

SLUTRAPPORT

Kapacitetsbaserade elnätstariffer

Carl Brundin och Magnus Jennerholm

energicentrum
GOTLAND



Kontaktuppgifter:

Magnus Jennerholm magnus.jennerholm@gotland.se

Carl Brundin carl.brundin@gotland.se



**Medfinansieras av
Europeiska unionen**

Förord

Sveriges elmix är nästintill helt fossilfri, men det finns ändå stora utmaningar framåt där flexibla resurser kommer vara en mycket viktig pusselbit i det stora sammanhanget men även ur ett lokalt perspektiv där vi som invånare får en större möjlighet att kunna agera och vara deltagare i den energiomställning som behöver ske mycket fort.

Elnätstariffer har en stor påverkanspotential då de berör oss alla. I jämförelse med elhandeln används relativt trubbiga verktyg i dagens elnätstariffer, och det finns en stor potential för att kunna ge incitament för mer flexibilitet.

Detta projekt har som utgångspunkt att kunna visa på vilken nytta ett helt nytt tankesätt kan skapa för elnätstariffer framåt. Hur vi kan maximera nyttan ned på detaljnivå i förhållande till det som verkligen händer ute i nätstationerna, snarare än att en schablonmässig debitering ska garantera kostnadstäckning för utbyggnad?

Lyckas vi inte finns en risk att möjligheten stoppas för abonnenter att fortsatt kunna vara aktiva och följa spotpriset. En till spotpriset kompletterande och till de lokala utmaningarna anpassad elnätstariff ser vi som en lösning.

Projektet adresserar alla de problem vi identifierat i vår omvärldsbevakning med en tariff som fortsatt möjliggör för abonnenter att vara aktiva – vilket både stärker marknaden för grön energi och bidrar till ett effektivt nätutnyttjande.

Genom tariffen och dess dynamiska energiavgift stimuleras balans både i det stora och lilla. Exempelvis innebär det en stimulans till mer produktion i uttagsdominerande områden, och även stimulans till mer avhjälpande energi från energilager vid de tillfällen när elnätet är extra ansträngt. Produktion och användning likställs där det primära fokuset istället är vilken effektriktning som för stunden är belastande och avhjälpande.

Framåt sett ser vi även behov av att skapa en till olika kundgrupper mer kostnadsreflektiv och rättvis fördelning av nätkostnader. Vi ser även ett stort behov av automatisering och kundanpassning.

*Projektledare för Tariff 1.0 och teknisk projektledare på Energicentrum
Magnus Jennerholm, Visby, 2025-01-20*

Sammanfattning

Denna rapport beskriver resultaten från projektet Tariff 1.0, som syftar till att utveckla kapacitetsbaserade elnätstariffer för att skapa ett mer resurseffektivt energisystem. Projektet har genomförts på Gotland genom ett samarbete mellan Energicentrum Gotland, Gotlands Elnät AB, Plexigrid och Ngenic. Målet har varit att skapa förutsättningar för att testa en tariffmodell baserad på verkliga omständigheter i elnätet. Fokus har legat på att främja flexibilitet, minska nätkostnader och stödja övergången till förnybar energi.

I enlighet med Energimarknadsinspektionens föreskrifter har den föreslagna tariffmodellen fyra komponenter: fast avgift, energiavgift, kundspecifik avgift och effektagift. Alla utom den kundspecifika avgiften har utformats för att skapa incitament till bättre nyttjande av elnätets kapacitet. Abonnenter erbjuds därigenom en möjlighet att agera flexibelt baserat på dynamiska prissignaler. Prissignalerna utgörs av en kostnad eller ersättning i öre per kilowattimme, för uttag och inmatning. En AI-baserad motor har använts för att generera prissignaler, anpassade till den prognosticerade belastningen vid varje nätstation. Ett kundanpassat gränssnitt förmedlar sedan dessa prissignaler till projektets testpiloter.

Projektet har identifierat flera regulatoriska hinder som behöver åtgärdas, bland annat tillåtelse att använda lokaliseringssignaler i prissättningen. De resultat som presenteras indikerar att modellen kan leda till betydande samhällsekonomiska fördelar, inklusive minskade behov av nätutbyggnad och ökade möjligheter för variabel förnybar energi att integreras i systemet.

Slutsatserna understryker vikten av att fortsätta utveckla och öka mognadsgraden för modellen genom nästa fas, Tariff 2.0, där modellen ska testas i 12 månader under verkliga förhållanden.

Innehåll

Förord.....	2
Sammanfattning.....	3
Begreppsförklaring.....	5
Introduktion och projektbeskrivning.....	7
Målgrupper.....	7
Avgränsningar.....	7
Metodbeskrivning.....	8
Inledning.....	10
Regulatoriska utmaningar och förslag.....	11
Tillåt lokaliseringssignaler.....	11
Ny fördelning av kostnader.....	11
Kostnader som debiteras för i den fasta avgiften.....	13
Kostnader som debiteras för i energiavgiften.....	13
Kostnader som debiteras för i effektavgiften.....	13
<i>Fotavtryck</i> som grund för residuala avgiftskomponenter.....	14
Nätnyttöersättning, inte uteslutande till producenter.....	14
Den utvecklade tariffmodellen.....	15
Energiavgift.....	15
Teknisk beskrivning av energiavgiften.....	16
Helhetsoptimering, inklusive hänsyn till andra nät.....	17
Effektavgift.....	18
Teknisk beskrivning av effektavgiften.....	19
Fast avgift.....	21
Teknisk beskrivning av den fasta avgiften.....	21
Slutsatser.....	23
Referenser.....	25

Begreppsförklaring

AI-motor	Projektets mest centrala funktion är en "motor" eller program vars uppgift är att lära sig förutspå hur energi och effekt flödar i elnätet. AI-motorn baseras på artificiell intelligens (AI).
Avhjälpan överföring	Energi som överförs i den icke-dominerande effektriktningen.
Belastande överföring	Energi i den dominerande effektriktningen.
Belastning	Flödet av effekt genom en nätstation bör inte överstiga dess kapacitet. Vid maximal belastning används hela kapaciteten. I korta stunder kan kapaciteten överskridas, men det ökar risken för skador och haverier.
Belastningsgrad	Ett mått på balans eller obalans i elnätet vid en nätstation, där positiv belastning indikerar högre import än export och vice versa.
Effekttariffer	Prissättningsmodell där abonnenter betalar baserat på sin effektanvändning för att främja jämnare belastning och minska behovet av nätutbyggnad.
Ei:s föreskrifter EIFS 2022:1	Regelverk från Energimarknadsinspektionen för utformning av elnätsavgifter med syfte att främja ett effektivt och hållbart elnät.
Förlustekvivalenter	Ett sätt att uttrycka energiförluster och framåtblickande kostnader i relation till belastningsgraden i elnätet.
Gemensamma och enskilt nyttjade delar av elnätet	De gemensamma delarna av elnätet är delar som används gemensamt, där det spelar roll hur samspelet mellan olika abonnenter ser ut för belastningen. I de enskilt nyttjade delarna kan inte belastningen skada elnätet förutsatt att det är rätt dimensionerat för abonnentens anslutningseffekt och att abonnenten följer sitt elavtal.
Icke-ideala och ideala förluster	Energiförluster uppstår i vanliga elledningar även om de är optimerade för uppgiften. Sådana energiförluster kallas ideala, medan alla energiförluster utöver detta kallas icke-ideala.
Järn-/tomgångsförluster	I nätstationer sitter transformatorer som transformerar om spänningen mellan olika nivåer via dess lindningar. När en transformator är ansluten till nätet induceras växelström och spänning som orsakar strömvirvar och förluster i dess järnkärna. Detta sker även om nettoenergiflödet genom den är noll. Dessa förluster är konstanta och påverkas inte av nettoenergiflödet.
Kapacitetstak	Den maximala effekt en nätstation kan hantera innan risk för skador eller driftstörningar uppstår.
Lokaliseringssignaler	Prissignaler som speglar geografiska belastningsskillnader i elnätet och skapar incitament för energieffektivitet på lokala nivåer.
Nätnyttöersättning	Ersättning som tilldelas de som bidrar med avhjälpan effekt, vilket minskar kostnader och belastning i elnätet.
Reaktiva och proaktiva framåtblickande kostnader	Termen proaktiva läggs till för att särskilja kostnader som krävs för en planerad nätutveckling, medan termen reaktiva används för framåtblickande kostnader som tas ut endast när situationen i realtid samt platsspecifikt är ansträngd i elnätet. Den reaktiva framåtblickande kostnaden kan representeras av en löpande belastningsberoende försäkringsavgift till elnätsföretaget själva eller till ett externt försäkringsbolag.

