänna standardformlerna återges inte. Fel definieras alltid genom ordningen i informationsrutan, exempelvis prognostiserat minus lappat värde. Positivt och negativt fel kan därför tolkas utan en separat formel.

2.3.4 Kapacitetsrelativ stationsförlust och övre kvalitetsgräns

Den kapacitetsrelativa stationsförlusten beskriver skillnaden mellan uppmätt stationsobalans och abonnenternas sammanlagda kapacitetsrelativa nettoflöde. Ett positivt värde innebär att den uppmätta belastningen i stationen är större än det summerade abonnentnettot. Beräkningen görs endast när abonnentsteget är giltigt och uppmätt stationsobalans finns och inte är noll.

Förlustserien innehåller enstaka orimligt höga värden som sannolikt beror på ofullständig synkronisering eller mätfel. Därför bestäms en robust övre gräns separat för varje station men gemensamt för stationens referens- och testperiod, så att samma kvalitetskrav används vid periodjämförelsen:

1. Endast positiva kapacitetsrelativa förluster från i övrigt giltiga tidssteg används som kandidater.
2. Medianen bestäms för kandidaterna.
3. MAD, median absolute deviation, bestäms som medianen av kandidaternas absoluta avstånd från medianen. MAD påverkas betydligt mindre av extremvärden än en vanlig standardavvikelse.
4. MAD multipliceras med $\sqrt{1,4826}$. Faktorn gör måttet jämförbart med en robust skattning av standardavvikelsen när huvuddelen av data är ungefär normalfördelad.
5. Den statistiska gränsen placeras sex robusta standardavvikelser över medianen. Sex används för att endast avlägsna mycket tydliga extremvärden och behålla den naturliga variationen i förlusten.
6. Den använda gränsen får aldrig överstiga $\sqrt{0,20}$. Om MAD är noll används $\sqrt{0,20}$ direkt.

Ett slutligt giltigt förlustvärde måste således vara positivt och ligga på eller under den stations-specifika gränsen. Informationsrutorna visar gränsen, förlustens medelvärde och standardavvikelse samt andelen ogiltiga tidssteg och andelen värden som särskilt ligger över gränsen.

2.3.5 Ersättningsbaserad och lappad stationsobalans

Ett ersättningsvärde byggs från abonnenternas giltiga kapacitetsrelativa nettoflöde och stationens genomsnittliga giltiga kapacitetsrelativa förlust under den aktuella perioden. Ersättningsvärdet beräknas även när en giltig mätning finns, eftersom överlappande värden behövs för att utvärdera metodens träffsäkerhet.

Den lappade serien behåller alltid den uppmätta stationsobalansen när den är giltig. Om mätningen saknas eller är noll används ersättningsvärdet, förutsatt att abonnentunderlaget är giltigt. Om varken uppmätt värde eller ersättningsvärde finns kvarstår luckan. Underlaget byggs från unionen av stationens och abonnenternas tidssteg, vilket gör att vissa tidssteg som saknas i stationsfilen ändå kan identifieras och ersättas.

I lappade tidsserier markeras ersatta intervall med en svag orange bakgrund. I scatterdiagram markeras ersatta punkter med orange kant. Varaktighetskurvor markeras inte punktvis, eftersom det skulle ge visuellt brus; där redovisas andelen ersatta värden i informationsrutan.

2.3.6 Gemensamma presentationsprinciper

Referensåret visas normalt grått och teståret blått. Import visas positivt och med heldragen linje, medan export visas negativt eller som positiv magnitud och med streckad linje beroende på diagramtyp. En horisontell nollinje skiljer flödesriktningarna. Linjen $y = x$ visar perfekt överensstämmelse i jämförelsedigram. Belastningsgränser, nätprisgränser och stationsförlustens övre gräns anges med särskilda referenslinjer.

Stationsspecifika figurer skapas med stations-ID i den tekniska filen och ofta i den exporterade bildens fullständiga titel. I följande rapportförteckning anges endast diagrammets generella titel, eftersom stationstillhörigheten framgår av figurtext eller resultatdiskussion.

2.3.7 Diagram som redovisas i resultatkapitel 4.2

Diagram under \4.2.1 Datakvalitet \ 4.2.1.1 Dataluckor

****Share of missing 30-minute timesteps by month and station****

De unika uppmätta tidsstämplarna jämförs med samtliga förväntade halvtimmessteg per månad och station. Y-axeln visar andelen saknade tidssteg.

Färg skiljer perioderna och symbol skiljer stationerna. Diagrammet använder datatäckningsdefinitionerna i 2.3.3.

****Measured station imbalance over calendar year****

Visar giltig uppmätt stationsobalans över ett gemensamt kalenderår enligt 2.3.2. Nollinje och positiva respektive negativa belastningsgränser visas. Informationsrutan anger medelvärde och standardavvikelse för absolut kapacitetsutnyttjande, representerad andel samt andelen ogiltiga värden bland representerade tidssteg.

Diagram under \ 4.2.1.2 Metod för att täppa till dataluckor

****Replacement-based station imbalance over calendar year****

Visar endast ersättningsvärdet från abonnentnetto och periodens genomsnittliga stationsförlust enligt 2.3.5. Informationsrutan visar representerad andel och det genomsnittliga förlustpåslag som har använts för respektive period.

****Patched station imbalance over calendar year****

Visar den sammanfogade serien av giltiga mätningar och ersättningsvärden. Orange bakgrund markerar ersatta intervall. Informationsrutan visar representerad andel, ersatt andel och kvarvarande dataluckor.

****Capacity-relative station losses over calendar year****

Visar de slutligt giltiga stationsförlusterna enligt 2.3.4 över kalenderåret. Den stationsspecifika övre gränsen visas som referenslinje. Informationsrutan anger gräns, medelvärde, standardavvikelse, total ogiltig andel och andel över gränsen för respektive period.

****Capacity-relative station loss vs measured load ratio****

Scatterdiagram mellan uppmätt stationsobalans och giltig stationsförlust. Samma urval, övre gräns och sammanfattningar som i diagrammet ovan används.

****Station loss duration curve****

Giltiga stationsförluster sorteras från högst till lägst och uttrycks som timmar. Den övre förlustgränsen och periodernas representerade varaktighet visas. Informationsrutan återger medelvärde, standardavvikelse och kvalitetsandelar enligt 2.3.4.

****Measured vs replacement-based station imbalance****

Jämför uppmätt och ersättningsbaserad stationsobalans när båda finns. Linjen $y = x$ visar perfekt överensstämmelse. Informationsrutan anger antal jämförelsepunkter, ersättningsfelets medelvärde och standardavvikelse samt den linjära jämförelsens lutning, vinkel, intercept och förklaringsgrad.

Diagram under \ 4.2.3 Bidrar dynamiska nätpriser till mer balans?

****Forecasted vs patched station imbalance over calendar year****

Visar prognostiserad och lappad stationsobalans under teståret på samma kalenderaxel. Ersatta intervall markeras enligt 2.3.5 och belastningsgränserna visas som referenslinjer.

****Day-ahead import price vs patched imbalance****

Förmedlat day-ahead-importnätpris visas mot lappad stationsobalans. En idealpriskurva visar modellpriset vid fullständig överensstämmelse mellan prognos och lappad last. Informationsrutan visar antal punkter över och under vald belastningsnivå samt prisresidualens medelvärde och standardavvikelse.

****Day-ahead import price vs patched imbalance — zoomed****

Samma data och beräkningar som i diagrammet ovan, men avgränsat till positiva lappade belastningsgrader från $0,60$ och uppåt. Informationsrutan anger antal punkter, visat intervall och prisresidualens medelvärde och standardavvikelse.

****Patched vs forecasted station imbalance****

Scatterdiagram mellan lappad och prognostiserad stationsobalans med $y = x$ som perfekt prognos. Informationsrutan visar antal matchade punkter och halvtimmar samt prognosfelets medelvärde och standardavvikelse. Lappade punkter markeras med orange kant.

****Forecasted vs patched-based import grid price****

Jämför importnätpris beräknat från lappad belastningsgrad med det förmedlade prognostiserade importnätpriset i en adaptivt inzoomad vy. Informationsrutan visar antal punkter, medelvärde och min/max för båda prisserierna samt prisfelets medelvärde och standardavvikelse.

****Patched station imbalance duration curve****

Absolut lappad stationsobalans sorteras från högst till lägst. Diagrammet visar referens- och testår, topplastgräns, representerad varaktighet och en sekundär axel för belastningsbaserat nätpris. Informationsrutan anger bland annat lappad andel, giltig täckning, kvarvarande luckor och antal topplasttillfällen.

****Patched import duration curve****

Visar positiva lappade stationsobalanser sorterade efter storlek. Maxvärden, topplastgräns och motsvarande importnätpis visas. Informationsrutan skiljer andelen importtidssteg från total giltig täckning och kvarvarande luckor.

****Patched export duration curve****

Visar exportdominanta lappade värden som positiv magnitud, sorterade efter storlek. Informationsrutan skiljer på andelen exporttidssteg, total giltig täckning, kvarvarande luckor och exporttillfällen över topplastgränsen.

****Subscriber flows and capacity-relative station losses****

Övre panelen visar abonnenternas kapacitetsrelativa import och export. Nedre panelen visar giltiga stationsförluster och deras övre kvalitetsgräns. Informationsrutan anger abonnentflödets medelvärde och standardavvikelse samt andelen ogiltiga abonnenttidssteg per period.

Diagram under \ 4.2.4 Flexibilitetsrespons \ 4.2.4.1 Nyttjandegrad som funktion av sammansatt pris

****Combined import and export flex response — import period****

Visar abonnenternas anslutningsrelativa nyttjandegrad mot riktnings sammansatta pris under importperioden. Import är positiv och heldragen; export är negativ och streckad. Punkter och centrerade glidande medelvärden visas för kontrollgrupp och testpiloter. Informationsrutan anger period, antal import- och exportpunkter samt totalt antal halvtimmar. Legendens `n` anger antalet punkter i det glidande fönstret.

****Combined import and export flex response — export period****

Samma beräkning och presentation som i diagrammet ovan, men med exportperiodens tidsavgränsning. Import- och exportprisets olika sammansättning följer definitionerna i 2.3.2.

****Weekly Average Composite Price — Import and Export****

Visar energiviktade veckomedelpriser under teståret för stationen, kontrollgruppen och varje testpilot. Import visas heldragat och export streckat. Informationsrutan visar period, antal testpiloter och antal kunder i kontrollgruppen samt stationens energiviktade helårsmedelpris för båda riktningarna. Legendens procenttal visar respektive grupps eller testpilots helårsavvikelse från stationens helårsmedelpris i samma riktning.

Diagram under \ 4.2.5 Stationsjämförelse \ 4.2.5.1 Exponering och sammansatta priser

****Weekly Average Composite Price — Selected Stations (Test Year)****

Jämför stationernas energiviktade veckomedelpris under teståret. Import visas heldragat och export streckat. Varje station har egen färg. Legendens visar stationens flextariffexponering samt energiviktat helårsmedelpris för import och export. Informationsrutan förklarar linjetyperna och anger testperioden.

****Flex-tariff exposure by station / Composite import and export price vs exposure****

Vänster panel visar stationernas exponering som andel abonnenter som följer flextariffen. Staplarnas etiketter anger procentandelen. Höger panel visar exponeringen mot stationens energiviktade sammansatta medelpris under teståret. Import och export skiljs med symboler och stationerna med färg och legend.

Diagram under \ 4.2.5.2 Nätpriser

****Forecasted vs patched-load-based mean grid price (test year)****

Varje station representeras av ett tidsviktat medelnätpreis baserat på lappad belastningsgrad och ett tidsviktat medel av det faktiskt förmedlade prognosnätpriiset. Importpris används vid prognostiserad import och exportprisets absolutbelopp vid prognostiserad export. Linjen $y = x$ visar lika medelnätpreis och stationerna identifieras med färg, etikett och legend.

Diagram under \ 4.2.5.3 Exponering och effektivt nätutnyttjande

****Higher-load instances vs exposure / Patched peak-load instances vs exposure ($|x| \geq 0.80$)****

Vänster panel visar antal giltiga lappade halvtimmar där absolut stationsobalans överstiger $0,60$. Höger panel visar antal halvtimmar vid eller över topplastgränsen $0,80$. Referensåret placeras vid noll exponering och teståret vid stationens exponering för flexstariffens dynamiska energipriser under teståret. Perioderna skiljs med symboler och binds samman per station.

****Net and gross mean capacity utilization for selected stations****

Jämför stationernas genomsnittliga kapacitetsutnyttjande. Vänster panel använder endast tidssteg med giltig uppmätt station och giltig stationsförlust. Höger panel använder den lappade serien och ersätter ogiltiga förlustvärden med periodens genomsnittliga giltiga förlust när abonnentsteget är giltigt. Netto avser stationens absoluta belastningsgrad; brutto avser abonnenternas absoluta flöde inklusive stationsförlust. Stapelvärdena anges i procent och legenden skiljer referens/test samt netto/brutto.

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
- Kundenspecifik 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.

Detta mått beskriver relationen mellan nettolast och kapacitet i en nätstation och utgör grunden för att avgöra:

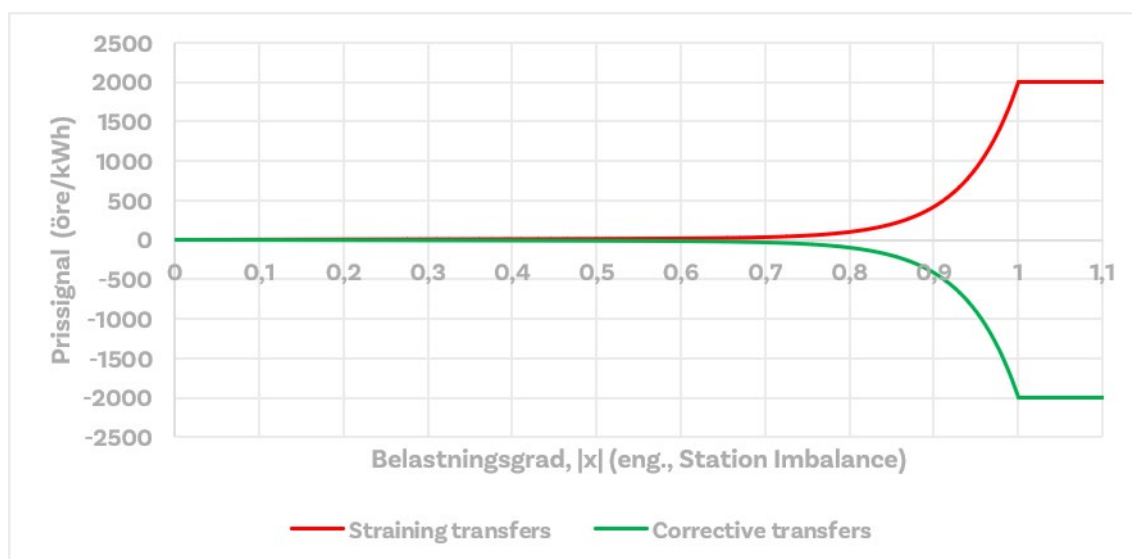
- Om en energiöverföring är **belastande**
- Eller **avhjälpande**

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 effektriktningsneutral, vilket innebär att användning och produktion behandlas likvärdigt beroende på systemets behov.



Figur 14. 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. De slutliga dynamiska prissignalerna förväntas även innehålla överliggande priser samt spänningskontroll.

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

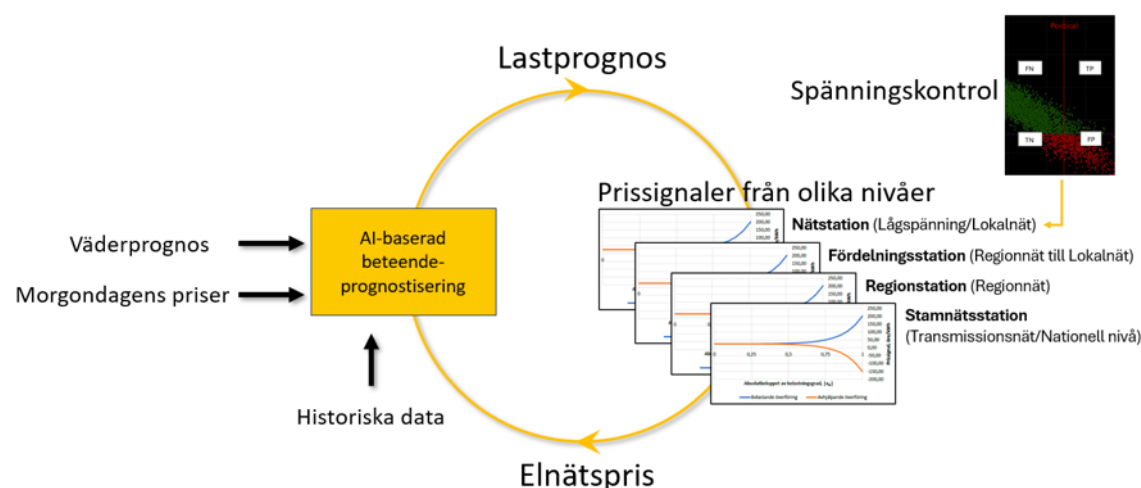
2. Det totala nettoflödet relativt varje enskild nod i underliggande nät prognosticeras
→ underlag (kWh) för kostnadstäckning med symmetrisk prissättning
3. I processen distribueras samtliga nodbidrag som överliggande nätpriser till underliggande nätstationer.
→ Uppdaterat underlag för prognostiseringsmotorn

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 15. Iterativa processen även med överliggande nätprissignaler samt spänningskontroll.

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 prisfunktionen 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 prisfunktioner, 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-lokaliseringsignal**.

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. Detta blir mer rättvist eftersom abonnenter får en dynamiskt anpassad säkringsavgift som bättre reflekterar anslutningens kvalitet.

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 nätenergipriset**

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 anslutning.
- 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 kostnadsrefektivitet 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 kostnadsrefektiv 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-lokaliseringsignal, 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 kostnadsrefektiv 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 flexkompensationen i Bilaga 3.

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 gånger 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 styrsignaler 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 Kvantitativ utvärdering av flextariffens effekter

Den kvantitativa utvärderingen syftar till att analysera hur flextariffens dynamiska prissignaler påverkar nätets belastningsmönster och energiflöden, samt hur abonnenternas respons på prissignaler ser ut efter introduktionen av automatiserad flexibilitet. Analysen baseras på jämförelser mellan referensår och testår, med särskilt fokus på belastningsgrad, kritiska driftförhållanden samt prognosers träffsäkerhet.

En central utgångspunkt är att nätets prestanda inte primärt avgörs av genomsnittliga belastningsnivåer, utan av beteendet under de mest kritiska timmarna. Resultaten blir mer tolkningsbara när fokus riktas mot detaljer och extrema värden hellre än mot sammansättningen av grovre medelvärden och nyckelindikatorer vilka utan nyansering ökar risken för felaktiga slutsatser och härledningar.

Stationers exponeringsgrad för flextariffen är en viktig faktor för att kunna dra slutsatser om hur stora lättnader av stationers lastprofiler som kan förväntas. Exponeringsgraden beräknas som andelen av aktiva testpiloters anslutningsstorlekar i relation till den totala anslutningsstorleken i stationen. Exponeringsgradens betydelse framgår när stationer jämförs med varandra.

För att minimera mängden diagram redovisas normalt endast resultat från station 1000485 som haft högst exponering och flest testpiloter, med undantag för när stationer jämförs med varandra. Resultat från samtliga stationer redovisas i en extern bilaga som kan laddas ned på projektsidan.

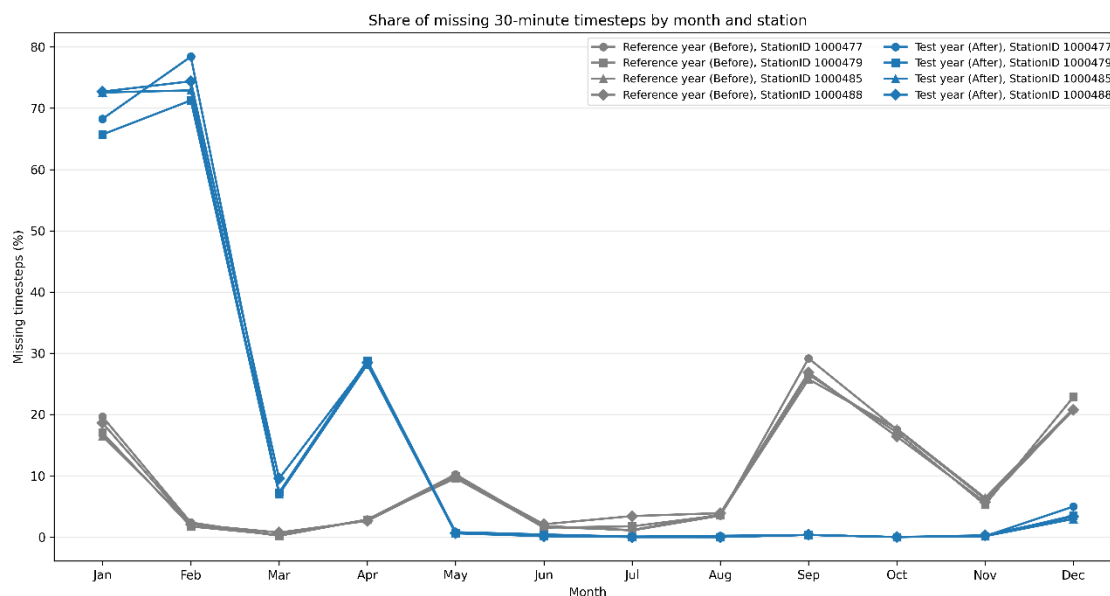
4.2.1 Datakvalitet

När data saknas uppstår ett konkret bortfall av data tillgänglig för utvärdering inklusive träning av den AI-modell som prognostiserar stationers belastningar som ligger till grund för nätpriser. Trots att data inte registrerats korrekt kan modellen alltid nyttja tidigare insamlad data för att efter bästa förmåga försöka förutspå nätstationers belastning. Men för att öka prognosernas träffsäkerhet är det av största vikt att data insamlas särskilt vid de perioder då stationernas belastning är som högst.

För att dra säkra slutsatser krävs också tillräckligt med data. Data finns både från stationers- och abonnenters mätare, vilka kan komplettera varandra.

4.2.1.1 Dataluckor

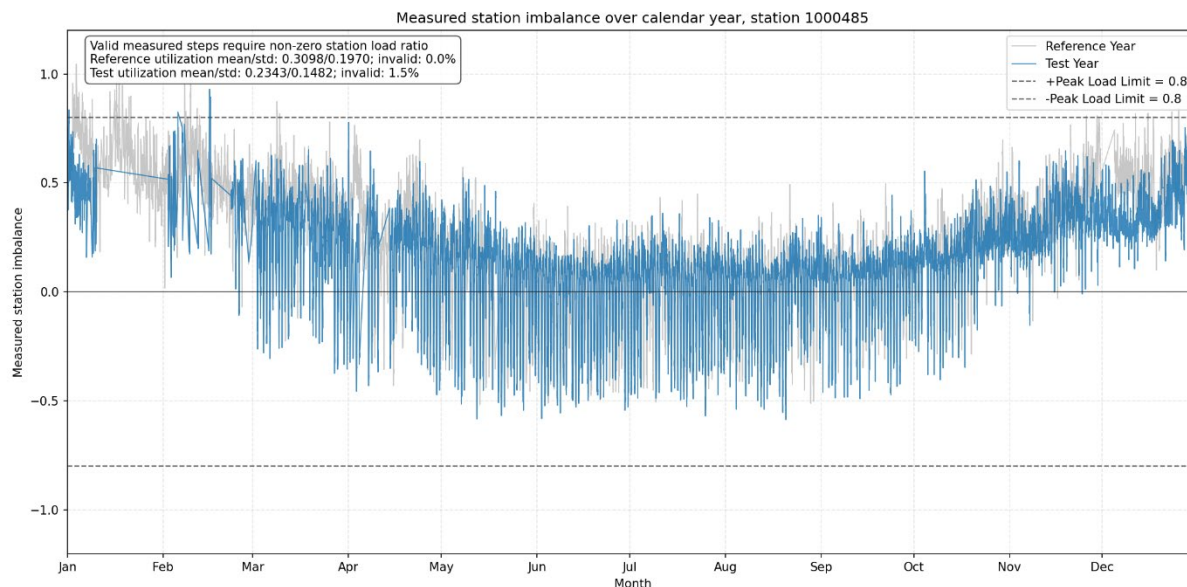
Att samla in data från mätare i stationer är hos nätföretaget lägre prioriterat, än att samla data från mätare hos abonnenter. Projektet ser också att tillgängligheten på data från stationer tidvis varit mycket låg. Detta påverkar i sin tur möjligheten att dra säkra slutsatser.



Figur 16. Diagram som för fyra studerade stationer visar hur andelen tillfällen varierar per månad, då uppmätt stationsbelastning varit noll eller saknats. Observera att referens- och testår startar och slutar första september respektive första april. Exempelvis så startade teståret 2025-04-01 00:00:00 och slutade 2026-03-31 23:59.

I Figur 16 ses tydligt under vilka perioder då data saknats eller då insamlingen av data från stationer har stoppats för att värna övrig datainsamling. I exempelvis januari och februari 2026 var andelen saknad data över stationernas belastningsgrad mellan 65 och 80 procent av antalet möjliga mättillfällen.

Figur 17 nedan illustrerar hur förekomsten av dataluckor påverkar möjligheten att dra säkra slutsatser om en stations lastprofil. Figur 16



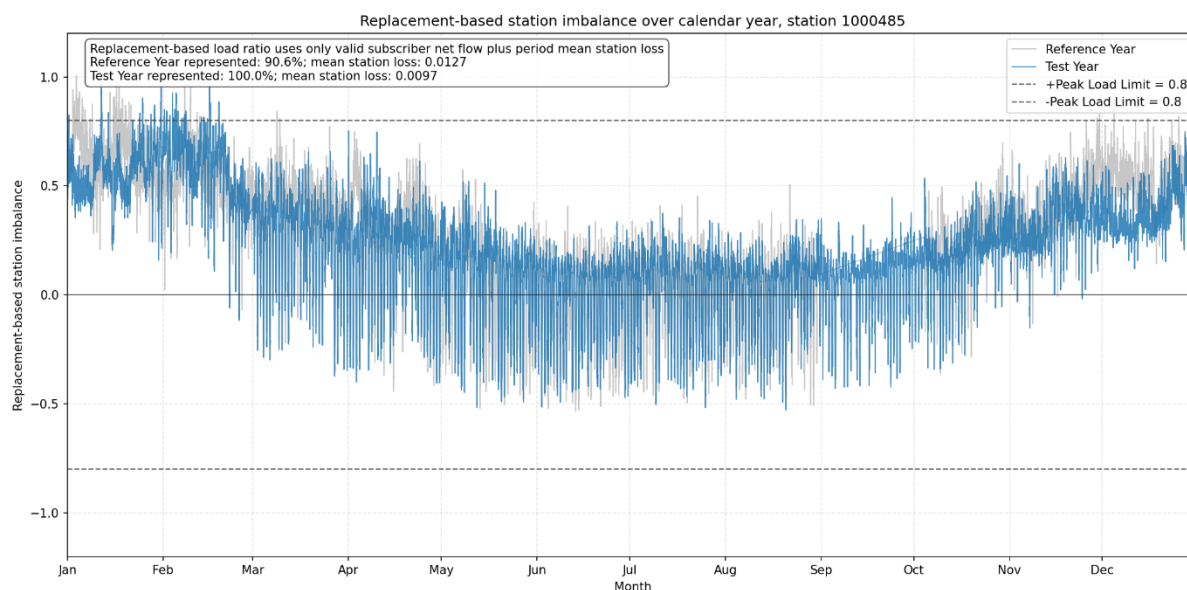
Figur 17. Tidsserier över uppmätt belastningsgrad helt baserat på stationsdata. Dataluckor är mest uppenbara under januari och februari.

De i Figur 17 visuellt tydliga dataluckorna i januari och februari tycks förekomma vid tidpunkter då det finns risk för mycket höga belastningstoppar.

4.2.1.2 Metod för att täppa till dataluckor

Som en lösning för att runda problemet med en stor andel icke-representerade och icke-giltiga mättillfällen så har dataluckor i stationsmätningar ”täppts till” eller ”lappats ihop” med mätningar direkt hos stationens abonnenter tillsammans med en grov uppskattning av de energiförluster som förekommer i varje station.

I Figur 18 visualiseras först en motsvarighet till Figur 17 där abonnentdata helt ersätter uppmätt stationsdata över stationens belastningsgrad.

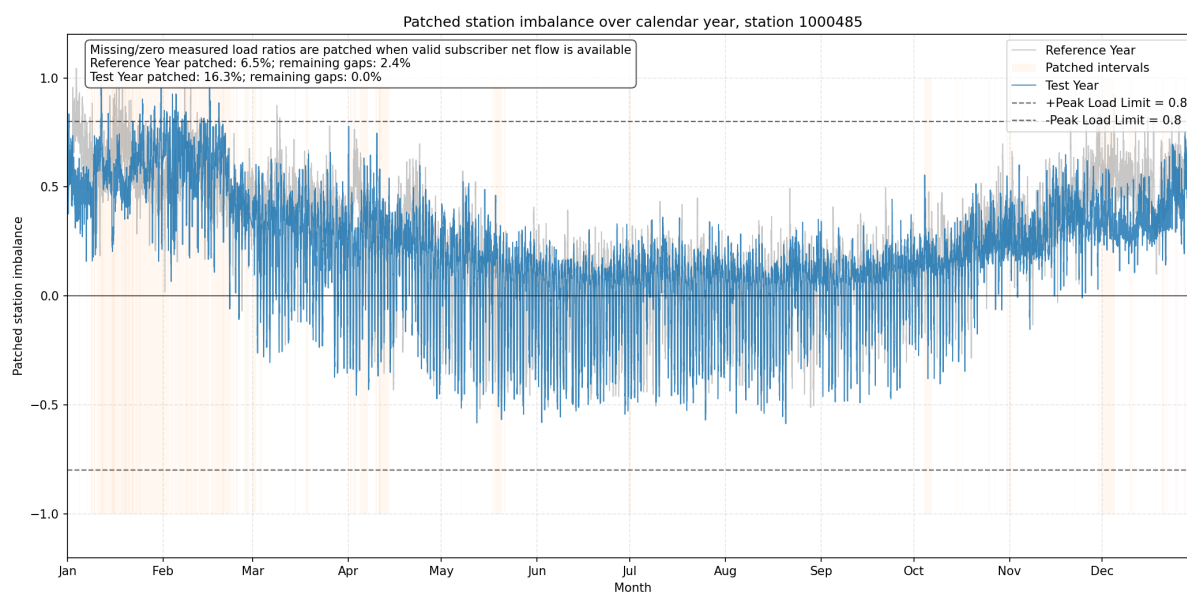


Figur 18. Tidsserier över belastningsgrad helt baserat på abonnentdata och enkel medelvärdesbaserad uppskattning av energiförluster.

I Figur 18 ses att abonnentdata tycks kunna ersätta stationsdata.

Den fortsatta analysen inriktas dock på att stationsmätningar alltid ska användas där sådana finns och inte har värdet noll. Risken blir då mindre att för att eventuella fel med den konstruerade lösningen påverkar slutsatserna.

Ett resultat av kombinationen av stationsdata och lappning där stationsdata saknats illustreras i Figur 19 nedan.

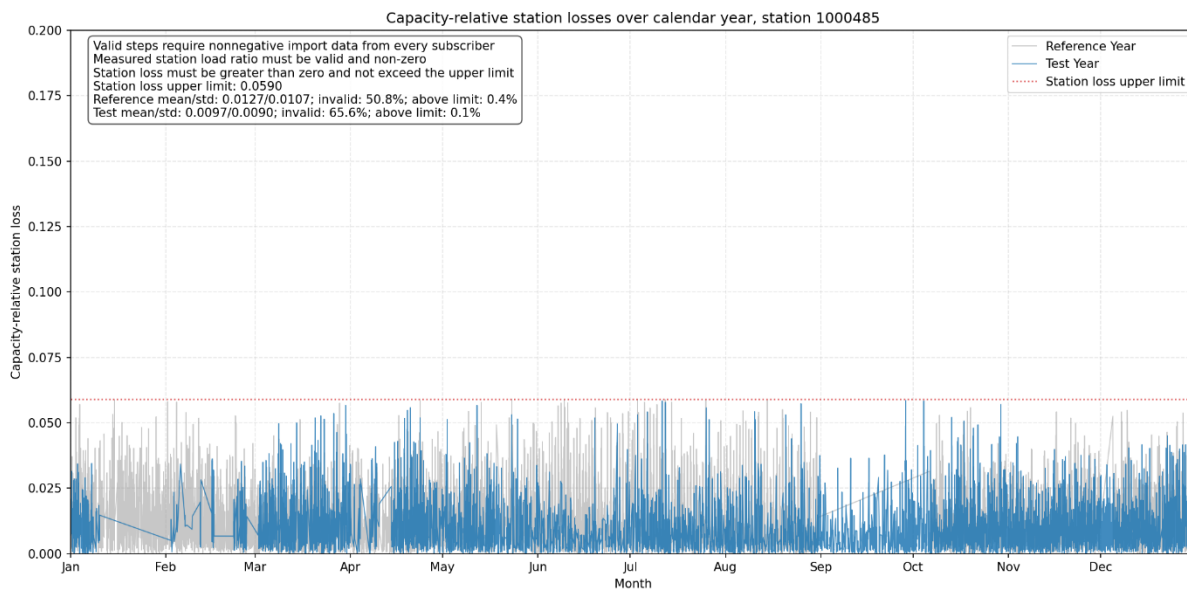


Figur 19. Tidsserier över belastningsgrad där abonnentdata inklusive medelvärde för förluster använts för att lappa ihop dataluckor. Tillfällen där data lappats ihop är markerade med ljus-orange bakgrundsfärg.

