

Informationsunderlag
Datum: 2025-06-11
Diarienummer: 20-2025-0456

Handläggare: Mihail Chigrichenko
Telefon:
E-post: mihail.chigrichenko@goteborgenergi.se

Ny avgiftsstruktur elnät

Sammanfattning

Ärendet utgör grund för beslut om införande av ny avgiftsstruktur för Göteborg Energi Nät AB (GENAB, bolaget).

En viktig framgångsfaktor i införandet av den nya avgiftsstrukturen är kundernas förståelse för elnätets utmaningar och varför strukturen behöver ändras samt hur de kan påverka sin egen situation och elnätskostnad. Kommunikationsplanen för införandet är därför omfattande och innefattar en bred palett av aktiviteter.

Att förändra avgiftsstrukturen innebär flera vägval för att nå bästa utformning och därmed måluppfyllnad. Eftersom olika kundgrupper bedöms ha olika förmåga att reagera på prissignaler föreslås att erbjuda en valbarhet beroende på segment med målet att möta förväntningarna och förutsättningar hos alla kunder så bra som möjligt. Detta medför också att det bedöms nödvändigt att utöver en standardprismodell som passar snittkunden, komplettera avgiftsstrukturen med en spetsigare prismodell (större kostnadsvariation). Den spetsigare prismodellen kan då väljas av den aktiva kundgruppen som är viktig att stimulera då dessa förväntas vara mest flexibla och bidra till ett effektivt nätutnyttjande. Även om de är relativt få till kundantal är de viktiga i sammanhanget, och en kundgrupp som vi vill förflytta fler till för att få ökad effektivitet i nätnyttjandet.

Detta ärende innehåller bakgrundsresonemang och djupare information kring vilka prismodeller som är aktuella och för vilka kundgrupper. Det finns fortfarande flera alternativ att senare besluta om för många kundgrupper och anledningen till detta är att förstudier och utveckling fortfarande pågår. Vad gäller skälet till valbarhet samt strukturen för kostnadsfördelning i de olika avgiftskomponenterna är dessa färdigutredda och ska anses som skarpa förslag till beslut.

För att jobba vidare med detta behövs ett nära samarbete med GENABs styrelse. Ett formellt godkännande av riktning behövs för fortsatt effektivt internt och externt arbete. Ärendet kommer inte beskriva prisnivåer, påverkan på kunder och risker för GENAB, då detta är analyser som inte kan göras innan det finns beslut om vald riktning.

Bedömning ur ekonomisk dimension

Förändringen av strukturen för nätavgifterna är som helhet intäktsneutral. Trots detta innebär respektive vägval en viss ekonomisk risk då GENAB:s intäktströmmar inte alltid går i takt med kostnadsstrukturen, som den ser ut idag. Sett över ett helt år jämnas skillnaden dock ut. Den slutliga prissättningen kommer att balansera bortfallet av intäkter från kunder som väljer den valbara modellen och därmed förväntas minska sin effektanvändning under de mest belastade timmarna. I praktiken köper bolaget flexibilitet även genom de valbara elnätsavgifterna. Detta köp bör motsvaras av sänkta abonnemangsavgifter hos överliggande nät eftersom topparna i nätet antas sänkas samt av de kunder som inte är flexibla och som köper sig en trygghet genom standardmodellen.

Bedömning ur ekologisk dimension

Den nya strukturen för elnätsavgifterna förmedlar en prissignal till elanvändarna på ett mer effektivt sätt som förväntas stimulera en ökning av det befintliga elnätets utnyttjandegrad som ett komplement till enkom förstärkning av nätet.

Bedömning ur social dimension

Den tidsindelade nätavgiften är gynnsam för kunder som har förmåga att vara flexibla och anpassa sig efter elnätets belastningsgrad. Kunder som inte har möjlighet att vara flexibla och har höga effektuttag under nätets mest belastade timmar kommer att påverkas med en högre nätavgift.

Kunder med begränsade ekonomiska möjligheter att uppgradera t.ex. en ineffektiv primär värmekälla (direktverkande elvärme) och därmed har svårare att minska sitt effektuttag under högbelastade timmar kan potentiellt påverkas med högre nätavgift. Här fyller en grundmodell med mindre volatilitet i prissättningen en större förutsägbarhet för ekonomiskt utsatta kunder. Elnätsbolagens roll är i grunden inte att bedöma påverkan på sina kunder utifrån ett socioekonomiskt perspektiv, enligt Ei är nätavgifternas syfte¹ i korthet att finansiera elnätets utbyggnad och drift samt förse elnätskunderna med en skälig prissignal.

Risken finns att prissignalen av socioekonomiska skäl kan bli för trubbig och inte leda till ett ökat nätutnyttjande samtidigt som prismodellen kompliceras och kundnöjdheten påverkas negativt ändå.

Samverkan

Ärendet bedöms inte påverka arbetsmiljö eller arbetssätt och ska därför inte samverkas.

Bilagor

1. Översikt Energimarknadsinspektionens föreskrifter för utformning av nättariffer

¹ [Tariffer \(nättariffer\) - Energimarknadsinspektionen](#)

Ärendet

Ärendet utgör grund för beslut om införande av ny avgiftsstruktur för GENAB. Ett införande av den nya strukturen är ett viktigt steg i att anpassa nätavgifterna till Energimarknadsinspektionens (Ei) föreskrifter på området², samt att skapa möjligheter för ett effektivt utnyttjande av elnätet och därmed öka elnätskapaciteten i Göteborg.

Beskrivning av ärendet

Under 2024 och 2025 genomförs en större översyn av nätavgifterna med syfte att granska dessa i relation till Ei:s föreskrifter EIFS 2022:1 och föreslå förändringar för att anpassa avgifterna efter denna. Översynen är en del i "Prisprojektet" (tidigare "Tariffprojektet") som förväntas pågå till och med första halvåret 2027. Förutom själva översynen kommer en stor insats läggas på kommunikation och stöd för kunderna för att kunna förstå och anpassa sig till de nya avgifterna.

Detta ärende gäller ett väsentligt steg i förändringen av nätavgifterna, att införa en ny avgiftsstruktur för alla elnätskunder. Vilket innefattar beslut kring

1. Principer för fördelning av kostnader i de olika avgiftskomponenterna samt kundsegmenten
2. Valbarhet inom prismodellerna
3. Utformning av nätavgifterna utifrån kundpåverkan, kommunikationsbehov och ekonomisk påverkan för bolaget.

För att kunna gå igenom rekommenderad utformning av nätavgifter kommer även ett antal prismodeller som har utvärderats att beskrivas. En beskrivning av projektets kommunikationsplan och ekonomiska förutsättningar är också inkluderad i ärendet.

Ett formellt godkännande av riktning behövs för fortsatt effektivt internt och externt arbete. Ärendet kommer inte beskriva prisnivåer, påverkan på kunder och risker för GENAB, då detta är analyser som inte kan göras innan det finns beslut om vald riktning.

Bakgrund och prisprojektets mål

Prisprojektet grundar sig i fyra faktorer; nya föreskrifter för utformande av elnätsavgifter från Ei, behov av förbättrad kostnadsreflektivitet, kapacitetsutmaningen samt en kundefterfrågan av tidsindeldad effektagift. Dessa fyra faktorer beskrivs djupare i efterföljande rubriker. Utifrån dessa faktorer har projektets fyra mål formulerats.

- Efterlevnad av föreskrifterna som ska börja tillämpas senast 1 januari 2027
- Minska den **ekonomiska risken** för GENAB
- Mer **effektivt nyttjande** av elnätet
- Bibehållen **kundnöjdhet** under en utmanande fas i energiomställningen

Målen är starkt kopplade till Göteborg Energis strategiska fokusområde "Kundernas omställning" och GENAB:s strategiska inriktningar; "Säkerställa framtida leveransbehov" och "Utveckla ett attraktivt kunderbjudande".

Nya föreskrifter för utformande av elnätsavgifter från Ei

Ei:s föreskrifter kräver att en tidsindeldad effektagift införs i elnät där kapacitetsbrist uppstår och att denna avgift ska leda till effektivt nyttjande av elnätet. Genom att införa en tidsindeldad

² Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, [EIFS 2022:1](#)

effektavgift kan man alltså hålla nere kostnaderna för slutkund genom att undvika onödig nätutbyggnad som leder till förhöjda elnätsavgifter.

Utöver den obligatoriska tidsindelningen av effektavgiften ställer föreskrifterna krav på hur elnätsbolag ska gruppera sina kostnader, vad som ska ingå i kostnadsgrupperna och därmed vad fakturaposterna mot kund ska innehålla. Detta innebär att befintlig avgiftsstruktur behöver förändras för att uppfylla kraven. En mer utförlig summering av riktlinjer från föreskriften återfinns i bilaga 1.

Behov av förbättrad kostnadsreflektivitet

Översynen av de nuvarande nätavgifterna har visat att elöverföringskomponenten (består i överförden energi, kWh) i flera fall är för stor och inte fullt ut motsvarar verkliga kostnader, enligt Ei:s föreskrift samtidigt som för lite kostnader ligger i den fasta avgiften. Detta innebär en ekonomisk risk då GENABs kostnader inte minskar i samma takt som intäkterna minskar om energiförbrukningsvolymerna går ner, som exempelvis var fallet under energikrisen 2022-2023. Elöverföringsavgifterna, tillsammans med övriga nätavgiftskomponenter, behöver därför justeras för att uppnå bättre kostnadsreflektivitet och därmed skicka tydliga prissignaler till elnätscustomer.

Kapacitetsutmaningen

Med nuvarande omvärldsläge och uppdaterade prognoser från GENABs kunder finns en risk för viss kapacitetsbrist från omkring 2028 och några år framåt. Det ska dock tas i beaktande att prognosen, för tillfället, pekar på minskad risk för kapacitetsbrist men risken kan snabbt öka när omvärldsläget förändras. GENABs bedömning är därför att det är viktigt att arbeta vidare med prissignaler som ett verktyg, särskilt då ett mer effektivt nyttjat elnät ger fortsatt positiva effekter för kundkollektivet samt ger bättre möjligheter till samhällets omställning.

Nätavgifterna är det bredaste av de verktyg som GENAB använder och påverkar alla elnätscustomer, men är också det verktyg som inte ger någon garanti då kunderna lämnas fria att agera om de vill och har möjlighet utan styrning ifrån specifika avtalsvillkor. Att nätavgiften innehåller komponenter som signalerar behov av minskat effektuttag är därför en mer generell drivkraft i utvecklingen men utgör ändå ett verktyg för GENAB att möta kapacitetsutmaningen.

Kundefterfrågan av tidsindeldad effektavgift

Även kunderna har i flertalet sammanhang uttryckt ett önskemål om en tidsindeldad effektavgift. Detta för att få ett tydligare incitament att flytta effektanvändningen till mindre belastade perioder och på så sätt nyttja nätet mer effektivt, med resultat att kunna sänka sina egna kostnader trots ett ökat elbehov. En mängd kunder har uttryckt ett stort missnöje med dagens platta effektavgift under flertalet år.