Residuala kostnader	Kostnader som inte kan hänföras direkt till enskilda abonnenter, exempelvis kapitalkostnader för redan byggt elnät.
Speglade prissignaler	Prissignalerna för belastande och avhjälpande energi speglar varandra, där en kostnad för en belastande överföring alltid motsvaras av en lika stor ersättning för avhjälpande överföringar. Priset för överföring av energi är därmed noll vid noll belastning, vilket innebär att abonnenternas uttag är lika stort som dess inmatning. För elnätspriserna är det alltså sekundärt i tariffens bedömningar om det rör sig om produktion (inmatning) eller användning (uttag).

Introduktion och projektbeskrivning

Projektet Tariff 1.0 ingår i Energicentrum Gotlands arbete inom navet Lagring och flexibilitet för ett mer resurseffektivt samhälle. Projektet drivs med medel från den Europeiska regionala utvecklingsfonden, genom Tillväxtverket samt med 1:1 medel genom Region Gotland, finansierat av staten. Projektperioden är 17 månader, med start 1 september 2023 och avslut 31 januari 2025. Energicentrum Gotland är projektägare och Gotlands elnät AB är projektpartner.

Målet med projektet är att ta fram minst en tariffmodell som löser delar av de svenska elnätsutmaningarna. En bärande idé har varit att det därmed krävs att tariffen baseras på verkliga förutsättningar i elnätet, och att den både är plats- och tidsspecifik.

Projektet har genomförts inom ett avgränsat område med 10 stycken testpiloter som givits möjlighet att vara aktiva abonnenter, både autonomt och manuellt.

Projektet har utnyttjat avancerad teknik för att implementera tariffmodellen. Smarta mätare installerades tidigt i försöksområdet på östra Gotland, där både kundmätare och mätning i nätstationer möjliggjorde insamling av data för minst ett års tid. Dessa data användes för att skapa plats- och tidsspecifika prissignaler baserade på belastningsgraden vid varje nätstation.

Målgrupper

Projektets målgrupp är små- och medelstora företag och privatpersoner som fortsatt vill kunna vara aktiva abonnenter genom att bidra med efterfrågefleksibilitet.

Ett syfte med projektet är att visa på att projektets lösning är möjlig att genomföra redan idag. Både ur en teknisk, regulatorisk och social kontext. Elnätsbranschen och beslutsfattare är därmed också en målgrupp.

Avgränsningar

Projektets testområde är avgränsat till abonnenter under en fördelningsstation på Östergarnslandet, Gotland. Under denna fördelningsstation (70/10 kV) i Kräklingbo finns det cirka 1700 abonnenter och cirka 150 nätstationer som transformerar ned spänningen till slutkundernas lågspänningsnät (400 V). Tio testpiloter deltar fördelat på fem olika nätstationer i området. Med det låga antalet testpiloter täcks både den tidsmässiga- och ekonomiska budgeten för det viktigaste behovet av automatisering och kundanpassningar.

Styrning av laster avgränsas till styrning av värme, avfrostningsperiod för större frysar, elbilsladdning, och batterilager. Som kundgränssnitt används mjukvara från Ngenic och Home Assistant. Värme, avfrostning och batterilager kan styras helt automatiserat i projektet. Vid exempelvis laddning av elbilar krävs manuell styrning.

Testpiloterna utgörs av små- och medelstora företag, främst lantbruksföretag med varierande storlek, ett reningsverk, ett rökeri samt en mataffär.

Arbetet i projektet Tariff 1.0 har avgränsats till att i första hand utforma en tariffmodell samt det tillhörande styrsystemet – inklusive nätanalys, datakommunikation och kundgränssnitt – där belastningen för varje nätstation resulterar i en prissignal som skickas till abonnenterna dagen innan.

Då projektet Tariff 1.0 snart är över kommer Tariff 2.0 ta över för ett skarpt långtidstest på 12 månader, med start den 1 februari 2025 och slut 30 april 2026. Inför testet i Tariff 2.0 står allt redo: Tariffen med prissignalerna från det inarbetade systemet och de utrustade testpiloterna från Tariff 1.0, vars styrutrustning står redo för flexibelt nyttjande och kostnadsoptimering för deras egen räkning.

I Tariff 1.0 inkluderades inte spänningsreglering som en styrvariabel i prissignalens utformning, eftersom laststyrning bedömdes som primärt fokus. Spänningsreglering kan dock bli en del av Tariff 2.0, med dataanalys som utgångspunkt för att identifiera möjliga lösningar. Exempelvis kan sådana signaler integreras via en lokal flexibilitetsmarknad.

Metodbeskrivning

Arbetet inom projektet Tariff 1.0 har bedrivits genom en strukturerad och iterativ process som involverat flera aktörer och kompetensområden. Metodiken har varit tvärvetenskaplig och inkluderat teknisk utveckling, nätanalys, implementering av styrsystem samt samarbete med testpiloter och externa aktörer. Nedan beskrivs arbetsprocessen i detalj:

Projektledning och organisation

Energicentrum har huvudansvaret för projektledning och koordinering. En projektkoordinator är anställd specifikt för att utveckla minst en tariffmodell. Den tidiga fasen av projektet fokuserade på studier och omvärldsbevakning, vilket lade grunden för den konceptuella utformningen av tariffmodellen.

Tariffmodellens utveckling

Utvecklingen av tariffmodellen inleddes med en analys av existerande tariffsystem och identifiering av potentiella förbättringsområden. Redan från början formulerades en grundläggande struktur för hur belastningen på elnätet skulle styra prissättningen. Projektet identifierade nätanalysföretaget Plexigrid som en samarbetspartner med liknande visioner kring smarta tariffmodeller.

Datahantering och nätanalys

Med stöd från nätföretaget Gotlands Elnät AB genomfördes en initieringsprocess för att göra data från det utvalda försöksområdet på östra Gotland tillgängligt för analys. Plexigrid tog fram en detaljerad analysgrund för att bedöma belastningen i elnätet och därigenom möjliggöra för beräkning av tariffens dynamiska prissignaler. Detta arbete innebar både tekniska förberedelser och kontinuerlig utveckling.

Styrning och implementering

Värmepumpar styrs automatiskt via en anpassad applikation från Ngenic, som kombinerar spotpriser och nätets dynamiska prissignaler till en sammansatt styrsignal i en mobilapp. En prissignal för uttag och en för inmatning. Även avfrostning av större frysar styrs via Ngenic automatiserat medan Gute Kyltjänst AB säkerställer korrekt styrning av frysarna. Batterilager och elbilsladdning styrs manuellt eller autonomt genom Home Assistant, där Niska AB ansvarar för installation och konfigurering. Övriga laster styrs manuellt av testpiloterna för att balansera kostnader och behov. Samtliga testpiloter får prissignalen via Ngenics mobilapp.

Pilotområde och testpiloter

Projektets testområde på östra Gotland omfattar abonnenter under en specifik fördelningsstation. Ett urval av testpiloter, utrustades med styrsystem för att kunna delta i försöket. Dessa pilotanvändare representerar olika typer av elanvändare, från småskaliga lantbruk till kommersiella verksamheter.

Samarbete och kunskapsspridning

Energicentrum har ansvarat för att samordna samarbetet mellan involverade parter, med regelbundna möten med Plexigrids projektledning för att säkerställa framdrift och koordinering. Utöver detta har projektet aktivt delat insikter och idéer med andra nätföretag och energibolag för att främja en bredare förståelse och acceptans av tariffmodellen.

Inledning

Energiomställning och elnätsutmaningar

För att möta framtidens energibehov har elnäten hittills varit överdimensionerade för att klara de mest extrema topparna i elnäten. Men i takt med att elektrifieringen fortsätter, ökar behovet av balansering med flexibilitet då det annars blir allt svårare att hålla marginalerna. Flexibiliteten krävs för elnätet – för att undvika överföringsförluster och undvika skadlig belastning. Flexibilitet krävs också för att sänka kostnaderna för hela energisystemet, där efterfrågan på billig variabel energi kräver att abonnenter kan svara upp med efterfrågan vid tillfällena då tillgången på energi överskrider behovet i stunden.

