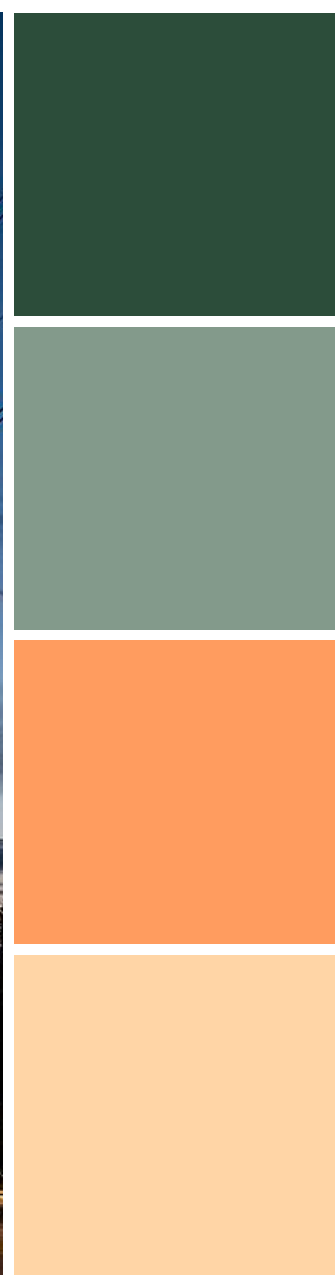


Konkurrensen om efterfrågefleksibilitet

Delrapport: Simuleringsstudie olika effektagifter

RAPPORT 2026:1197



Konkurrensen om efterfrågefleksibilitet

Delrapport: Simuleringsstudie olika effektavgifter

Peter Fritz, Fritzfirma
Jakob Helbrink, Merlin & Metis
Bethel Zaya, Merlin & Metis
Magnus Lindén, Sweco
Emilie Andersson, Sweco

ISBN 978-91-89917-40-8 | © Energiforsk juni 2026
Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30
E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Innehållsförteckning

Förord	4
Summering	5
1. Inledning.....	8
2. Nätprissättning teori och praktik.....	10
2.1 Hur svenska elnätsavgifter regleras	11
2.1.1 Ellagen.....	11
2.1.2 Reglering i EU-rätten.....	12
2.1.3 Energimarknadsinspektionens (Eis) föreskrift EIFS 2022:1 (som har dragits tillbaka)	13
2.2 Prissättningsteori möter verklighet	13
2.2.1 Prissättningsteori	13
2.2.2 Exempel stamnätstariffen	14
2.2.3 Hur effekttariffen förhåller sig till prissättningsteori.....	16
2.3 Andra möjligheter än nättariffer att påverka nätkundernas uttagsmönster ...	17
3. Metod.....	19
3.1 Simuleringsmodellen	19
3.2 Hur tarifferna är framtagna/kalibrerade	20
4. Resultat från simuleringsstudien	23
4.1 Resultat för en nätkund och en nättariff (Standardtariffen).....	23
4.2 Aggregerat resultat för 200 hushåll med standardtariff	24
4.3 Hur nättariffens utformning påverkar resultatet i simuleringen	25
4.3.1 Sammanlagringseffekter för olika tariffer	25
4.3.2 Hur nya toppar kan skapas av tarifferna.....	28
4.3.3 Hur olika tariffer påverkar förutsättningarna att agera på Elspot och stödtjänstmarknaderna	31
4.3.4 Ekonomiskt resultat	33
4.4 Hur de olika tarifferna påverkar hela nätet	35
4.4.1 Effekter i gränspunkten till regionnätet	35
4.4.2 Effekter på nätstationsnivå.....	36
4.4.3 Aktivering av stödtjänster (FCR-produkter)	38
5. Slutsatser och diskussion	41
5.1 Slutsatser av simuleringsstudien.....	41
5.2 Diskussion	44

Förord

Efterfrågefleksibilitet är en viktig resurs för att möta ett elsystem med ökad efterfrågan, växande effektbehov och en större andel väderberoende elproduktion. Samtidigt utvecklas nya marknader och styrmedel som konkurrerar om samma flexibilitetsresurser. Denna rapport analyserar hur olika utformningar av effektavgifter i elnäten påverkar kundernas incitament att använda sin flexibilitet och vilka konsekvenser detta kan få för såväl elnäten som övriga elmarknader.

Rapporten är en del av Energiforsks projekt *Konkurrensen om kundernas efterfrågefleksibilitet*. Arbetet har genomförts av Peter Fritz (Fritzfirma), Jakob Helbrink och Bethel Zaya (Merlin & Metis) samt Magnus Lindén och Emilie Andersson (Sweco). Studien bygger på simuleringar av hushåll med flexibilitetsresurser och belyser hur olika tariffmodeller påverkar både kundernas beteende och nätens belastning.

Rapportförfattarna ansvarar för alla resultat och slutsatser i rapporten. Vi hoppas att rapporten ska bidra till den fortsatta diskussionen om hur framtida effektavgifter bör utformas för att stödja ett effektivt utnyttjande av såväl elnäten som de flexibilitetsresurser som utvecklas i energisystemet.

Stockholm, juni 2026

Energiforsk

Summering

Denna rapport är en delrapportering av Energiforsks projekt "konkurrensen om kundernas efterfrågefleksibilitet" och fokuserar i första hand på resultaten från en simuleringsstudie där fyra olika elnätstariffer med effektagifter undersöks. Med effektagift avses här en avgiftskomponent i nättariffer som är utformade så att kostnaderna under månaden direkt påverkas av hur och när elen i fastigheten används.

När arbetet med studien inleddes fanns det ett beslut från Energimarknadsinspektionen (Ei) att effektagifter skulle införas till alla kunder senast i januari 2027 (EIFS 2022:1). Efter bred kritik under våren 2026 bestämdes att beslutet ska dras tillbaka och Ei ska återkomma med ett nytt förslag. Kritiken var främst inriktad på två regulatoriskt viktiga frågor:

1. Begriplighet - de nya avgifterna var svåra att förstå för kunderna och,
2. acceptans/skälighet - det var svårt att acceptera att kundens levnadsvanor kunde få så stora konsekvenser för månadens elräkning.

I den här rapporten har vi analyserat avgifterna utifrån dess förväntade effektivitet. Med detta avses hur olika typer av effektagifter kan förväntas påverka elanvändarnas agerande och hur det i sin tur påverkar nätets belastning, buden till spotmarknaden och stödtjänstmarknaderna. Detta har gjorts med stöd av en simulering med delvis förenklande antaganden vilka de viktigaste är:

- Den flexibla resursen som kunderna förfogar över är ett hemmabatteri på 7kW/7KWh.
- Optimeringen sker med "perfect foresight" vilket bland annat betyder att kunden/aggregatorn vet när deras egna effekttoppar infaller och det vet priser på Elspot och stödtjänster redan när buden läggs.

Resultaten ska tolkas med dessa begränsningar i åtanke men är enligt vår mening trots det intressanta och visar på behovet att genomföra fördjupade analyser med mer verklighetsnära antaganden.

När det gäller påverkan på nätverksamheten har vi inte analyserat effektagifterna efter några andra kriterier än hur de kan förväntas påverka dimensioneringen av nätet genom att studera sammanlagringseffekter för de 200 slumpvis utvalda kunder som ingått i simuleringen samt sammanlagringseffekter på nätstationsnivå och på gränspunktsnivå.

Det motiv som Ei framförde för att införa en obligatorisk effektkomponent i nättariffen var att den bedömdes främja ett effektivt nätutnyttjande och möjliggöra att nya kunder kan anslutas till befintligt nät. Effektivitetsfrågan är därför något som bör ligga i fokus inför den översyn som nu görs.

Kapitel 2 Nätpriissättning teori och praktik

I kapitel 2 diskuteras några centrala utgångspunkter vid utformning av nättariffer. I kapitlet diskuteras vilka möjligheter och begränsningar som gällande lagstiftning innebär och vad en effektiv nättariff innebär utifrån ett såväl teoretiskt som praktiskt perspektiv.

Kapitel 3 Metod

Inom ramen för projektet har en simuleringsmodell utvecklats. Simuleringsmodellen är formulerad som en optimeringsmodell som maximerar värdet för en kund genom att styra en flexibel resurs.

Värdeskapande för kund kan ske genom att:

- minska elnätskostnader beroende på tariffdesign och kostnadsparametrar,
- minska elhandelskostnader (alt öka elhandelsintäkter) genom att ladda batteriet under billigare perioder och ladda ur batteriet under dyrare perioder,
- öka intjäning genom att nyttja batteriet för att tillhandahålla stödtjänster gentemot Svk.

För att kunna genomföra simuleringen har projektet fått tillgång till mätdata från ett lokalnät med ca 20 000 uttagpunkter. Mätdata avser kvartsdata för samtliga mätpunkter och avser helåret 2025. Utifrån detta underlag har 200 nätkunder slumpmässigt valts ut med elanvändning på mellan 15-20 000 kWh per år, d.v.s. typiska villor med elvärme. Dessa kunder har försetts med ett "batteri" på 7kW / 7kWh som representerar den flexibla resursen. Förutom uttagpunkter har vi även tillgång till mätdata för fördelningsstationer och gränspunkter vilket möjliggör vissa analyser av sammanlagringseffekter.

I simuleringen har vi undersökt hur fyra olika effekttariffer påverkar resultatet. Vi har kallat dessa: Standardtariff, tariff nr 2, tariff nr 3 och Uniflextariffen. Till skillnad från de övriga är Uniflextariffen en s.k. dynamisk tariff där priset på effekt bestäms löpande utifrån nätets verkliga belastning och inte årsvis i förväg som för övriga. All prisdata (spotmarknaden och stödtjänstmarknaderna) avser verkliga priser för år 2025.

Kapitel 4 resultat från simuleringsstudien

I kapitel 4 redovisas resultatet från simuleringen. Inledningsvis presenteras resultaten för en enskild nätkund och en nättariff. Detta ger ett underlag för läsare att enklare förstå hur modellen fungerar och de olika resultaten.

Därefter utökas analysen stegvis genom att först studera resultaten för de 200 flexibla hushållen, fortfarande endast för en tariff. Därefter studeras hushållens styrning utifrån de 4 olika nättarifferna. Slutligen beskrivs hur nätets uttag i gränspunkt och på nätstationsnivå påverkas.

Kapitel 5 Slutsatser och diskussion

Resultat från simuleringsstudien pekar på att effektavgifter kan ge stor effekt på kundernas beteende men en begränsad nytta för nätverksamheten, d.v.s. liten påverkan på nätets dimensioneringsbehov när hänsyn tas till sammanlagringseffekter. Simuleringen visar också att effektavgifter kan leda till att kundernas ekonomiska incitament att agera på spotmarknaden minskar.

Med detta sagt pekar rapporten på att det kommer att finnas behov av att på olika sätt påverka nätkundernas uttag men att de ekonomiska incitamenten sannolikt bör göras mer precisa i både tid och rum. Nättariffen kan inte heller lösa allt utan måste kompletteras av andra åtgärder som syftar till att effektivt utnyttja den flexibilitet som finns eller kan utvecklas.

1. Inledning

Detta är en delrapportering av Energiforsks projekt "konkurrensen om kundernas efterfrågefleksibilitet". Utgångspunkten för studien är att efterfrågefleksibilitet och energilager kommer att bli en allt viktigare resurs i framtiden i flera olika tillämpningar vilka de viktigaste är:

- Forma efterfrågan så att den bättre matchar produktionsförmågan i elsystemet
- Forma efterfrågan så att det skapar utrymme att ansluta mer elanvändning till befintligt elnät
- Reservera eller utnyttja överbliven flexibilitet så att det finns som resurs att reglera elsystemet i realtid

Det som skapar dessa behov är en förväntan om att elanvändningen kommer att växa kraftigt de närmaste 10 åren och att den ökningen främst kommer att mötas med en ökad produktion av vindkraft och i viss mån solkraft. I den situationen bedöms en ökad efterfrågefleksibilitet och olika typer av energilager vara viktiga inslag för att möjliggöra ett kostnadseffektivt och leveranssäkert elsystem.

Samtidigt kan vi förvänta oss att effektanvändningen också kommer att öka i näten, exempelvis till följd av fler elbilar.

När vi tittar på olika bedömningar över vilka flexibilitetsresurser som förväntas finnas och vilka hinder som eventuellt finns för att resurserna ska användas på bästa sätt görs detta oftast utifrån ett tillämpningsområde i taget. Frågan för studien är om vi missar något väsentligt om vi inte tittar på detta sammantaget? En del i arbetet har varit att se hur utformningen av nättariffer påverkar hur flexibilitet används.

Denna rapport är en delrapportering som i första hand fokuserar på resultaten från en simuleringsstudie där vi undersöker hur olika effektavgifter kan komma att påverka typiska villa- och radhuskunder. Med effektavgift avses här en avgiftskomponent i nättariffer som är utformade så att kostnaderna under månaden direkt påverkas av hur och när elen i fastigheten används.

När arbetet inleddes fanns det ett beslut från energimarknadsinspektionen (Ei) att effektavgifter skulle införas till alla kunder senast i januari 2027. Efter bred kritik under våren 2026 drogs beslutet tillbaka och Ei ska återkomma med ett nytt förslag. Kritiken var främst inriktad på att de nya avgifterna var svåra att förstå för kunderna och i vissa fall kunde få så stora konsekvenser för månadens elräkning. I den här rapporten har vi tittat på avgifterna utifrån dess förväntade effektivitet. Att effektavgiften ska främja ett effektivt nätutnyttjande är det främsta motivet bakom Ei's ursprungliga krav och därför något som också bör ligga i fokus inför den översyn som nu görs.

Analysen baseras i huvudsak på en simuleringsstudie där vi undersöker hur elanvändare med en typ av flexibel resurs kan förväntas agera förutsatt att de har smart styrning av sina flexibla resurser och "perfect foresight". Vi har undersökt fyra olika sätt att utforma effektavgifterna. Hur de fyra olika tarifferna är utformade beskrivs närmare i avsnitt 3.2. men genomgående är att effektkomponenten i tariffen bestäms av kundens sätt att använda elen och att höga effektuttag enskilda timmar får konsekvenser för månadens nätfaktura.

2. Nätpriissetning teori och praktik

I detta kapitel ska vi diskutera några centrala utgångspunkter vid utformning av nättariffer. I avsnitt 2.1 diskuterar vi vilka möjligheter och begränsningar som gällande lagstiftning innebär. I avsnitt 2.2. ställer vi frågan vad en effektiv nättariff innebär utifrån ett såväl teoretiskt som praktiskt perspektiv. Vi gör det genom att använda stamnätstariffen som exempel och drar sedan paralleller till de utmaningar och behov som lokalnäten redan har men som kommer att accentueras i takt med mer förnybar elproduktion i kombination med en ökad och alltmer flexibel elanvändning. I avsnitt 2.3 diskuteras översiktligt andra sätt för nätföretagen att påverka uttagsmönster än via nättariffen.

Innan vi går vidare bara några ord om vad är en *effektavgift* är och varför vissa sätt att ta betalt för elnäten kallas för *effekttariffer*.