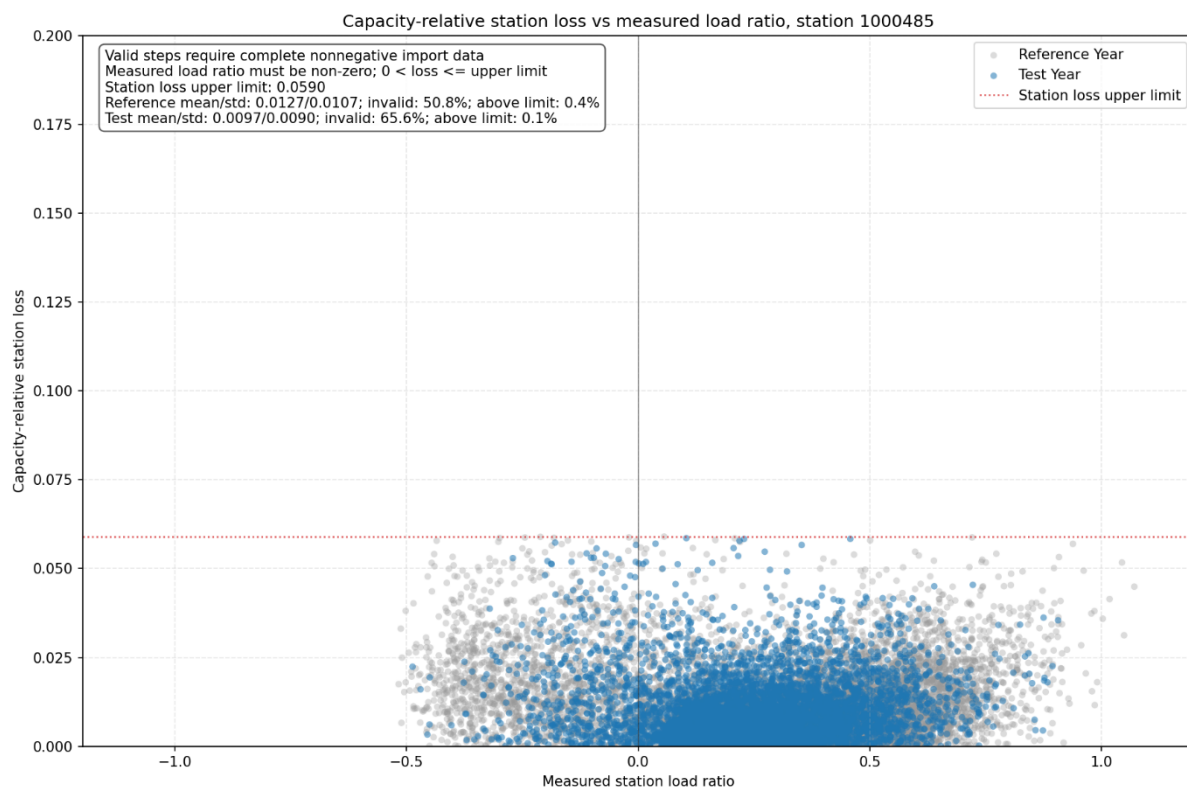
Metoden för att täppa till luckor i stationsdata bygger på att använda relationen mellan nettoflödet hos abonnenter samt stationsbelastningen, där skillnaden däremellan främst antas utgöras av energiförluster i stationens transformator.

Då målet är ett mått som kan ersätta stationens belastningsgrad – vilken utgör belastning i relation till stationens kapacitet – uttrycks också både abonnenternas nettoflöde och energiförlusterna som kapacitetsrelativa mått. De kapacitetsrelativa energiförlusterna utgör skillnaden mellan belastningsgraden i stationen och det kapacitetsrelativa nettoflödet hos abonnenterna vid varje 30-minuters mätperiod.

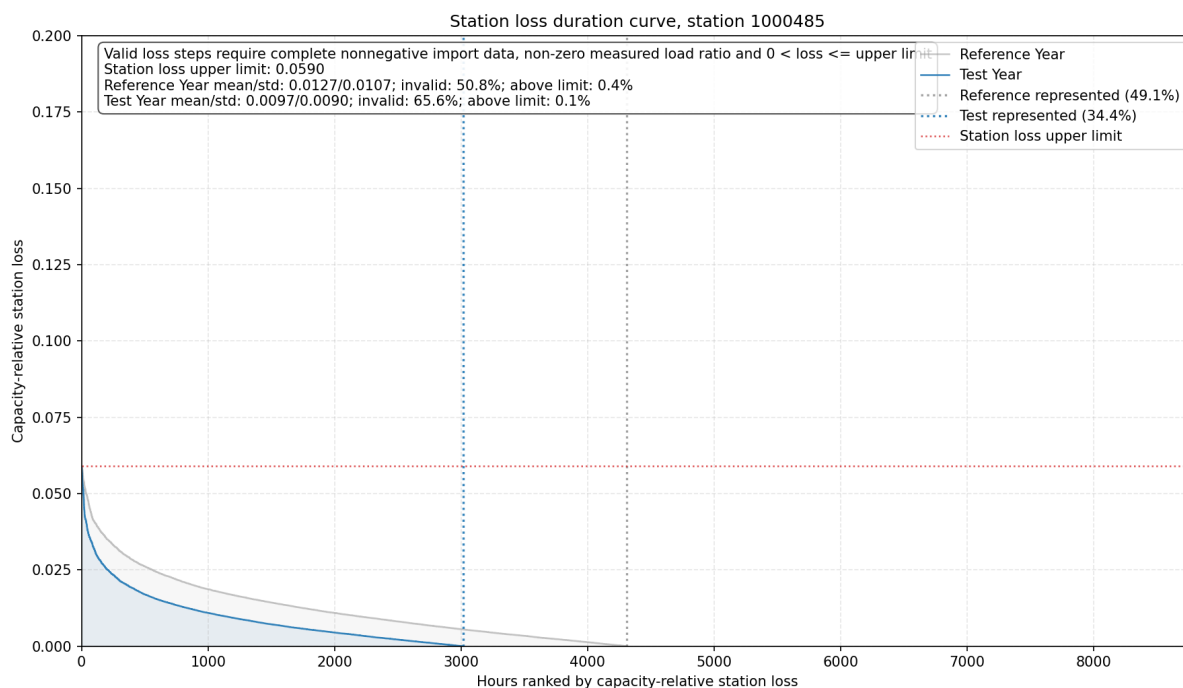
I Figur 20 till Figur 22 visualiseras de kapacitetsrelativa energiförlusterna i den utvalda stationen.



Figur 20. Tidsserier av kapacitetsrelativa stationsförluster.



Figur 21. Kapacitetsrelativa energiförluster i relation till uppmätt belastningsgrad i stationen.

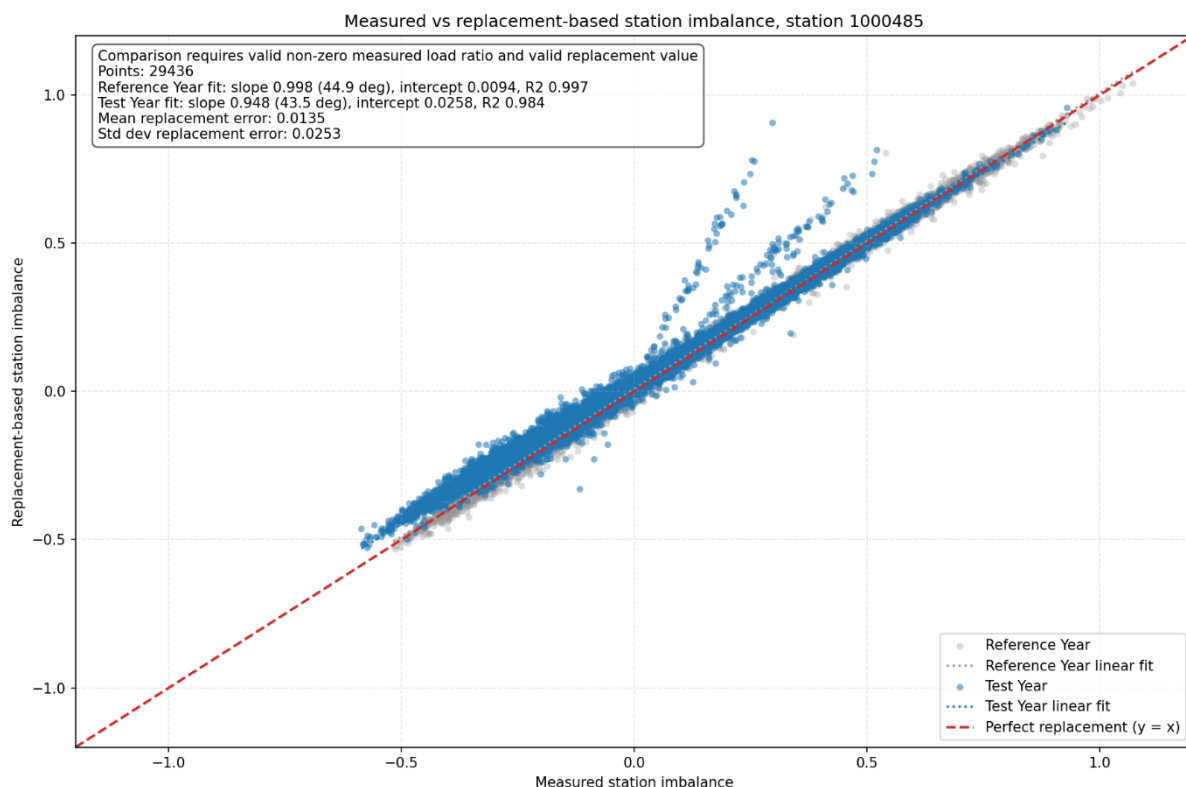


Figur 22. Varaktighetskurva över kapacitetsrelativa stationsförluster.

Figur 20 till Figur 22 illustrerar underlaget som använts för att bestämma det representativa medelvärdet för kapacitetsrelativa energiförluster. Endast giltiga mätningar där det finns både stationsdata och abonnentdata har använts². De resulterande medelvärdena används direkt tillsammans med abonnentdata för att reparera dataluckor.

Normalt står fasta järnförlusterna i stationens transformator för de största förlusterna, vilket gör att denna nödlösning med ett fast medelvärdesmått ändå kan ge ett rimligt resultat när lastprofiler ska granskas. Hur rimlig lösningen är illustreras av Figur 23.

² Importdata hos abonnenter måste finnas, men kan vara noll. Tillgänglig exportdata hos abonnenter tas med utan kontroll. De resulterande energiförlusterna får inte vara negativa, och en övre gräns för alltför stora energiförluster tillämpas (se röd streckad linje i Figur 21).



Figur 23. Resultat som visar hur väl den uppskattade stationsbelastningen matchar uppmätt belastningsgrad. Vid exakt matchning hamnar punkten exakt på den streckade linjen ($y = x$).

Figur 23 visar att lappningen tycks vara en fungerande lösning, med R2-värden mycket nära 1 för både referensåret och teståret. Visuellt tydligt avvikande linjer framträder också, men dessa utgör endast ett fåtal tillfällen och beror sannolikt på tekniska fel hos mätutrustningen i stationen eller hos abonnenterna.

Sammantaget ses lösningen som rimlig för att öka möjligheten att dra slutsatser om hur lastprofiler har förändrats mellan åren.

Tabell 1. Redovisning av tillgänglig data för de fyra stationer som studerats närmare.

	1000477	1000479	1000485	1000488
Saknad stationsdata under referensåret	9,6 %	9,3 %	9,1 %	9,5 %
Använd abonnentdata för lappning under referensåret	7,4 %	9,1 %	6,5 %	9,2 %
Återstående luckor efter lappning under referensåret	2,2 %	0,2 %	2,6 %	0,2 %
Saknad data under hela teståret	17,1 %	16,6 %	16,3 %	17,0 %
Använd abonnentdata för lappning under teståret	17,1 %	16,6 %	16,3 %	17,0 %
Återstående luckor efter lappning under teståret	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

I samtliga analyser där det är tillämpligt används abonnentdata vid behov för att lappa ihop ett annars ofullständigt dataunderlag för både referens- och teståret.

4.2.2 Exponering för dynamiska prissignaler

För att studera profiländringar och lättnader i stationsbelastningar över tid som eventuellt orsakats av abonnenter som styr efter flexstariffen, så krävs att summan av de aktiva testpiloternas

abonentanslutningar är betydelsefull i relation till stationens totala abonentanslutningar. Denna stationsandel av aktiva testpiloter benämns exponering.

Tabell 2. Antal aktiva abonnenter samt exponering för dynamiska energiavgifter i respektive station.

	1000477	1000479	1000485	1000488
Aktiva testpiloter	1	0	5	0
Exponering för flexstariffen under teståret	21,1 %	0	36,6 %	0

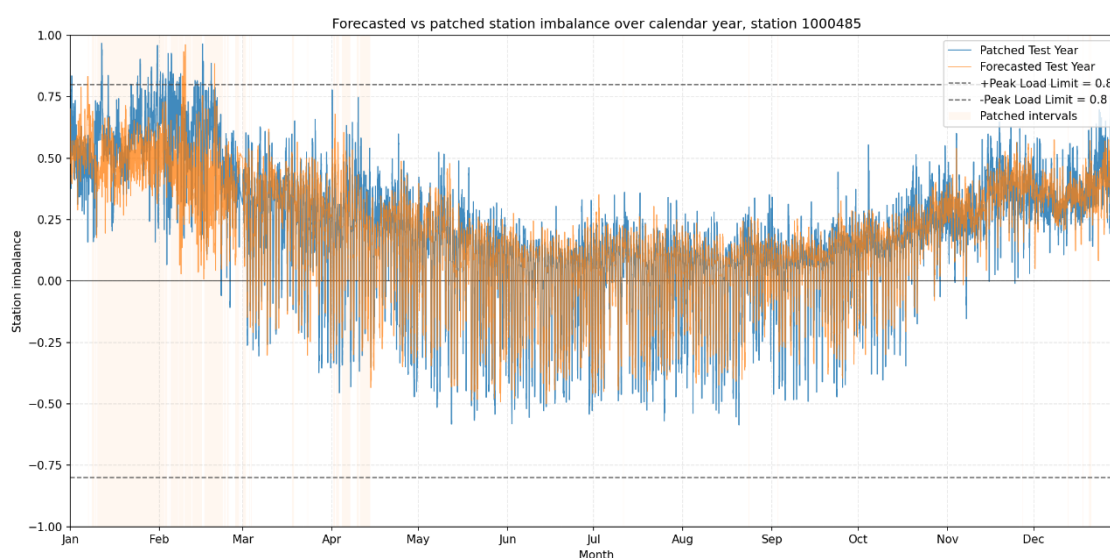
Station 1000485 har flest aktiva testpiloter. Av platsbesparande skäl i den följande analysen visas därför endast resultatdiagram från denna station. Samtliga fyra stationer ingår däremot i den jämförande analysen. Resultat från samtliga stationer redovisas i en extern bilaga som kan laddas ned på projektsidan.

4.2.3 Bidrar dynamiska nätpriser till mer balans?

Utmärkande för den nätstation (1000485) som redovisas nedan, är att den har 5 aktiva testpiloter: 3 mindre lantbruk och 2 hushåll. Exponeringen för flexstariffens dynamiska prissignaler är 36,6 procent³. Bland testpiloterna och övriga i stationen är både solceller, elbilar och andra styrbara resurser vanligt förekommande.

För att utreda om en exponering för flexstariffen i nätstationen påverkat lastprofiler så krävs att olika möjliga orsaker till ändringar av lastprofiler granskas. Särskilt viktigt är också att studera träffsäkerheten i nätpriset eftersom detta utgör en central förutsättning för att minimera problematiska toppbelastningar, vilket är det huvudsakliga målet.

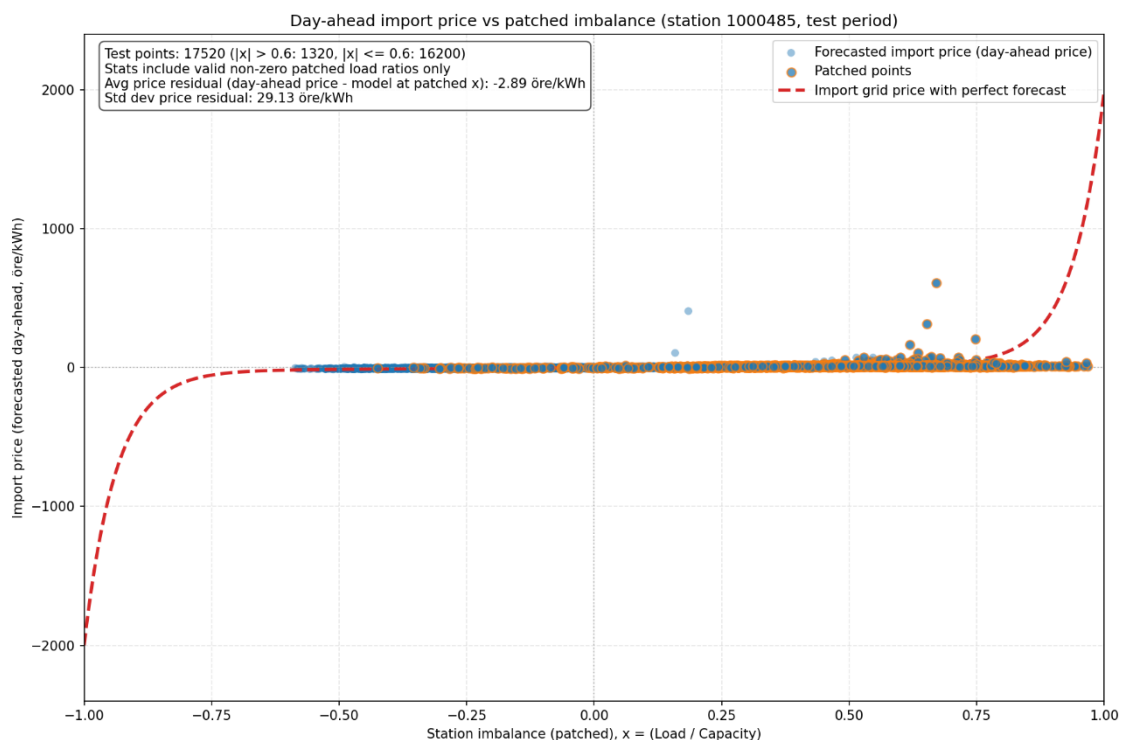
I Figur 24 nedan visualiseras hur väl prognoserna stämmer med uppmätta belastningsgrader under teståret.



Figur 24. Tidsserier med prognostiserad (blå linje) och uppmätt (orange linje) belastningsgrad under teståret. Orange bakgrund markerar att lappad mätdata har använts.

³ Stationens exponering definieras här som andelen av testpiloternas anslutningar i stationen i förhållande till storleken på samtliga abonnenters anslutningar i stationen.

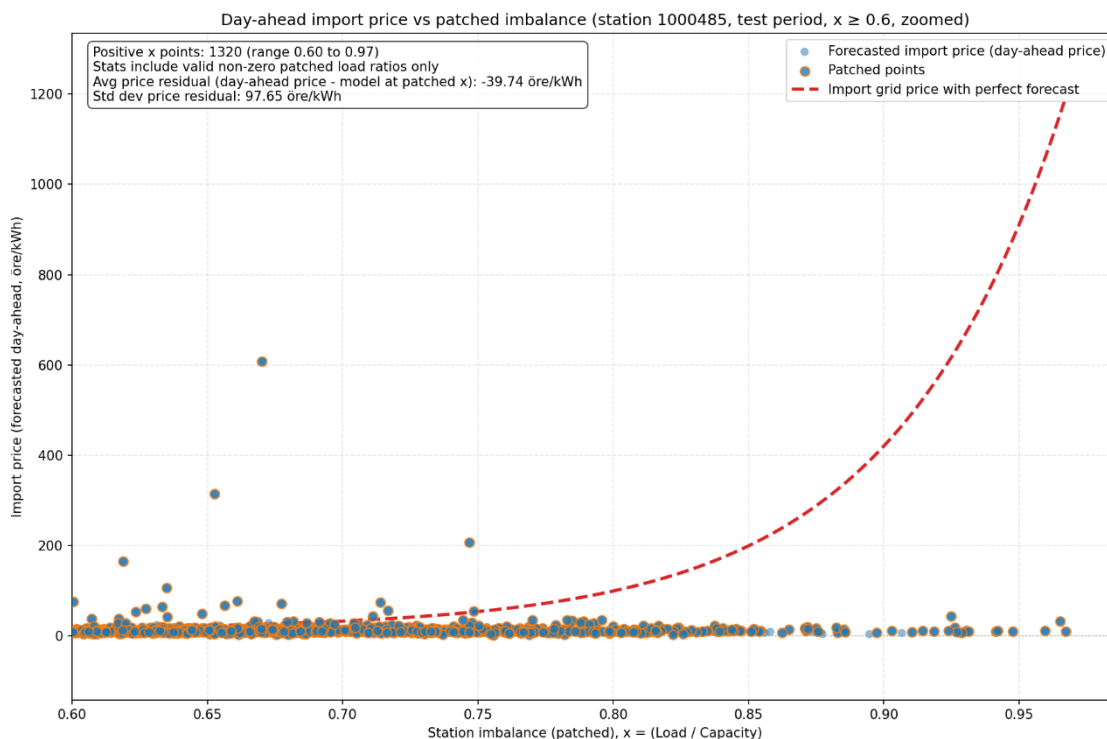
Figur 24 visar att prognostiseringen följer i huvudsak den uppmätta kurvan, men den tycks vara mindre bra på att följa med i de högsta topparna och dalarna. I Figur 25 nedan testas precisionen i prognostiseringen av nätpriser.



Figur 25. Prognostiserade nätpriser och dess överensstämmelse med uppmätt belastningsgrad.

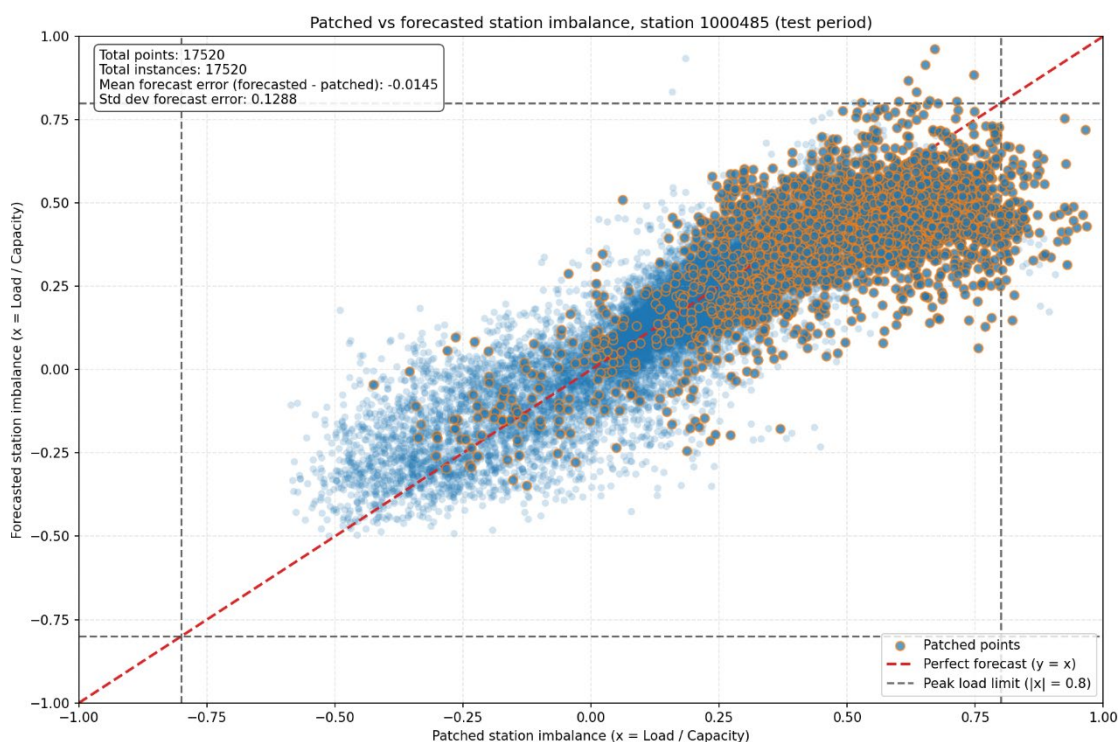
Av Figur 25 ovan ses att nästan alla prognoser ser ut att vara rätt, förutom när det är som viktigast med rätt prognoser. Vid perfekt prognos ska punkterna hamna exakt på den röda streckade linjen.

I Figur 26 visas samma diagram som ovan, men med fokus endast på höga import-dominerade belastningsgrader.



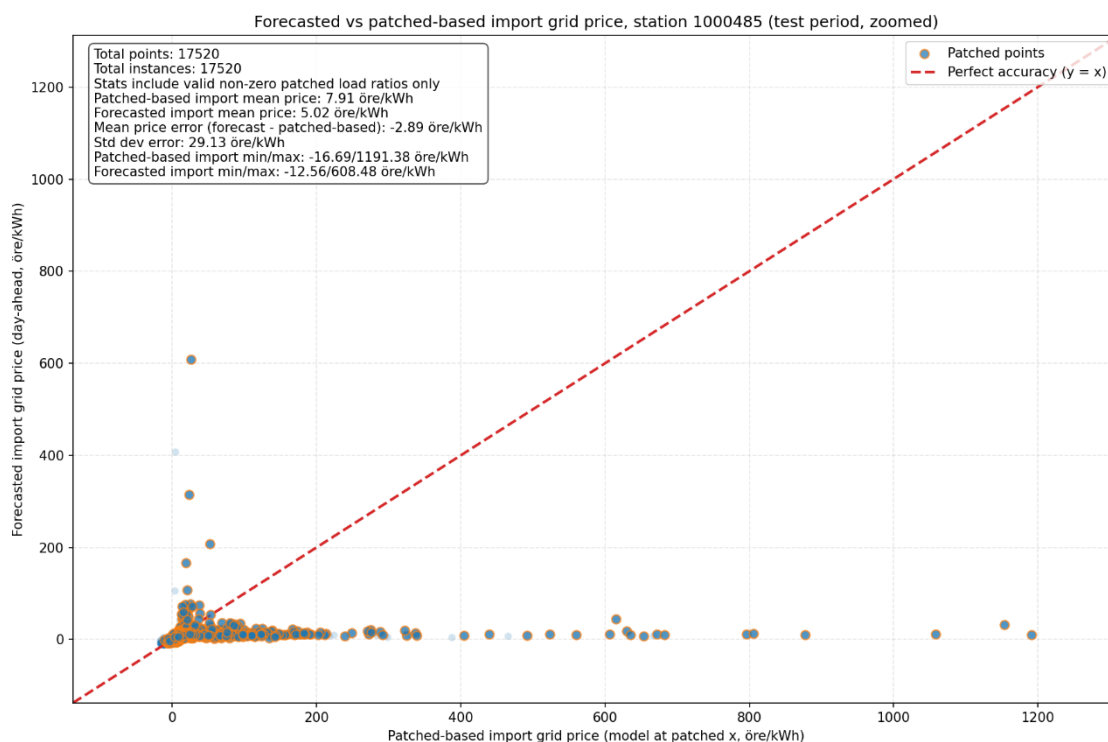
Figur 26. Prognostiserade nätpriser i relation till uppmätt belastningsgrad, med in-zoomning på höga positiva belastningsgrader. Orange cirkel markerar att lappad mätdata har använts.

Resultatet i Figur 26 indikerar att testpiloterna som regel får nätprissignaler som om det inte var några problem i nätet, trots att mycket höga belastningsgrader i efterhand har uppmätts.



Figur 27. Prognostiserad belastningsgrad i jämförelse med uppmätt belastningsgrad. Orange cirkel markerar att lappad mätdata har använts.

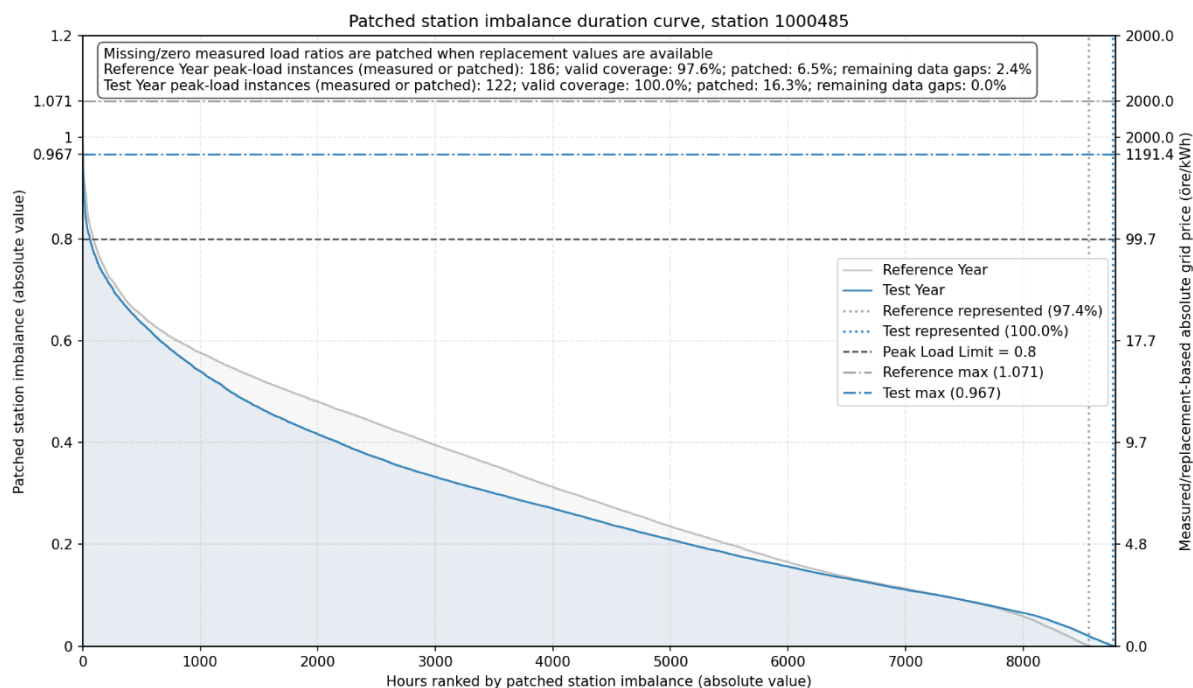
Av Figur 27 ses att prognoser och mätningar av belastningsgrad tenderar att följas åt, men att standardavvikelsen är stor. Särskilt svårt har det varit att göra rätt prognoser vid höga uppmätta belastningsgrader.



Figur 28. Prognostiserade nätpriser i jämförelse med nätpriser baserade på uppmätt belastningsgrad. Orange cirkel markerar att lappad mätdata har använts.