Att endast fokusera på att bygga ut elnäten är inte längre en kostnadseffektiv eller tidsmässigt hållbar lösning. Givetvis bör elnätstariffen som alla elnätsföretag använder också användas på bästa sätt för att eliminera onödig utbyggnad. Först därefter bör andra lösningar som flexibilitetsmarknader och villkorade avtal användas (Energiforsk, 2024; SWECO, 2024).

Utmaningar med nuvarande system

Ett hittills stort problem har varit det ökade behovet av nätförstärkning till följd av en utbyggnad av solceller i svaga elnät. Eftersom solenergi genereras både lokalt och regionalt vid samma tidpunkter krävs incitament för att säkerställa att flexibilitet kan svara med efterfrågan på denna energi när behovsstyrd efterfrågan på energi minskar.

Mycket pekar på att nuvarande incitament för styrning av elproduktion och elanvändningen inte kommer att vara tillräcklig i framtiden. Låga eller negativa elpriser försämrar inte bara lönsamheten för grön variabel energi, det är också ett enormt resursslöseri när produktion av exempelvis vindkraft tvingas stänga ner. Att minuspriser i elhandeln ens är nödvändigt är ett tecken på att något inte står rätt till, där risken ökar för att *överproduktion* leder till fysiska problem i elnäten.

Sammantaget kan uppkomsten av negativa priser förklaras av felaktiga ekonomiska incitament vilket leder till en brist på flexibilitet i elsystemet. De ensidiga incitament som finns för flexibilitet riskerar däremot att skada elnäten.

I och med att elpriserna fluktuerar så kraftigt, gynnas aktiva abonnenter med timavräknade avtal. Detta innebär ekonomiska incitament till efterfrågefleksibilitet. Det blir exempelvis allt vanligare med värmepumpar och elbilar som automatiskt styr efter elhandelns prissignaler, detta trots att elnäten för att hålla behöver att användningen fördelas jämnt över tid och inte till en och samma timme. Så även om elhandelspriserna uppmuntrar till användning av förnybar energi, riskerar det ensidiga incitamentet från elhandeln att lokalt leda till *överbelastningar* när många använder el samtidigt.

Behov av nya lösningar

Trots de kommande utmaningarna är det som om "*vi kör med halvfulla tåg*", som en chef på Vattenfall beskriver det (Takács, 2023). Bortom topparna så underutnyttjas alltså elnätet i hög grad. Att underutnyttja något som är så dyrt som elnät är ett fruktansvärt slöseri med resurser i en tid när hela världen ska ställa om. Dyrt både för miljön och för plånboken!

Enligt Sweco (2023) krävs investeringar i det svenska elnätet på i storleksordningen 900 miljarder kronor fram till 2045 varav hälften är investeringsbehov i lokalnäten. Investeringarna krävs både för att anpassa elnäten till en kraftigt ökad elanvändning och för att upprätthålla nuvarande servicenivå. Trots att Swecos bedömningen redan vilar på att en del flexibilitet i elsystemet kommer finnas, så

finns det sannolikt en stor potential att ytterligare minska behoven av elnätsutbyggnad med smartare incitament för flexibilitet som träffar alla elnätsabbonenter.

Sveriges expert och tillsynsmyndighet Energimarknadsinspektionen (Ei) menar att också dagens *nätavgifter* är utformade efter förutsättningar som gällde för 10-20 år sedan (Ei, 2022a), även om nya regelverk och tariffer kontinuerligt utarbetas för att hjälpa elnätsföretagen att arbeta mer effektivt. Exempelvis ska samtliga nätföretag senast 2027 ha infört så kallade effekttariffer.

Regulatoriska utmaningar och förslag

Tariffprojektet på Gotland fokuserar enbart på *nätavgifter* och hur dessa kan bidra till att lösa dagens och framtidens belastningsproblematik för att minska kostnader och öka energisystemets förmåga att nyttja förnybar energi. Projektet ser också att de befintliga regelverken ibland inte är tydliga eller räcker till – att det krävs ytterligare krafttag för att få regelverk att stödja ett mer effektivt nyttjande av elnäten.

Observera! Projektet använder samma namn som Ei använder för de olika avgiftskomponenterna även om kostnaderna som fördelas avviker från Ei:s definitioner. Förhoppningen är att detta gör det lättare att förstå projektets förändringsförslag.

Tillåt lokaliseringssignaler

Den viktigaste regeländringen som projektet ser behövs, är att göra det lagligt att ta hänsyn till *lokaliseringssignaler* i *alla* nät. Här har Energimarknadsinspektionen redan för flera år sedan föreslagit en sådan lagändring (Tvingsjö, Carlsson, Kaplin, & Lundgren, 2020). Med lokaliseringssignaler möjliggörs att strategiska geografiskt differentierade prissignaler kan skickas, som incitament för abonnenter att bidra till att samtidigt lösa både lokala och mer centrala belastningsproblem. Projektet vill hävda att det också går att skicka sådana signaler utan att det behöver medföra ökade kostnader för abonnenter i svagare delar av elnäten. För de som väljer flexibilitet är det istället tvärtom med projektets föreslagna tariff.

Ny fördelning av kostnader

Här beskrivs hur de olika avgiftstyperna i projektets tariff skiljer sig från Ei:s definition vad gäller innehållet, vilka kostnader som fördelas.

I tabellen nedan ges en överblick hur nätföretagets olika kostnadskategorier *enligt Ei (2024)* ska fördelas i de olika avgiftskomponenterna, och kortfattat om vad föreskrifterna säger om fördelningsmetoden.

Tabell 1. Övergripande bild över Ei:s allmänna råd om hur ett nätföretags kostnader ska fördelas.

	Kostnadskategorier	Tariffkomponenter	Fördelningsmetoder
1	Residuala kostnader	Fast avgift	Abonnerad effekt eller motsvarande
2	Kortsiktiga rörliga kostnader	Energiavgift	Avgift per kilowattimme. Får tids-differentieras.
3	Kundspecifika kostnader	Kundspecifik avgift	Fast belopp per kund. Kostnadsreflektiv.
4	Framåtblickande kostnader	Effektavgift	Avgift på sammanlagd belastning. Ska tidsdifferentieras.

Residuala kostnader är övriga kostnader som elnätsföretagen har utöver kundspecifika och

kostnadsreflektiva, där kostnadsreflektiva kan delas upp i kortsiktigt rörliga och framåtblickande kostnader (Ei, 2024).

Väsentligen motsvaras residuala kostnader av kapitalkostnader för det redan byggda elnätet. Denna senare definition används av projektet för att möjliggöra en ännu finare uppdelning.

I projektet delas residuala kostnader upp i två kategorier:

1.1 Kostnader för de enskilt nyttjade delarna av elnätet

1.2 Kostnader för de gemensamma delarna av elnätet

Fasta kostnader för andra nät inkluderas i kategori 1.2.

Kortsiktiga rörliga kostnader utgörs främst av energiförlustkostnader men även kostnader till andra nät. Projektet ser behovet av att omdefiniera delar av denna kategori. Men tillsvidare är ändå utgångspunkten hur det traditionellt ser ut. Kortsiktiga rörliga kostnader delas således upp i tre kategorier:

2.1 Påverkbara kortsiktigt rörliga kostnader

2.2.1 Icke-påverkbara kortsiktigt rörliga kostnader i det enskilt nyttjade elnätet

2.2.2 Icke-påverkbara kortsiktigt rörliga kostnader i det gemensamma nätet

Kortsiktiga rörliga kostnader till andra nät inkluderas i kategori 2.1.

Framåtblickande kostnader utgör investeringskostnader som planeras för (proaktiva) eller som det finns en risk för att de kan uppstå (reaktiva). I projektet delas således framåtblickande kostnader upp i två kategorier:

4.1 Reaktiva framåtblickande kostnader

4.2 Proaktiva framåtblickande kostnader

Effektavgifter till andra nät inkluderas tillsvidare i kategori 4.2.

I projektet fördelas de nya kostnadskategorierna på de olika tariffkomponenterna enligt tabellen nedan. Projektets fördelningsmetoder beskrivs nedan, under rubrikerna "Fotavtryck som grund för residuala avgiftskomponenter" samt i den mer detaljerade beskrivningen av tariffens utformning, under rubriken "Den utvecklade tariffmodellen".

Tabell 2. Övergripande bild över projektets fördelning av nätföretagets kostnader i de olika kostnadskategorierna.

