

Beslutsunderlag
Datum: 2025-08-27
Diarienummer: 20-2025-0456

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

Ny avgiftsstruktur elnät

Förslag till beslut

Jag föreslår att Göteborg Energi Nät AB:s styrelse beslutar att

1. förändra principerna för kostnadsfördelning enligt nedan beskrivning mot en mer kostnadsreflektiv modell i enlighet med myndighetsföreskrifter, vilket leder till omfördelning av kostnader mellan och inom kundgrupper,
2. kunden ska ha en valbarhet i prismodellsstrukturen för de kundgrupper där det är relevant för att åstadkomma en högre kundnöjdhet och nyttjandegrad av elnätet,
3. grundprincipen är att Time of Use är standardmodell och timpris är valbar modell men avsteg görs när detta inte är applicerbart för kundgruppen,
4. ansöka om undantag från införandet av effektagift för lägenhetskunder.

Sammanfattning

Ärendet utgör grund för beslut om införande av ny nätavgiftsstruktur för Göteborg Energi Nät AB (GENAB, bolaget) och innefattar beslut kring

1. Principer för fördelning av kostnader i de olika avgiftskomponenterna mellan kundgrupperna
2. Valbarhet inom prismodellerna
3. Utformning av nätavgifterna utifrån kundpåverkan, kommunikationsbehov och ekonomisk påverkan för 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 GENAB att erbjuda en valbarhet av prismodell beroende på kundgrupp 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 nätutnyttjandet

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 arbeta vidare med prismodeller och lansering av dessa krävs 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 där alternativen begränsas.

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 tid jämnas skillnaden dock ut. 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. Det i sin tur förväntas minska behovet av nätutbyggnad och minska förluster i 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. I dessa fall ger en standardmodell med mindre volatilitet i prissättningen en större förutsägbarhet för ekonomiskt utsatta kunder. Hänsyn måste dock tas till att nätavgifternas syfte¹ i korthet, enligt Ei, är att finansiera elnätets utbyggnad och drift samt förse elnätskunderna med en skäligen prissignal.

Det är av stor vikt att försöka balansera nivåerna och modellerna i prissättningen mellan att ge tydliga prissignaler som leder till ett mer effektivt nätutnyttjande med en socioekonomisk hänsyn till kundernas förmåga. Med en valbar modell som är spetsigare är detta en hänsyn som tas där båda aspekterna kan balanseras samtidigt som föreskriften ändå uppfylls.

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 nätavgiftsstruktur 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 elnätstkunder. Vilket innefattar beslut kring

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

För att kunna förklara rekommenderad utformning av nätavgifter kommer även ett antal prismodeller som har utvärderats att beskrivas. En beskrivning av projektets kommunikationsplan och ekonomiska förutsättningar är också inkluderade 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 där alternativen begränsas.

Bakgrund och prisprojektets mål

Prisprojektet grundar sig i fyra faktorer; nya föreskrifter för utformande av elnätsavgifter från Ei, behov av förbättrad kostnadsreflektivitet, kapacitetsutmaningen samt kundefterfrågan av tidsindelad effektagift. Dessa fyra faktorer beskrivs djupare i här efterföljande stycken. 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 tidsindelad effektagift införs i elnät där kapacitetsbrist uppstår och att denna avgift ska leda till effektivt nyttjande av elnätet. Genom att införa en tidsindelad

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

effektavgift är målet att hålla nere kostnaderna för slutkund genom att undvika kostsam 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 baseras på. Detta innebär att befintlig avgiftsstruktur behöver förändras för att uppfylla kraven. En mer utförlig summering av riktlinjerna från föreskriften återfinns i bilaga 1.

Behov av förbättrad kostnadsreflektivitet

Översynen av de nuvarande nätavgifterna har visat att elöverföringskomponenten (består i överförd 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 GENAB:s kostnader inte minskar i samma takt som intäkterna minskar om energiförbrukningsvolymerna går ner, som exempelvis var fallet under energikrisen 2022–2023. Nätavgiftskomponenterna behöver därför justeras för att uppnå bättre kostnadsreflektivitet och därmed skicka tydliga prissignaler till elnätskunderna.

Föreskriften lämnar dock utrymme för att göra en avvägning om avsteg kan göras om detta anses bidra till ett ökat nätutnyttjande. Till exempel finns möjlighet att omfördela delar av den fast avgiften till effektavgiften för att uppnå detta genom tydligare prissignaler.

Kapacitetsutmaningen

Med nuvarande omvärldsläge och uppdaterade prognoser från GENAB:s 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 elnätskunder, men är också ett 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 för bättre nätutnyttjande hos kunderna men utgör ändå ett viktigt verktyg för GENAB att möta kapacitetsutmaningen. GENAB strävar efter att erbjuda kunderna en välfungerande prissignal som möjliggör och skapar effektivitet i elektrifieringen. Exempelvis kommer att ladda elbilen vid tidpunkter med mer plats i nätet och på lägre effekt minska trycket på elnätet och minska kostnaden för kunden.

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 resultatet 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 pekat på tre olika

grupper av insatser som efterfrågas: en tydligare prissignal via nya nätavgifter, hjälpmedel och kunskapshöjning. Behovet av insatser har bekräftats genom fokusgrupper med privatkunder och företagskundintervjuer samt 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.

Hur väl kundkollektivet känner sig informerad om utmaningarna i elnätet och hur de kan påverka sin situation och elnätskostnad är starkt kopplat till möjligheten att nå ett positivt resultat för målen om effektivt nätutnyttjande och bibehållen kundnöjdhet. 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. Därför är det av stor vikt att lägga fokus på kundkommunikation och hjälpmedel som stöttar kunden i införandet av den nya prismodellstrukturen.

1. Principer för fördelning av kostnader

Ett grundläggande antagande bör vara att kostnader ska fördelas per spänningsnivå för att respektive nivå endast ska bekosta den del av nätet man har bruk av.

Framåtblickande kostnader, som är grunden för effektagiften, kompletteras med omkring 80% av kapitalkostnaderna, som annars tillhör residuala (fasta) kostnader, för att kunna skicka tydliga prissignaler om nätets belastning samt ge kunderna möjlighet att påverka sin elnätskostnad. Procentsatsen beräknas utifrån en simulering av lastpåverkan om alla kunder hade samma kvot mellan maxeffekt och ärsenergi som de 20% med mest lastpåverkande kvot.

Antalet tillgängliga produktionsanläggningar i Göteborg (och västra Sverige) är ytterst begränsat, därför föreslås att användas en för inmatning fördelaktig kostnadsfördelning. Inmatningskollektivet belastas endast med kostnader för det nyttjande av nätet som överstiger uttagskollektivets nyttjande.

En förändring av principerna för kostnadsfördelning leder till en omfördelning av kostnaderna mellan kundgrupperna jämfört med dagens fördelning. Principerna anses vara grundläggande för nätavgiftsutformningen samt utgöra ett konsekvent, kostnadsreflektivt och transparent sätt att fördela kostnaderna mellan kundgrupperna.