Kundnöjdhet och måluppfyllnad

För att nå förståelse för vad kunder behöver för att en förändring av prismodellen ska upplevas som positiv och ge önskad effekt har kundundersökningar genomförts. De har pekats på tre olika grupper av insatser som efterfrågas: en prissignal via nya nätavgifter, hjälpmedel och kunskapshöjning. Behovet av insatser har bekräftats genom fokusgrupper med privatkunder och företagskundintervjuer och med veckovisa undersökningar av SKI-serviceindex där 200 privatkunder svarar på frågor och lämnar kommentarer i fritext. Exempel på hjälpmedel är ett verktyg för jämförelse mellan kundens kostnader med ordinarie respektive ny nätavgift.

För att åstadkomma en god måluppfyllelse av målen kring ett effektivt utnyttjande av nätet och bibehållen kundnöjdhet påverkas starkt av att elnätskundkollektivet känner sig informerad om utmaningarna i elnätet samt hur man kan påverka sin situation och elnätskostnad. I vilken utsträckning varje elnätskund kan påverka sin situation beror på förståelsen av prissättningen samt vilka möjligheter man har att vara mer flexibel med sin verksamhets och/eller fastighets effektuttag.

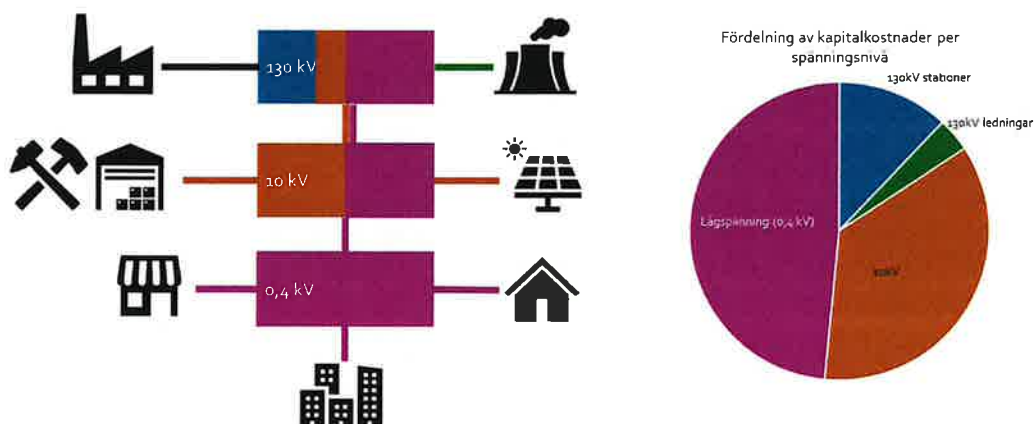
1. Principer för fördelning av kostnader

I Bilaga 1 återfinns en summering av Ei:s föreskrift som beskriver kostnadstyperna hos elnätbolag; kunds specifika, kortsiktiga rörliga, residuala och framåtblickande, och ligger till grund för rekommendationerna i detta avsnitt. Nedan struktur är framtagen tillsammans med branschexperter som har inkluderat dialog med Ei.

Fördelning av kostnader per spänningsnivå

På ett övergripande plan är de residuala och framåtblickande kostnaderna fördelade per spänningsnivå, vilket innebär att respektive kundgrupp endast bekostar de delar i nätet (0,4kV, 10kV och 130kV) de faktiskt använder. Lågspänningskunder (0,4kV) bekostar således sin andel i 0,4kV-nätet samt sin andel av 10kV- och 130kV-nätet. Kunderna anslutna på 10kV bekostar sin andel i 10kV- och 130kV-nätet medan 130kV-kunderna enbart bekostar sin andel i 130kV-nätet. Principen visualiseras till vänster i figur 2.

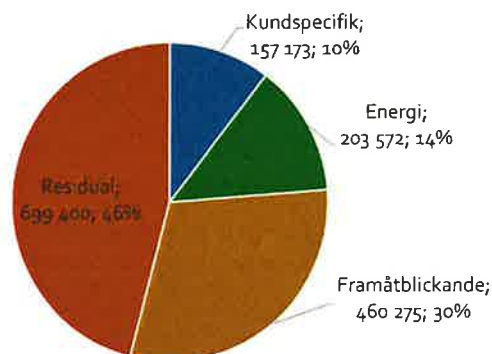
Kapitalkostnader, som är den största delen av de framåtblickande kostnaderna, innefattar avskrivningar av anläggningstillgångar, ränta på inlånat kapital samt avkastning till ägaren. Som diagrammet till höger i bilden nedan visar består nästan hälften av GENAB:s kapitalkostnader av investeringar i anläggningar i lågspänningsnätet (0,4 kV).



Figur 1 Illustration av fördelningen av elnätskostnader per spänningsnivå (andel av kapitalkostnader per spänningsnivå)

Fördelning av kostnader i nätavgiftens olika komponenter

I Figur 2 illustreras fördelningen av GENAB:s totala kostnader utifrån budget 2025 i de olika kostnadstyperna enligt föreskriften.



Figur 2 Fördelning av GENABs kostnader i kundspecifika, framåtblickande, energi- och residuala kostnader (budget 2025), tkr

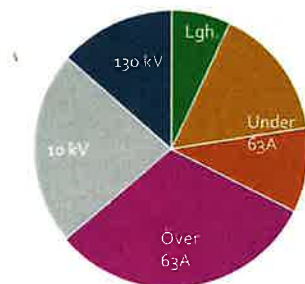
Framåtblickande kostnader

Framåtblickande kostnader, som är grunden för effektagiften, är, utöver att vara fördelade enligt spänningsnivå, även fördelade mellan de olika kundgrupperna enligt andelen uttagen effekt under de 100 mest belastade timmarna under ett år. Detta eftersom det är dessa timmar som driver på utbyggnadsbehovet i elnätet och också då risken för kapacitetsbrist är som störst.

Framåtblickande kostnader är de kostnader som krävs i nätverksamheten för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande på lång sikt. Vilket innebär att merparten består i kapitalkostnader för investeringar men även insatser riktade mot kapacitetsutmaningen ingår då dessa syftar till att uppnå ett bättre utnyttjat nät i takt med elektrifieringen. Dessutom ingår effektagifter till överliggande nät.

Föreskriften tillåter att en del residuala (fasta, långsiktiga) kostnader, som t.ex. avskrivnings- och övriga kapitalkostnader, också kan tas ut som en effektagift baserat på kortsiktigt beteende, om detta anses bidra till ett ökat nätutnyttjande. Därför föreslås att principen blir att klassa 80% av kapitalkostnaderna, eller ca 460 mkr, som framåtblickande. Detta för att ge kunderna möjlighet att påverka de eventuella långsiktiga elnätskostnaderna genom att ändra sitt kortsiktiga beteende (genom effektagift, månadstoppeffektuttag eller till och med timme för timme). I praktiken leder detta till en viss ekonomisk risk att fasta kostnader inte täcks fullt ut på kort sikt. Alternativet är att inkludera alla kapitalkostnader i den residuala delen med följden att upp till ca 86% av kundens elnätsavgift består av fasta kostnader. Då minskar den ekonomiska risken, men kundnöjdheten antas försämrats eftersom det är svårt att påverka sin elnätskostnad i någon större utsträckning. Det är gör det också svårt att skicka tydliga prissignaler med målet att öka nätutnyttjandet.

En fördelning baserad på uttaget under 2023 visas i diagrammet nedan men för kostnadsfördelningen kommer historiska data för tre år användas för att uppnå långsiktig stabilitet i beräkningen. Kundgruppen under 63A består av privat- och företagskunder och visualiseras som två grupper men hanteras tillsammans vid beräkning av elnätsavgiften eftersom de enligt ellagen ska behandlas lika då de har samma tekniska förutsättningar (säkring max 63A).



Figur 3: varje kundgrupps bidrag till det totala elnätuttaget under de högst belastade 100 timmarna, 2023

Residuala kostnader

De residuala kostnaderna (drift och underhåll av elnätet, IT-kostnader, fasta kostnader i överliggande nät, en mindre del av kapitalkostnaderna samt övrig administration) står för nästan 46% av de totala kostnaderna. De är fördelade per spänningsnivå och utifrån det teoretiska maximala effektuttaget för varje kundgrupp baserat på beteendet under de senaste tre åren. På detta sätt betalar varje kundgrupp (och kund inom kundgruppen) sin andel av de residuala elnätskostnaderna.

Dessa kostnader ska ha en långsiktig utgångspunkt och ska på kort sikt inte påverkas av kundens beteende. Därför används teoretiskt maxuttag över tre år för att jämna ut svängningar i elanvändningsmönster beroende på väder och andra oförutsägbara variationer.

Kundspecifika kostnader

De kundspecifika kostnaderna fördelas mellan kundgrupperna baserat på antalet kunder i respektive grupp eftersom de av sin natur är relativt likvärdiga oavsett kundtyp. De består av kostnader för mätning och hanteringen av mätvärden, kundservice och fakturering samt likartade kostnader i överliggande nät. Därtill kommer kapitalkostnader för investering i de fysiska mätarna och eftersom mätsystemet är olika avancerat beroende på spänningsnivå skiljer sig storleken på avgiften baserat på detta.

Slutligen tillkommer myndighetsavgifter, som är olika stora beroende på om det är en låg- eller högspänningskund, som nätbolagen slussar vidare till Elsäkerhetsverket.

Kortsiktiga rörliga kostnader – Energi

De kortsiktiga rörliga kostnader för energi som elöverföringsavgiften består av är relativt okomplicerade och kräver inga större metodavvägningar. Här ingår kostnader för nätförluster i eget nät, energiavgifter i överliggande nät (som främst består i nätförluster i stam- och regionnät) samt ersättning till lokala producenter inom GENAB:s nät. Detta är kostnader som påverkas av kundens användning av elnätet på kort sikt, alltså ökar eller minskar de i samma takt som kundernas energiförbrukning ökar eller minskar.

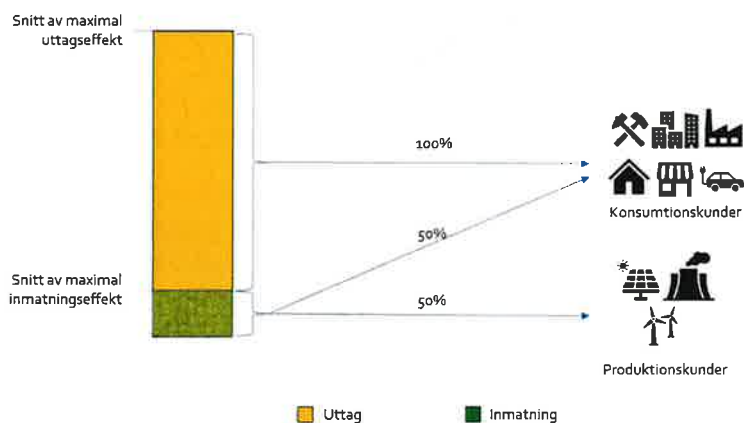
Kostnadsrefektivitet är av vikt för att undvika ekonomisk risk för GENAB som kan uppstå om långsiktiga kostnader ingår i denna avgiftskomponent. Det är också nödvändigt för att kunna skicka rätt prissignaler till kund genom att påvisa vilket beteende som påverkar nätet och kundens nätavgift på lång och kort sikt.