	Kostnadskategorier	Tariffkomponenter
1.1 2.2.1	Enskilt nyttjad del av residuala- Icke-påverkbara kortsiktigt rörliga- i enskild del	Fast avgift
2.1 4.1	Påverkbara kortsiktigt rörliga- Reaktiva framåtblickande-	Energiavgift
3	Kundspecifika	Kundspecifik avgift
1.2 2.2.2 4.2	Gemensamt nyttjad del av residuala- Icke-påverkbara kortsiktigt rörliga- i gemensam del Proaktiva framåtblickande-	Effektavgift

Kategori 3 som utgör kundspecifika kostnader lämnas därmed orörd enligt projektets förslag.

Tabell 2 ovan ger en överblick för innehållet i de följande rubrikerna.

Kostnader som debiteras för i den fasta avgiften

Kategori 1.1 ovan utgörs av kostnader förknippade med de elnätskomponenter som används endast av enskilda abonnenter. Kostnaden för den serviskabel det i normalfallet handlar om påverkas inte av abonnenternas beteende, förutsatt att elavtalet följs. Denna del av de residuala kostnaderna är därför bäst lämpade för en fördelning som inte alls påverkar abonnenternas beteende.

I den fasta avgiften fördelas även kostnader för icke-ideala energiförluster som är en icke-påverkbar energiförlustkostnad, vilken kan fördelas mellan både den enskilda och den gemensamma delen av elnätet. Här ingår den del som förknippas med den enskilt nyttjade delen av elnätet (2.2.1). Denna kostnad flyttas från energiavgiften till den fasta avgiften.

Kostnader som debiteras för i energiavgiften

Förutom för kostnader till andra nät tar en energiavgift i normalfallet betalt för *alla energiförluster* som uppstår i elnätet. Projektet ser att det senare leder till ineffektivt nyttjande av elnätet eftersom delar av energiförlusterna står utanför abonnenternas kontroll att påverka.

Två av tre typer av *energiförluster* räknas i projektet som *icke-påverkbara* (2.2.1 och 2.2.2):

- *Järn-/tomgångsförluster*, som uppstår oavsett belastning i transformatorer. I kategorin räknas även andra förluster som inte är beroende av belastningen. Ingår endast i gemensamma delen av elnätet (2.2.2).
- *Icke-ideala förluster*, som uppstår till följd av att elnätet inte är optimerat för användningen. Ingår både i den enskilt nyttjade (2.2.1) och den gemensamma delen (2.2.2) av elnätet.

Även om vissa icke-ideala förluster indirekt kan påverkas av en abonnent, är grundorsaken till att sådana förluster uppstår, inte påverkbara för abonnenten. Kostnader för dessa "*icke-påverkbara*" energiförluster fördelas därför med projektets effektagift och fasta avgift.

Kvar att fördela med energiavgiften är endast *påverkbara kostnader*:

- Kostnader för *ideala energiförluster* 2.1, vilket är förluster som uppstår även när elnätet är optimerat. Denna komponent innehåller även energikostnader till andra nät.
- *Reaktiva framåtblickande kostnader*, 4.1. Detta är en effektkomponent i energiavgiften.

Bägge dessa – men särskilt den sista kostnadskomponenten (4.1) – innebär att energiavgiften stiger exponentiellt för belastande överföringar vid hög belastning, eftersom risken ökar exponentiellt för skador och därmed behov av nätförstärkningar.

Kostnader som debiteras för i effektagiften

Kategori 1.2 utgörs av kostnader för den del av elnätet där det faktiskt har betydelse hur en abonnent följer energiavgiften. Projektet föreslår en fördelningsmetod baseras på abonnentens fotavtryck på det gemensamma elnätet. Fördelningsmetoden baseras i sin tur på energiavgiften.

I effektagiften fördelas även kostnader för icke-ideala förluster samt kostnader för järn-/tomgångsförluster (som bägge ingår i kategori 2.2.2), samt *proaktiva framåtblickande kostnader* 4.2. Det senare är kostnader som tillkommer till följd av nätföretagets nätutbyggnadsplan.

Fotavtryck som grund för residuala avgiftskomponenter

Det återstår att se om den ventil som ges i 3 kap. 2 § andra stycket i Ei:s föreskrift EIFS 2022:1¹ om utformning av nättariffer räcker för att ge stöd för projektets förslag på fördelningsmetod för de residuala kostnader (kategori 1.2) som i projektet fördelas med effektavgiften. Skillnaden mot hur dessa fasta kostnader ska fördelas enligt Ei är att projektet tar ett ytterligare steg bortom den bedömning av en abonnents *storlek* som görs med *abonnerad effekt eller liknande*. I projektet bedöms istället abonnentens så kallade *fotavtryck*.

För att bedöma fotavtrycket krävs den smarta energiavgift som projektet har, där samtliga av abonnentens kostnader och nätnyttoersättningar samlas för att få en relativ bild av hur behjälplig abonnenten är för att lösa nätutmaningar.

Resultatet av att ta hänsyn till fotavtrycket på detta sätt i effektavgiften blir ett ytterligare incitament för abonnenter att exempelvis investera i produktion i ett uttagsdominerat område, förutsatt att en nätnyttoersättning från detta över tid ger en stor del av abonnentens totala nätnyttoersättning. Det ger också incitament att investera i flexibla förmågor för att bidra med nätnytta enligt energiavgiften *när det är som mest angeläget* för elnätet. I ett problemområde kan sådana nätnyttoersättningar utgöra en större del av abonnentens totala nätnyttoersättningar.

En viktig kontext är att projektets energiavgift i normala fall inte påverkar abonnenters beteende nästan alls eftersom spotpriserna normalt dominerar, vilket också hänger ihop med projektets modifiering av energiavgiftens innehåll. Endast när det är särskilt angeläget för nätet kommer energiavgiften vara styrande för abonnenter eftersom prissignalerna då följer kombinationen av påverkbara förluster och reaktiva framåtblickande kostnader, vilka bägge stiger exponentiellt med belastningen.

En annan kontext är att energiavgiftens tids- och platspecifika prissignaler alltid är direkt speglade, där priset för belastande energi som alltid är dominerande och som alltid utgör en kostnad för abonnenter – alltid möts med en lika stor ersättning för avhjälpande energi.

Följderna av att ta hänsyn till abonnenternas fotavtryck blir att fler kommer vilja skaffa sig flexibla förmågor för att följa energiavgiften och delta på spotprismarknaden. Detta gör i sin tur även att marknaden för billigare variabel energi som sol- och vindkraft stärks, att kostnader för både elproduktion och elnät sjunker, och att behovet av nätutbyggnad minskar.

Nätnyttoersättning, inte uteslutande till producenter

I det svenska elsystemet används nätnyttoersättningar för att ersätta producenter för uppmätta kostnadsminskningar *hos nätföretagen* specifikt till följd av *inmatningar*. Projektet anser att även uttag kan bidra till balans i elsystemet, och vill således endast tilldela nätnyttoersättning till den som överför *avhjälpande effekt*.

¹ "Nätkoncessionshavaren får trots det som sägs i första stycket tillämpa en annan fördelning av de residuala kostnaderna om fördelningen kan antas leda till ett mer effektivt nyttjande av elnätet" 3 kap. 2 § andra stycket i Ei:s föreskrift EIFS 2022:1 (Ei, 2022b).

Den utvecklade tariffmodellen

I detta avsnitt beskrivs i mer detalj hur den tariff som projektet tagit fram är utformad. Tre av fyra avgiftskomponenter beskrivs: *energiavgiften*, *effektavgiften* och den *fasta avgiften*.

Projektet har därmed inte engagerat sig i frågan om hur *kundspecifika* kostnader ska fördelas, då det antas att det redan finns ett fullgott underlag för denna del.

Energiavgift

Enligt Ei (2024) ska energiavgiften debitera för marginalkostnaderna för överföring av el i nätet. Kostnaden ska reflektera de kortsiktiga rörliga kostnaderna. Energiavgiften får även tidsdifferentieras. Ytterligare rörliga kostnader kan inkluderas om det är en ökad kostnad för nätföretaget för överföringen av en ytterligare kilowattimme el.

Kostnadskomponenter i energiavgiften

Som beskrivet tidigare debiteras i energiavgiften för följande kostnader:

- Påverkbara kortsiktiga rörliga kostnader (se kategori 2.1 ovan)
- Reaktiva framåtblickande kostnader (kategori 4.1)

Innehållet i den sistnämnda kategorin kan diskuteras, men projektet anser att det krävs att denna kostnad både är funktionell och etiskt försvarbar. Så även om en abonnent av oaktsamhet överför den sista kilowattimmen som får en transformator att gå sönder, vilket kan innebära en oerhört hög kostnad – så är det mer rimligt att nätföretaget står för det yttersta ansvaret och därmed risken inklusive kostnaderna som ett haveri kan innebära. Om alltför höga prissignaler skulle krävas så bör istället kompletterande lösningar övervägas, som till exempel handel med flexibilitet, villkorade avtal och nätförstärkning.