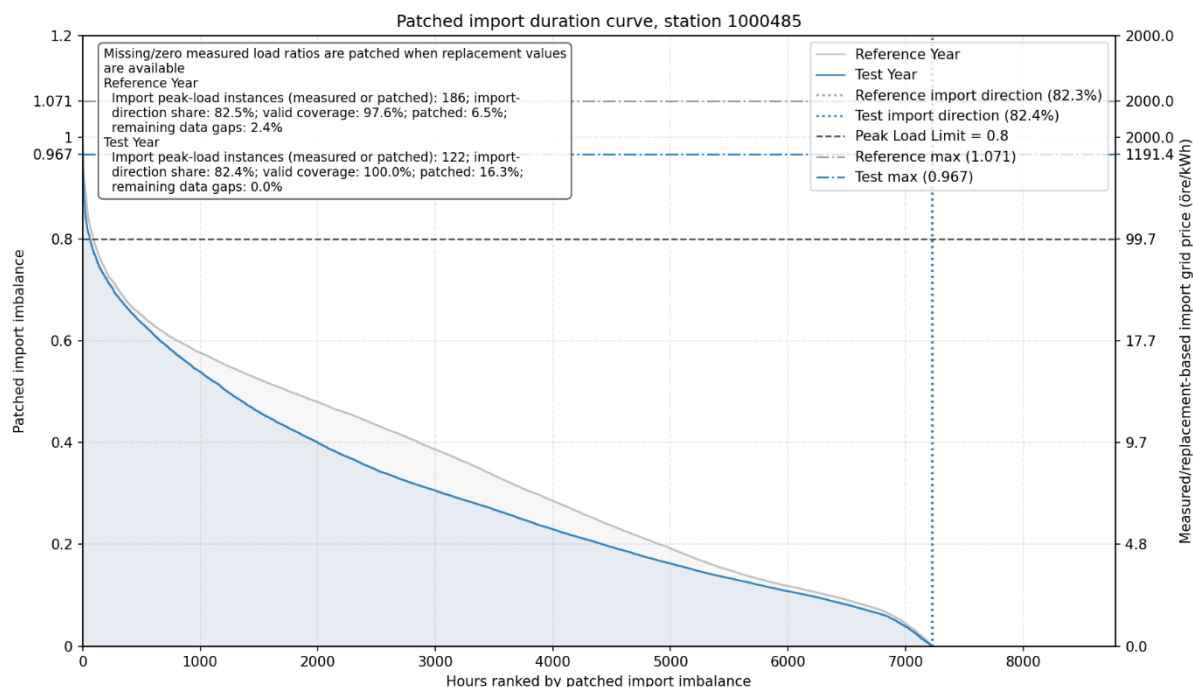
Figur 28 utgör en ytterligare alternativ vy för prognosprecision, som visar att det särskilt när det borde ha varit högre nätpriser har varit problem med att prognostisera rätt pris. Vid perfekt prognos landar punkterna på den streckade röda linjen.

I de följande diagrammen granskas lastprofiländringar mellan referens- och testår.



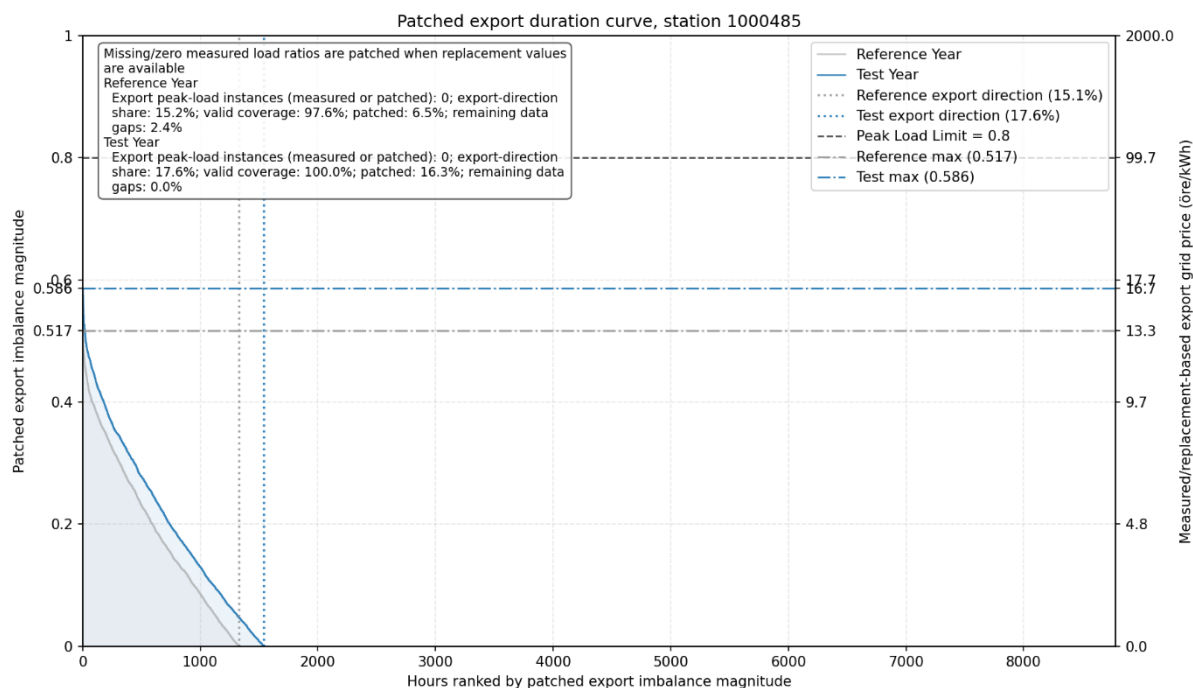
Figur 29. Varaktighetsdiagram sorterat efter absolutbeloppet av uppmätt belastningsgrad.

Där Figur 29 visar varaktighetskurvor för belastningsgrader både i import- och exportriktning, visar Figur 30 och Figur 31 varaktighetskurvor för de två flödena i separata diagram.



Figur 30. Varaktighetsdiagram för belastningsgrader i importriktning.

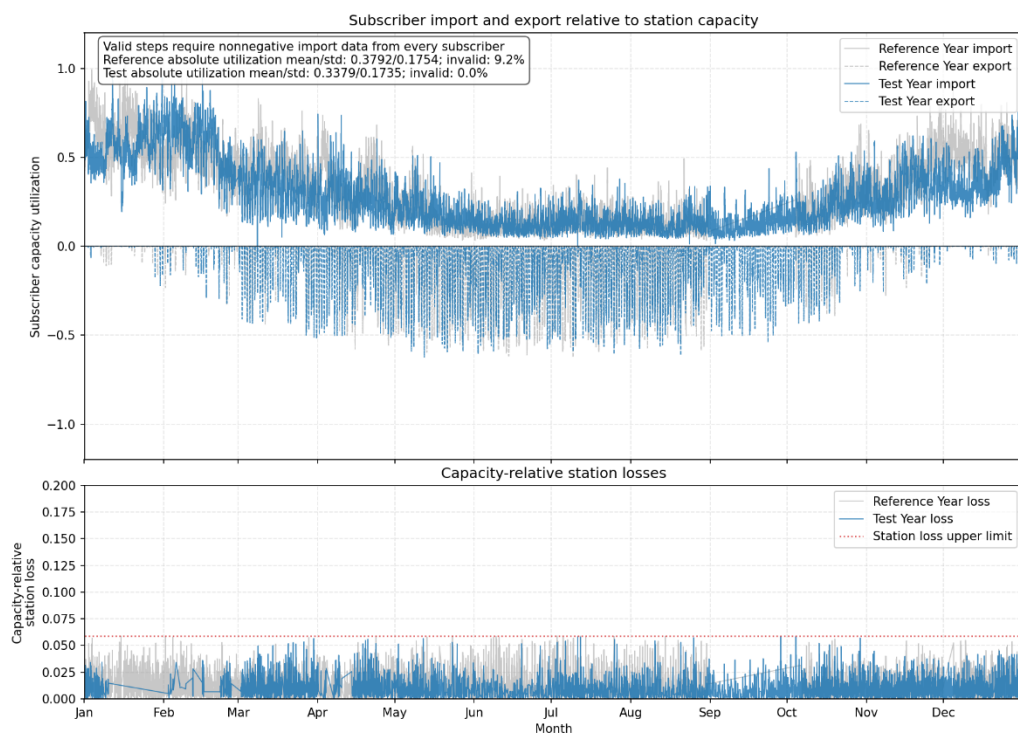
Av diagrammet i Figur 30 framgår att antal topplasttillfällen var 186 halvtimmar (1,0 %) och 122 halvtimmar (0,7 %) för referens- respektive teståret. Samtliga topplasttillfällen inträffade när stationsnätet dominerades av import till abonnenterna.



Figur 31. Varaktighetsdiagram för belastningsgrader i exportriktning.

Av Figur 31 ovan och Figur 32 nedan ses att export tenderar att snabbt nå högre effekter.

Subscriber flows and capacity-relative station losses, station 1000485



Figur 32. I övre delen ses kapacitetsrelativa flöden uppmätt hos abonnenter, uppdelat i import- och exportriktning. Den nedre delen visar kapacitetsrelativa energiförluster där data finns både i stationen och hos abonnenterna.

I Figur 32 ovan, illustreras lastprofilen i nätstation 1000485 med hög detaljrikedom, där faktiska flöden hos abonnenter i import- och exportriktning samt energiförluster i nätstationen syns separat och parallellt i tid. Denna data används också för beräkning av netto- och bruttonyttjandegrad som visas i Figur 43.

4.2.4 Flexibilitetsrespons

Under projektets gång har automatiserad flexibilitet installerats hos testpiloterna, där funktioner blivit allt bättre över tid. Om decentraliserad flexibilitet ska vara till någon nytta är väsentligt att det finns kapacitet att följa smarta prissignaler, här representerade av sammansatta prissignaler.

I den följande analysen undersöks därför flexibla beteenden, där det antas att elsystemet som helhet fungerar som bäst om abonnenter följer de dynamiska nät- och spotpriserna samt energiskatten (vid import), exklusive moms.

En brasklapp är dock att endast testpiloter har möjlighet att följa det dynamiska nätpriset, och att inte alla testpiloter har haft elhandelsavtal som följer spotpriset under hela testperioden. Resultatet bör därför endast ses som ett diskussionsunderlag.

4.2.4.1 Nyttjandegrad som funktion av sammansatt pris

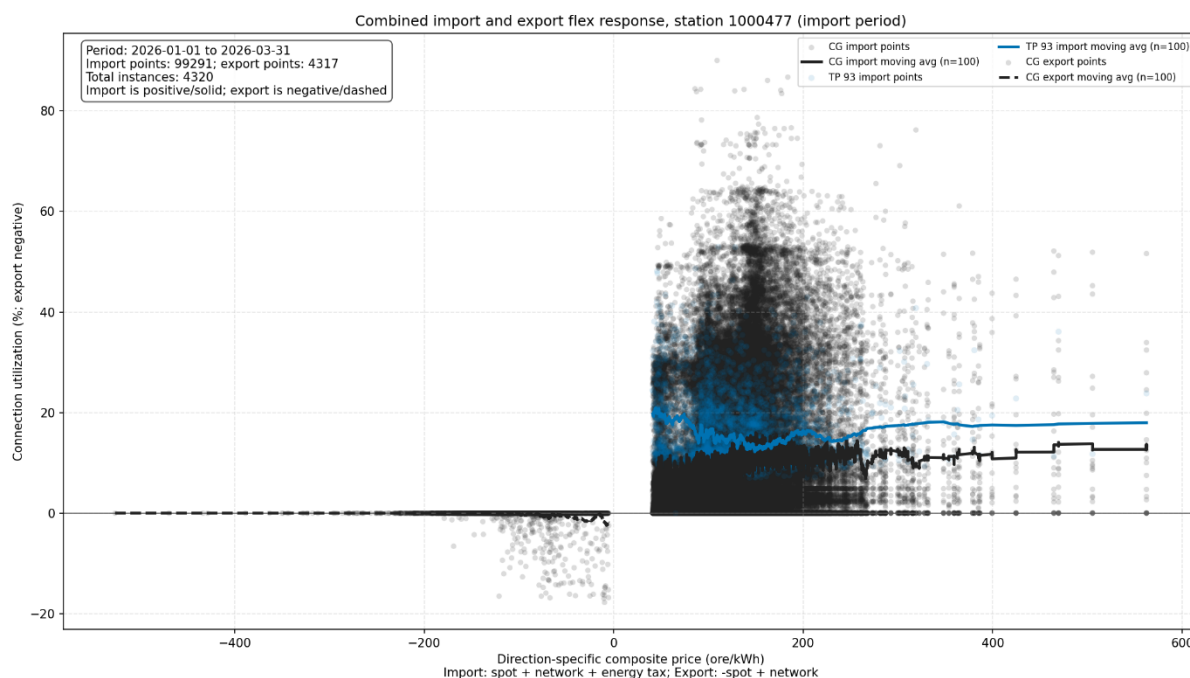
Här granskas hur nyttjandegraden för olika testpiloter och kontrollgrupper har påverkats med de sammanlagda prisincitamenten i kombination med en i varierande grad automatiserad flexibilitet.

I diagrammens y-axlar visas nyttjandegrad, där full nyttjandegrad i import- eller exportriktning innebär att abonnentens hela anslutningskapacitet använts i medeltal under en 30-minutersperiod. Endast prosumenter kan nyttja samma anslutning både i import- och exportriktning.

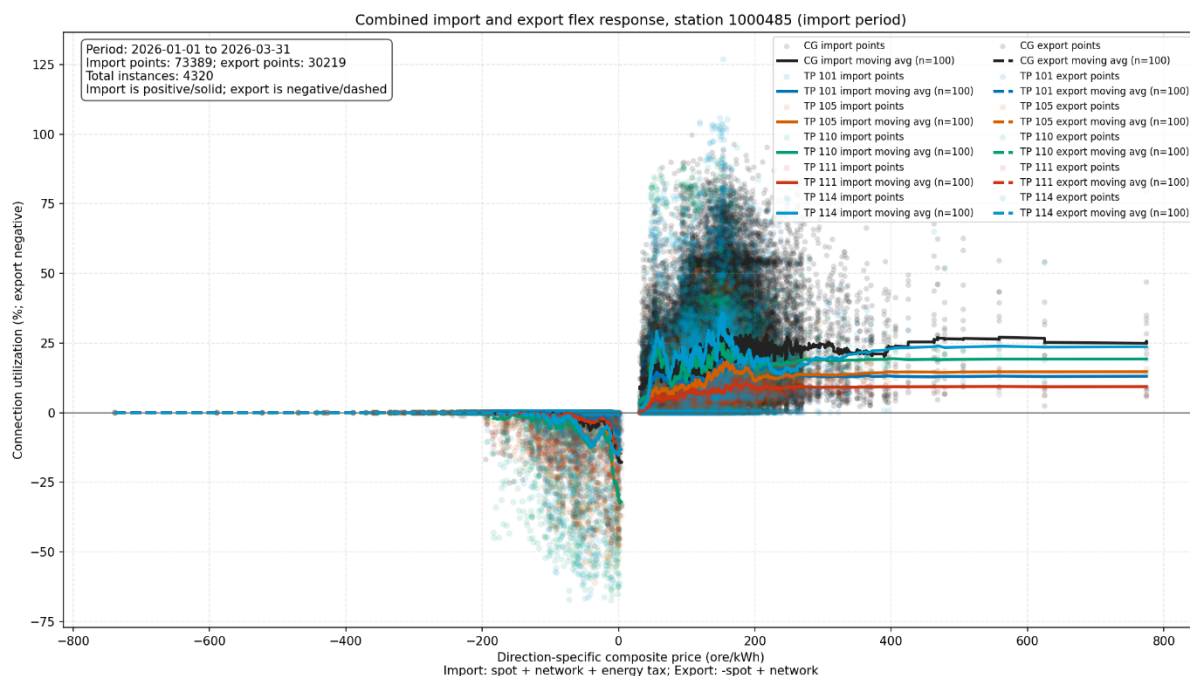
I Figur 33 och Figur 34 nedan redovisas hur testpiloter och övriga abonnenter i station 1000477 och 1000485 har nyttjat sina anslutningar under vintermånaderna januari, februari och mars 2026. Abonnenter i respektive station som inte är testpiloter benämns kontrollgrupp (eng., control group) och har vid bestämning av trendlinjen räknats ihop som en abonnent trots att de sinsemellan kan vara mycket olika.

I diagrammen ses både import- och exportflexibilitet, där högre efterfrågefleksibilitet delvis känns igen som relativt högre nyttjandegrader vid låga sammansatta elpriser, medan högre exportflexibilitet indikeras av relativt högre produktionskapacitet när ersättningen är högre.

Notera att både spotpriser och flextariffens nätpris (benämnt på eng. som "network" i diagrammen) är symmetriska priser, det vill säga att exportpriset = - importpriset.



Figur 33. Nyttjandegrad i både import- och exportriktning för abonnenter i station 1000477, i relation till sammansatta elpriser. Stationens testpiloter (TP 93) jämförs här med stationens övriga abonnenter, vilka benämns kontrollgrupp (eng., CG - Control Group). Den valda perioden januari, mars och april 2026 representerar en kallare vinterperiod då import i området dominerar.

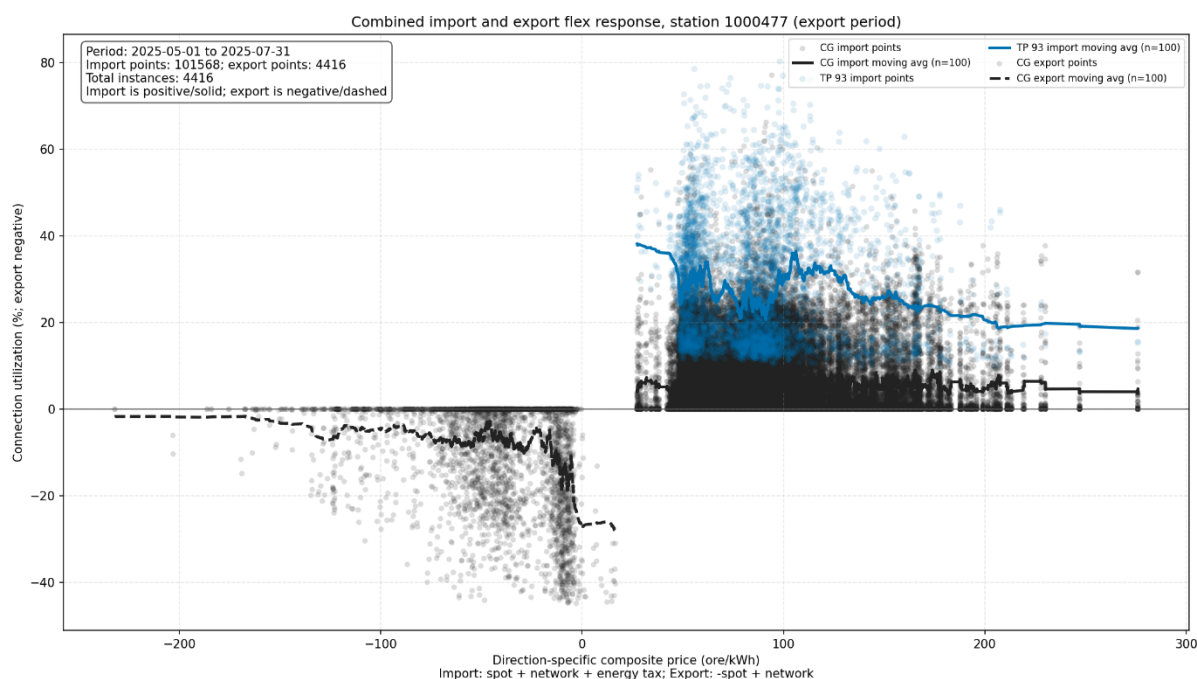


Figur 34. Nyttjandegrad i både import- och exportriktning för abonnenter i station 1000485, i relation till sammansatta elpriser. Stationens testpiloter (TP) jämförs här med stationens övriga abonnenter, vilka benämns kontrollgrupp (eng., CG - Control Group). Den valda perioden januari, mars och april 2026 representerar en kallare vinterperiod då import i området dominerar.

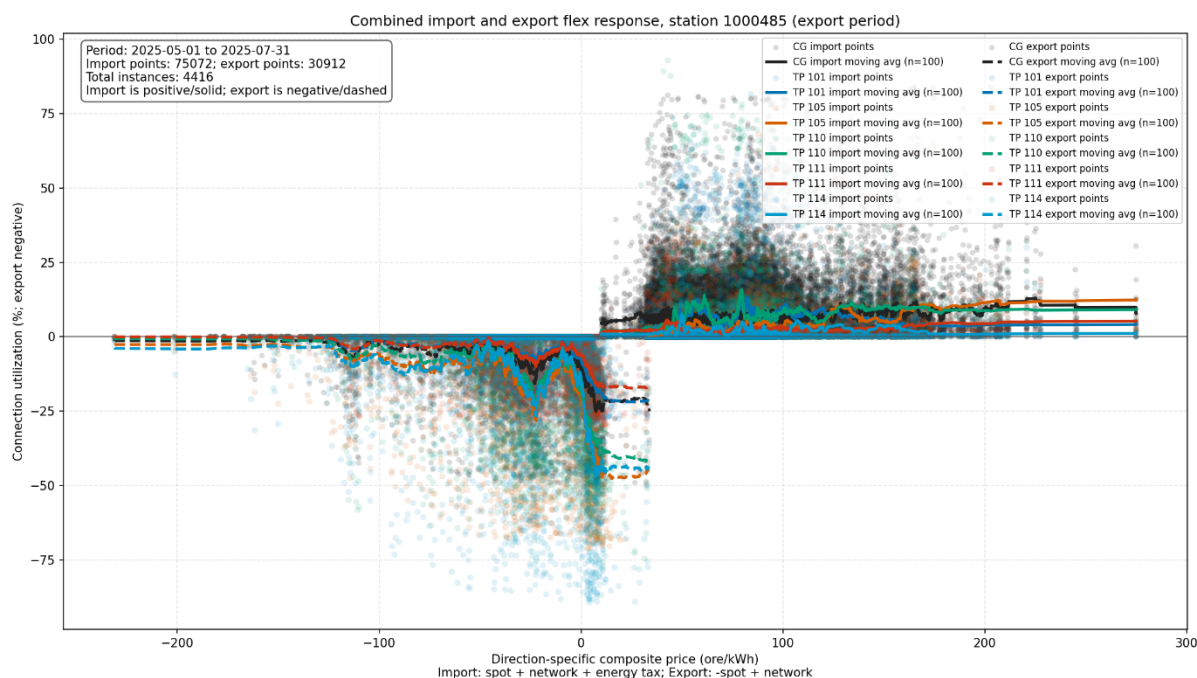
Av resultatet ses att man aldrig har kunnat få betalt för att använda el, och tvärtom har det aldrig varit en sammanlagd kostnad att leverera el till nätet. Den viktigaste förklaringen är troligen att perioden är begränsad till vintermånader med låg solenergiproduktion.

I Figur 35 och Figur 36 nedan undersöks flexibilitet under några mer vanliga exportmånader i maj, juni och juli 2025.

Under denna tid finns tillfällen då det kostat att leverera ut el till elnätet, samtidigt som användning av el aldrig har varit berättigat ersättning, vilket ses då inga import-punkter (positiv nyttjandegrad) förekommer vid negativa priser.



Figur 35. Nyttjandegrad i både import- och exportriktning för abonnenter i station 1000477, i relation till sammansatta elpriser. Stationens testpiloter (TP) jämförs här med stationens övriga abonnenter, vilka benämns kontrollgrupp (eng., CG - Control Group). Den valda perioden maj, juni och juli 2025 representerar en ljusare sommarperiod då export i området är relativt mer dominerande.



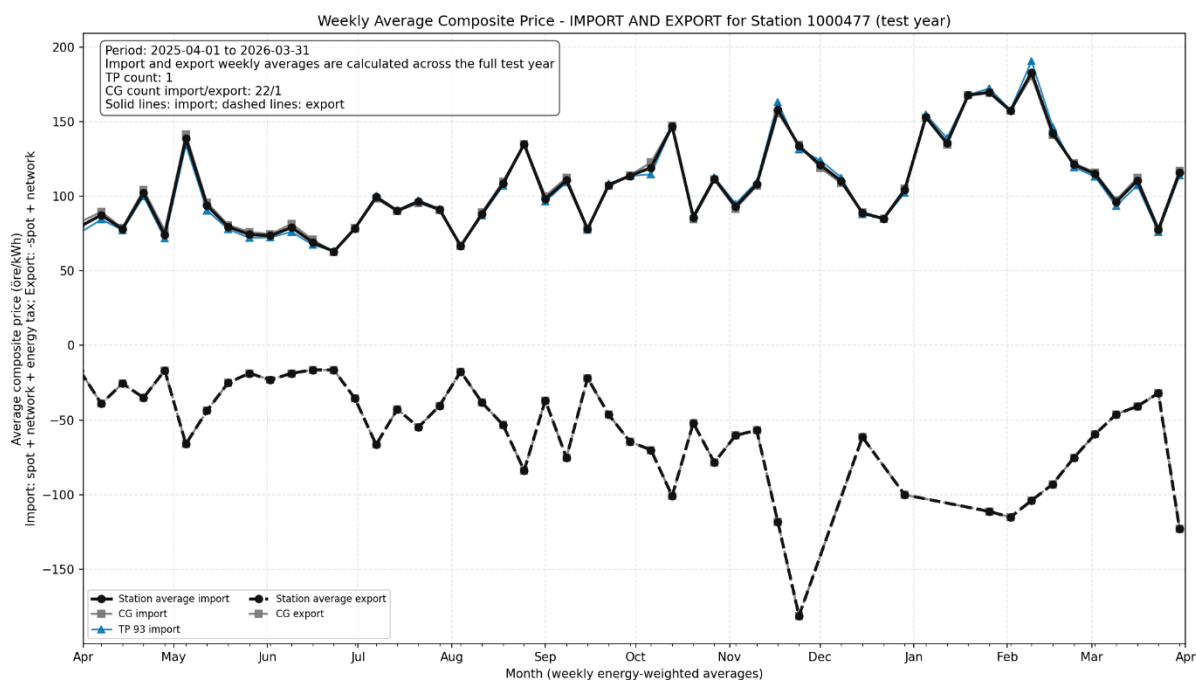
Figur 36. Nyttjandegrad i både import- och exportriktning för abonnenter i station 1000485, i relation till sammansatta elpriser. Stationens testpiloter (TP) jämförs här med stationens övriga abonnenter, vilka benämns kontrollgrupp (eng., CG - Control Group). Den valda perioden maj, juni och juli 2025 representerar en ljusare sommarperiod då export i området är relativt mer dominerande.

Diagrammen i Figur 35 och Figur 36 ovan redovisar endast nyttjandegrad i relation till sammansatta priser. Om dessa sammansatta priser hade varit utslagsgivande för beteendet så hade ett tydligare mönster uppvisats.

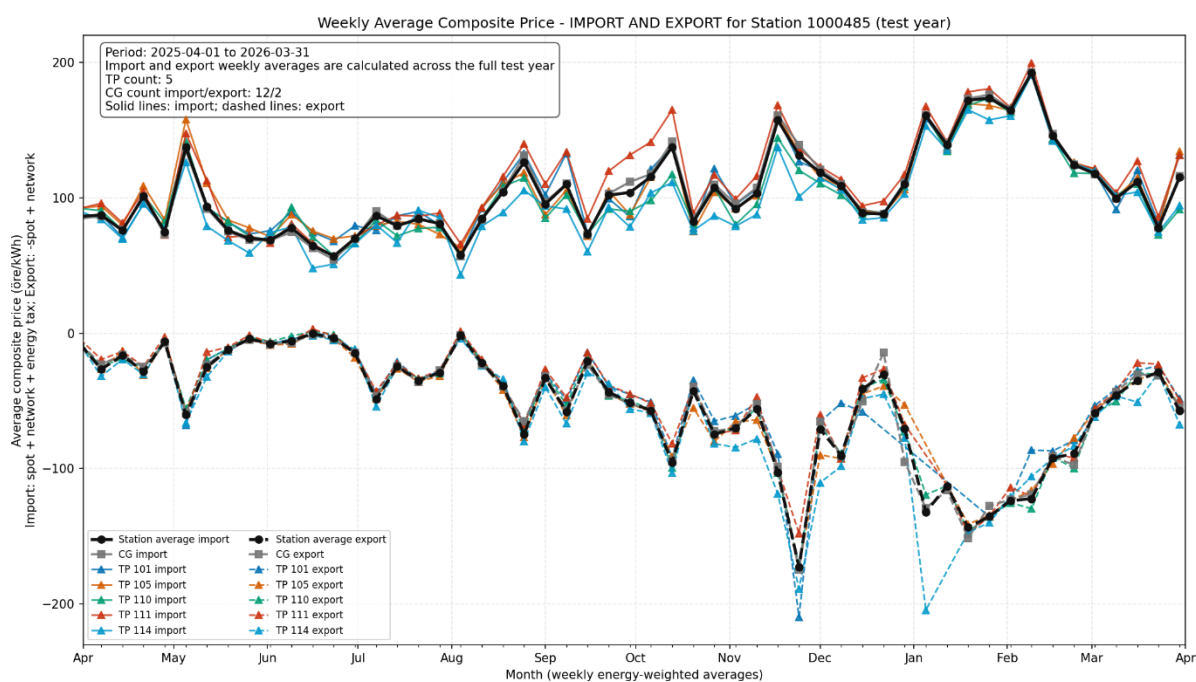
4.2.4.2 Specifikt veckomedelpris

I de följande resultaten visas hur väl de enskilda testpiloterna (TP) under teståret lyckats med att nyttja elnätet i jämförelse med kontrollgruppen (CG) och stationsmedlet när de sammansatta priserna⁴ är låga eller ersättningen högre. Det specifika veckomedelpriset beräknas per abonnent utifrån beräknat sammansatt pris per kWh och faktiskt överförd mängd energi. Samma sammansatta pris som i föregående sektion används.

⁴ Sammansatt importpris: energiskatt + dynamiskt nätpris + spotpris. Sammansatt exportpris: dynamiskt nätpris + spotpris.



Figur 37. Specifika sammansatta veckomedelpriser (öre/kWh) under teståret i station 1000477. I denna station finns en testpilot (Rökeri med restaurangverksamhet).



Figur 38. Specifika sammansatta veckomedelpriser (öre/kWh) under teståret i station 1000485. I denna station finns fem testpiloter.

I Figur 37 och Figur 38 indikeras flexibilitet utifrån det konstruerade sammansatta priserna av lägre priser för köpt eller såld energi, där lägre negativa priser ger högre ersättning.

Utifrån ett installationsperspektiv har den automatiserade flexibilitet generellt blivit bättre och bättre under testets gång, även om detta faktum inte är tydligt i diagrammen ovan. Testpiloternas

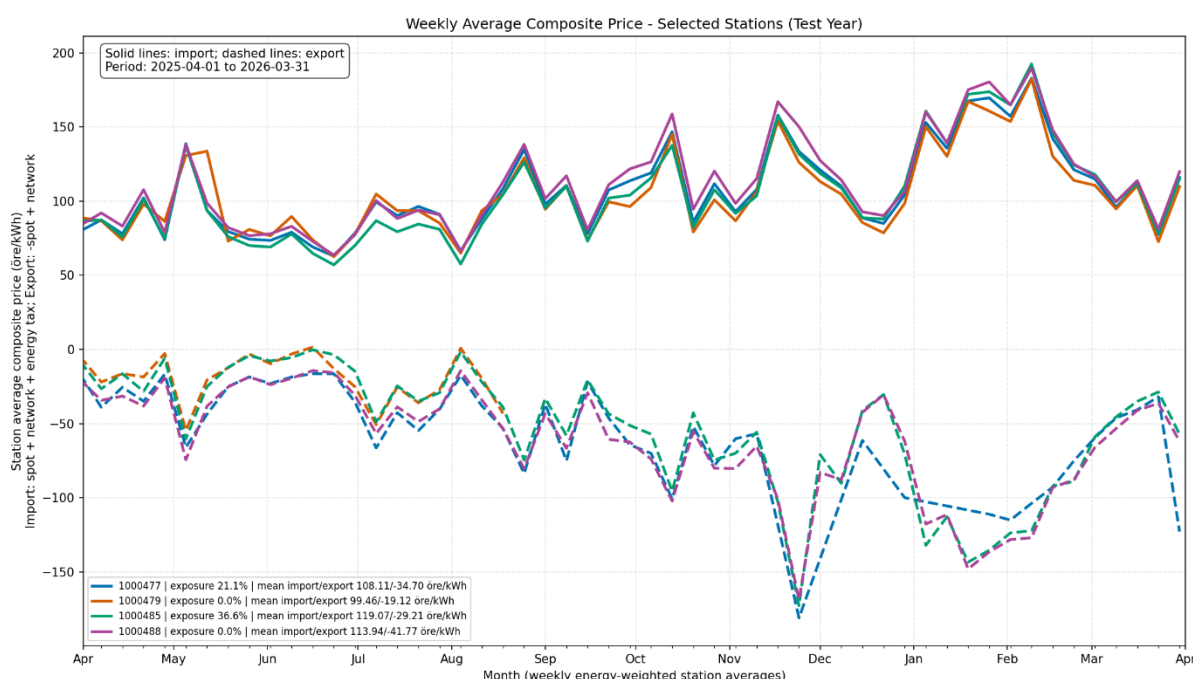
efterfrågefleksibilitet (flexibla importörer) tycks ha varit som högst under hösten. Flexibilitet på exportidan tycks generellt vara lägre, men med större skillnader vintertid.

4.2.5 Stationsjämförelse

Som ett komplement till resultaten ovan jämförs här fyra stationer med varandra för att se om det kan förändra slutsatserna – och om de dynamiska nätpriserna ger en flexibilitetsrespons som avlastar nätet.