Uttag- och inmatningskunder

Enligt föreskriften ska uttags- respektive inmatningskunder belastas med kostnader utifrån användande av nätet. För att kunna beräkna detta måste alltså en fördelningsprincip ansättas. I grunden fördelas kostnaderna per spänningsnivå i likhet med vad som beskrivits ovan. Utöver

detta ställs den maximala uttagseffekten och inmatningseffekten vald period (månad) mot varandra för att avgöra vilken av dem som är störst och därmed bör ta störst del av kostnaden. Denna viktning görs i gränspunkten mellan GENAB och överliggande nät som ett genomsnitt för valda perioder (36 månader). Utifrån detta fördelas kostnaderna enligt bilden nedan.

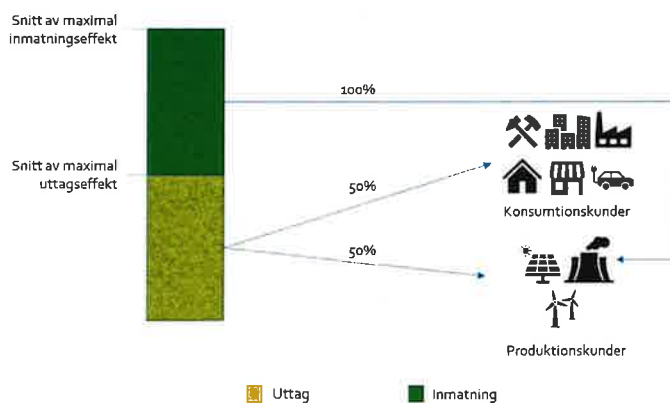
Dagens läge: nätet används primärt för att överföra el för konsumtion



Figur 4: Illustration av principen för fördelning av kostnader mellan inmatning- och uttagskunder

Resonemanget är att elnätet används till hälften av producenter och till hälften av konsumenter upp till den maximala inmatningseffekten. GENABs nät brukar vara ett nettokonsumtionsnät, d.v.s. den maximala uttagseffekten överstiger normalt den maximala inmatningseffekten. Det betyder att skillnaden mellan det maximala uttagsvärdet och det maximala inmatningsvärdet står konsumtionskunderna för. Vissa kostnadsposter (tex. kundspecifika kostnader, IT-kostnader och övrig administration) fördelas även utifrån andra faktorer som tex. antalet kunder inom inmatning- respektive uttagskollektivet.

Ett annat läge: nätet används primärt för att överföra el för som producenterna matar in



Figur 5: Illustration av principen för fördelning av kostnader mellan inmatning- och uttagskunder i ett läge där elnätet används primärt för inmatning

Sammanfattningsvis, tillämpningen av principerna leder till en omfördelning av kostnaderna mellan kundgrupperna jämfört med dagens fördelning. Principerna anses vara grundläggande för nätavgiftsutformningen samt utgöra ett konsekvent och transparent sätt att fördela kostnaderna mellan kundgrupperna. Ett ställningstagande från styrelsen efterfrågas i frågan kring principer för kostnadsfördelning.

2. Valbarhet inom prismodellerna

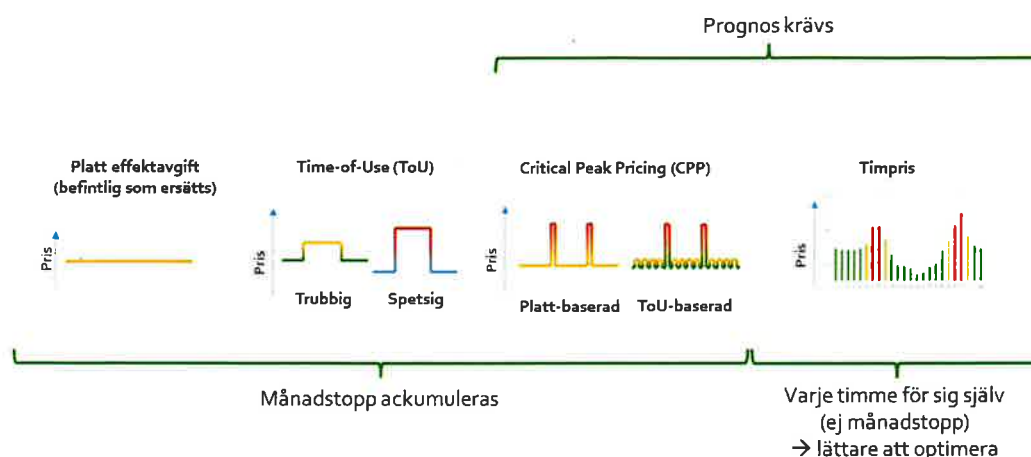
Förståelsen för bristen på valbarhet är låg bland elnätskunderna. När kunden tvingas in i något kan det lätt ge en negativ kundupplevelse, trots att elnätets roll som monopol är någorlunda känt. Att kunden kan välja prismodell inom monopolet kan skapa en bättre kundupplevelse. Utöver detta finns det också i dagens energisystem två olika grupperingar av kundtyper som vi väljer att kalla aktiva och passiva kunder.

En aktiv kund agerar på prissignaler och flyttar sin elanvändning, detta är helt enligt målbilden för prisprojektet och en förutsättning för att uppnå ett mer effektivt nyttjande av elnätet. Dock är det idag få kunder i kollektivet som är aktiva, den stora massan tillhör den mer passiva kundtypen och karaktäriseras av låg förmåga (på grund av kunskapsbrist, ointresse, lägre investeringsförmåga m.m.) och att introducera en avancerad prismodell som främjar aktivitet hos kunderna till hela kundkollektivet förväntas inte mottas väl av de passiva kunderna. Men att istället introducera en prismodell som är mer statisk och inte stimulerar en aktiv kund gör att GENAB förlorar chansen att skapa en drivkraft för ett effektivt nyttjande av elnätet. Att då kunna erbjuda två prismodeller att välja mellan resulterar i att både den aktiva och den mer passiva kunden möts utifrån deras förutsättningar, men med en stark förhoppning att kunna flytta passiva kunder till att vara mer aktiva genom kunskapslyft och möjlighet att sänka sin elnätskostnad.

Ett av målen i GENAB:s övergripande [strategiska målbild för priser och intäkter](#) är "Incitament för effektivt nätutnyttjande". I måldefinitionen står det att *avgifter och debiteringsgrundande komponenter ska utformas för att skapa tydliga prissignaler hos alla kundgrupper att hushålla med både energi och effekt, samt bidra till ett effektivt utnyttjande av kapaciteten i elnätet*. Eftersom olika kundgrupper bedöms reagera på olika typer av prissignaler ser GENAB en fördel i att erbjuda olika typer av valbarhet beroende på segment med målet att möta förväntningarna hos alla kunder så bra som möjligt. Detta medför också att det bedöms nödvändigt att utöver en standardprismodell som passar snittkunden, komplettera avgiftsstrukturen med en spetsigare prismodell som de aktiva kunderna kan välja, för att kunna uppfylla prisstrategin. Med denna bakgrund rekommenderas från projektets sida en valbarhet bland prismodeller som erbjuds till kund.

Bakgrund kring modeller för tidsindelning av nätavgifter

I dagsläget är fyra prissättningsmodeller för effektavgiften, varav tre är tidsindelade, aktuella att utvärdera. Bilden nedan visar en sammanfattning av dessa och ska ses i kontexten av både uppfyllanden av föreskriften, som kräver tidsindelning och en viss avgiftsstruktur, samt ökat nätutnyttjande generellt.



Figur 6: Illustrativ jämförelse mellan olika prismodeller

Platt effektavgift

En fast prisnivå per kW och månad multipliceras med antalet uppmätta kW under en månad. Månadstoppen som ligger till grund för debitering kan beräknas på olika sätt, i GENAB:s fall som snittvärdet av månadens högsta tre timmedelvärden för mindre kunder. Anledningen till att snittet används är att kunderna har en större möjlighet att påverka sin kostnad genom att inte enbart det absolut högsta timmedelvärdet per månad är debiteringsgrundande.

Modellen är en del av nuvarande nätavgift och är inte längre aktuell bortom 1 januari 2027 men inkluderas ur jämförelsesynpunkt. Modellen är inte längre tillämplig på grund av att effektavgiften måste vara tidsindelad utifrån hur belastat elnätet är, givet att kapacitetsproblematik finns.

Time-of-Use (ToU)

Modellen innebär att det finns olika prisnivåer på effekt vid olika tidpunkter. Tidpunkterna kan gälla för säsong och eller dygn och baseras på historisk belastningen av elnätet. Utifrån enkelhetsperspektivet, som är viktigt för elnätskunderna, är det tydligast att ha två prisnivåer, en för låglasttid och en för höglasttid, men modellen skulle teoretiskt kunna innehålla fler prisnivåer.

I detta ärende refereras genomgående till en ToU-modell med två prisnivåer. ToU-modellen är ett vanligt val för många elnätsbolag p.g.a. sin relativa enkelhet, den är lätt att förstå och är statisk. Med statisk avses att prisnivåerna och vilka tider de gäller är satta på förhand.

GENAB:s historiska data visar att de högst belastade timmarna för elnätet inträffar mellan kl. 7 och 20 på vardagar fr.o.m. 1 november t.o.m. 31 mars. Denna period och dessa tider kan då markeras som höglasttid och resterande tider som låglasttid. Prisskillnaden mellan de två olika prisnivåerna kan byggas upp på olika sätt, mer eller mindre spetsigt.

Spetsig – skillnaden mellan prisnivåerna är relativt stor. Dagens valbara prismodell för villa- och företagskunder max 63A är ett exempel där höglastpriset är 140 kr/kW och månad, medan låglastpriset är 0kr/kW och månad. Det innebär en tydlig prissignal till aktiva kunder att styra sitt effektuttag från höglasttid till låglasttid och de kan på så vis avlasta elnätet och öka dess utnyttjandegrad samtidigt som de minskar sin elnätskostnad. Till exempel visar en tidig analys av villakunders elanvändning under mars månad att de som tecknat den valbara elnätsavgiften med tidsindelad effektavgift flyttade delar av sin effektanvändning från tider

när elnätet är högt belastat till när det är mindre belastat. Nackdelen är att den passiva kunden riskerar en mycket stor kostnad om effekttoppen råkar inträffa under höglasttid.

