

Ingrid Sundin

Från: [REDACTED]
Skickat: den 9 mars 2022 08:24
Till: Regelrådet
Ämne: Remiss av Energimarknadsinspektionens föreskrifter om utformning av nättariff för ett effektivt utnyttjande av elnätet
Bifogade filer: Föreskrifter remiss.pdf; KU nättariffer.pdf
Uppföljningsflagga: Följ upp
Flagga: Har meddelandeflagga
Kategorier: Ingrid
AppServerName: p360_prod
DocumentID: RR 2022-55:01
DocumentIsArchived: -1

Hej,

I enlighet med förordning (2011:118) om myndigheters inhämtande av yttrande från Regelrådet remitteras härmed Energimarknadsinspektionens föreskrifter för utformning av nättariff för ett effektivt utnyttjande av elnätet.

Bifogat finner ni förslag till föreskrifter samt konsekvensutredning.

Yttrande behöver ha inkommit till Energimarknadsinspektionen senast den 23 mars 2022. Remissyttrande skickas företrädesvis med e-post under adress: diarier@ei.se eller med post under adress Energimarknadsinspektionen, Box 155, 631 03 Eskilstuna. Ange diarienumret 2019–100497 på er svarsskrivelse.

Vänliga hälsningar

Johan Carlsson | Jurist
016-16 27 65 | Växel 016-16 27 00
Postadress Box 155, 631 03 Eskilstuna
Besöksadress Libergsgatan 6, Eskilstuna | Drottninggatan 26, Stockholm
www.ei.se
[Läs om vår personuppgiftsbehandling i samband med mejl](#)



[Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.](#)

Energimarknadsinspektionens författningssamling

Utgivare: [Namn] (chefsjurist)

ISSN: 2000-592X

EIFS 20[år]:[nr]

Utkom från trycket den [Klicka på pilen och välj datum](#)

Energimarknadsinspektionens föreskrifter för utformning av nättariff för ett effektivt utnyttjande av elnätet EIFS 2022;

beslutade den [Klicka på pilen och välj datum](#)

Energimarknadsinspektionen föreskriver följande med stöd av 21 § elförordningen (2013:208).

1 kap. Tillämpningsområde och definitioner

1 § Dessa föreskrifter gäller för utformning av nättariffer enligt 4 kap. ellagen (1997:857).

2 § Föreskrifter kompletterar bestämmelserna i Europeiska kommissionens förordning (EU) nr 838/2010 av den 23 september 2010 om fastställande av riktlinjer för kompensationsmekanismen mellan systemansvariga för överföringssystemen och för gemensamma regler för överföringsavgifter och Europaparlamentet och Rådes förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

3 § Begrepp i dessa föreskrifter används i samma betydelse som i ellagen och elförordningen.

2 kap. Kostnader som ligger till grund för utformningen av överföringstariffer

1 § Nätkoncessionshavaren ska fördela kostnaderna i verksamheten enligt följande:

- i) Kortsiktiga rörliga kostnader
- ii) Kundenspecifika kostnader
- iii) Framåtblickande kostnader
- iv) Residualkostnader

2 § De kostnader som motsvaras av kortsiktiga rörliga kostnader är

- i) kostnader för nätförluster, både inköp och egen produktion,
- ii) andra kostnader som påverkas av kundens användning av elnätet på kort sikt och
- iii) energiavgifter till ett annat ledningsnät.

3 § De kostnader som utgörs av kundspecifika kostnader är

- i) kostnader för mätning, beräkning, rapportering, fakturering, relaterad administration och
- ii) kundspecifika avgifter till ett annat ledningsnät.

4 § De kostnader som motsvaras av framåtblickande kostnader är

- i) kostnader som krävs i nätverksamheten för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande på lång sikt och
- ii) effektavgifter till ett annat ledningsnät.

5 § De kostnader som utgörs av residualkostnader är övriga kostnader i verksamheten.

6 § Kortsiktiga rörliga kostnader, kundspecifika kostnader, residualkostnader och framåtblickande kostnader ska fördelas mellan inmatning- och uttagsabonnemang på ett sätt som reflekterar de kostnader nätkoncessionshavaren har för inmatning- och uttagsabonnemang.

3 kap. Utformning av tariffer för ett effektivt nätutnyttjande

1 § En nättariff ska bestå av en fast avgift, en energiavgift, en kundspecifik avgift och en effektavgift.

2 § Den fasta avgiften ska baseras på de residuala kostnaderna och ska fördelas utifrån kundens abonnerade effekt eller motsvarande. Avgiften ska fördelas i intervall som beror på storleken på abonnemanget.

Nätkoncessionshavaren får trots det som sägs i första stycket tillämpa en annan fördelning av de residuala kostnaderna om fördelningen kan antas leda till ett mer effektivt nyttjande av elnätet.

3 § Energiavgiften ska motsvara de kortsiktiga rörliga kostnaderna. Avgiften ska tas ut med en avgift per kilowattimme. Avgiften får tidsdifferentieras.

4 § Den kundspecifika avgiften ska baseras på de kundspecifika kostnaderna och ska bestämmas till ett fast belopp per kund. Avgiften ska reflektera de kostnader nätföretaget har för kunden och avgiften ska fördelas med lika belopp för kunder med motsvarande kostnader.

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

6 § Tariffnivåerna bör ses över åtminstone en gång per år.

7 § Uttagsavgifter till ett annat ledningsnät ska belasta uttagsabonnemang och inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät ska belasta inmatningsabonnemang.

4 kap. Dispens

1 § Energimarknadsinspektionen kan ge dispens från dessa föreskrifter om det finns särskilda skäl och om det kan ske utan att syftet med föreskrifterna åsidosätts.

Övergångsbestämmelser

Dessa föreskrifter träder i kraft den 1 juni 2022 och ska börja tillämpas senast den 1 januari 2027.

På Energimarknadsinspektionens vägnar

Konsekvensutredning avseende föreskrifter av nya nättariffer

Den 2 oktober 2018 beslutade regeringen om en ändring i elförordningen (2013:208). Ändringen innebär att Energimarknadsinspektionen (Ei) får meddela föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Föreskriftsrätten började gälla den 1 januari 2019. Denna konsekvensutredning syftar till att redovisa Ei:s förslag, hur arbetet lett fram till förslaget samt vilka konsekvenser förslaget får.

Problem- och målformulering

Framtidens elproduktion i Sverige kommer till följd av det politiska målet om 100 procent förnybar elproduktion år 2040 att innebära en ökad andel väderberoende produktion i form av bland annat vind- och solkraft. Vidare förutspås elanvändningen öka bland annat på grund av elbilarnas inträde och ökad elektrifiering av industrin. Detta ställer stora och nya krav på elsystemet. Behoven ökar av flexibilitetsresurser på användarsidan för balansering av elsystemet likväl som behoven att nyttja befintlig kapacitet i elnäten så effektivt som möjligt. Med en kraftig ökning av elanvändning kommer det även att finnas behov att bygga nya elledningar för att öka överföringskapaciteten i elnäten. Ökad överföringskapacitet kan i vissa fall också åstadkommas genom att elnäten används effektivare, och kan iså fall leda till att investeringar kan skjutas upp eller till och med undvikas. Med en jämnare belastning och lägre effekttoppar ryms fler elanvändare i det befintliga elnätet. Det kan leda till ökad möjlighet för anslutning av exempelvis mer förnybar elproduktion eller fler uttagskunder utan att man behöver investera i mer elnätskapacitet. Vid en jämnare belastning på elnätet minskar också nätförlusterna. En utjämnad belastning och en reduktion av effekttoppar kan medföra sänkta kostnader för överliggande nät och för ersättning vid inmatning av el. Om nätet behöver byggas ut underlättar en effektiv drift av nätet situationen under tiden.

Det finns flera verktyg som kan användas för att främja att elnäten används effektivare. Nättariffer är ett verktyg medan flexibilitetsmarknader kan vara ett annat verktyg. I intäktsramen finns också verktyg som ger nätföretagen incitament att använda sina nät effektivt. Det är viktigt att komma ihåg att åtgärder från flera

håll tillsammans kan hjälpas åt att nå målet att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet.

För att tarifferna ska kunna bidra till att elnätet används effektivare behöver tarifferna innehålla information som kunderna kan reagera på. I praktiken är det information om vad det kostar att använda nätet, med andra ord kostnadsreflektiva tariffer. Tarifferna som används idag är olika avancerade beroende på vilken nätnivå man pratar om. Större industrikunder och andra nätanvändare anslutna på transmissionsnät och regionnät möter relativt avancerade tariffer med flera komponenter medan hushållskunder och andra nätanvändare på lägre spänningsnivåer ofta möter enklare tariffstrukturer. Tariffstrukturerna på de högre nätnivåerna innehåller prisinformation men är inte nödvändigtvis kostnadsreflektiva. De enklare tariffstrukturerna är i de flesta fallen inte kostnadsreflektiva, dvs. ger inte kunderna nödvändiga prissignaler för att kunna ta informerade beslut om sin nätanvändning.

Att tariffer inte är kostnadsreflektiva innebär att kunderna inte möter prisinformation som speglar de faktiska kostnader som deras användning av nätet medför. Exempelvis är idag den rörliga delen av nättarifferna, ofta energibaserad, ofta större än den kostnad som användningen faktiskt medför. Tarifferna tar i de flesta fallen inte heller hänsyn till att kostnader kan variera med tid och plats. När kunderna reagerar på prissignaler som inte är kostnadsreflektiva innebär det att man sannolikt tar ett annat beslut än med korrekt prissignal. Resultatet blir att nätet inte nyttjas så effektivt som det skulle kunnat göras och att samhällets välfärd blir mindre.

Ett annat problem med dagens tariffer är att tariffstrukturerna ser olika ut på olika nätnivåer, vilket innebär att det blir svårt att föra vidare kostnader mellan nätnivåer så att kostnadsreflektivitet bibehålls. För att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet vore det önskvärt att prissignalerna från överliggande nät följer med ner till lägre nätnivåer.

Genom att utveckla regelverket och förtydliga vad som krävs av en tariff för att den ska främja ett effektivt nätutnyttjande kommer kunderna att få bättre möjligheter att ta beslut om sitt nätanvändande och också använda näten effektivare med följd att den samhällsekonomiska välfärden ökar.

Nollalternativet

Nollalternativet innebär att vi fortsätter som idag och inte föreskriver närmare om hur tariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Det innebär att nätföretagen inte får någon ytterligare hjälp att forma tarifferna i den riktning som är önskvärd från regelgivaren och samhällets sida. Tarifferna som används idag till kunder på lokalnätet är ofta relativt enkla och utformade efter de förutsättningar som fanns för 10–20 år sedan. Det betyder att de ofta inte är kostnadsreflektiva och inte ger kunderna nödvändiga prissignaler för att kunna ta informerade beslut om sin nätanvändning. Inte heller mer avancerade tariffer på högre nätnivåer är nödvändigtvis utformade på ett kostnadsreflektivt sätt. För hushållskunder och andra mindre användare används ofta en enkel tariff för att kunden ska kunna förstå den, men inte nödvändigtvis reagera på den.

Sammantaget används ett stort antal olika tariffmodeller av nätföretagen idag. Att nätföretagen använder olika tariffmodeller är i sig inget problem så länge de följer regelverket och främjar ett effektivt nätutnyttjande. Det finns dock ett par utmaningar med nuvarande situation. Som beskrevs ovan är det inte säkert att dagens tariffer är kostnadsreflektiva och bidrar till ett effektivt nätutnyttjande. Det är ett bekymmer eftersom nättarifferna ska bidra till att elanvändningen är effektiv och till den energiomställning som krävs för att möta klimatutmaningarna. Med cirka 170 nätföretag är det också svårt för Ei att med dagens lösning ha full överblick över hur tariffställningen ser ut i landet och säkerställa att alla tariffer bidrar till ett effektivt nätutnyttjande. Ett annat problem är att olika strukturer på tariffer gör att prissignaler mellan olika nätnivåer, till exempel från transmissionsnätet till regionnätet, går förlorade när underliggande nät inte för prissignalen vidare på grund av att man tillämpar en annorlunda tariff. Det gör att slutkunden inte får korrekt information om vilken den faktiska kostnaden är att utnyttja nätet vid vissa tidpunkter.

Om ingen åtgärd vidtas kommer vissa nättariffer även fortsättningsvis sakna kostnadsreflektiva prissignaler. Det innebär att kunden fattar beslut på felaktiga grunder och elnätet skulle därmed användas mindre effektivt än vad som är möjligt med de nya föreskrifterna. I förlängningen innebär det i vissa fall onödiga investeringar i elnätskapacitet, och en högre kostnad för samtliga som nyttjar elnätet. I förlängningen innebär det också att energiomställningen kan försvåras eftersom incitamenten att använda elnäten effektivt blir sämre.

I Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) senaste rapport om distributionstariffer så diskuteras artikel 59 i elmarknadsdirektivet¹ där det framgår att tillsynsmyndigheten ska fastställa eller godkänna antingen metoderna för hur tarifferna tas fram, alternativt tarifferna själva. ACERs rekommendation i rapporten är att tillsynsmyndigheten ska bestämma metoderna för att ta fram tariffer, eller allra minst, godkänna metoderna för att ta fram tariffer. Det är inte helt klart att nollalternativet uppfyller ACERs rekommendation (ACER, 2021).

Alternativa lösningar

Det alternativ som Ei förordat presenteras utförligt i nästa kapitel. Vi har dock utrett en rad alternativa förslag som valts bort till förmån för det förordade förslaget. Vi har också övervägt alternativ till reglering. Elnätstariffer för överföring av el kan konstrueras på otaliga sätt, vilket man också ser om man studerar olika länder och nätföretag. Olika tariffstrukturer har olika egenskaper, både vad gäller kostnadsreflektivitet och som incitament för kunderna att agera på de prissignaler tarifferna ger dem. I princip ska elnätstariffer uppfylla två mål. För det första ska de ge elnätsföretagen intäkter som är tillräckliga för att täcka deras effektiva kostnader för drift av och investeringar i elnätet. För det andra ska tarifferna ge nätkunderna skäliga priser och incitament att använda nätet effektivt. Legalt ställer förutom ellagen även elmarknadsdirektivet samt elmarknadsförordningen² också krav på vad tarifferna ska uppfylla. Kostnadsriktighet och icke-diskriminering är principer som återkommer i dessa regelverk.

Alla tariffmetoder vi har utvärderat ger nätföretagen kostnadstäckning eftersom detta regleras genom företagets intäktsram.

Alternativ till föreskrifter

Den 2 oktober 2018 beslutade regeringen om en ändring i elförordningen (2013:208). Ändringen innebär att Ei får meddela föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Föreskriftsrätten började gälla den 1 januari 2019.

¹ Europaparlamentets och Rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

² Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

I stället för att föreskriva närmare om hur nättariffer ska utformas skulle ett alternativ kunna vara att ytterligare informera branschen, exempelvis genom informationsmöten, om vikten av väl fungerande tariffer. Ett annat alternativ skulle vara att låta branschen fortsätta att utveckla tarifferna utifrån den befintliga lagstiftningen.

Ei bedömer att både informations och branschalternativet är sämre än kompletterande föreskrifter på området. Med båda alternativen finns en betydande risk att utvecklingen av nya tariffer blir otillräckliga, vilket också bekräftas av hur situationen ser ut idag. Utvecklingen av tariffer kommer att bli mer företagsberoende än med föreskriftsalternativet. Det finns också en stor risk att utvecklingen av tarifferna beror på vilka resurser och vilken prioritet nätföretagen lägger på att utveckla tariffer som ska främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Detta gör att det kommer att bli större skillnader mellan kunderna i förhållande till vart i landet de bor. Det innebär i slutändan att alla kunder inte kommer att ha kostnadsreflektiva tariffer och incitament att bidra till ett effektivt nätutnyttjande.

Det finns dessutom ett EU-regelverk som sätter upp vilka uppgifter som en tillsynsmyndighet som Ei har. I artikel 59.1a i elmarknadsdirektivet står att tillsynsmyndigheten ska fastställa eller godkänna, enligt transparenta kriterier, överförings- eller distributionstariffer eller metoder för beräkning av dem, eller båda. För att leva upp till regelverket behöver Ei föreskrifter på området.