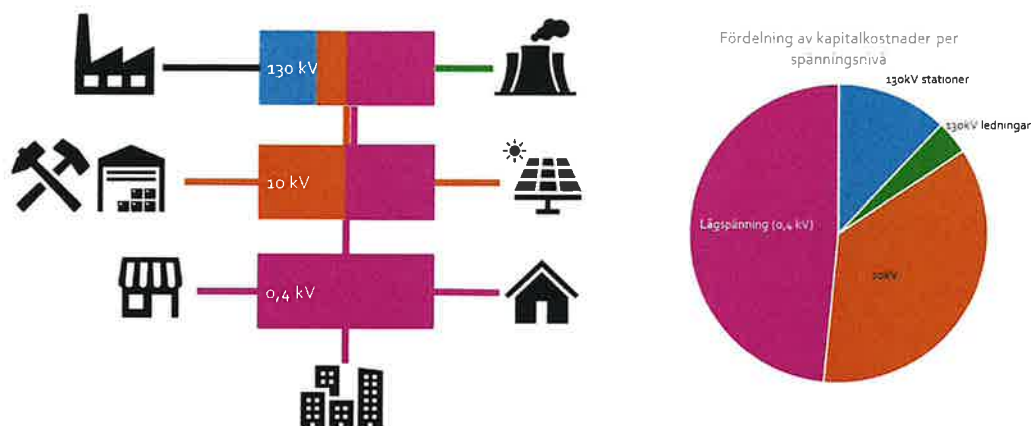
I *Bilaga 1* återfinns en summering av Ei:s föreskrift som beskriver kostnadstyperna hos elnätsbolag; kundspecifika, kortsiktiga rörliga, residuala och framåtblickande, och ligger till grund för rekommendationerna i detta avsnitt. Ei har satt ramarna för vilka komponenter som ska ingå i en nätavgift och vägleder på en övergripande nivå hur kostnaderna ska fördelas. Det finns emellertid stort tolkningsutrymme vilket leder till att kostnadsanalyser och vägval måste göras hos varje nätbolag. Tillsyner kommer först göras efter att föreskriften är obligatorisk och i nuläget finns alltså inga prejudicerande beslut om olika tolkningar riktighet från Ei. Därför återstår för GENAB att utifrån Ei:s vägledning göra rimliga och välavvägda tolkningar och antaganden, och de är som följer. Nedan struktur är framtagen tillsammans med branschexperter som också 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 (0,4 kV, 10 kV och 130 kV) de faktiskt använder. Lågspänningskunder (0,4 kV) bekostar således sin

andel i 0,4 kV-nätet samt sin andel av 10 kV- och 130 kV-nätet. Kunderna anslutna på 10 kV bekostar sin andel i 10 kV- och 130 kV-nätet medan 130 kV-kunderna enbart bekostar sin andel i 130 kV-nätet. Principen visualiseras till vänster i Figur 1.

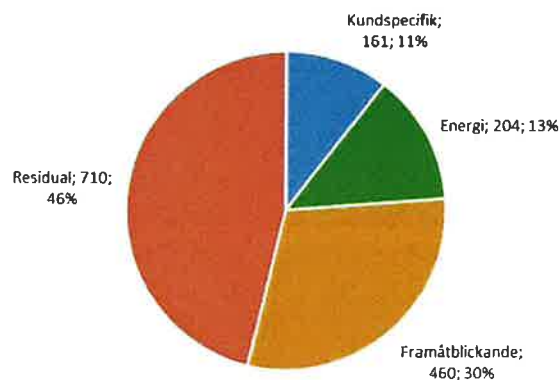
Kapitalkostnader, som är den största delen av de framåtblickande kostnaderna, innefattar avskrivningar av anläggningstillgångar, ränta på inlånat kapital samt avkastning till ägaren. Som diagrammet till höger i bilden nedan visar härrör hälften av kapitalkostnaderna från lågspänningsnätet (0,4 kV).



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, baserad på föreslagna principer, av GENAB:s totala kostnader utifrån budget 2025.



Figur 2 Fördelning av GENAB:s totala kostnader i kundspecifika, framåtblickande, energi- och residuala kostnader (budget 2025), Mkr samt procentuell andel

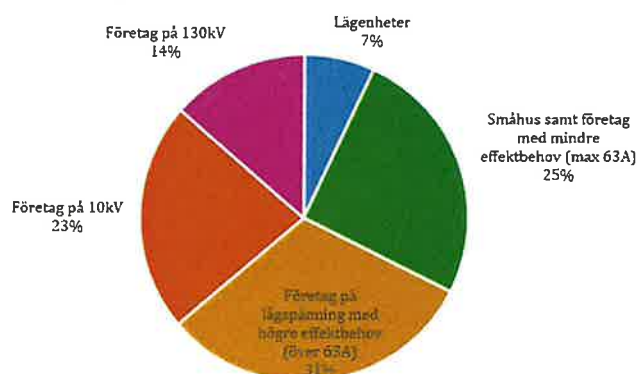
Framåtblickande kostnader

Framåtblickande kostnader, som är grunden för effektavgiften, 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 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. Utifrån detta har potentiellt ökad topplast om alla kunder hade samma kvot mellan maxeffekt och årsenergi som de 20% med mest lastpåverkande kvot simulerats. Det resulterar i principen att klassa omkring 80% av kapitalkostnaderna 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 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.



Figur 3 Varje kundgrupps bidrag till det totala elnätsuttaget under de högst belastade 100 timmarna, 2023

Respektive kundgrupps bidrag till det totala effektuttaget under hög elnätsbelastning behöver även ses i ljuset av hur många anläggningar det finns i respektive kundgrupp – se Figur 4. Desto fler kunder per kundgrupp ju mindre påverkan kan varje enskild kund ha. Exempelvis är lägenhetskunderna väldigt många men har en låg procentuell påverkan på den totala belastningen och kan därför påverka ytterst lite per kund.

Kundgrupp, konsumtion	Antal	Kundgrupp, produktion	Antal
Lågspänning, max 63A	74 000	Mikroproduktion	6 500
Lågspänning, över 63A	8 000	Småskalig produktion, max 1500 kW	800
Lägenheter	190 000	Inmatningskunder 10 kV, över 1500 kW	Handfull
Högspänning 10 kV	400	Inmatningskunder 130 kV	Handfull
Högspänning 130 kV	Handfull		

Figur 4 Antal kundanläggningar

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. Det föreslås att fördela dem 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. För högspänningskunderna antas teoretiskt maxuttag vara deras avtalade anslutningseffekt. För lågspänningskunder baseras teoretiskt maxuttag på

- a) historiskt uttag under de senaste 36 månaderna,
- b) en avvikelsefaktor som baseras på uttagets standardavvikelse för att t.ex. att säkerställa en långsiktig bild av användandet av nätet samt
- c) en sammalagringsfaktor som appliceras på residuala kostnadsposter som är relaterade till sammanlagring.

Kundspecifika kostnader

De kundspecifika kostnaderna gällande mätning och hantering av mätvärden, kundservice och fakturering samt likartade kostnader i överliggande nät fördelas mellan kundgrupperna baserat på antalet kunder i respektive grupp eftersom de av sin natur är relativt likvärdiga oavsett kundtyp. Därtill kommer kapitalkostnader för investering i de fysiska måtarna och eftersom mätsystemet är olika avancerat beroende på kundgrupp skiljer sig storleken på avgiften baserat på detta.³

Slutligen tillkommer myndighetsavgifter, som alla nätbolag behöver betala till Elsäkerhetsverket, som är olika stora beroende på om det är en låg- eller högspänningskund.

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 kundens energiförbrukning förändras.