Trots att begreppet effektavgift har använts i lagstiftningen (förordning 2022:1) råder enligt vår mening en viss förvirring kring hur begreppen effektavgift och effekttariff används.

Traditionellt har nättariffer bestått av tre avgiftselement: en fast kostnad (kr/år), en kostnad för abonnerad effekt (kr/kW/år) och en energiavgift (kr/kWh). För kunder med en årlig elanvändning på ca 50 000 kWh/år eller lägre ersätts den abonnerade effekten oftast med en säkringsavgift som är beroende av vilken huvudsäkring kunden har valt. Traditionellt brukar man därför skilja mellan effekttariffer och säkringstariffer, där mindre kunder har säkringstariff och större har effekttariff.

Det är emellertid inte i denna traditionella mening begreppen effektavgift och effekttariff har använts på senare tid. Med effektavgift menas i stället en avgift som är beroende av kundens faktiska uttagsmönster och liknar därmed mer en rörlig energiavgift, än den effektavgift som bestäms av abonnerad effekt och som funnits sedan länge.

Vad är det då för skillnad mellan energiavgift och effektavgift i dess nuvarande betydelse? I princip är det ingen skillnad utan det handlar snarare om hur energiavgiften tas ut om den kallas för en energiavgift eller för en effektavgift. Tydligast illustreras det av Uniflexstariffen som används i våra simuleringar. Det är en starkt tidsdifferentierad energiavgift (kr/kWh) men som endast tas ut när nätet riskerar att bli överbelastat. Vår bedömning är att Uniflexstariffen väl uppfyller de krav som ställdes på en effektavgift i ovan nämnda förordning.

"Effektavgiften baseras på de framåtblickande kostnaderna och ska tas ut baserat på kundens användning av elnätet och den sammanlagda belastningen på elnätet. Effektavgiften ska tidsdifferentieras". (Föreskrift 2022:1).

Vi har i den här rapporten valt att inte använda begreppet "effekttariff" och när vi använder begreppet "effektavgift" avser vi en avgiftskomponent som bestäms av det

sätt kunden använder el inom ramen för sitt abonnemang och som inte har karaktären av en traditionell energiavgift.

2.1 Hur svenska elnätsavgifter regleras

2.1.1 Ellagen

I ellagens 4 kap 16 § står att en nätkoncessionshavare är skyldig att överföra el för någon annans räkning på objektiva, icke-diskriminerande och i övrigt skäligen villkor.

I samma kapitel 26 § står att ett nätföretag ska utforma sina avgifter för överföring av el på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

I nätavgiftssammanhang tolkas kravet på objektivitet som att avgifterna ska vara "kostnadsriktiga", det vill säga reflektera nätföretagets kostnader för den aktuella kundgruppen och avgifter tas ut på ett kostnadsreflekterande sätt. Icke-diskriminerande innebär att elnätsavgiften inte får påverkas av vilken elleverantör kunden har¹. Kravet på "i övrigt skäligen villkor" tolkas som att företagets intäkter inte får vara oskäligt höga. Detta villkor hanteras genom företagets intäktsram som sätter ett tag för nätföretagets intäkter.

Kravet på att nätavgifter ska utformas på ett sätt som är förenligt med effektivt nätutnyttjande infördes som en följd av Energieffektiviseringsdirektivet² år 2014. Reglerna är allmänt hållna och anger bland annat att avgifterna inte får hindra deltagande i efterfrågefleksibilitet samt vara "*kostnadsbaserade i förhållande till de kostnadsbesparingar i näten som uppnåtts genom åtgärder på efterfrågesidan och laststyrning och distribuerad produktion*".^{3,4}

Utöver de generella kraven finns specifika krav i ellagen⁵ för elnätstariffer på olika nätnivåer (lokaltät, regionnät och transmissionsnät), exempelvis förbud mot viss typ av geografiskt differentierade nätavgifter på lokal- och regionnät. Dessa regler kommer dock att upphävas 1 januari 2027 och beskrivs därför inte i mer detalj.

¹ Prop. 2013/14:174, s. 271

² Ett EU-direktiv är inte direkt gällande utan ska implementeras i medlemsländernas lagstiftning.

³ Prop. 2013/14:174, s. 272

⁴ Energieffektiviseringsdirektivet (upphävt), 2012/27/EU, Bilaga XI, punkt 1

⁵ Ellagen 4 kap §§ 28–39

2.1.2 Reglering i EU-rätten

Utformning av nätavgifter är dels indirekt reglerat genom EU-direktiv, exempelvis Energieffektiviseringsdirektivet, dels direkt reglerat genom Elmarknadsförordningen. EU-förordningar är direkt gällande i medlemsländerna.

Reglerna framgår av *Elmarknadsförordningen, (EU) 2019/943*, artikel 18. Artikeln innehåller dels direkta regler för tariffer, dels krav på de metoder som används för att fastställa nätavgifterna. I Sverige inbegriper det också reglerna för ekonomisk reglering av elnätsföretag (intäktsramar).

Av bestämmelserna framgår att bland annat att nätavgifter:

ska avspegla kostnaderna, vara transparenta, beakta behovet av näsäkerhet och nätflexibilitet och spegla de faktiska kostnaderna, i den mån dessa kostnader motsvaras av effektiva och strukturellt jämförbara nätoperatörers kostnader, samt tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt.

Distributionstariffer ska avspegla kostnaderna och beakta systemanvändarnas, inklusive aktiva kunders användning av distributionsnätet. Distributionstariffer får innehålla element för nätanslutningskapacitet och får differentieras på grundval av systemanvändarnas förbruknings- eller produktionsprofiler. Om medlemsstaterna har genomfört införandet av smarta mätarsystem ska tillsynsmyndigheter överväga tidsdifferentierade nättariffer när de fastställer eller godkänner överförings- och distributionstariffer eller metoderna för dessa i enlighet med artikel 59 i direktiv (EU) 2019/944 och när det är lämpligt, för att avspegla användningen av nätet på ett sätt som är transparent, kostnadseffektivt och förutsebart för slutkunden.

Av nu gällande *Energieffektiviseringsdirektivet, (EU) 2023/1791*, Bilaga XIII framgår att medlemsländernas regelverk ska tillåta:

Nättariffer eller tariffer i detaljistledet får stödja dynamisk prissättning med koppling till efterfrågan från slutkunder, såsom

- *tidsdifferentierade tariffer,*
- *pris för kritisk högtrafik,*
- *realtidspris, och*
- *högtrafikrabatter.*

Reglerna för hur nättarifferna får och bör utformas är alltså ganska allmänt utformade i lagstiftningen, det gäller såväl den svenska ellagstiftningen som regelverken från EU.

2.1.3 Energimarknadsinspektionens (Eis) föreskrift EIFS 2022:1 (som har dragits tillbaka)

Med Energimarknadsinspektionens (Eis) föreskrift EIFS 2022:1 *föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet* gavs för första gången mer detaljerade direktiv om vilka tariffkomponenter som skulle finnas och vad de skulle reflektera. Reglerna skulle gälla alla nätnivåer och börja tillämpas senast 1 januari 2027 och innehöll krav på att införa effektavgifter där sådana saknades. Trots att dessa föreskrifter har dragits tillbaka är det intressant att se hur de var formulerade.

Kraven regleras i 4 paragrafer:

I 2 kap 1 § står det att nätkoncessionshavaren ska fördela kostnaderna i verksamheten enligt följande:

- a. Kortsiktiga rörliga kostnader
- b. Kundenspecifika kostnader
- c. Framåtblickande kostnader
- d. Residualkostnader

I 2 kap 4 § står det att kostnader som motsvaras av framåtblickande kostnader är kostnader som krävs i nätverksamheten för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande på lång sikt och effektavgifter till ett annat ledningsnät.

I 3 kap 1 § står det att en nättariff ska bestå av en fast avgift, en energiavgift, en kundspecifik avgift och en effektavgift.

I 5 § står det att effektavgiften baseras på de framåtblickande kostnaderna och ska tas ut baserat på kundens användning av elnätet och den sammanlagda belastningen på elnätet. Effektavgiften ska tidsdifferentieras.

Kraven i föreskriften var både specifika och gav betydande tolkningsutrymme. Det visade sig inte minst i den stora variation av tariffutformning som planerade att införas av nätföretagen 2027.

2.2 Prissättningsteori möter verklighet

2.2.1 Prissättningsteori

I ellagstiftningen hänvisas till att nättariffen ska främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Det finns därför anledning att fundera lite mer på vad som ligger bakom att lagstiftningen just poängterar effektivt resursutnyttjande.

Med effektiv prissättning menas i nationalekonomisk litteratur hur ett pris påverkar efterfrågan på varan eller tjänsten. På en marknad är prisets primära uppgift att skapa balans mellan utbud och efterfrågan. Det gäller såväl på kort sikt, dvs inom ramen för befintliga investeringar som på lång sikt när investeringar sker. Nätpriiset fastställs emellertid inte på en marknad utan är reglerat. Anledningen är att

nätverksamheten är ett naturligt monopol d.v.s. det är kostnadseffektivt att bara ett företag levererar tjänsten inom ett geografiskt område.

Det som gör elnäten till s.k. naturliga monopol är att verksamheten har stora inslag av fallande styckkostnader. En tumregel inom nätverksamhet på lågspänningsnät är att en fördubbling av kapaciteten i samband med en utbyggnad bara ökar kostnaderna med 20 %. Det betyder också att en effektiv prissättning inte kommer att ge nätföretagen full kostnadstäckning.

Företagen tillsammans med regleringen måste därför hitta någon form av acceptabel "second best-lösning" som innebär att företagen får täckning för sina totala kostnader för nätverksamheten utan att nättariffen i onödan begränsar kundernas tillgång till existerande nätkapacitet.

Detta kommer att bli särskilt viktigt i framtiden i takt med att elproduktionen blir alltmer väderberoende och kunderna därför måste delta i balanseringen av elsystemet genom att anpassa elanvändningen till tillgänglig produktionskapacitet. Att kunderna får disponera den överkapacitet som nästan alltid finns i lokal- och regionnät är en förutsättning för att det ska vara möjligt. Samtidigt är det viktigt att nätföretagen har möjlighet att säkerställa att styrningen av de flexibla resurserna sker inom de ramar som näten är byggda för att klara.

För att uppnå ett effektivt resursutnyttjande av näten ska priset som kunderna kan påverka genom sina konsumtionsvanor motsvara den kortsiktiga marginalkostnaden. I detta fall är det de marginella energiförluster som uppstår till följd av en inmatning eller uttag, samt vid knapphet en bristkostnadskomponent. Är elpriset väldigt lågt (förlusterna billiga) och det finns tillräckligt med kapacitet i näten ska priset också vara lågt. När belastningen på ledningarna är höga, elpriset är högt och nätet närmar sig gränsen för vad det klarar att överföra ska priset vara högt. Eftersom både trängsel och de marginella energiförlusterna till följd av en inmatning eller uttag och trängsel varierar i nätet innebär en effektiv prissättning att dessa ska variera både i tid och plats.

Problemet i detta fall är tudelat: dels är det komplicerat att sätta en tariff som speglar den kortsiktiga marginalkostnaden, dels skulle en sådan tariff i de allra flesta fall inte leda till kostnadstäckning för nätägaren.

Det senare problemet kan lösas genom att kunderna tecknar ett abonnemang beroende på hur mycket el man maximalt vill kunna ta ut. Det kan uttryckas som en säkringsstorlek för mindre kunder eller ett maximalt tillåtet effektuttag och överuttagsavgifter för större kunder. När väl abonnemanget är tecknat påverkar det normalt inte kundens kortsiktiga beteende. Hur detta kan ske i praktiken kan illustreras av stamnätstariffen.

2.2.2 Exempel stamnätstariffen

Några år innan elmarknaden reformerades 1 jan 1996 hade svenska kraftnät bildats genom att lyfta ut stamnätet och systemansvaret från Vattenfall. På den nya marknaden skulle nät vara en separat verksamhet skild från både produktion och handel och för första gången aktualiserades frågan hur en effektiv nättariff ska

utformas. Den tariff som togs fram baserades på i huvudsak på två avgiftskomponenter – en fast abonnemangavgift (kr/MW/år), en rörlig energiavgift (kr/MWh). Alla inmatningspunkter och alla uttagspunkter på stamnät totalt 80 vardera fick en individuell tariff.

Principen var enkel:

- Den rörliga avgiften skulle spegla nätets marginella energiförluster och i samma stamnätspunkt skulle uttag och inmatning ha samma avgift men med omvänt tecken. På detta sätt skulle aktörerna ta hänsyn till de rörliga kostnader man förorsakade nätet och väga in det i sina driftbeslut. Inledningsvis baserades avgiften på Svks kostnader för att upphandla förlusterna på längre kontrakt men senar kopplades avgiften till aktuella spotkostnader.
- Den årliga abonnemangavgiften var också geografisk differentierad med en låg avgift för uttag i norr och inmatning i söder. Nivån bestämdes så att SvK fick full kostnadstäckning för nätverksamheten.

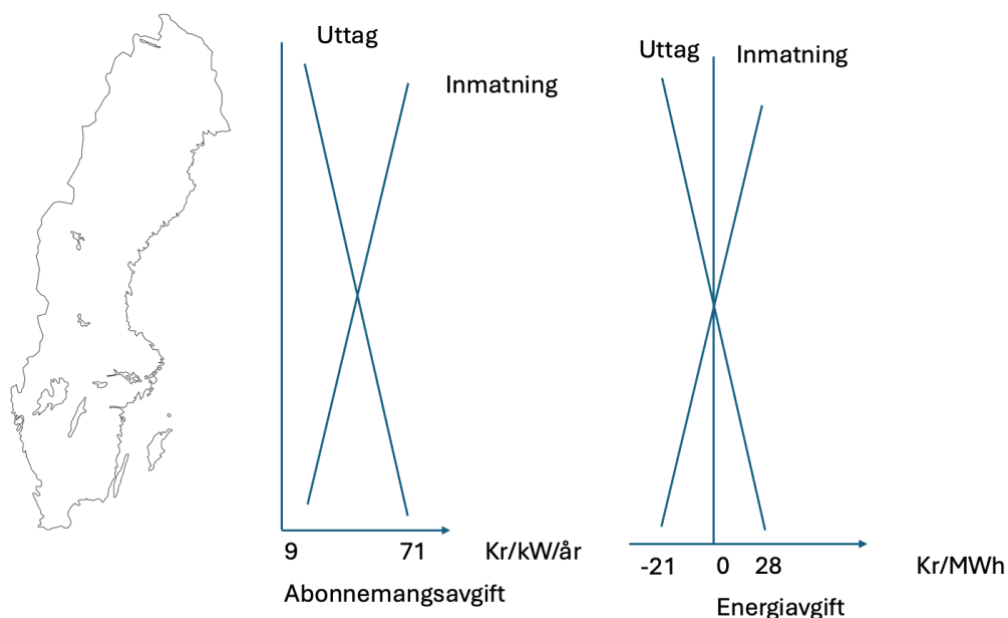


Bild 1 stamnätstariffen 2010

Den geografiska differentieringen av abonnemangavgiften var för att spegla att framtida investeringar/reinvesteringar i stamnätet främst bestäms av behovet av att transporteras från norr till söder. Därför ville man med tariffen stimulera investeringar i produktion i söder och konsumtion i norr. Denna princip för stamnätstariffen används än i dag.