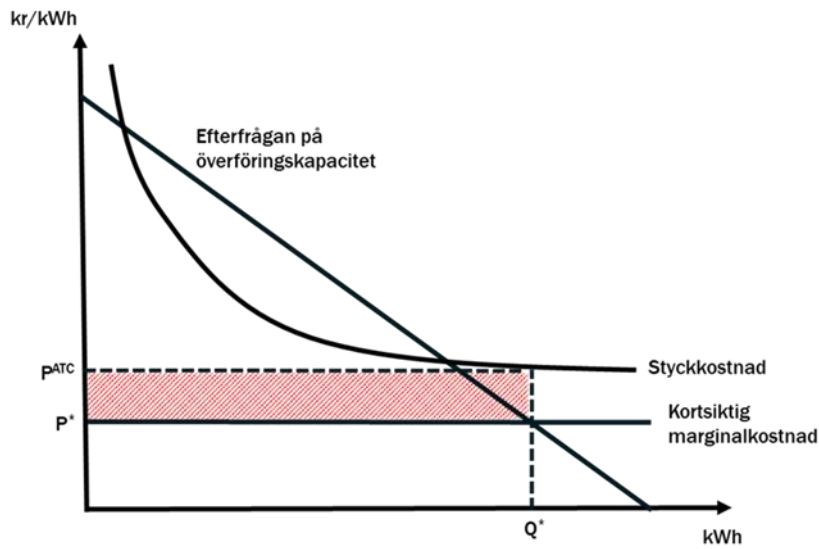
Vad säger litteraturen om hur en korrekt tariffmodell bör utformas?

Elnätsverksamhet karaktäriseras av stora fasta kostnader och små rörliga kostnader vilket är egenskaper som gör att elnät är att betrakta som naturliga monopol.³ Att verksamheten karaktäriseras som naturliga monopol innebär att den behöver regleras för att prissättningen inte ska leda till monopolvinster, men också för att och att prissättning enligt marginalkostnadsprincipen inte fungerar bra. Priset kan dock inte regleras ner hela vägen till den nivå som skulle ha gällt på en perfekt konkurrensmarknad eftersom ett naturligt monopolföretag då inte får kostnadstäckning för sina kostnader, vilket visas i Figur 1. I figuren finns tre viktiga kurvor. Efterfrågekurvan visar hur mycket överföring av el kunderna efterfrågar vid olika priser och marginalkostnadskurvan visar elnätsföretagets kostnad för att leverera ytterligare en enhet elnätsöverföring. Företagets

³ Företagsverksamhet som karaktäriseras av stora fasta kostnader och små rörliga kostnader brukar sägas ha stordriftsfördelar. I vissa fall, så som elnätsverksamhet, kommer dessa stordriftsfördelar att innebära att ett företag kan leverera den önskade tjänsten/varan till en lägre kostnad än om två eller fler företag fanns på marknaden. Branschen är då vad som brukar benämnas en naturlig monopolbransch.

genomsnittskostnadskurva framgår också av figuren och visar hur företagets kostnad per levererad enhet elnätsoverföring förändras med levererad kvantitet. På grund av stora fasta kostnader och låga rörliga kostnader minskar den genomsnittliga kostnaden med ökad användning av nätet.

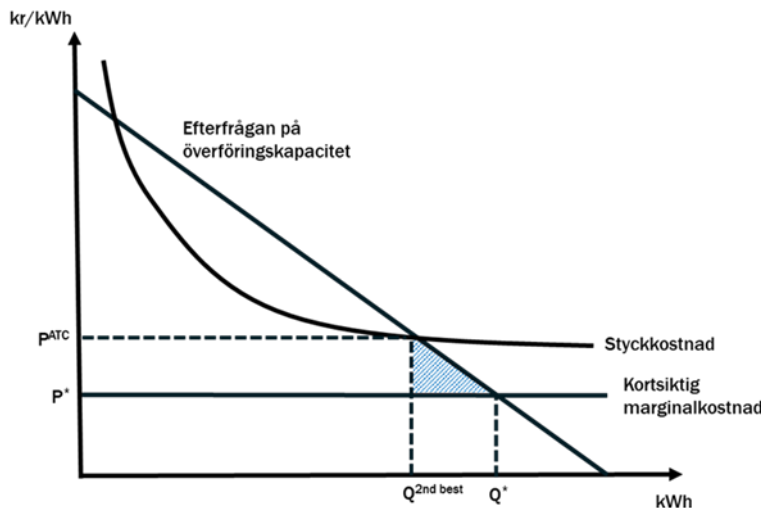
Figur 1 Kortsiktig marginalkostnadsprissättning täcker inte alla kostnader



Av ekonomisk teori framgår att priser är effektiva när priset är lika med den kortsiktiga marginalkostnaden. Det innebär att priset då representerar det pris som bestäms på en perfekt konkurrensmarknad, vilket ger ett effektivt resursutnyttjande. Grafiskt visas det när kurvorna för kortsiktig marginalkostnad och kundernas efterfrågan skär varandra. Priset är då P^* och efterfrågad kvantitet Q^* . I Figur 1 kan vi utläsa att den genomsnittliga kostnaden för nätverksamheten är högre än marginalkostnaderna i den nämnda jämviktspunkten. Det innebär att det effektiva kortsiktiga priset P^* inte kommer att ge elnätsföretaget full kostnadstäckning. De kostnaderna som inte täcks representeras av den skuggade rektangeln. Om elnätsföretaget ska få full kostnadstäckning måste priset sättas till P^{ATC} . En prissättning som ger elnätsföretaget full kostnadstäckning leder emellertid till att den totala efterfrågan minskar när priset ökar. Prisökningen leder därför till en effektivitetsförlust motsvarande den blå triangeln i Figur 2. Att prissätta med genomsnittspris kommer, om kunderna är det minsta priskänsliga, att påverka kundernas användning av nätet. Ett resultat av genomsnittsprissättning blir att elnätet överför mindre el jämfört med vid marginalprissättning. Det innebär att

styckkostnadsprissättning medför en effektivitetsförlust och minskat välbefinnande i samhället motsvarande den blå triangeln i Figur 2.⁴

Figur 2 Genomsnittsprissättning innebär en samhällsekonomisk förlust



För att ge kunderna incitament att utnyttja elnätet så effektivt som möjligt behöver nättariffen delas in i två delar. En kostnadsreflektiv del som utgår ifrån företagets kortsiktiga marginalkostnad och kundernas efterfrågan på överföring och en del som ger nätföretagen kostnadstäckning. Den kostnadsreflektiva delen ska ge kunderna prissignaler om hur deras konsumtion påverkar kostnaderna i elnätet och därmed incitament att använda elnätet effektivt. För att elnätsföretagen ska få täckning för sina kostnader enligt intäktsramen, behöver tarifferna kompletteras med en komponent som ser till att nätföretagen får kostnadstäckning. Denna tariffkomponent bör utformas så att den påverkar det kortsiktiga utnyttjandet av elnätet så lite som möjligt, dvs. minimerar effektivitetsförlusten i Figur 2.

Vad säger regelverken

De regelverk som i första hand är styrande för hur elnätstariffer kan utformas är ellagen och elmarknadsförordningen. I dessa regelverk har begreppet kostnadsreflektivitet en viktig ställning i form av bindande krav. Skrivningarna är inte identiska men andemeningen är i stort densamma.

I ellagen framgår krav på objektivitet. I förarbetena beskrivs objektivitet som kostnadsreflektivitet. Att en tariff är kostnadsreflektiv innebär enligt förarbeten till

⁴ Hur stor effektivitetsförlusten blir beror på utbudskurvans utseende och priskänsligheten hos elanvändarna.

ellagen att de kostnader som användningen av nätet orsakar ska betalas av den som orsakar kostnaderna. Regeringen har uttalat att tarifferna ska reflektera kostnaderna som nätföretaget har för en kundkategori.⁵

I elmarknadsförordningen artikel 18.1 står att de avgifter som tas ut av nätoperatörerna för tillträde till näten, inklusive avgifter för anslutning till näten, avgifter för användning av näten och, i tillämpliga fall, avgifter för därmed sammanhängande förstärkningar av näten, ska avspegla kostnaderna. Enligt artikeln ska de även vara transparenta, beakta behovet av nåtsäkerhet och nätflexibilitet och spegla de faktiska kostnaderna, i den mån dessa kostnader motsvaras av effektiva och strukturellt jämförbara nätoperatörers kostnader. Slutligen ska de också tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt.

I artikel 18.7 i elmarknadsförordningen framgår att distributionstariffer ska avspegla kostnaderna och beakta systemanvändarnas, inklusive aktiva kunders användning av distributionsnätet.

Artikel 18.1 och 18.7 innebär en tydlig vägledning om att tarifferna ska avspegla kostnader. Att en tariff ska avspegla kostnader innebär i det här sammanhanget att nätanvändarnas kostnader reflekterar de kostnader nätföretagen har. Med en tariff som är kostnadsreflektiv uppnås detta.⁶

Både ellagen och elmarknadsförordningen diskuterar också icke-diskriminerande tariffer som en annan viktig komponent i tariffarbetet. Icke-diskriminerande tariffer innebär på ett övergripande plan att det inte ska finnas otillbörlig särbehandling i tariffer mellan nätanvändare. I ellagen beskrivs det som att någon hänsyn inte får tas vid tariffställningen till från vilken leverantör den överförda elen kommer eller från vilket land som elen kommer ifrån. Av artikel 18.1 i elmarknadsförordningen framgår att nätavgifterna inte får leda till diskriminering, varken positiv eller negativ, av energilagring eller energiaggregering, och får inte verka hämmande på egenproduktion, egenförbrukning eller på deltagande i efterfrågefleksibilitet.

⁵ Prop. 2004/05:62 Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m

⁶ CEER (2020) beskriver också kostnadsreflektivitet. For efficient use and development of the network, as far as practicable, tariffs paid by network users should reflect the cost they impose on the system and give appropriate incentives to avoid future costs.

Hur kombinerar man teori och regelverk till en fungerande tariffmetod

Kostnadsriktiga signaler innebär att kunden möter de priser som dess användning orsakar. För att kunden ska kunna ta informerade beslut är det centralt att signalerna är korrekta. Det finns både kortsiktiga och långsiktiga kostnader som behöver hanteras för att driva ett elnät effektivt. Detta implicerar att tariffen kan behöva flera prissignaler och att tariffen därmed behöver flera komponenter.

Om prissignalerna är korrekta men för svåra för kunderna att kunna agera på, eller inte når fram till kunderna spelar det ingen roll om signalerna är korrekta. Kunderna kommer inte att reagera och prissignalen innebär enbart högre kostnader för kunderna. Såväl litteraturen som tillsynsmyndigheternas samarbetsorganisation Council of European Energy Regulators (CEER) beskriver hur tillsynsmyndigheterna kommer att behöva ställa kostnadsriktigheten mot mjukare värden som enkelhet, transparens och förutsägbarhet.

I arbetet med att ta fram föreskrifter som ska främja ett effektivt utnyttjande av elnätet har Ei utvärderat olika tariffer utifrån hur de uppfyller olika egenskaper som tariffer bör ha. De egenskaper som använts är ekonomisk effektivitet, icke-diskriminering, enkelhet, transparens, förutsägbarhet och rimlighet.⁷ I praktiken innebär det att balansera motstående intressen för att hitta en modell som även i verkligheten främjar ett effektivt nätutnyttjande.

Utvärdering av alternativa tariffmodeller

I arbetet har vi identifierat flera olika alternativa tariffmodeller vilka presenteras nedan. Olika modeller är olika komplexa, ger olika incitament och uppfyller kraven på en fungerande tariffstruktur i verkligheten i olika grad. I arbetet har vi både kvalitativt och kvantitativt utvärderat effekter av olika tariffstrukturer för olika kunder.⁸

Enhetlig fast avgift (klumpsummeavgift)

Metoden kommer i grunden från skatteteori där den benämns klumpsummeskatt. En klumpsummeskatt är en skatt som utgår med ett visst belopp helt oberoende av aktörens ekonomiska förhållanden.

⁷ För en utförlig beskrivning av kriterierna se EiPM 2021:03.

⁸ För utförliga kvantitativa resultat av simuleringar av olika tariffstrukturer se Sweco (2019) samt Sweco (2020).

Klumpsummeavgift är i grunden enkel och förutsägbar. I elnätssammanhang innebär den att kunden i förväg kommer att veta hur mycket dennes nätanvändning kommer att kosta. Det gör metoden enkel och förutsägbar.

Det finns dock en del problem med modellen. Dessa har främst att göra med frånvaro av kostnadsreflektiva prissignaler och fördelningsmässig rimlighet, vilket innebär att kostnaden bör vara proportionell till kundens ekonomiska möjligheter.⁹

I och med att tariffen med denna metod debiteras med en fast avgift som är lika stor oavsett hur kunden använder elnätet kommer kunden att möta korrekta prissignaler endast om dessa är noll. Detta är inte sannolikt vilket gör att metoden inte är kostnadsreflektiv. En metod med klumpsummeavgift där alla kunder betalar en lika stor del av nätets kostnader innebär också att man frångår principen om fördelningsmässig rimlighet och att mindre kunder betalar en större del av sin disponibla inkomst än större kunder.¹⁰ I praktiken kommer metoden att innebära att industrier och andra stora kunder får kraftigt sänkta avgifter medan små hushållskunder får se sina avgifter stiga kraftigt.

En klumpsummeavgift ger med andra ord stora omfördelningseffekter jämfört med dagens situation. I en studie beställd av Ei visas att en klumpsummefördelning av kostnader ökar kostnaderna för vissa kundgrupper med liten energianvändning med flera hundra procent samtidigt som andra kundgrupper minskar sina kostnader med nästan 100 procent.¹¹ En klumpsummeavgift kan även upplevas diskriminerande eftersom en liten kund får samma avgift som exempelvis en industri. Avgiften blir regressiv, det vill säga mindre andel av inkomsten, ju mer en person tjänar.

En klumpsummeskatt går att justera så att avgiften fördelas lika inom mindre mer homogena grupper av nätanvändare. Exempelvis att hushållskunder blir en kategori, industri en annan och elproducenter en tredje kategori. En sådan justering skulle ändra förutsättningarna något men fortfarande skulle det största problemet kvarstå, att kunderna inte möter någon prissignal om vad det kostar att

⁹ I skatteteori brukar man prata om att skatten ska bestämmas utifrån betalningsförmåga.

¹⁰ Borenstein (2016) argumenterar för att fasta avgifter som är lika för kunder med stor skillnad i förbrukning kommer att bryta mot sunt förnuft "... a fixed charge that is the same for customers with massively different demands will violate a common sense of equity..."

¹¹ Sweco (2019).

använda elnätet. En klumpsummetariff är därför inte kostnadsreflektiv och kommer därför inte att vara en tariffmetod som Ei går vidare och utreder djupare.

Energitariff

En energibaserad tariff innebär att kunden betalar elnätstariff utifrån hur mycket energi kunden använder. En orsak till att använda energibaserade tariffer är att kostnaden för att använda elnätet är beroende av mängden använd el. Precis som elmarknadspriset och energiskatten ger energibaserade tariffer incitament till energieffektivisering, att minska sitt energianvändande för att få en lägre kostnad. En energibaserad tariff kan också ge incitament att investera i egenproducerad el, eftersom en energibaserad tariff innebär minskade nätkostnader när kunden köper mindre el från elhandelsföretaget.

I takt med att fler och fler kunder investerar i egen produktion och lager som möjliggör en minskning av energiefterfrågan ändras förutsättningarna både för nätföretaget och kunderna. Ny utrustning som solceller gör att kunderna kan reagera på prissignaler på ett annat sätt än förut. Det innebär att med energibaserade tariffer kan sådana kunder minska sina kostnader för nätanvändning. I många fall kommer dock inte deras behov av effekt att ändras. Exempelvis ger solet ofta lite el på vintern när elbehovet är som störst. Eftersom nätets kostnader inte drivs av energianvändning utan effektdimensionering innebär det att tariffmodeller där nätanvändare kan reducera sina egna kostnader utan att minska de totala kostnaderna hos nätföretaget, kommer att öka kostnaden för övriga kunder om nätföretaget ska få kostnadstäckning. Det vill säga att en ren energibaserad tariff riskerar att medföra en omfördelning av kostnaderna som innebär en korssubventionering mellan kunder.