Trubbig – skillnaden mellan prisnivåerna är mindre. För den stora majoriteten av kunderna, som inte kan eller vill vara aktiva, är denna mer lämplig eftersom risken för höga kostnader under höglasttid är mindre. Men samtidigt är fördelen, med ett lägre pris under låglasttider, betydligt mindre. Exempelvis skulle priserna kunna vara 50 kr/kW och månad under höglasttid och 25 kr/kW och månad under låglasttid. Enligt aktuell forskning³ reagerar privata kunder svagt på den här typen av trubbig prissignal och för företagskunder är det fortfarande oklart vilken påverkan det kan få.

Critical Peak Pricing (CPP)

Denna modell baserad på antingen en "platt" effektagift eller en "trubbig ToU" kompletterad med ett påslag vid särskilt hög belastning av elnätet, så kallat "critical peak"-påslag. Detta innebär att effektagiften debiteras med en eller två prisnivåer i grunden (utifrån samma förutsättningar som i ToU-modellerna beskrivna ovan) och därtill kommer ytterligare en mycket spetsig prisnivå som endast tillämpas vid ett begränsat antal tillfällen per år. Eftersom de 100 högst belastade timmarna per år inträffar mellan kl. 7 och kl. 20 (upp till 13 timmar per dygn) under de kallaste helgfria vardagarna i Göteborg, är det högst sannolikt att med ca 10 välplacerade tillfällen per år kommer dessa 100 timmar täckas.

Det begränsade antalet tillfällen med påslag per vintermånad (eller år) syftar till att ge kunderna en trygghet av ett relativt begränsat åtagande och minska effektuttaget endast när elnätet är på väg att bli överbelastat. Vilka dagar och tidsperioder påslaget appliceras avgörs av elnätsbolaget dagen före med hjälp av effektuttagsprognos. Vilket betyder att denna prismodell är dynamisk och inte statisk som de föregående modellerna.

Denna prismodell, speciellt i sin enklare "platta" variant ger enligt aktuell forskning⁴ den bästa reaktion på prissignalerna även hos privata kunder som normalt inte är aktiva. Detta förutsatt att påslagen inträffar sällan, prissignalen är tillräckligt stark samt att kommunikationen via en app, media eller på ett annat sätt når kunderna på ett enkelt och tydligt sätt. Sammanfattningsvis är CPP en prismodell som låser upp flexibilitet även hos icke-aktiva privatkunder men kräver prognosförmåga, bra kommunikationskanaler till kunden samt ett system för uppskattning av hur många "critical peak"-påslagstillfällen som behövs per år och när de inträffar.

Även om CPP från forsknings sida är en högaktuell prismodell ställer det, förutom krav på IT-utveckling och krav på en omfattande kommunikationsinsats samt öppna kommunikationskanaler vid kritiskt hög belastning i nätet. Kunderna måste också vara intresserade och uppmärksamma för att prismodellen ska ge effekt.

Med nuvarande läge i både interna processer samt kundförtroende rekommenderas inte CPP att nyttjas som en prismodell för GENAB kommande år.

Timpris

Denna prismodell är den mest dynamiska och är riktad mot den aktiva elnätskunden som kan och vill aktivt styra sitt effektuttag (och där det är applicerbart sin effektinmatning) timme för timme. Tanken är att nätbolaget varje dag ska kunna ange priset för effekt per timme för

³ Grant D. Jacobsen och James I. Stewart, *How do consumers respond to price complexity? Experimental evidence from the power sector* (Journal of Environmental Economics and Management, vol. 116, oct. 2022), [How do consumers respond to price complexity? Experimental evidence from the power sector - ScienceDirect](#)

⁴ Jacobsen et al., *How do consumers respond to price complexity? Experimental evidence from the power sector*

nästkommande dygn. I praktiken är detta en ToU-modell med 24 olika prisnivåer under ett dygn där automatisering av kundens elanvändning (uttag och inmatning) är en förutsättning. Timpriset ska avspegla hur belastat hela Göteborgs elnät förutses vara varje timme under nästkommande dygn.

För flertalet kundgrupper hade denna prismodell varit fördelaktig att införa som valbar prismodell. Att införa den kräver dock IT-utveckling i form av korttidslastprognoser, vidareutveckling av det elnätspris-API som tagits fram, kundgränssnitt och fakturering. En viktig aspekt är också att dynamisk timprissättning på elnät är en banbrytande och tidigare otestad metod, därför är det av vikt att testa modellen i mindre skala innan ett bredare införande. Det hade därför varit fördelaktig att genomföra en pilot med timpris så snart som möjligt för att utforska om och hur det påverkar effektuttaget i nätet. Detta är också i linje med GENAB:s ledningsgrupps önskemål och bolagets IT-färdplan där ny produkt- och tjänsteutveckling är ett högt prioriterat område. Den systemutveckling som krävs för att kunna genomföra en pilot är dock för närvarande inte möjligt att prioritera inom Göteborg Energi-koncernen och därför kommer andra metoder för att få ökad kunskap om kundernas reaktioner på timpris att ses över för att på andra sätt utforska hur det kan införas på ett framgångsrikt sätt. Redan pågående insatser, förstudier samt dialog med koncernens affärsområde för IT-utveckling kring fakturering och kundgränssnitt kommer under året leverera resultat som påverkar genomförbarheten, och kommer således vara underlag för vidare inriktningsbeslut i ärendet.

Förutsatt att intern utveckling möjliggörs kommande halvår och kundundersökningarna visar på positivt intresse är denna modell den rekommenderade vägen för den valbara modellen som riktar sig till aktiva kunder.

Inmatning

I dagsläget är effektrelaterade kostnader orsakade av inmatningskunder marginella, vilket gör det svårt att skicka en tydlig prissignal. Därför föreslås att avvakta ett införande av effektavgift för inmatning.

I stället är tidsindelning aktuell för nätnyttoersättningen, som betalas ut per kWh. Genom att ersättningen varierar och är högre under tider då nätet är högre belastat finns möjlighet att skicka prissignaler om när produktion behövs som allra mest i nätet. Ökad lokal produktion möjliggör att en större energivolymer får plats i nätet under särskilt utsatta perioder och risken för kapacitetsbrist minskar.

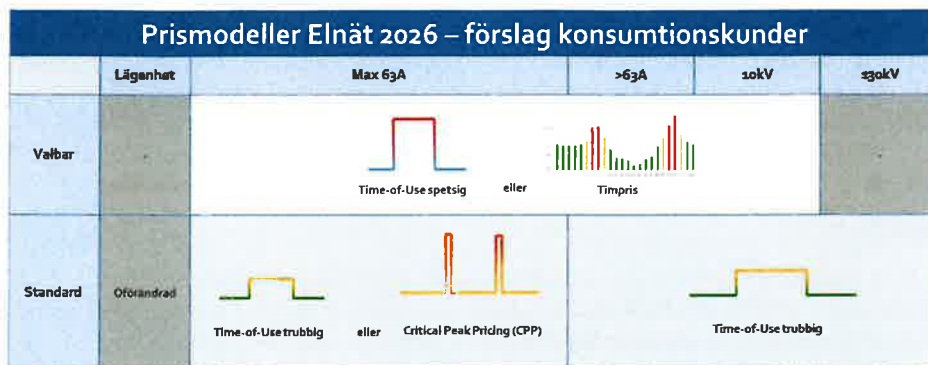
Sammanfattningsvis anses valbarheten mellan prismodeller med sitt ökade krav på förvaltning uppfylla prisstrategin på ett mer effektivt sätt än en enda modell som är samma för alla kunder. Ställningstagande från styrelsen angående valbarheten efterfrågas.

3. Ny avgiftsstruktur

En sammanfattning av den föreslagna nätavgiftsstrukturen presenteras nedan. I grunden läggs en standardprismodell per kundgrupp, som ser olika ut beroende på respektive grupps förutsättningar, och dessa kompletteras med valbara prismodeller för de kundgrupper där det är applicerbart.

Avgifter för konsumtion

Här följer en mer ingående beskrivning av respektive kundgrupps förutsättningar och vägval utifrån dessa.



Figur 7 Sammanfattning av föreslagna prismodeller för konsumtion - antingen bara en standard per kundgrupp eller en standard och en valbar.

Lågspänningskunder max 63A

Lågspänningskunder anslutna på max 63A, omkring 74 000 anläggningar, som har en platt effektkomponent i nätavgiften redan idag, står för ca 25% av effektuttaget under de 100 mest belastade timmarna. Deras eventuella beteendeförändring, som en reaktion på en prissignal, är därmed betydelsefull för uttaget i nätet.

Rekommendation

Standardmodellen föreslås ha en enda nivå för den fasta avgiften för denna kundgrupp, precis som i dagens modell. Som standardmodell föreslås en trubbig ToU och som valbar modell Timpris (alternativt spetsig ToU-modell om utvecklingen av timpris inte är lyckosam under de kommande månaderna).

En valbar prismodell föreslås hantera den fasta avgiften lite mer granulärt.

Motivering

En trubbig ToU-modell är en lämplig standardmodell för denna kundgrupp eftersom den representerar en rimlig avvägning mellan

- att möta föreskrifternas krav,
- den genomsnittliga kundens förväntning på relativ enkelhet och förutsägbarhet gällande priserna samt
- ett visst bidrag till att skapa incitament för att öka utnyttjandet av elnätet.

IT-tekniska samt kommunikativa insatser krävs från GENAB för att låsa upp flexibiliteten som finns i den normalt icke-aktiva kunden i denna kundgrupp. I april 2025 har ca 2% anläggningarna (ca 49 000 småhusägaranläggningar och ca 25 000 företag) valt den valbara prismodellen (spetsig ToU som introducerades i mars 2025). Potential finns för fler kunder (upp till 10–15 % fram till slutet av 2027) i denna grupp att välja en valbar, spetsig och eventuellt dynamisk prismodell baserat på flera faktorer:

- återkopplingen från ett stort antal kunder som tyder på att de skulle välja den valbara spetsiga ToU-modellen om en mer passande nivå på maximalt uttag fanns att väja
- antalet aktiverade HAN-portar (ca 4200)
- antalet elbilsägare (ca 18% av alla villaägare, dvs ca 8800)
- batteri- och solcellsägare (ca 5000)

Anledningen till rekommendationen behålla ett enda intervall för den fasta avgiften för denna grupp är enkelheten för den icke-aktiva kunden samt enklare intern administration då den inte kräver ett aktivt val från kunden. Anledningen att rekommendera flera steg på fast avgift är de

aktiva kundernas (inklusive potentiellt aktiva) återkoppling. Sedan mars 2025 har det funnits en valbar spetsig ToU-modell tillgänglig för denna kundgrupp med en av kund vald årlig effektgräns (ett maximalt effektuttag som kunder binder sig till under 12 månader, 6 kW, 14 kW eller 43 kW) som avgör storleken på den fasta avgiften. De aktiva kunderna anser att det är för breda intervall och att det är ett hinder för att byta till den aktiva modellen. Förslaget är därför att införa fler steg för att det ska passa kunderna bättre och motivera fler att välja modellen.