4.2.5.1 Exponering och sammansatta priser

Det första diagrammet bygger på samma underlag som Figur 37 och Figur 38, men här jämförs vecko-prismedelvärdet (öre/kWh) mellan de olika stationerna. Perspektivet är även här sammansatta priser⁵.

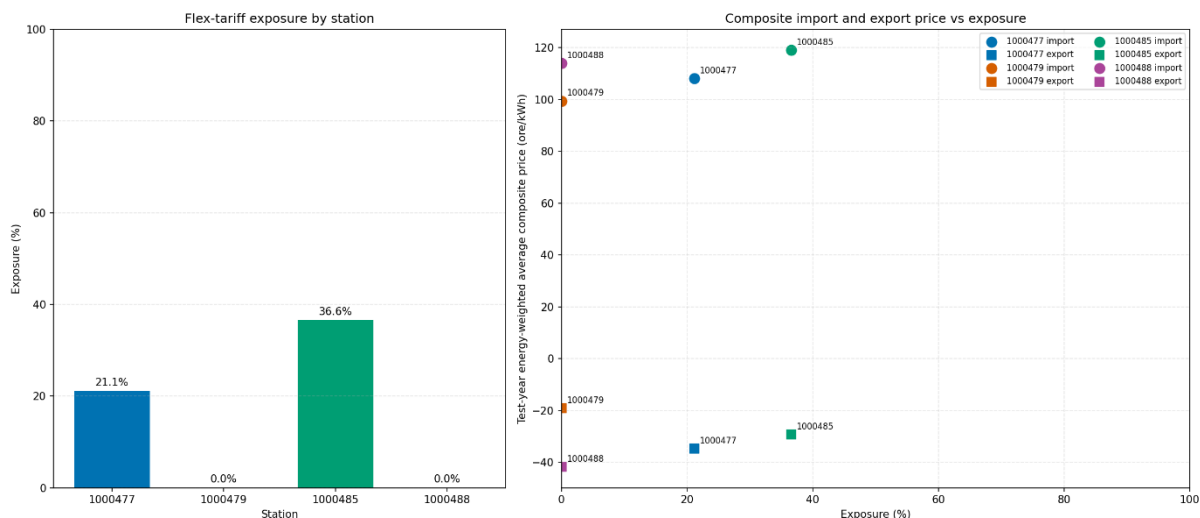


Figur 39. Specifika sammansatta veckomedelpriser (öre/kWh) under teståret för fyra jämförda stationer.

Av Figur 39 framgår att stationerna har liknande sammansatta priser, med en differens på 20 öre/kWh för stationernas energiviktade årsmedelpriser, både för import och export. Ingen tydlig gynnsam effekt med lägre priser ses i de stationer med exponering för flextariffens dynamiska prissignaler.

I Figur 40 till höger ses årsmedelpriserna för sammansatta priser både för export och import i relation till stationernas exponering.

⁵ Sammansatt importpris: energiskatt + dynamiskt nätpris + spotpris. Sammansatt exportpris: dynamiskt nätpris + spotpris.

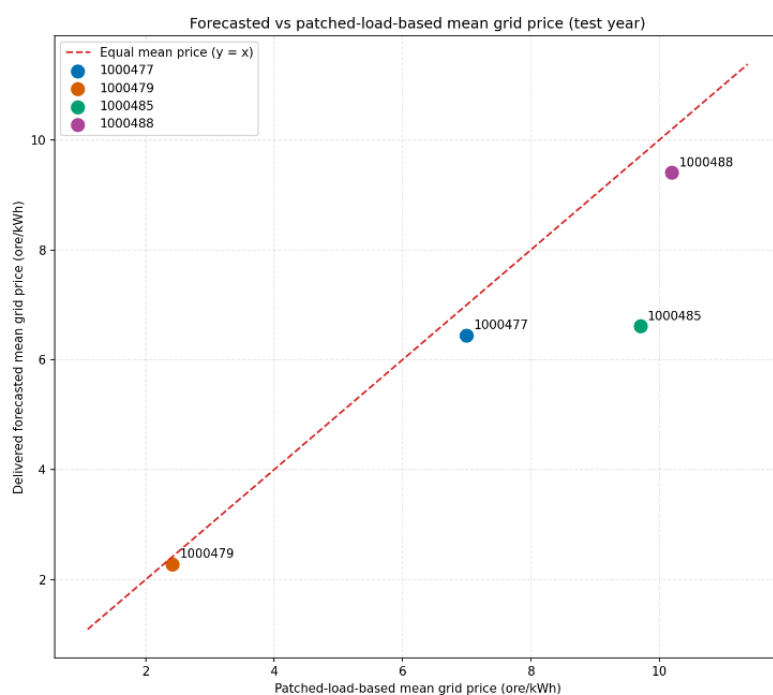


Figur 40. Till vänster: Stationernas exponering för flexstariffen. Till höger: Specifikt sammansatt årsmedelpris (öre/kWh) per station i relation till exponering (eng., exposure).

I Figur 40 kan det spekuleras om en stations exponering endast leder till att energi köps vid dyrare tillfällen, respektive säljs vid tillfällen då förtjänsten är lägre. Samtidigt ligger resultaten för de bägge stationer som exponeras för flexstariffen mellan resultaten för de två stationer som saknar exponering, vilket försvagar föregående spekulativa slutsats.

4.2.5.2 Nätpriser

Där ovanstående diagram har granskat sammansatta prissignaler studeras i Figur 41 stationernas nät-årsmedelpriser (absolutvärde) och dess prognostiserings-precision.

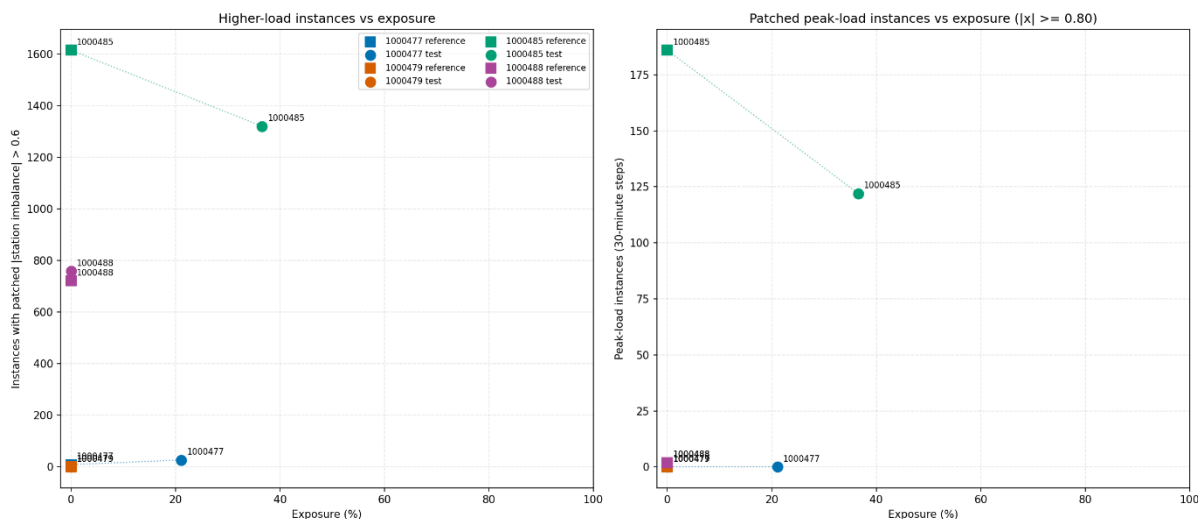


Figur 41. Årsmedelnätpriser baserade på prognostiserade dagen-före nätpriser i jämförelse med nätpriser som beräknats på uppmätt data. Samtliga resultat bygger på absolutvärden.

I Figur 41 avviker station 1000485 mer än övriga med lägre prognostiserade nätpriser än vad som varit fallet om priser baserats på uppmätt data. Nätpriserna är samtidigt mycket låga, med i storleksordningen knappt 10 öre/kWh för den station med högst årsmedelpris⁶.

4.2.5.3 Exponering och effektivt nätutnyttjande

I följande diagram riktas fokus mot höglasttillfällen, belastningsgrader och nyttjandegrader.

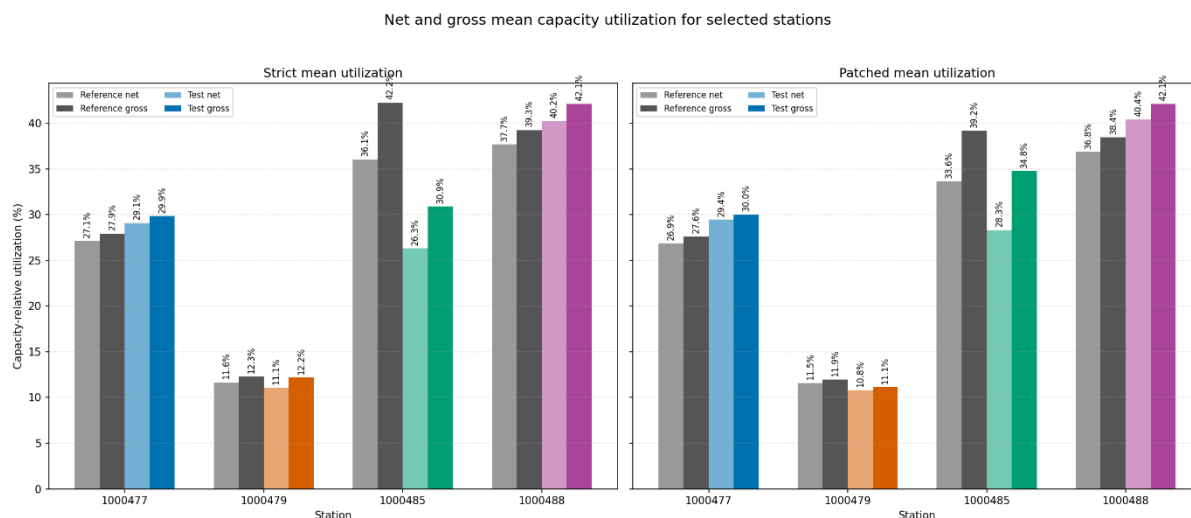


Figur 42. Förändring i antal tillfällen där belastningen varit högre än 60 procent (vänster diagram) respektive 80 procent (höger diagram) av stationens kapacitet mellan referens- och testår, i relation till exponering för flexstariffen.

I Figur 42 uppvisar de flesta stationerna inga eller mycket små förändringar mellan referens- och teståret, medan den mest belastade stationen (1000485) med högst exponering uppvisar en minskning av antal högre- samt toppbelastningstillfällen.

Som ett komplement till antal hög- och toppbelastande tillfällen visas i Figur 43 hur medelnyttjandegraden förändrats mellan referens- och teståret.

⁶ Observera att årsmedelvärden för absolutbeloppet av de dynamiska prognostiserade nätpriser i Figur 41 hade kunnat ligga till grund för beräkning av flexkompensationen för mars månad 2026, eftersom denna kompensation utgår från ett rullande årsmedel och då testet tog slut i mars 2026. Abonnenter i station 1000488 hade fått högst medan station 1000479 hade fått lägst flexkompensation. Det ska samtidigt noteras att inkluderingen av överliggande nätpriser kommer jämna ut denna fördelningsfunktion, och att den totala flexkompensationen med så låga nätpriser dessutom är nästintill försumbar.



Figur 43. Medel nyttjandegrad både utifrån ett netto- och ett bruttoperspektiv. För jämförelsen visas resultat i vänster diagram: där endast strikt giltig och tillgänglig data utgör underlag, samt i höger diagram: där underlaget lappats ihop främst så att det kapacitetsrelativa medelvärdet för energiförluster ersätter saknade och icke-giltiga värden.

Nettonyttjandegrad är detsamma som medelvärdet av stationens belastningsgrad (absolutbelopp), medan bruttonyttjandegraden ges av att räkna samman samtliga flöden av import och export hos stationens abonnenter som absolutvärden, inklusive energiförluster.

Station 1000485 utmärker sig i Figur 43 med sjunkande netto- och bruttonyttjandegrader mellan referens- och teståren, och en större skillnad än övriga stationer mellan netto- och bruttonyttjandegrader. Station 1000479 utmärker sig med låg nyttjandegrad jämfört med övriga.

4.3 Piloternas avgift i förhållande till tidigare Geab-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 extern bilaga för nedladdning på projekthemsidan. 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 under teståret: 26,92 kW (48,57 %)

Medel-utnyttjningsgrad under teståret: 34,8 %

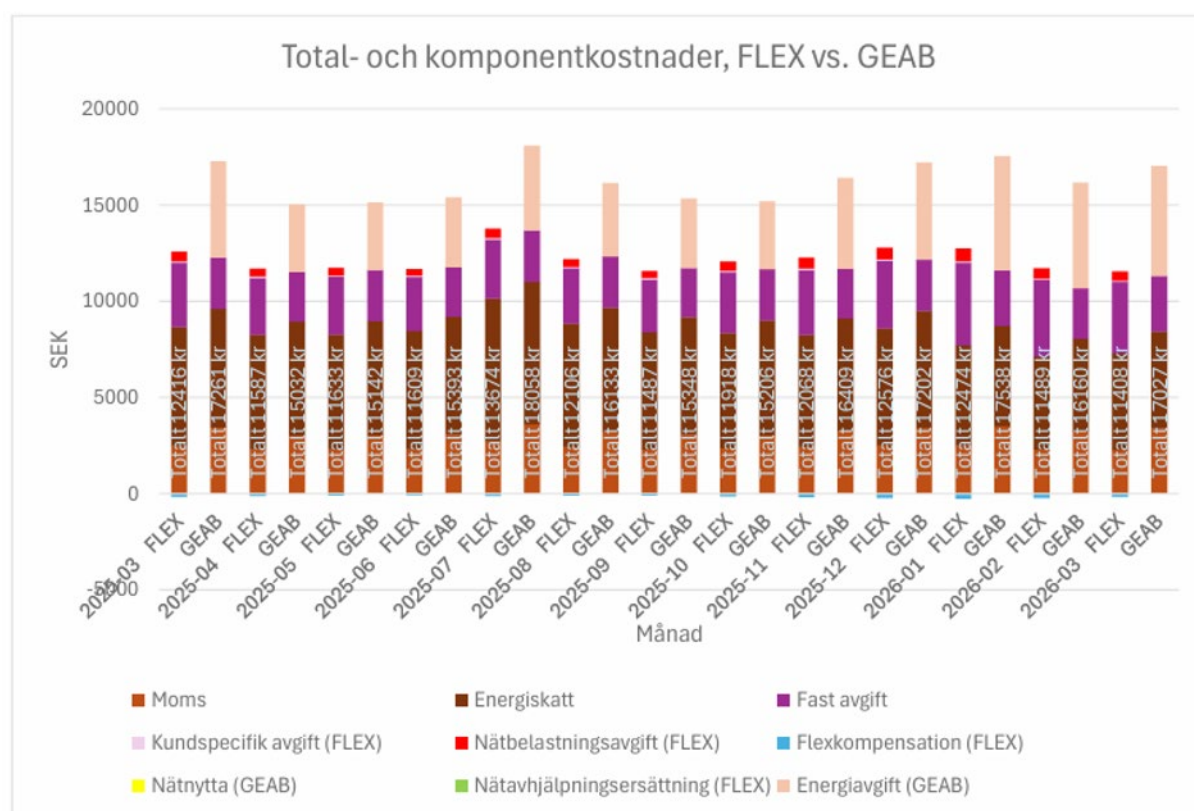
Ingen produktion

Flexibilitet: Ingen aktiv styrning

Med flexstariffen 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 tariffkorrigerings 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. Med den förväntade ökningen av nätpriser som följer om överliggande nätpriser också påverkar så kommer denna fördelningseffekt avta.

Versionsbytet till den nya utformningen av flexkompensationen har i detta fall inte påverkat fördelningen.



Figur 44. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionella GEAB tariffen med indelning av de ingående tariffkomponenterna. Här Livsmedelsbutiken.

4.3.2 Reningsverk med en stor solcellsanläggning

Säkring: 160 A

Medel-maxeffekt under teståret: 29,46 kW (28,06 %)

Medel-utnyttjningsgrad under teståret: 9,8 %

Solcellsanläggning: 54 kW

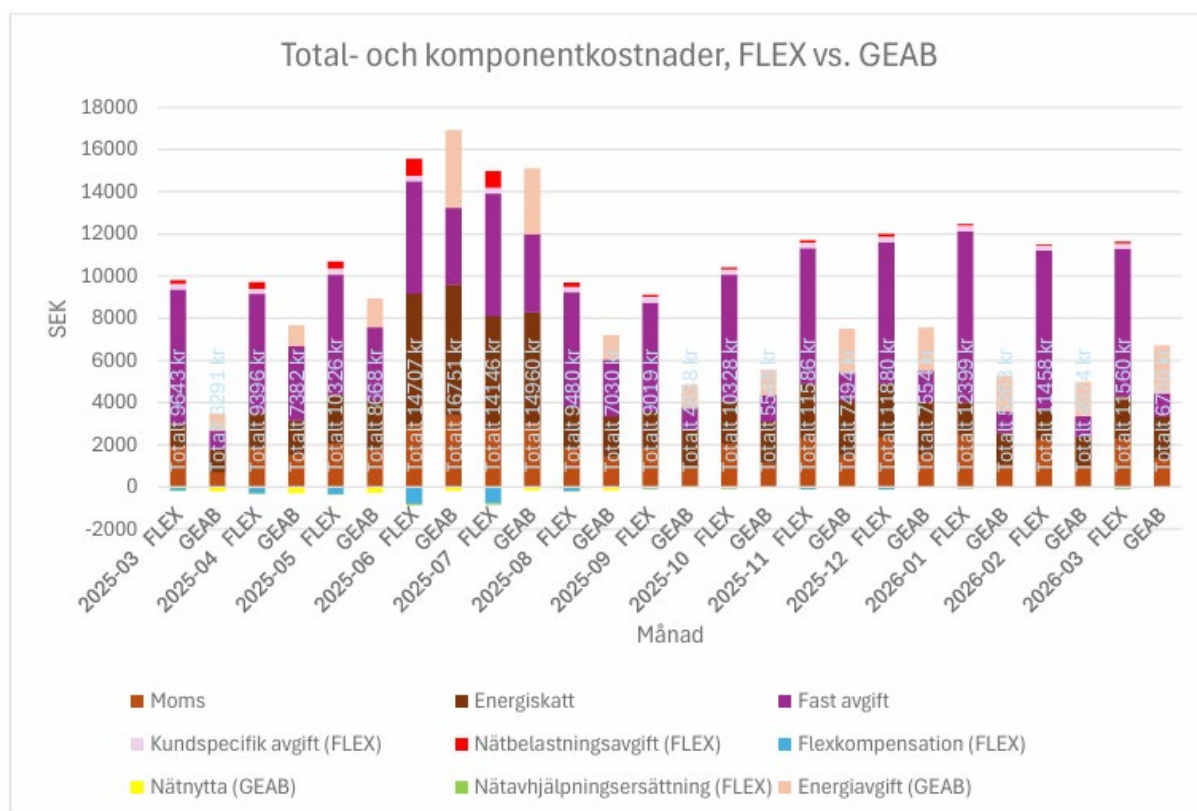
Flexibilitet: Ingen aktiv styrning

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).

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 medel-maxeffekt under hela testperioden var i snitt 28 % av anslutningsstorleken. Medel-utnyttjningsgraden var samtidigt cirka 10 % för hela testperioden. Det finns sannolikt en stor potential att minska anslutningsstorleken.

Abonnentens nättariff hos GEAB är en effekttariff baserad på medel-maxeffekt, där maxeffekt är medelvärde av månadens två högsta toppar. Reningsverkets nätavgifter till GEAB var därför mycket lägre eftersom de inte debiteras för det outnyttjade effektutrymmet.

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. Det normala är att stationer har många abonnenter som med den äldre flexkompensationen får dela på stationens totala nätbelastningsavgifter. Stationssumman fördelas linjärt i relation till abonnenternas anslutningsstorlek. Ändringen till den nya flexkompensationen innebär i stället att nätföretagets samtliga nätbelastningsavgifter ligger i potten, och att abonnenters anslutningsstorlek samt dess stations årsmedelpris utgör grund för den linjära fördelningen. Resultatet av ändringen innebar exempelvis i januari 2026 då nätbelastningsavgiften var 77 kronor för reningsverket en ökning från 77 kronor i flexkompensation till 130 kronor.



Figur 45. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionelle GEAB tariffen med in-
delning av de ingående tariffkomponenterna. Här reningsverket.

4.3.3 Rökeri med restaurangverksamhet

Säkring: 160 A

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

Medel-utnyttjningsgrad under teståret: 20,7 %

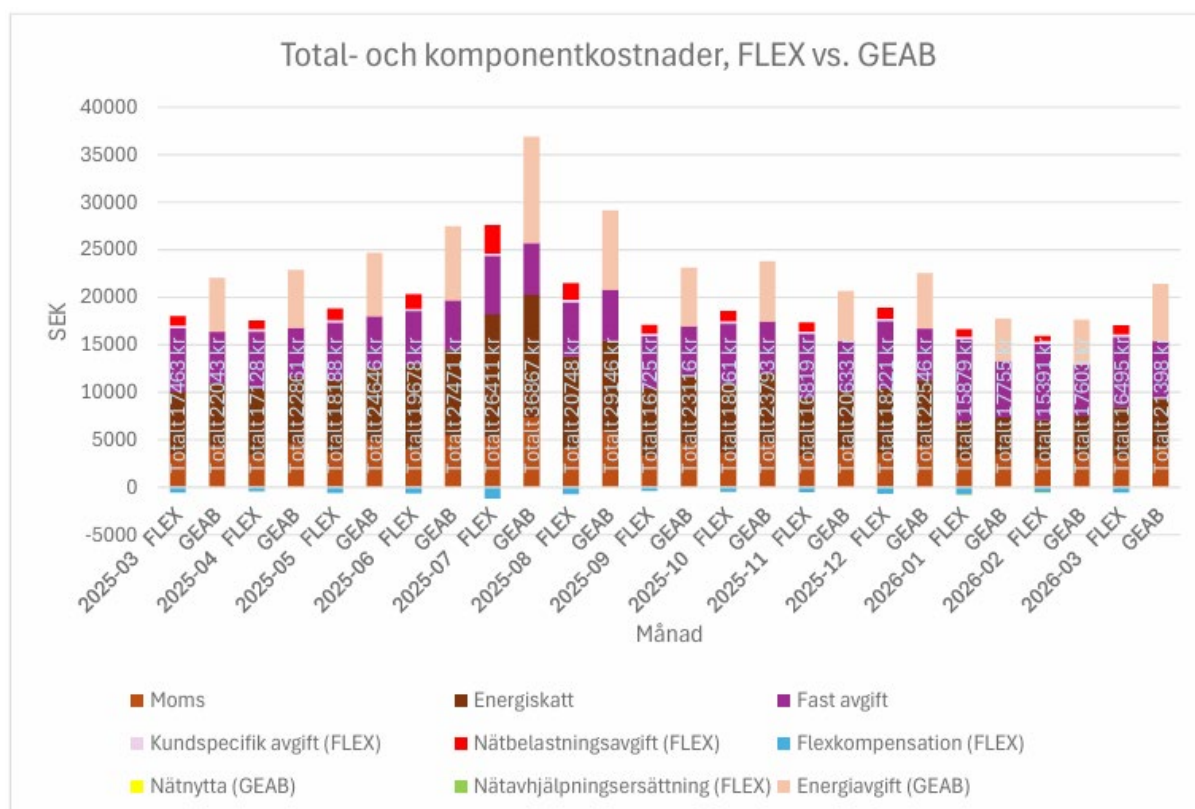
Ingen produktion

Flexibilitet: Aktiv styrning (främst på 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 tariffkorrigerig 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 kostnadsreflek-
tiva 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 Livsmedelsbuti-
ken gjort en större procentuell besparing trots att de inte flyttat någon last efter prissignalen.



Figur 46. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionella GEAB tariffen med in-
delning av de ingående tariffkomponenterna. Här rökeriet.

4.3.4 Ett mindre lantbruk

Säkring: 35 A

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

Medel-utnyttjningsgrad under teståret: 17,2 %

Solceller: 32 kW

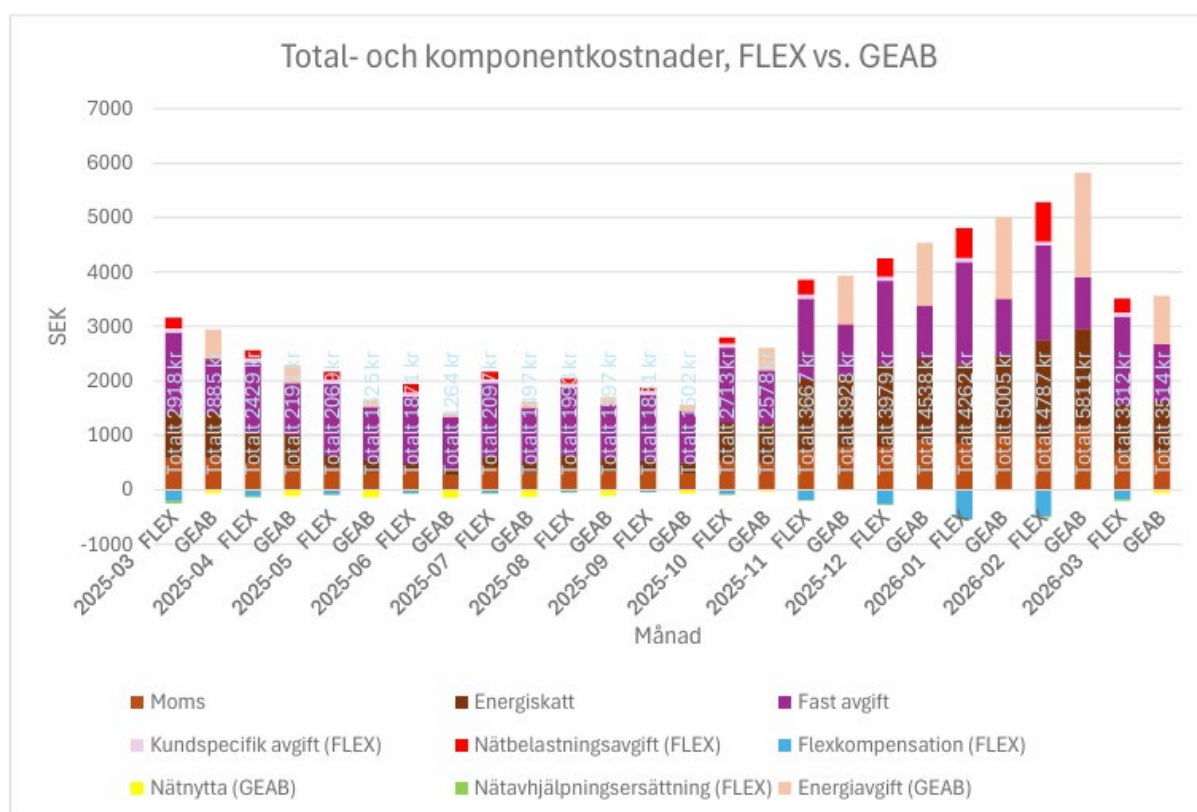
Batteri: 29 kWh

Annan flexibilitet: 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).

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 47. Kostnadsjämförelse mellan den dynamiska tariffen och den traditionella GEAB tariffen med in- delning 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 abonnen- tens flexibilitet, produktionsprofil, nyttjandegrad av abonnerad effekt 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 i förhållande till en traditionell tariffutformning, vil- ket understryker betydelsen av hur de kostnadsreflektiva incitamenten är inbyggda i modellen.

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

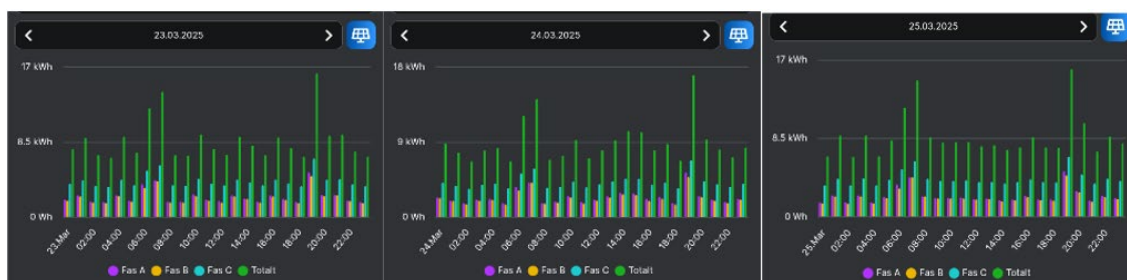
Att abonnenter med hög produktion får en högre avgift kan också förklaras genom att testet inte inkluderar överliggande näts prissignaler.

4.4 Effekter av prisstyrning – fallstudie av Rökeriet

För att konkret illustrera hur den sammansatta prissignalen påverkar elanvändning och kostna- der presenteras här ett fall från en av testpiloterna. Exemplet visar hur en styrbar last kan anpas- sas efter prissignalen och därigenom bidra till både minskade elhandelskostnader och ett mer nätapassat beteende.

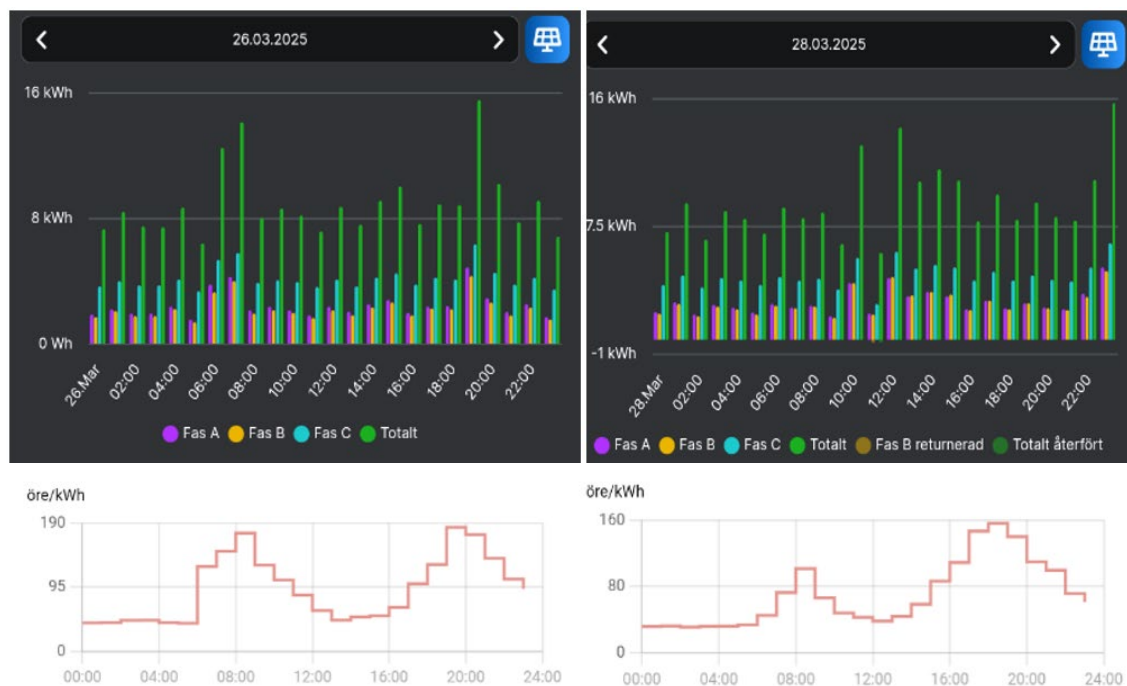
Det sammansatta priset, bestående av SE3 spotpris och ett lokalt elnätspris, innebär att situationer kan uppstå där ett lågt spotpris sammanfaller med ett högt lokalt nätpris. Vid dessa tillfällen motverkas incitamentet att enbart följa spotpriset. Det är en viktig prioritering att lokala kapacitetsbegränsningar sätts före incitament att följa spotpriset. I testområdet är sådana situationer dock relativt ovanliga. 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 48. Avfrostningen utgör en diskret och styrbar last med hög effekt utan krav på när den utförs över dygnet, vilket gör den väl lämpad för prispaserad styrning. I detta fall ska minst två avfrostningar ske per dygn.



Figur 48. Avfrostningsintervall FÖRE anpassning.

Avfrostning sker två gånger per dygn under en timma vardera. De tydliga topparna innan anpassningar av avfrostningsintervall i Figur 48 markerar tillfällen avfrostning sker. Styrning av avfrostningen infördes den 28 mars 2025, vilket kan observeras i mätdata från perioden 26–28 mars i Figur 49 nedan. Efter införandet anpassas avfrostningscyklerna i högre grad efter prissignalen, vilket möjliggör en mer flexibel drift.