Värt att notera är att tariffen inte innehåller någon bristkostnadskomponent. En förklaring till det var att det i mitten av 1990-talet var väldigt få tillfällen som det uppstod trängsel på stamnätet. En bristkostnadskomponent i tariffen behövdes helt

enkelt inte utan de få tillfällen transportbehoven överskred kapaciteten löste SvK det med mothandel eller genom att begränsa exporten av el.

Sedan dess har problemen med kapacitetsproblem på stamnätet ökat, bl.a. efter nedläggning av kärnkraftverket i Barsebäck och nya elkablar till Polen och Tyskland. Den första november 2011 delades Sverige upp i 4 prisområden. Den utlösande faktorn till förändringen vara att Danmark anmälde Sverige till EU domstolen för att SvK vid upprepade tillfällen valt att begränsa exporten av el till Danmark i stället för att lösa interna nätproblem på andra sätt. Domslutet innebar att det inte längre var tillåtet att lösa interna flaskhalsar med exportrestriktioner.

Lösningen på kapacitetsproblemet blev inte att införa en bristkostnadskomponent i stamnätstariffen, utan genom att dela in landet i prisområden – ett nätkapacitetsproblem löstes genom en zonindelning av spotmarknaden och inte via nättariffen. Orsaken till att man valde prisområden i stället för nättariff var sannolikt flera, men ett tungt vägande skäl var att det passade in i hur handel mellan länder inom EU var organiserad. Norge hade sedan länge delat in landet i flera prisområden.

2.2.3 Hur effekttariffen förhåller sig till prissättningsteori

Som vi visar nedan så tangerar svenska kraftnäts beslut att utforma den fasta och rörliga delen av nättariffen och det sätt man valde att hantera kapacitetsbrist i stamnätet, den diskussion som nu förs kring hur en ändamålsenlig effekttariff kan utformas för lokalnäten. För en närmare beskrivning hur dessa effekttariffer kan utformas hänvisas till avsnitt 3.2

Syftet med de nya effekttarifferna som det har uttryckts från myndighetshåll är inte att lösa ett kortsiktigt kapacitetsproblem utan ett långsiktigt. Genom att främja ett jämnare utnyttjande av nätet skulle nya kunder kunna anslutas till befintligt nät och framtida investeringar skulle kunna begränsas. Effektkomponenten i tariffen ska spegla "hur deras nuvarande användning av nätet påverkar framtida behov av nätinvesteringar". (Ställningstagande EI 2025:6)

Problemet med att använda en kortsiktig styrsignal för att lösa ett långsiktigt problem är att nätkapacitet finns men tariffen signalerar att vi inte bör använda den. Kan det då aldrig vara effektivt att öka den rörliga delen av nättariffen och sänka den fasta, exempelvis genom en effekttariff?

Det kan finnas sådana tillfällen men det måste beaktas att incitamenten hos kunderna att minska elanvändning och därmed frigöra nätkapacitet redan i dag är starka. Det klassiska dilemma när det gäller prissättning av monopol tjänster är det motsatta. En avgift som ger full kostnadstäckning leder till underutnyttjande, och inte överutnyttjande. Nätkunderna betalar i dag en nättariff som fullt ut finansierar nätföretagens verksamhet och eftersom verksamheten har starka inslag av fallande styckkostnader betalar kunderna sannolikt ett högre pris än vad det på marginalen kostar att expandera näten. Ytterligare en faktor att väga in är att elanvändningen hos de flesta elanvändare beskattas hårt av staten vilket redan ger ytterligare

incitament att minska elanvändningen. Om flexibilitet hos kunderna används för att minska nättariffen kommer sannolikt priserna på stödtjänster och prisvolatiliteten på spotmarknaden öka. Konkurrensen om de flexibla resurserna ökar när fler gör anspråk på den och det är därför viktigt att de priser som kunderna ser är så "korrekta" som möjligt.

Alternativ till att använda effektagifter enligt ovan är:

- Nätföretagen skaffar sig en beredskap att minska kundernas effektuttag där det behövs och under de kritiska timmar då nätet är som mest belastat. För lokalnäten kan det handla om att införa dynamiska nättariffer (sk critical peak pricing, CPP). Genom att skaffa sig denna möjlighet skulle fler kunder anslutas innan näten hinner byggas ut. Som vi beskriver senare i rapporten (slutsats 2) är dynamiska nättariffer inte heller helt oproblematiske.
- Nätföretagen kan också ge ökade incitament till kunderna att undvika att använda el när nätet normalt är högt belastat genom att införa tidsdifferentierade rörliga avgifter. Nätförlusterna ökar snabbt när nätet belastas och även elpriserna är normalt högre under högladdningstid så kravet på kostnadsriktighet är väl uppfyllt. (se även här Svk tariffen)

En växande utmaning för nätföretagen är att hantera höga effektuttag som kan uppstå vid andra tillfällen än de tidpunkter som idag dimensionerar nätet. Det kan exempelvis vara nattetid då många samtidigt vill ladda sina elbilar. Vi ser inte att något av de regelverk som översiktligt presenteras i avsnitt 2.3 nedan adresserar det specifika problemet. Detta diskuteras närmare i kapitel 5.

2.3 Andra möjligheter än nättariffer att påverka nätkundernas uttagsmönster

Det finns även andra möjligheter än att försöka påverka kundernas beteende än via den generella nättariffen. Villkorade avtal där kunder som vill ansluta accepterar en något sämre tillgänglighet till nätet mot en lägre avgift. Lokala kapacitetsmarknader där nätföretag avtalar om att vidta åtgärder vid behov är också en möjlighet.

Ett växande problem för lokalnätsföretagen är att hantera korta samtida effektvariationer till följd av att kunderna deltar i frekvensregleringen av elnätet. Inom ramen för arbetet med de s.k. nätkoderna kommer det finnas möjlighet för nätföretagen i deras roll som lokal systemoperatör (DSO) att under vissa omständigheter begränsa en leverantör av stödtjänster, både vid prekvalificering till stödtjänstmarknaden och i driftskedet. Bakgrund är System Operator Guideline (SOGL) Artikel 182 som trädde i kraft 2017.

Implementeringen av SOGL Art. 182 har dröjt i Sverige men planen är att avtal mellan Svk och DSOer ska kunna tecknas under 2026. Det är valfritt för DSOer att ingå avtalet men nödvändigt om de vill veta vilka som levererar stödtjänster i deras nät och ha möjlighet att vid behov begränsa aktiviteter som riskerar att påverka

näten negativt. Möjligheten att begränsa leverantörer av stödtjänster föreslås inte gälla retroaktivt utan endast vid nya förkvalificeringar.

Vidare håller nätkoden för efterfrågefleksibilitet (NC DR) på att utarbetas inom EU och är under slutlig behandling. Syftet är att skapa ett harmoniserat ramverk för hur efterfrågefleksibilitet och lagring (inklusive batterier) ska delta på elmarknaden och stödja nätoperatörer (TSO/DSO). Reglerna innehåller bl.a. krav på nationella register över flexibla resurser. Exakt på vilket sätt detta kommer att påverka nätkundernas förutsättningar att använda sin flexibilitet återstår att se.

Ytterligare ett EU initiativ är att öka möjligheter att tillämpa sk flexibla nätanslutningsavtal (Flexible Connection Agreements - FCA). FCA är närliggande Villkorade Avtal, men kan sannolikt tolkas som ett bredare begrepp. Syftet är att batterilager och elproducenter ska kunna anslutas snabbare mot att de accepterar begränsningar i uttag eller inmatning under vissa tider (nätstabilitet prioriteras). Detta anses särskilt viktigt för att integrera stora batterilager utan att behöva vänta på nätförstärkningar.

3. Metod

3.1 Simuleringsmodellen

Inom ramen för projektet har en simuleringsmodell utvecklats. Simuleringsmodellen är formulerad som ett optimeringsproblem som maximerar värdet för en kund genom att styra en flexibel resurs. Inom denna studie representerar den flexibla resursen ett batteri, med batteriets särskilda tekniska begränsningar. I verkligheten har flexibla hushåll typiskt tre olika sätt att styra sin elanvändning över tiden: smart styrning av värmesystemet, smart laddning av elbil och hemmabatteri. Dessa tekniker har alla sina möjligheter och begränsningar som alla är värda att analysera i detalj i fortsatta studier.

Värdeskapande för kund kan ske genom att:

- minska elnätskostnader beroende på nättariffstruktur och kostnadsparametrar,
- minska elhandelskostnader (alt öka elhandelsintäkter) genom att ladda batteriet under billigare perioder och ladda ur batteriet under dyrare perioder,
- öka intjäning genom att nyttja batteriet för att tillhandahålla stödtjänster⁶ gentemot Svk.

Med andra ord, så agerar simuleringsmodellen strikt rationellt utifrån de incitament som ges med enbart kundens ekonomi i fokus. Men eftersom det finns flera olika parallella värdeströmmar så tvingas resursägaren att välja vilket ändamål som är mest värdeskapande vid varje givet tillfälle.

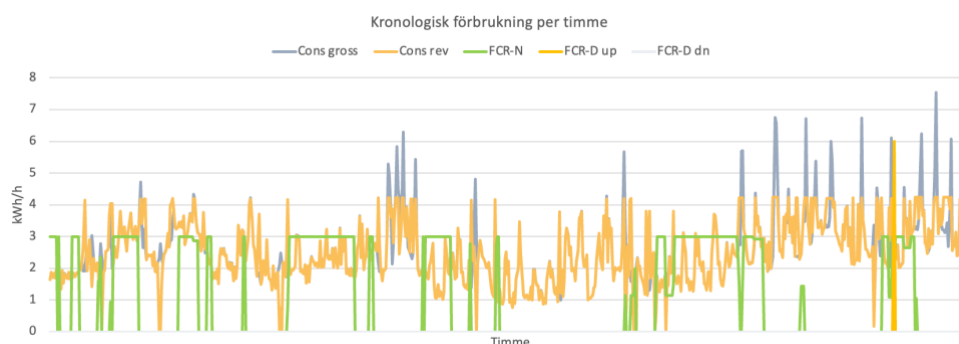
Modellen har "perfect foresight", dvs allokering och planering sker utan hänsyn till eventuella osäkerheter, och modellen har en planeringshorisont på en kalendermånad. Anledning till att planeringsperioden är en månad är eftersom de flesta av de nättariffer vi simulerar använder månadens debiteringsgrundande effektuttag för att bestämma effektavgiftens storlek (se vidare 3.2). I verkligheten kommer inte optimeringen gå till på detta sätt utan kommer vara baserad på prognoser av det debiteringsgrundande effektuttaget för månaden och optimeringen av resurser kommer att göras mot den prognosen.

För att kunna genomföra simuleringen har projektet fått tillgång till mätdata från ett lokalnät med ca 20 000 uttagpunkter. Mätdata avser kvartsdata för samtliga mätpunkter och avser helåret 2025. Utifrån detta data har 200 kunder slumpmässigt valts ut med elanvändning på mellan 15-20 000 kWh per år, d.v.s. typiska villor med elvärme. Dessa kunder har försetts med ett "batteri" på 7kW / 7kWh som representerar den flexibla resursen. Förutom uttagpunkter har vi även tillgång till

⁶ Enbart FCR-D upp, FCR-D ned samt FCR-N inkluderas som stödtjänster. I praktiken finns det fler stödtjänster, men dessa har medvetet exkluderats för att bibehålla enkelhet.

mätdata för fördelningsstationer och gränspunkter vilket möjliggör vissa analyser av sammanlagringseffekter av simuleringen. All prisdata (spotmarknaden och stödtjänstmarknaderna) avser verkliga priser för år 2025.

En förenklad bild avseende ett hushåll och en nättariff visar resultatet som simuleringen ger, dvs en typisk före/efter bild givet de tekniska och ekonomiska förutsättningarna som ges i respektive nättariffscenario.



Figur 1. Illustrativt exempel på simuleringsresultat för ett hushåll för en nättariff under en kalendermånad.

Figuren ovan visar hur batteriet används för att plana ut belastningstopparna på nivån drygt 4 kWh/h och därmed hålla nere nätavgiften. Under perioder som den underliggande lasten inte påverkar nätavgiften används batteriet till att tillhandahålla olika FCR-tjänster och för att reducera kostnader för inköp av el till spotpris.

3.2 Hur tarifferna är framtagna/kalibrerade

I simuleringen har vi undersökt hur fyra olika effekttariffer påverkar resultatet. Vi har kallat dessa: Standardtariff, tariff nr 2, tariff nr 3 och Uniflex tariffen.

Standardtariffen är vanligt förekommande i Sverige och har en effektagift som bestäms av medelvärdet av de tre högsta effektuttagen (kWh/h) under månaden. Enbart förbrukning under vardagar klockan 06-22 och under månaderna november till mars räknas.

Tariff nr 2 har tillämpats i Ellevios nät, och liknar Standardtariffen. Skillnaden är att effektagiften här tas ut hela året och att elanvändningen under perioden klockan 22-06 också beaktas när månadens effektagift beräknas. Under natten räknas dock bara halva det uppmätta effektuttaget som avgiftsgrundande. Nivån på effektagift som vi har räknat med i simuleringen är endast 32 kr/kWh/månad trots att Ellevios verkliga effektagift var drygt 80 kr/kWh/månad.

Tariff nr 3 är en tariff som E.ON aviserade att införa men som har dragits tillbaka (källa: hemsida). Effektagiften skulle beräknas på den högsta timmedeleffekten

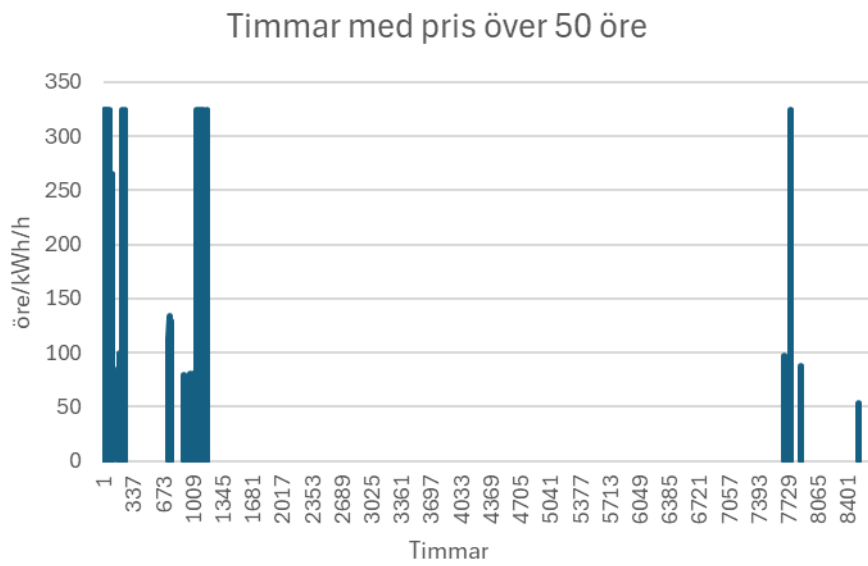
varje dag under tiden 06-24. Om månaden hade 30 dagar skulle alltså summan av 30 effektavgifter ingå i månadsfakturan. Avgiften skulle tas ut under månaderna november till mars.