En helt energibaserad tariff kan inte heller vara kostnadsreflektiv. Alla kostnader i nätverksamheten är inte rörliga och prissignalen med en helt energibaserad tariff kommer därför att vara felaktig. Ei kommer därför inte att utreda rena energitariffer vidare.

Effekttariff

En effekttariff innebär att kunden betalar elnätstariff utifrån kundens effektuttag. En effekttariff prissätter alltså användning av elnätet baserat på effekt, dvs hur mycket energi som används under en viss tidsperiod, vanligtvis en timme. En orsak till att använda effektbaserade tariffer är att kostnaden för att bedriva elnätsverksamhet beror på hur kraftigt nätet behöver vara dimensionerat för att överföra den effekt som kunderna efterfrågar som mest.

En effekttariff kan baseras antingen på faktisk användning genom uppmätt effekt, eller potentiell användning genom abonnerad effekt eller säkringsabonnemang. Tariffer som baseras på abonnerad effekt ger kunderna incitament att jämna ut sin förbrukning för att hålla nere sin effektanvändning och på så vis kunna ha ett lägre abonnemang. En nackdel är att det inte finns några incitament till annan effektivisering så länge kunden håller sig inom ramen för sitt abonnemang. Tariffer som baseras på uppmätt effekt kan utformas antingen utifrån kundens maximala effektuttag, eller genomsnittet av flera effektuttag under en tidsperiod. De kan även vara begränsade till att enbart gälla effektuttag under höglasttider. Även dessa tariffmodeller ger incitament att hålla nere det maximala effektuttaget. Om tariffen är relaterad till effektuttag under höglasttider kommer den att hjälpa till att jämna ut belastningen i nätet.

Alla kostnader i nätverksamhet är inte baserade på effekt och prissignalen med en helt effektbaserad tariff kommer att vara felaktiga. En effektbaserad tariff kommer alltså inte att vara kostnadsreflektiv. En effekttariff kommer inte att ge kortsiktiga prissignaler för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Ei kommer därför inte att utreda rena effekttariffer vidare.

Flerdelade tariffer

Överföringstariffer som innehåller element av olika prissättningsmekanismer kan kallas hybridtariffer eller flerdelade tariffer. Genom att dela in tariffen i olika komponenter som riktar in sig mot olika områden i elnätsverksamhet kan man få en tariffstruktur som är mer kostnadsreflektiv än de enklare tariffmodellerna som presenterats ovan. Med en tredelad tariffstruktur med en rörlig komponent som fångar de kortsiktiga rörliga kostnaderna, en komponent som fångar de mer långsiktiga kostnaderna och en komponent som fungerar som kostnadstäckande komponent kommer tariffstrukturen att sända prissignaler om vilka kostnader som kundens användning orsakar systemet samtidigt som kunden bidrar till att nätägaren får kostnadstäckning.

Flerdelade tariffer behövs för att tarifferna ska främja ett effektivt nätutnyttjande

Utifrån analysen ovan kan det konstateras på ett principiellt plan att endast flerdelade tariffer uppfyller kraven om kostnadsreflektivitet som ställs på en modern tariffstruktur. Kostnadsreflektivitet behövs för att tariffen ska förmedla rätt prissignaler till kunderna. Den tariffstruktur som behövs för att nättarifferna ska främja ett effektivare utnyttjande av elnätet behöver vara kostnadsreflektiv samtidigt som den medger kostnadstäckning. Nedan utvärderas hur sådana modeller kan sättas upp.

Tariffmodell med fyra komponenter

Den teoretiska tariffstruktur som diskuteras inledningsvis innehåller två tariffkomponenter. Beskrivningen är dock teoretisk och i verkligheten behövs flera tariffkomponenter för att tariffmodellen ska vara kostnadsreflektiv. Ei:s analys visar att fyra tariffkomponenter som prissätter olika egenskaper ger en kostnadsreflektiv och kostnadstäckande tariffmodell.¹² Det innebär en tariffstruktur enligt följande:

- Tariffkomponent för rörliga kostnader
- Tariffkomponent för framåtblickande kostnader
- Tariffkomponent för kundspecifika kostnader
- Tariffkomponent för kostnadstäckning

I det följande beskrivs alternativ för respektive tariffkomponent.

Tariffkomponent för rörliga kostnader

Elnätsföretag har kostnader som varierar med kundernas användning av nätet. Vi kallar dem här för rörliga kostnader i elnätet. Dessa kostnader består till största del av nätförluster samt kostnader för energiavgiften till andra nät. För varje ytterligare kilowattimme (kWh) el som överförs i ett elnät ökar mängden nätförluster som uppstår i nätet, och därmed nätets kostnader.¹³

Nätets rörliga kostnader kan också uttryckas i termer av nätets marginalkostnad. Marginalkostnaden för elnätet är de ytterligare kostnader som uppstår för nätägaren om ytterligare en kilowattimme (kWh) el överförs i nätet. Marginalkostnaden för elöverföring är alltså, i huvudsak, kostnaden för de ytterligare nätförluster som uppstår när ytterligare en kWh el överförs i nätet. Enligt ekonomisk teori bör priset för en vara motsvara marginalkostnaden för att producera ytterligare en enhet av varan när utbud och efterfrågan möts. Om priset är lägre än marginalkostnaden kommer för mycket av varan att konsumeras, och om priset är högre än marginalkostnaden kommer för lite av varan att konsumeras. Nätets marginalkostnad ökar när överföringen ökar och varierar också beroende på var i nätet elöverföringen sker samt när i tid elöverföringen sker.

¹² För en utförlig diskussion kring kostnadsreflektiva tariffer se EiPM 2020:06 samt EiPM 2021:03.

¹³ Lokal inmatning av el kan bidra till att lokalt minska nätförlusterna i ett elnät.

Prissättning av rörliga kostnader

Ekonomisk teori säger att priset som kunderna möter ska spegla den kostnad som kundens användning medför. I och med att det framförallt är nätförluster som påverkar nätföretagets rörliga kostnader bör avgiften baseras på kundernas nätanvändning. De alternativ vi utvärderat är klumpsummeavgift, avgift baserad på energianvändning och avgift baserad på effektanvändning.

Inledningsvis kan vi konstatera att det inte finns motiv för att använda en klumpsummeavgift till de rörliga kostnaderna. En klumpsummeavgift är en fast avgift oberoende av användning och kommer aldrig kunna innehålla information om rörliga kostnader och ger därför inte korrekt information till kunderna om kostnaden att använda nätet. Det innebär att metoden inte är kostnadsreflektiv och inte är lämplig för prissättning av rörliga kostnader i elnätet.

Effektavgifter kan svårigen utformas så att de innehåller information om rörliga kostnader. Ei:s analys visar också att effektavgifter är svårare att förstå för kunderna och därför inte bör vara förstahandsvalet.

Energiavgifter kan utformas så att de innehåller information om elnätets rörliga kostnader. En energiavgift är därmed kostnadsreflektiv. Energiavgifter används redan i hög utsträckning och anses allmänt vara enkla, lättförståeliga och rättvisa. Ei föreslår därför att en energiavgift används för att prissätta rörliga kostnader.

Givet att det är bestämt att den rörliga avgiften ska tas ut som en energiavgift finns ytterligare detaljer som behöver bestämmas.

Dynamisk eller statisk energiavgift (Marginalprissättning eller genomsnittskostnader)

I teorin bör den rörliga kostnaden prissättas som nätets marginalkostnad. Nätets marginalkostnad varierar med belastning och den rörliga kostnaden bör helst vara dynamiskt prissatt för att vara helt kostnadsreflektiv. I praktiken har de rörliga kostnaderna ofta prissatts med genomsnittliga rörliga kostnader på grund av svårigheter att beräkna marginalkostnad och dynamiska nätpriser.

Statiska energiavgifter innebär att priset är satt långt i förväg och utgår från en mer schematisk bild av elnätet. Statiska energiavgifter kan vara helt platta eller innebära olika priser för olika tider. Dynamiska energiavgifter är olika för olika timmar beroende på elnätets belastning. Avgiften bestäms i nära anslutning till driftstimmen.

Dynamiska energiavgifter speglar bättre hur kostnaden varierar med belastningen i nätet från timme till timme. Med ökad andel variabel elproduktion kommer nätanvändningen sannolikt att variera mera i framtiden. Med dynamisk prissättning ökar nätföretagens möjligheter att skicka prissignaler till kunderna som speglar nätets situation i den aktuella stunden. På så vis ger de en mer kostnadsreflektiv prissignal till nätkunderna. Ju större variationer desto större nytta med dynamisk energiavgift.

Dynamiska energiavgifter kräver en hel del från både nätföretag och nätkunder. Metoden kräver först smarta elmätare som kan mäta användningen i tillräckligt korta intervall. Metoden kräver också system som kan skicka information till nätanvändarna om vilka priser som gäller. Från användarnas sida krävs tekniska lösningar som kan hjälpa dem att agera på nätpriserna, så kallad automation, eftersom de annars kommer att ha svårt att reagera på snabba ändringar i nätpriset. Dynamiska energiavgifter kräver också väl fungerande modeller för att förutse när nätets situation kräver högre priser och hur hög den prissignalen behöver vara i det aktuella fallet. Idag finns vad Ei erfar inga sådana modeller.

En mer praktisk utmaning med att införa dynamiska energiavgifter är om det är möjligt att beräkna marginalkostnaden. Det är dock svårt med dagens teknik att identifiera marginalkostnaden för enskilda kunder. Orsaken är att marginalkostnaden beror av nätförluster och att nätförluster är svåra att identifiera på kundnivå. Detta är dessutom svårare i nät med många användare, dvs. lokalnät. Som referens kan nämnas att den svenska transmissionsnätsoperatören Svenska kraftnät idag använder marginalkostnader, men med en metod som uppdaterar marginalkostnaden för transmissionsnätskunderna en gång per år. I Norge uppdaterar Statnett marginalkostnaderna i det norska transmissionsnätet en gång per vecka.

För att dynamiska energiavgifter ska fungera så bra som möjligt behöver priset spegla situationen i den del av nätet där kunden finns. Nätets marginalkostnad varierar över tid och plats. Det innebär att en korrekt prissättning medför att priset som en kund betalar för att överföra en kWh också kan variera mellan olika delar av nätet. En sådan geografisk variation kräver nodprissättning eller andra lokaliseringssignaler. För närvarande är det inte tillåtet för elnätsföretag att

använda sig av nodprissättning eller lokaliseringssignaler på lokalnätetsnivå och inte heller för uttagskunder på regionnätetsnivå.¹⁴

Även om lokaliseringssignaler blir juridiskt möjliga är det inte säkert att det alltid är lämpligt att införa lokaliseringssignaler. Det innebär att för varje enskilt elnät behöver det göras en analys av om effektivitetsvinsterna av en lokaliseringssignal överväger de kostnader som lokaliseringssignaler medför för nätföretagen och för kunderna.

Statiska energiavgifter bestäms långt i förväg och förväntas vara fasta under en längre period. Ofta ett år i taget. Statiska energiavgifter kräver inte lika mycket information för att kunna tillämpas som dynamiska energiavgifter. Det innebär att de är mindre krävande utifrån databehov. Eftersom statiska energiavgifter inte uppdateras varje timme (eller varje s.k. marknadstidsenhet) kommer sådana avgifter inte att fånga nätets marginalkostnad utan blir en uppskattning, eller ett genomsnitt, över tid. Utifrån enkelhet för kunderna finns det dock anledning att överväga statiska energiavgifter. Dessa är onekligen enklare att implementera, och är lättare för nätanvändaren att förstå. Statiska energiavgifter kan även vara att föredra utifrån förutsägbarhet, priset inte varierar inte överdrivet mycket mellan olika tidpunkter.

Statiska energiavgifter kan differentieras mellan olika tider på dygnet eller under året. Till exempel kan avgiften ha en nivå under natten och en annan högre nivå under dagen, då det vanligtvis är högre förbrukning och högre kostnader. En sådan statisk avgift brukar kallas Time-of-Use (ToU). På liknande sätt skulle den rörliga avgiften kunna ha en säsongsvariation, alltså att den har olika nivåer under olika årstider eller månader. ToU och säsongsvariation kan också kombineras. En avgift med ToU och/eller säsongsvariation har fördelen att den speglar variationen i marginalkostnaden bättre än en platt statisk energiavgift, samtidigt som den är enklare att implementera för nätföretagen och enklare att förstå för nätkunderna än en dynamisk energiavgift. Däremot speglar den inte kostnader lika väl som en dynamisk avgift, vilket kan leda till effektivitetsförluster. ToU-avgifter kan eventuellt flytta förbrukningen så att nya höglasttimmar uppstår i elnätet. Dvs. att prisskillnaden mellan tidsintervallerna resulterar i att kunder flyttar sin elanvändning från timmar med högt pris till timmar med lägre pris och att en ny effekttopp kommer till vid övergången mellan hög- och lågpris.

¹⁴ Ei har i Ei PM2020:03 föreslagit att det bör finnas möjlighet till lokaliseringssignaler i lokalnäten.

Statiska och dynamiska rörliga energiavgifter har både för- och nackdelar. Statiska energiavgifter är enklare medan dynamiska energiavgifter kan ge högre ekonomisk effektivitet. Sammanfattningsvis innebär det att Ei inte anser att det finns anledning att reglera om vilket alternativ nätföretagen väljer. Båda alternativen kan främja ett effektivare nätutnyttjande beroende på hur de utformas. Det bör vara upp till varje nätföretag att välja den metod som passar bäst utifrån deras specifika förutsättningar.

Bör olika kundgrupper behandlas lika?

I enlighet med ekonomisk teori bör en varas pris vara lika med marginalkostnaden att producera varan. Vad gäller överföring av el är marginalkostnaden av att ta ut en kWh el densamma för kunder oavsett om de är hushållskunder eller företag. Det innebär det att det inte bör finnas skillnader i den rörliga kostnaden mellan kunder beroende på vilken förbrukargrupp de tillhör. Nätförluster och därmed rörliga kostnaden för överföring kan dock variera beroende på var i nätet en användare befinner sig. Exempelvis är överföringsförlusterna generellt lägre på högre spänningsnivåer. För kunder som inte har samma objektiva förutsättningar, exempelvis befinner sig på olika spänningsnivåer, finns det därför motiv till att den rörliga kostnaden skiljer sig åt.

Vad gäller marginalkostnaden för att överföra ytterligare en kWh som matats in i en given punkt i nätet är den densamma oavsett hur denna kWh producerades. Till exempel spelar det inte någon roll om producenten är en mikroproducent eller en större producent. Det spelar heller ingen roll för marginalkostnaden vilket kraftslag producenten använder sig av. Enligt ekonomisk teori bör alltså energiavgiften vara densamma för alla producentgrupper. För producenter som inte har samma objektiva förutsättningar, exempelvis befinner sig på olika spänningsnivåer, kan det dock finnas motiv till att den rörliga kostnaden skiljer sig åt.

Tariffkomponent för kundspecifika kostnader

Kundspecifika kostnader är kostnader som nätföretagen har för effektiv nät drift och som går att härleda till specifika nätkunder men som inte påverkas av kundens nätanvändning. Dessa kan exempelvis inkludera kostnader för att ansluta en kund till nätet och kostnader för mätning och insamling av data.

Varje nätkund bör finansiera sina egna kundspecifika kostnader. Anslutningsavgiften finansieras genom en engångsavgift medan övriga kundspecifika kostnader betalas löpande genom nättariffen. Eftersom kundens

nätanvändning inte påverkar de kundspecifika kostnaderna är det inte lämpligt att avgiften baseras på hur kunden använder nätet. Det betyder att energi- och effektavgift inte är lämpligt. Fakturering av kundspecifika kostnader görs istället lämpligen genom en fast avgift per kund. Nätägaren måste beräkna varje nätanvändares kundspecifika kostnader. Kundspecifika kostnader är i många fall likartade för liknande kunder. Det innebär att i många fall kan likartade kunder ges samma kundspecifika avgift. Anslutningsavgiftens utformning ligger utanför det här föreskriftsarbetet.