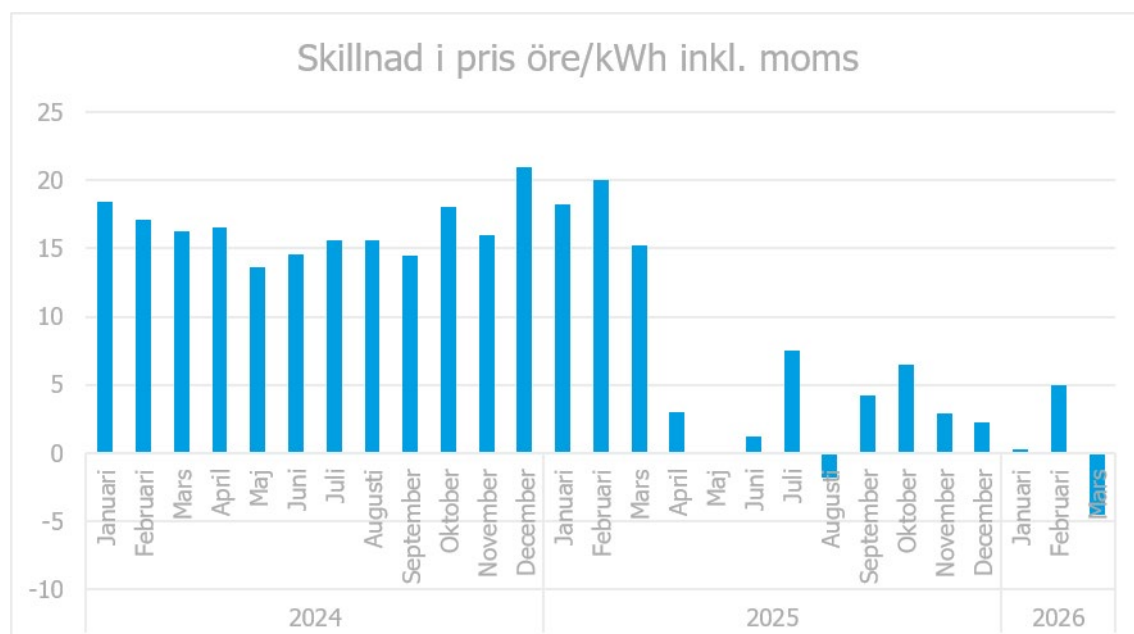


Figur 49. Avfrostningsintervall EFTER anpassning.

Mellan den 26e och 28e mars 2025 infördes styrning efter prissignalen vilket ses i Figur 49. De tydliga effekttopparna flyttas från att väldigt frekvent ha legat under de dyraste timmarna till timmar med väsentligt lägre priser. De nedre graferna visar den sammansatta prissignalen för dessa två dagar.

Figur 50 nedan visar skillnaden mellan månadsmedelspotpriset för SE3 och rökeriets faktiska timbaserade 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 avtal hade varit mer fördelaktigt, medan en negativ differens indikerar att spotpris-exponering ger en kostnadsbesparing.

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



Figur 50. 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 avfrosthningsintervall, 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 Resultat från pilottestet

I det följande kapitlet diskuteras utvärderingen av pilottestets dynamiska prissignaler. Målet med dessa prissignaler är att säkerställa att styrning av kundbeteenden leder till ett mer effektivt nätutnyttjande med kraftigt reducerad risk för problem med elkvalitet och strömbrott. Givet en sådan försäkran och trygghet för nätföretagen är målet att de ska se ett reducerat behov av nätutbyggnad samtidigt som potentialen stärks att kunna acceptera fler anslutningsförfrågningar.

5.1.1 Prognostiserade dagen-före-priser

En mycket viktig slutsats från pilottestet är att prognostiserade dag-före-priser har begränsningar när det gäller att fånga de mest kritiska belastningssituationerna i nätet. Resultaten indikerar att tariffkonceptet har potential att påverka elanvändningen under perioder då flexibilitet har som störst värde, men att prissignalernas träffsäkerhet behöver förbättras för att potentialen fullt ut ska kunna realiseras.

Följande kan konstateras:

- Flextariffen har potential att påverka beteenden under de mest kritiska timmarna
- Dessa kritiska timmar utgör en begränsad del av årets totala drifttid
- Prognososäkerheten tenderar att vara större just under dessa situationer
- Resultaten indikerar att dag-före-baserad prissättning kan behöva kompletteras med intradagsjusteringar eller andra mekanismer för att bättre hantera kritiska tillstånd

Även om de identifierade begränsningarna främst har observerats under ett fåtal tillfällen är dessa situationer särskilt viktiga eftersom det är då flexibilitet har störst värde för elnätet.

Resultaten visar också att flera av de studerade nätstationerna har relativt goda kapacitetsmarginaler, vilket minskar risken för allvarliga belastningsproblem. Dessa marginaler är samtidigt ett resultat av tidigare nätinvesteringar och fysisk överkapacitet. Där sådan kapacitet finns minskar också behovet av styrning genom lokala prissignaler.

Pilottestet har vidare avgränsats till att fokusera på sekundära nätstationer i lågspänningsnätet. Prissignalerna har därför inte tagit hänsyn till behov eller begränsningar i överliggande nät. I framtida utveckling finns möjligheten att komplettera modellen med sådana signaler, vilket skulle kunna öka värdet av flexibilitet även ur ett systemperspektiv. Samtidigt innebär avgränsningen att de resultat som observerats med hög säkerhet kan kopplas till de lokala nätförhållandena.

Utvärderingen bygger på omfattande mätdata från elnätet och ett flertal analysmetoder. I följande underkapitel redovisas resultaten mer detaljerat.

5.1.2 Flextariffens inverkan på effektivt nyttjande av elnätet

Station 1000485 som granskats mer noggrant i utvärderingen har högst exponering (det vill säga 36,6 procent följer flextariffen). Denna station ses via Figur 16 och 17 ha generellt sjunkande belastningsgrader i importriktning samt stigande belastningsgrader i exportriktning. Enligt Figur 43 har både netto- och brutto-nyttjandegrader sjunkit i samma station mellan perioderna. Man skulle kunna nöja sig med det siffrorna säger, det är minskad import och ökad export. Men resultatet kan teoretiskt bero på ökad egenproduktion och egenanvändning, som vore en följd delvis förtjänat av en ökad automatiserad flexibilitet i stationen.

Om flextariffens låga energipriser har påverkat beteendet så borde de sänkta nätpriserna jämfört med traditionell tariff verka för ökade import. Men mer talar för att det snarare är den ökade flexibiliteten som främjat ett smartare hushållande med energi.

5.1.3 Automatiserad flexibilitetsrespons i relation till sammansatta elpriser

I Figur 33 till Figur 36 redovisas hur testpiloter och övriga abonnenter i station 1000485 importerat och exporterat i relation till sin egen anslutning och det sammansatta elpriset. Sammansatta elpriser består av dynamiskt nätpris, spotpris samt energiskatt vid import. Samtliga abonnenters nyttjandegrad av sin egen anslutning studeras i diagrammen i relation till detta sammansatta elpris.

Endast aktiva testpiloter styr efter det sammansatta priset, och endast en del av behoven kan styras flexibelt. Diagrammen visar heller inte andra orsaker bakom det visualiserade mönstret än i bästa fall ekonomiska. Av mönstrets karaktär verkar dock abonnenternas egna tidsbundna lastprofiler och behov ha störst inverkan. Sannolikt visar mönstret hur lastprofiler i allmänhet råkat sammanfalla med spotprisernas variationer under de valda perioderna. Statistiskt sett stiger nyttjandegraden om spotpriser höjs på grund av hög efterfrågan, medan en spotprishöjning exempelvis också kan bero på minskad tillgång på produktion. Diagrammen visar trots detta att åtminstone vissa testpiloter tenderar att handla el oftare än andra vid låga elpriser, medan vissa andra inte lika ofta uppvisar samma vilja att nyttja bättre priser. Samma diagram, särskilt Figur 35 och Figur 36 som visualiserar beteendemönster sommartid, kan svårtolka som annat än att exportflexibilitet i huvudsak saknas.

I Figur 37 och Figur 38 visas med ett medelpris per kWh och vecka över teståret hur testpiloter och övriga abonnenter i stationen lyckats med att handla och sälja vid gynnsamma priser. Diagrammen indikerar även här att några testpiloter faktiskt lyckas med styrningen så att det syns.

Men, hur ser då flexibilitetspotentialen ut för att värna elnätet? Ett givet argument för flextariffens potential är att flextariffens maxpris på 20 kronor per kilowattimme borde avskräcka vem som helst från fortsatt belastning av elnätet. Men om en sådan signal skickas till alla så beror effekten av hur många som har flexibilitet och automatiserad flexibilitet. De som inte kan agera flexibelt skulle om de utsätts för sådana priser bli missnöjda. Givet att tillräckligt många har automatiserad flexibilitet och självmant väljer flextariffen så skulle signalen ändå kunna utgöra ett bra vaccin mot problem i nätet. Naturligtvis krävs även att nätpriset speglar verkligheten.

5.1.5 Visar stationsjämförelserna något mer?

De låga årsmedel-nätpriserna (~2 – 10 öre/kWh) i Figur 41 i relation till det sammansatta årsmedelpriser på el (100 – 120 öre/kWh) visar att nätpriset är försvinnande lågt i denna jämförelse. Om nätpriser är låga är förvisso inget problem så länge som priserna är korrekta och kostnadsreflektiva. Det sammansatta nätpriset (lokalt + överliggande nätpris) kommer dock att stiga när överliggande nät fördelar kostnader för sina flöden och flaskhalsproblem på underliggande nät. Som en följd av kostnadstäckning – om överliggande nätpriser hade adderats till prissignalerna i pilottestet – är en motsvarande sänkning av den dynamiska säkringsavgiften.

Den generella aktivitetssänkningen i station 1000485 relativt övriga stationer skulle kunna vara tecken på testpilaternas ökade flexibla förmågor att hushålla med el. Denna eventuella förmåga gav samma station till skillnad från övriga stationer ett tydligt minskat antal toppplasttillfällen samt sänkt netto- och bruttonyttjandegrader mellan referens- och teståren.

Inget av detta stärker dock argumenten för flexstariffen eftersom resultaten tydligt visar att den inte kan utgöra det sökta vaccinet mot problem i elnätet. Något måste helt enkelt förändras först.

5.2 Framtida utveckling av prognos- och styrmodellen

Resultaten från pilotprojektet visar att prognosnoggrannheten är särskilt viktig under de få timmar då nätet närmar sig sina kapacitetsgränser. För att analysera möjliga utvecklingsvägar för tariffmodellen och den underliggande styrarkitekturen har fem möjliga utvecklingsspår utvärderats. Alternativen ska inte nödvändigtvis ses som konkurrerande lösningar, utan som olika komponenter i en möjlig framtida utveckling av systemet.

De fem analyserade lösningalternativen är:

- Förbättra prognosnoggrannheten genom att flytta fokus till abonnentnivå
- Möjliggör uppdateringar av prissignalen närmare drifttimmen (intradagsjusteringar)
- Dag-före-prissignalen kompletteras med realtidsstyrning för kunder med automatiserad flexibilitet
- Realtidsstyrning som primär metod för flexibla kunder, medan övriga kunder får en förenklad prognosbaserad signal
- Flytta fokus från optimering på nätstationsnivå till högre nivåer i elnätet

Plexigrid som i projektet bland annat hanterat den AI-baserade prognostiseringen har **givit deras syn på dessa** fem lösningalternativ, vilket redogörs för nedan. Deras svar finns i original i Bilaga 2. **Technical Feedback.**

5.2.1 Förbättra prognosernas precision genom att flytta fokus till abonnentnivå

Intuitionen bakom detta alternativ är förståelig: om tariffsignalen har som störst brister under de kritiska timmar då nätbelastningen är som högst, kan det verka som att mer detaljerade prognoser på abonnentnivå skulle kunna fånga de lastvariationer som driver dessa extrema situationer. Denna logik bygger dock på en omvänd tolkning av den faktiska strukturen bakom prognosfelet.

Prognosfelen i kritiska timmar beror främst på gemensamma väderrelaterade händelser, såsom köldtoppar, låg vindproduktion eller snabba förändringar i soletproduktionen, som påverkar många abonnenter samtidigt. Att bryta ned prognoserna till abonnentnivå förväntas därför inte förbättra träffsäkerheten, utan riskerar snarare att tillföra mer osäkerhet genom individuella och svåröversägliga beteenden som elbilsladdning och hushållsvanor.

Den mest effektiva vägen till bättre prognoser är i stället att förbättra de externa indata som används.

5.2.2 Möjliggör uppdateringar av prissignalen närmare drifttimmen (intradagsjusteringar)

Genom att uppdatera styrsignaler närmare drifttimmen kan prognosernas träffsäkerhet förbättras, eftersom mer aktuell information om last, produktion och väder finns tillgänglig. Att ändra själva prissignalen under dagen medför dock praktiska utmaningar och riskerar att minska förutsägbarheten för kunder och automatiserade styrsystem, vilket kan påverka förtroendet för tariffen. Ett mer ändamålsenligt alternativ är därför att behålla dag-före-priset men löpande uppdatera de kapacitetsgränser eller begränsningssignaler som kommuniceras till flexibla kunder. På så sätt kan mer aktuell information användas utan att påverka priset eller avräkningsmodellen.

För att undvika osäkerhet bör sådana gränser endast kunna skärpas under dygnet, aldrig lättas. Detta bedöms vara en praktiskt genomförbar kortsiktig förbättring som kan minska antalet kritiska överbelastningar utan att förändra tariffens grundläggande utformning.

5.2.3 Dag-före-prissignalen kompletteras med realtidsstyrning för kunder med automatiserad flexibilitet

Detta alternativ bedöms som den mest lovande långsiktiga lösningen. I stället för att förlita sig på prognoser används realtidsdata för att aktivera flexibla resurser när nätet faktiskt är belastat. Realtidsstyrningen kompletterar därmed dag-före-signalen och kan korrigera de få men kritiska situationer där prognoserna visar sig vara felaktiga.

Realtidssignaler bör endast riktas till kunder med automatiserad flexibilitet, exempelvis elbilsladdare, värmepumpar, batterier och smarta varmvattenberedare. Dessa kunder kan reagera snabbt på styrsignaler och står för merparten av den tillgängliga flexibiliteten i systemet.

Den stora utmaningen är att realtidsstyrning kräver snabb och detaljerad mätning i nätstationerna. Att bygga ut sådan infrastruktur är kostsamt och bedöms ligga 3–7 år fram i tiden för större delen av elnätet.

Som en övergångslösning föreslås tre åtgärder som kan genomföras redan idag:

- Mer försiktiga kapacitetsgränser under dagar med stor prognososäkerhet.
- Löpande uppdatering av kapacitetsgränser under dagen när prognoserna förbättras.
- Användning av realtidsdata från de flexibla resurserna själva (t.ex. elbilsladdare och värmepumpar) som en indikator på nätets belastning.

Tillsammans kan dessa åtgärder ge en stor del av nyttan med realtidsstyrning utan att ny nätinfrastuktur behöver byggas ut direkt. Samtidigt bör investeringar i realtidsmätning prioriteras till de nätstationer där överbelastningar förekommer oftast och där nyttan blir störst.

5.2.4 Realtidsstyrning som primär metod för flexibla kunder, medan övriga kunder får en förenklad prognosbaserad signal

En mer långtgående utveckling är att låta realtidsstyrning utgöra den huvudsakliga styrformen för flexibla kunder. Även om detta kan vara en intressant långsiktig utveckling rekommenderas det inte som en lösning på kort sikt.

Det finns fyra huvudsakliga skäl till detta:

- Flexibla kunder blir helt beroende av realtidsinfrastruktur, vilket ökar kraven på driftsäkerhet, cybersäkerhet och hantering av tvister.
- Dag-före-informationen förlorar sitt planeringsvärde för resurser som elbilsladdning, batterier och värmepumpar, vilka ofta optimeras flera timmar i förväg.
- Den förebyggande effekten av dag-före-prissignalen försvagas. När kunder anpassar sig i förväg minskar belastningen på nätet och behovet av akuta ingripanden i realtid.
- Om många automatiserade resurser reagerar samtidigt på samma realtidssignal finns risk för nya belastningstoppar genom synkroniserade beteenden.

5.2.5 Flytta fokus från optimering på nätstationsnivå till högre nivåer i elnätet

Alternativet identifierar korrekt att prognosnoggrannheten är som sämst när belastningen är som högst och att det är utmanande att hantera många lokala prognosmodeller. Däremot bedöms inte överdimensionering av nätet vara ett realistiskt alternativ till flexibilitet i framtidens energisystem.

Lokala nätbegränsningar uppstår ofta på nätstationsnivå och kan inte lösas med styrsignaler på överliggande nätnivåer. Därför behövs fortsatt lokala flexibilitetslösningar.

Den mest intressanta i förslaget är identifieringen av två komponenter i nätpriset:

- en lokal komponent kopplad till belastningen i den egna nätstationen,
- en regional komponent kopplad till belastningen i överliggande nät.

En sådan modell ligger i linje både med flextariffens tänkta utveckling och utvecklingen i Norden, och skulle kunna ge mer träffsäkra prissignaler utan att kräva en grundläggande ombearbetning av tariffen. Den lokala delen kan kompletteras med realtidsstyrning, medan den regionala delen lämpar sig väl för dag-före-signaler.

5.2.6 Samlad bedömning

Den samlade bedömningen är att de fem alternativen inte bör betraktas som ömsesidigt uteslutande. Analysen pekar i stället på en stegvis utveckling där dag-före-prognoser kompletteras med förbättrad osäkerhetshantering, intradagsuppdateringar och på sikt realtidsstyrning av automatiserade resurser. Samtidigt framstår en framtida tariffstruktur med separata lokala och överliggande priskomponenter som en naturlig vidareutveckling av den modell som testats inom projektet.

5.3 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 abonnenters beteende få relativt stort genomslag i resultaten. Slutligen har graden av automatisering varierat mellan piloterna, vilket innebär att den fulla potentialen för flexibilitet inte kunnat realiseras inom ramen för projektet.

Förändringar i abonnenters lastprofil som inte är relaterade till tariffen påverkar också resultaten. Exempel på detta är investeringar i solceller, batterilagring eller elfordon, samt förändringar i verksamhet eller beteende över tid. Sådana ändringar gör det svårare att särskilja enskilda effekter. För att öka förmågan att utreda vad som faktiskt händer har data hämtats från perioden innan flextariffen togs i drift för att jämföra med perioden efter.

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 på ett transparent sätt i analysen.

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. För att minska dolda genomslag av denna typ samt risken för felaktiga slutsatser, har fokus legat på detaljerade resultat hellre än grova medelvärden.

5.4 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 elhandelspriset, 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 tillåts skifta 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 flextariffen gör att det lokala nätets kapacitet och belastningssituation skulle kunna få en stor påverkan på kostnadsutfallet. Om flexibilitet som en ytterligare faktor utelämnas gäller principiellt att abonnenter med högre nyttjandegrader än ett snitt i elnätet tjänar mer på att ansluta sig till starka nät. Och tvärtom gäller även att abonnenter med lägre nyttjandegrad än ett snitt i elnätet tjänar proportionellt mer på att vara ansluten till ett svagare nät.

5.5 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.

5.6 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.

5.7 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 elbilsladdning 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 energipri- serna används för att styra beteende för nästkommande dag och speglar det aktuella tillståndet i nätet, medan den långsiktiga kostnadsfördelningen hanteras genom den dynamiska säkringsav- giften i form av flexkompensation.

Flexkompensationen fungerar som en anti-lokaliseringsignal, 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 struk- turella skillnader mellan olika delar av nätet utan att försvaga de kortsiktiga incitamenten i ener- gipriset.

Modellen är konstruerad så att de totala intäkterna från energikomponenten återförs via flex- kompensationen, 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 föränd- ras 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 omfördel- ningseffekt mellan abonnenter med olika användningsmönster.

Resultaten indikerar även att vissa observerade kostnadsförändringar inte enbart är en effekt av förändrat beteende, utan även av att tariffen i högre grad speglar det faktiska nätutnyttjandet. Tidigare tariffstrukturer har i flera fall haft begränsad kostnadsreflektivitet, särskilt vad gäller relationen mellan energiavgifter och utnyttjad anslutningskapacitet.

När kostnader i större utsträckning kopplas till faktisk användning och dimensionerande nätpåverkan uppstår därför omfördelningseffekter mellan abonnenter med olika användningsmönster. Detta innebär inte nödvändigtvis att tariffen skapar nya orättvisor, utan snarare att tidigare dolda kostnadsskillnader synliggörs genom en mer kostnadsreflektiv tariffstruktur.

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.

Kombinationen av dynamiska energipriser, flexkompensation och justerad kostnadsfördelning innebär därmed 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.

5.8 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 styrsignaler 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.

Den testade modellen har 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 föreslaget 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 för elsystemet som helhet påverkas samtidigt av

andra ekonomiska incitament, exempelvis energiskattens utformning, som kan gynna egenanvändning av lokalt producerad el. Detta kan i vissa fall leda till ett beteende som inte fullt ut sammanfaller med ett effektivt utnyttjande av det lokala elnätet. En möjlig förklaring till den minskade nyttjandegraden i station 1000485 är att sådana incitament påverkat hur flexibiliteten har använts, men detta har inte kunnat verifieras inom ramen för projektet.

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.

Säkerställ sammansatta och symmetriska prissignaler

Projektet visar att flexibilitet inte automatiskt leder till ett bättre utnyttjande av elnätet. Framtida tariffmodeller bör därför utformas så att lokala prissignaler och överliggande marknadssignaler samverkar i en sammansatt och symmetrisk styrsignal, där konsumtion och produktion behandlas likvärdigt.

En sådan modell möjliggör att flexibilitet styrs dit den ger störst systemnytta, utan att användaren behöver förhålla sig till flera separata signaler, vilket samtidigt minskar risken för motstridiga incitament.

På sikt kan detta även realiseras genom en tariffstruktur där lokala och överliggande nätförhållanden representeras av separata men samverkande priskomponenter.

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.

På längre sikt bör automatiserade resurser även kunna samverka med realtidsbaserade styrsignaler som kompletterar dag-före-prissignalerna. Detta kan öka träffsäkerheten under de få men kritiska situationer där prognoserna har störst osäkerhet.

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.

Referenser

- Energimarknadsinspektionen. (2020). *PM2020:03 Lokaliseringssignaler i elnätstariffer*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Energimarknadsinspektionen. (2020). *PM2020:06 Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Energimarknadsinspektionen. (2022). *EIFS 2022:1 – Energimarknadsinspektionens föreskrifter om utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Europaparlamentet och rådet. (2019). *Förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el*. Bryssel.
- Europeiska kommissionen. (2026). *Commission Notice on Guidelines on Future-Proof Network Charges for Reduced Energy System Costs. Official Journal of the European Union, C/2026/126, 9 January 2026*.
- Regeringen. (2025). *Nya lagar om elsystemet – lagrådsremiss*. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.
- Regeringen. (2026). *Uppdrag till Energimarknadsinspektionen att upphäva föreskrifter och lämna förslag om en ny utformning av effektavgifterna (KN2026/00582)*. Stockholm: Regeringskansliet.

Bilagor till rapporten

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

Bilaga 1. Enkätundersökning

Bilaga 2. Technical Feedback

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 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 svårareatt 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 elnätstkostnader?

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 effekttoppar 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. Technical Feedback

Resultaten från pilotprojektet visar att prognosnoggrannheten är särskilt viktig under de få timmar då nätet närmar sig sina kapacitetsgränser. För att analysera möjliga utvecklingsvägar för tariffmodellen och den underliggande styrarkitekturen har fem möjliga utvecklingsspår utvärderats. Alternativen ska inte nödvändigtvis ses som konkurrerande lösningar, utan som olika komponenter i en möjlig framtida utveckling av systemet.

Denna bilaga beskriver Plexigrids återkoppling för de fem olika utvecklingsspåren. Bilagan är i original och därför på engelska.

Technical Feedback: Future of Flexible Electricity Tariffs

19 May 2026

Gotland Flexible Tariffs Project: Tariff 2.0

1. Context and Framing

The five options that have been raised as future alternatives may not be mutually exclusive design choices but rather a menu of complementary layers that, taken together, point toward a natural evolution of the current system. Our response below addresses each option in turn, drawing on both global evidence and the operational experience accumulated through the Gotland deployment.

2. Option 1: Improve Forecast Accuracy by Shifting Focus to Subscriber Level

The intuition behind this option is understandable: if the tariff signal fails most precisely in the critical hours when grid stress is highest, perhaps finer-grained subscriber-level forecasting could capture the load dynamics that drive those extremes. However, this reasoning inverts the actual structure of the forecast error problem.

Forecast error at secondary substation level in critical hours is dominated by correlated, weather-driven extremes: cold snaps that simultaneously activate heat pumps across all households on a feeder, low-wind evening peaks that compress generation while demand rises, or midday PV troughs that reverse power flows across multiple supply points at once. These are fundamentally system-wide events strongly correlated with observable exogenous drivers. Disaggregating to subscriber level does not reduce this correlated component; it imports additional idiosyncratic variance, specifically the unobservable household-specific decisions such as EV charging timing, sauna activation, occupancy patterns and heat pump scheduling, which are largely invisible to the DSO without intrusive telemetry. Critically, in the high-load and high-generation regimes where the tariff most needs to be accurate, subscriber loads are positively correlated and the law of large numbers no longer applies, meaning disaggregation adds noise without reducing the underlying source of error.

The more productive direction for improving forecast accuracy in the critical regime is better exogenous inputs: higher-resolution numerical weather prediction, irradiance nowcasting for Gotland's wind and solar assets, and temperature-ensemble forecasts that capture the tail risk associated with extreme weather events. This is aligned with the EU's recent regulatory shift toward 15-minute market time units, which now creates a natural alignment between wholesale market granularity and the operational resolution at which the Gotland tariff engine already operates. Plexigrid's forecasting architecture, which operates at 15-minute resolution using weather, calendar and historical consumption data, is already configured to benefit from improvements in exogenous input quality.

We do not recommend pursuing subscriber-level disaggregation as a primary accuracy improvement path.

3. Option 2: Allow Price Signal Updates Closer to Operating Hours (Intraday Adjustments)

Intraday price signal updates are a natural and technically sound mechanism for recovering forecast accuracy without changing the underlying tariff logic. The closer to delivery the signal is computed, the more accurate the load and generation forecast inputs are, and the more precisely the resulting price reflects actual network conditions. European intraday markets have now fully switched to 15-minute

products since January 2025, enabling electricity to be traded up to 0 minutes ahead of delivery. This market-level shift creates a regulatory and commercial precedent that supports the introduction of intraday tariff updates at the distribution level.

The practical costs of intraday revisions at full price level are real and must be weighed carefully. Multiple published prices per quarter-hour require version control, dispute handling and changes to the meter-to-bill pipeline. More importantly, the planning value of the day-ahead signal is eroded: automated heat pumps, EV chargers and batteries optimise against the published price schedule, and overwriting those prices mid-day forces re-optimisation and reduces the financial value that flexible customers had planned around. This is not merely a technical inconvenience but a commercial trust issue that affects long-term participation incentives. However, a more targeted and operationally manageable variant of this option deserves serious consideration: rather than revising the full price signal intraday, the system can refresh only the capacity limits communicated to flexible customers on a rolling one to two hour cycle, exploiting the fact that updated Numerical Weather Prediction data substantially improves afternoon peak accuracy as the operating day progresses.

This approach captures most of the accuracy benefit of intraday revision without touching the price signal that non-automated customers see or the settlement layer that governs billing. A critical design rule is that these limit updates must be one-directional: limits can only be tightened during the operating day, never relaxed. This eliminates version control complexity and protects customers and aggregators from having optimised their assets against a more permissive limit that is subsequently withdrawn. Our assessment is therefore more favourable toward this option than a straightforward reading of its costs might suggest, provided it is implemented as a targeted capacity limit refresh rather than a full price revision. In this form, Option 2 is not a standalone alternative to the other options but a near-term operational improvement that can be deployed without new grid infrastructure and that directly reduces the frequency of critical-hour exceedances while the longer-term architecture matures.

4. Option 3: Day-Ahead Signal Supplemented by Real-Time Control for Automated Flexibility Customers

This is the option we consider most promising as a long-term design direction. Its value lies in directly targeting the failure mode that the Gotland analysis has identified: the day-ahead forecast is insufficiently accurate in the rare critical hours when grid stress is highest, and these are precisely the hours where automated flexibility assets, if correctly activated, can deliver the most corrective value.

A real-time signal differs fundamentally from an intraday refinement. Rather than updating a forecast-based price at shorter intervals, it responds to measured station state in the present moment, triggering an immediate corrective response from automated assets without depending on forecast accuracy at all. The forecast and the real-time signal are therefore complementary rather than substitutes: the day-ahead signal performs its preventive function across the large majority of hours when grid conditions are normal or predictable, while the real-time layer intervenes precisely and rapidly in the rare cases where the forecast was wrong and grid stability is at risk.

The restriction of the real-time layer to customers with automated flexibility assets and an explicit opt-in agreement is strategically sound for three reasons. First, most customers cannot respond to a 10-second signal in any meaningful way, so extending it universally would deliver no incremental benefit while creating unnecessary settlement complexity. Second, the opt-in structure resolves the transparency and predictability concerns that any sub-day-ahead price revision would otherwise raise under consumer

protection frameworks. Third, the customers who can respond to a real-time signal, principally those with EV chargers, heat pumps, batteries and smart hot water systems, collectively provide essentially all the available automated flexibility, so the targeting is efficient.

Practical Implementation Considerations

It is important to acknowledge that the real-time layer described above carries a significant practical prerequisite that deserves candid assessment: timely, low-latency measurement data at secondary substation level. This is not universally available across the Gotland network in its current state, nor across most European LV distribution networks at large.

Instrumenting secondary substations with supervisor telemetry, the most practical path to sub-minute transformer loading data, requires installing remote terminal units or intelligent electronic devices at each substation, connecting them to a communications backhaul and integrating them into a data acquisition pipeline hardened for operational security. Capital costs for a proper installation run in the range of €5,000 to €15,000 per substation. Smart meter aggregation is an alternative but not a substitute: the PLC-based collection protocols used by most of the installed meter base introduce inherent latencies of several minutes by design, making sub-10-second transformer-level awareness impractical without infrastructure upgrades that lie outside the current meter estate's capabilities. The supervisor approach is preferable for real-time control purposes, but for most grids the investment and deployment timeline required to achieve meaningful network coverage places the full vision of Option 3 in a 3 to 7 year horizon rather than an immediately actionable one.

The practical question therefore becomes how to capture the value of real-time response before full infrastructure coverage is achieved. Here, three complementary mechanisms are available that require no new grid-side measurement at all.

- The first is uncertainty-aware capacity limit management. In the context of the Gotland flexible tariff, the price signal issued to customers the day before implicitly assumes a particular forecast of transformer loading. When forecast uncertainty is high, for instance on days with high wind variability or cold snaps driving correlated heat pump activation across the network, the appropriate response is to issue more conservative capacity limits to flexible customers, pre-positioning the grid defensively without waiting for a real-time measurement to confirm that a problem has materialised. This approach trades a modest amount of additional curtailment on uncertain days for a substantial reduction in uncontrolled exceedance events, and it requires no infrastructure beyond what already exists in the forecasting pipeline.
- The second mechanism is intraday refresh of those capacity limits, as described in the discussion of Option 2 above, on a rolling one to two hour cycle. This progressively narrows the operating envelope as the forecast accuracy improves throughout the day, without requiring instantaneous measurement at any point and without disturbing the price signal or the settlement layer.
- The third mechanism is asset-side telemetry as a practical proxy for grid-side measurement. The flexible assets enrolled in the Gotland programme, primarily electric vehicle chargers, heat pumps and smart water heaters, increasingly communicate their real-time consumption and operational state through standardised protocols and aggregators. Since these flexible assets constitute precisely the controllable component of transformer loading, their aggregate telemetry provides a high-quality real-time signal for the flexibility control loop without requiring a single additional piece of grid infrastructure. This does not capture the non-flexible load component, but for the purpose of verifying whether enrolled customers are responding to their assigned limits and

whether additional corrective headroom remains available, it is a practically sufficient and immediately deployable intermediate step.

Taken together, these three mechanisms deliver the majority of the practical benefit of Option 3's real-time layer from day one. In parallel, a targeted instrumentation programme should focus supervisor investment on the subset of substations with the highest historical frequency of critical-hour exceedances, where the return on infrastructure spending is most clearly justified by operational evidence, rather than pursuing uniform network-wide coverage from the outset.

5. Option 4: Real-Time Control as Primary Method, Simplified Forecast Signal for Others

This option represents a meaningful architectural inversion relative to Option 3, making real-time control the binding billing basis for flexible customers and reducing the day-ahead forecast to an indicative signal. While the long-term logic of this structure has merit, we do not recommend it as a near-term design choice for four reasons.