Uniflextariffen är en tariff som liksom Tariff nr 3 bara finns på "ritbordet". Tariffen är framtagen av ett annat energiforskningsprojekt. Till skillnad från övriga tre innehåller tariffen en s.k. dynamisk effektkomponent. Storleken på avgiften och när den ska gälla bestäms av nätägaren löpande och är beroende på hur hårt nätet är belastat. Kunderna får reda på avgiften (nivå och vilka timmar) dagen före leveransdygnet. Däremot är maximala kostnaden för kunden under året från avgiftskomponenten bestämd i förväg.

För att kunna isolera effekter av olika nättariffers design från skillnader i nivå har vi i simuleringstudien bestämt effektavgiften så att effektkomponenten hos de olika tarifferna genererar samma intäkter till nätföretagen, ca 33 % av de totala intäkterna. Detta gäller dock inte för Uniflextariffen där effektavgiften endast svarar mot 13 % intäkterna. Beräkningen baseras på det uttagsmönster kunderna hade i utgångsläget (innan styrning).

I beräkningarna har vi utgått från standardtariff och beräknat medelvärdet av tariffens olika delkomponenter baserat på 10 olika verkliga nättariffer med samma uppbyggnad. Utifrån denna Standardtariff har sedan de andra tarifferna kostnadsnivåer bestämts så att alla kostnadskomponenter förutom effektkostnaden är den samma. Effektkostnaden för de andra tarifferna har beräknats genom att "baklängesräkna", dvs effektkomponenten skall ge samma intäkt för samma "typkund".

	Effektavgift
"Standardtariff"	71 kr/kW/månad
"Tariff nr 2"	32 kr/kW/månad
"Tariff nr 3"	3,3 kr/kW/dygn
"Uniflextariff"	Timprislista enligt figur X



Figur 2 Priser i Uniflex tariffen beräknade efter verkligt uttag i testnätet för år 2025. I simuleringen har endast priser på nivån 50 öre/kWh och därutöver används.

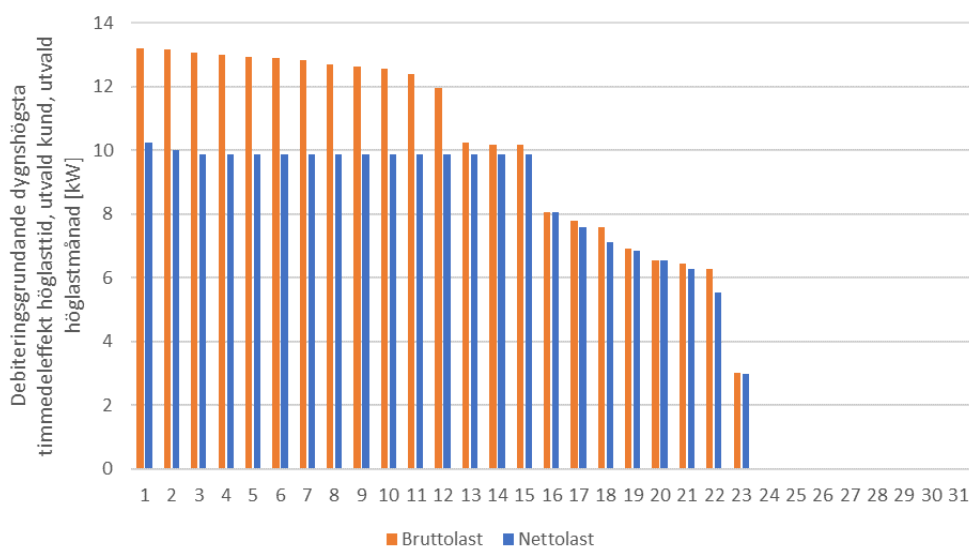
4. Resultat från simuleringsstudien

Inledningsvis (4.1) presenteras resultaten för en enskild nätkund och en nättariff. Vi har här valt Standardtariffen. Detta ger ett underlag för läsare att enklare förstå hur modellen fungerar och de olika resultaten.

Därefter utökas analysen stegvis genom att först studera resultaten för de 200 flexibla hushållen, fortfarande endast för standardtariffen (4.2). Därefter (4.3) studeras hushållens styrning utifrån de 4 olika nättarifferna; Standard, Tariff nr 2, Tariff nr 3 och Uniflextariffen. Slutligen (4.4.) beskrivs hur nätets sammanlagringseffekt påverkas av standardtariffen respektive av Uniflextariffen.

4.1 Resultat för en nätkund och en nättariff (Standardtariffen)

Figuren nedan visar dygnets högsta effektuttag, måndag till fredag under en månad (obs-ej kronologiskt) före respektive efter optimering.



Figur 3. Förändring av dygnets högst debiteringsgrundande effekt (timmedeleffekt), samtliga vardagar undre en månad.

Modellen strävar efter att minska de tre högsta timmedeleffekterna, eftersom medelvärdet av dessa utgör den debiteringsgrundande effekten. Samtidigt finns möjlighet att öka effektuttaget under övriga, icke debiteringsgrundande dygn, upp till nivån för den tredje högsta dygnstoppen. Detta kan utnyttjas för att öka batteriernas ekonomiska intjäning på andra områden (Elspot och stödtjänster).

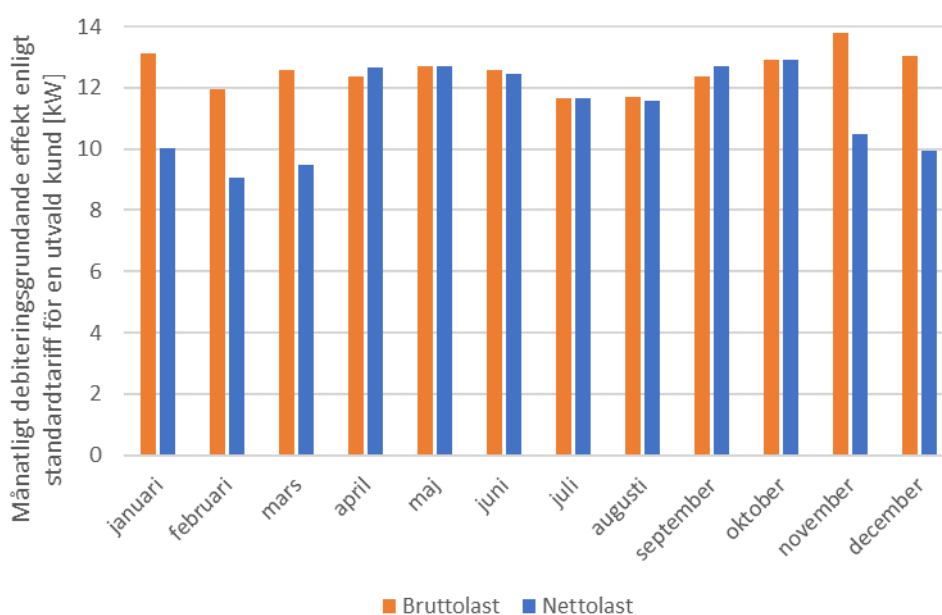
Den ursprungliga debiteringsgrundande effekten var ca 13 kW, och ca 10 kW efter styrning. Det är noterbart att minskningen av debiteringsgrundande kapaciteten på 3

kW är knappt hälften av batteriets kapacitet. Detta beror antingen på att det är flera efterföljande timmar med höga timmedeleffekter vilket gör att batteriets uthållighet inte "räcker till" för att reducera effekten mer, alternativt att andra intäkter är högre än jämfört med att ytterligare sänka nättariffen.

Eftersom modellen agerar optimalt med "perfect foresight" innebär det i de flesta fall att flera av de högsta timmedeleffekterna varje dygn ligger nära den tredje högsta timmedeleffekten. Detta illustreras i Figur 3, där den 4:e till den 15:e högsta timmedeleffekten per dygn i princip ligger på samma nivå som den tredje högsta toppen.

Det betyder att standardtariffen i detta exempel påverkar hur batteriet används många fler dagar än enbart de tre debiteringsgrundande dygna. Detta får sannolikt konsekvenser för hur mycket av resursen som används för att optimera mot Elspot eller stödtjänstemarknaderna.

I Figur 4 nedan illustreras en minskning av den debiteringsgrundande effekten med cirka 25 % under de 5 månader (november-mars) då höglasstid gäller. Under de sju månader som inte utgör höglasstid observeras snarare en ökning. Detta är ekonomiskt rationellt då marginalkostnaden utifrån effektavgiften är noll.



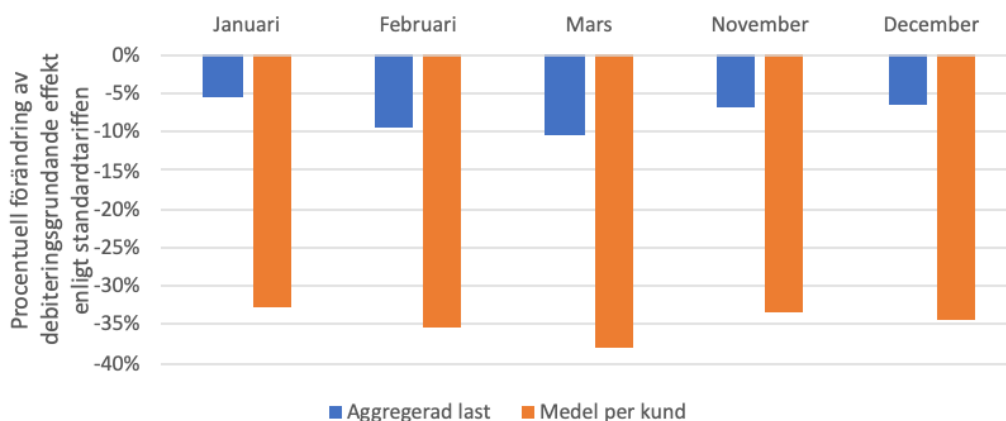
Figur 4. Debiteringsgrundande effekt enligt standardtariffen före och efter styrning med batteri för en utvald villakund.

4.2 Aggregerat resultat för 200 hushåll med standardtariff

I detta avsnitt visar vi aggregerade resultatet för 200 hushåll men fortfarande endast med den nättariff vi benämner "Standardtariffen". Utifrån nätföretagens perspektiv är det sammanlagrade effektuttaget ofta viktigt. Det är endast den sista ledningen

fram till en fastighet som påverkas av den enskilda kundens maximala effektuttag. Övriga delar av nätet dimensioneras utifrån det sammanlagrade maximala effektuttaget och det är den man vill försöka påverka med nättariffen.

I figuren nedan visar de blå staplarna förändringen för den aggregerade lasten, det vill säga när effektuttaget för samtliga 200 kunder summeras timme för timme. De orange staplarna visar i stället den genomsnittliga förändringen i effektuttag per kund.



Figur 5. Förändring i aggregerad debiteringsgrundande effekt (enligt standard tariffen) efter styrning, 200 villakunder

Här är det intressant att observera hur en genomsnittlig minskning av den debiteringsgrundande effekten per kund på ca 35 % endast resulterar i en minskning på omkring 6–10 % på aggregerad nivå (för 200-kundskollektivet). Detta visar att de 200 kunder har sina debiteringsgrundande effekttoppar generellt under olika timmar och dygn, vilket i sin tur innebär att den aggregerade minskningen av effektuttaget blir begränsad genom sammanlagringen. Eller annorlunda uttryckt: för att med hjälp av nättariffen åstadkomma en reduktion med 1 kW i en nätstation med 200 kunder, måste varje kund i genomsnitt minska sitt effektuttag med 3-5 kW.

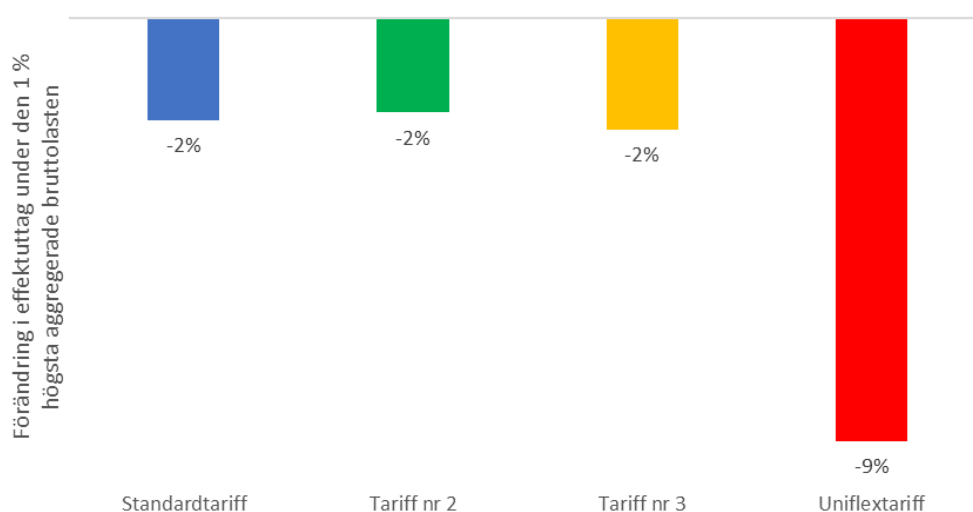
4.3 Hur nättariffens utformning påverkar resultatet i simuleringen

4.3.1 Sammanlagringseffekter för olika tariffer

I detta avsnitt tittar vi på hur olika sätt att utforma kapacitetsavgiften påverkar de 200 hushållens sammanlagrade elanvändning i simuleringarna. Med sammanlagring avses alltså summan de 200 hushåll som omfattas av simuleringen, inte hela nätets 20 000 uttagspunkter (se vidare avsnitt 4.4).

Figur 6 visar hur de olika tarifferna påverkar den aggregerade lasten under den 1% av timmarna då den aggregerade lasten är som högst.