Tariffkomponent för framåtblickande kostnader

En framåtblickande tariffkomponent är en komponent som innehåller information till kunderna om hur deras nuvarande beteende påverkar framtida behov av investeringar i överföringskapaciteten.¹⁵ Syftet med prissignalen är att visa kunderna vilka kostnader deras nätanvändning för med sig och därigenom ge dem incitament att anpassa sin förbrukning och därmed påverka behoven av investeringar i nätet. En framåtblickande tariffkomponent ska därmed främja ett effektivt nätnyttjande på lång sikt.

I litteraturen om elnätstariffer diskuteras om kostnadsreflektiva nättariffer ska inkludera en framåtblickande kostnadskomponent. I stort sett är litteraturen enig om att prissättning med kortsiktig marginalkostnad är det teoretiskt korrekta alternativet. På grund av svårigheter att implementera marginalkostnadsprissättning i verkligheten så är det dock rimligt att också använda en framåtblickande kostnadskomponent. Pérez-Arriaga et al (2017) argumenterar för att en kostnadsreflektiv nättariff även bör inkludera framåtblickande kostnader för att förstärka elnätet, så länge som man inte har nodprissättning som reflekterar samtliga flaskhalsar i elnätet. Shittekatte et al (2020) håller med om det och lägger till att om korrekt marginalkostnadsprissättning inte är möjlig behövs den framåtblickande kostnadskomponenten för att ge en effektiv prissignal för nätanvändarna att reagera på.

Framåtblickande kostnadsmodeller för att bestämma storleken på den framåtblickande kostnadskomponenten

För att nätföretaget ska kunna ta betalt för de framåtblickande kostnaderna behöver de veta vilka dessa kostnader är. De framåtblickande kostnaderna bestäms av vilka framtida behov nätföretagen har i sina nät. Den ekonomiska benämningen

¹⁵ Den framåtblickande kostnaden kan med andra ord sägas vara den långsiktiga marginalkostnaden för elnätet.

för det är långsiktig marginalkostnad. För nätföretagen innebär det att de behöver prognostisera framtiden, vilka effekter kundernas beteende kommer att få och vilken överföringskapacitet man behöver planera för.

Framåtblickande kostnader beräknas i praktiken genom att studera hur kapitalkostnaderna påverkas vid en liten stegvis förändring av efterfrågan över tid. Framåtblickande kostnader kan beräknas på en övergripande systemnivå eller på en mer detaljerad komponentnivå.

På en övergripande nivå kan framåtblickande kostnader beräknas genom att utvärdera hur de aggregerade kostnaderna har samvarierat med olika kostnadsdrivande faktorer som antal nyanslutningar och överförd energimängd. En metod för att uppskatta framåtblickande kostnader skulle kunna vara att använda nätföretagens investeringsplaner för reglerperioden som för närvarande är fyra år.

En analys på komponentnivå innebär att man behöver beräkna hur mycket exempelvis olika ledningar och stationer måste förstärkas för att hantera en ökad överföring i en nod. Den här analysen förutsätter att nätföretaget modellerar hur efterfrågan i en nod påverkar flödena i alla ledningar.

I praktiken används ofta olika kostnadsmodeller för att beräkna den framåtblickande kostnadskomponenten. Logiken bakom framåtblickande kostnadsmodeller är att en reduktion av nätanvändningen idag inte kan minska kostnaderna för dagens nätinфраstruktur, men kan reducera eller senarelägga behovet av framtida investeringar.¹⁶ Genom att en framåtblickande kostnadsmodell ger information om den långsiktiga marginalkostnaden i elnätet ger den kunderna incitament att använda elnätet på ett mer effektivt sätt idag.

Olika sorters framåtblickande kostnadsmodeller används idag av bland annat Storbritannien och Australien (OFGEM, 2019 och AEMC, 2014). Meeus et al (2020) beskriver de fyra modeller som OFGEM använder i Storbritannien. Där används olika modeller på olika spänningsnivåer. Modellerna har också olika grad av

¹⁶ Det kan argumenteras för att även reinvesteringar ska ingå i beräkningen. Reinvesteringar är en stor kostnad för nätföretagen. Genom att prissätta reinvesteringar ger framåtblickande kostnadskomponenten även information om kostnader för reinvesteringar. I krympande nät skulle en framåtblickande tariffkomponent kunna ge incitament att använda nätet så att det faktiska behovet av reinvesteringar minskar och nätets kapacitet kan minska till den dimensionering som är effektiv på lång sikt.

komplexitet. Den mest framåtblickande modellen ser 40 år framåt i tiden medan den minst framåtblickande modellen ser ett år framåt. Olika modeller har olika ingående variabler. I den ultra-långa modellen som tittar 40 år framåt ingår även reinvesteringskostnader. Inte i någon modell inkluderas historiska, eller s.k sunk costs. Govaerts et al (2021) beskriver att den praktiska implementeringen av framåtblickande kostnadsmodeller är förenad med vissa svårigheter. Framförallt på grund av svårigheten att beräkna långsiktiga marginalkostnader när investeringar sker klumpvis.

I svensk kontext har vad Ei erfar inte något nätföretag använt sig av framåtblickande kostnadsmodeller i tariffsammanhang ännu. Sverige har cirka 170 elnätsföretag med varierande antal kunder och olika karakteristika. Det innebär också att nätföretagen har olika förutsättningar i nätet och att olika modeller kan passa bättre eller sämre för olika nätföretag. Givet det ser vi idag inget behov av att föreskriva om vilken kostnadsmodell som företagen ska använda sig av för att beräkna storleken eller den närmare utformningen för den framåtblickande kostnadskomponenten. Det viktiga är att nätföretagen utvärderar behovet och beräknar komponentens storlek med en ekonomisk modell på ett transparent sätt.

Hur ska nätföretagen ta betalt för framåtblickande kostnader?

Ett elnäts dimensioneringsbehov bestäms av hur mycket effekt som ska överföras vid dimensionerande timmar, då nätet är som mest belastat, snarare än den sammanlagda energimängden som överförs över tid. Det innebär att den framåtblickande tariffkomponenten lämpligtvis betalas med en effektagift. Klumpsummeavgift ger inte några prissignaler och kan därför uteslutas från fortsatt analys. Energiavgift kan också fungera¹⁷ men eftersom det inte är energiöverföringen som primärt driver dimensioneringen av näten så är bedömningen att en effektagift är mer kostnadsreflektiv och därmed Ei:s förstahandsval.

En effektagift kan baseras antingen på abonnerad effekt eller uppmätt effekt.

Avgift baserad på abonnerad effekt

Att ta betalt framåtblickande kostnadskomponenten med en avgift baserad på abonnerad effekt innebär att kunden i förväg bestämmer hur mycket effekt den vill ha tillgång till. Storleken på abonnemanget begränsar hur mycket effekt kunden kan ta ut som mest. En fördel med abonnerad effekt är att metoden är transparent

¹⁷ Energi användning kan approximeras effektanvändningen. Exempelvis 4 kWh under en timme blir 4 kW i medeleffekt den timmen.

och förutsägbar. Kunden vet vad kostnaden kommer att bli. En nackdel är att den endast ger incitament att hålla sig inom sitt abonnemang. Det finns inga incitament att minska sin effektanvändning utöver det. Dvs. vid tidpunkter när nätets belastning är kritisk kommer avgift baserad på abonnerad effekt inte att skicka korrekta prissignaler till nätanvändarna. Detta gör att metoden inte är kostnadsreflektiv och inte lämplig som prissättningsmekanism i det här fallet.

Avgift baserad på uppmätt effekt

Förutom abonnerad effekt kan man ta betalt för den framåtblickande kostnadskomponenten utifrån uppmätt effekt. Det vill säga att basera avgiften på kundens uppmätta effektuttag. Avgiften kan baseras antingen på kundens individuella användning eller på kundens användning när nätet är som mest belastat. Det senare alternativet är att föredra, eftersom det relaterar till nätets kapacitet och ger ett starkare incitament till att använda nätet på ett sätt som är långsiktigt effektivt.

I teorin skulle en avgift, där kunden betalar per kW som den tar ut när nätet är som mest belastat, tas ut den timme¹⁸ under året som nätet är som mest belastat. Det är den timmen som är dimensionerande och avgörande för nätföretaget framtida dimensionering av sitt elnät. I praktiken är dock en avgift som tas ut baserat på användningen under en timme problematisk av ett flertal anledningar. För det första utgår ekonomisk teori ifrån att kunderna har fullständig information och betar sig helt rationellt, och att kunderna därmed kommer att veta när nätets årliga topplasttimme inträffar och också reagerar genom att optimera sitt effektuttag utifrån sina önskemål under denna timme. I verkligheten är det svårt att förutse när den dimensionerande timmen inträffar, även för nätföretaget. Det gör att inte många kunder vet när topplasttimmen inträffar. Även om kunden får information kommer det troligtvis ske i nära anslutning till den dimensionerande timmen, och det kan vara svårt att kunna reagera på prissignalen om kunden inte har styrutrustning som hanterar detta automatiskt.

En avgift som baseras på det högsta uppmätta uttaget under en timme kan även om metoden är teoretiskt korrekt uppfattas som orimlig av kunder som är mindre välinformerade, eller har svårare att anpassa sin elförbrukning med kort tidsvarsel. För en kund som tidigt i den prissättande tidsperioden råkar använda mycket

¹⁸ Idag är den relevanta marknadstidsenheten på elmarknaden en timme.

effekt kommer det inte heller finnas incitament att hushålla med effekt under restan av perioden.

Ett andra alternativ är att basera avgiften på fler än den timme med högst belastning för varje period. I litteraturen diskuteras att de 10 till 50 mest belastade timmarna i nätet kan användas för att ta ut de framåtblickande kostnaderna. En sådan modell är inte lika korrekt men är något enklare för kunderna att förhålla sig till. Med avgift baserad på fler timmar så får kunderna incitament att hushålla med effekt även om man råkat använda mycket effekt tidigt i perioden om flera mätvärden används för prissättning.

Ett alternativ till att använda timmar med högst belastning är att använda en modell som använder uppskattningar av när på dygnet nätet vanligtvis är mer belastat. Time of Use (ToU) är en sådan metod. ToU-metoden innebär att priset är högre under de timmar på dygnet som vanligtvis är högre belastade.¹⁹ ToU ger därmed incitament att flytta användning från perioden med hög kostnad till period med lägre kostnad. Med en ToU-metod bestäms priset för den framåtblickande komponenten långt i förväg, är konstant över en längre tidsperiod och gäller vissa förutbestämda perioder.

Valet mellan metoderna beror av flera praktiska saker. Om nätföretaget tar betalt för framåtblickande kostnader genom att prissätta de kritiska, eller dimensionerande timmarna behöver nätföretagen först själva veta vilken/vilka timmar som är dimensionerande. Det i sig kan vara utmanande. Sedan behöver kunderna meddelas i nära anslutning till de kritiska timmar vilket priset är och vilka tider som priset gäller. För att metoden ska vara möjlig krävs att de elmätare som är installerade kan mäta nätanvändarnas effektanvändning i tillräckligt fin upplösning. Ei bedömer att den mätaruutrustning som ska göras fram till 2025 innebär att elmätarna kommer att fungera för att prissätta kritiska timmar. Det krävs också att prissignalen når fram till kunderna. För det krävs att informationshanteringssystemen är tillräckligt utvecklade. I det fallet är det mer osäkert om systemen kan vara på plats till 2025. Slutligen krävs också prognosmodeller som kan beräkna när dimensionerande timmar infaller. Sådan ex ante modellering är dock svår. Kundernas agerande på informationen kan också ändra utfallet och skapa en ny dimensionerande timme.

¹⁹ Morell-Dameto et al (2020) föreslår att tidsintervallen för ToU kan sättas utifrån nätets användning. Exempelvis högre avgift när energiflödet överstiger x procent av den kapacitet som nätet klarar av att överföra.

Jämfört med kritiska timmar är ToU mer förutsägbara och lättförståeliga för kunderna, samt möjligen enklare att implementera för nätföretagen. En nackdel med ToU är att prissignalerna inte är lika kostnadsreflektiva. Orsaken är att det är svårt för nätföretaget att på förhand avgöra exakt vilka timmar under nästkommande år som kommer att vara dimensionerande, och tidsintervallen med högre pris behöver därför vara relativt breda för att säkerställa att de innehåller nätets dimensionerande timmar. En annan utmaning är prissättningen. Priset för ToU sätts långt i förväg och det kan vara svårt att sätta priset så att det ger rätt incitament till kunderna. Dvs. ToU kommer att ge prissignaler under perioder då det egentligen inte råder kapacitetsbrist, och skulle därför ge onödiga incitament till lägre elförbrukning under dessa timmar.

ToU kommer sannolikt att innebära ett lägre pris under den faktiska topplasttimmen jämfört med ett pris som sätts utifrån faktisk kritisk timme, och därmed ge alltför svaga incitament till lägre elförbrukning när nätet är som mest belastat. En annan diskussion med ToU är risken för återvändande last, alltså att prisskillnaden mellan tidsintervallen resulterar i nya effekttoppar vid övergången mellan hög- och lågpris. Detta kan motivera att tidsintervallen inte är allt för smala.²⁰

Valet att prissätta den framåtblickande kostnadskomponenten utifrån faktiska dimensionerande timmar eller med ToU är bland annat en avvägning mellan ekonomisk effektivitet och enkelhet. Enligt forskning är ToU inte lika effektiv för att minska effektuttaget i dimensionerande timmar.²¹ Ju högre topplasten är jämfört med nätets snittlast, desto större är skillnaderna. Om kunderna har tillgång till smarta tekniska lösningar som automatiskt kan anpassa deras effektuttag efter nivån på nättariffen, kan det finnas fördelar att använda faktiska kritiska timmar. Dels gör automatisering det enklare för kunderna att anpassa sin användning till prissignaler som ges med kort varsel, dels minskar automatisering risken för problem med återvändande last i och med att den återvändande lasten kan styras bättre.

Prissättning av kritiska timmar fungerar bäst om nätföretaget har tariffer som tar hänsyn till lokalisering. Kritiska timmar kommer vara på olika platser i nätet vid olika tillfällen. Innebär att prissignalen kommer att bli fel på många platser i nätet.

²⁰ Morell-Dameto et al (2020).

²¹ Se ex. Cross-Call et al (2016).

Innebär också att signalen kan komma att behöva skickas fler gånger än nödvändigt och att alla kunder drabbas negativt.

Valet av prissättningsmetod beror slutligen på den netto nytta som respektive metod ger. Den kan variera beroende på de förutsättningar som nätet har. Som nämndes ovan är ToU inte lika effektiv. Samtidigt kräver pris utifrån dimensionerande timmar mer av nätföretag i form av bättre infrastruktur och större engagemang hos kunderna för att svara på prissignalerna. Det innebär att de totala kostnaderna sannolikt är högre än med ToU-metoden. Sammantaget innebär det att nätföretagen själva behöver ta ställning till vilken metod för prissättning av den framåtblickande tariffkomponenten som passar bäst i deras nät och för deras kunder.

Lokaliseringssignaler

Olika delar av ett elnät kan ha olika hög grad av kapacitetsanvändning, och därmed olika behov av framåtblickande avgifter. För att prissignalen av en framåtblickande avgift ska fungera i enlighet med teorin måste tariffstrukturen innehålla lokaliseringssignaler. Annars kommer priset under de timmar då den framåtblickande avgiften tas ut vara onödigt högt i de delar av elnätet som har gott om kapacitet, och inte tillräckligt högt i delar med kapacitetsbrist.

Den effektivitetsvinst som lokaliseringssignaler medför bör ställas mot de kostnader som också tillkommer. Kostnaderna kan vara kostnader hos nätföretagen för att bygga it- och debiteringssystem men också kostnader hos kunderna, exempelvis kostnader för smart utrustning som hjälper kunderna att reagera på de prissignaler som nätföretaget skickar ut.

En lokaliseringssignal kan utifrån kundperspektiv upplevas som diskriminerande och orimlig eftersom befintliga kunder har svårt att flytta på sig och inte kan påverka var nätföretaget väljer att investera för att minska eventuella överföringsbegränsningar. I dag finns det legala begränsningar för lokal- och regionnät att använda lokaliseringssignaler. Ei har i Ei PM2020:03 föreslagit att lokaliseringssignaler ska vara möjliga även i lokalnät.