First, it removes the day-ahead signal as a fallback for flex-agreement customers, making the entire flexible segment dependent on real-time infrastructure availability and sharply raising cybersecurity, availability and dispute-handling requirements. Second, it removes planning value for assets that demonstrably benefit from day-ahead information, including EV charging schedules, battery cycling decisions and heat pump pre-heating routines that operate across multi-hour horizons. Third, and most importantly, it undermines the preventive function of the day-ahead price: when flexible customers optimise against a day-ahead signal, they actively contribute to keeping the substation away from its critical operating regime, reducing the frequency with which real-time intervention is required. Fourth, studies have shown that when multiple automated devices respond simultaneously to a real-time price signal, this can cause new and unprecedented demand peaks, a synchronisation risk that the day-ahead layer partially mitigates by distributing response across hours.

One element of Option 4 is worth retaining independently: a simplified, transparency-oriented day-ahead signal for non-flex customers is a sensible design choice once automated flexibility is concentrated in an opt-in real-time channel, as it reduces the burden on the main tariff to induce behavioural response and allows it to be designed for customer acceptance and regulatory clarity instead. This could be revisited as a future evolution once Option 3 has demonstrated operational maturity.

6. Option 5: Abandon Secondary-Level Optimisation, Focus on Higher Grid Levels

This option correctly identifies the genuine operational challenge at secondary substation level: forecast accuracy is hardest precisely in the critical regime, and scaling thousands of substation-specific forecast pipelines across a national grid is operationally demanding. However, its conclusion, that secondary-level over-capacity is an acceptable substitute for flexibility, no longer holds in the current energy transition context.

EU Member States and European DSOs have identified network tariffs, flexible connection agreements and market-based procurement as the primary mechanisms for enabling distributed flexibility, precisely

because the binding network constraint in distribution grids has moved to the secondary level as EV charging, heat pumps and distributed PV penetration increases. Transformer reinforcement at secondary level is expensive, slow to permit and physically constrained in dense urban and island networks such as Gotland. A signal at primary substation level cannot resolve a constraint that is physically located at a secondary substation: two secondary substations connected to the same primary node can have entirely different local conditions that a single upstream price cannot distinguish or signal correctly.

The constructive synthesis embedded in this option is the most valuable contribution it makes to the overall design discussion: splitting the grid price into two independent components, one reflecting loading at the customer's secondary substation and one reflecting loading at the primary substation serving their region, with the customer's total grid price being the sum of the two. This structure is consistent with the direction several Nordic countries are already taking, with Norway operating a multi-component grid rent system that separates fixed, energy and locational components, and Sweden beginning to align transmission fees with spot prices at the distribution level from 2024. Treating the Overlying Grid Tariff cost and the local Price-Load Model cost as separate components in the marginal cost calculation, is structurally aligned with this two-component architecture and could be extended in this direction without fundamental redesign.

The two-component design is also well-matched to the forecasting properties at each level: the secondary forecast benefits most from the real-time overlay proposed in Option 3, while the primary forecast is intrinsically more accurate due to higher aggregation and correlation with system-wide drivers, making a day-ahead-only signal sufficient at that level.

7. Summary Recommendation

The five options are best understood as a layered architecture rather than competing alternatives, and the practical infrastructure constraints discussed in Option 3 give that layering a clear temporal structure. The following sequencing may be advisable:

Immediate term (deployable now, no new infrastructure required)

Deploy uncertainty-aware capacity limit management and intraday limit refresh cycles as enhancements to the existing day-ahead signal. These two mechanisms directly address the most common critical-hour failure mode, namely a day-ahead forecast that was too optimistic, without requiring real-time measurement, settlement changes or new customer-facing interfaces. In parallel, procure to activate asset-side telemetry monitoring as a real-time proxy for transformer loading status. Explore aggregators to do so. These measures do not fully replace Option 3's real-time layer but they recover the majority of its practical value within the constraints of the current infrastructure.

Near to medium term (1 to 3 years)

Identify the 10 to 20 secondary substations on Gotland with the highest historical frequency of critical-hour exceedances and prioritise them for supervisor telemetry instrumentation. This targeted rollout is financially feasible within a reasonable capital programme and provides the real-time measurement foundation required for full Option 3 operation at the locations where it matters most. Simultaneously, evaluate and implement the intraday limit refresh as a formalised operational procedure with defined settlement rules, building the operational experience and regulatory acceptance that a broader intraday revision framework would eventually require.

Medium to long term (3 to 7 years)

As Sweden's broader DSO digitalisation programme progresses and EU mandates on advanced metering and active distribution network management mature, supervisor coverage extends organically to the remaining network through the normal capital replacement cycle. At that point, the full real-time layer of Option 3 becomes available network-wide without requiring a dedicated extraordinary investment programme.

Architectural evolution (ongoing)

Adopt the two-component tariff structure derived from the Option 5 synthesis, separating secondary and primary substation price components, as the next generation of the pricing model. This is consistent with Nordic regulatory trends, aligned with the existing Gotland tariff methodology and directly addresses the localisation limitation of the current single composite signal. The two-component structure also maps naturally onto the phased instrumentation programme: the secondary component benefits most from the real-time overlay and the targeted RTU investment, while the primary component can operate reliably on day-ahead forecasts alone given its higher aggregation and more stable signal characteristics.

Options 1 and 4 are not recommended as primary directions. Improving exogenous forecast inputs (Option 1) remains a worthwhile supporting workstream, and simplifying the day-ahead signal for non-flex customers (Option 4) can be revisited once the opt-in real-time layer has demonstrated operational maturity.

Bilaga 3. Flexkompensation

Denna bilaga beskriver den metod som använts för att utforma en flexkompensation som en del av tariffmodellen i Tariff 2.0. Syftet är att redogöra för hur den dynamiska säkringsavgiften ska justeras för att hantera geografiska skillnader i energipriser, samtidigt som kostnadsreflektivitet och rättvisa mellan abonnenter upprätthålls.

Bilagan behandlar både den principiella utformningen av flexkompensationen och den matematiska metod som används för att beräkna ersättningen. Särskilt fokus ligger på hur dynamiska energipriser kan kombineras med en dynamisk säkringsavgift för att skapa en tariffstruktur där kortsiktiga styrsignaler och långsiktigt reflektiva 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.

Bilagan är en korrigerad version av en automatiskt översättning från det engelska originalet.

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 **flexkompensation**. 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.

Flexkompensationen är lika stor som motsvarande potentiell avgift om varje abonnent överförde en beräknad lika mängd belastningsenergi per kontrakterad kW till det stationspecifika årliga genomsnittliga nätpriset för energi. Denna utnyttjandelika ersättning gör flexkompensationen rättvis, det vill säga ersättningen är begränsad och det kommer inte att finnas några andra kompensationer för abonnenters höga nätpriser. 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-lokaliseringssignal* där den används för att neutralisera geografiskt differentierade dynamiska energipriser, dvs. *lokaliseringssignaler*.

Differentieringsmetoden

Alla nätavgifter för energi som här kallas *nätbelastningsavgifter* (eng., Dominating Flow Charges, DFC) återfinansieras totalt sett till nätföretagets abonnenter via flexkompensationer. Återfinan-

sieringen förmedlas per kontrakterad kW-anslutning men linjärt differentierat i relation till det *årliga* genomsnittet av de tids- och platsmässigt differentierade nätpriserna för energi i abonnentens station.

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

Beräkningen av flexkompensationen bygger även på att finna en *jämviktsenergi* – som är lika stor i nätföretagets hela nät – och som gör att flexkompensationerna exakt motsvarar nätbelastningsavgifterna totalt sett i nätet. En abonnents flexkompensation motsvaras av produkten av jämviktsenergin (kWh) och årsmedelvärdet för nätpriset (öre/kWh).

Metodutveckling

En *version 1* av en *flexkompensation* har använts under pilottestperioden för Tariff 2.0, där distributionsprincipen var att återfinansiera alla nätbelastningsavgifter *i en station tillbaka till alla abonnenter i samma station*, i lika storlek per kontrakterad kW-anslutning. Det kan tyckas vara en enkel och effektiv metod för att kompensera för geografiskt differentierade nätpriser. Det sökta resultatet var en ekonomisk omfördelning från icke-flexibla och tyngre belastande abonnenter till mer flexibla och mindre belastande abonnenter i en station.

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 nätbelastningsavgiften alltid exakt lika stor som den månatliga flexkompensationen. För dem var nätpriset signal ett ineffektivt incitament.

I ett annat exempel visas än tydligare att *version 1* är ofullständig. I detta fall är det uppenbart att metoden leder till en utspädning av flexkompensationens kostnadreflektivitet. Orsaken till detta är att stationer som systematiskt arbetar under högre strukturella begränsningar och utlöser högre marginalnätpriser – ändå alltid kompenseras fullt ut för stationens nätbelastningsavgifter, med en kompensation fördelad jämnt per kW-anslutning. Detta innebär exempelvis att abonnenter i industriområden i genomsnitt skulle de betala exakt samma kostnad per kontrakterad kW-anslutning som abonnenter i stationer med mindre påverkan på nätbelastningen, exempelvis i ett sommarstugeområde.

Planen var att öronmärka överliggande nätpriser och lokala nätpriser separat, och applicera en *version 1* variant av flexkompensationen dels lokalt, dels på nätnivå. Men detta visade sig fortfarande inte vara en lösning på ovan nämnda problem. Därav utvecklades i stället en mer genomgripande ändring, vilket gav en *version 2* av flexkompensationen.

Version 2 innebär inga förändringar mot *version 1* gällande den totala summan som flexkompensationen fördelar. Men kriterierna för att omfördela nätbelastningsavgifter inom varje specifik station tas bort. De tidigare stationskriterierna gjorde fördelningen alltför beroende av grannar, där mer belastande grannar gav högre flexkompensation. I det "värsta" fall kunde en abonnent bli nästan helt utan flexkompensation, exempelvis under lågsäsong i ett stugområde där grannarna knappt alls har några nätbelastningsavgifter.

Med *version 2* har den dynamiska säkringsavgiften en *anti-lokaliseringsbaserad kostnadsdifferentiering* som beror på det *årliga genomsnittet av de lokala energipriserna*. Detta genomsnitt är ett mått på faktisk leverans via nätet. Du kan fortfarande få ett högre årligt genomsnitt på energipriset med belastande grannar, men vid en jämförelse med *version 1* så leder *version 2* inte

längre till överkompensation. I stället bevarar version 2 incitament att alltid följa prissignaler på samma gång som den säkerställer strukturell rättvisa.

I den följande texten kommer flexkompensation att alltid referera till *version 2*.

Problematisering

Summan av nätbelastningsavgifter ses som en lämplig summa för att diversifiera den dynamiska säkringsavgiften med eftersom det är denna kostnad som abonnenterna måste betala för variationer 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, exempelvis med flexibla energigemenskaper, kan få en mindre flexkompensation på grund av dess beteende minskar nätpriserna. Samtidigt bereder ett generellt mer flexibelt beteende i ett område utrymme för nya anslutningar/ytterligare elektrifiering.

Anmärkningar om kostnadsreflektivitet, rättvisa och kostnadstäckning

För att dynamiska prissignaler ska optimera nätets användning bör de *endast* spegla modellerade kortsiktiga marginal- och framåtblickande kostnader – det vill säga kostnader som speglar energiförluster och risker för strömavbrott och nätskador. Samtidigt går intäkterna från dessa nätpriser oavkortat till flexkompensationen, vilket gör att nätföretaget måste täcka fasta investeringar för nätutveckling på annat sätt.

Effekten av ovanstående är att samma totala kostnad som hämtas via nätbelastningsavgifterna behöver allokeras inom den dynamiska säkringsavgiften för att motsvarande kostnader ska täckas. En mer korrekt beskrivning är att prismodeller bör anpassas så att slutsumman blir kostnadsreflektiv i relation till verkliga kostnader för energiförluster, samtidigt som effektdelen i den dynamiska energiavgiften endast bör vara funktionell. Nätföretaget behöver helt enkelt allokera samtliga kostnader det behöver för att täcka energiförlustkostnader, planerad nätutveckling och kapitalkostnader. Således utgör flexkompensationen och nätbelastningsavgiften tillsammans en omfördelningsfunktion för effektivt nätutnyttjande och rättvis kostnadsfördelning.

Den sista komponenten i flextariffen är den *kundspecifika avgiften*. Denna komponent ska spegla kostnaden för administration och kundservice. Tariff 2.0 har använt samma kundspecifika avgift som Vattenfall som är huvudägare av *Gotlands Elnät AB* (Geab).

Mekanism för att differentiera den dynamiska säkringsavgiften

Den dynamiska säkringsavgiften (alt. dynamisk abonnerad effekt) justeras linjärt i relation till det genomsnittliga nätpriset under ett rullande år bakåt i tiden.

Designen säkerställer att:

- Fördelning av kapitalkostnader baseras på abonnenters nätkapacitet under en period av ett år bakåt i tiden,
- Rörliga kostnader, inklusive en funktionell del av framåtblickande kostnader, inhämtas via kostnadsreflektiva nätbelastningsavgifter,
- Abonnenter i strukturellt svagare delar av nätet kompenseras för minskad leverans kvalitet utan att försvaga deras incitament att följa de dynamiska prissignalerna.

Förväntat utfall

Metoden stödjer en mer **kostnadsreflekterande** tariffstruktur:

- Dynamiska priser styr effektivt kortsiktigt beteende,

- Dynamiska säkringsavgifter speglar långsiktig leveransförmåga utan att dölja kapacitetsstress orsakad av högre nätverksanvändning.

Tillsammans möjliggör detta en rättvisare prissättning inom heterogena nätområden, samt incitament för både kort- och långsiktiga prissignaler för effektivt nätutnyttjande respektive effektiva investeringar.

Metod

Detta avsnitt förklarar hur flexkompensationen matematiskt härleds.

Metoden bygger på en enkel linjär fördelning $y = -k \cdot x'$, där y är flexkompensationen, k är det genomsnittliga årliga lokala energipriset och där x' är jämviktsenergin. Jämviktsenergin bestäms så att den slutliga DSO-summan där flexkompensationer är lika med DSO-summan av nätbelastningsavgifter (eng., Dominating Flow Charges, DFC).

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

Steg 1 – Årligt genomsnittligt lokalt energipris

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

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 t är en specifik tidpunkt, T är en tidsperiod för ett rullande år ($1y = 12$ månader) inklusive faktureringsmånaden, och där p är en stations anslutningspunkt 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 flexkompensationen väljs att vara exakt lika med summan av nätbelastningsavgifter (DFC). Anledningen till detta val resoneras kring i avsnittet "Anmärkningar om kostnadsreflektivitet, rättvisa och kostnadstäckning" ovan.

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

Där M är faktureringsmånaden, i är den enskilda abonnenten, och där DSO är distributionsnätets systemoperatör (dvs. nätföretaget).

Det linjära 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 ges av 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 innebär att flexkompensationen är en kompensation.

Kostnadspåverkan 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

x' i det linjära uttrycket kallas här jämviktsenergin $x' = E_{eq}^M$, vilket är en månatlig lösning som resulterar i en månatlig DSO-summa av FLEX-kompensationer som är exakt lika med den månatliga DSO-summan av nätbelastningsavgifter.

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

Steg 4 – Ersättning för abonnentflexibilitet

När jämviktsenergin har hittats kan varje enskild abonnents flexkompensation (eng., flex adjustment) beräknas. Den enkla versionen av det linjära 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 kompensation).

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

Detta dokument innehåller en metodbeskrivning och ett pseudoskript för beräkning av överliggande nätpriser, 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.

Bilagan är en automatiserad och delvis korrigerad översättning från det engelska originalet.

Vid sidan av lokala stationspriser (eng., Local Station Prices, LSP) ska överliggande nätverkspriser (eng., Overlying Network Prices, ONP) uppnå kostnadstäckning för marginalkostnader som uppstår i alla noder i det överliggande nätverket relativt en stationspunkt p . En sådan punkt (p) definieras som en station med abonnenter anslutna till den. Kombinationen av alla överliggande nätpriser och lokala stationspriser kallas här lokala priser (eng., Local Prices, 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 nätpriser från överliggande nät är det första steget att bestämma marginalkostnader (eng., Marginal Cost, MC) i det överliggande nätverket. Dessa kostnader kan baseras på pris-last-modeller (eng., Price-Load Models, PLM) och andra näts tariffer (eng., Other Grids Tariffs, OGT). Det andra steget är att hitta den totala basen av tillgängliga nettoenergiflöden i alla punkter under en nod i det överliggande nätet. Det är på denna pool av energioverföringar som nätbelastningsavgifter och nätavhjälpningsersättningar 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 tillfälligt 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 nettostömmar 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 symmetrisk lokala priser (LP), vilka utgör aggregerade lokala stationspriser (LSP) och överliggande nätverkspriser (ONP) härledda från marginalkostnader i relevanta noder i DSO-nätverket.

Under normala omständigheter bör en abonnent endast reagera på kombinationen av det lokala priset (LP) och elhandelns *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 stegvis gå igenom 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 1. Prognostiserat nettoenergiflöde genom Kräklingbo station. Exempelvärden är inte relaterade till verkligheten.

Kräklingbo-noden har en prognostiserad genomströmning av energi ($E_{net}^{node [k]}$) 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.

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 2. 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 energienomströmning.

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

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

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 (P_{EL} , a , b , c) anpassas till funktioner i varje specifik punkt och nod.

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: $A_{net}^{node[k]}$ (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.

t	Accessible point flows	
	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 3. Tillgängligt nettoenergi flöde (import minus export) sammanfattat från stationspunkter under nod (k). Exempelvärden 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 $ONP_{import/export}^{node [k]}$ står för de råa överliggande nätverkspriserna för import eller export härledda från nod 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-krediten.
- För att distribuera en PLM-kredit måste dock noden ha interna prenumaranter 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 4. Diagram för att tolka kombinationer av tecken på nettogenomströmningen av energi och marginalkostnaden i noden.

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

Diagrammet i *Figur 4* 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 nätverksenergipriset för tiden t hittas. Formeln härstammar från den tidigare nämnda kostnadstäckningsformeln.

$$\begin{aligned} MC_{\text{node } [k]} &= ONP_{\text{import}}^{\text{node } [k]} \cdot A_{\text{import}}^{\text{node } [k]} + ONP_{\text{export}}^{\text{node } [k]} \cdot A_{\text{export}}^{\text{node } [k]} \\ ONP_{\text{import}}^{\text{node } [k]} &= -ONP_{\text{export}}^{\text{node } [k]} \quad (\text{öre/kWh}) \\ A_{\text{net}}^{\text{node } [k]} &= A_{\text{import}}^{\text{node } [k]} - A_{\text{export}}^{\text{node } [k]} \quad (\text{kWh}) \\ ONP_{\text{import}}^{\text{node } [k]} &= \frac{MC_{\text{node } [k]}}{A_{\text{net}}^{\text{node } [k]}} \quad (\text{öre/kWh}) \end{aligned}$$

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

Tillgänglighet

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

Tillgängligheten kommer att vara 1 eller nära 1 hela tiden när en stations integritet är robust, inklusive när förväntade spänningsproblem saknas.

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

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

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

Skriptet 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.

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

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

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

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

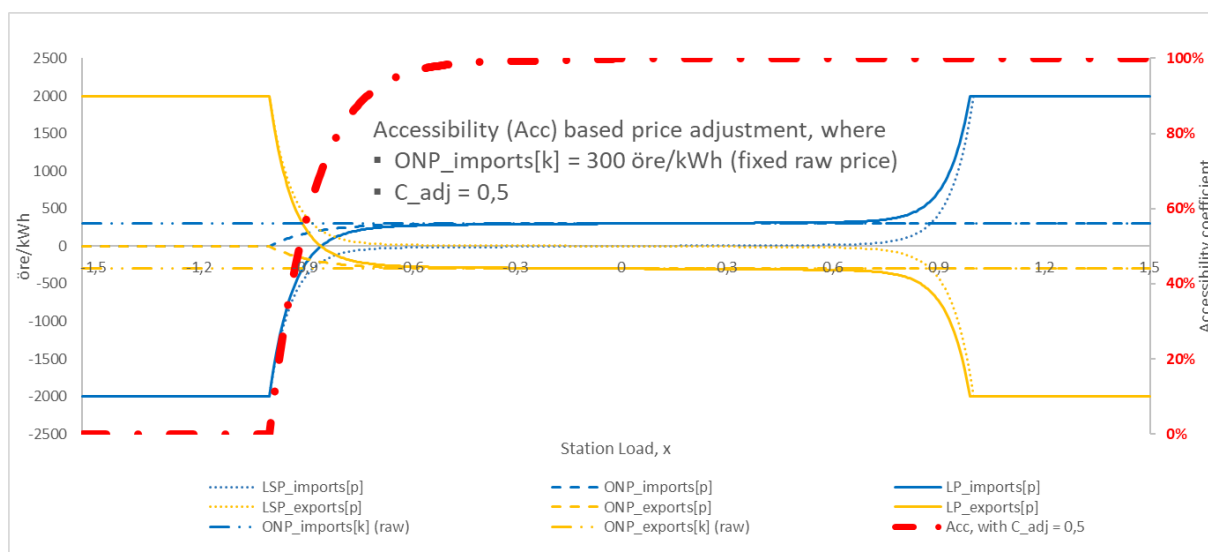
$$= MAX\left(0.0, 1 - \frac{P_{EL} \cdot \left(a \left(e^{b \cdot |x_p|^{C_{adj}}} - 1\right) + c \cdot |x_p|^{C_{adj}}\right)}{P_{maximum}}\right)$$

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

Exempel för att förstå ovanstående skript

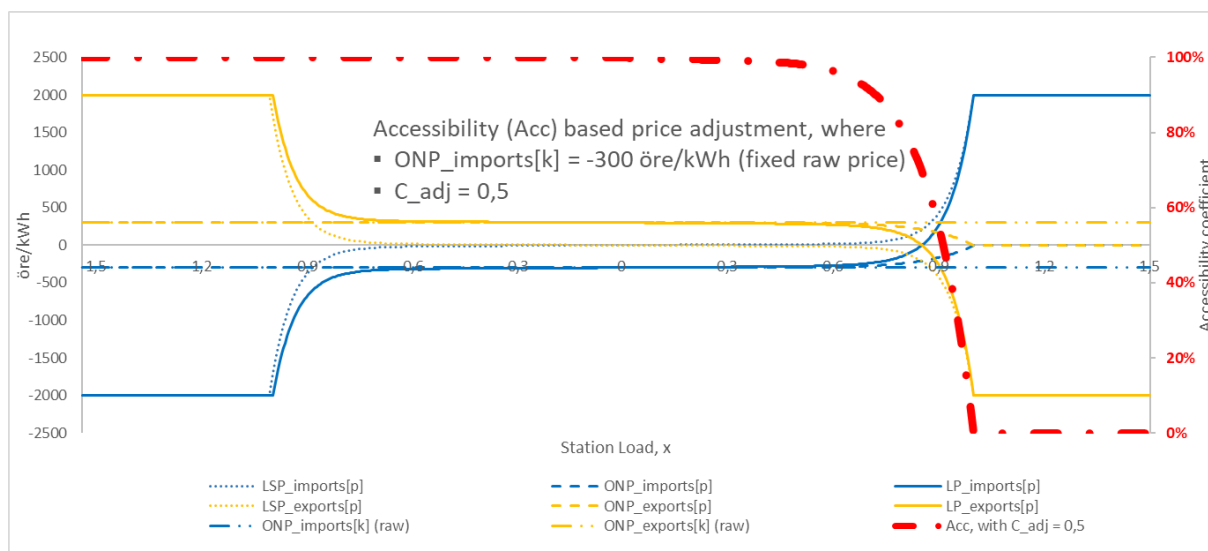
Antag att energiflödet genom en nod är negativt, det vill säga att exporten är dominerande. Anta också att marginalkostnaderna är positiva. Dessa omständigheter leder till att export krediteras och import debiteras, dvs. det överliggande nätverkspriset från noden för import kommer att vara positivt.

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 5 nedan.



Figur 5. Hur tillgängligheten förändras när det överliggande nätverket signalerar avgifter för import och krediter för export. En fast ONP på 300 öre/kWh för import (och -300 öre/kWh för export) används för visualisering.

Eller tvärtom: - När överliggande nätverkspriser från en nod i stället 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 6 nedan.



Figur 6. Exempel på hur tillgänglighet och prissignaler förändras med stationens belastning – om det råa överliggande nätverkspriset hade en fast kredit på 300 öre/kWh för import (negativt pris).

Restavräkningspott

I följande fall kommer det inte vara möjligt eller praktiskt att hitta en pris-lösning 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 restavräkningspott, 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 7. Testa för marginalkostnadsuppgörelser utan ett överliggande nätverkspris. Exemplet visar att testet var negativt för alla tillfällen, vilket innebär att ett överliggande nätverkspris skulle användas i stället.

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

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.

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

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 8. 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.

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

Figur 9 nedan visar ett exempelresultat som endast avviker från de råa överliggande priserna (i Figur 8) 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 9. Tillgänglighet och slutliga stations- och tidsspecifika överliggande nätverkspriser i testfallet. Det kan dras slutsatsen att stationsbelastningen är omkring -0,6 under tidsinstansen när tillgängligheten minskas (jämför med figur 5). 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 ($LP_{raw}^{point [p]}$) ersätts av ett dämpat lokalt pris ($P_{relaxed}^{point [p]}$), där förändringen också beror på det tidigare lokala priset ($LP_{previous}^{point [p]}$) och på λ .

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

Upprepning 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.

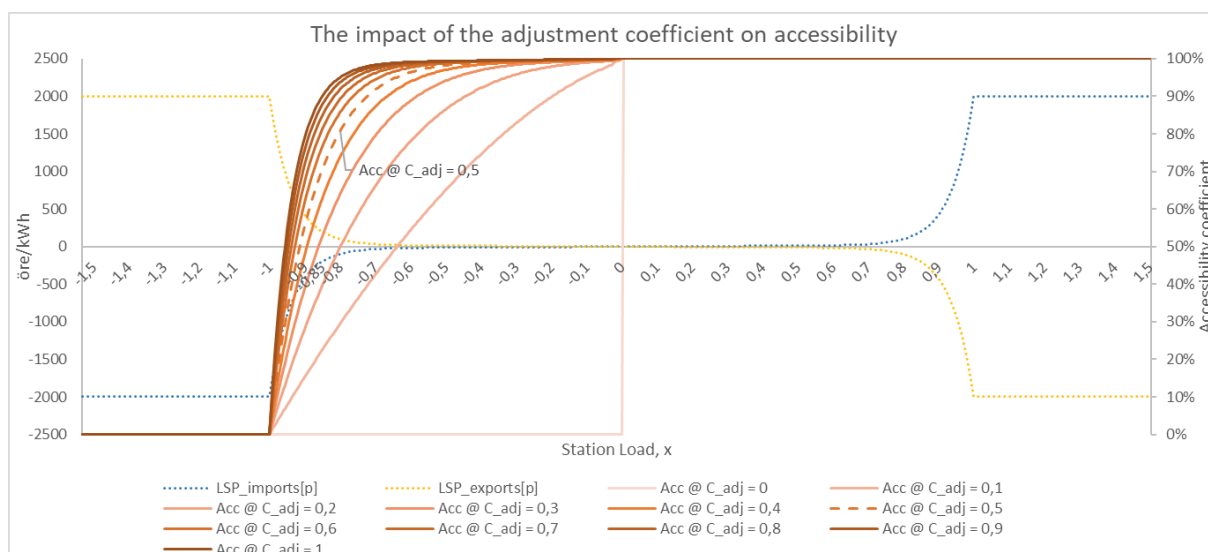
Om , kommer en ny omgång iterationer att behövas. $converged = FALSE$

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.

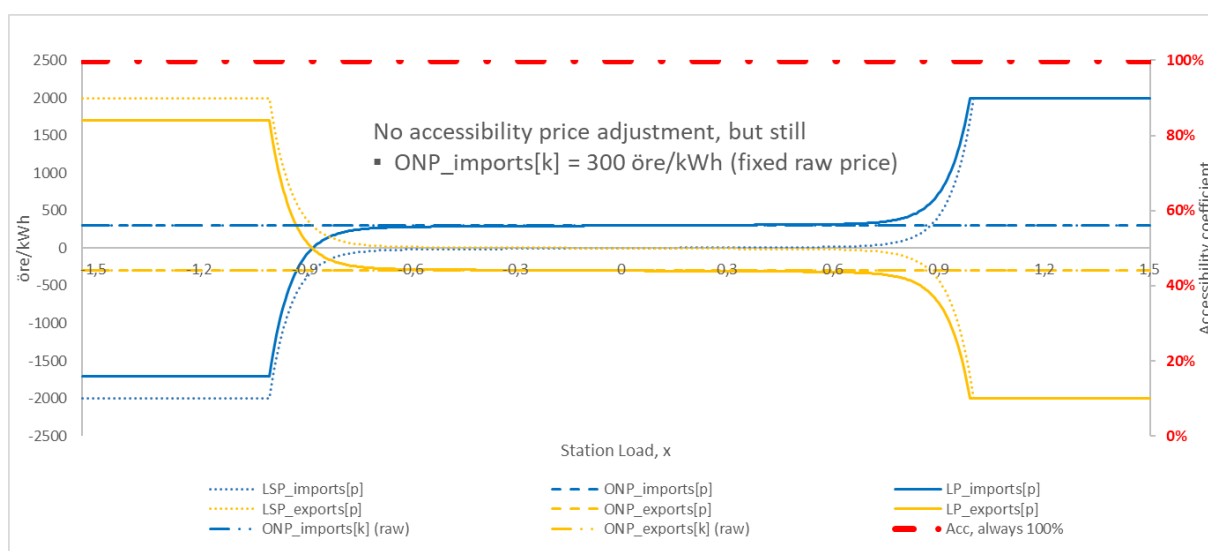
Om det finns några tvivel kring pris-belastningsmodellens (PLM) kurvas förmåga att skydda stationens integritet kan det vara klokt att använda ett reducerat C_{adj} eftersom det ger en högre säkerhetsmarginal för att undvika motstridiga incitament. På så sätt är det mer riskfritt att justera PLM-parametrar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



Figur 10. 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 $C_{adj} = 1$ kommer det inte att ske några förändringar jämfört med pris-last-modellkurvan. Medan med $C_{adj} = 0$ kommer det inte att finnas några överlagrade nätverkspriser alls. En balanserad medelväg kan vara att använda $C_{adj} = 0,5$, vilket visualiseras med en streckad ljusbrun linje.

Behövs 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 $ONP_{imports}[k] = 300$ öre/kWh, medan tillgängligheten är 100 % hela tiden.



Figur 11. Tillgängligheten är alltid 100 % i detta diagram, vilket innebär att det lokala stationspriset är justerat med en avgift på 300 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 i stället skulle visa ett *negativt* överliggande nätverkspris för import, skulle skiftet i stället 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.

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 ($E_{net}^{point [p]}$)
// och dynamisk stationsbelastning ($x_{point [p]}$).