Uttag- och inmatningskunder

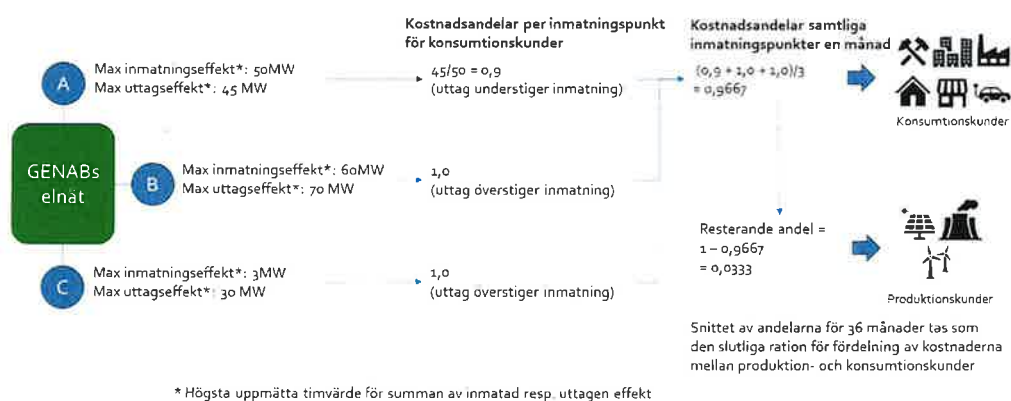
Enligt föreskriften ska uttags- respektive inmatningskunder belastas med kostnader utifrån användande av nätet. För att kunna beräkna detta måste alltså en fördelningsprincip ansättas. Som grundförutsättning fördelas kostnaderna per spänningsnivå i likhet med vad som beskrivits ovan. Utöver detta ställs den maximala uttagseffekten och inmatningseffekten under en vald period (månad) mot varandra för att avgöra vilken andel av kostnaden konsumenter respektive producenter ska stå för. Denna viktning görs i gränspunkterna mellan GENAB och överliggande nät som ett genomsnitt för valda perioder (tre år). GENAB avser att använda en period av tre år

³ Lägenheter och max 63A har det minst avancerade mätsystemet, över 63A har ett något mer avancerat system och högspänning har det mest avancerade systemet.

för att åstadkomma en långsiktig bild av nätets användande. Utifrån detta fördelas kostnaderna enligt följande resonemang, som också illustreras i bilden nedan.

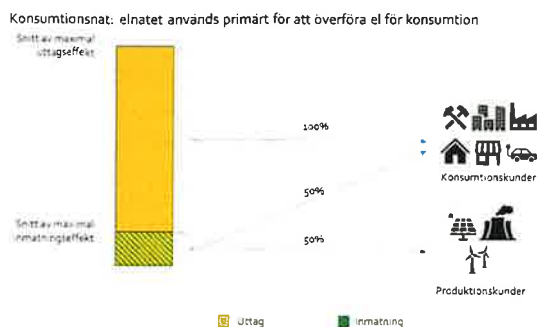
Elnätet i Göteborg används primärt av uttagskunder, d.v.s. den maximala uttagseffekten överstiger normalt den maximala inmatningseffekten. Vid dessa tillfällen fördelas kostnaderna till uttagskollektivet. När inmatningseffekten istället överstiger uttaget fördelas kostnaderna för den överstigande andelen av effekten till inmatningskollektivet. Resonemanget grundar sig i det faktum att nätet främst är ett uttagsnät och alltså behövs den delade effektnivån oavhängigt inmatningseffekten. Ett exempel; om maximal inmatningseffekt en månad är 50 MW och maximal uttagseffekt samtidigt är 45 MW, blir andelen kostnader som fördelas till uttagskunderna 45/50 eller 90%. Resterande 10% bekostar inmatningskunderna för just denna gränspunkt och månad. För den totala fördelningen av kostnadsmassan mellan uttags- och inmatningskunder görs samma beräkning för alla gränspunkter och månader under vald period (36 månader). Vissa kostnadsposter (t.ex. kundspecifika kostnader, IT-kostnader och övrig administration) fördelas även utifrån andra faktorer som t.ex. antalet kunder inom inmatnings- respektive uttagskollektivet.

Förhållandet mellan uttag och inmatning kommer regelbundet ses över, särskilt vid de fall då en större produktionsanläggning skulle ansluta eftersom det kan ha en betydande påverkan på kostnadsfördelningen.



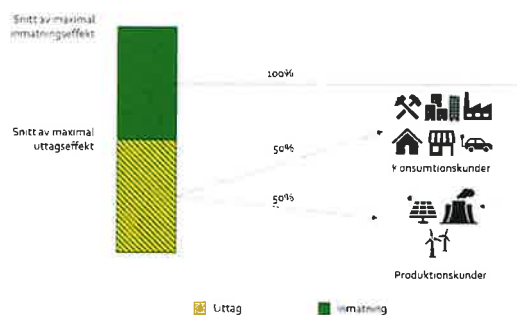
Figur 5 Förhållande mellan kostnader för inmatning och uttag under en månad (konceptuellt med totalt tre gränspunkter)

Ett alternativt resonemang för fördelningen av kostnader mellan uttags- och inmatningskunder vore att dela lika mellan uttag och inmatning upp till och med den effekt som delas (d.v.s. det lägre talet av de två i exemplet ovan). Se figurerna nedan för en visuell förklaring vid två fall; när snittet av den maximala uttagseffekten överstiger (Figur 6) respektive understiger inmatningseffekten (Figur 7). Detta skulle innebära att en större andel kostnader fördelas till inmatningskollektivet. För ett mer robust och hållbart elnät är lokal produktion ett välkommen alternativ till import från överliggande nät, särskilt under vintermånaderna. Ett mer självförsörjande lokalt elnät är fördelaktigt när det finns risker för kapacitetsbrist från överliggande nät. Antalet tillgängliga produktionsanläggningar i Göteborg (och västra Sverige) är ytterst begränsat och därför föreslås att använda den för inmatning mer fördelaktiga kostnadsfördelningen. Inmatningskunder får även ersättning som baseras på värdet av minskade nätförluster, i både GENAB:s och överliggande nät, samt eventuell abonnemangsminskning i överliggande nät via nätnyttoersättningen.



Figur 6 Illustration av principen för fördelning av kostnader mellan inmatning- och uttagskunder. Randigt illustrerar överlapp mellan uttag och inmatning.

Produktionsnat: elnätet används primärt för att överföra el för som producenterna matar in



Figur 7 Illustration av principen för fördelning av kostnader mellan inmatning- och uttagskunder i ett läge där elnätet används primärt för inmatning. Randigt illustrerar överlapp mellan uttag och inmatning.

2. Prismodeller och valbarhet

Valbarhet är ett viktigt instrument för att skapa kundnöjdhet och rätt incitament för rätt kundgrupp.

Valbarhet gör att aktiva kunder kan välja en mer avancerad prismodell samtidigt som enkelheten behålls för mer passiva kunder.

Valbarhet mellan prismodeller, med ett högre behov av förvaltning (två modeller), anses därför uppfylla GENAB:s prisstrategi på ett mer effektivt sätt än en enda modell som är samma för alla kunder.

GENAB föreslår att trubbig ToU blir standardmodell för att uppfylla föreskriftskravet på tidsindelning medan huvudsaklig inriktning för den valbara modellen utgörs av timpris.

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 naturligt monopol är någorlunda känt. Att erbjuda en valbarhet inom monopolet kan bidra till en bättre kundupplevelse bland många kunder, samtidigt som det fortfarande finns ett standardalternativ för den kund som inte vill ta ett eget beslut och välja prismodell. Utöver detta finns det också i

dagens energisystem två olika grupperingar av kundtyper som vi väljer att kalla aktiva och passiva kunder.