Påverkan på GENAB

Införandet av de nya prismodellerna ska vara intäktsneutralt givet att flexibiliteten hos kunderna som väljer en valbar prismodell kompenseras med motsvarande justering av priserna för kunderna som väljer den tryggare standardmodellen samt en eventuell sänkning av abonnerad effekt hos överliggande nät. Med andra ord effektivt nätutnyttjande samt kundnöjdhet uppnås. GENAB kommer inom verksamhetens kontroll kunna hantera eventuella risker med rätt prisnivåer.

Införandet av den spetsiga ToU liksom timpris som en valbar prismodell kan leda till en minskning av intäkterna. Det är viktigt att detta leder till att fler kunder kan anslutas till nätet utan kapacitetshöjning och potentiellt en minskning av abonnerade effekter hos överliggande nät, med andra ord ökat nätutnyttjande på längre sikt.

Ändringen av standardmodellen till en trubbig ToU innebär enbart en ökning av den ekonomiska risken som är inbyggd i föreskriften och uppfattas som begränsad.

Kundperspektiv

Uppfattningen är att både privat- och företagskunder välkomnar valbarheten som introducerades i mars 2025. Det finns nu en aktiv grupp av kunder som upplevs vara mer nöjda med den valbara spetsiga ToU-modellen än med standardmodellen. Inte minst tack vare att insatta och aktiva kunder har önskat sig tidsindelning givet deras förståelse av hur nätbelastningen fungerar.

Majoriteten av kunderna i denna grupp uppfattas vara mindre aktiva och värdera enkelhet och förutsägbarhet. Det får de genom den trubbiga ToU-modellen. CPP skulle upplevas som lite mer invasiv och skulle kräva mer kommunikation, men

Avvägningar

Standardmodellen – givet att den stora andelen privatkunder inom kundgruppen agerar enligt tidigare nämnda forskning⁵ är CPP den teoretiskt bästa modellen att applicera. Som tidigare presenterat är CPP inte en aktuell modell just nu (se kapitel "Bakgrund kring modeller för tidsdifferentiering av nätavgifter").

Valbara modellen – I juni kommer GENAB att undersöka de aktiva kundernas åsikt om huruvida de föredrar en modell med timpris framför ToU. Om kunderna föredrar Timpris föreslås detta bli den valbara prismodellen för denna kundgrupp förutsatt att intern utveckling blir lyckosam (se kapitel "Bakgrund kring modeller för tidsdifferentiering av nätavgifter").

Möjliga upplägg för den fasta avgiften har diskuterats. Det finns flera möjligheter när storleken på intervallen sätts. 1 kW-steps intervall, med andra ord att kunden sätter sitt eget abonnemangstak, skulle kunna appliceras. Det skulle kunna leda till bättre förståelse hos kunden för det egna högsta effektbehovet och på lång sikt bättre dimensionering av elnätet. Nackdelen är att det finns risk att inte följa Ei:s vägledning som förespråkar breda intervall gällande fördelningen av den fasta avgiften. Det betraktas också vara utmanande i interna processer kring

⁵ Jacobsen et al., *How do consumers respond to price complexity? Experimental evidence from the power sector*

ansökan och eventuellt överuttag och vid kunders eventuella överlåtande av avtal till nya fastighetsägare.

Lågspänningskunder över 63A

Denna kundgrupp står för den största andelen av nätets totala effektuttag (ca 32%) under de 100 högst belastade timmarna. Därmed är denna kundgrupp väldigt viktig utifrån införandet av de nya prismodellerna.

Hittills har ingen valbar prismodell erbjudits till denna kundgrupp som består av knappt 8000 anläggningar.

Rekommendation

Standardmodell – en trubbig ToU-modell.

Valbar modell – Timpris (alt. spetsig ToU-modell om utvecklingen av timpris inte är lyckosam).

Fast avgift för båda modellerna – rekommenderas val av abonnerad effekt med 50 kW-steg som utgångspunkt för den fasta avgiften (mellan 50 och 400+ kW). Detta anses vara en bra balans mellan Ei:s vägledning om breda intervaller, tillräcklig granularitet och en rimlig nivå av administration. Ett för brett intervall (alla kunder i gruppen i en eller två intervaller) skulle innebära allt för stora omfördelningseffekter.

Motivering

Det finns inga tydliga slutsatser kring hur företag reagerar på relativt svaga prissignaler som en trubbig ToU är, men antagandet är att förutsägbarhet och begränsade elnätskostnader under höglasttid värderas högt för många effektuttagsmässigt mindre verksamheter.

Angående den fasta avgiften: flera intervall i denna kundgrupp även för icke-aktiva kunder jämfört med "lågspänningskunder max 63A" motiveras med omotiverat stor omfördelning av kostnader inom kundgruppen. Ett 50kW-intervall i denna kundgrupp är lika brett som hela kundgruppen 63A där modellens enkelhet är av större vikt.

Påverkan på GENAB

Samma resonemang som för kundgruppen max 63A gäller. Införandet av de nya prismodellerna ska vara intäktsneutralt givet att flexibiliteten hos kunderna som väljer en valbar prismodell kompenseras med motsvarande justering av priserna för kunderna som väljer den tryggare standardmodellen samt en eventuell sänkning av abonnerad effekt hos överliggande nät. Med andra ord effektivt nätutnyttjande samt kundnöjdhet uppnås. GENAB kommer inom verksamhetens kontroll kunna hantera eventuella risker med rätt prisnivåer.

Införandet av den spetsiga ToU liksom timpris som en valbar prismodell kan leda till en minskning av intäkterna. Det är viktigt att detta leder till att fler kunder kan anslutas till nätet utan kapacitetshöjning och potentiellt en minskning av abonnerade effekter hos överliggande nät, med andra ord ökat nätutnyttjande på längre sikt.

Kundperspektiv

GENAB delar utmaningen med övriga elnätsbranschen i Sverige i att förbättra kundkännedomsnivån om denna viktiga, men diversifierade, kundgrupp. Bolagets antagande är att det även i denna kundgrupp finns kunder som kan tänka sig att vara aktiva genom en valbar prismodell och därmed påtagligt påverka både sin kostnad och GENAB:s belastningstoppar. Utifrån utbyten med andra elnätsbolag antar GENAB att det även finns andra subgrupper i denna kundgrupp. Till exempel så kallade "framtidsinvesterare" som är medvetna om energiomställningen och investerar i energi- och effekteffektivisering samt priskänsliga kunder. Kundnöjdheten kan försämrars då det finns risk för högre elnätsavgifter för den del av kunderna

som inte kan flytta sin last från höglasttider. Samtidigt är det just denna kundgrupp vars effekttoppar har hög korrelation med elnätets belastningstoppar. Det är viktigt att GENAB gör satsningar för att öka kundkännedom och kontakten med kundgruppen. Utifrån detta pågår ett arbete för att öka förståelsen för dessa kunder och på vilket sätt GENAB kan bidra med rådgivning för att de ska få kännedom om hur de kan påverka sitt effektuttag och sin elnätsavgift.

Avvägningar

Som valbar modell anses timpris vara bättre eftersom den är baserad på prognos i stället för förutbestämda tidsintervall som inte nödvändigtvis sammanfaller med faktiska belastningstoppar i nätet. Aktiva företagskunder antas kunna utveckla förmågan att reagera på prissignalen (inte minst via elnätspris-API:et) med hjälp av automatisering och digitalisering.

En 1 kW-stegsbaserad fast avgift har utvärderats för aktiva kunder som väljer den valbara prismodellen, precis som kundgruppen Lågspänning max 63A, men det föreslagna tillvägagångssättet anses som mest balanserad.

Högspänningskunder 10 kV

Denna kundgrupps påverkan på det totala effektuttaget under de 100 högst belastade timmarna är 23% vilket bedöms vara av relevant storlek för att kunna påverka ett effektivt nätutnyttjande.

Hittills har ingen valbar prismodell erbjudits till denna kundgrupp som består av ca 400 anläggningar.

Rekommendation

Standardmodell – trubbig ToU med viss anpassning, nämligen att låglastavgiften tas ut som fast avgift (se beskrivning för båda modellerna nedan).

Valbar modell – Timpris (alternativt spetsig ToU-modell om utvecklingen av timpris inte är lyckosam).

Båda modellerna – För att den fasta avgiften bättre ska spegla upptaget utrymme i elnätet kompletteras den kunds specifika avgiften med en avgift som utgår från avtalad anslutningseffekt (abonnerad effekt). Nivån för abonnerad effekt går att ändra vid minskat effektbehov hos kunden (i form av uppdaterade och lägre anslutningseffekter).

Motivering

Det finns inga tydliga slutsatser kring hur företag reagerar på relativt svaga prissignaler som en trubbig ToU är, men antagandet är att förutsägbarhet och begränsade elnätskostnader under höglasttid värderas högt för många mindre verksamheter.

GENAB har en god kundkännedom och löpande kontakt med högspänningskunder 10 kV, mycket tack vare att de är relativt få och en aktiv kundrelationsansvarig för dessa kunder. Flera kunder är leverantörer på Effekthandel Väst och det finns kunder med energilager och storskalig laddning bland dem, vilket tyder på att de skulle kunna vilja välja en flexibel prismodell som timpris och betydelsefullt påverka gruppens uttag.

Påverkan på GENAB

Beräkningen av prismodellen och dess intäkter görs utifrån befintlig anslutningseffekt. I och med införandet av abonnerad effekt finns risken att vissa kunder sänker sina abonnerade effekter (i form av uppdaterade och lägre anslutningseffekter) jämfört med dagens nivå för att sänka sin elnätsavgift. Detta medför en risk för förlorade intäkter som uppskattas till omkring 10 mkr.

Införandet av de nya prismodellerna ska vara intäktsneutralt givet att flexibiliteten hos kunderna som väljer en valbar prismodell kompenseras med motsvarande justering av priserna för kunderna som väljer relativ pristrygghet i standardmodellen samt en eventuell sänkning av abonnerad effekt hos överliggande nät. Med andra ord, effektivt nätutnyttjande samt kundnöjdhet uppnås. GENAB kommer under verksamhetens kontroll kunna hantera eventuella risker med rätt prisnivåer.

Kundperspektiv

En stor del av kunderna kommer inte kunna anpassa sin verksamhet till de högre effektpiserna under höglasttid. Men en förståelse för utmaningarna finns, inte minst tack vare att flera av kunderna deltar på Effekthandel Väst och har varit i kontakt med GENAB i större utsträckning jämfört med andra kundgrupper. Därmed antas att det finns en högre acceptans i denna kundgrupp relaterad till uppdateringen av prismodellerna och de eventuella högre kostnader det medför för en del kunder i denna grupp.