Med dessa kostnadsjusteringar främjas ett effektivt nätutnyttjande. När energipriserna i normalfallet blir lägre, kommer abonnenter först och främst följa spotprisets variationer. Först när belastningen är hög i elnätet kommer energiavgiften märkas tydligare än spotpriset.

Prissignalernas utformning

Prissignalerna för energiavgiften beräknas som en kostnad (+/-) per överförd kilowattimme. Belastande överföringar medför alltid en kostnad över 0 kr, medan avhjälpande överföringar ger en negativ kostnad under 0 kr, det vill säga en nätnyttoersättning. Utformningen kräver därmed att belastande överföringar täcker alla kostnader – med hänsyn till att avhjälpande överföringar ersätts på ett *funktionellt* sätt. Det funktionella är att ersättningen alltid är lika stor som kostnaden för belastande överföringar i samma tid och plats.

Även om en sådan ersättning inte nödvändigtvis är helt kostnadsreflektiv, är utformningen avsedd att främja ett mer effektivt utnyttjande av elnätet. Genom att signalerna för uttag och inmatning speglar varandra på detta sätt skapas incitament för abonnenter att bidra till balans i nätet. Eftersom den belastande effektriktningen alltid dominerar, genererar energiavgiften ändå alltid en nettoinkomst för nätföretaget. Men ju mer balans i nätstationerna desto mindre blir inkomsterna från energiavgiften. Därmed krävs att alla återstående energikostnader vid behov kan föras över till effektavgiften och den fasta avgiften.

För att nå det sekundära målet om kostnadstäckning för ideala energiförluster med energiavgiftens prissignaler krävs studier för att justera in en kostnadsreflektiv förlustkurva för belastande överföringar baserat på ett mer eller mindre generellt samband relativt olika förutsättningar,

exempelvis spänningsnivå. Målet är att ge effektiva prissignaler till varje abonnent, vilket gör att olika kategorier av anslutningspunkter kan generera olika priskurvor relativt belastningsgraden. Exempelvis genereras betydligt mindre förluster vid högre spänningsnivåer, vilket är något som behöver beaktas för att elnätet ska nyttjas så effektivt som möjligt.

Artificiell intelligens används för att förutsäga belastningen

Prissignalerna bygger på den tidsdifferentierade belastningsgraden i den lokala nätstation som abonnenterna är anslutna till. Belastningsgraden visar hur mycket transformatorn i nätstationen belastas. För att förutsäga dessa belastningsgrader används mätdata från nätstationer och deras transformatorer för att träna en AI-motor. AI-motorn är en avancerad algoritm baserad på artificiell intelligens, med förmåga att lära sig och förbättra sina prognoser.

AI-motorn tränas med data om väder, förändringar i elanvändning över tid, spotpriser och de prissignaler som tidigare genererats. Detta är särskilt viktigt vid hög belastning, då energiavgiftens prissignaler påverkar abonnenternas beteende och därmed förändrar belastningen. Vid varje beräkning justeras priserna baserat på förändringar i belastning, vilket leder till nya kundbeteenden och nya flöden. Denna iterativa process fortsätter tills prisändringarna mellan cyklerna blir så små att prognosen stabiliseras. Det är sedan dessa prissignaler som gäller för dagen som kommer.

Kundgränssnitt

Prissignaler för nästa dag publiceras cirka tre timmar efter att spotpriserna släpps, vilket innebär att abonnenterna får tillgång till information för de kommande 24 timmarna runt klockan 16 dagen innan. Varje nätstation får unika prissignaler, som teoretiskt kan genereras per kvart, men i projektet används 30-minutersintervall för att matcha elkvalitetsmätningar och energimätningar som görs var 10:e respektive 15:e minut.

Belastningsgraden, som ligger till grund för prissättningen, är en teknisk detalj som normalt inte visas för abonnenterna. För de som vill styra sina laster manuellt visas prissignalerna i en app, där de kombineras med spotpriset för att ge ett enkelt pris för uttag och ett för inmatning. Automatiserad styrning är dock mest effektivt, eftersom det minskar behovet av manuella justeringar. När inställningarna är korrekt anpassade styr abonnenterna sin elanvändning för att minimera kostnaderna, vilket samtidigt gynnar elnätets stabilitet och miljön.

Teknisk beskrivning av energiavgiften

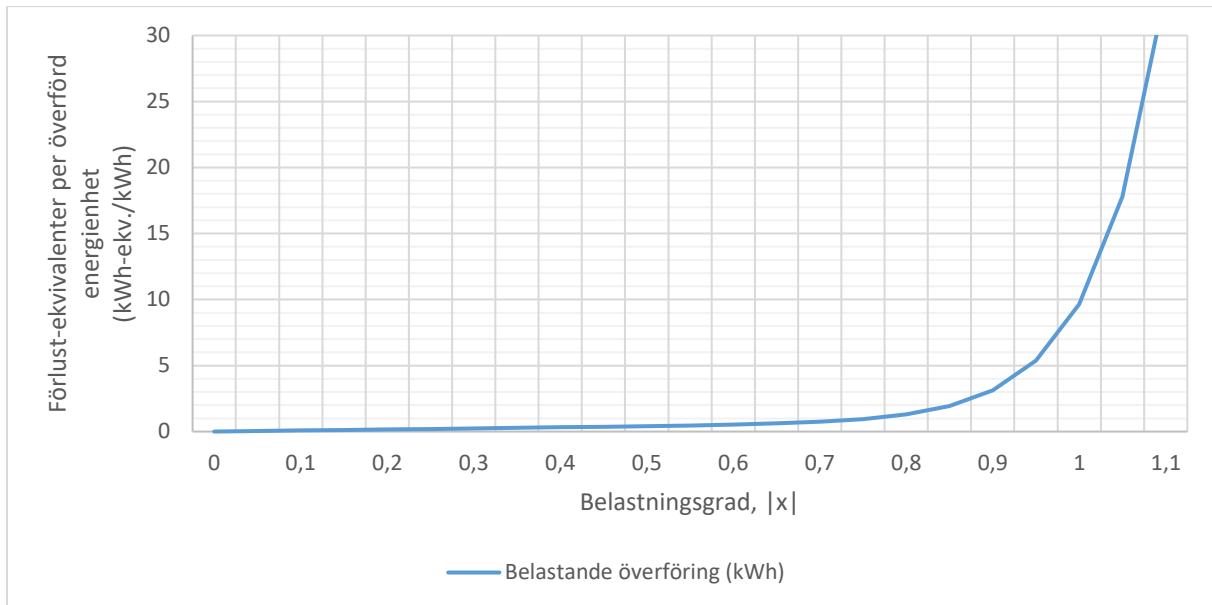
Den mest grundläggande komponenten är *belastningsgraden* som bestäms av *Formel 1* nedan. Belastningsgraden ger exempelvis ett *positivt värde* då transformatorns export (flöde uppåt i nätstrukturen) är *mindre* än transformatorns import (flöde nedåt i nätstrukturen).