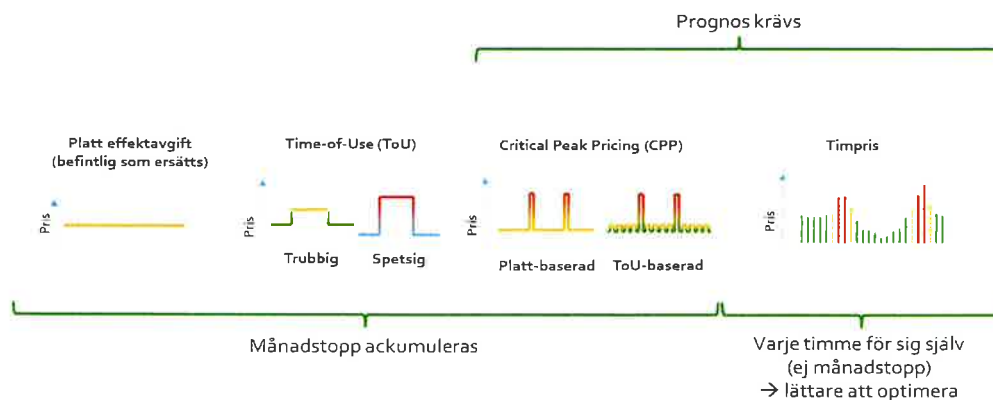
En aktiv kund agerar på prissignaler och flyttar sin elanvändning och bidrar till ett mer effektivt nyttjande av elnätet. Dock är det idag få kunder i kollektivet som är aktiva, den stora massan tillhör den mer passiva kundtypen och karaktäriseras av låg förmåga (på grund av kunskapsbrist, ointresse, 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. Målet är att skapa en valbarhet samtidigt som enkelheten behålls.

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*. Vilket också går i linje med att ha en valbarhet bland prismodeller och bakgrunden till att GENAB föreslår en valbarhet bland prismodeller som erbjuds till kund.

Som ett första steg introducerades möjligheten att välja en tidsindeldad elnätsavgift, där priset på effekt varierar utifrån tid på dygnet och månad på året, för villakunder och företag max 63 A i mars 2025. Uppfattningen är att både privat- och företagskunder välkomnar valbarheten och det tillkommer fler kunder varje månad. Även bransch och Ei har reagerat positivt på detta tillvägagångssätt som har kallats "ett mjukt införande" och hänsynsfullt mot kund.

Bakgrund kring prismodeller för tidsindelning av nätavgifter

GENAB har utvärderat fyra modeller för prissättning av effekt. Bilden nedan visar en sammanfattning av dessa och ska ses i kontexten att både kunna uppfylla föreskrifterna, som kräver tidsindelning och en viss avgiftsstruktur, samt öka nätutnyttjandet generellt.



Figur 8 Illustrativ jämförelse mellan olika prismodellers effektkomponent

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.

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 belastning 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.

Tidpunkterna som satts på förhand är baserade på historiska data för när elnätet är som högst belastat. För den valbara ToU-avgiften som GENAB lanserade under 2025 har en analys gjorts för vilka tidpunkter de högsta topparna i lokalnätet inträffar vilket inträffade mellan kl 7-20 på vardagar under nov-mars – varav detta att satts som höglasttid.

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 132 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 tidsindeldad 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 som inte agerar riskerar en mycket stor kostnad om effekttoppen inträffar under höglasttid.

Trubbig – skillnaden mellan prisnivåerna är mindre än i den spetsiga modellen. 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. 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. Enligt aktuell forskning⁴ reagerar privata kunder svagt på den här typen av trubbig prissignal och för företagskunder är det fortfarande oklart vilken påverkan det kan få. Därav ger denna typ av modell uppskattningsvis mindre utväxling till ett mer effektivt nätutnyttjande och är det svagare verktyg kopplat till potentiell kapacitetsbrist.

Denna variant av ToU föreslås som standardmodell för passiva kunder eftersom den representerar en rimlig avvägning mellan

⁴ 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](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0924646022000811)

- 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.

Critical Peak Pricing (CPP)

Denna modell baseras 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, uppskattningsvis skulle ca. 10 tillfällen för ett nät som Göteborgs vara aktuellt.

Det begränsade antalet tillfällen med påslag per vintermånad (eller år) syftar till att ge kunderna en trygghet av ett relativt begränsat åtagande att 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 och sätter ett högre pris på när det faktiskt är höglast i elnätet med en stark koppling till väderprognos.

Denna prismodell, speciellt i sin enklare "platta" variant ger enligt aktuell forskning⁵ 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 forskningens sida är en högaktuell prismodell ställer det, förutom krav på IT-utveckling, 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 prismodell för GENAB kommande år.

Timpris

Som valbar modell anses timpris vara bättre än spetsig ToU eftersom den är baserad på prognos i stället för förutbestämda tidsintervall som inte nödvändigtvis sammanfaller med faktiska belastningstoppar i nätet. Timpris är den mest dynamiska modellen och är främst riktad mot den aktiva elnätskunden som kan och aktivt vill styra sitt effektuttag (och där det är applicerbart även styra sin effektinmatning) timme för timme. Avsikten är att GENAB varje dag ska ange priset för effekt per timme för nästkommande dygn. Timpriset ska avspeglar hur belastat Göteborgs elnät förutses vara varje timme under nästkommande dygn. För flertalet kundgrupper är denna prismodell fördelaktig att införa som valbar prismodell. Detta tack vare en förenklad incitamentsstruktur och optimering jämfört med en ToU-modell där ett snitt av månadens uppnådda effekttoppar försvårar den automatiska styrningen. Givetvis är (semi-) automatisk effektkontroll ett måste hos kunden, men lösningar för detta finns på marknaden och kommer att vidareutvecklas. Även kostnadsfria open-source alternativ finns. Vi bedömer

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

steget mellan spetsig ToU och timpris som kort för den aktiva kunden som har någon form av styrning och automatisering.

Dynamisk timprissättning på elnät är en banbrytande och tidigare otestad metod i större skala, därför är det av vikt att införa den i dialog med de aktiva kunderna. Det pågår två pilotprojekt som är värda att nämna. Sala-Heby Energi AB, en relativt liten elnätsaktör som var tidigt ute med säsongsdifferentierade elnätsavgifter. I ett projektsamarbete med forskare vid Uppsala universitet har man undersökt gränslandet mellan elnätsprissättning och mänskligt beteende. GENAB samarbetar med samma forskare och deltar i referensgruppen för projektet. Ett annat projekt pågår på Gotland där man testar dynamisk prissättning med ännu kortare tidsintervaller (30 minuter) med ett fåtal kunder.

GENAB har undersökt intresset för timpris hos de aktiva kunderna, som redan valt den befintliga valbara nätavgiften, vilket stödjer en utveckling av prismodellen i denna riktning.

Timpris är också i linje med GENAB:s ledningsgrupps önskemål och bolagets IT-färdplan där ny produkt- och tjänsteutveckling är ett högt prioriterat område. Förutsättningarna för att införa timpris har undersökts och förarbeten för ett genomförande har påbörjats. Områden som berörs är prognosverktyg för kortsiktiga effektuttagsprognoser, vidareutveckling av API:et för maskinläsbar delning av elnätspriser samt fakturering och kundgränssnitt.

Förutsatt resonemangen ovan är timpris den rekommenderade vägen för den valbara modellen som riktar sig mot aktiva kunder.

3. Ny avgiftsstruktur

Avgiftsstrukturen består av en standardprismodell och en valbar per kundgrupp, där det bedöms aktuellt. En trubbig ToU anses som den i praktiken mest genomförbara modellen för passiva kunder och föreslås därför vara standardmodell. Timpris föreslås vara valbar och är tänkt huvudalternativ för aktiva kunder.

Det anses lämpligt att ansöka om undantag från att införa effektagift för lägenhetskunder eftersom den ekonomiska och kommunikativa insatsen är större än den uppskattade vinsten i beteendeförändring.