Avvägningar

Som valbar modell anses timpris vara bättre eftersom den är baserad på prognos i stället för förutbestämda tidsintervall som inte nödvändigtvis sammanfaller med faktiska belastningstoppar i nätet. Aktiva företagskunder antas kunna utveckla förmågan att reagera på prissignalen (inte minst via elnätspris-API:et) med hjälp av automatisering och digitalisering.

Högspänningskunder 130 kV

Denna kundgrupp, med en handfull kunder, står för ca 14% av det totala uttaget under de 100 högst belastade timmarna.

Rekommendation

Standardmodell – trubbig ToU med viss anpassning, nämligen att låglastavgiften tas ut som fast avgift. För att den fasta avgiften bättre ska spegla upptaget utrymme i elnätet kompletteras den kundspecifika avgiften med en avgift som utgår från avtalad kapacitet (abonnerad effekt). Nivån för abonnerad effekt går att ändra vid minskat effektbehov hos kunden (i form av uppdaterade och lägre anslutningseffekter).

Valbar modell – uteblir då denna kundgrupp är mycket liten och det är därför möjligt att endast ha en standardmodell som är anpassad efter kundernas påverkan på elnätet.

Motivering

Ingen valbar prismodell föreslås eftersom möjligheten för kunderna i denna kategori (som är en handfull till antal) att bli generellt flexibla är relativt låg. Där flexibilitet finns behöver den erbjudas genom deltagande på Effekthandel Väst i den utsträckningen det är möjligt för kunderna.

Påverkan på GENAB

På grund av den relativa stabiliteten av effektuttagsmönstren i denna kundgrupp är det få förändringar för GENAB.

Kundperspektiv

En stor del av kunderna kommer inte kunna anpassa sin verksamhet till de högre effektpiserna under höglasttid. Däremot sker nära dialog med dessa kunder för att skapa förståelse för prismodellen och kostnadsfördelningen.

Lägenheter

Denna kundgrupp, med ca 185 000 kunder, står för ca 7% av det totala uttaget under de 100 högst belastade timmarna.

Rekommendation

Dagens prismodell, med fast avgift och elöverföringsavgift, föreslås behållas för lägenhetskunderna. Detta innebär en viss avvikelse mot Eis föreskrift eftersom en effektagift är föreskriven men tolkningen är dock att det vid vissa förutsättningar kan frångås.

Motivering

Lägenhetskunderna står inte inför en förändring av sin hushållselanvändning i lika stor utsträckning som övriga grupper då elfordon generellt inte laddas i en lägenhet. Laddning av elfordon anses vara den enskilt största förändringen av privatpersoners effektuttag inom överskådlig tid. Därtill är merparten av lägenheterna i Göteborg uppvärmda med fjärrvärme och därmed faller ytterligare en stor möjlighet till effektivisering av sitt nätutnyttjande som normalt brukar tillskrivas privatkunder bort. Slutsatsen är därmed att de framåtblickande kostnaderna kopplade till lägenhetskunders effektanvändning är väldigt begränsade.

Vidare står kundgruppens samlade effekttopp för en mycket liten andel (7%) av effektuttaget under de 100 mest belastade timmarna. Samtidigt antas priskänsligheten hos lägenhetskunderna vara låg givet att respektive kunds effektuttag generellt är lågt och därmed är också möjligheten att förändra sitt effektanvändningsmönster liten. Då blir prissignalen per definition svag och som tidigare beskrivits visar aktuell forskning⁶ att reaktionen på en sådan prissignal bland privatkunder skulle vara mycket begränsad.

Antalet lägenhetskunder är väldigt stort och kunskapen om elanvändning bedöms som låg. Kommunikations- och kunskapshöjningsinsatsen för denna mängd kunder blir därmed en utmaning och kommer att bli kostsam för kundkollektivet om den ska vara lyckosam. En kostnad som inte bedöms vägas upp av nyttan.

Sammantaget bedöms lägenhetskundernas möjlighet att ytterligare bidra till ett effektivt nätutnyttjande som låg samtidigt som de står för ytterst begränsade framåtblickande kostnader. Därför förslås att sätta priset för effekt till noll med grund i Ei:s vägledning för utformning av nätavgifter.

Påverkan på GENAB

Det finns en risk att Ei inte anser att valt tillvägagångssätt är förenligt med föreskriften och en konsekvens av detta skulle vara att ett införande behöver genomföras under en kortare tidsperiod med mindre framförhållning. Under 2027 ämnar projektet se över förutsättningarna igen och värdera om ifall erfarenheter från övriga införandet gett nya insikter som skulle kunna appliceras på lägenhetskunderna.

Kundperspektiv

Majoriteten av lägenhetskunderna anses vara lågintresserade av elnätsavgifter p.g.a. dess begränsade storlek jämfört andra hushållsutgifter. Komplexiteten i att förstå en ny elnätsavgifts någorlunda komplexa struktur skulle kunna leda till en lägre kundnöjdhet bland lägenhetskunderna.

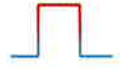
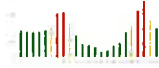
⁶ Jacobsen et al., *How do consumers respond to price complexity? Experimental evidence from the power sector*

Avvägningar

En valbar effektavgiftsstruktur kan vara ett alternativ. Fördelen är att GENAB skulle kunna lära sig, mäta intresset, priskänsligheten, eventuell beteendeförändring och användningsgraden av GE:s app bland lägenhetskunderna skulle öka bland de som väljer den valbara nätavgiften. Men kostnaden för att etablera sådana kommunikationsvägar till 185 000 icke-priskänsliga privatkunder bedöms överstiga nyttan av effektuttagsminskningen under höglasttid och därmed påverkan på nätutnyttjandegraden som denna kundgrupp kan erbjuda.

Avgifter och nätnyttoersättning för produktion

Här följer en mer ingående beskrivning av respektive kundgrupps förutsättningar och vägval utifrån dessa. Något som skiljer produktionskunder är nätnyttoersättningen som i sin tur består av två delar: ersättning för avgifterna man undviker för icke-levererad el från överliggande nät samt i vissa fall minskade energiförluster i GENABs egna elnät.

Prismodeller Elnät 2026 – förslag inmatningskunder				
	Mikroproduktion (max 43,5 kW)		Småskalig produktion (max 1500 kW även på 10kV)	10kV (över 1500 kW)
Valbar	 Time-of-Use spetsig		 eller Timpris	
Standard	oförändrad	 eller Time-of-Use trubbig	 Time-of-Use trubbig	

Figur 8 Sammanfattning av föreslagna prismodeller för inmatning - antingen bara en standard per kundgrupp eller en standard och en valbar.

Mikroproduktion

Denna kundgrupp består av ca 6500 anläggningar – framför allt solcellsanläggningar hos privata småhusägare och företag. Dessa kunder vill generellt vara med och bidra till energiomställningen. Samtidigt har det blivit tydligt att förståelsen för hög- och låglasttid under sommaren, som är motsatt den på vintern, och produktionsanläggningarnas påverkan på nätet är låg. Samma gäller även för kunder som normalt är insatta och elintresserade.

Rekommendation

Förslaget är att införa en kundspecifik avgift och tidsindela nätnyttoersättningen. Tidsindelningen via en trubbig ToU som standard och via timpris som valbar modell.

Motivering

Ei bedömer att alla som äger en produktionsanläggning ska betala nätavgift för inmatning. Detta strider mot ellagen men bedömningen görs utifrån EU:s elmarknadsförordning som står över svensk lagstiftning. Därför behöver avgiftsstruktur kompletteras med en avgift även för mikroproducenter.

Den fasta avgiften motsvarar kundspecifika kostnader för de kunder som även har en konsumtionsanläggning i samma anslutningspunkt. Dessa kunder betalar redan vissa delar av de residuala kostnaderna i konsumtionsavtalet och därför tillkommer endast en mindre avgift för inmatningsdelen.

Under de soligaste timmarna på året finns det tillfällen då inmatningen orsakar motsatsen till nätnyttan vilket medför kostnader för GENAB. Dessa kostnader är idag så pass låga att de inte går att fördela per kund men detta kan komma att ändras i takt med att mer solceller ansluts till nätet.

Påverkan på GENAB

Påverkan på GENAB är framför allt kommunikationsinsatsen som krävs för att öka kunskapen hos kunderna kring varför inmatning under sommarens soligaste timmar inte alltid är positiv för elnätet och varför de kunds specifika kostnaderna införs. Kommunikationsinsatsen i sig behövs för att dämpa den förväntade nedgången i kundnöjdhet med en ökad förståelse för elsystemet.

Kundperspektiv

Kundgruppen har relativt nyligen investerat i sina produktionsanläggningar med en viss investeringskalkyl som påverkas negativt av tillkommande kostnader och minskade ersättningar (t.ex. avskaffandet av skattereduktionen 2026). Ytterligare kostnader från GENAB kommer troligtvis leda till en sänkt kundnöjdhet.

Avvägning

Standardmodellen – Det finns två olika alternativ för standardmodell. Den första är att behålla nuvarande prismodell men införa en mindre fast avgiften för att möta EU-förordningarnas krav. Utöver detta finns möjligheten att tidsindela dagens platta nätnyttoersättning (just nu 7 öre/kWh oavsett tid på dygnet eller säsong) i två nivåer. Ersättningen under höglasttid (ca kl. 11-15 under juni och juli) minskas medan ersättningen under övriga tider (låglast) höjs för att bättre avspegla nyttan för elnätet.

Valbara modellen – Ett alternativ är att införa en spetsig ToU där nätnyttoersättningen under låglasttid är (nära) noll medan den är högre under övriga tider när behovet av produktion i nätet är större. Antagandet är detta skulle stimulera energilagring i samband med solcellsproduktion i stället för inmatning på nätet.

Småskalig produktion – max 1500 kW (0,4 kV samt 10 kV)

Denna kundgrupp består av ca 800 anläggningar, primärt förnybar produktion med störst andel solcellsproduktion. En mindre fast avgift baserad på kunds specifika kostnader ingår i befintlig elnätsavgift. Hittills har nätnyttoersättningen varit platt oavsett av nätets belastning.

Rekommendation

Förslaget är att tidsindela nätnyttoersättningen via en trubbig ToU som standard, det innebär att ersättningen blir lägre under höglasttid. Detta antas ge en svag prissignal mot att begränsa inmatning under höglasttider för produktion (kl. 11-15 under juni och juli).

Timpris föreslås som valbar modell för att kunna fördela nätnyttoersättningen timme för timme och uppnå en spetsig fördelning av nätnyttoersättningen beroende på nätets belastning.

Motivering

En trubbig ToU både uppfyller föreskriftens krav och är en enkel modell som passar mindre aktiva kunder.

Timpris är ett mer effektivt sätt att tidsindela nätnyttoersättningen än en spetsig ToU eftersom nätförlusterna i systemet optimeras bättre när inmatningen sker under högre belastade timmar.