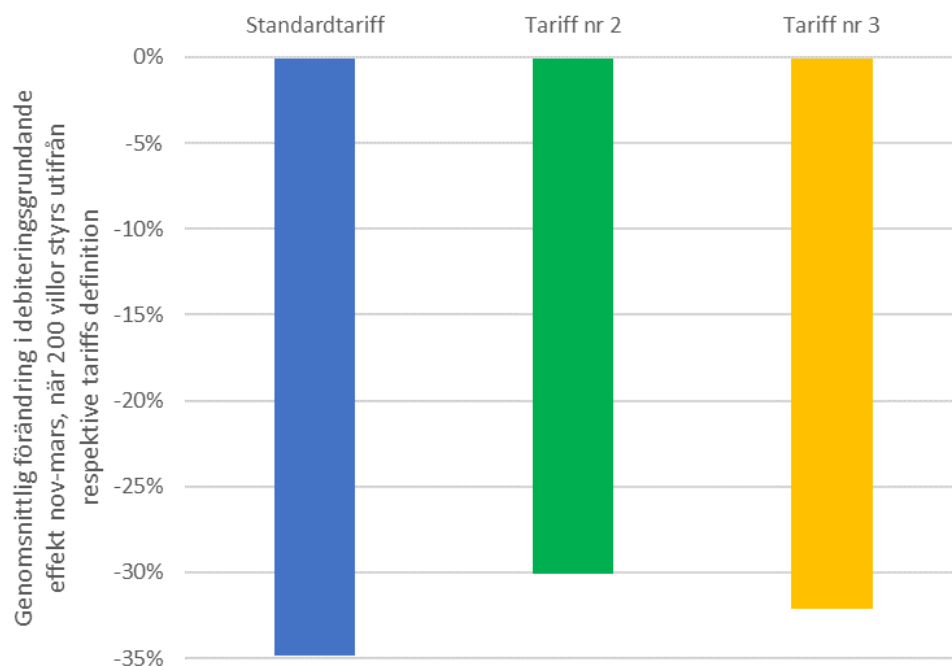
Uniflex tariffen ger störst påverkan, vilket är intuitivt eftersom den dynamiska effektprissättningen har höga priser under de timmar som den aggregerade lasten för hela nätet dvs det är samma timmar som är avgiftsgrundande. För övriga tariffier bestäms effektavgiften i stället av kundens egna maximala effektuttag oberoende av hur den aggregerade lasten i nätet ser ut. I Standardtariffen och tariff nr 2 är det de tre högsta timmarna per månad och för tariff nr 3 det högsta effektuttaget varje dag.



Figur 6. Förändring av aggregerat effektuttag under de 1 % av tiden med högst aggregerad bruttolast.

För Standardtariffen, Tariff nr 2 och Tariff nr 3 blir effekterna på aggregerad nivå små.

Figuren nedan visar den genomsnittliga procentuella förändringen av debiteringsgrundad effekt för de 200 kunderna när de styrt individuellt utifrån respektive tariff. För samtliga tre tariffier observeras en minskning av debiteringsgrundad effekt på 30-35 % under höglastmånader, där nedstyrningen per hushåll är störst för Standardtariffen, följt av Tariff nr 3 och därefter Tariff nr 2. Detta kan jämföras med den sammanlagrade effekten av styrningen i figur 6.

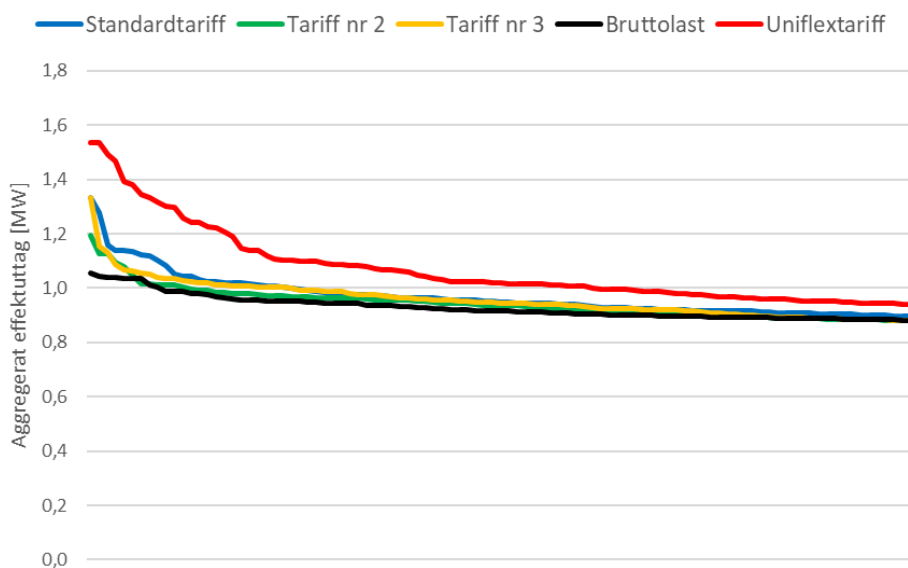


Figur 7. Genomsnittlig förändring i debiteringsgrundande effekt när 200 villor styrs utifrån respektive tariffs definition. Uniflex utlämnas från illustrationen då kostnaden inte beräknas utifrån "debiteringsgrundande kapacitet".

Lika intressant som att analysera hur de olika nättarifferna påverkar den aggregerade lasten i nätet är det att se hur mycket av regleringspotentialen som kan riktas mot de andra marknaderna som också efterfrågar flexibilitet, spotmarknaden och stödtjänstmarknaderna.

En indikator på hur mycket batteriets kapacitet som allokeras och kan göra nytta på de övriga marknaderna är att studera den aggregerade varaktighetskurvan (figur 8). Med varaktighetskurva menas att summan av de 200 kundernas kvartsvisa effektuttag summeras och det samlade effektuttaget rangordnas i storleksordning.

Av Figur 8 framgår att styrning innebär att för samtliga tariffer ökar det maximala effektuttaget med ca 15-25 % förutom för Uniflex som ger utrymme för en ökning med ca 45%.



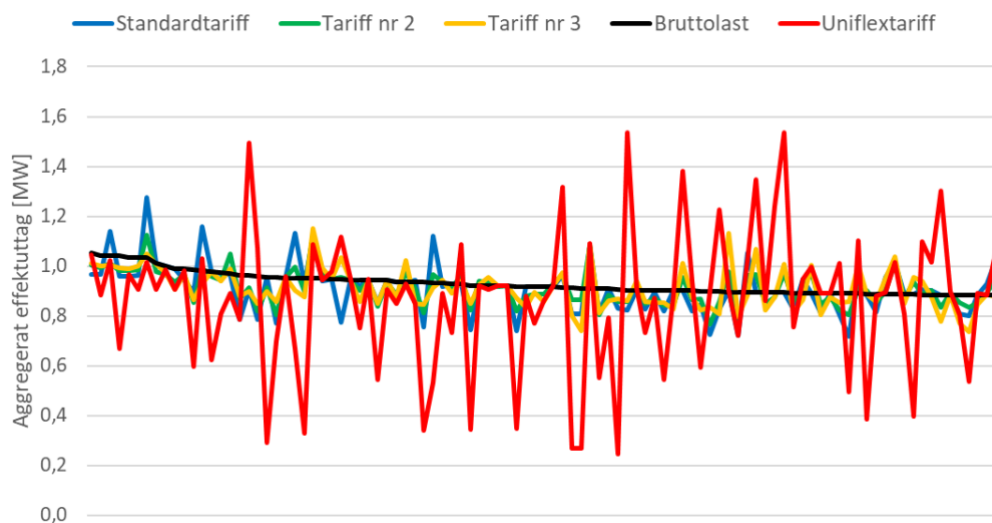
Figur 8. Varaktighetskurva för aggregerade lasten när 200 hushåll styrt på respektive elnätstariff.

Resultatet visar att Uniflextariffen ger de största utrymmet att optimera batteriet mot dagen-föremarknaden och stödtjänstmarknader. Resultatet ska dock tolkas med viss försiktighet eftersom det inte är säkert att det i verkligheten finns kapacitet i näten för en så stor ökning av lasten, även om det inte sker under nuvarande höglastperioder. Kundernas möjligheter att styra sitt effektuttag utifrån andra parametrar än nättariffen kan ju ge upphov till nya toppar i delar av nätet eller i gränspunkten till överliggande nät. Se avsnitt 4.3.2. nedan.

4.3.2 Hur nya toppar kan skapas av tarifferna

Tanken med effekttarifferna är att kunderna ska jämna ut sin elanvändning under dygnet genom att sänka de högsta effektuttagen. Samtidigt ser vi i simuleringen att detta inte alltid blir fallet

Figur 9 visar hur effektuttaget ser ut under de 100 timmarna med högst last i utgångsläget (svart kurva). För de cirka 15-20 timmarna med högst bruttolast syns en tydlig skillnad mellan Uniflextariffen och övriga tariffer, där Uniflextariffen sänker uttaget. Skillnaden planar dock ut längre ner på kurvan och samtliga tariffer och då särskilt Uniflextariffen skapat nya höga toppar.

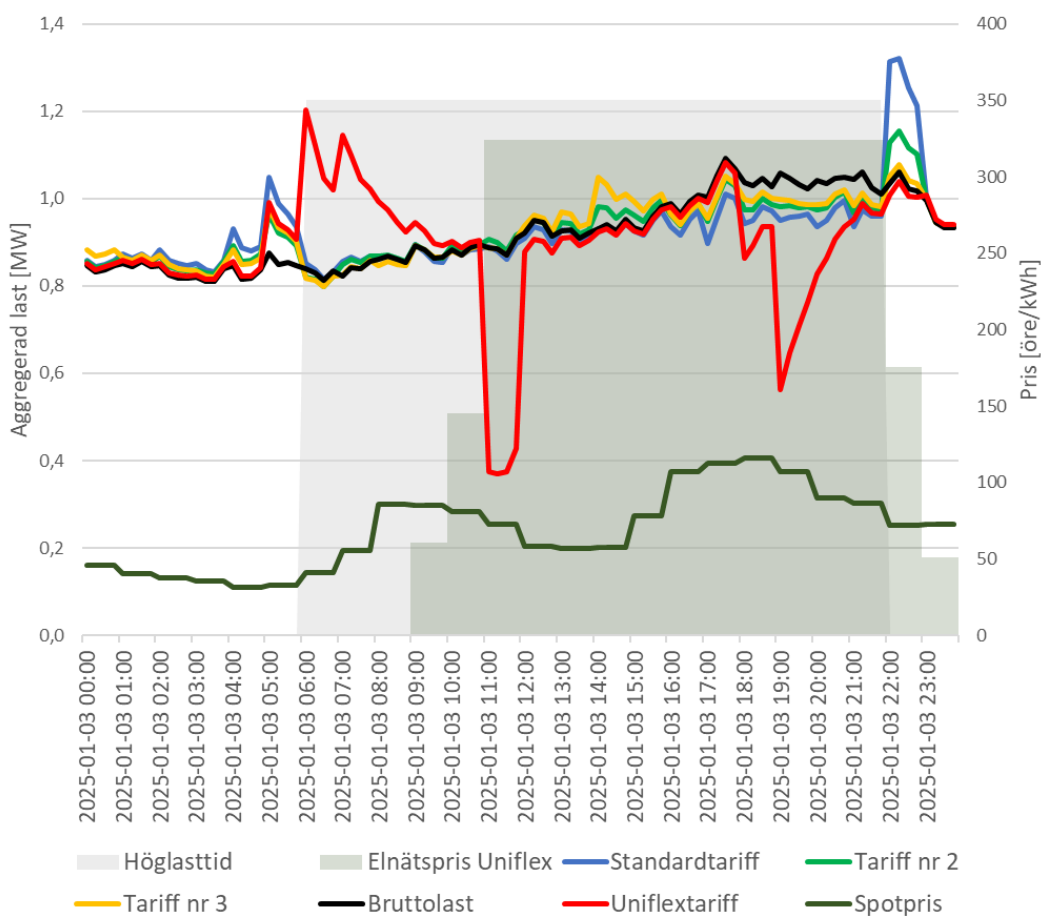


Figur 9. Aggregerat effektuttag efter styrning enligt respektive elnätstariff under de 100 timmar med högst effektuttag avseende bruttolasten (innan styrning).

Uniflextariffen leder till generellt kraftigare styrning, framför allt nedåt men även uppåt, jämfört med övriga tariffer. Den kraftiga nedstyrningen beror på den dynamiska prissignalen, där höga effektpriser sammanfaller med hög systembelastning som gäller samtidigt för samtliga 200 kunder. Detta skapar en relativt stark gemensam prissignal för alla hushåll under dessa timmar. För de övriga tarifferna, där prissignalen är mer individuell och baseras på varje enskild kunds förbrukning, uppstår inte alls samma koordinerade resultat under systemets topplasttimmar.

Att särskilt Uniflextariffen skapar nya lasttoppar kan förklaras av hur batteriet styrs och nyttjas under intervall med mer varaktiga och höga effektkostnader. Detta är en viktig begränsning i möjligheten att använda dynamisk prissättning och beskrivs vidare nedan.

I figur 10 visas lastprofilen för den 3 januari, det dygn då den högsta aggregerade bruttolasten observeras för de 200 kunderna. För den dynamiska Uniflextariffen, där effektkostnaden per kWh är hög under timmar med hög aggregerad bruttolast, uppgår priset till 324 öre/kWh mellan klockan 11 och 22 för kalenderdygnet. Under dessa timmar syns tydliga variationer i nettolasten för Uniflexkurvan (röd), med särskilt markanta minskningar men även betydande ökning.



Figur 10. Dygn med högst bruttolast samt aggregerad simulerad last för de olika nättarifferna för 200 hushåll.

Denna effekt kan sannolikt förklaras av flera faktorer.

- Eftersom kostnaden är konstant (324 öre/kWh) mellan klockan 11 och 22 saknar det ekonomisk betydelse hur styrningen fördelas över dessa timmar. Att minska 1 kWh per timme under 11 timmar ger alltså samma kostnadsbesparing som att minska 11 kWh under en enskild timme (om vi bortser från spot och stödtjänster).
- Batterier eftersträvar generellt att undvika både full laddning och full urladdning för att kunna delta i fler stödtjänstmarknader och därmed öka intjäningen. Genom att säkerställa tillgänglig flexibilitet såväl uppåt som nedåt i laddningsnivån kan batterier exempelvis leverera kapacitet till frekvenshållningstjänster som FCR-N samt möjligheten att delta i någon eller båda av FCR-D upp och FCR-D ned. Om dessa intäktströmmar inte kan realiseras p g a styrning mot nättariffen uppstår ett intäktsbortfall.

I och med denna konstanta prisnivå på Uniflextariffen under flera timmar blir det då rationellt att batterierna agerar likt det beteende som observeras i Figur 10 med

kraftiga styrningar uppåt precis innan samt efter intervallet med höga elnätspriser, kraftig styrning nedåt nära ytterligheterna och styrning uppåt under mitten-perioden av intervallet.

Detta beteende uppstår när varaktigheten på de höga nätpriserna är längre än uthålligheten hos den flexibla resursen, i detta fall batteriet. I praktiken innebär det att nedstyrningen koncentreras till början och slutet av intervallet med höga elnätspriser. Ofta inträffar det största behovet av nedstyrning mitt i intervallet med höga elnätspriser, vilket även framgår i Figur 10 under denna period Uniflex-tariffen motsatt effekt då batterierna laddas upp för att kunna styra ned lasten mot slutet av intervallet.