För att säkerställa att lokaliseringssignaler är till nytta bör en analys av nyttor och kostnader göras för varje enskilt elnät. Eftersom varje elnät har sina egna förutsättningar är det svårt att generalisera och säga att det ena alternativet är bättre än det andra. Med en analys i botten finns det förutsättningar att i varje elnät välja det alternativ som är bäst i just det nätet. Om det är juridiskt möjligt samt tekniskt och samhällsekonomiskt lönsamt i ett visst elnät att införa

lokaliseringssignaler för den framåtblickande avgiften kan det göras. Om lokaliseringsignal används både på den framåtblickande och den rörliga kostnadskomponenten bör nätföretaget vara noga med att prissignalerna är samstämmiga, skickas till rätt kunder och inte innebär onödig förvirring.

Bör olika kundgrupper behandlas lika?

Framåtblickande kostnadskomponenten är precis som den rörliga kostnadskomponenten en komponent som ska förmedla kostnadsreflektiva prissignaler. På samma sätt som för den rörliga kostnadskomponenten spelar det i praktiken ingen roll för kostnaderna vilken typ av förbrukare som använder nätet. Givet att uttaget sker i samma punkt i nätet kommer kostnaden att vara densamma oavsett om det är ett hushåll eller industri som efterfrågar effekten. Detsamma gäller för producenter. Det spelar heller ingen roll för kostnaden vilket kraftslag som producenten använder för att producera den el som matas in.

Tariffkomponent för kostnadstäckning

Den kostnadstäckande tariffkomponenten, även benämnd residuala kostnader, utgörs av differensen mellan de totala kostnaderna i verksamheten och kostnader som motsvaras av de kostnadsreflektiva (rörliga- samt framåtblickande) och kundspecifika²² tariffkomponenterna. Det innebär att storleken på residuala kostnader kommer att bero av nätverksamhetens totala kostnader men också av hur mycket av kostnaderna som finansieras genom de kostnadsreflektiva och kundspecifika tariffkomponenterna.

Som tidigare nämnts och som åskådliggjorts i Figur 2 är tariffmetoder för residuala kostnader där tariffkomponenten påverkar kundernas användning av elnätet så lite som möjligt att föredra. Detta eftersom nyttan för kunderna och samhället då maximeras.

Hur fördelningen av residuala kostnader ska göras mellan olika kunder har genom åren diskuterats både inom akademien och av experter på elmarknaden. Många olika metoder har diskuterats och föreslagits. Gemensamt för föreslagna modeller är att de söker balansera olika, ofta konflikterande, mål. När det kommer till verkligheten har dessa modeller sällan använts, istället har enkla lösningar där residuala kostnader hämtas hem genom en volymetrisk avgift använts (se exempelvis Brown et al, (2015) eller Borenstein, (2016)).

²² I den kundspecifika tariffen ingår i det här hänseendet även anslutningskostnader.

Historiskt sett har kunderna i princip inte haft något annat alternativ än att använda nätet till det pris som nätföretagen begärt när de haft behov av el. I takt med att den teknologiska utvecklingen ger nya förutsättningar som smarta elmätare, lägre pris för egenproduktion av el och egna energilagrar, förändras också förutsättningarna för kunderna och behovet av vilken prissättning av residuala kostnader som nätägarna bör använda. I dag har många kunder möjlighet att investera i utrustning som möjliggör en minskning av energiefterfrågan och eventuellt även effektefterfrågan. Ny teknologi gör också att kunderna kan reagera på prissignaler på ett annat sätt än förut. Det innebär att om de volymbaserade tarifferna behålls kan dessa kunder minska den andel av de residuala kostnaderna som de betalar för.

Eftersom residuala kostnader inte drivs av kortsiktig energianvändning eller effektefterfrågan innebär tariffkomponenter för residuala kostnader, där nätanvändare kan reducera sina egna kostnader utan att minska de totala kostnaderna hos nätföretaget, kommer att öka kostnaden för den residuala tariffkomponenten för övriga kunder om nätföretaget ska få kostnadstäckning. Det vill säga om tariffen för de residuala kostnaderna sätts fel kommer det medföra en omfördelning av kostnaderna som innebär en korssubventionering mellan kunder.

Prissättningen av komponenten residuala kostnader bör som tidigare nämnts göras så att komponenten påverkar kundernas konsumtionsbeslut så lite som möjligt. I analysen utvärderas för- och nackdelar med relevanta metoder för att prissätta den residuala kostnadskomponenten. Dessa är en enhetlig fast avgift (klumpsummeavgift), avgift baserad på priskänslighet (Ramsey-prissättning) samt avgift baserad på kundernas nätanvändning. Vi diskuterar också alternativ som använts av andra länder samt hybridvarianter som litteraturen föreslagit.

Fördelning med en enhetlig fast avgift

Att fördela residualkostnaderna med en enhetlig fast avgift för alla kunder lyfts i litteraturen som en effektiv fördelningsprincip (Borenstein, 2016 och Pérez-Arriaga et al, 2017). Metoden baseras på skatteteori där den kallas klumpsummeskatt. En klumpsummeskatt är en skatt som utgår med ett visst belopp helt oberoende av aktörens ekonomiska förhållanden. Eftersom klumpsummeskatten utgår med ett visst belopp oberoende av exempelvis inkomst påverkar skatten inte kundens kortsiktiga beslut.

På samma sätt är argumentet att en enhetlig fast avgift (klumpsummeavgift) inte är kopplad till kundernas nätanvändning och därför inte påverkar deras dagliga

konsumtionsbeslut. En klumpsummeavgift innebär att varje nätanvändare får lika stor avgift oavsett om kunden är en lägenhetskund eller en stor industri.²³ Utifrån ekonomisk effektivitet är en klumpsummeavgift en bra lösning på fördelningen av residuala kostnader. Klumpsummeavgift är även enkel, transparent och förutsägbar. Det finns dock problem med klumpsummeavgiften vilka främst har att göra med rimligheten i fördelningen.²⁴ Med en klumpsummeavgift betalar alla kunder en lika stor del av de residuala kostnaderna är kostnaden, vilket inte proportionellt till kundernas ekonomiska möjligheter och mindre kunder betalar en större del av sin disponibla inkomst än större kunder.

I praktiken kommer metoden att innebära att industrier och andra stora kunder får kraftigt sänkta avgifter medan små hushållskunder får se sina avgifter stiga kraftigt. En klumpsummeavgift ger med andra ord stora omfördelningseffekter jämfört med dagens situation. I en studie (Sweco, 2019) beställd av Ei visas att en klumpsumme fördelning av residuala kostnader ökar de residuala kostnaderna för lägenhetskunder med flera hundra procent samtidigt som större förbrukare minskar sina kostnader substantiellt.

En klumpsummeavgift kan även upplevas diskriminerande eftersom en liten kund får samma avgift som exempelvis en industri. Avgiften blir regressiv, det vill säga mindre andel av inkomsten, ju mer en person tjänar.

Sammantaget finns inte motiv för Ei att föreslå en enhetlig fast avgift för att fördela residuala kostnader mellan elnätskunderna.

Fördelning utifrån kundernas priskänslighet

En metod som diskuteras i litteraturen som en näst-bästa lösning för den residuala kostnadskomponenten är så kallad Ramsey-prissättning.²⁵ Ramsey-prissättning innebär kortfattat att kunder med lägre priskänslighet får betala en relativt större del av de residuala kostnaderna. Ramsey-prissättning är en metod som använder kundernas priskänslighet för att fördela residuala kostnader på ett sätt så att

²³ Analysen utgår från att varje nätföretag fördelar sina kostnader mellan sina kunder. Sverige består av ca 170 självständiga nätföretag. Det betyder att en klumpsummeavgift för alla kunder i praktiken inte är möjlig. En sådan lösning skulle behöva någon form av skatteteknisk lösning som samlar in alla residuala kostnader och att nätföretagen får äska sin andel av de residuala kostnaderna. Alternativt att vi enbart har ett nätföretag i hela Sverige. Ett sådant system skulle innebära omfattande ändringar av dagens system och innebära stora administrativa kostnader.

²⁴ I skatteteori brukar man prata om att skatten ska bestämmas utifrån betalningsförmåga.

²⁵ Se Ramsey (1927) för utförligare beskrivning av Ramsey-prissättning.

kundernas totala användning påverkas så lite som möjligt. Metoden bedöms därför som effektiv för att fördela residuala kostnader.

Metoden har dock ett antal svårigheter vad gäller praktisk tillämpning. Ramseyprissättning innebär att nätföretaget behöver information om kundernas priskänslighet för överföring av el och kan använda den informationen för att prissätta kunderna. Priskänslighet är dock inget som kan observeras utan behöver uppskattas, vilket inte är lätt. Det krävs avancerade metoder för det, vilket gör det svårt för kunderna att förstå hur modellen fungerar. Priskänsligheten kan också skilja sig mellan olika prisnivåer och olika tider på dygnet och året. Den kan också ändras av olika anledningar. Det gör att förutsägbarheten är bristande med Ramsey-prissättning. Det gör också att fördelningen kan bli ineffektiv om man råkar basera fördelningen på data som inte stämmer med verkligheten. Dvs. felaktig beräkning gör att kundernas priskänslighet blir felaktiga och därmed också fördelningen av de residuala kostnaderna. I praktiken är det sannolikt inte ens möjligt för nätföretagen att basera residuala kostnader på renodlad Ramseyprissättning eftersom kundernas priskänslighet inte går att mäta på ett bra sätt.

Ett annat problem med Ramsey-prissättning är att den kan upplevas ge orimliga fördelningseffekter. Med Ramsey-prissättning betalar kunder med lägre priskänslighet en relativt större del av de residuala kostnaderna. I verkligheten är oftast de minst priskänsliga kunderna de ekonomiskt svaga som saknar alternativ. Metoden innebär därför att socio-ekonomiskt utsatta grupper kan få betala en proportionellt större andel av de residuala kostnaderna. De är mindre priskänsliga för förändringar i tariffen, på grund av att de saknar resurser för att investera i styrbar utrustning, egen produktion eller energilagring (Neuteleers et al, 2017).

Att det inte är praktiskt möjligt att mäta varje kunds priskänslighet har inte stoppat att metoden används, fast på ett förenklat sätt. I såväl praktiken som i litteraturen finns ett flertal exempel på hur andemeningen med Ramseyprissättning kan tillämpas. En enklare variant av Ramsey-prissättning är att använda en mätbar indikator (s.k. proxyvariabel) som antas samvariera med nätkundens priskänslighet. För hushåll kan man till exempel använda sig av hushållets inkomst, husets storlek eller taxeringsvärde när man bestämmer hur residualkostnaden ska fördelas (Pollitt, 2018).

Att använda olika indikatorer för att försöka mäta kunders priskänslighet är inte enkelt. Som beskrivs ovan har man historiskt argumenterat för och antagit att

hushåll är mindre priskänsliga än företag. Med en utveckling mot mer egenproducerad el, batterilager och bättre möjligheter för hushåll att investera i utrustning som gör det möjligt för dem att svara på prissignaler är det inte längre säkert att den gamla sanningen stämmer. På samma sätt kan investeringar i smarta produkter göra företag mer eller mindre priskänsliga. Detta innebär att det inte är säkert att Ramsey-prissättning med hjälp av indikatorer ger en prissättning av residuala kostnader som faktiskt minimerar påverkan på kundernas beteende.

Sammantaget ger analysen ingen anledning för Ei att föreslå att residuala kostnader ska fördelas med hjälp av kundernas priskänslighet.

Fördelning utifrån kundernas nätanvändning

I avsnittet ovan har vi argumenterat för att nackdelarna med att använda Ramsey-prissättning och enhetlig fast avgift är större än fördelarna i praktiken. Ett alternativ är avgifter baserade på kundens nätanvändning.

Energiavgift – Att använda en energiavgift för att finansiera residuala kostnader kommer inte att uppfylla kriteriet ekonomisk effektivitet. Kriteriet säger att metoden ska påverka beteende mindre än den metod som används idag. Men med en energiavgift kommer kunderna att ha incitament att ändra sin nätanvändning på samma sätt som är vanligt idag. Eftersom de residuala kostnaderna inte drivs av kundens elanvändning kommer en energiavgift att skapa snedvridningar. Det gör den genom att den kostnadsreflektiva delen av tariffen blir större än vad den egentligen ska vara, dvs. den residuala kostnadskomponenten adderar till den rörliga kostnadskomponenten och sammantaget ger de en felaktig prissignal med resultatet att kriteriet ekonomisk effektivitet inte uppfylls.²⁶

En annan orsak varför kriteriet ekonomisk effektivitet inte uppfylls är att när kunderna har möjlighet att installera egenproducerad el riskerar en energiavgift att ge felaktiga incitament, påverka kundernas beteenden och därigenom skapa snedvridningar. En kund som har egenproducerad el och debiteras residuala kostnader med en energiavgift kan delvis undvika avgiften till nätföretaget. Exempelvis kommer en kund i Sverige med en solelinstallation på sin villa att ha ett litet behov av nätöverföring under sommarhalvåret. Samma kund kommer sannolikt att under vinterhalvåret ha i stort sett samma behov av kapacitet som innan den gjorde solelinstallationen. Resultatet av detta blir att kunder med

²⁶ ACER opinion no 9 2014 uttrycker att infrastrukturkostnader inte bör finansieras med energiavgifter. ACERs beskrivning av infrastrukturkostnader motsvarar principiellt de kostnader vi här benämner residuala kostnader.

egenproducerad el utnyttjar samma maximala kapacitet i nätet som tidigare men inte bidrar fullt ut till dess finansiering. Med en energiavgift kommer istället övriga kunder få bära en större del av de residuala kostnaderna. Det vill säga vi får en förmögenhetsöverföring men även en korssubventionering mellan olika kunder.

Effektavgift – En effektavgift innebär att kunderna betalar residuala kostnader baserat på effektanvändning eller effektbehov. Metoden innebär alltså att nätföretagets residuala kostnader fördelas till kunderna utifrån varje kunds effektanvändning eller effektbehov.

Avgift baserad på uppmätt effekt – Uppmätt effekt innebär att man mäter hur mycket effekt kunden har förbrukat som mest under en viss tidsperiod, och baserar avgiften på den mätningen. En avgift baserad på uppmätt effekt och som minskar om kunden sänker sitt maximala effektuttag kommer att ge kunden incitament att ändra sitt beteende. Ett problem med en sådan avgift är att den residuala kostnaden inte påverkas kortsiktigt av kundens agerande och att avgiften inte bör innehålla en prissignal. Av den anledningen är en avgift för residuala kostnader baserad på uppmätt effekt ingen bra lösning.

Om nätföretaget utgår ifrån historiska medelvärden för uppmätt effekt, exempelvis kundens genomsnittliga effektuttag under de senaste två åren, kommer incitamenten för kunden att ändra sitt beteende att reduceras. En sådan lösning skulle kunna vara möjlig att använda för prissättning av residuala kostnader.

En metod med uppmätt effekt kan upplevas svår att förstå och kan upplevas som diskriminerande av kunder i och med att två kunder med liknande förbrukningsmönster och energianvändning kan få olika residuala avgifter.

Avgift baserad på abonnerad effekt – Att finansiera residuala kostnader med en avgift baserad på kundernas abonnerade effekt innebär att det är kundens val av abonnemangsnivå som avgör dennes kostnad för residuala kostnader. I praktiken kan det göras med säkrings- eller effektabonnemang.

Säkringsabonnemang – Säkringsabonnemang används i stor utsträckning i Sverige idag för hushållskunder och mindre affärsverksamheter. Metoden innebär att storleken på en kunds säkring begränsar hur mycket effekt kunden kan ta ut som mest. En avgift baserad på säkringens storlek är därmed en typ av effektavgift. Säkringsavgift innebär att alla kunder med samma säkringsstorlek betalar lika stor residual avgift.