Återigen är de framåtblickande kostnaderna för produktionskunderna så små att införandet av en tidsindelat effektagift är svårt att motivera utifrån administrativa- och enkelhetssjäl.

Påverkan på GENAB

Påverkan på GENAB är framför allt inom kommunikationsinsatsen som krävs för att förklara prismodellens utveckling. Intäkterna från dessa kunder är mycket små och utgör promille av den totala intäkten.

Kundperspektiv

Det finns högst troligen en bild hos kunderna att all förnybar produktion, oavsett tid på dygnet och säsong, är bra för elsystemet vilket inte alltid stämmer. En försämring av investeringskalkyler (även om påverkan är liten) kopplade till förnybar produktion behöver balanseras upp av en tydlig kommunikationsinsats.

Avvägning

För den valbara modellen finns två alternativ, en spetsig ToU eller timpris.

För ToU-alternativet gäller att nätnytttoersättningen under låglasttid är (nära) noll medan den är högre under övriga tider när behovet av produktion i nätet är större.

Alternativt införs timpris, där en mer extrem, och därmed effektiv, fördelning av nätnytttoersättningen över timmarna är möjlig vilket skulle stimulera energilagring i samband med solcellsproduktion i stället för inmatning på nätet. Ju högre belastningen på elnätet är, desto högre blir ersättningen för inmatning. Timpris beror återigen på en lyckad IT-utveckling under de kommande månaderna.

Inmatningskunder över 1500 kW, 10 kV

Denna grupp består av en handfull anläggningar och avser produktionsanläggningar anslutna till högspänningsnätet vid 10 kV med en högsta inmatad timmedeleffekt som överstiger 1 500 kW.

Rekommendation

Standardmodell – Trubbig ToU med tidsindeldad nätnytttoersättning är mest relevant då den ger relativ enkelhet samtidigt som den är förenlig med föreskriften.

Valbara modellen – föreslås vara spetsig ToU eller timpris (åter) för att ge en så nära avspeglning av verkligheten som möjligt för minskning av nätförluster i GENAB:s nät. Detta anses lämpligt då kunderna som kan styra sin inmatning med energilagring och automation.

En liten höglavavgift för höglavtiderna (kl. 11-15 under juni och juli) övervägs med syfte att uppnå kostnadsriktighet då det finns mindre kostnader för inmatning mot överliggande nät.

Motivering

Timpris är ett mer effektivt sätt att tidsindela nätnytttoersättningen än en spetsig ToU eftersom nätförlusterna i systemet optimeras bättre när inmatningen sker under högre belastade timmar.

Påverkan på GENAB

Påverkan på GENAB är minimal på grund av det ytterst begränsade antalet kundanläggningar, deras djupare förståelse för energisystemet, de begränsade intäkterna från kundgruppen och den relativa enkelheten i kontakten med dessa kunder.

Kundperspektiv

Kunderna anses ha eller kan enkelt uppnå förståelse av kontexten för prismodellsändringen.

Avvägning

Timpris vore mer lämpligt av anledningen bättre optimering av nätförlusterna i systemet.

Inmatningskunder 130 kV

Denna grupp består av ytterst få anläggningar och en nära dialog förs löpande med dessa kunder.

Rekommendation och motivering

Nätnyttan i befintlig prismodell är redan tidsindeldad och detta föreslås lämnas oförändrat, exakta prisnivåer kan dock komma att justeras.

Ingen valbar prismodell föreslås erbjudas till dessa kunder. Målet är istället att via (valbara) avtal komma överens om nivåer för garanterad produktion med en riskfördelning för icke-leverans mellan kunden, som i detta fall är leverantör, och GENAB. På grund av anläggningarnas stora produktionseffekt är det svårt för GENAB att sänka sitt effektabonnemang hos överliggande nät utan en garanti för inmatning av el under vissa förhållanden (framförallt kalla tider då effektbehovet är som störst). Detta eftersom det skulle vara förknippat med stora kostnader för överruttat vid oförutsedda förändringar i produktionsvolym.

Påverkan på GENAB

GENAB:s elnät utnyttjas primärt för konsumtion av el och i väsentligt mindre skala för produktion, därför är andelen intäkter från denna kundgrupp mycket liten. Därmed är även riskerna för GENAB med förändrade prismodeller ytterst begränsade. Nettoinmatning till överliggande nät sker vid vissa inmatningspunkter, men sällan, och kostnaden för inmatningsabonnemang till överliggande nät är marginell i nuläget.

Kundperspektiv

Inom denna grupp finns anläggningar som garanterar effektproduktion i andra delar av det nationella elsystemet där de får bättre ersättning än vad GENAB har möjlighet att erbjuda då den enligt Eis beräkningsmetod ska motsvara summan för sänkt effektabonnemang hos överliggande nät.

Modellen för fördelning av kostnader mellan konsumtions- och inmatningskunder innebär en relativt stor procentuell förändring av kostnaderna, högre för producenter som använder elnätet under en mindre andel av årets timmar och lägre för dem som använder det till en högre andel. Det förs en kontinuerlig dialog med kunderna om detta och den kommer att fortsätta i takt med att det närmar sig införande av ny prismodell.

Avvägning

Utöver detaljer saknas idag vägval inom prismodellen för nätavgifterna. Vid tillfälle då en avsevärt mycket större produktionsanläggning skulle anslutas till GENAB:s nät behöver nya vägval kring kostnadsfördelning göras.

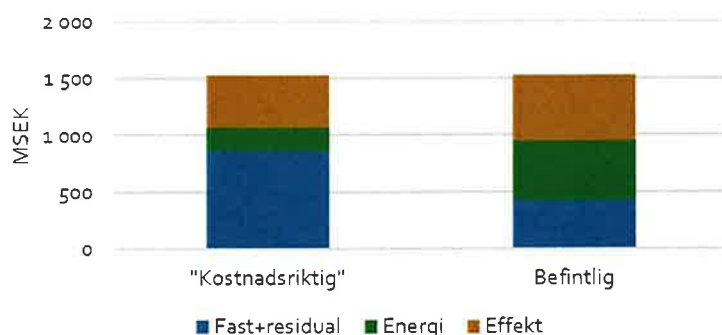
Sammanfattningsvis anses timpris vara huvudalternativ för aktiva kunder, så länge den är tekniskt möjlig att införa. En trubbig ToU anses som den i praktiken mest genomförbara modellen för icke-aktiva kunder. CPP anses som den teoretiskt bästa prismodellen för privata icke-aktiva kunder, dock är uppfattningen att förutsättningarna för dess genomförande inte finns i dagsläget. Ett ställningstagande från styrelsen i frågan om föreslagen avgiftsstruktur efterfrågas.

Ekonomiska förutsättningar

Förändringen av strukturen för elnätsavgifterna har i sin helhet som utgångspunkt att vara intäktsneutral för GENAB. Detta med utgångspunkt i att elnätskunderna bibehåller samma elanvändningsmönster som idag. Att uppnå kostnadsriktighet utifrån samma intäktsnivå

kommer innebära viss omfördelning av intäkter mellan olika kundgrupper. Detsamma gäller mellan kunder inom respektive kundgrupp. Detta beror på hur kostnadsfördelningen görs och vilka kundgrupper och kunder som utnyttjar elnätet mest effektivt.

Målsättningen med ny utformning av elnätsavgifterna är ett mer effektivt utnyttjande av elnätet och att elnätskunderna ska förändra sitt användningsmönster. Detta kommer påverka GENAB:s intäkter men i och med en mer kostnadsreflektiv utformning kommer också kostnaderna förändras i ungefär samma takt. Detta tack vare att den föreslagna strukturen bättre säkerställer att intäkter som kan förändras på kort sikt motsvarar kostnader som kan förändras på kort sikt, t.ex. elöverföringsavgift, och vice versa. Bättre kostnadsreflektivitet minskar alltså den ekonomiska risken i att intäkter minskar i högre takt än kostnaderna.



Figur 9: Storlek på kortsiktiga (energi och effekt) och långsiktiga (fast) avgifter i relation till varandra i dagens prismodell jämfört med föreslagen kostnadsriktigt prismodell förenlig med föreskriften.

Trots att strukturen som helhet är intäktsneutral för GENAB innebär respektive vägval en viss ekonomisk risk. Introduktionen av valbara spetsiga och dynamiska prismodeller medför en starkare säsongsbaserad intäktström för GENAB då merparten av intäkterna för effektavgift kommer under höglastmånaderna. Detta samtidigt som kostnadsstrukturen, som den ser ut idag, är mer jämnt fördelad över året. Detta kan dock komma att ändras till viss del när även överliggande nät behöver anpassa sina prismodeller efter den nya föreskriften. Risken begränsas kraftigt av antagandet att endast en mindre andel av kunderna kommer välja en sådan prismodell. Dessutom uppvägs detta delvis av förflyttningen åt en större andel fast avgift i kundens totala elnätsavgift.

Ändring	Påverkan på GENABs risk	Kommentar
Minskning av elöverföringsavgiftens andel	Positivt	En rörlig del som hittills täckt en del fasta kostnader. Med ändringarna korrigeras detta.
Ökning av den fasta avgifts andel	Positivt	Fasta kostnader täcks av en större fast avgift.
Tidsindelning av effektavgift	Negativt	Bidrar till större svängningar i kassaflödet mellan säsonger men samtidigt tros leda till ett mer effektivt nätnyttjande (syftet med föreskriften).
Klassning av majoriteten av kapitalkostnaderna som framåtblickande (grund för effektavgift)	Negativt	Kapitalkostnaderna är långsiktiga, men tas ut som en avgift baserad på kortsiktiga toppar (månad, timme). En mindre andel framåtblickande kostnader get lite möjlighet för kunden att påverka sitt beteende och kostnad hos monopolet.
Missmatchning mellan prismodeller mot GENABs kunder (mer rörliga och kortsiktiga) och prismodellen från överliggande nät (två högsta toppar per år)	Negativt	Om de kortsiktiga signalerna mot kund inte lyckas sänka årets två högsta uttagstoppar står GENAB för risken. Prismodellen för överliggande nät förväntas dock introducera en andel kortsiktig effektavgift.

Figur 10: En sammanfattning av ekonomiska risker för GENAB med införandet av de nya prismodellerna

En djupare ekonomisk analys kommer att genomföras inför att prisnivåerna sätts (förväntat under Q1 2026). Detta för att tydliggöra påverkan på både GENAB och kund.

Konsekvens vid ställningstagande om inriktning

Ärendet utgör grund för beslut om införande av ny avgiftsstruktur och är ett första steg i att anpassa GENAB:s elnätsavgifter till Eis föreskrifter på området, samt att skapa möjligheter för ett effektivt utnyttjande av elnätet i Göteborg. Det kommer följas av fler ärenden för att besluta om detaljer såsom prisnivåer och faktiskt utseende av elnätsavgiften för respektive kundgrupp. Pågående insatser och förstudier kommer under året leverera resultat som påverkar vilka vägval som är mest fördelaktiga och genomförbara, och kommer således vara underlag för vidare beslut i ärendet.