END FUNCTION

FUNCTION NodeForecaster (k)

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

END FUNCTION

// Steg 2: Loop tills en konvergent lösning har hittats

iter = 0 // Iterationsindex

lambda = 0.5 // Relaxerings-/Dämpningsparameter

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

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

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

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

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

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

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

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

// Steg 2.2.2: Hitta totalt tillgängligt energiflöde för noden

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

FOR p IN $point_list [k]$

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

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

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

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: $SettlementPot [k] = MC_{node [k]}$

$MC_{node [k]} = 0.0$

$Flag = TRUE$

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

// Dämpa lokala prisförändringar

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

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

// Sätt ett tak på det lokala priset om det behövs

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

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

END IF

// Registrera den högsta lokala prisförändringen

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

// 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: $iter > 1$

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

END IF

// Steg 2.5: Sammanfatta den kvarvarande avräkningspotten

IF: $converged$

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 prisfunktionen 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?	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). 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. 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.
Client specifications for this solution (Requirements)	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	1) Prices vs Consumption (p.u.) curve with the values for its parameters. 2) User tolerance to undervoltages: - 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	1) Day-ahead flexible tariff prices including a feature that procures to mitigate undervoltages
Results/feedback	- 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.:**

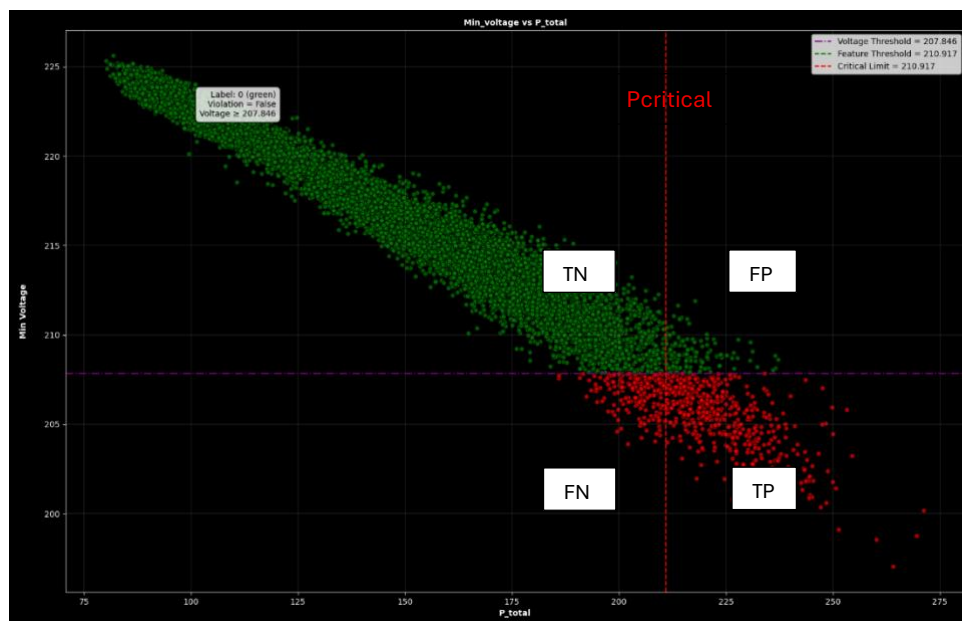


Figure 1: V_{min} vs P_{agg}

- 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 shown 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:

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

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

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

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

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

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..**

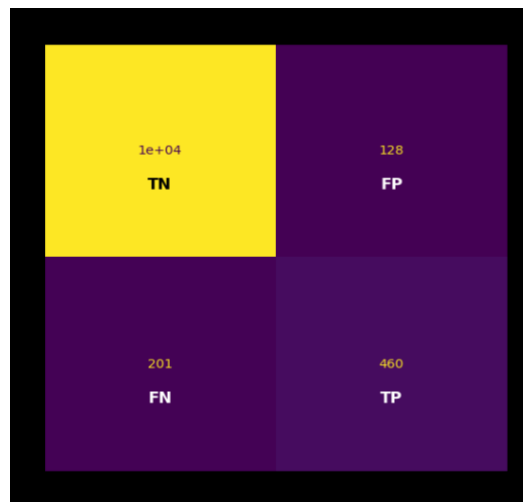


Figure 2: Quadrant parameter values

- 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..**

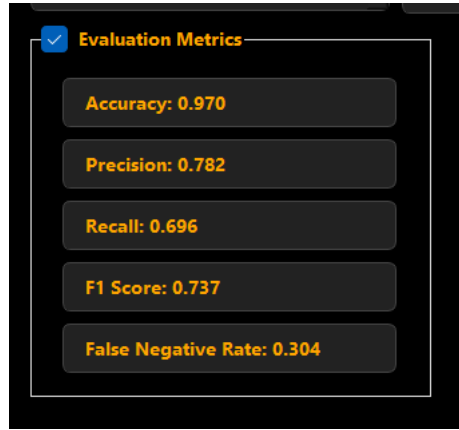


Figure 3: Evaluation metrics result

- 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 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:

$$\begin{aligned} F_B &= c_{el} * (a * (e^{(b * |xax|)} - 1) + (c * |xax|)) \\ F_A &= -F_B \\ F_{CON}(xax) &= \begin{cases} F_B, & xax \geq 0 \\ F_A, & xax < 0 \end{cases} \\ F_{GEN}(xax) &= \begin{cases} F_A, & xax \geq 0 \\ F_B, & xax < 0 \end{cases} \\ F_{CON}^{Sat} &= \text{sat}(F_{CON}(xax), \text{limit}) \\ F_{GEN}^{Sat} &= \text{sat}(F_{GEN}(xax), \text{limit}) \end{aligned}$$

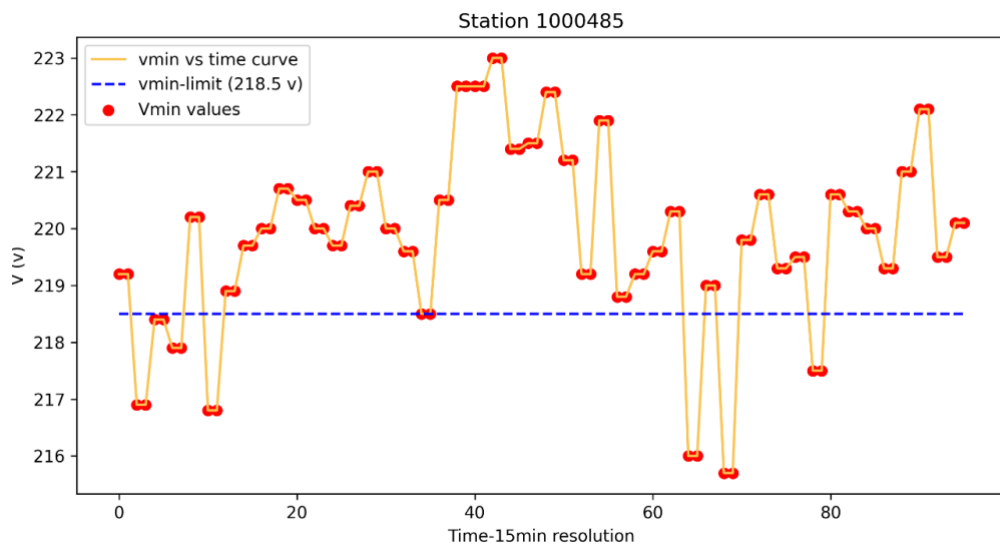
Where c_{el} , a and c are given constant coefficients while $limit$ is the upper price limit.

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)

16) Figure



4

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

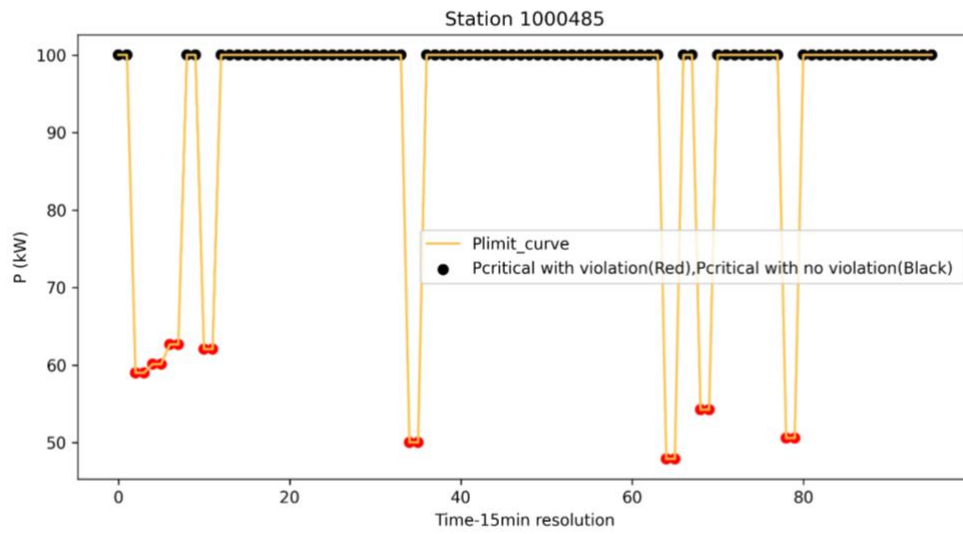


Figure 5: Pcritical limit for 24hr

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.

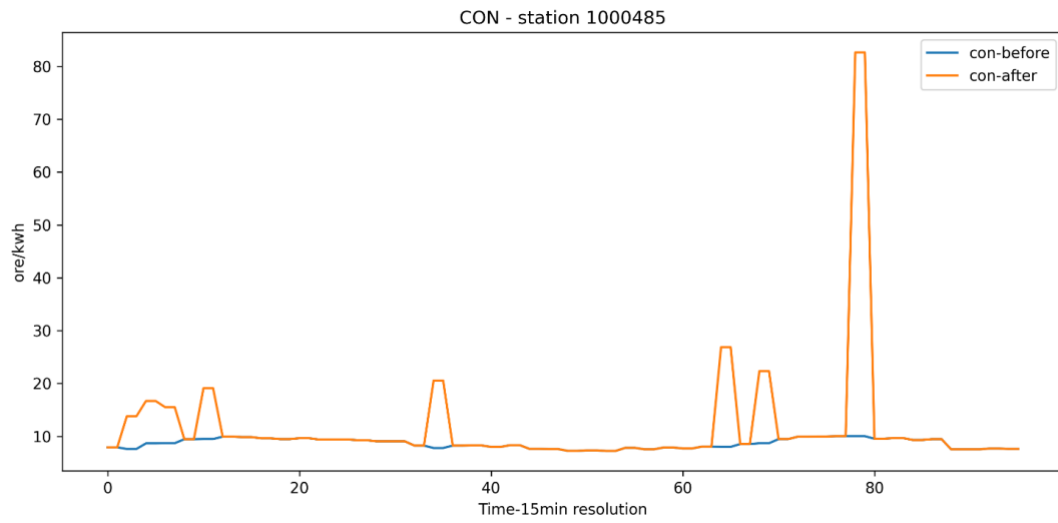


Figure 6: Price for consumption

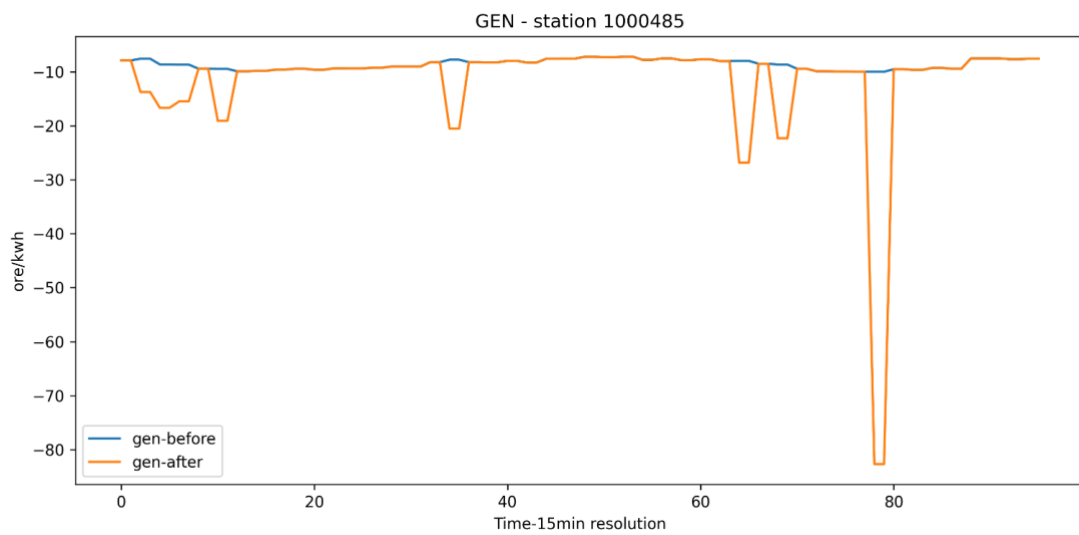


Figure 7: Prices for generation

- 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-

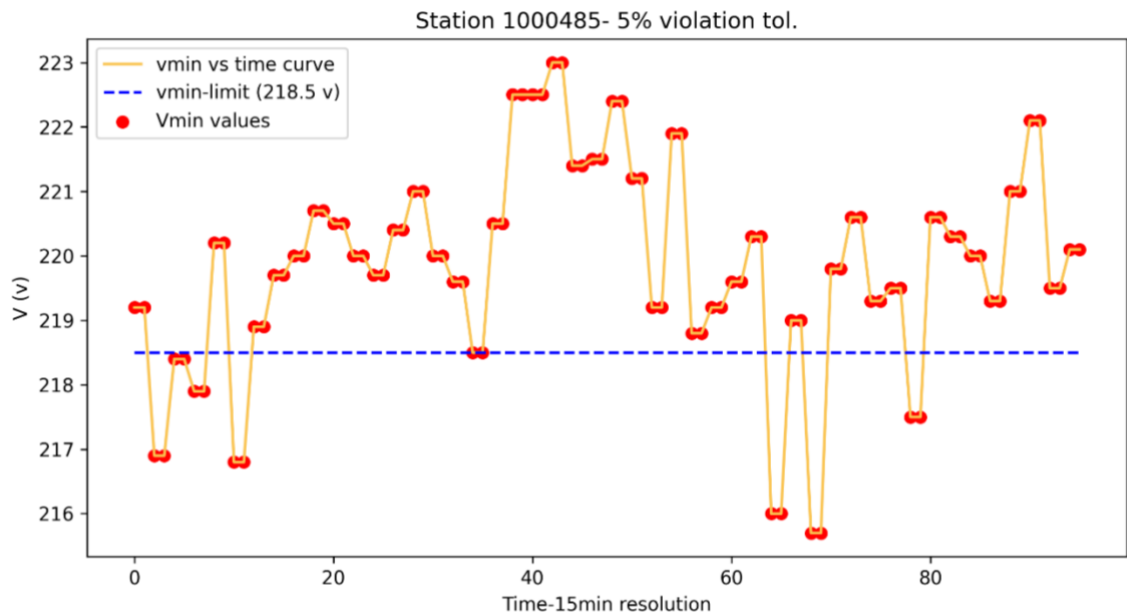


Figure 8: Minimum voltage at -5%

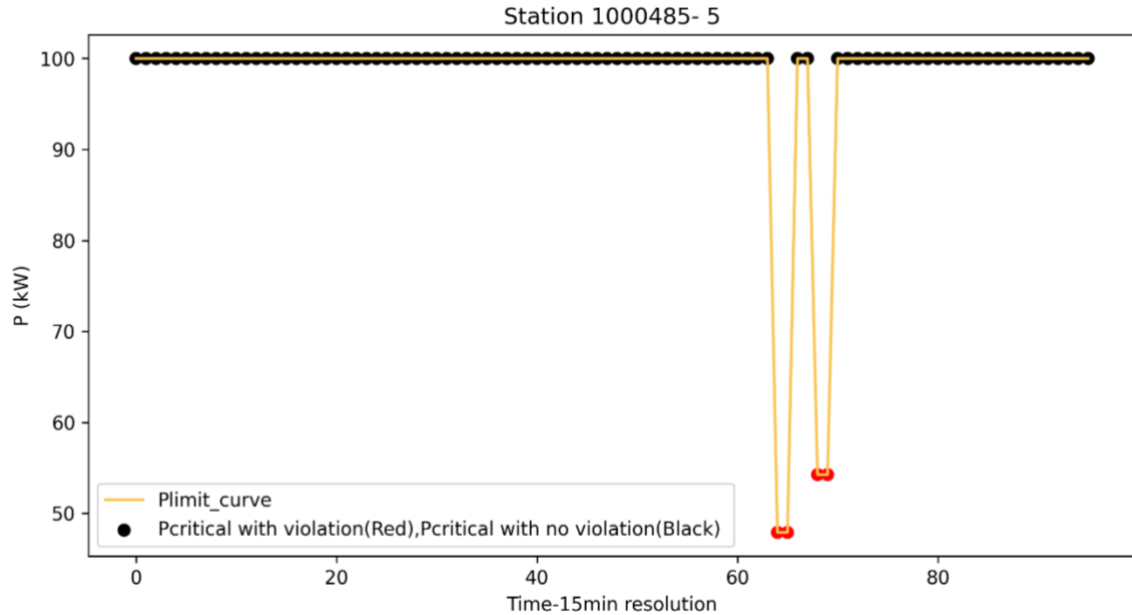


Figure 5: Pcritical at -5% voltage limit and 5% violation tolerance

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.

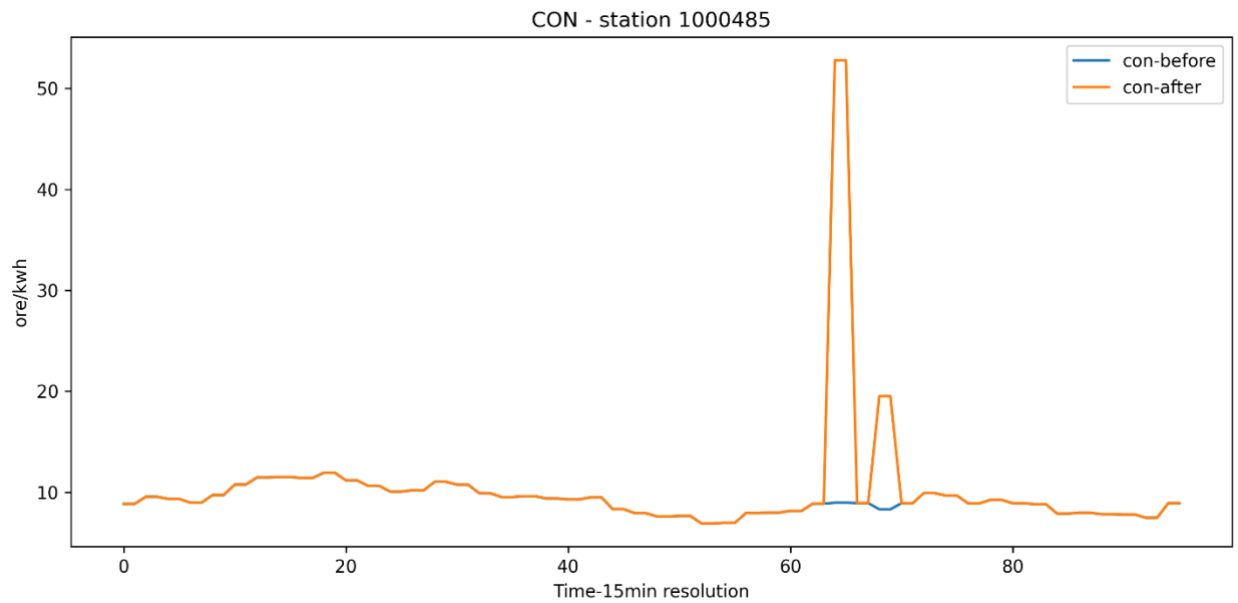


Figure 10: Price for consumption at 5% violation tolerance

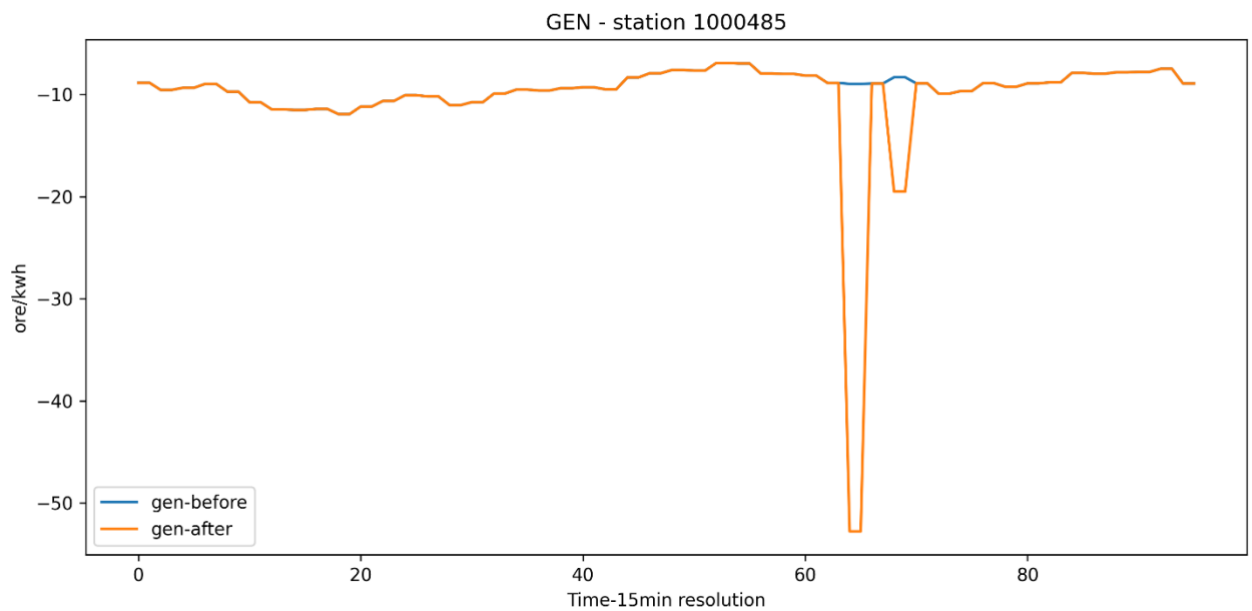


Figure 11: Price for generation at 5% violation tolerance

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 spänningsavvikelser föreligger och därefter anpassa prisFunctionen för att styra elanvändningen bort från dessa tillstånd.

Bilagan beskriver även hur historiska mätdata och prognoser används för att koppla samman spänningsnivåer och aggregerade effektlöden, 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?	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. 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. 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.
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) • 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: • 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	- 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:

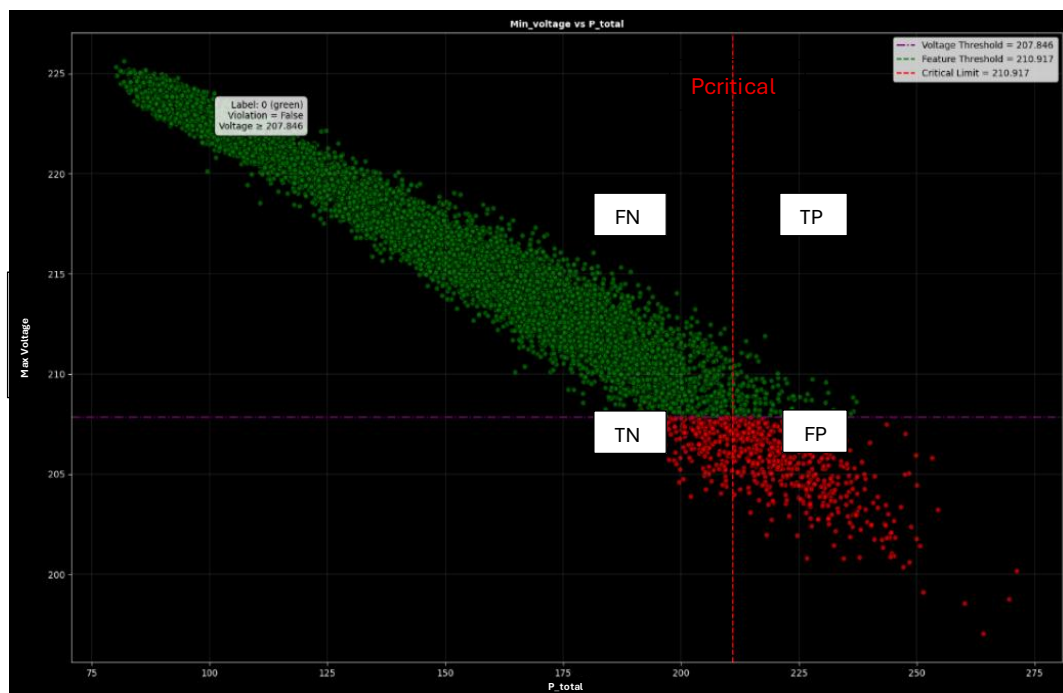


Figure 1: Vmax vs Pagg

- 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.

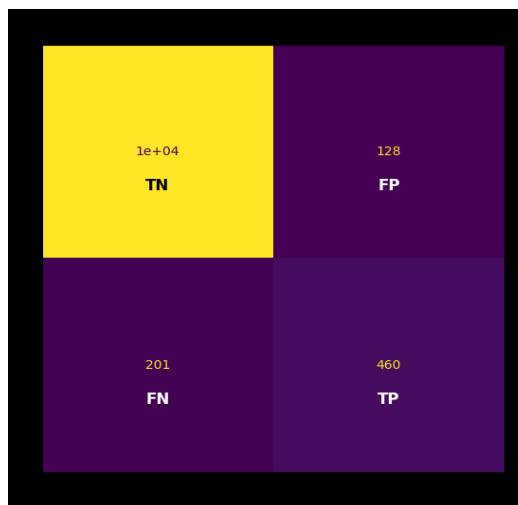


Figure 2: Quadrant parameter values

- 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.

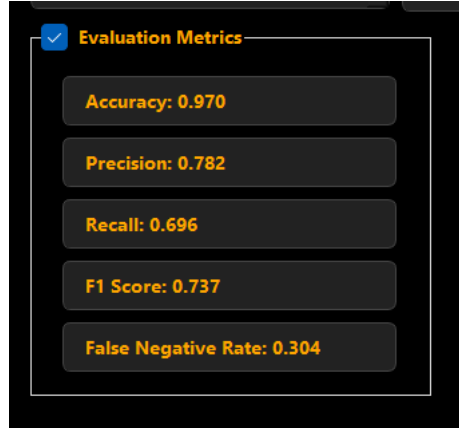


Figure 3: Evaluation metrics result

- 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 $P_{critical}$.

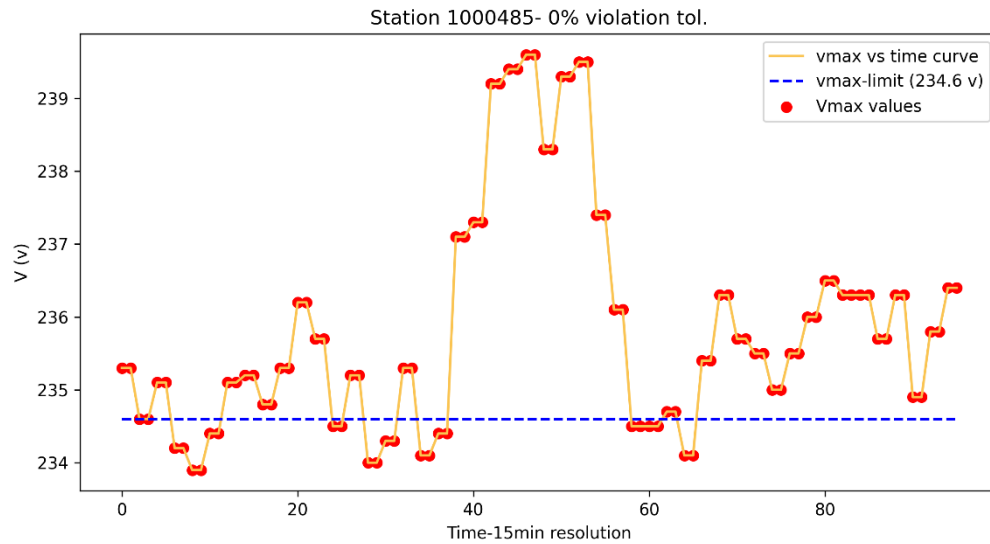


Figure 4: Maximum voltage at each instant

- 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.

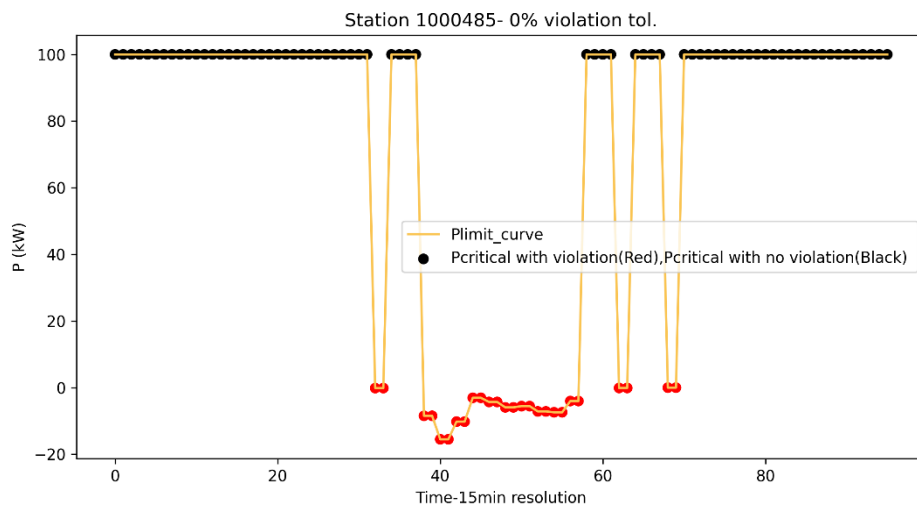


Figure 5: $P_{critical}$ at each instant

- 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.

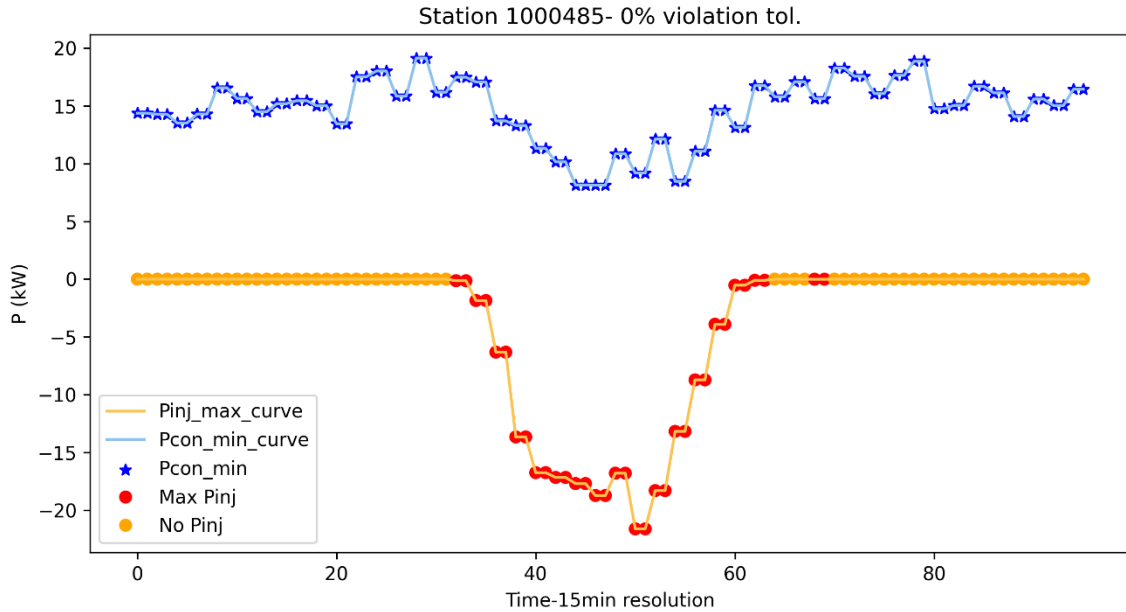


Figure 6: The maximum injection power and minimum consumption

- 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

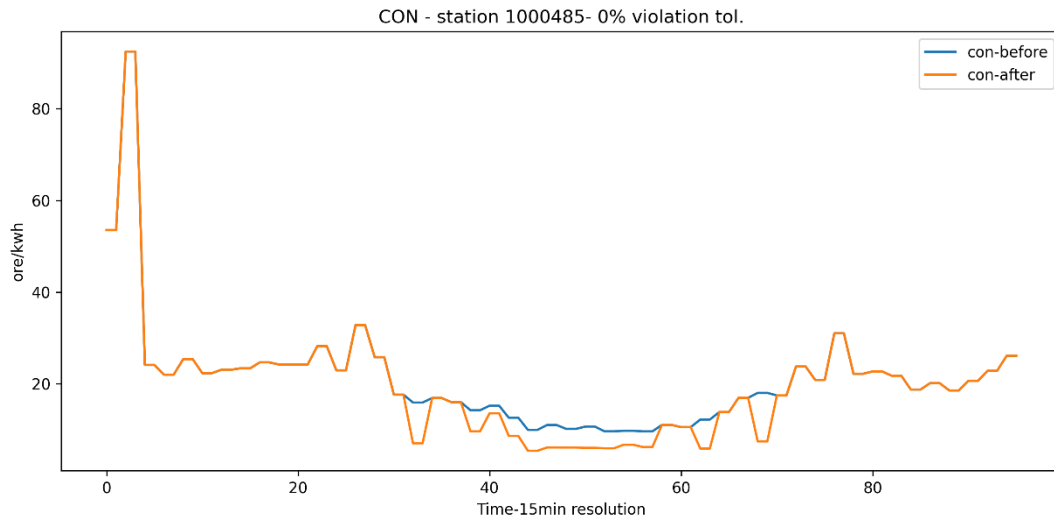


Figure 7: Price for consumption

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.