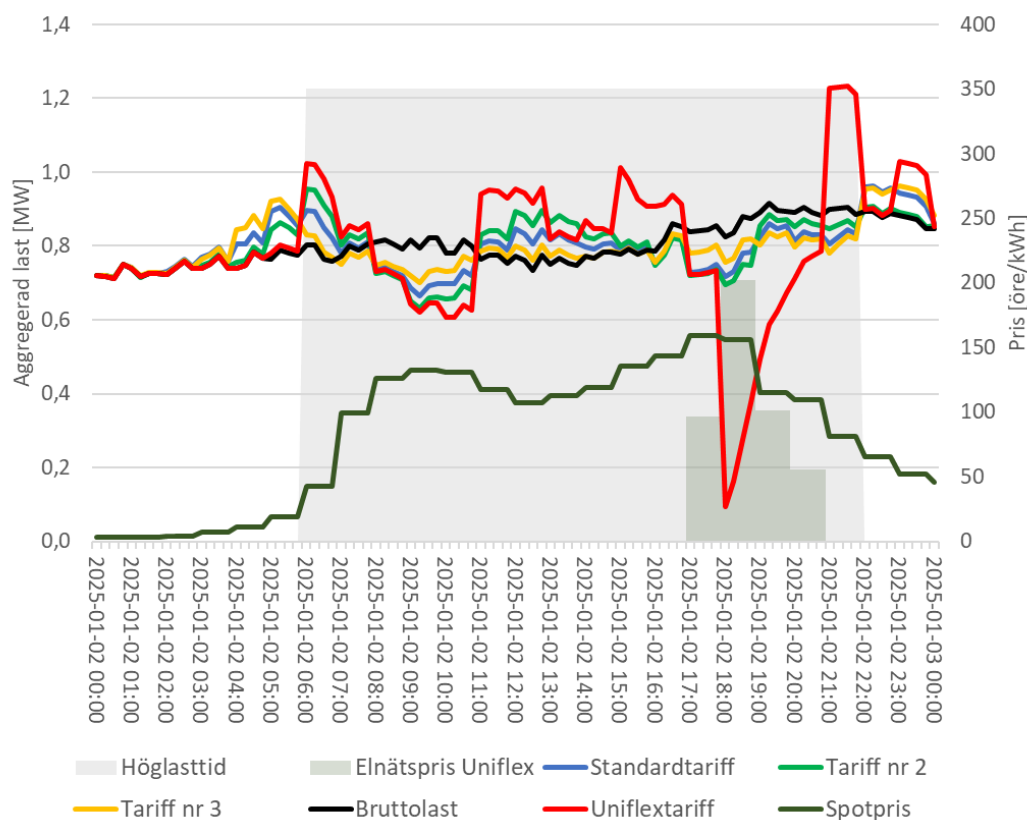
För de övriga tre tarifferna kan både likheter och skillnader i beteende observeras.

För tariff nr 3 är sannolikheten större att timmar med högt aggregerat effektuttag också blir debiteringsgrundande för enskilda kunder, jämfört med Standardtariffen och Tariff nr 2. Detta beror på att det för varje dygn finns en debiteringsgrundande timme, mellan klockan 06-21, med ett pris på 3,4 SEK/kW. Batteriet har därför direkta incitament att minimera effekttoppen inom höglasttiden, för varje dygn. Övriga timmar inom dygnet som inte är debiteringsgrundande kan därefter ökas upp till den debiteringsgrundande nivån utan ytterligare kostnad, för att möjliggöra intäkter från dagen-före- och balanskraftmarknader. Resultatet blir en jämnare ("plattare") lastprofil över dygnet, vilket också kan observeras i Figur 10.

För Standardtariffen gäller att timmar under natten (kl. 22–06) inte är debiteringsgrundande, medan de för tariff nr 2 ingår men då endast till 50 procent. Detta innebär att Standardtariffen tillåter höga effektuttag utanför höglasttid utan extra kostnad. För Tariff nr 2 kan däremot låglasttid bli debiteringsgrundande om de, även efter viktning, överstiger högsta timmedeleffekter (kl. 06–21). Detta framgår av Figur 10, där Standardtariffen uppvisar ett högre aggregerat effektuttag precis före och efter höglasttiden jämfört med övriga elnätstariffer.

4.3.3 Hur olika tariffer påverkar förutsättningarna att agera på Elspot och stödtjänstmarknaderna

När ett dygn inte tillhör en period med riktigt höga aggregerade effektuttag men höga spotpriser blir det extra intressant att analysera i vilken utsträckning tarifferna påverkar det sätt kunderna använder sin flexibilitet. I Figur 11 beskrivs situationen den 2 januari.



Figur 11. Dygn med låg last i det simulerade kollektivet men med relativt höga spotpriser.

Elpriset uppvisar en pristopp på morgonen och en framåt kvällen. Hushållen svarar på morgonens pristopp genom ett ökat i effektuttag strax för morgonens pristopp.

Detta förklaras främst av två faktorer:

- **Prisbilden på dagen före-marknaden:** En prisökning ger incitament att ladda batterierna strax innan priset stiger. Batterierna laddas dock inte tidigare, eftersom de undviker att vara fullt laddade eller urladdade under längre perioder.
- **Begränsad tariffpåverkan:** För merparten av hushållen utgör denna timme inte den debiteringsgrundande effekten. Därför kan effektuttaget ökas upp till den debiteringsgrundande nivån utan att medföra ytterligare kostnader. Hur denna styrning sker varierar dock mellan tarifferna, eftersom avståndet till den debiteringsgrundande nivån skiljer sig åt.

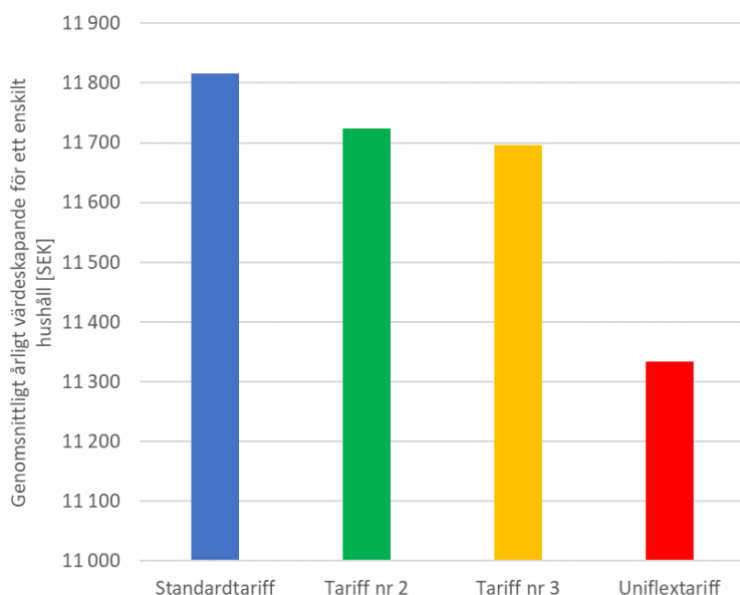
Den största ökningen i effektuttag observeras för Uniflextariffen, vilket är intuitivt eftersom effektkostnaden är noll fram till kl. 17.

Sammanfattningsvis visar beteendet i Figur 11 under timmar med stora prisskillnader på dagen före-marknaden och relativt låg aggregerad last följande:

- **Uniflextariffen är minst inskränkande**, eftersom den aggregerade lasten var relativt låg är effektagiften noll under hela dygnet.
- **Standard och tariff nr 2 är mer inskränkande än Uniflex, men mindre inskränkande än tariff nr 3.** Då dessa tariffer har de tre dygnshögsta timmedeleffekterna per månad som debiteringsgrundande finns möjligheter för styrning av effektuttaget uppåt till den debiteringsgrundade nivån utan elnätskostnader.
- **Tariff nr 3 är mest inskränkande** eftersom det för varje dygn, under höglasttid, finns en effektkostnad om 3,4 SEK/kW på marginalen för debiteringsgrundanden timmar. Därför kommer batteriet vilja minska den debiteringsgrundade effekten för varje dygn, då detta ger störst ekonomisk besparing. Detta hämmar i sin tur batterierna att styras mot övriga värdeströmmar/tillämpningar även för dygn där den aggregerade lasten är låg

4.3.4 Ekonomiskt resultat

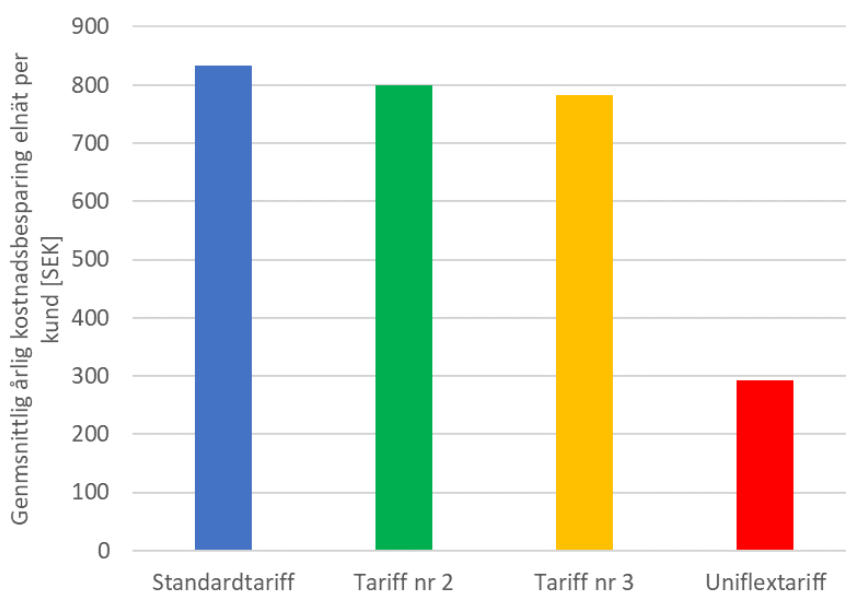
I figur 12 redovisas totala ekonomiska resultat från simuleringarna. Det sammanlagda resultatet ("värdeskapandet") består av tre delar; minskade nätkostnader, minskade kostnader för spotinköp och ökade intäkter från stödtjänstemarknaderna. Sammantaget handlade det i genomsnitt per kund om ca 11 300 kronor upp till 11 800 kronor för helåret 2025. Som framgår av bilden är skillnaden mellan de fyra tarifferna relativt litet. Att Uniflextariffen gav det lägsta värdet beror på att besparingsmöjligheter på nättariffen är lägre med Uniflextariffen jämfört med övriga i utgångsläget (se 3.2)



Figur 12 Totala ekonomiska resultat till följd av styrningen under år 2025, total genomsnittlig besparing per kund.

Merparten av dessa intäkter, drygt 90 %, kommer från stödtjänstemarknaderna, medan intäkterna från spotmarknaden bara handlade om ca 50 kr för hela året 2025.

Nästa figur visar hur mycket kunderna i genomsnitt kunde spara på nättariffen genom att sänka effekttopparna. Besparingen är ungefär 800 kronor per år för samtliga utom för Uniflextariffen där besparingen är ca 300 kr per år. Uttrycket i procent handlar det dock om en större sänkning med Uniflextariffen, knappt 30 % jämfört med 22-23 % för övriga.



Figur 13 Sammanlagd sänkning av nättariffen till följd av styrning under 2025

Som en känslighetsanalys har vi testat hur det ekonomiska resultatet skulle förändras om hushållen inte hade möjlighet att agera på stödtjänstmarknaden. Detta är ett inte helt osannolikt framtidsscenario eftersom det kan uppstå ganska betydande problem i det lokala nätet om många mindre nätkunder styr på frekvensvariationer. Om inte stödtjänstmarknaden är ett alternativ kommer batteriets kapacitet då fullt ut kunna användas för att sänka nätkostnader och kostnader för spotinköp. Känslighetsanalysen har bara gjorts för standardtariffen.

Resultatet indikerar att kostnaderna för nätet skulle sänkas ganska marginellt (ytterligare ca 50 kronor). Vår tolkning är att det arbete batteriet måste utföra för att sänka den debiteringsgrundande effekt ökar kraftigt när man nått en viss nivå. Intuitivt kan man förstå det om man beaktar att ju längre batteriet lyckas trycka ner det maximalt effektuttag, desto fler timmar måste batteriet vara aktivt. De första topparna är billiga att plocka ner men sedan ökar svårigheterna snabbt.

Däremot såg vi att den kapacitet som frigjordes genom att batteriet inte optimerade mot stödtjänstmarknaden i stället kunde användas för att sänka kostnaderna för spotinköp. Kostnaderna för råkraft sänktes med ca 1 400 kronor i genomsnitt för helåret 2025. Detta jämfört med bara 50 kronor tidigare.

4.4 Hur de olika tarifferna påverkar hela nätet

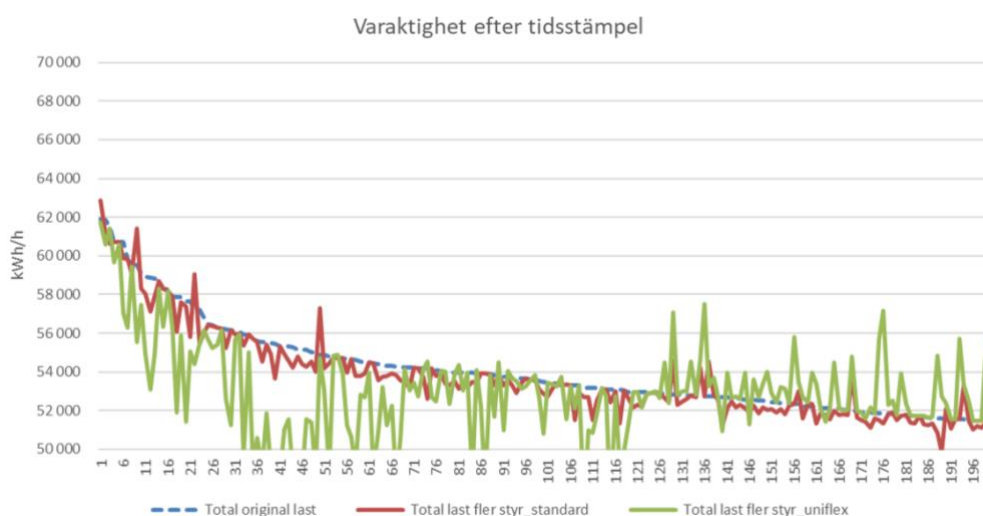
Som nämnts inledningsvis har vi tillgång till data för ett helt elnät med sammanlagt 20 000 uttagspunkter, tillhörande nätstationer samt en gränspunkt till överliggande nät. Tidigare i kapitel 4 har vi redovisat hur 200 slumpvis utvalda nätkunder (typiska villor med elvärme) kan tänkas reagera på olika nättariffer. Vi har redovisat resultaten för enskilda hushåll och aggregerade effekterna för samtliga de studerade 200 nätkunderna. I detta avsnitt ska vi visa hur effekterna kan tänkas påverka hela nätet, dels i gränspunkten till överliggande nät, dels på i olika nätstationer.

I avsnittet redovisas endast resultaten för Standardtariffen och för Uniflex-tariffen.

4.4.1 Effekter i gränspunkten till regionnätet

I Figur 14 redovisas 2025 års 200 högsta uppmätta timmesvärdena i gränspunkten till regionnätet (svarta linjen). I den gröna respektive röda kurvan, som är resultat av simuleringen, har vi antagit att 33% av alla 16-25A villa- eller radhuskunder som finns i nätet har smart styrning och optimerar på det sätt som tidigare har beskrivits.

Uttryckt som årsförbrukning motsvarar kundgruppen 16-25A villa- eller radhuskunder 25 % av den totala lasten i nätet. 35 % av kundgruppen motsvarar således ca 9 % av hela kundkollektivet.