GENAB kan tidigt kommunicera en kommande prismodellstruktur till kunderna, hösten 2025, och därmed ge dem en möjlighet att anpassa sitt användningsmönster. Företagskunder som kan behöva ta investeringsbeslut eller genomföra egna översyner av verksamheten för att kunna anpassa sig till nya förutsättningar behöver ofta god framförhållning.

GENAB kan ge en inriktning internt för planering och utförande av kommunikationsinsatser, systemutveckling samt förberedelse av kundservice. Detta är ett arbete som kräver tid för att bli lyckosam inför det obligatoriska införandet innan 1 januari 2027.

Konsekvens om ej ställningstagande om inriktning

GENAB kan inte kommunicera prismodellstruktur till kunderna med en bra framförhållning. För företagskunder blir framförhållningen väldigt kort och det kan påverka deras möjligheter att anpassa sig till de förändrade förutsättningarna och då riskerar kundnöjdheten att påverkas negativt. Detta riskerar också att försämra måluppfyllnaden för prisprojektet.

Den interna planeringen för t.ex. systemutveckling, kommunikation och kundservice försvåras. Förberedelseiden inför ett större införande under Q2-Q3 2026 blir kortare och därmed möjligheten att utbilda kunderna i hur man kan anpassa sin användning till de nya förutsättningarna.

Sammantaget riskerar detta att signifikant påverka måluppfyllnaden för prisprojektet inom kundnöjdhet och benägenhet att ändra beteende innan och efter införandet.

Kommunikationsplan

En viktig framgångsfaktor i införandet av den nya avgiftsstrukturen är kundernas förståelse för elnätets utmaningar och varför strukturen behöver ändras samt hur de kan påverka sin egen situation och elnätskostnad. Kommunikationsplanen för införandet är därför omfattande och innefattar en bred palett av aktiviteter.

Kommunikations- och marknadsföringsinsatserna syftar till att:

- Kunden ska känna sig väl informerad om varför elnätsavgiften får en ny utformning och hur den tidsindelade effektagiften fungerar och hur de i vardagen kan påverka sin kostnad
- Kunden förstår att bakgrunden till ny utformning är ny lagstiftning
- Kunden har förståelse för kapacitetsutmaningen och hur kunden kan bidra till att minska risken för kapacitetsbrist och till ett mer effektivt nyttjande av elnätet
- Kunden förstår skillnaden på energi och effekt och på så sätt hur den ska använda effekt klokt
- Kunden har förtroende för Göteborg Energi
- Mitigera risker för negativ uppmärksamhet i media

Aktiviteterna ska långsiktigt bidra till GENAB:s mål om att säkra el till alla och bibehålla kundnöjdhet, som årligen mäts via Svenskt kvalitetsindex (SKI). Utöver den årliga SKI-undersökningen görs också en mätning varje vecka kring den upplevda kunskapsnivån hos villa- och lägenhetskunder (SKI Service-undersökning).

Kommunikation- och marknadsföringsinsatserna pågår långsiktigt för att stödja kunden och möta kunden utifrån dennes förutsättningar. Aktiviteterna har delats in i en *kunskapshöjning* (förståelse för kapacitetsutmaningen och skillnad mellan effekt och energi) och en del som beskriver *elnätsavgiftens utformning* (förklarande hur avgiften fungerar och hur kunden ska agera). Aktiviteterna delas också in i en del som handlar om den tidsindelade elnätsavgiften (valbar) och en del med fokus på införande till alla privat- och företagskunder.

Kunskapshöjning

Det finns en bristande kunskap i skillnaden mellan energi och effekt. För att lyckas med ambitionen att få både privatpersoner och företag att platta kurvan och sprida ut sin effektanvändning jämnare över dygnet behöver begreppet effekt förklaras på ett konkret och lättfattligt sätt. Det finns dessutom en låg kunskap kring elnät och elnätets roll för energiomställningen och kring kapacitetsutmaningen i Göteborg och varför det är viktigt att minska effektanvändningen, kopplingen till sysselsättning och energiomställning.

Kunskapshöjningen ska få mottagaren att förstå skillnaden mellan energi och effekt och kopplingen till kapacitetsutmaningen. Kunden ska börja fundera och reflektera över sin egen energianvändning och hur effekt spelar roll i vardagen kopplat till kapacitetsutmaningen. Det banar väg för att i ett längre perspektiv underlätta kommunikationen om den nya prismodellen.

Ett antal filmer har tagits fram för att på ett enkelt och lättillgängligt sätt förklara skillnaden mellan energi och effekt. E-postutskick och medieköp har drivit intresse och trafik till landningssidan om effekt på goteborgenergi.se. Bland annat 5,2 miljoner visningar varav 1,1 miljoner (ca 21%) som har sett färdigt hela filmen, och då är inte bioreklamen inräknad.

Nästa steg i kunskapshöjningen beskriver begreppet timmedeleffekt och skillnad mellan elhandel och elnät.

En kunskapshöjning riktad till små- och medelstora företag är planerad att lanseras under hösten 2025.

En nollmätning har genomförts i samarbete med Uppsala universitet för att mäta kundernas kunskapsnivå inom elnät och energi. Uppföljande undersökningar kommer att göras under projektets gång.

Frågan om den lokala solcellsproduktionen och på vilket sätt den hjälper eller stjälper elnätet är komplex och behöver lyftas för att skapa förståelse bland mikro- och småskaliga producenter.

Tidsindelad elnätsavgift

I februari 2025 introducerades möjligheten att välja tidsindelad elnätsavgift, där priset på effekt varierar utifrån tid på dygnet och månad på året, för villakunder och företag t.o.m. 63A.

Ett antal riktade utskick till elbilsägare och företag med mindre effektbehov har genomförts, för att skapa intresse och uppmuntra rätt kunder att välja den uppdaterade prismodellen.

I mars genomfördes ett webinar riktat till villakunder, som lockade stort intresse och deltagande.

API hjälper kunden att styra och optimera sin elanvändning

Den 1 mars lanserade Göteborg Energi och Tekniska verken en ny öppen och kostnadsfri tjänst i form av en datalösning, som gör det lättare för företag och privatpersoner att styra sitt effektuttag och sänka sina elnätskostnader. Elnätskunderna i Göteborg och Linköping blir därmed först i landet att få chansen att använda tjänsten. Lösningen, ett så kallat API, har tagits fram i samarbete Research Institutes of Sweden (RISE) och har potential att bli standard i Norden och EU.

API:et gör det möjligt för leverantörer av lösningar för energioptimering, elbilsladdning och smarta hem, att få tillgång till de olika nätbolagens elnätsavgifter i form av data som kan läsas in av maskiner.

API:et lanserades via pressutskick, inlägg i sociala medier och e-postutskick.

Införande alla privat- och företagskunder

Alla privat- och företagskunder kommer att få en uppdaterad prismodell. Utformningen av prismodellen styr hur stor påverkan det har på kunden och i vilken omfattning kunden kommer att behöva anpassa sin energi- och effektanvändning.

Målsättningen är att kunna rikta och segmentera aktiviteter och kommunikation så att det träffar rätt i målgruppen.

Bland villakunderna har följande målgrupper identifierats som särskilt viktiga: elbilsägare, mikroproducenter, batteriägare och uppvärmningsform direktverkande el. Bland företagskunderna har t.ex. storkök, industrier och företag med kyl- och frysanläggningar identifierats som viktiga målgrupper.

Exempel på budskap och innehåll som kunden ska nås av under 2026:

- Så funkar den uppdaterade prismodellen
- Din elnätsavgift består av dessa delar
- Hög- och lågprisperiod – vad betyder det?
- Lär dig mer om effektanvändning
- Räkneexempel hushållstyper och företagstyper
- Jämförelseverktyg inloggat och utloggat läge
- Smart styrning

Göteborg som ovan



Lars Edström, vd



Jennie Sjöstedt, cNV

Bilaga 1 – Översikt Energimarknadsinspektionens föreskrifter för utformning av nättariffer

Den juridiskt bindande föreskriften EIFS 2022:1⁷ handlar om utformning av nätavgifter⁸ för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Enligt GENABs tolkning har den två syften. Det första är kostnadsriktighet, vilket refererar till principen att avgifter för elöverföringstjänster bör avspegla de underliggande kostnaderna för att leverera dessa tjänster samt principen att ingen kundgrupp ska subventionera en annan kundgrupp. Det andra syftet är effektivt utnyttjande av elnätet, vilket i princip betyder att elnätsbolag borde sträva efter att föra över så mycket energi som möjligt med så lite elnätskapacitet som möjligt, givet övriga leveranssäkerhetskriterier.

Föreskriften definierar en fördelning av elnätsbolagets kostnader i fyra kategorier (kunds specifika, kortsiktigt rörliga, framåtblickande och residuala) och definierar även en ram för hur dessa kostnader ska tas ut som avgifter enligt varje elnätsbolags specifika förutsättningar, vilket ger elnätsbolagen en viss tolkningsfrihet. Exempelvis täcks de framåtblickande kostnaderna genom effektagifter som måste vara tidsdifferentierade och de kortsiktigt rörliga kostnaderna tas ut per kWh för att täcka förluster i eget och överliggande nät.

Den juridiskt bindande föreskriften föregås av tre promemoriadokument (PM)⁹, en konsekvensutredning samt kompletteras av en vägledning och s.k. ställningstagande om nätavgifter från Ei.

Kostnadstyp	Definition och/eller exempel	Motsvarande avgift	Kommentarer
Kunds specifika	Mätning, beräkningar och rapportering av mätvärden, fakturering och relaterad administration	Praxis bland elnätsbolag är att ta ut kunds specifika kostnader som en del av den fasta avgiften	Kunder med liknande kostnader ska ha samma avgifter
Kortsiktiga rörliga	Energiförluster i alla elnätstäckningar samt andra kortsiktiga rörliga kostnader (tex ersättning till producenter)	Energiavgift ("elöverföringsavgift" hos GENAB)	Per kWh, kan tidsdifferentieras
Framåtblickande	Kostnader som krävs i nätverksamheten för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande på lång sikt. Effektagifter till annat ledningsnät.	Effektagift	Enligt kundens kortsiktiga användning av elnätet. Måste tidsdifferentieras.
Residuala	Alla andra omkostnader. Drift och underhåll, IT-kostnader, övrig administration	Fast avgift	Enligt abonnerad effekt eller motsvarande, tex. säkringsstorlek. En del av denna avgift kan tas ut som effektagift om elnätsbolaget anser att det leder till mer effektivt nätutnyttjande.

⁷ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, [EIFS 2022:1](#)

⁸ "Nättariffer" i själva dokumentet, men begreppet håller på att ändras till nätavgifter.

⁹ [Nu inför många elnätsföretag effektagifter – det här behöver de förhålla sig till - Energimarknadsinspektionen](#)