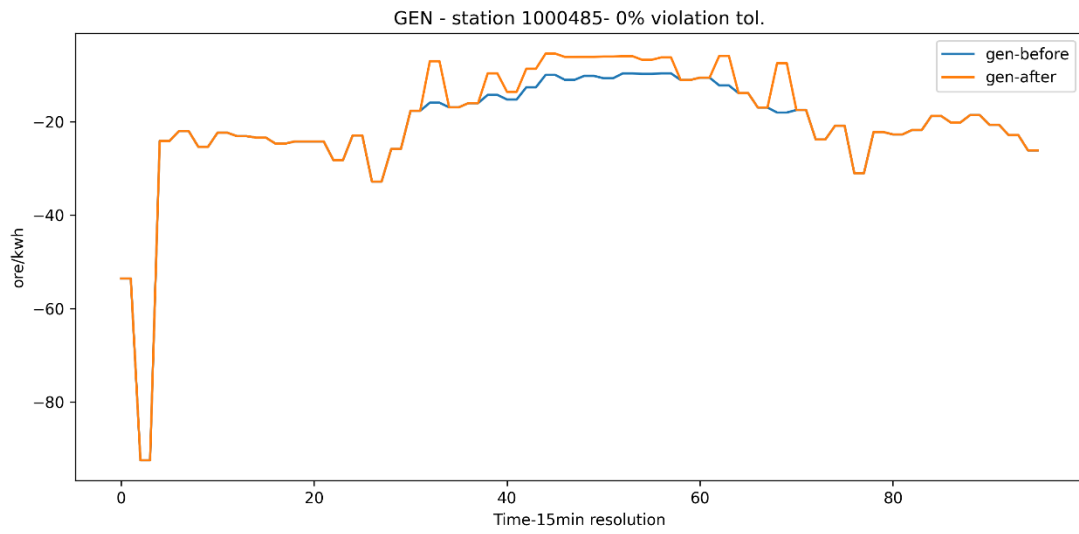


Figure 8: Price for injection

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

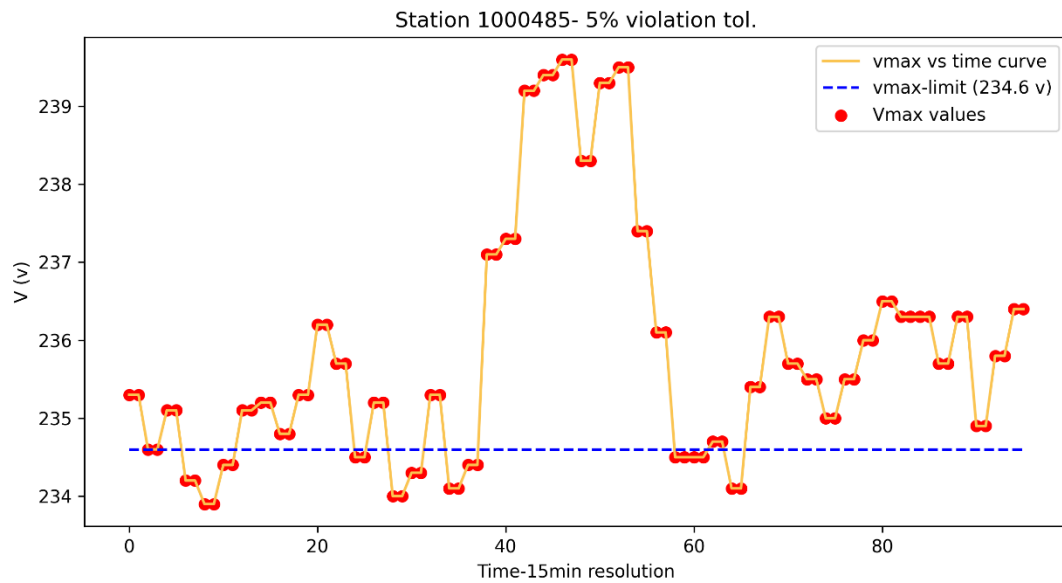


Figure 9: Maximum voltage at each instant

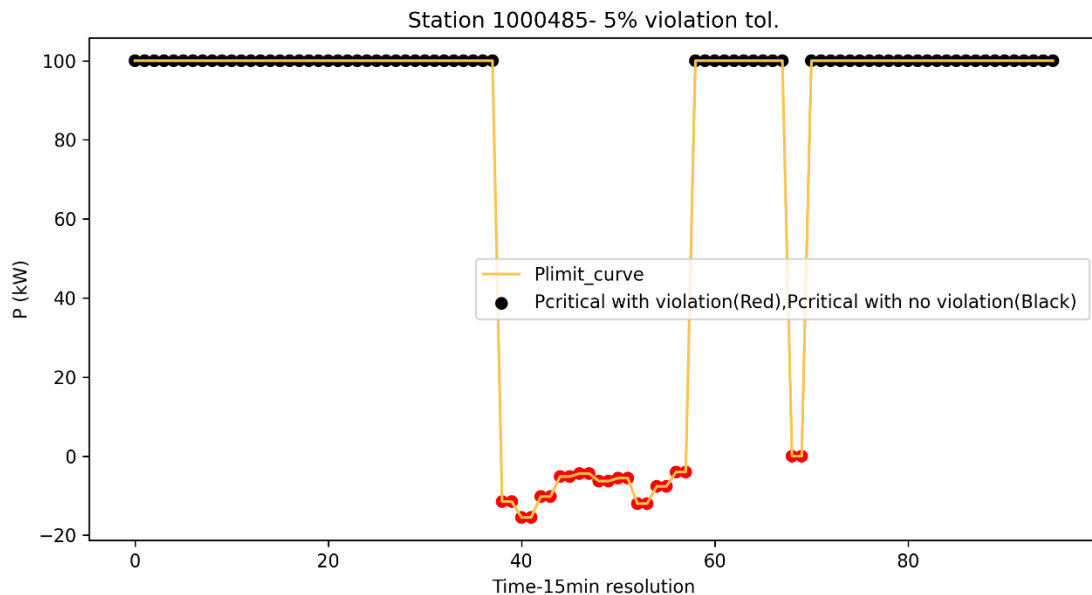


Figure 10: Pcritical at -5% voltage limit and 5% violation tolerance

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

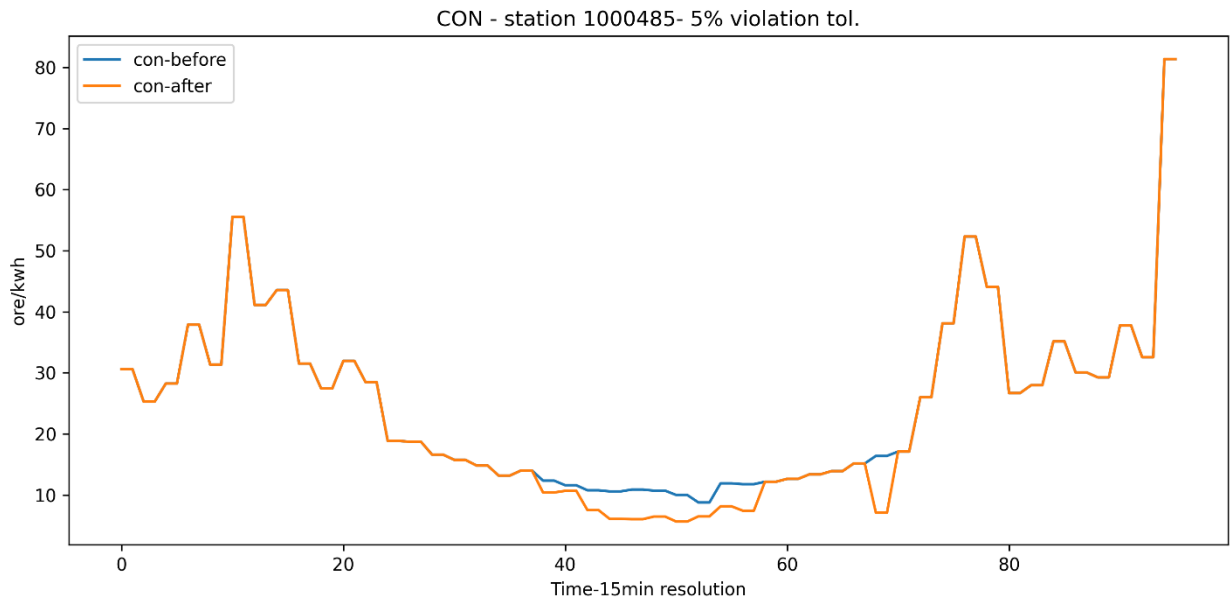


Figure 11: Price for generation at 5% violation tolerance

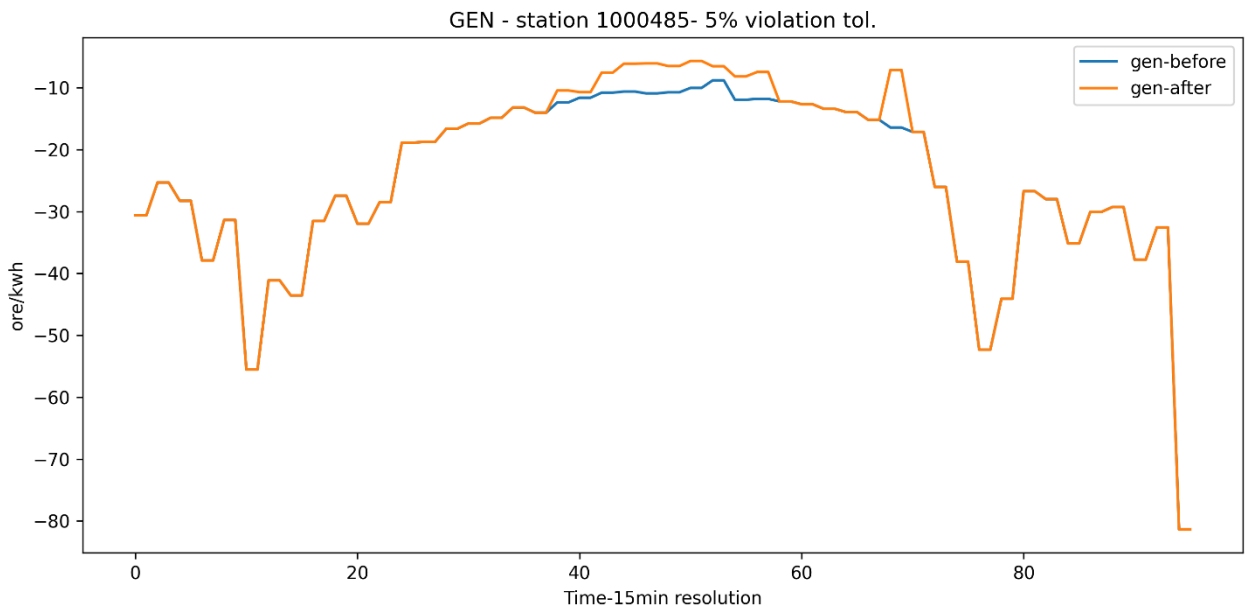


Figure 12: Price for consumption at 5% violation tolerance

- 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.

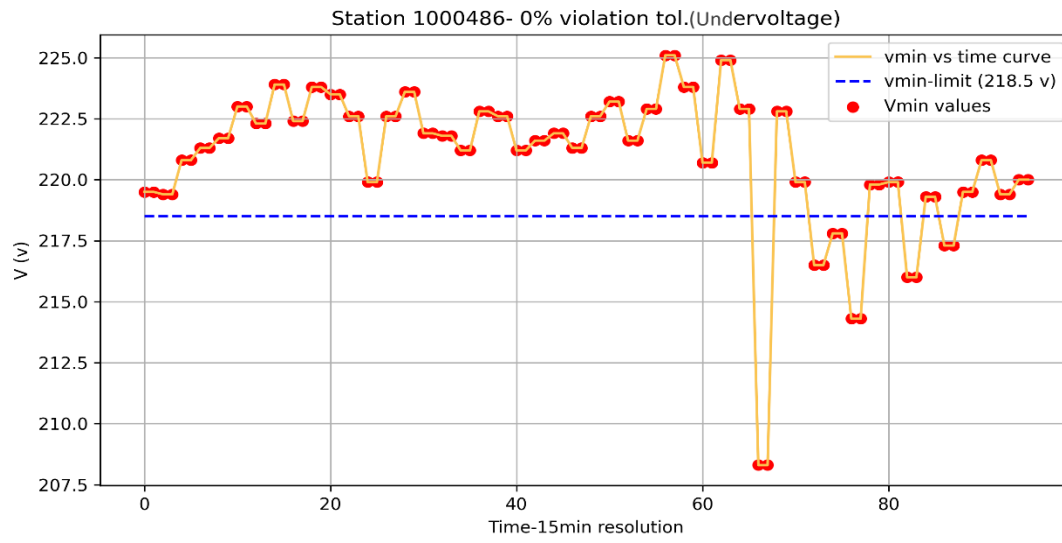


Figure 13: Minium voltage at each instant

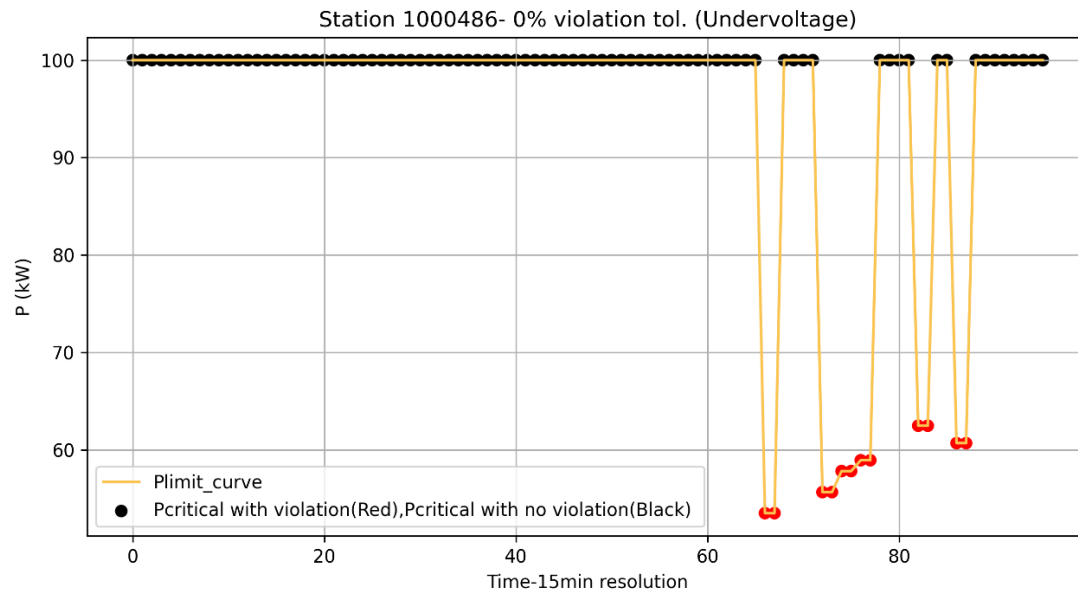


Figure 14: Pcritical for undervoltage case

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.

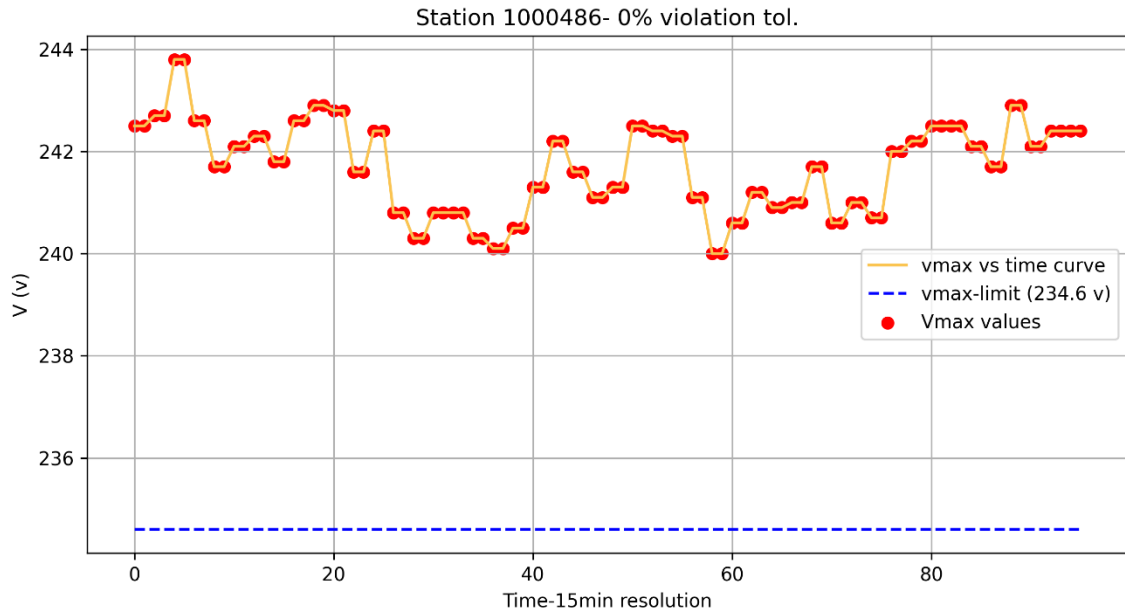


Figure 15: Maximum voltage at each instant

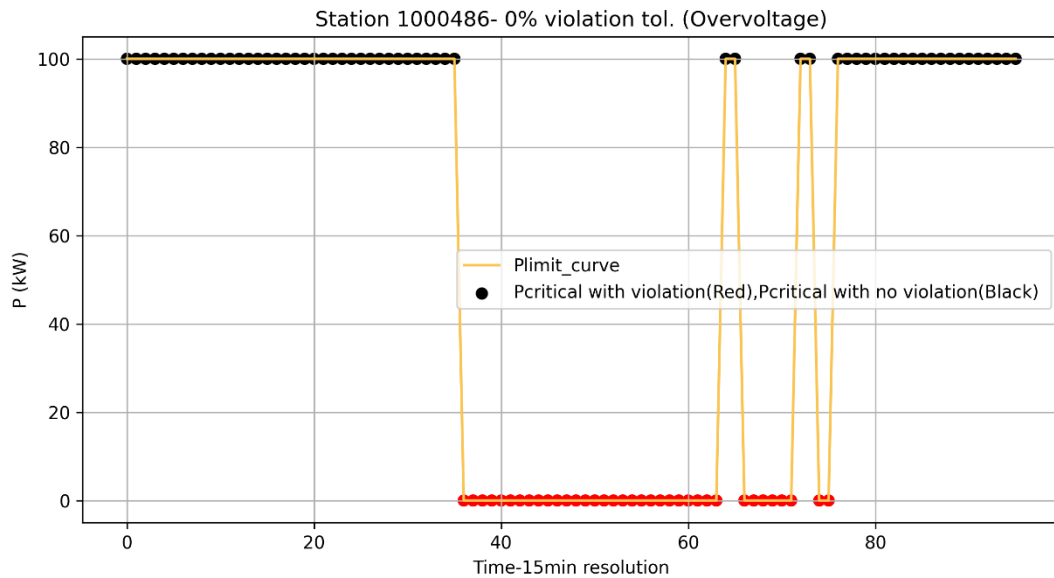


Figure 16: Pcritical for overvoltage case

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

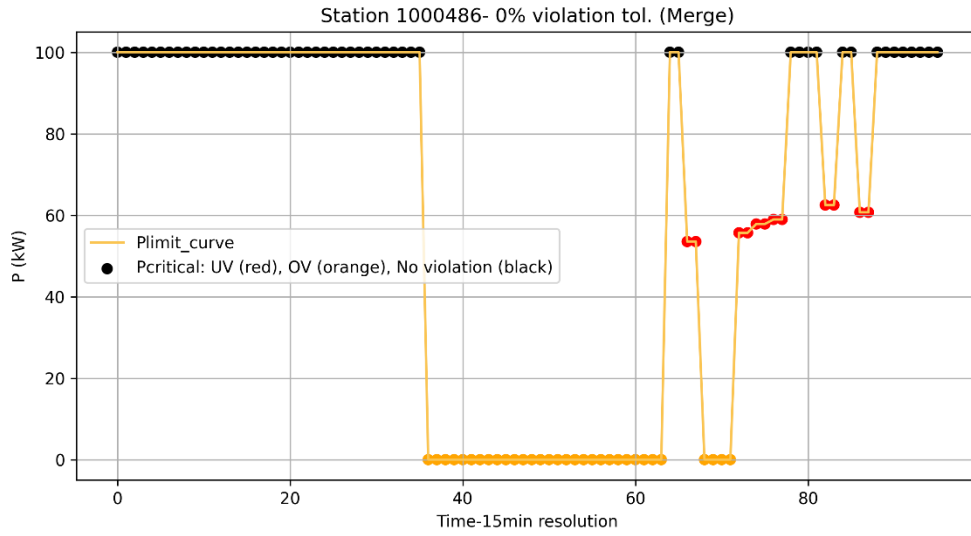


Figure 17: Merged/common $P_{critical}$ for both under and over voltage case

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.

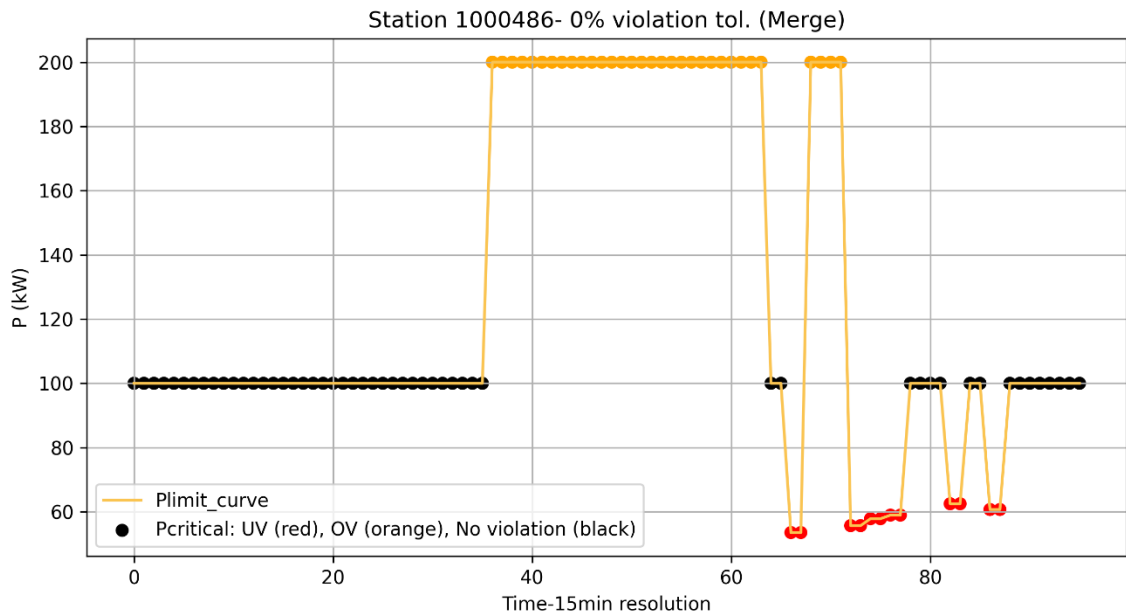


Figure 18: Merged pcritical after the application scaling the pcritical of overvoltage

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

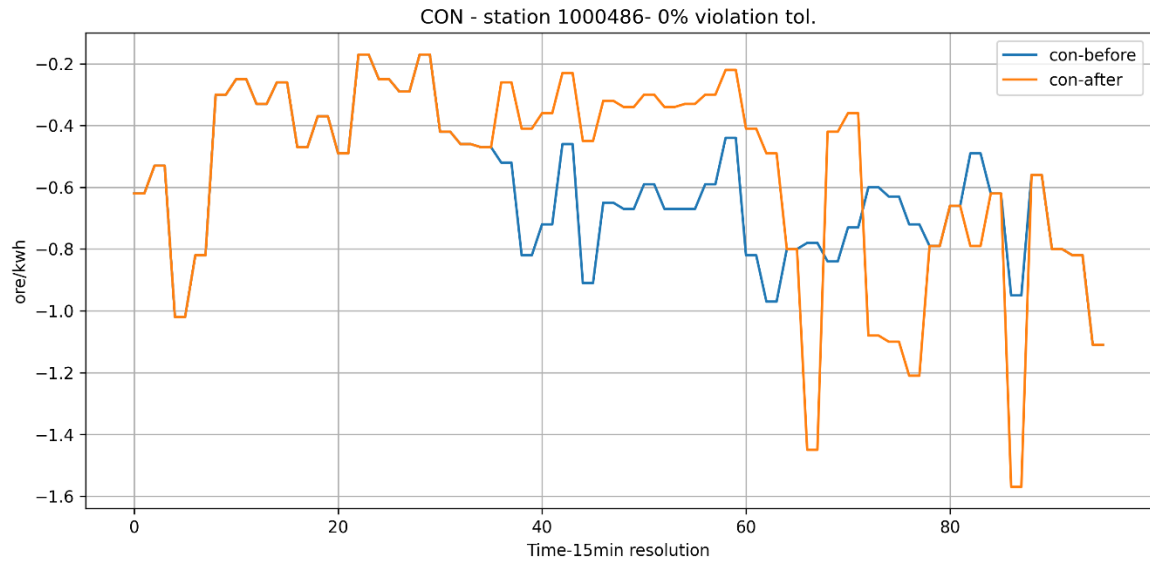


Figure 19: Price for consumption

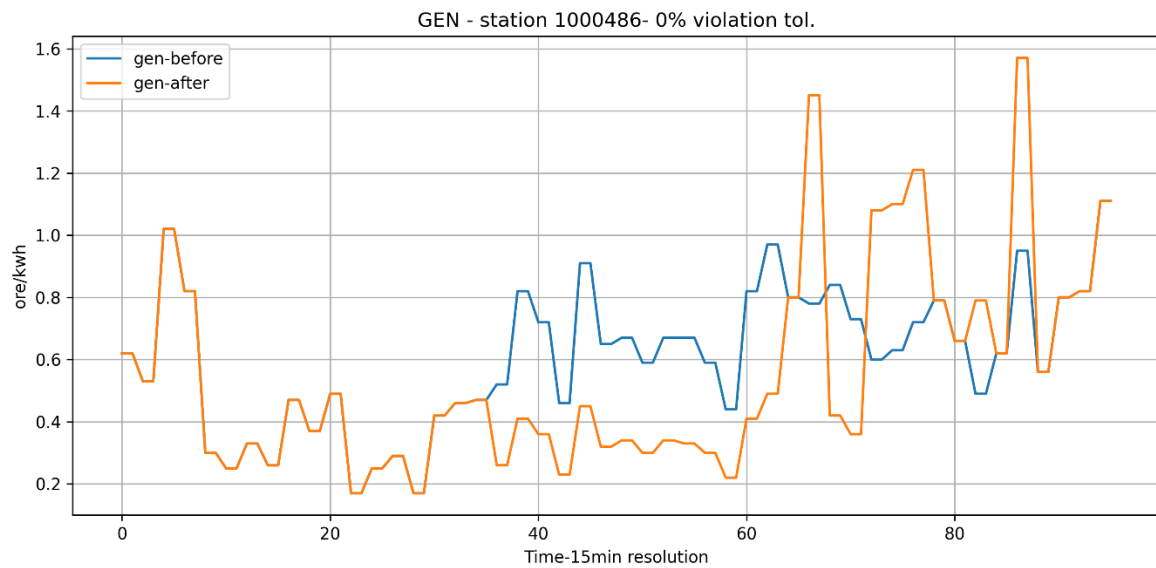


Figure 20: Price for generation

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.

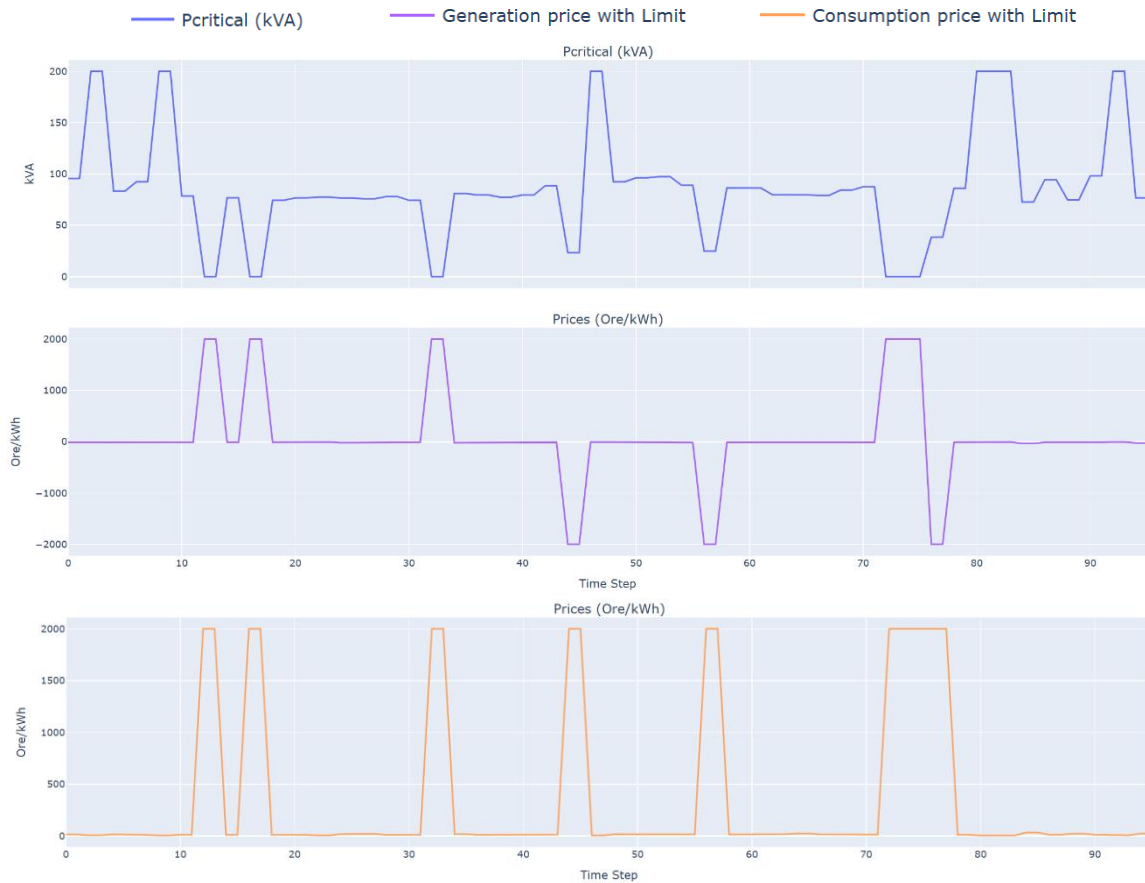


Figure 21: Pcritical and Price pattern for 24 hours

- 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.

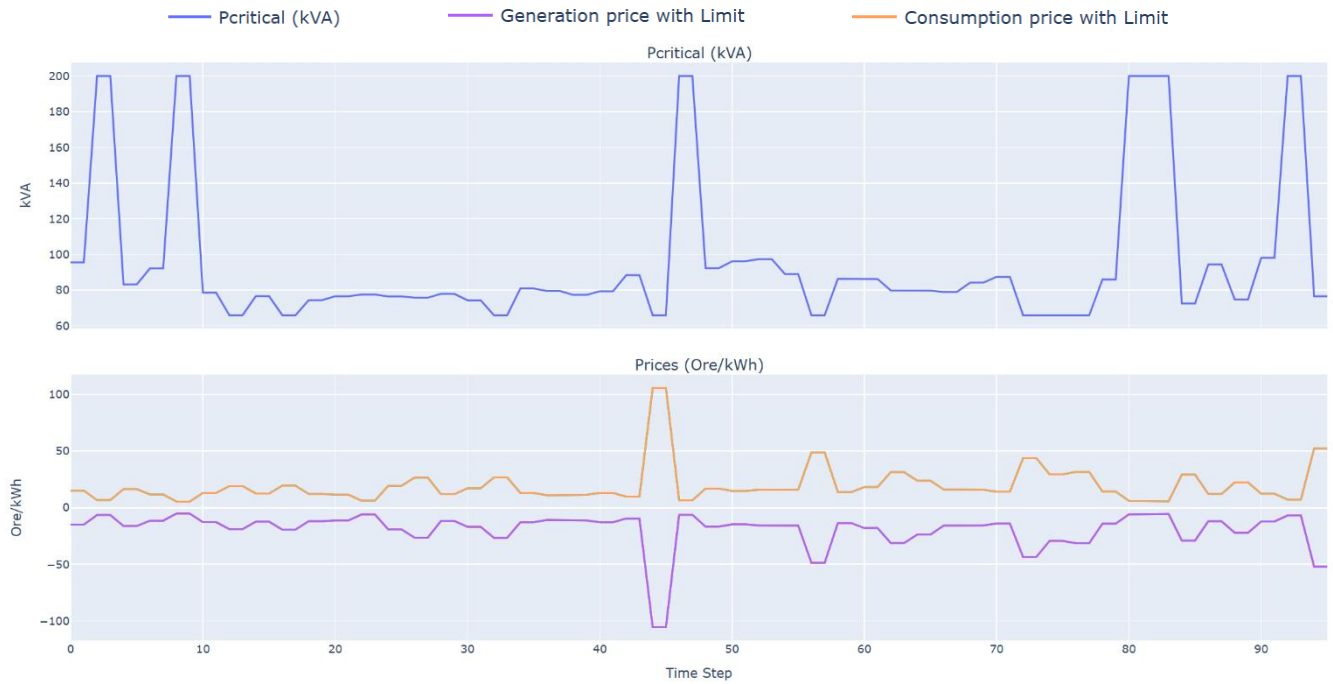


Figure 22: $P_{critical}$ and Price pattern after minimum loading consideration.