Där det idag saknas fast avgift för inmatning implementeras detta för förbättrad kostnadsreflektivitet. Av samma anledning bör nätnyttoersättningen tidsindelas i de fall den inte redan är det.

Införandet av de nya prismodellerna ska vara intäktsneutralt, den fasta avgiften höjs och den rörliga sänks, givet att flexibiliteten från kunder 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 strävas efter att uppnås. GENAB kommer inom verksamhetens kontroll kunna hantera eventuella risker genom löpande översyn av prisnivåerna.

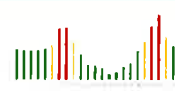
Grunden i den föreslagna nätavgiftsstrukturen är en standardprismodell per kundgrupp, anpassad efter respektive grupps förutsättningar, som kompletteras med en valbar prismodell för de kundgrupper där det är applicerbart.

Kundgrupper och prismodeller för konsumtion

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

Beskrivning av konsumtionskunder					
Spänningsnivå	Lågspänningskunder – 63% av toppeffekten			Högspänningskunder – 37% av toppeffekten	
Generell beskrivning	Ca 190 000 anläggningar, står för ca 7% av det totala uttaget under de 100 högst belastade timmarna. Majoriteten antas vara låg-intresserade av elnätsavgifter, dock redan mycket hållbara p.g.a. lågt energivtryck.	Omkring 74 000 anläggningar, 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.	Knappt 8000 anläggningar, står för den största andelen av nätets totala effektuttag (ca 31%) under de 100 högst belastade timmarna och är därmed väldigt viktig utifrån införandet av nya prismodeller.	10kV (400 anläggningar) står för 23% och 130kV (handfull anläggningar) står för 14% av det totala effektuttaget under de 100 högst belastade timmarna. Ofta stora uttagna effekter per anläggning och generellt låg sammanlagring med andra kunder vid högt belastade tider i nätet.	Upptaget utrymme i elnätet kan anses vara stadigvarande trots att faktiskt uttag kan förändras upp och ner under året då dimensioneringen av nätet inte kan förutsätta samma nivå av sammanlagring som för lågspänningsanläggningar. Detta gör att kostnadsbilden för GENAB inte förändras vid kortvariga förändringar av uttag under ett år. Därför behöver utformningen av den fasta avgiften anpassas för bättre kostnadsreflektivitet.
Kundgrupp	Lägenhet	≤63A	>63A	10kV	130kV
Standardkund (passiv)	En genomsnittlig göteborgare med svagt intresse för el- och elnätsavgifter.	97% av anläggningarna. Antaget relativt lågt intresse för elnätsavgifter.	99% av anläggningarna. Verksamheten tillåter antagligen inte flexibelt effektuttag. Elnätskostnaden är troligtvis inte betydelsefull för totala kostnadsbilden.		
Aktiv kund	Antagligen el- och elnätsintresserade personer, bedöms dock vara mycket få.	Knappt 3% av anläggningarna har redan valt den valbara spetsiga ToU-modellen som introducerades i mars 2025. Genom ökad och mer anpassad kommunikation förväntas andelen växa till 10-15% de kommande åren. Den typiska kunden har ofta elbilsaddning, energilagring, solceller och effektstyrning.	Under 1% av anläggningarna i dagsläget med oklar potential för tillväxt. Verksamheten tillåter troligen flexibelt effektuttag. Deltar som leverantör på flexibilitetsmarknad vissa timmar. Eventuellt hållbarhetsfokus och nyfikenhet kring införskaffning av eller redan har energilagring.		

Figur 9 Översikt av uttagkunder (konsumtionskunder). Kundgrupper där påverkan per kund (eller intresset för att agera på prissignal) är högre har markerats med rosa i tabellen.

Prismodeller Elnät 2026 – förslag konsumtionskunder						
Prismodell	Avgift	Lägenhet	≤ 63A	>63A	10kV	130kV
Standard	Fast	Oförändrad (via ansökan om dispens hos Ei)	Ett enda spann som i dagens modell	44-100, 100-150, 150-200, ..., 350-400, 400+ (kW-spann)	Avtalad anslutningseffekt	
	Effekt		 Time-of-Use trubbig			
Valbar	Fast		0-6, 6-10, 10-14, ..., 34-38, 38-44 (kW-spann som gäller året runt, kan ändras 1 gång per år)	44-100, 100-150, 150-200, ..., 350-400, 400+ (kW-spann som gäller året runt, kan ändras 1 gång per år)	Avtalad anslutningseffekt	
	Effekt		 Timpris Undersöka om timpris är aktuellt vid eventuellt tillkommande anläggningar			

Figur 10 Sammanfattning av föreslagna prismodeller för konsumtion – antingen en standard per kundgrupp eller en standard och en valbar. Förslaget för lägenhetskunder redovisas längre ner i kommande avsnitt

Lågspänningskunder max 63A

Rekommendation

Standardmodell: Trubbig ToU

Valbar modell: Timpris

Standardmodellen föreslås ha en enda nivå för den fasta avgiften för denna kundgrupp.

Den valbara modellen för denna kundgrupp föreslås hantera den fasta avgiften mer granulärt, med flera nivåer att välja bland.

Motivering

En trubbig ToU-modell är en lämplig standardmodell av anledningarna beskrivna i "Time-of-Use (ToU)".

Gällande den valbara modellen krävs IT-tekniska samt kommunikativa insatser för att låsa upp flexibiliteten som finns hos den normalt passiva kunden. Potential finns för fler kunder att välja en aktiv prismodell (mål att nå 10–15 % fram till slutet av 2027 från dagens strax under 3 %) baserat på flera faktorer:

- antalet aktiverade HAN-portar (ca 4200)
- antalet elbilsägare (ca 18% av alla villaägare, ca 8800)
- batteri- och solcellsägare (ca 6500)
- återkopplingen från ett stort antal kunder som tyder på att de skulle välja den aktiva modellen om en mer passande nivå på maximalt uttag fanns att välja

Möjliga upplägg för den fasta avgiften har diskuterats. Det finns flera möjligheter när storleken på intervallen sätts. 1 kW-stegs 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 en risk att inte följa Ei:s vägledning, som förespråkar breda intervall gällande fördelningen av den fasta avgiften. Det bedöms också vara utmanande i interna processer kring ansökan och eventuellt överuttag och vid kunders eventuella överlåtande av avtal till nya fastighetsägare.

Genom att begränsa standardmodellen till en nivå för den fasta avgiften behålls enkelheten för den passiva kunden som då inte behöver göra ett aktivt val. Däremot rekommenderas flera nivåer för den valbara modellen. Detta efter återkoppling rörande den befintliga valbara modellen med effektgräns som avgör storleken på den fasta avgiften⁶. De aktiva (och potentiellt aktiva) kunderna anser att nivåerna i dagens valbara modell utgörs av för breda intervall och att det är ett hinder för att byta till den. Förslaget är därför att införa fler nivåer i den nya avgiftsstrukturen för att motivera fler att välja den valbara modellen.

Påverkan på GENAB

Inget specifikt utöver generell påverkan i prismodellerna.

Kundperspektiv

Elnätskostnaderna uppfattas av de flesta kunderna i denna grupp som en betydande del av deras totala kostnader och därmed finns det ett större intresse för frågan jämfört med andra kundgrupper.

Det finns ett växande antal kunder som upplevs vara mer nöjda med den befintliga valbara modellen (spetsig ToU) än med standardmodellen. Inte minst tack vare att man under lång tid har önskat sig tidsindelning givet förståelsen för hur nätbelastningen fungerar. De här kunderna får nu timpris som valbar modell, vilket bedöms attrahera dem.

Majoriteten av kunderna uppfattas dock vara passiva (eller mindre aktiva) och värderar enkelhet och förutsägbarhet. Det får de genom standardmodellen.