Formel 1. Belastningsgrad (x) är ett mått på balans/obalans i den transformator som en abonnent är ansluten till.

$$\text{Belastningsgrad, } x = \frac{\text{import}_{station} - \text{export}_{station}}{\text{kapacitet}_{station}}$$

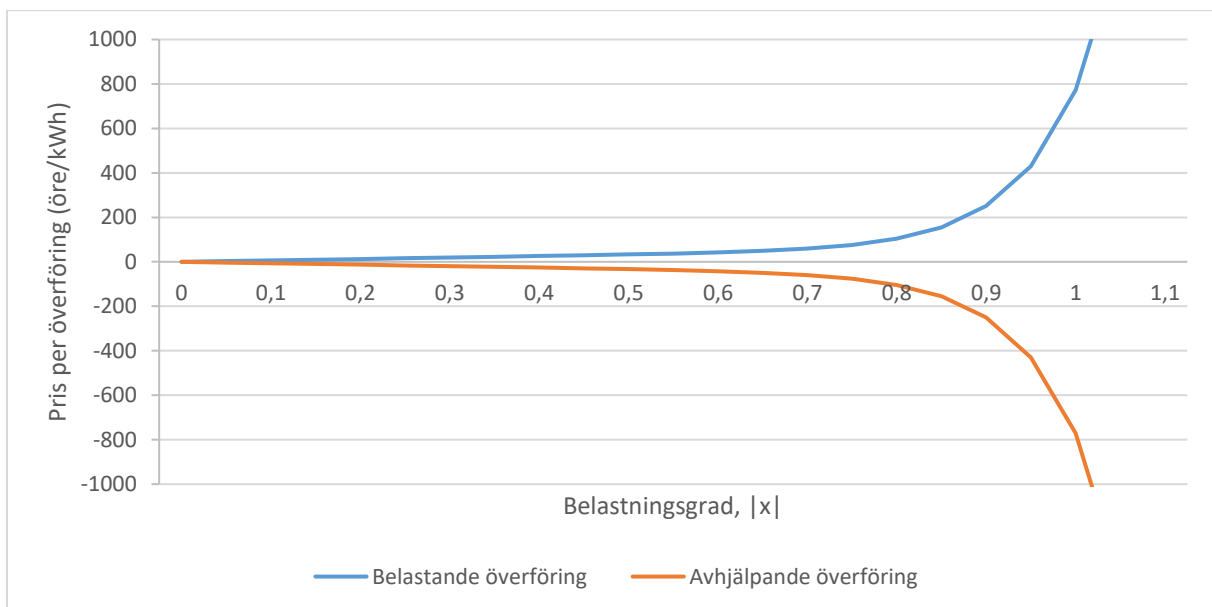
I dess ursprungliga form är belastningsgraden som ovan, ett värde mellan -1 vid kapacitetstaket för export, och +1 vid kapacitetstaket för import i den lokala nätstationen. Värdet jämförs sedan med abonnentens uttag (import, $E > 0$) och inmatning (export, $E < 0$) för att ta reda på om abonnentens överföring är i den dominerande och belastande riktningen (E och x har samma tecken) eller i den avhjälpande riktningen (E och x har olika tecken). När kännedom förutsätts om vilka riktningar som är belastande och avhjälpande är det mer praktiskt att referera till belastningsgraden i *absoluta* termer, vilken varierar mellan 0 och 1.

Figur 1 nedan visar så kallade förlustekvivalenter per kilowattimme belastande överföring. Termen förlustekvivalenter används här för att både representera storleken på de ideala energiförlusterna (kategori 2.1) vid låga belastningsgrader samt storleken på de reaktiva framåtblickande kostnadernas (kategori 4.1) förlustekvivalenter vid höga belastningsgrader.



Figur 1. Kurvan i diagrammet representerar ideala energiförluster (kategori 2.1) vid låga belastningsgrader och framåtblickande kostnader (kategori 4.1) uttryckt som förlustekvivalenter vid höga belastningsgrader.

För att erhålla prissignalen för belastande överföringar behöver kurvan även multipliceras med nätföretagets förlustpris (öre/kWh). Resultatet är kortsiktiga och påverkbara marginalkostnader.



Figur 2. I diagrammet visas priserna för belastande och avhjälpare överföringar, och hur de speglas över x-axeln vid $y = 0$.

Helhetsoptimering, inklusive hänsyn till andra nät

Projektet inkluderar inte mer än ett mindre nätområde med cirka 1700 abonnenter, vilket gör att en större nätanalys inte kan göras i projektet för att optimera nätet utifrån en helhetsbild. Om inga hinder senare visar sig stå i vägen för metoden nedan, ser projektet en preliminärt möjlig väg framåt

för att optimera elnätet med hjälp av AI, inklusive för att spegla kostnader för överliggande och andra nät.

Metoden går i korthet ut på att låta den tidigare beskrivna AI-motorn göra som den redan gör, och analysera effektflödena i varje nod i elnätet för nästkommande dag. Resultatet av detta – *steg 1* – är en "heat-map" baserad på belastningsgrader för hela elnätet. En ny AI tränas på *steg 2* – att göra börvärdesändringar för belastningsgraden i varje nod för att lösa flaskhalsar; förmedla kostnader från överliggande nät; och kostnadsoptimera. Det första målet bör understrykas vara att undanröja risker för överbelastningar, och därefter att minska nätkostnader och om möjligt generera en intäkt från andra- eller överliggande nät; samt att minimera kostnader för energiförluster i det egna elnätet. Ingen del av elnätet kommer därmed offras i syfte att kostnadsoptimera elnätet som helhet, eftersom det vore en suboptimering.

Ändringen kräver att den AI som sköter den lokala analysen också är med på ändringen och kunskapsmässigt lär sig att hantera att dess första resultat ska modifieras. I *steg 3* kommuniceras därför ändringarna tillbaka till den lokala AI-motorn som realiserar ändringarna, vilket innebär att det blir den nya justerade belastningen som ligger till grund för prissignalerna baserat på hur de nya priserna påverkar effektflödena.

Resultatet är en ny heat-map, och en ny – eller till och med flera cykler av modifieringar kan utföras. Behovet av antalet cykler beror på hur mycket resurser som beräkningarna kräver och vilken ytterligare nytta det medför.

I normala fall kommer ändå spotpriset som styrsignal vara dominerande för beteendepåverkan, förutom när det är extra angeläget för elnätet att ändra belastningen. Kostnadsoptimeringar för elnätet i steg 2 bör således inte ske på bekostnad av abonnenternas möjlighet att följa spotpriset, eftersom detta vore en samhällsekonomisk suboptimering.

Effektavgift

Enligt Ei (2024) ska effektavgiften vara ett instrument för att *vid behov* påverka abonnenters beteende för att om möjligt undvika behovet av dyra investeringar i elnätet. Metoden ska enligt Ei fördela framåtblickande kostnader, vilket innebär att fördelningen ska ske på kostnadsreflektiva och objektiva grunder.

Projektets effektavgift kompletterar energiavgiften genom att debitera för *proaktiva* framåtblickande kostnader (kategori 4.2). Den tar även över kostnader för det gemensamma elnätet (kategori 1.2) från den fasta avgiften, inklusive tillhörande "icke-påverkbara" energiförlustkostnader (kategori 2.2.2). Detta har också beskrivits tidigare i rapporten.

Om expansiva planer på utbyggnad och förstärkning helt saknades krävs inga "proaktiva" framåtblickande kostnader. Men projektets effektavgift skulle ändå fylla en viktig funktion för att ge samtliga abonnenter kostnadsreflektiva ekonomiska incitament till en kontinuerlig strävan efter balans i elnätet.

Fyra faktorer avgör effektavgiftens storlek, varav de två första avgör kundens fotavtryck medan de två sista hanterar extremfall respektive varierande kostnadsunderlag:

- *Avtalad anslutningseffekt* – Utgörs av Abonnerad effekt eller Säkringsstorlek. Valet innebär att abonnenter i grunden ska ha full frihet att nyttja hela den anslutningskapacitet som nätföretaget investerat i för abonnentens räkning.
- *Ekonomiskt utbyte i energiavgiften* – Genom den detaljerade och värderade informationen om hur mycket en abonnent ska betala respektive erhålla i nätnyttosättning för belastande-

respektive avhjälpande överföringar genom energiavgiften, approximeras hur dess beteende påverkar balansen på elnätet över tid.

- *Minimiavgift* – Justeras i relation till den avtalade anslutningseffekten.
- *Justering för kundkategori* – För att beakta att vissa kundgrupper antingen använder delar av elnätet som har lägre kostnader per överförd kilowattimme eller har missgynnats av att elnätet inte är anpassat för deras behov.

Syftet med att använda fotavtrycket som fördelningsmetod för effektavgiften är att fotavtrycket påverkar hur stor del av elnätet som krävs för att åstadkomma balans mellan produktion och användning. Detta får även till följd ett incitament för abonnenter – när de får månadsräkningen i sin hand, eller ser det i sin mobilapp – att se över om de har rätt utrustning för att om möjligt avhjälpa elnätet ännu mer.

Teknisk beskrivning av effektavgiften

Nedan beskrivs närmare vart och ett av de ovanstående punkterna. De två första punkterna beskrivs under samma rubrik nedan.