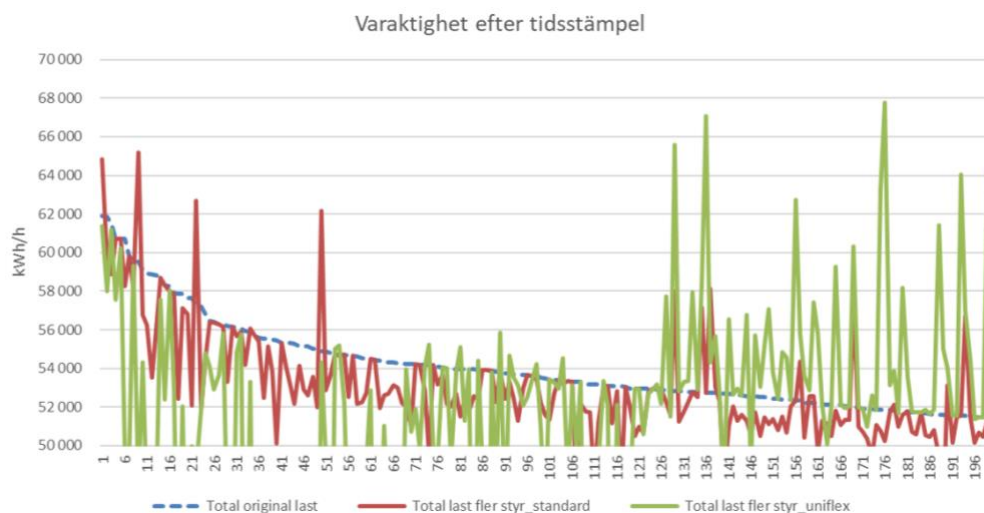


Figur 14 Styrning av 33% av 16-25A villa eller radhuskunder, linjärt extrapolerat ifrån analysen av de 200 flexibla kunderna.

Högsta effekttoppen i nätet inträffade en söndag i januari mellan klockan 18 och 19. En timme som inte definieras höglasstid enligt Standardtariffen. Uniflex-tariffen signalerade dock ut maximal avgift denna timme. I samband med effekttoppen var det mycket kallt vilket innebar att kundgruppen villa/radhuskunder utgjorde hela 48% av den totala lasten för den aktuella timmen. Trots att Uniflex-tariffen signalerar

att det är dyrt att använda el denna timme uppnås endast en marginell minskning av det maximala effektuttaget i gränspunkten.

Detta framträder än tydligare i figur 15 där vi antagit att 100 % av villa och radhuskunderna styr sin elanvändning efter nättariffen. Här ser vi också att nya toppar uppstår vid andra tillfällen även med Uniflex-tariffen om det är många kunder som styr.

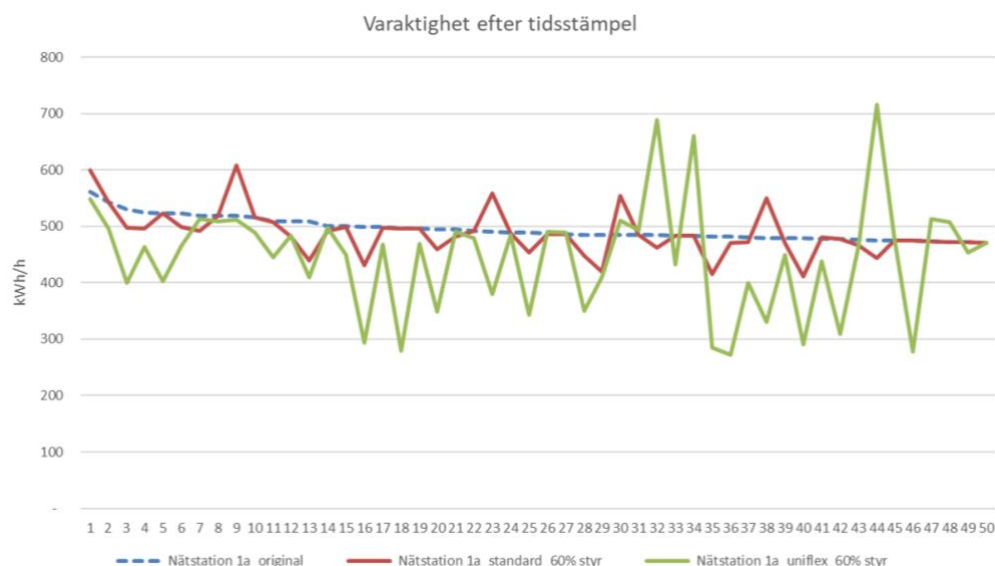


Figur 15 Styrning av 100% av nätets 16-25A villa eller radhuskunder, linjärt skalat

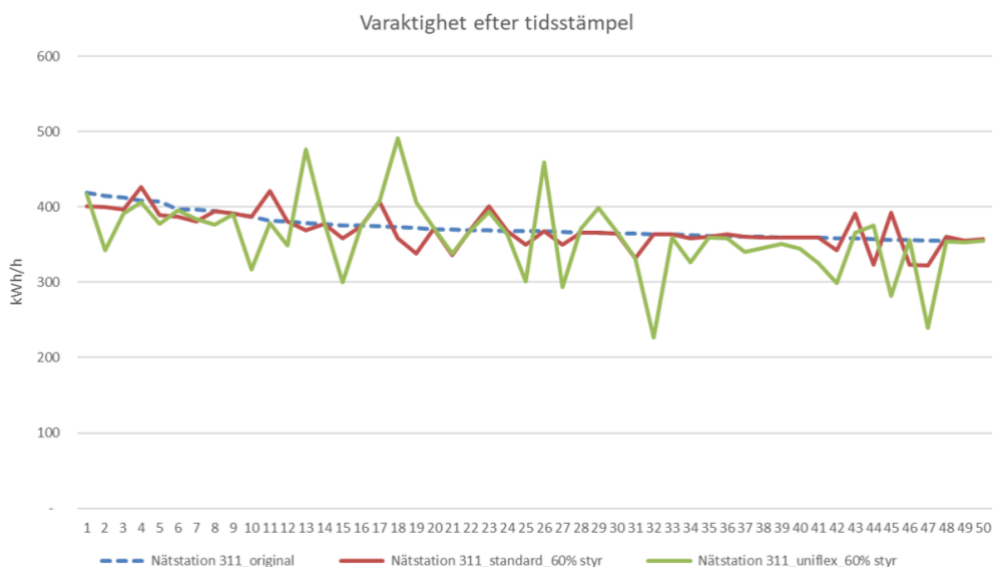
4.4.2 Effekter på nätstationsnivå

I följande stycke redovisar vi effekterna av kundernas styrning på nätstationsnivå. För att kunna illustrera detta har de 200 slumpvis utvalda kunderna som vi använt i optimeringen fördelats in under respektive nätstation så att 60 % av antalet 16-25 A villa eller radhuskunder antagits styra mot nättariffen.

Vi redovisar resultaten för två nätstationen, en större med hög andel villa eller radhusfastigheter anslutna (1a) och en mindre nätstation (311), också den med relativt många villa eller radhusfastigheter anslutna.



Figur 16 större nätstation med hög andel villakunder. 60 % av antalet 16-25 A villa eller radhuskunder antas styra mot nättariffen. Högsta effekten söndagen i januari.



Figur 17 mindre nätstation med hög andel villakunder. 60 % av antalet 16-25 A villa eller radhuskunder antas styra mot nättariffen.

För nätstation 311 inträffade den högsta lasten en fredag i januari mellan klockan 19 och 20. Både denna timme och den timme som hade den högsta lasten i nätstation 1a hade maximal prisnivå vid tillämpning av Uniflex-tariffen.

Varken för nätstation 1a eller 311 visar resultatet på någon märkbart lägre last och ibland högre som resultat från simuleringen. Det finns flera förklaringar till detta. Två uppenbara är att Standardtariffen har fasta höglasttider som ibland inte sammanfaller med när nätet är hårt belastat och att Uniflex-tariffen är kalibrerad mot den totalt aggregerade lasten och inte lasten på nätstationsnivå. Samtidigt har vi sett tidigare i rapporten att sammanlagringseffekter gör att en minskning av de enskilda

fastigheternas effekttoppar genom sammanlagring får en begränsad effekt på gruppnivå. Batteriets begränsade uthållighet innebär också att resultaten från styrningen ibland leder till höga effektuttag en enskild timme trots att priset då är lika högt som angränsande timmar. Detta sammantaget gör att effekterna av tarifferna inte kan förväntas vara så stora högre upp i nätet och dessutom svåra att förutse.

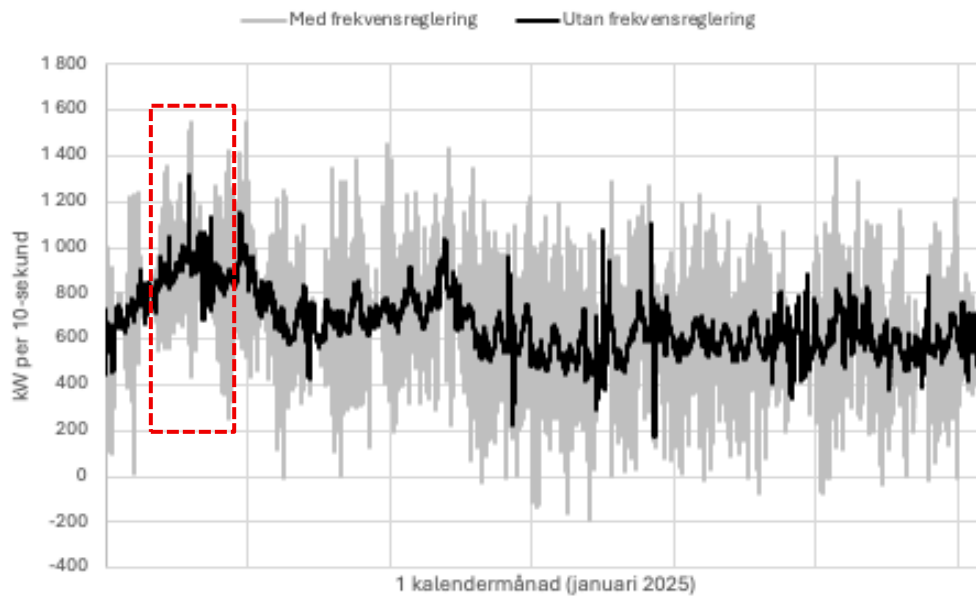
4.4.3 Aktivering av stödtjänster (FCR-produkter)

I simuleringarna har samtliga tre FCR-produkter inkluderats: FCR-N, FCR-D upp samt FCR-D ned.

I vilken utsträckning respektive hushåll deltar på stödtjänstmarknaden varierar beroende på hushållets individuella förutsättningar vid varje tidpunkt. Däremot aktiveras FCR-produkterna "regelbaserat" genom mätning av frekvensen i elnätet, och frekvensen är ~identisk för samtliga nätkunder. Aktiveringsregler och tekniska krav är väl definierade och testade av Svk vid förkvalificering av kapacitet, och aktivering sker således mycket standardiserat och harmoniserat.

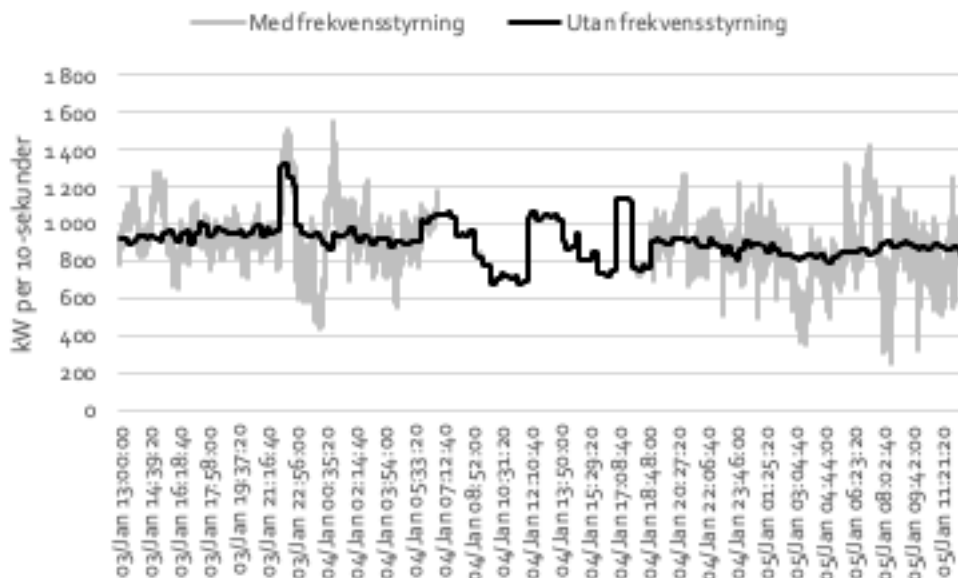
FCR-produkterna handlas förenklat med ett dygns framförhållning, och kortaste period för att tillhandahålla FCR-tjänster är 1 timme (marknadens upplösning för kapaciteten). Faktisk aktivering sker ~i real-tid och bestäms av eventuell frekvensavvikelse. Frekvensen avviker från nominellt värde mer eller mindre hela tiden, och aktivering av FCR-produkterna sker därför "mer eller mindre hela tiden".

Nedan illustreras indikativ nettoeffekt med/utan FCR-aktivering från kundkollektivet (200 kunder) för januari-månad med 10-sekundersupplösning.



Figur 18 Aggregerade lasten för 200 kunder per 15-minuter (svart) jämfört med den aggregerade lasten med 10-sekundersupplösning (grå). Januari månad 2025. Den röda streckade boxen markerar in-zoomning i figur nedan.

Som framgår av figuren är effektvariationerna betydande. Nedan illustreras samma figur, men under enbart 48 timmar. Här syns det tydligt vilka tidsperioder som har "FCR-leverans", respektive inte. Den fjärde jan kl 07:00 till 18:00 var det ingen av de 200 hushållen som hade ingått avtal om att leverera till stödtjänstmarknaderna eftersom batterierna sannolikt användes till de andra ändamål.



Figur 19 Aggregerade lasten för 200 kunder per 15-minuter (svart) jämfört med den aggregerade lasten med 10-sekundersupplösning (grå). 48 timmar i januari 2025.

FCR-aktiveringarna är relativt korta i varaktighet, samtidigt som aggregerade effektvärden förväntas vara höga eftersom sammanlagringseffekten uteblir. Det

finns alltså risk att relativt begränsade andelar av kundkollektivet kan skapa relativt stora effektbehov.

Eventuella problem som detta kan förorsaka lokalt i näten torde inte gå att adressera genom nättariffernas utformning.

Som diskuterades i avsnitt 2.3 har implementeringen av SOGL Art. 182 har dröjt i Sverige men planen är att avtal mellan Svk och nätägare (DSOer) ska kunna tecknas under 2026. Det är valfritt för DSOer att ingå avtalet men nödvändigt om de vill veta vilka som levererar stödtjänster i deras nät och ha möjlighet att vid behov begränsa aktiviteter som riskerar att påverka näten negativt.

5. Slutsatser och diskussion

Innan vi går in på att diskutera vilka slutsatser som är möjliga att dra från arbetet med simuleringsstudien är det på sin plats med en "brasklapp".