⁶ Kunden binder sig till ett maximalt effektuttag under 12 månader. Idag 6 kW, 14 kW eller 43 kW. I detta förslag: 6 kW och 4-kW steg uppåt fram till 43kW.

Lågspänningskunder över 63A

Rekommendation

Standardmodell: Trubbig ToU

Valbar modell: Timpris

Fast avgift för båda modellerna: rekommenderas val av abonnerad effekt med 50 kW-steg som utgångspunkt för den fasta avgiften (50-100 kW, 100-150 och så vidare till det sista steget 400+ kW). Detta anses vara en bra balans mellan Ei:s vägledning om breda intervaller, tillräcklig granulärhet och en rimlig nivå av administration. Ett för brett intervall (alla kunder i gruppen i en eller två nivåer) skulle innebära allt för stora omfördelningseffekter.

Motivering

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

Aktiva företagskunder antas kunna utveckla förmågan att reagera på prissignalen (inte minst via elnätspris-API:et) med hjälp av automatisering och digitalisering.

Att den fasta avgiften delas in i flera nivåer även i standardmodellen (till skillnad från lågspänningskunder max 63A) motiveras med att det skulle bli en obefogat stor omfördelning av kostnader inom kundgruppen om endast en nivå behålls. Ett 50 kW-intervall i denna kundgrupp är lika brett som hela kundgruppen max 63A, där modellens enkelhet är av större vikt och där kundernas beteende är liknande.

En 1 kW-nivåbaserad fast avgift har utvärderats för den valbara modellen, precis som för lågspänning max 63A, men det föreslagna tillvägagångssättet anses som mest balanserat utifrån administrativ belastning och nytta.

Påverkan på GENAB

Inget specifikt utöver generell påverkan i prismodellerna.

Kundperspektiv

GENAB delar utmaningen med elnätsbranschen i Sverige med att förbättra kundkännedomsnivån om denna viktiga, men diversifierade, kundgrupp. Bolagets antagande är att det även här finns kunder som kan tänka sig att vara aktiva genom en valbar prismodell och därmed påtagligt påverka både sin kostnad och nätets belastningstoppar.

Utifrån utbyten med andra elnätsbolag antas det att det finns subgrupper inom kundgruppen, till exempel så kallade "framtidsinvesterare" som är medvetna om energiomställningen och investerar i energi- och effekteffektivisering samt priskänsliga kunder. Kundnöjdheten kan försämrats då det finns risk för högre elnätsavgifter för den del av kunderna som inte kan flytta sin last från höglasttider. Samtidigt är det viktigt att förändring uppnås då kundgruppens effekttoppar har hög korrelation med elnätets belastningstoppar. Det är viktigt att det genomförs satsningar för att öka kundkännedomen 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.

Högspänningskunder 10 kV

Rekommendation

Standardmodell: Trubbig ToU

Valbar modell: Timpris

För att den fasta avgiften bättre ska spegla upptaget utrymme i elnätet baseras den på avtalad kapacitet (anslutningseffekt). Nivån för anslutningseffekt går att ändra vid minskat effektbehov hos kunden.

Högspänningskunder debiteras även för reaktiv effekt enligt befintliga villkor.

Motivering

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

Aktiva företagskunder antas kunna utveckla förmågan att reagera på prissignaler med hjälp av automatisering och digitalisering (inte minst via elnätspris-API:et).

GENAB har en god kundkännedom om, och löpande kontakt med, högspänningskunder 10 kV, mycket tack vare att de är relativt få och att GENAB har aktiva kundrelationsansvariga. Flera kunder deltar på Effekthandel Väst och det finns de som har energilager och storskalig laddning, 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. Det finns en risk att vissa kunder önskar sänka nivån när denna utgör debiteringsgrund i elnätsavgiften för att sänka sin totala kostnad. Vad risken innebär ur ekonomiskt perspektiv kommer analyseras ytterligare innan beslut om definitiv elnätsavgift.

Kundperspektiv

En stor del av dessa kunder kommer inte kunna anpassa sin verksamhet till de högre effektpriserna under höglasttid. Men en förståelse för kapacitetsutmaningen 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 för uppdateringen av prismodellerna och de eventuella högre kostnader det medför för en del kunder.

Högspänningskunder 130 kV

Rekommendation

Standardmodell: Trubbig ToU

Valbar modell: Uteblir i ett första skede, ytterligare utredning och analys krävs innan ett eventuellt införande.

För att den fasta avgiften bättre ska spegla upptaget utrymme i elnätet baseras den på avtalad kapacitet (anslutningseffekt). Nivån för anslutningseffekt går att ändra vid minskat effektbehov hos kunden.

Eftersom varje nyanslutning på 130 kV har potential att förändra elanvändningsmönstret för kundgruppen kan det bli aktuellt att införa en valbar modell eller göra mer frekventa justeringar av prismodellen för just denna kundgrupp.

Högspänningskunder debiteras även för reaktiv effekt enligt befintliga villkor.

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.

En undersökning huruvida en aktiv modell är aktuell för denna kundgrupp rekommenderas på grund av eventuellt tillkommande storskaliga energilager och/eller uttryckt kundintresse.

Påverkan på GENAB

Tack vare den relativa stabiliteten av effektuttagsmönstren i denna kundgrupp är det liten påverkan på GENAB.

Kundperspektiv

En stor del av kunderna kommer inte kunna anpassa sin verksamhet till de högre effektpriserna under högladdtid. Däremot utgår befintlig prismodell redan från avtalad kapacitet och därför blir förändringen av mindre karaktär och kostnaden förväntas sänkas. Det förs nära dialog med dessa kunder för att skapa förståelse för prismodellen och kostnadsfördelningen.

Lägenheter

Rekommendation

Dagens prismodell, med fast avgift och elöverföringsavgift, föreslås behållas för lägenhetskunderna. Detta innebär en avvikelse mot Ei:s föreskrift eftersom en effektagift är föreskriven och därför föreslås att ansöka om undantag, vilket är möjligt. Analysen är att de förutsättningar som råder i GENAB:s nät, beskrivna nedan, förväntas leda till en godkänd ansökan om undantag.

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 med det 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 av effektuttaget under de 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 forskning⁷ 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.

⁷ Jacobsen et al., *How do consumers respond to price complexity? Experimental evidence from the power sector*

En valbar effektagiftsstruktur 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 190 000 privatkunder med liten möjlighet till förändring bedöms överstiga nyttorna.

Sammantaget bedöms lägenhetskundernas möjlighet att ytterligare bidra till ett effektivt nätutnyttjande som låg samtidigt som de står för ytterst begränsade framåtblickande kostnader.

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. Sannolikheten för att detta ska inträffa bedöms som låg, och om det mot förmodan skulle inträffa är det något som bedöms kunna hanteras.

Kundperspektiv

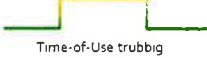
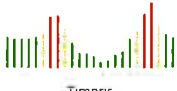
Majoriteten av lägenhetskunderna antas vara lågintresserade av elnätsavgifter p.g.a. dess begränsade storlek jämfört andra hushållsutgifter. Komplexiteten i att förstå en ny elnätsavgifts någorlunda komplexa struktur skulle kunna leda till en lägre kundnöjdhet. Risken finns dock att vissa kunder blir besvikna på att inte kunna välja en aktiv prismodell men baserat på karaktären i de vanligaste kundservicefrågorna från kundgruppen antas detta vara ett ytterst litet antal.