Kundens fotavtryck på det gemensamma elnätet

Formel 2 nedan används vid bestämning av abonnentens fotavtryck (P_1) på nätet. Beräkningen utgår från abonnentens avtalade anslutningseffekt (P_{Avtal}). Därefter justeras avgiften med avseende på hur abonnenten agerat relativt energiavgiften under debiteringsperioden. Detta ses i *Formel 2* där $I_{Energiavgift}$ utgör inkomster och $K_{Energiavgift}$ kostnader som en abonnent har via energiavgiften under debiteringsperioden.

Formel 2. Resultatet av beräkningen nedan ger ett initialt effektvärde (P_1) som representerar abonnentens fotavtryck.

$$P_1 = P_{Avtal} \left[1 - \frac{\text{Summa } (I_{Energiavgift})}{\text{Summa } (I_{Energiavgift}) + \text{Summa } (K_{Energiavgift})} \right]$$

Då den avtalade anslutningseffekten markerar utgångsläget för effektavgiften så utgör den aldrig ett incitament för abonnenter att minska sin effektanvändning på nätet utöver detta, vilket ser till att nätet i *normala fall* ska kunna nyttjas fullt.

Värderingen i del två av *Formel 2* baseras på abonnentens summerade inkomster ($I_{Energiavgift}$) och kostnader ($K_{Energiavgift}$) i energiavgiften. Detta ger ett utökat incitament för abonnenter att införskaffa flexibla förmågor, samt att exempelvis investera i produktion i ett uttagsdominerat område eller tvärtom. Både flexibilitet och exempelvis utökad produktion som i det beskrivna fallet bidrar till ett mer balanserat elnät, vilket minskar behovet av import eller export till/från mer avlägsna delar av elnätet – vilket är ett **huvudargument** för att dessa abonnenter också bör betala en lägre andel av kostnaderna för det gemensamma elnätet och de framåtblickande kostnaderna.

Resultatet av fördelningsprincipen är också att den avtalade anslutningseffekten (P_{Avtal}) ensamt utgör grunden för abonnentens fotavtryck då nätnyttointkomster via energiavgiften saknas. Om en abonnent däremot *har* överfört avhjälpande effekt så bedöms fotavtrycket (P_1) lägre.

Eftersom energiavgiften för belastande överföringar i normalfallet är väldigt låg så kommer spotprisets och nätområdets produktions- och användningsdynamik över tid relativt kundens förmågor att vara det utslagsgivande för om fotavtrycket och därmed effektavgiften blir lägre. Medan om det verkligen är viktigt med avhjälpande överföringar för elnätet så finns det utökade möjligheter för abonnenter att få tillbaka kostnaden för investeringar i flexibilitet och exempelvis batterilager.

Kontroll för minimiavgift

Förutsatt att en abonnent ser värdet av att ingå i elnätet så vill projektet att tariffen utformas för att välkomna alla. Med en miniminivå ges möjligheten att skapa en förutsättning för detta som känns rimlig även för nätföretaget och för övriga abonnenter. Denna minsta storleksgräns hänger ihop med det så kallade *huvudargumentet* ovan, och kan filosofiskt förknippas med att en abonnent ändå alltid är beroende av en liten del av elnätet. Dess storlek kan liknas vid ett mikronät, vars kapacitet inte är obefintlig men ändå betydligt mindre än vad som hade krävts för belastande abonnenter. Storleken bör dock vara linjärt beroende av abonnentens avtalade anslutningseffekt.

Av kostnadsreflektiva skäl är det tänkbart att en minimiavgift även kan bedömas vara onödig. Men om den bedöms som nödvändig, innebär det att en del av effektavgiften bedöms exakt som den fasta avgiften. Denna del av effektavgiften utgör därmed en fast del av effektavgiften och motsvarar approximativt en andel m av de kostnader som fördelas.

Formel 3. Den dimensionerande effekten (P_1) har en lägstanivå relativt den avtalade anslutningseffekten. Formelns max-funktion går ut på att välja det värde som är högst av det som står inom parenteserna.

$$P_2 = \text{Max} (P_1; m \cdot P_{\text{Avtal}})$$

Miniminivån (m) tillsammans med justering för kundkategori, bör i bästa fall resultera i rätt incitament för den flexibilitet som det finns behov av i den aktuella delen av elnätet.

Hänsyn till kundkategori

En enkel justeringsmekanism (Eff_{KK}) används för att justera upp eller justera ner den för effektavgiften dimensionerande effekten. Mekanismen gör att hänsyn kan tas till skillnader som finns i kostnadsunderlaget som fördelas med effektavgiften (Eff_{Kost}) relativt olika kundkategorier (KK). Justeringen resulterar i den slutliga dimensionerande effekten (P_3).

Formel 4. Justeringsmekanism för att kompensera för att olika kundkategorier har olika kostnader för den gemensamma delen av elnätet förknippade med sin verksamhet.

$$P_3 = P_2 \cdot Eff_{KK}$$

Det är upp till nätföretaget att efter gällande regler finna rätt justeringsvärden (Eff_{KK}) för respektive kundkategori. Dessa sparas och hämtas vid användning i en databas.

På kostnadsreflektiva och objektiva grunder görs justeringen för kundkategori *efter* justering för miniminivå, så att även miniminivån blir kundspecifik. Det blir därmed alltid en vinst för en abonnent att nå lägstanivån, istället för att en kundkategori-justering sänker nivån under miniminivån så att miniminivån istället blir utslagsgivande.

Kostnader att fördela med effektavgiften

Följande tre kostnadskomponenter ska fördelas med effektavgiften (se även Tabell 2 ovan):

- 1.2 Gemensamt nyttjad del av residuala kostnader
- 2.2.2 Icke-påverkbara kortsiktigt rörliga kostnader i gemensam del
- 4.2 Proaktiva framåtblickande kostnader

Till kategori 1.2 ingår även effektavgifter till andra nät.

Alla dessa kostnader summeras, vilket ger den kostnad som ska fördelas med effektavgiften (Eff_{Kost}).

Slutlig beräkning av effektavgiften

Abonnentens effektavgift beror dels av hur stora kostnader (Eff_{Kost}) som ska fördelas med effektavgiften, och dels av hur stor abonnentens dimensionerande effekt (P_3) är relativt storleken på summan av övriga abonnenters dimensionerande effekter ($Summa(P_3)$).

Formel 5. Fördelning av effektavgiftens kostnader sker med avseende på den enskilda abonnentens dimensionerande effektandel relativt samtliga abonnenters summerade dimensionerande effekter.

$$Eff_{Avg} = \frac{P_3}{Summa(P_3)} \cdot Eff_{Kost}$$

Fast avgift

Den fasta avgiften ska enligt Ei (2024) fördela alla kostnader som inte är kundspecifika, framåtblickande eller kortsiktiga rörliga kostnader. Kategorin av kostnader kallas för residuala kostnader.

Effektavgiftens miniminivå och den fasta avgift som beskrivs här utgör i projektets tariff verkligt "fasta" avgifter. Projektet använder abonnentens anslutningseffekt, vilket även Ei förordar – för fördelningen av kostnaden för de enskilt nyttjade delarna av elnätet (kategori 1.1). Dessa delar påverkas per definition inte av hur en abonnent nyttjar elnätet, förutsatt att de följer sitt elavtal.

Som tidigare beskrivet är det i praktiken kostnader för serviskablar till enskilda abonnenter – som inte delas mellan olika abonnenter, som ingår i kostnadsunderlaget tillsammans med icke-påverkbara kortsiktigt rörliga kostnader i den enskilt nyttjade delen av elnätet (2.2.1).

Fördelningen baseras på kundens avtalade anslutningseffekt, vilket kan innebära exempelvis säkringsstorlek eller abonnerad effekt.

Även här kan kostnadsunderlaget vara olika för olika kundkategorier.

Teknisk beskrivning av den fasta avgiften

Nedan följer en förenklad teknisk beskrivning.

Hänsyn till kundkategori

En justeringsmekanism ($Fast_{KK}$) används för att justera upp eller justera ner den fasta avgiften. Mekanismen gör att hänsyn kan tas till skillnader som finns i kostnadsunderlaget som fördelas med den fasta avgiften ($Fast_{Kost}$) relativt olika kundkategorier (KK). Justeringen resulterar i den för den fasta avgiften slutliga dimensionerande effekten (P_{FA}).

Formel 6. Justeringsmekanism för att kompensera för att olika kundkategorier har olika kostnader för de enskilda delarna av elnätet.

$$P_{FA} = P_{Avtal} \cdot Fast_{KK}$$

Det är upp till nätföretaget att efter gällande regler finna rätt justeringsvärden ($Fast_{KK}$) för respektive kundkategori. Dessa sparas och hämtas vid användning i en databas.