Säkringsabonnemang används i Sverige idag, men vanligtvis finansierar de bara delvis residuala kostnader. Med dagens användningssätt finansieras enbart delar av de residuala kostnaderna med säkringsavgiften, resten finansieras ofta med en rörlig avgift. Detta innebär att om säkringsabonnemang skulle användas för residuala kostnader skulle abonnemangsformen inte användas riktigt som idag. Om säkringsabonnemang skulle användas för residuala kostnader så skulle hela den residuala kostnadskomponenten prissättas utifrån kundernas säkringsabonnemang. Givet det så skulle metoden vara mer teoretiskt korrekt jämfört med hur den används idag.

Samtidigt är det viktigt att komma ihåg att eftersom det finns flera olika säkringsstorlekar kommer det alltid att finnas vissa kunder som ligger i gränslandet mellan två avgiftsnivåer. Dessa kunder kommer att ha incitament att välja det säkringsabonnemang som ger lägre residuala kostnader. Sådana tröskeleffekter är svåra att undvika men kan minimeras genom att skapa större intervaller, dvs. minska antalet trösklar. Ju färre intervall som finns desto mer liknar metoden den klumpsummemetod som beskrivits tidigare i detta avsnitt. I sammanhanget bör nämnas att det historiskt varit sällan som kunder byter abonnemangsstorlek i Sverige. När man gör det har det ofta bakgrund i att kunden gjort någon större förändring som motiverar en ändring av säkringsstorleken. En sådan sak kan vara övergång från eluppvärmning till fjärrvärme medan annan orsak kan vara köp av laddbar bil.

Sammanfattningsvis är säkringsabonnemang enkla för kunderna, transparenta och förutsägbara. Metoden kan också sägas vara icke-diskriminerande och fördelningsmässigt rimlig eftersom liknande kunder får samma avgift.

Abonnerad effekt-abonnemang – Abonnerrad effekt används i Sverige idag, men vanligtvis för kunder med högre effektuttag än hushållskunder och andra mindre kunder. Med abonnerad effekt är kundens bidrag till residuala kostnader beroende på den effekt man avtalat om att kunna ta ut/mata in på nätet. Fördelarna med abonnerad effekt är desamma som för säkringsabonnemang. En skillnad i hur abonnerad effekt och säkringsabonnemang har använts i Sverige är i vilka intervall de paketeras och säljs. Säkringsabonnemang utgår ifrån schabloniserade nivåer baserade på säkringens storlek. Ju högre elförbrukning desto större säkring. Vanliga säkringsnivåer för hushåll är 16, 20, 25 och 35 ampere. Abonnerrad effekt är inte lika schabloniserat och kunden väljer, utifrån sitt behov, vilken effekt den vill abonnera på. Valet är i praktiken ofta kontinuerligt i kilowatt steg. Mindre steg riskerar att ge större problem med tröskeleffekter.

En skillnad mellan säkringsabonnemang och abonnerad effekt är att ett säkringsabonnemang ger en implicit effektgräns medan abonnerad effekt ger en explicit effektgräns. Båda metoderna kan användas för alla kundkategorier. Att mindre kunder historiskt har haft säkringsabonnemang och inte abonnerad effekt har berott på kundernas karakteristikor. Metoderna passar dock olika typer av kunder olika bra. Kunder med mer information och bättre överblick över sin användning kan enklare välja en effektnivå som passar deras behov. Detta gäller oftast större kunder, det vill säga företagskunder. För dessa kunder har abonnerad effekt fungerat bra. Mindre kunder som hushåll har ofta haft mindre information och mindre intresse av en exaktare effektgräns än vad säkringsabonnemanget ger.

Metoden är transparent gällande hur kostnaderna fördelas. Metoden blir tydlig och förutsägbar gällande kostnader för kunderna. Med större intervall kommer kunderna inom ett intervall att vara mer olika än om intervallen är mindre. Ett exempel skulle vara om alla hushållskunder ingår i ett intervall. I det fallet skulle kunder i en liten lägenhet med max 6 kW effektuttag betala samma avgift för residuala kostnader som en kund i en villa med max 20 kW effektuttag. Dessa kunder är rätt olika och kriteriet icke-diskriminering och fördelningsmässig rimlighet uppfylls till mindre grad med en sådan lösning.

I praktiken är det rimligt att tänka sig att nuvarande abonnemangsstruktur behålls för dem som redan använder säkringsabonnemang. Det skulle innebära att fördelningen av residuala kostnader för de kunderna baseras på deras säkringsabonnemang. För övriga kunder är frågan om antalet nivåer kanske inte lika enkelt. Andra sidan myntet vad gäller antalet abonnemangsnivåer gäller kriteriet ekonomisk effektivitet. Den residuala tariffkomponenten bör vara utformad så att den påverkar kundernas nätanvändning så lite som möjligt. Med många abonnemang med små intervaller har kunderna alltid incitament att optimera sitt abonnemang utifrån den kostnad som den residuala tariffkomponenten innebär. Å andra sidan kommer större intervall att innebära tröskeeffekter för dem som ligger nära gränserna. Hur många som möter dessa olika tröskeeffekter påverkar utfallet och valet av intervallens storlek.

Lokaliseringssignaler

Lokaliseringssignaler bör inte förekomma i den residuala kostnadskomponenten. Anledningen är att kostnadskomponenten residuala kostnader inte bör påverka kundernas nätanvändning. Genom att introducera en lokaliseringssignal till den residuala kostnadskomponenten introduceras ett incitament att flytta konsumtionen. I det här fallet till en ny geografisk plats.

Bör olika kundgrupper behandlas lika gällande residuala kostnader?

I enlighet med teorin och de argument som presenterades i avsnittet om enhetlig fast avgift bör det inte vara skillnader i residuala kostnader mellan förbrukargrupper. Det är dock svårt att tillämpa en metod med enhetlig avgift till alla kunder i praktiken. Analysen visar också att skillnad mellan förbrukargrupper är möjlig. Exempelvis har OFGEM i sitt beslut om nya avgifter för residuala kostnader gjort skillnad mellan hushåll och övriga kunder med motiveringen att de har olika egenskaper. OFGEM menar att avgiften för den residuala kostnaden inte ska diskriminera mellan kunder och att det betyder att kunder som är lika bör betala samma nivå på avgiften.²⁷ De metoder som redan används i dag i Sverige gör i många fall skillnad mellan olika kundgrupper. Sammanlagring nämns ofta av nätföretagen som en orsak till att differentiera kostnader mellan kundgrupper.²⁸ För att inte diskriminera och för att fördelningen mellan kunder ska vara rimlig så kan det vara motiverat att olika förbrukningsgrupper bidrar olika mycket till de residuala kostnaderna.

Argumenten när det gäller skillnader mellan producentgrupper är i stort sett de samma som för skillnader mellan förbrukargrupper. Utöver dessa argument finns det i lagstiftningen krav på skillnader mellan olika producentgrupper. Idag är mikroproducenter undantagna från att betala residuala kostnader. Även producenter med verk under 1,5 megawatt (MW) installerad produktionskapacitet är idag undantagna från att betala residuala kostnader. Att det är lagkrav innebär dock inte att det är en optimal struktur. Under våren 2021 har Ei lagt ett förslag att ändra reglerna och ta bort undantaget för tillkommande producenter under 1,5 MW (EiR2021:04). Det kan också finnas anledning att i framtiden se över reglerna för nättariffer för mikroproducenter.

Tariffegenskaper utöver beskrivna tariffkomponenter

Fördelningen av kostnaderna med hjälp av fyra tariffkomponenter på det sätt som beskrivits är en förutsättning för kostnadsreflektiva tariffer. Detta är en grund för att föreskrifterna ger tariffer som främjar ett effektivt utnyttjande av nätet.

Om det bara hade funnits ett enda nätföretag som hade alla sina kunder på samma spänningsnivå hade analysen kunnat stanna vid de fyra tariffkomponenterna. Nu är det inte så utan det finns flera nätföretag som interagerar med varandra i ett

²⁷ OFGEM anger som exempel kunder som har liknande tillgång till nätet (level of access to the network).

²⁸ Se avsnitt Sammanlagring för ytterligare diskussion.

sammanlänkat elnät. Nätföretag är knutna till varandra genom att de är kunder eller leverantörer till andra nät. Detta kommer inte riktigt fram genom de fyra tariffkomponenterna och behöver hanteras separat.

Elnätets användare kan också delas in i inmatningskunder och uttagskunder. Historiskt har dessa hanterats olika. Finns det fortfarande anledning till det? Även den frågan behöver hanteras separat.

Det innebär att resultaten av tariffkomponenterna behöver kompletteras med analys av andra scenarier för att tarifferna sammantaget ska bidra till ett effektivt utnyttjande av elnätet.

Fördelning av kostnader mellan nätnivåer

För fördelningen av avgifter till ett annat ledningsnät är den idag dominerande principen den så kallade vattenfallsprincipen. Principen baseras på antagandet att energi flödar från högre till lägre spänningsnivåer. Som ett resultat har distributionstariffer traditionellt byggts på principen att varje kund bör betala för den spänningsnivå den är ansluten på och för delar av spänningsnivåerna ovanför. En viktig utgångspunkt för fördelning av avgifter till ett annat ledningsnät är att en kund i lokalnätet kan påverka flöden på region- och transmissionsnätet.

Med en ökad andel produktion på lägre spänningsnivåer kommer det finnas tillfällen när dessa nät inte längre är nettoförbrukare utan nettoproducenter. Det innebär att flödena i vissa elnät stundtals kan byta riktning. Frågan är om den så kallade vattenfallsprincipen behöver bytas ut och vilken metod som i så fall ska ersätta den?

Utvärderade alternativ

En utgångspunkt för hur fördelningen av avgifter till ett annat ledningsnät ska göras är att modellen för fördelningen av avgifter bör harmoniseras i hela Sverige. Dvs. att alla nätföretag utgår från samma modell när de beräknar fördelningen av avgifterna.

Tre olika alternativ har utvärderats i en egenutvecklad modell.

- 1 Alternativ 1 innebär att uttags- och inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät adderas till nätföretagets övriga kostnader och fördelas utifrån nätföretagets fördelningsprinciper utifrån de övriga kostnaderna.

- 2 Alternativ 2 innebär att uttags- och inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät separeras från nätföretagets övriga kostnader utifrån uttags- respektive inmatningsabonnemang.
- 3 Alternativ 3 innebär att uttags- och inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät fördelas direkt till slutkunden.

För att utvärdera alternativen utvecklade Ei en beräkningsmodell som simulerar ett regionnät med två angränsande lokalnät, en gränspunkt mot en produktionsanläggning samt en gränspunkt till ett stamnät. I simuleringarna använder modellen historisk uppmätt data. För att utvärdera de olika alternativens påverkan på ett effektivt nätutnyttjande genom styrsignaler samt kostnadsriktighet har data ändrats i olika scenarier.²⁹

Modellsimuleringarna indikerar tydligt att olika fördelningsprinciper för att fördela avgifter till ett annat ledningsnät påverkar incitamenten för effektivt nätutnyttjande. Följande för- och nackdelar kunde identifieras för de tre olika alternativen.

- Alternativ 1 (beskrivet tidigare), anser vi och expertgruppen är det enklaste alternativet för nätföretaget där alla kostnader och avgifter till andra ledningsnät fördelas som övriga kostnader. Däremot ger alternativet inget/ytterst litet incitament till ett effektivt utnyttjande av elnätet och kan inte anses vara kostnadsriktigt. Anledningen är att slutkundernas långsiktiga och kortsiktiga val får liten eller ingen påverkan på slutkundens kostnader.
- Alternativ 2 (beskrivet tidigare) anser vi och expertgruppen är ett relativt enkelt alternativ för nätföretaget även om nätföretaget behöver separera avgifter till ett annat ledningsnät mellan inmatning och uttag samt från övriga kostnader. Analysen visar att alternativet ger betydligt större incitament till ett effektivt nätutnyttjande. Anledningen är att slutkundernas långsiktiga och kortsiktiga val får en större påverkan på slutkundens kostnader.
- Alternativ 3 (beskrivet tidigare) anser vi och expertgruppen är ett mer komplicerat alternativ för nätföretaget som ska fördela avgifter till ett annat ledningsnät direkt till slutkunden utifrån deras påverkan på avgiften. Alternativ 3 ger samtidigt ett ännu större incitament till ett effektivt nätutnyttjande, och är mer kostnadsriktigt, men är mer

²⁹ Modellen och simuleringarna finns tillgänglig på förfrågan.

komplikerat att applicera i verkligheten än alternativ 1 och alternativ 2. Huvudanledningarna till komplexiteten är datahantering samt att lagstiftning inte är utformad för att stödja en sådan fördelning av avgifter till ett annat ledningsnät. Alternativet anses inte vara realistiskt och komplexiteten innebär att alternativet antagligen inte är att föredra framöver.

Utifrån de analyser som utförts och den dialog som har skett med den expertgrupp som är knuten till projektet, föreslår Ei alternativ 2. Alternativ 2 innebär att uttags- och inmatningsavgifter till andra ledningsnät separeras från nätföretagets övriga kostnader. Vi menar att alternativet innebär en mer kostnadsriktig elnätstariff och bidrar därmed till ett mer effektivt nätutnyttjande. Alternativet innebär att kundens val påverkar kostnaderna till andra ledningsnät. Alternativ 2 anser vi och expertgruppen som relativt enkelt för nätföretaget att implementera, enklare än alternativ 3, och ger betydligt större incitament till ett effektivt nätutnyttjande än alternativ 1.

Kostnader i verksamheten

Utgångspunkter för fördelningen av avgifter till annat ledningsnät har varit att det bör införas en modell som är lika i hela Sverige. Det skulle innebära att kunder metodmässigt behandlas lika oavsett vilket nätföretag kunden är ansluten till. Generellt finns det ingen skillnad om kunden är ett elnät, en industri eller en kraftproduktionsanläggning. Eftersom nätkoncessionshavaren ska fördela kostnaderna i verksamheten utifrån kortsiktiga rörliga kostnader, kundspecifika kostnader, framåtblickande och residualkostnader bör utgångspunkterna tillämpas på alla delar i verksamheten.

Tankarna har framförts till den expertgrupp som är knuten till projektet och i samband med expertgruppsmötet den 7 oktober diskuterades fördelningen av avgifter till annat ledningsnät. Generellt är bilden från diskussionerna att expertgruppen såg positivt på utgångspunkterna och principen för att fördela avgifterna till annat ledningsnät. Däremot såg expertgruppen svårigheter med att fördela vidare tidsdifferentierade elnätstariffer. Olika nätföretag kan ha höga effektuttag vid olika tidpunkter och därmed olika behov av tidsdifferentierad tariff. Om inte tidpunkterna för exempelvis tidsdifferentierade effektavgifter till ett annat ledningsnät förs vidare tappar den framåtblickande komponenten prissignalen. Anledningen är att den tidsdifferentierade effektavgifter till annat ledningsnät har utformats för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande i det specifika ledningsnät den är utformad för. Svårigheterna med att fördela vidare

tidsdifferentierade elnätstariffer innebär därmed att vi endast anser det som önskvärt att nätföretaget fördelar vidare de tidsdifferentierade prissignalerna. Om de väljer att föra prissignalerna vidare är det viktigt att de är utformade utifrån samma tidpunkter som i det andra ledningsnätet eftersom prissignalen och kostnadsriktigheten annars tappas och det leder då inte till ett effektivt utnyttjande av elnäten. En elnätstariff för framåtblickande kostnader kan alltså inkludera både framåtblickande avgifter från andra ledningsnät såväl som framåtblickande avgifter till andra nät. Förslaget innebär att om det inte går att föra vidare prissignalerna kommer kostnaden i residuala kostnader för respektive uttag och inmatning,

Utöver den här problematiken med tidsdifferentierade elnätstariffer diskuterade expertgruppen problematiken med samredovisning av framförallt lokalnät men även regionnät. Samredovisningen innebär att prissignalerna suddas ut eftersom de framåtblickande avgifterna till geografiskt olika ledningsnät kan skilja sig helt. Om samredovisningen är bred skulle de framåtblickande avgifter i en del av redovisningsområdet utgöra prissignaler för uttag medan i en annan del inmatning. Även tidpunkten kan skiljas och om dessa avgifter fördelas vidare blir det antagligen felaktiga prissignaler i vissa delar av prisområdet. Generellt kommer prissignalerna att fungera bättre i enskilt redovisade regionnät och där lokalnäten endast samredovisas om de är anslutna till samma regionnät. I sådana fall rekommenderar vi starkt att de framåtblickande avgifter fördelas vidare.