- Vi har förenklat analysen genom att anta att fastigheternas flexibilitet utgörs av ett batteri på 7 kWh. I verkligheten består flexibiliteten av en kombination av styrbara värmesystem, styrbar elbilsladdning och batterier (ofta i kombination med solpaneler). Sammantaget innebär det här en mix som innebär ökade möjligheter men också begränsningar och är ett lämpligt tema för fortsatt analys.
- Vi har antagit "perfect foresight". I verkligheten måste den som optimerar flexibiliteten (aggregatorn) göra det baserat på prognoser av såväl spotpriser, stödtjänstpriser som hushållens framtida effektuttag. De resultat vi visar i vår studie är alltså en överskattning av vad som kan förväntas uppnås i verkligheten.
- Vi har enbart studerat år 2025. Hade vi studerat andra år så hade vi sannolikt fått ett annat resultat vad avser intäkter från stödtjänster och värdet av att optimera gentemot spotpriset. Samtidigt ska man komma ihåg att det finns en viss korrelation mellan prisvolatiliteten på elspot och priset på stödtjänster. Dessa marknader konkurrerar om samma flexibilitet vilket vi inte minst såg under år 2022.

Med detta sagt går vi in på de slutsatser vi trots allt tycker att vi kan dra från studien.

5.1 Slutsatser av simuleringsstudien

Slutsats 1 **Trots en betydande minskning av nätkundernas effekttoppar gav det en begränsad effekt högre upp i näten.**

I våra simuleringar är tre av fyra effekttariffer konstruerade på ett sådant sätt att kunden har ekonomiska incitament att hålla nere sina egna effekttoppar. Trots att nätkunderna i genomsnitt lyckades minska dessa med ca 35 % ser vi inga eller väldigt begränsade effekter högre upp i näten. Det här beror främst på att de olika nätkundernas effekttoppar inte infaller samtidigt, dvs sammanlagringseffekten är så betydande.

Att tariffernas styrande effekt enligt våra simuleringar är hög (-35%) men nyttan låg tycker vi kanske är den viktigaste slutsatsen som tillsynsmyndigheten och nätföretagen kan ta med sig från den här studien i den nu pågående översynen av förordning 2022:1 och ett starkt argument för att genomföra fördjupade analyser.

Slutsats 2 Även om effektavgiften är "dynamisk" och bara tas ut när nätet är hårt belastat var de positiva effekterna högre upp i nätet enligt simuleringsstudien begränsade

För oss som har arbetat med den här studien var det här ett oväntat resultat. Vi hade nog alla höga förväntningar på att Uniflextariffen skulle ge incitament som innebar att effektuttaget i gränspunkten sänktes betydligt och även ge positiva effekter på nätstationsnivå.

Det finns flera anledningar till att vi fick den effekten i studien men den viktigaste är nog att den flexibla resurser i våra simuleringar (batteri på 7kW och 7kWh) inte är tillräckligt uthålligt klara att hålla ner effektuttaget i fastigheterna under längre perioder med sträng kyla.

Just sträng kyla under en längre period är den faktor som ofta är dimensionerande för lokalnät vilket betyder effekttoppar i gränspunkter och nätstationer ofta är flacka och tenderar att vara under längre perioder. För att efterfrågefleksibiliteten ska ge önskad effekt måste den alltså vara ganska uthållig.

Att den dynamiska Uniflextariffen inte gjorde någon större nytta på nätstationsnivå i vår simulering kan delvis förklaras av att den inte är designad för det. Analysen sätter fingret på en av utmaningarna med att utforma en effektiv dynamisk tariff och det är på vilken nivå som tariffen ska kalibreras emot. Hela nätet, vilket är hyfsat enkelt, men kan samtidigt ge en "felaktig" styrsignal på nätstationsnivå.

Slutsats 3 De flexibla resurserna i vår simulering användes för att sänka nätpriset och tjäna pengar på stödtjänstmarknaderna medan spotmarknaden generellt blev utan.

Detta illustrerar tydligt hur de olika delmarknaderna konkurrerar om samma resurs. I detta fall utnyttjades den flexibla resursen i första hand till att skapa intäkterna från stödtjänstmarknaden och att sänka kostnaderna för nättariffen medan spotmarknaden generellt blev utan.

De sammanlagda intäkterna uppgick till ca 11 800 kronor varav av ca 11 000 kom från stödtjänstmarknaden, sänkta nätavgifter gav ca 800 kronor på ett år och sänkta spotkostnader enbart ca 50 kronor på ett år. Att stödtjänsterna skulle svara för en så stor andel av intäkterna och spotmarknaden för en så liten var för oss ett oväntat resultat. Visserligen var priserna på stödtjänstmarknaden relativt höga 2025 men betydligt lägre än åren innan. De totala intäkterna kan tyckas höga men man ska då beakta att det är ungefär de intäkter som krävs för att ett batteri ska vara lönsamt.

I en känslighetsanalys testade vi att ta bort möjligheten att tjäna pengar på stödtjänstmarknaden. Resultatet var att batteriet i stället användes för att minska kostnaderna för spotinköp. Detta resulterade i att spotinköpen totalt minskade med ca 1400 kronor på helåret jämfört med 50 kronor tidigare. Däremot såg vi begränsad effekt på nätkostnaderna.

Slutsats 4 **Trots att effektkomponenten i de olika nättarifferna tas ut på ganska olika sätt gav de i slutändan ganska likartade ekonomiska resultat**

Även detta resultat förvånade oss. Visserligen finns det skillnader mellan tarifferna även här men på det stora hela levererade de ungefär samma ekonomiska resultat.

Detta gäller trots att det finns ganska stora skillnader i hur de olika tarifferna styr kundernas uttagsmönster.

Slutsats 5 **Det främsta motivet utifrån ett effektivitetsperspektiv till att införa effektavgifter är sannolikt risken för lokala problem i nätet i framtiden när många vill ladda elbilar samtidigt för att dra nytta av låga spotpriser**

En växande utmaning för nätföretagen är att hantera höga effektuttag som kan uppstå vid andra tillfällen än de tidpunkter som idag dimensionerar nätet. Det kan exempelvis vara nattetid då många samtidigt vill ladda sina elbilar. Vi ser inte att något av de regelverk som översiktligt presenteras i avsnitt 2.3 löser det specifika problemet.

Även om detta inte är något som undersökts i simuleringsstudien är frågeställningen relevant och något som bör tas upp i framtida studier. Problemet är inte så stort idag men kanske om 10 år. Elbilarna blir fler, batterierna större och effekterna vid laddning högre.

Slutsats 6 **Effektavgifter leder i våra simuleringar till att debiteringsgrundande effekt sänks, men sambandet mellan avgiftens storlek och sänkningen är inte linjärt.**

I våra simuleringar minskade kostnaderna som styrs av nivån på debiteringsgrundande effekt med ca 800 kr/år för tre av våra tariffer. Trots att vi i en känslighetsanalys tog bort möjligheterna att tjäna pengar på stödtjänster, resulterade detta bara till en marginell ytterligare sänkning av de debiteringsgrundande effektopparna (nätagiften sjunk med ytterligare 50 kr/år). Orsaken till att besparingsmöjligheten planade ut är att ju jämnare effektuttaget är desto mer av batteriets kapacitet måste allokeras till att ytterligare sänka nättariffen.

Slutsats 7 **Trots snarlika ekonomiska resultat påverkar nättariffernas design de fysiska flödena i nätet väldigt olika**

Resultaten från simuleringarna visar på markant skillnad i styrning beroende på vilken nättariff som tillämpas. Detta gäller både för enskilda kunder och aggregat. Hur eventuella framtida effektavgifter designas är inte oväsentligt för hur näten kommer att nyttjas.

5.2 Diskussion

Resultat från simuleringsstudien pekar på att effektavgifter kan ge betydande effekt på kundernas beteende men att detta inte syns när hänsyn tas till sammanlagringseffekter. Simuleringarna pekar också på att effektavgifter kan påverka kundernas incitament och möjligheter att skapa andra värden minskar. Båda dessa effekter bör beaktas i den översyn som nu görs av Ei. Vår analys bidrar således med andra aspekter jämfört med de som hittills främst lyfts upp i debatten.

Dynamiska effekttariffer⁷ framstår teoretiskt som ett mer lämpligt val jämfört övriga analyserade nättariffer i denna studie. Uniflex tariffen ger en prissignal när det råder knapphet och därmed "rätt" signal och är dessutom mindre inskränkande jämfört övriga tariffer. Sammantaget bör det betyda större värdeskapande och därmed högre övergripande effektivitet. Med detta sagt visade det sig att den dynamiska nättariffer inte levde upp till våra förväntningar i och med att den inte lyckades minska effektuttaget i gränspunkten, vilket var syftet med tariffen.

Det som dock ska beaktas, och som lyftes upp inledningsvis i detta kapitel, är att simuleringen endast tillåter batterier som flexibel resurs. I verkligheten är batterier bara en av flera flexibla resurser, en annan är laddning av elbilar och styrbar elvärme, främst värmepumpar. Ett av problemen vi såg vid optimering mot Uniflex tariffen var att den styrbara resursen hade för dålig uthållighet för att klara många högpristimmar efter varandra vilket resulterade i en styrning som inte var optimal utifrån nätets behov. Det här problemet skulle kanske minska om vi hade haft med värmepumpar som ett styralternativ. Styrning av värmepumpar har inte en väldigt stor uthållighet men sannolikt längre än batterier.

Även om den dynamiska tariffen skulle prestera bättre med andra flexibla resursernas med längre uthållighet kvarstår en del andra utmaningar. För det första behöver nätbolagen med flera dygns framförhållning kunna prognostisera lasten och därefter kommunicera priser till nätkunder. Detta kräver träffsäkra lastprognoser, vilket kommer att bli allt svårare i takt med att andelen flexibla kunder växer. Om i stället längre perioder får "knapphetspriser", ökar problemet med att de flexibla resursernas man vill påverka har en begränsad uthållighet. För det andra innebär en kall vinter betydligt fler timmar då nätet är högt belastat jämfört med en mild vinter vilket kan leda till stora variationer i hur ofta höga priser måste tillämpas och därmed variationer i intäkter till nätbolaget och variationer i de nätkostnader kunderna betalar.

Även om resultaten från simuleringen visar på flera svårigheter med att utforma effektiva effektavgifter kommer det finnas behov av att på olika sätt påverka nätkundernas uttag, men att de ekonomiska incitamenten sannolikt bör göras mer precisa i både tid och rum. Nättariffen kan inte heller lösa allt utan måste kompletteras av andra åtgärder som syftar till att effektivt utnyttja den flexibilitet som finns eller kan utvecklas.

Ett sätt att sannolikt få en bättre effekt av dynamiska prissignaler är att rikta de ekonomiska incitamenten mot aggregatorer och inte enbart mot enskilda

⁷ Knapphetsprissättning eller "Critical Peak Pricing" som metoden också kallas

elanvändare. Incitamenten skulle då behöva utformas som "morot" och inte "piska". Aggregatorerna skulle ha möjlighet att styra kunderna flexibilt på ett sådant sätt att det verkligen hjälper näten i en ansträngd situation. Om flexibiliteten hos de enskilda kunderna inte har den uthållighet som krävs kan aggregatorerna "rotera" styrningen så att önskvärd effekt uppnås vid gränspunkt eller på nätstationsnivå.

Nätverksamheten behöver också instrument för att motverka att samtidig styrning från kunderna leder till överbelastningar lokalt, exempelvis vid laddning av elbilar när elpriset är som lägst. Det här är kanske det starkast argumentet för en effektkomponent i nätpriset. Ett alternativ till en generell effektagift skulle kunna vara att nätägarna tecknar avtal direkt med de aggregatorer som är verksamma i området och på så sätt skyddar näten mot höga effekttoppar. Möjligen skulle det kunna skrivas in i de standardiserade avtal för överföring av el som tillämpas mellan nätföretag och deras kunder.

Inom ramen för projektet har vi också övervägt att studera hur en progressiv effektagift skulle fungera. Progressiva tariffer är vanliga i Norge och motiveras främst av att man där vill undvika samtida laddning av elbilar med hög laddeffekt under en kort period. I korthet går modellen ut på att effektkostnaden per kW ökar med ett ökat effektuttag.

I Finland tar flera elbolag ut effektagifter av småkunder, men bristen på enhetliga grunder har ansetts problematisk. Energimyndigheten har därför bestämt nya reglerna som träder i kraft 2029. Elbolagen måste ändå inte ta ut effektagifter, och kunderna ska alltid kunna välja ett alternativ utan en sådan avgift. För hushåll som väljer en produkt med effektagift börjar avgiften när elförbrukningen under en timme överstiger åtta kilowatt.

Ett annan tanke är att introducera flera säkringsnivåer eller effektabonnemang med olika kostnadsnivåer, en modell som skulle då bli relativt enkelt att förstå för en kund. Exempelvis låg kostnad för de första 8 A, en högre kostnad för efterföljande 4A, och en tredje kostnad för de sista 4 A (=totalt 16A). Det blir upp till varje kund att antingen betala för fler säkringsnivåer (kostar mer) eller att styra förbrukning så att enbart såg 12A behövs. Med de flesta moderna elmätare är detta möjligt och överuttag skulle kunna leda till fysiska begränsningar "soft fuse" eller till en överuttagsavgift på motsvarande sätt som uttag utöver abonnerad effekt hanteras för större kunder i dag.

I simuleringarna av frekvensregleringen och den resulterande styrning framgår det tydligt att momentana effekter kan bli (mycket) stora om nätkunderna deltar på stödtjänstmarknaden, exempelvis FCR-tjänster. För nätföretagen blir det viktigt att mäta och analysera dessa nya effektlöden på olika platser i elnäten och vid behov vidta åtgärder. Eventuella problem torde emellertid inte gå att adressera genom nättariffernas utformning utan det handlar sannolikt om att utveckla rutiner inom ramen för System Operator Guidelines (SOGL).

Sammanfattningsvis anser vi att elnätstariffen ska ge ekonomiska incitament till nätkunderna som är gynnsamma för såväl den kortsiktiga driften av elnätet som den långsiktiga dimensioneringen, men att detta måste ske med beaktande av såväl positiva som negativa konsekvenser för nätkunderna och för hela elsystemet.

Samtidigt ser vi att nättariffen inte kan lösa allt utan bör kompletteras av andra åtgärder som syftar till att effektivt utnyttja den flexibilitet som finns eller kan utvecklas hos elanvändarna.

Konkurrensen om efterfrågefleksibilitet – simuleringsstudie olika effektagifter

Efterfrågefleksibilitet är en nyckelresurs i framtidens elsystem. Men hur påverkas kundernas beteende av olika effektagifter i elnäten och vilka konsekvenser får det för elmarknaden och nätens kapacitetsbehov?

I denna rapport analyseras fyra olika avgiftsmodeller med hjälp av simuleringar av villakunder med batterilager. Resultaten visar att effektagifter kan ge stora förändringar i kundernas agerande, men att nyttan för nätet kan vara betydligt mindre än vad som ofta antas. Rapporten bidrar med olika perspektiv på utformningen av effektagifter.



Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust, hållbart och konkurrenskraftigt energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på www.energiforsk.se.