Kundgrupper och prismodeller för inmatning

I dagsläget är effektrelaterade kostnader orsakade av inmatningskunder marginella, vilket gör det omotiverat att skicka prissignaler som i stort sett inte skulle påverka GENAB:s totala kostnader. Därför föreslås att avvakta ett införande av effektagift för inmatning. Istället är tidsindelning aktuell för nätnyttoersättningen. 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.

Beskrivning av inmatningskunder				
Kundgrupp	Mikroproduktion (max 43,5 kW)	Småskalig produktion (max 1500 kW även på 10kV)	10kV (över 1500 kW)	130kV
Generell beskrivning	Ca 6500 anläggningar – framför allt solcellsanläggningar hos privata småhusägare samt företag. Dessa anläggningar har hittills inte haft någon fast avgift än. Förståelsen hos kunderna för hög- och låglasttid under sommaren, som är motsatt den på vintern, och produktionsanläggningarnas påverkan på nätet är låg även hos kunder som normalt är insatta och elintresserade.	Ca 900 anläggningar, primärt solcellsproduktion som saknar energilagring och därmed saknar flexibilitet/planerbarhet. En mindre fast avgift baserad på kundspecifika kostnader ingår i befintlig elnätsavgift. Hittills har nätnyttoersättningen varit platt oavsett nätets belastning.	En handfull anläggningar av olika produktionsslag.	Ytterst få anläggningar – kraftvärme eller annan planerbar produktion. En nära dialog förs löpande med dessa kunder.
Standardkund (passiv)	Har installerat solceller utifrån en ekonomisk kalkyl under fördelaktiga förhållanden som inte nödvändigtvis håller på lång sikt.	Saknar antagligen energilagring. Är antagligen inte aktiva konsumtionskunder.	Saknar planerbarhet eller energilagring.	Kunder som är yrkesverksamma inom produktion med all komplexitet som medföljer.
Aktiv kund	Dessa kunder antas vilja vara med och bidra till energiomställningen och en betydlig del är aktiva konsumtionskunder och ofta har energilagring.	Har eller planerar energilagring. Antagligen aktiva kunder på konsumtionsidan.	Kunder som är yrkesverksamma inom elproduktion med all komplexitet som medföljer. En blandning av planerbar och icke-planerbar produktion.	Individaella kontakter löpande mellan GENAB och kunderna.

Figur 11 Översikt av inmatningskunder (produktionskunder)

Prismodeller Elnät 2026 – förslag inmatningskunder				
Prismodell	Avgift	Mikroproduktion (max 43,5 kW)	Småskalig produktion (max 1500 kW även på 10kV)	10kV (över 1500 kW)
Standard	Fast	Baserad på kundspecifika kostnader, oberoende av maximal inmatningseffekt		Avtalad anslutningseffekt
	Nätnytta (ersättning till kund)	 Time-of-Use trubbig		
Valbar	Fast	Baserad på kundspecifika kostnader, oberoende av maximal inmatningseffekt		Avtalad anslutningseffekt
	Nätnytta (ersättning till kund)	 Timpris		

Figur 12 Sammanfattning av föreslagna prismodeller för inmatning - antingen bara en standard per kundgrupp eller en standard och en valbar.

Här följer en mer ingående beskrivning av respektive kundgrupps förutsättningar och vägval som föreslås utifrån dessa. Något som skiljer inmatningskunder från uttagsskunder är nätnyttoersättningen som i sin tur består av värdet av minskade nätförluster, i både GENAB:s och överliggande nät, samt eventuell abonnemangsminskning i överliggande nät via nätnyttoersättningen.

När en och samma kund har både en konsumtion- och en produktionsanläggning på samma fysiska anslutning (mikroproducenter har alltid en konsumtionsanläggning) betalas bara en residual kostnad, den dyrare av de två, medan den kundspecifika betalas för båda.

Högspänningskunderna ska även fortsätta betala en avgift för reaktiv effekt, men den är inte inkluderad i tabellen ovan för enkelhetsskull.

Mikroproduktion

Rekommendation

Förslaget för båda modellerna är att införa en fast avgift (som motsvarar kundspecifika kostnader).

Standardmodell: Nätnyttoersättning med trubbig ToU

Valbar modell: Nätnyttoersättning med timpris

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.⁸ I regeringens lagrådsremiss *Regelverket för framtidens el- och gasnät* föreslås att ellagen ändras för att åtgärda diskrepansen.⁹ Därför behöver avgiftsstrukturen kompletteras med en nätavgift även för mikroproducenter.

⁸ EU-rättens företrädare – om nationell rätt och EU-rätt strider mot varandra ska den europeiska lagstiftningen följask. [Regeringens arbete på EU-nivå - Regeringen.se](#).

⁹ Lagrådsremiss Regelverket för framtidens el- och gasnät, 7.2 Villkoren för överföring av el, [Regelverket för framtidens el- och gasnät - Regeringen.se](#)

Den fasta avgiften består endast av kundspecifika kostnader eftersom vissa delar av de residuala kostnaderna redan debiteras 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 nätnytta vilket medför kostnader för GENAB. Dessa kostnader är idag så pass låga att de inte går att fördela per kund men det kan komma att ändras i takt med att fler anläggningar ansluts till nätet. Därför införs ingen effektagift i nuläget men det kan komma att behöva omprövas vid förändrade förutsättningar.

För att bättre spegla behovet av inmatning till nätet tidsindelas nätnyttoersättningen istället för att behålla dagens modell med samma ersättningsnivå året om. Som standardmodell är ersättningen lägre under höglasttid för inmatning (ca kl. 11-15 under juni och juli) medan den under övriga tider (låglast inmatning) är högre. För den valbara modellen är målet att stimulera energilagring i samband med solcellsproduktion istället för inmatning till nätet då behovet av inmatning under soliga dagar ofta är lågt. Ett alternativ är att införa en spetsig ToU för nätnyttoersättningen men för att vara konsekvent och ha samma modell för inmatning som för uttag förslås timpris.

Påverkan på GENAB

Framför allt påverkas 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 kundspecifika kostnaderna införs. Kommunikationsinsatsen i sig behövs för att dämpa den förväntade nedgången i kundnöjdhet med en ökad förståelse för elsystemet. Redan nu kommuniceras att kundens anläggning bör dimensioneras utifrån den egna elanvändningen. Intäkterna från dessa kunder skulle vara mycket små och utgöra en försvinnande liten andel av den totala intäkten. Detsamma gäller för kostnaderna för nätnyttoersättningen.

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.

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

Rekommendation

Standardmodell: Fast avgift samt nätnyttoersättning med trubbig ToU

Valbar modell: Fast avgift samt nätnyttoersättning med timpris

Motivering

Då denna kundgrupp är väldigt lik mikroproduktion och har i stort sett samma förutsättningar gäller samma motivering.

Påverkan på GENAB

Framför allt påverkas kommunikationsinsatsen som krävs för att förklara prismodellens utveckling. Intäkterna från dessa kunder är mycket små och utgör en försvinnande liten andel av den totala intäkten. Detsamma gäller för kostnaderna för nätnyttoersättningen.

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.

Inmatningskunder över 1500 kW, 10 kV

Rekommendation

Standardmodell: Trubbig ToU med tidsindelad nätnyttoersättning

Valbar modell: Timpris

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

Motivering

Tidsindelad nätnyttoersättning är mest relevant då den ger relativ enkelhet samtidigt som den är förenlig med föreskriften och bättre signalerar när inmatning till nätet efterfrågas. 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. Det ger även kunderna möjlighet att styra sin inmatning med energilagring och automation.

Påverkan på GENAB

Påverkan är minimal i och med 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 enkelt kunna uppnå förståelse av kontexten för prismodellsändringen.