Med ovan förslag tillsammans med att varje abonnemang både har ett inmatnings- och ett uttagsabonnemang menar vi, med medhåll från stora delar av expertgruppen, att fördelningen av avgifter till andra ledningsnät blir mer kostnadsriktig. Vi menar även att problematiken med att fördela kostnader vid vändande flöden i ledningsnät kommer minimeras om elnätstarifferna för både inmatning och uttag finns för alla abonnemang och är utformade som vi föreslagit. Däremot innebär samredovisningsproblematiken, diskuterad tidigare, att prissignaler till ett effektivare nätutnyttjande fortfarande kommer vara sämre i regionnät och lokalnäten som ingår i geografiskt stora samredovisningsområden. Vi menar att vår föreslagna princip för att fördela avgifter till andra ledningsnät är en vidareutveckling av den historiskt använda vattenfallsprincipen. Den föreslagna principens enkelhet gör att principen är transparent, icke-diskriminerande och relativt lätt att implementera.

Sammanfattning av fördelning av avgifter till ett annat ledningsnät

Utgångspunkterna för utformning av fördelning av avgifter till andra ledningsnät är att den ska bidra till objektivitet och icke-diskriminering och ett effektivt nätutnyttjande. Tabell 1, beskriver hur fördelningen av avgifter till ett annat ledningsnät är tänkt att se ut.

Tabell 1 presenterar Ei:s föreslagna fördelning av avgifter till ett annat ledningsnät

Fördelning av avgifter till ett annat ledningsnät	Uttagsavgifter till ett annat ledningsnät	Inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät	Prissättning
Rörliga avgifter till ett annat ledningsnät	Rörliga uttagsavgifter till ett annat ledningsnät	Rörliga inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät	Volymbaserat, SEK/kWh
Kundspecifika avgifter till ett annat ledningsnät	Kundspecifika avgifter till ett annat ledningsnät	Kundspecifika avgifter till ett annat ledningsnät	Fast, SEK/kund
Residuala avgifter till ett annat ledningsnät	Residuala uttagsavgifter till ett annat ledningsnät och möjligen framåtblickande uttagsavgifter till annat ledningsnät	Residuala inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät och möjligen framåtblickande inmatningsavgifter till annat ledningsnät	Säkringsstorlek /Abonnerad effekt
Framåtblickande avgifter till ett annat ledningsnät	Framåtblickande uttagsavgifter till ett annat ledningsnät	Framåtblickande inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät	Utifrån prissättning som används i det andra ledningsnätet

Fördelning av kostnader mellan inmatning och uttag

Inmatnings- och uttagskunder har olika egenskaper. Inmatningskunder producerar och matar in el till nätet medan uttagskunder förbrukar den el som matas in. Oavsett skillnader i egenskaper så är båda kunder till nätägaren och orsakar kostnader. Givet att de har olika egenskaper kan det vara tänkbart att hantera dem olika och att de betalar olika mycket avgifter till nätägaren.

Utvärdering av alternativ

Diskussionen om fördelningen av kostnader mellan inmatnings- och uttagskunder kan delas in i två delar. Den första delen handlar om hur kostnadsreflektiva kostnader ska fördelas och den andra delen om hur residuala kostnader ska fördelas. Kostnadsreflektiva kostnader är kostnader som direkt beror av nätanvändningen. Detta är kostnader som kan uppkomma av både inmatning och uttag av el. Det är den som orsakar kostnaden som ska betala för den vilket

innebär att kostnadsreflektiva kostnader finansieras av inmatning när den orsakar kostnaden och uttag när den orsakar kostnaden.

Fördelning av residuala kostnader har vi diskuterat tidigare. Det som tillkommer här jämfört med den tidigare analysen är att vi behöver fundera på vilka skillnader det är mellan inmatnings- och uttagskunder, hur det påverkar analysen och hur fördelningen av residuala kostnader emellan påverkar samhällets välbefinnande. Det finns också EU-lagstiftning som begränsar hur höga avgifter som inmatningskunder på transmissionsnät får betala.³⁰

Ei har i sin utredning av fördelning mellan inmatnings- och uttagskunder utvärderat ett flertal olika fördelningsnycklar.

Fördelning baserad på priskänslighet - I analysen tidigare i konsekvensutredningen diskuteras prissättning utifrån priskänslighet som Ramsey-prissättning. Ei fann inte att analysen för differentierad prissättning mellan kundgrupper gav anledning att föreslå att residuala kostnader ska fördelas med hjälp av kundernas priskänslighet. Detta beror delvis på de omfördelningseffekter som en Ramsey-prissättning kan ha mellan olika kundgrupper.

Teorin om Ramseyprissättning talar inte direkt om fördelningen mellan inmatningskunder och uttagskunder men priskänsligheten har betydelse även för effektivitetsförlusterna från fördelningen mellan uttag och inmatning. Vilken fördelningen ska vara beror bl a på hur tariffen påverkar marknadspriserna för el och därmed den långsiktiga utvecklingen av produktion och konsumtion. Ur ett teoretiskt perspektiv är den optimala kostnadsfördelning mellan inmatning och uttag den fördelning då den marginella effektivitetsförlusten av en förändring i producent- och konsumentavgifter är lika för producenter och konsumenter (THEMA, 2017). Den relativa priskänsligheten påverkas bland annat av exportöverskottet.

För att hitta den effektiva fördelningen på avgiften mellan inmatning och uttag behövs beräkningar över de olika kundernas priskänslighet för att förstå hur prisförändringar påverkar effektivitetsförlusten från respektive kundsort.

³⁰ COMMISSION REGULATION (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging.

Från remissvar och i diskussioner med den expertgrupp som är knuten till detta projekt har framkommit att det finns ett starkt motstånd mot att använda en metod baserad på priskänslighet som fördelningsnyckel. Argumenten är bl.a. att en fördelning genom priskänslighet är subjektiv och blir felaktig eftersom priskänslighet varierar över tid. Priskänslighet kommer variera med en mängd olika faktorer, både lokala och globala. Exempelvis vid höga elhandelspris kommer producenter att vara mindre priskänsliga än uttagsskunder.

Ei delar expertgruppens syn på svårigheterna att i praktiken beräkna priskänsligheten, men konstaterar samtidigt att det principiella faktumet, att de samhällsekonomiska effektivitetsförlusterna beror av priskänsligheterna, inte påverkas av att dessa är svåra att mäta.

Likafördelning - innebär att de residuala avgifterna tas ut lika utifrån exempelvis abonnerat effektabonnemang i absoluta tal, oavsett om kunden är en inmatnings- eller uttagsskund. Detta kan göras på individnivå eller på mer aggregerad nivå. På individnivå skulle det innebära att om en uttagsskund abonnerar på 10MW kommer den att ha en lika stor residual avgift som en inmatningskund som abonnerar på 10MW på samma spänningsnivå och geografiska område, exkluderat avgifter till ett annat ledningsnät.

En mer aggregerad fördelning skulle vara att göra fördelningen utifrån hur mycket uttagsskundskollektivet abonnerar på och hur mycket inmatningskollektivet abonnerar på. I steg två kommer sedan fördelningen inom respektive kundsegment.

Utifrån diskussioner med några nätföretag visar analysen att en likafördelning skulle innebära att inmatningskunderna generellt får betala något mer av de residuala kostnaderna än vad de gör idag.

Principiellt borde en likafördelning vara effektiv endast om effektivitetsförlustkurvorna ser likadana ut för inmatningskunder och uttagsskunder, dvs om de olika kundsorterna har samma priskänslighet.

Av de remissinstanser som direkt uttalat sig om likafördelning framförs att likafördelning kommer innebära kraftiga prisökningar för alla producenter och menar därför att modellen är olämplig att införa. Ei är dock inte lika säkra och ser att det kan finns fördelar så som enkelhet, transparens och icke-diskriminering.

Kanaltariffer - Kanaltariffer har i Sverige varit en vanlig metod för att beräkna inmatningstariffer på regionnätet och bygger på att inmatningskunderna ska "stå för sin andel av kostnaderna i nätet" och innebär att inmatningskunderna betalar för effekt och km ledning. Nätföretagen har i praktiken också inkluderat sammanlagring i beräkningarna. Om metoden används för att fördela kostnader mellan inmatning och uttag är det en implicit metod. Det betyder att metoden implicerar att det finns en kostnad som inmatningskunderna ska stå för och att uttagskunderna ska finansiera den del av kostnaderna som inte inmatningskunderna finansierar.

Ett problem är att det kan anses diskriminerande att en kund får betala en elnätstariff utifrån sin placering i förhållande till ett angränsande nät, kunden kan inte påverka gränspunkter och transmissionsnät. För inmatningskunder på lokalnäten innebär den geografiska differentieringen att metoden inte är tillämpbar. Ett annat problem är att beräkningarna är icke-transparenta och kan bli komplicerade. Det kan vara svårt för en inmatningskund eller en tillsynsmyndighet att utföra skälighetsanalyser av tariffen för varje specifik kund. Samtidigt menar en del att det är en fungerande metod med bred acceptans.

Principiellt är ett problem med kanaltariffen att när en kanal beräknas så utgår tariffen att inmatningskunden ska betala avgifter i förhållande till hur mycket av nätföretagets tillgångar som det använder. Kanaltariffen innebär att företaget får betala residuala avgifter i förhållande till den del av nätet som man använder. Teorin säger att de residuala kostnaderna ska fördelas på ett sätt som innebär så liten påverkan på användningen som möjligt. Men med kanaltariffen blir de residuala kostnaderna kunds specifika, vilket innebär att de riskerar att påverka användningen.

Kanaltariffer innebär inte så stora förändringar i förhållande till dagens praktik och flera representanter i expertgruppen samt några remissinstanser förordar denna modell, men också att kanaltariffen borde ta hänsyn till betald anslutningsavgift då kunder kan åka snålskjuts på större nyanslutningar. Några menar att kanaltariffer kan få problem om den används på lokalnät pga. det större antal kanaler som behöver beräknas. Det framförs också att problemen med denna metod sannolikt öka som följd av ändringar i produktionsmixen men samtidigt som några menar att med medelvärdesbildning kan den ändå fungera.

Fördelningsgrund i EU-förordning nr 838/2010 - Enligt förordningen får de årliga genomsnittliga avgifterna för överföring på transmissionsnätet som producenterna

betalar inte överskrida 1,2 euro per MWh i Sverige. Avgiften avser årliga totala överföringsavgifter per total uppmätt energi och innefattar inte anslutningskostnader, avgifter för tilläggstjänster och avgifter för systemförluster. Detta kan tolkas som att överföringsavgifterna till transmissionsnätet för att täcka det vi benämner residuala kostnader inte får överskrida en viss nivå.

ACER opinion 9/2014 nämner senare att det inte är lämpligt att använda energiavgifter för infrastrukturkostnader, istället bör fast avgift eller effektagift användas.

Elmarknadsförordningens artikel 18.1, anger att producenter inte får diskrimineras positivt eller negativt beroende på om de är anslutna till transmissions- eller distributionsnätet. Ett sätt vore att tillämpa den nivå som föreskrivs i nämnda förordning också på produktion som är ansluten till distributionsnäten. En möjlighet som har undersökts är därför att låta den regel som begränsar uttaget av residuala kostnader för inmatningskunder på transmissionsnätet, gälla för inmatning oavsett nätnivå och bestämmas av den nivå som är på transmissionsnätet. Denna typ av avgiftsstruktur tillämpas i Norge (NVE, 2021).

Med denna metod blir fördelningen det den blir, eftersom bestämmelsen inte grundar sig på hur mycket inmatningskunderna som grupp ska bidra till kostnadstäckning, utan på hur mycket varje inmatningskund maximalt ska behöva betala (per historiskt producerad kWh) vilket därmed ger ett fast belopp per år att betala. Beroende på hur mycket inmatningskunderna betalar idag kan bestämmelsen innebära konsekvenser för kunderna, särskilt i nät där inmatningskunderna idag står för stora delar av nätföretagens intäkter då metoden innebär ett sänkt bidrag till kostnadstäckning från inmatningskunderna. Alternativ skulle också kunna innebära att nätföretagen kan ha svårt att fylla upp intäktsramen i de fall de har produktionsdominerade nät.

Några remissinstanser påtalar vikten av samordning med nordiska grannländer och är därför positiva till alternativet. Någon lyfter svårigheten att få kostnadstäckning medan ytterligare någon aktör menar att problemet med kostnadstäckning och/eller höjda avgifter för uttagskunder borde vara lösbart.

Inmatningskunder betalar residuala kostnaderna – Mot bakgrund i EU-förordning nr 838/2010 är det tillåtet att sätta avgiften för residuala kostnader för inmatningskunder till 0. Så har man gjort i flera europeiska länder, bl.a. Storbritannien, Tyskland och Italien. Argument för modellen är bl.a. att en avgift

på inmatning av el kommer att snedvrída konkurrensen mellan producenter och att det i slutändan ändå är konsumenterna som betalar elen.

I svensk kontext innebär denna fördelning att det kan bli svårt att hämta igen residuala kostnader i produktionsdominerade nät. Finns det inga uttagskunder är det omöjligt medan om det finns ett fåtal blir det extremt dyrt för dessa. Flera remissinstanser har också uttryckt att en sådan kostnadsfördelning inte uppfyller ellagens krav på objektivitet, att varje kundkategori betalar för de kostnader de orsakar.

Sammanfattning av fördelning av kostnader mellan inmatnings- och uttagskunder

Utifrån de analyser Ei har gjort är det fortfarande svårt att avgöra om det finns en metod som är bättre än någon annan för att fördela residuala kostnader mellan inmatnings- och uttagskunder. Ellagen säger att kostnaderna någorlunda ska spegla nätföretagets kostnader för varje kundgrupp. I remissvaren från den promemoria Ei skrev sommaren 2021 (EiPM 2021:03) har flera remissinstanser rekommenderat att fördelningen mellan inmatnings- och uttagskunder bör bero på de kostnader respektive grupp ger upphov till. Att de residuala kostnaderna bör fördelas så kostnadsriktigt som möjligt mellan produktion och konsumtion. Flera instanser nämner också att kanaltariffer skulle vara ändamålsenliga. Med medelvärdesbildning anser de att den fungerar även på lokalnät. Någon remissinstans nämnde även att EU förordning 838/2010 skulle kunna fungera som fördelningsnyckel. Vid expertgruppsmöte den 22 oktober 2021 framkom att expertgruppen avrådde från att använda priskänslighet som fördelningsnyckel. Flera expertgruppsmedlemmar framhöll i stället kanaltariffer som lämplig fördelningsnyckel.

Givet remissvar, expertgruppsmöten samt eget utredningsarbete är Ei:s slutsats att det idag inte är lämpligt att föreslå en enskild modell rörande fördelning av residuala kostnader mellan inmatnings- och uttagskunder. Det innebär att det även fortsättningsvis kommer att vara ellagens bestämmelse om att varje kundkategori ska betala ungefär sina kostnader som är vägledande för nätföretagen. För transmissionsnätet finns dock även fortsättningsvis EU förordning 838/2010 att förhålla sig till.

Reagerar kunder på prissignaler?

En förutsättning för att det ska finnas anledning att implementera kostnadsreflektiva tariffer är att kunderna reagerar på prissignaler. För att säkerställa att det förhåller sig på det viset har Ei analyserat litteratur på området.

Forskning visar att kunder reagerar på prissignaler som varierade priser i nättariffen skickar. I databasen Arcturus är resultaten från pilotstudier avseende dynamiska priser samlade. Databasen utgör underlaget för flera studier. Faruqui et al. (2017) analyserar 63 pilotstudier med 337 olika dynamiska priser. Genom en enkel statistisk modell visar resultaten att konsumenterna svarade på förändringar i prissignaler genom att minska topplasten.

En konsultstudie beställd av den brittiska regleraren, OFGEM, genomförde en utförlig översyn av litteraturen inom området (OFGEM 2021). Över 90 studier granskades. Vissa av studierna analyserade tariffkomponenten och andra hela elkostnaden. Resultaten visar att konsumenter sänkte sin högsta konsumtion och totala elkonsumtion när ToU tariffer infördes. Införandet av ToU tariffer hade därmed ett starkt samband med elkonsumtionen. I genomsnitt sänkte konsumenterna sin högsta efterfrågan med 8 procent och deras totala konsumtion med 2 procent (OFGEM 2021).