Kostnader att fördela med den fasta avgiften

Följande tre kostnadskomponenter ska fördelas med den fasta avgiften (se även Tabell 2 ovan):

- 1.1 Enskilt nyttjad del av residuala kostnader
- 2.2.1 Icke-påverkbara kortsiktigt rörliga kostnader i enskilt nyttjad del

Dessa kostnader summeras, vilket ger den kostnad som ska fördelas med den fasta avgiften ($Fast_{Kost}$).

Slutlig beräkning av den fasta avgiften

Abonnentens fasta avgift ($Fast_{Avg}$) beror dels av hur stora kostnader ($Fast_{Kost}$) som ska fördelas med den fasta avgiften, och dels av hur stor abonnentens dimensionerande effekt (P_{FA}) är relativt storleken på summan av övriga abonnenters dimensionerande effekter ($Summa (P_{FA})$).

Formel 7. Fördelning av den fasta avgiftens kostnader sker med avseende på den enskilda abonnentens dimensionerande effekt-andel relativt samtliga abonnenters motsvarande summerade dimensionerande effekter.

$$Fast_{Avg} = \frac{P_{FA}}{Summa (P_{FA})} \cdot Fast_{Kost}$$

Därmed har alla delar av den utvecklade tariffmodellen beskrivits.

Slutsatser

Den utvecklade tariffen balanserar noggrant mellan positiva och negativa incitament, där dess kapacitetsbaserade energiavgift banar väg för ett mer balanserat elnät. Att uppnå en balans mellan elproduktion och elanvändning är alltid det yttersta målet, även om starkare incitament för balans endast tillämpas vid perioder med hög belastning. Abonnenternas fotavtryck mäts både utifrån hur de reagerar på energiavgiftens signaler och utifrån effektstorleken på deras anslutning. Detta fotavtryck används sedan för att avgöra en abonnents andel av kostnaderna för det gemensamma elnätet, vilket direkt påverkar den största komponenten i deras elnätsavgifter. Ett resultat är att projektets tariff aldrig begränsar elanvändning förutom när det finns en tydlig anledning att göra det.

På detta sätt kompletterar projektets elnätsavgift de flexibilitetsincitament som drivs av elhandelsmarknaden. Resultatet är ett betydligt mer effektivt energisystem som stöder decentraliserad och variabel elproduktion och elanvändning, vilket främjar ett energisystem som är mer decentraliserat samt ekonomiskt, socialt och miljömässigt hållbart.

Möjligheter med dynamiska nättariffer

Projektet visar på att det är fullt möjligt att använda dynamiska kapacitetsbaserade elnätstariffer utifrån en teknisk synvinkel. Resultatet förväntas även bidra till ett effektivt nätutnyttjande. En bidragande orsak till det är att projektets nättariff inte påverkar abonnenter i onödan, medan det tillkommer skarpa incitament att agera för flexibilitet när det verkligen behövs.

Skillnader från traditionella modeller

Den utformade nättariffen skiljer sig markant från hur traditionella nättariffer är utformade. Projektets tariff baseras på att artificiell intelligens lär sig hur belastningen för det kommande dygnet kommer se ut. Utifrån detta beräknas tids- och plats specifika prissignaler, vilket ger incitament för att lösa verkliga utmaningar på ett kostnadsreflektivt sätt.

Sociala fördelar och rättvisa

Utifrån en social kontext visas att alla abonnenter ges en möjlighet att delta för att upprätthålla balans i nätet. Utökade möjligheter ges även till att vara en del av energiomställningen samtidigt som kostnader förväntas kunna fördelas på ett rättvist sätt. Även fast modellen är komplex är det inte svårare än att följa spotpriset. Projektet förordar automatisering som den enda möjliga vägen för att balansera elnätet. Med dessa förutsättningar kommer abonnenter i framtiden behöva engagera sig ännu mindre för att hantera sina energibehov.

Behov av regulatoriska justeringar

Utifrån resultatet ser projektet anledning att se över regelverken så att bland annat lokaliseringssignaler ska bli tillåtet i lokal- och regionalnäten. I övrigt är Ei:s föreskrift för utformning av elnätstariffer mycket genomtänkt och bra. Detta är i grunden också orsaken till varför projektets nättariff i grunden följer föreskrifterna. Det återstår att se om projektet får stöd i bilden att fotavtrycket som fördelningsmetod godkänns för fördelning av residuala kostnader.

Förväntade effekter av modellen

- Fortsatt möjlighet för abonnenter att delta på spotprismarknaden.
- Existerande och framtida flexibilitet kan nyttjas även för att balansera elnätet.
- Minskade behov av elnätsutbyggnad, vilket stärker elektrifieringen.
- Ökad efterfrågan på grön förnybar energi.

- Lägre ekonomiska och resursmässiga kostnader genom effektivisering.

Möjliga utmaningar

En viss höjd av digitalisering och mätning krävs för att det ska vara möjligt att använda den utformade elnätstariffen. En utmaning är att det tar en viss tid att initiera nya nätområden. Projektet hoppas naturligtvis att hela elnätet använder kostnadsreflektiva samt tids- och platsspecifika prissignaler även om denna omställning kommer ta tid.

I och med att prissignalerna varierar på ett dynamiskt sätt ställs högre krav på abonnenter. Att försöka styra manuellt kan vara möjligt för enskilda abonnenter, men för den breda massan krävs automatiserad flexibilitet. Detta ytterligare krav på automatisering och tekniska förutsättningar kommer att skapa klyftor mellan olika konsumentgrupper, vilket innebär ett behov av extra insatser från samhället.

Den ökade digitaliseringen kan innebära ökad sårbarhet. Vid användning av en smart nättariff i skarpa lägen krävs därför att det finns en plan B om något skulle gå fel. Till exempel kan en AI utforma prognoser som sträcker sig ännu längre in i framtiden. Om även denna fallerar kan en traditionell nättariff användas. En tredje lösning är att nyttja det faktum att endast en relativt kort elledning skiljer transformatorn från abonnenten. I de fall som den vanliga prissignalen faller bort skulle transformatorns balans då förmedlas direkt för att undvika allt för stora obalanser och skaderisker.

Mer sannolikt är det med en ökad dynamik i framtiden. Kvartsmätning kan tänkas minskas till 5 minuter eller ännu mindre? Det vore också möjligt att ge varje kund helt unika prissignaler. Detta ser projektet däremot inte ett behov av. Den platsmässiga fördelning som projektet använder bör vara väl avvägd för att ge rätt styrsignaler. Däremot kan längre prognoser göra att styrningen av flexibilitet kan optimeras på ett bättre sätt.

Rekommendationer och nästa steg

Projektet slår redan ihop spotpriset med dess prissignaler. Nästa steg är att även inbegripa handel med flexibilitet. Vidare – om det varit tillåtet för nätföretag att styra abonnenter för att hantera elkvalitet – kan nya signaler inbegripas direkt i tariffens styrsignaler.

Den första delen av projektet avslutas i slutet av januari 2025, strax efter att denna rapport har publicerats. Därefter påbörjas den andra delen av projektet, Tariff 2.0. Då ska tariffen testas skarpt på de testpilotföretag som utrustats, och med det system som kalibrerats in.

Referenser

- Ei. (2022a). *Konsekvensutredning avseende föreskrifter av nya nättariffer*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Ei. (2022b). Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet. *Energimarknadsinspektionens författningssamling*.
- Ei. (den 29 05 2024). *Vägledning för utformning av nättariffer enligt EIFS 2022:1*. Hämtat från Energimarknadsinspektionen: <https://ei.se/bransch/tariffer-nattariffer/vagledning-for-utformning-av-nattariffer-enligt-eifs-20221>
- Energiforsk. (2024). *Elnätens prismodeller - På vägen mot ett effektivt nyttjande av elnäten*. Stockholm: Energiforsk AB.
- Sweco. (2023). *Elnätsrapporten 2023 - Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 - En rapport till Ellevio*. Sveco Sverige AB.
- SWECO. (2024). *Överföringsbegränsningar - En rapport till Energimarknadsinspektionen*. Sweco Sverige AB.
- Takács, P. (2023). Effektuttag i paritet med abonnemang. *Nätbolagsdagen 2023* (s. 55). Vattenfall.
- Tvingsjö, K., Carlsson, J., Kaplin, S., & Lundgren, J. (2020). *Lokaliseringssignaler i elnätstariffer - Förslag till lagändring*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.