Inmatningskunder 130 kV

Rekommendation

Standardmodell: Nätnytta i befintlig prismodell är redan tidsindelad och detta föreslås lämnas oförändrat, exakta prisnivåer kan dock komma att justeras.

Valbar modell: Uteblir i ett första skede, ytterligare utredning och analys krävs innan ett eventuellt införande

Motivering

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 överuttag vid oförutsedda förändringar i produktionsvolym.

En undersökning huruvida en aktiv modell är aktuell för denna kundgrupp rekommenderas på grund av eventuellt tillkommande storskaliga energilager och/eller uttryckt kundintresse.

Påverkan på GENAB

Göteborgs 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 med förändrade prismodeller ytterst begränsade. Nettoinmatning till överliggande nät sker vid vissa inmatningspunkter, men sällan, och kostnaden för inmatningsabonnemang till överliggande nät är i nuläget marginell.

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 Ei:s beräkningsmetod ska motsvara summan för sänkt effektabonnemang hos överliggande nät.

Modellen för fördelning av kostnader mellan konsumtions- och imatningskunder 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.

Vid tillfälle då en eller flera avsevärt mycket större produktionsanläggningar skulle anslutas till nätet behöver nya vägval kring kostnadsfördelning göras.

Ekonomiska förutsättningar och risker

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. Den föreslagna strukturen säkerställer bättre 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.

Införandet av en trubbig ToU som standardmodell innebär enbart en ökning av den ekonomiska risken som är inbyggd i föreskriften och uppfattas som begränsad.

Införandet av timpris som valbar prismodell kan leda till en större rörlighet av intäkterna beroende på träffsäkerheten i prognoserna. Därför är det av stor vikt att vara aktiv och skruva på priser och prissignaler efter noggranna analyser av faktiskt utfall i förhållande till prognos. Det är också viktigt att införandet 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, för att också sänka de genomsnittliga kostnaderna per kund.



Figur 13 Storlek på kortsiktiga (energi och effekt) och långsiktiga (fast) avgifter i relation till varandra i dagens prismodell jämfört med föreslagen kostnadsriktig prismodell förenlig med föreskriften.

Trots att strukturen som helhet är intäktsneutral för GENAB innebär respektive vägval en viss ekonomisk risk. Införande av timpris medför en starkare säsongsbaserad intäktström då merparten av intäkterna för effektagift kommer under höglastmånaderna. Detta samtidigt som kostnadsstrukturen, som den ser ut idag, är mer jämnt fördelad över året. Detta kommer att ändras till viss del när även överliggande nät behöver anpassa sina prismodeller efter den nya föreskriften. Det har kommit indikationer på en sådan förändring till 2026. 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, vilket ger mer långsiktighet.

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 effektagift	Negativt	Bidrar till större svängningar i kassaflödet mellan säsonger men samtidigt tros det leda till ett mer effektivt nätnyttjande (syftet med föreskriften).
Klassning av majoriteten av kapitalkostnaderna som framåtblickande (grund för effektagift)	Negativt	Kapitalkostnaderna är långsiktiga, men tas ut som en avgift baserad på kortsiktiga toppar (månad, timme). En mindre andel framåtblickande kostnader ger liten möjlighet för kunden att påverka sitt beteende och kostnad för elnät.
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 sänker årets två högsta uttagstoppar står GENAB för risken. Prismodellen för överliggande nät förväntas dock introducera en andel kortsiktig effektagift.

Figur 14 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 beslut

GENAB kan ta prisprojektet vidare och börja ta fram mer detaljerade priser med tillhörande konsekvensanalyser för att sedan återkomma till styrelsen med underlag för beslut om införande av ny prismodell. IT-insatser för utveckling kommer också att tas vidare från förstudie till aktiv utveckling.

Ett beslut i detta ärende gör det möjligt att tidigt kommunicera en kommande prismodellstruktur till kunderna, hösten 2025, och därmed ge dem möjlighet att anpassa sitt användningsmönster. Vilket förväntas leda till bättre måloppfyllnad i prisprojektet. 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 senast den 1 januari 2027.

Konsekvens om ej beslut

Utan beslut minskar möjligheten att kommunicera en kommande prismodellstruktur till kunderna med god 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 måloppfyllnaden för prisprojektet.

Den interna planeringen för t.ex. systemutveckling, kommunikation och kundservice försvåras. Förberedelseiden inför ett större införande senast den 1 januari 2027 blir kortare och därmed möjligheten att utbilda kunderna i hur man kan anpassa sin användning till de nya förutsättningarna.

Projektet behöver också gå tillbaka och omvärdera eller ta fram andra alternativ till principiell inriktning.

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 prismodellstrukturen är kundernas förståelse för elnätets utmaningar och varför strukturen behöver ändras samt hur de kan påverka sin egen situation och elnätskostnad. Lärdomar från tidigare införande av effektagift för kunder <63 A har dragits och slutsatsen är att mer kraftfulla kommunikationsinsatser krävs.

Kommunikationsplanen för införandet är därför omfattande och innefattar en bred palett av aktiviteter.

Kommunikationsinsatserna 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 Göteborgs Energi
- Mitigera risker för negativ uppmärksamhet i media

Aktiviteter 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).

Kommunikationsinsatserna pågår långsiktigt för att stödja kunden och möta kunden utifrån dennes förutsättningar. Aktiviteterna har delats in i en del kring *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). Ytterligare aktiviteter fokuserar på den tidsindelade elnätsavgiften (valbar) och införandet till kunderna.

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 lättförståeligt 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 de nya prismodellerna.

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 bioannonseringen inräknad.

Även kunskapshöjande aktiviteter som beskriver begreppet timmedeleffekt och skillnad mellan elhandel och elnät har gjorts.

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

Förutom SKI-undersökningarna har också en nollmätning 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 stjälpel elnätet är komplex och behöver lyftas för att skapa förståelse bland mikro- och småskaliga producenter.

Tidsindelad elnätsavgift

I och med införandet av möjligheten att välja en tidsindelad elnätsavgift (max 63 A) gjordes ett antal riktade utskick till elbilsägare och företag med mindre effektbehov, för att skapa intresse och uppmuntra intresserade kunder att välja den uppdaterade prismodellen.

I mars genomfördes ett webinar riktad till villakunder och i juni ett för företagskunder. Båda 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 med 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. Detta underlättar att tjänsteleverantörer av styr- och optimerlösningar även kan säkra att deras kunder styr på elnätsavgifterna (och inte endast elpriser).

Införande av nya prismodeller

Utformningen av nya prismodeller 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 de nya prismodellerna
- 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



Lennie Sjöstedt, cNV

Bilaga 1 – Översikt Energimarknadsinspektionens föreskrifter för utformning av nättariffer

Föreskriften EIFS 2022:1¹⁰ handlar om utformning av nätavgifter¹¹ 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)¹², 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 elnätsnivåer samt andra kortsiktiga rörliga kostnader (tex ersättning till producenter)	Energiavgift ("elöverföringsavgift" hos GENAB)	Per kWh, kan tidsindelas
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 tidsindelas.
Residuala	Alla andra omkostnader. Drift och underhåll, IT-kostnader, övrig administration	Fast avgift	Enligt abonnerad effekt eller motsvarande, t.ex. säkringsstorlek. En del av denna avgift kan tas ut som effektagift om elnätsbolaget anser att det leder till mer effektivt nätutnyttjande.

¹⁰ Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, [EIFS 2022:1](#)

¹¹ "Nättariffer" i själva dokumentet, men begreppet håller på att ändras till nätavgifter.

¹² [Nu inför många elnätsföretag effektagifter – det här behöver de förhålla sig till - Energimarknadsinspektionen](#)