I Sverige har flera studier utförts i mindre skala. Bartusch et al (2011) visar att effekttariffer kan få konsumenter att flytta sin elanvändning mellan olika tidpunkter. En studie av Lanot & Vesterberg (2021) indikerar att kunderna inte reagerar på prissignaler i hög utsträckning. Denna studie är baserad på ett nätområde (Sollentuna) där kunderna inte har tillgång till realtidsåterkoppling.

Det finns evidens för att prissignaler påverkar elanvändningen. Reaktionen varierar dock mellan kundgrupper. Tillgång till teknologi som mäter elkonsumtionen leder till större påverkan på elkonsumtionen. I genomsnitt flyttar dessa konsumenter sin användning från topplastperioden i större utsträckning och drar ner på sin elkonsumtion (OFGEM 2021). Det finns även belägg för att konsumenter med elbilar flyttar sin förbrukning i större utsträckning än andra och att företag med låg energikonsumtion är mindre benägna att reagera på dynamiska priser (OFGEM 2021)

Faruqui et al. (2017) finner att en minskning av topplasten även sker i studier där deltagare inte aktivt rekryterades. I denna studietyp blev deltagare i stället inkluderade i studien av sin elleverantör men fick möjligheten att dra sig ur ('opt-out' studie). Faruqui et al. (2017) finner även att ny utrustning (exempelvis smarta termometrar och smarta mätare) gör prissättningens påverkan på förbrukningen större.

Sammanlagring

Som tidigare beskrivits beror nätföretagens kostnader till stor del på det effektuttag kunderna önskar kunna göra, inte deras energiuttag. Det innebär att man skulle kunna definiera nätföretagens produkt som effektkapacitet, att nätföretaget tar betalt för den effektöverföringen kunden önskar göra och inte för överförd energivolym. Utifrån det så abonnerar alla kunder på en viss effekt. Kunder med effektabonnemang gör det direkt genom att deras uttagna effekt direkt mäts och blir prisgrundande. Säkringskunder har inte effektmätning, men har istället en säkringsstorlek som indirekt sätter en övre gräns för deras möjliga effektuttag.

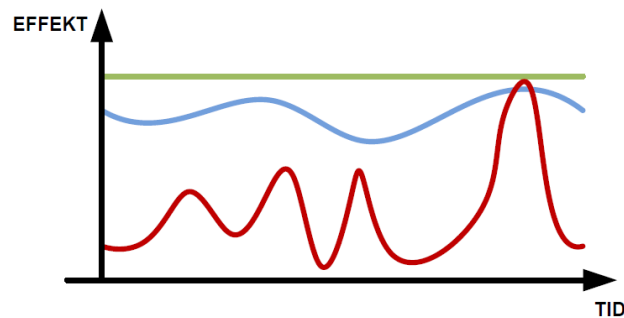
Grundprincipen är att kunderna abonnerar på effekt och att nätföretagen utifrån detta dimensionerar elnätet så att det klarar att överföra den abonnerade effekten. Om alla kunder vid varje tidpunkt tog ut exakt den effekt de abonnerade på skulle nätet alltså behöva dimensioneras efter detta, i nätets alla delar.

Kundens effektuttag varierar vanligtvis över tiden där den abonnerade effekten endast utgör det maximala uttaget för kunden. Variationerna i effektuttaget är dels slumpmässiga och dels beroende av kundernas förbrukningsmönster. När flera kunder använder samma elnät är det därför möjligt att dimensionera nätets överföringsförmåga efter deras gemensamma maximala effektuttag vilket är lägre än summan av kundernas individuella abonnerade effekt. Detta kallas sammanlagring.

Hur mycket effekt som sammanlagras kan sägas bero på tre saker³¹:

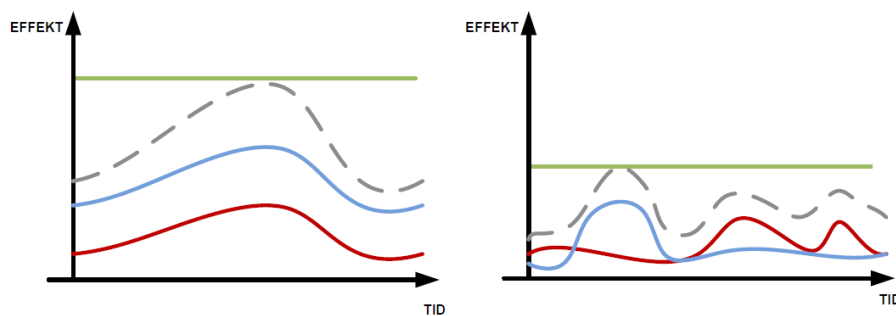
1. *Maxeffekt och utnyttjningstid.* Kunder med samma abonnerade effekt kommer att utnyttja det möjliga uttaget i varierande utsträckning. Utnyttjandegraden kan uttryckas som utnyttjningstid vilket är lika med förbrukad energi (normalt på årsbasis) dividerat med maximalt effektuttag. Kunder med låg utnyttjningstid utnyttjar anläggningen i låg utsträckning och sammanlagrar därmed bättre. Framförallt småförbrukare såsom lägenhetskunder har i allmänhet ett lågt utnyttjande av den abonnerade effekten och sammanlagrar därmed väl.

³¹ Sweco, 2011.



Figur 16: Två kunder med samma abonnerade effektuttag (grön linje). Den blå linjen representerar en kund med en förbrukning som ofta ligger nära den abonnerade effekten vilket medför en hög utnyttjningstid. Röd linje representerar en kund med lågt utnyttjande av anläggningen och låg utnyttjningstid. Nätföretaget kan tillgodogöra sig den låga utnyttjningstiden genom att beräkna en sammanlagrad effekt vid anslutning av flera kunder, och dimensionera anläggningen därefter.

2. *Förbrukningsprofil.* Beroende på när kunderna väljer att göra sitt effektuttag sammanlagras kunderna i olika utsträckning. En viss kundkategori eller grupp kan i normalfallet sägas ha en liknande förbrukningsprofil. Om nätet har en homogen sammansättning av kunder som ser likadana ut (exempelvis hushåll med liknande livsmönster såsom uppvärmning under samma period på året, liknande middags-, och kvällsvanor, mm) blir sammanlagringen lägre. En mer heterogen sammansättning av kundkategorier innebär tvärtom att effektuttagen sker vid olika tidpunkter, vilket medför en hög grad av sammanlagring.

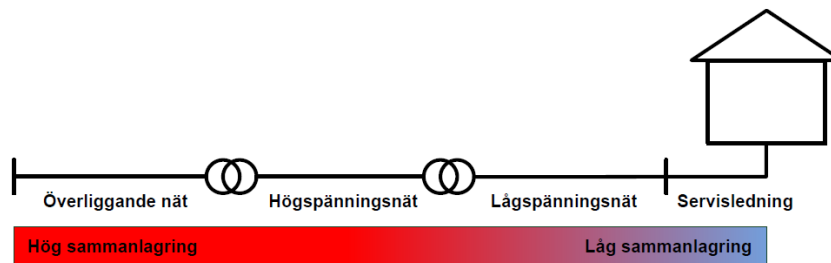


Figur 17: Till vänster syns två kunder med samma förbrukningsmönster, vilket gör att deras maximala effektuttag sammanfaller. I figuren till höger visas istället två kunder med skilda förbrukningsmönster, vilket medför ett lägre sammanlagrat effektuttag (streckad linje) även om förbrukad energi är samma i båda fall.

Skilda förbrukningsmönster kan uppträda med olika tidsupplösning, inom dygnet, veckan eller året. Ett exempel kan vara skillnaden mellan näringsverksamheter och hushåll. Den förstnämnda kundkategorin har sitt huvudsakliga effektuttag beroende av en verksamhet, exempelvis en tillverkningsprocess förlagd till dagtid.

Hushållen har å andra sidan en tydlig morgon, respektive kvällstopp, samt vid elbaserad uppvärmning ett betydligt större effektuttag under årets kalla månader.

3. *Placering i nätet.* Graden av sammanlagring är också beroende av var i nätet man beräknar sammanlagringen. Detta beror av de två ovan nämnda faktorerna – Maxeffekt och utnyttjningstid samt Förbrukningsprofil – samt det faktum att graden av sammanlagring är beroende av antalet kunder som sammanlagras. Sammanlagring beror i grunden på sannolikheten att kunderna inte tar ut sin maximala effekt, vilket innebär att sammanlagringen ökar med antalet kunder. Sammanlagring blir därför högre högre upp i nätet. Nära uttagspunkten är sammanlagringen låg.



Figur 18: Schematisk bild över var i elnätet sammanlagringen uppträder. I anslutningspunkten för en enskild kund finns ingen sammanlagring – här dimensioneras anläggningen efter kundens efterfrågade maximala effektuttag. Högre upp i nätet används anläggningen av många kunder, med olika utnyttjningstid och förbruk-

ningsmönster. Här är sammanlagringen hög.

Sammanlagring och prissättning av elnätstariffen

Utifrån beskrivningen av sammanlagring i avsnittet ovan är det relevant att analysera vilken roll sammanlagring kan ha vad gäller elnätstariffen. I diskussion med aktörer har det framförts att föreskrifterna måste tillåta att nätföretagen tar hänsyn till sammanlagring när de prissätter kunder och sätter samman sina tariffer. Det är framförallt två saker som påpekas. För det första handlar det om att delar av de residuala kostnaderna bör kunna tas ut som en energiavgift för vissa kundkategorier med hög sammanlagring (ex. lägenhetskunder). För det andra handlar det om att effektkomponenten, eller delar av den, bör kunna tas ut som en energiavgift på högre spänningsnivåer (kunder på regionnätet).

Ei kan konstatera att sammanlagring historiskt varit en del i hur nätföretagen dimensionerar överföringskapaciteten i elnäten. Sammanlagringen skapar också olika förutsättningar för dimensionering av överföringskapaciteten i olika delar av elnätet. Vid ingen eller låg sammanlagring blir den maximala effekten direkt dimensionerande, medan det vid hög sammanlagring även blir avgörande att

beakta utnyttjningstid vid dimensionering (se punkt 1 och 2 ovan). Utnyttjandetid definieras som förbrukad energi dividerat med maximalt effekttutag. Det innebär att indirekt är den överförda energin viktig i sammanhanget.

Föreskrifternas huvudsakliga syfte är att elnäten ska utnyttjas mer effektivt. Det innebär att prissignalerna måste vara kostnadsreflektiva, spegla de kostnader som kunden orsakar. Som beskrivs i konsekvensutredningen kan både energiavgift och effektagift användas för att prissätta framåtblickande kostnader. Det innebär att föreskriften redan möjliggör att framåtblickande kostnader tas ut som energiavgift. Det innebär också att sammanlagring ryms inom ramen för föreslagen föreskrift.

Vad gäller frågan om residuala kostnader kan tas ut som energiavgift säger föreskriften att den fasta avgiften ska baseras på de residuala kostnaderna och ska fördelas utifrån kundens abonnerade effekt eller motsvarande. Avgiften ska fördelas i intervall som beror på storleken på abonnemanget. Vidare säger föreskriften att nätkoncessionshavaren trots det som sägs i första stycket får tillämpa en annan fördelning av de residuala kostnaderna om fördelningen kan antas leda till att tariffen ger ett mer effektivt utnyttjande av elnätet.

En hög energiavgift ger kunderna signaler att det är dyrt att använda nätet, den är bra för energieffektivisering. Ett problem med att flytta kostnader från den fasta komponenten till en hög energiavgift är att det kan ge överincitament att investera i egenproduktion, minskade intäkter för nätföretagen och kan innebära att kunden inte står sina kostnader utan blir subventionerad av andra kunder utan egenproduktion. Å andra sidan kan för stora fasta kostnader ge incitament till kunderna att gå ihop till kollektiv mätning och minskade intäkter för nätföretaget den vägen.

Med föreslagna föreskrifter är det tydligt att tarifferna syftar till ett effektivare nätutnyttjande. Fördelningen av de residuala kostnaderna kan göras på olika sätt, vilket diskuterades i avsnittet om residuala kostnader. Det viktiga är att fördelningen inte skapar överincitament för kunden att ändra beteende. En omfördelning av kostnader från residualen till energi innebär defacto att incitament skapas att minska sin användning. Hur mycket den minskar beror på kundernas priskänslighet och är en empirisk fråga. För ett effektivt nätutnyttjande är det viktigt att nätföretagen noga följer kundernas beteende om man väljer att öka energiavgiften.

Beskrivning av förslaget

De fyra tariffkomponenterna

Förslaget utgår från de fyra olika tariffkomponenter som presenterats i rapporten. Dessa sammanfattas i Tabell 2 och beskrivs nedan.

Tabell 2 Ei:s förslag på prissättning av tariffkomponenter i nättariffen

Kostnads-komponent	Exempel på kostnader	Prissättning	Dynamisk i priset	Segmentering	Fördelning
Energiavgift	Nätförluster	Volym-baserat, SEK/kWh	Statisk/ ToU	Större än nod	Kundens användning
Framåtblickande avgift	Baserad på modellering av framtida kostnader	Effekt-baserat, SEK/kW	CPP/ToU	Större än nod	Kundens effekt-uttag
Kunds-specifik avgift	Mätning och rapportering	Fast, SEK/kund	Statisk	Kundgrupper med lika egenskaper	Kundens kostnadsandel
Fast avgift	Den del av intäktsramen som är kvar när övriga komponenter fördelats	Säkringsstorlek/Abonnerad effekt	Statisk	Hushåll och andra kunder	Lika avgift inom varje intervall

Källa: Ei

Energiavgift

Energiavgiften föreslås utgöras storleksmässigt av de rörliga kostnaderna och vara volymbaserad. Energiavgiften bör prissättas med en avgift per kilowattimme, och får tidsdifferentieras. Tidsdifferentiering får göras mer eller mindre avancerad, med två eller fler olika priser vid olika tider på dygnet eller säsongen, beroende på vad som är möjligt samt vilken nytta det kan ge i nätet. Storleken på energiavgiften avgörs av vilka kostnader som det aktuella nätföretaget har som är kortsiktiga och rörliga, samt vilka energikostnader som företaget har till angränsande nät. En generell uppskattning baserad på siffror inrapporterade till Ei indikerar att rörliga kostnader är cirka 9 procent av företagets totala kostnader. Den exakta andelen kommer dock att skilja mellan olika företag beroende på förutsättningar så företagen måste göra den här beräkningen individuellt.

Effektavgift baserad på användning

I tariffen ska en effektavgiftskomponent ingå. Nätföretagen ska beräkna hur stor avgiften ska vara. Denna avgift ska sända kunden en signal om vad kundens användning av nätet idag medför för kostnader för nätet på lång sikt.

Effektavgiften ska baseras på kundens användning av nätet, och matcha de tidpunkter när det är trångt i näten. Nätföretaget kan prissätta effektavgiften för de timmar som är mest kritiska i nätet eller så kan en ToU-profil användas för att tidsdifferentiera avgiften. Skattningar av tariffkomponentens storlek i simuleringar (Sweco, 2019 och egna beräkningar) visar att avgiften kan vara mellan 0-30 procent av den totala kostnadsmassan. Den exakta andelen kommer dock att skilja mellan olika företag beroende på förutsättningar så företagen måste göra den här beräkningen individuellt.

Kundspecifik avgift

Den kundspecifika avgiften ska tas ut som en fast avgift per kundgrupp och fördelas lika inom kundgruppen. Den ska täcka de specifika kostnader som nätföretaget har för just den kundgruppen, till exempel mätning, beräkning och rapportering. Den kundspecifika avgiften ska inte tidsdifferentieras eller innehålla lokaliseringssignaler. Siffror inrapporterade till Ei från nätföretagen indikerar att den här avgiften är runt 3-4 procent av den totala kostnadsmassan. Den exakta andelen kommer dock att skilja mellan olika företag beroende på förutsättningar så företagen måste göra den här beräkningen individuellt.

Fast avgift

Den fasta avgiften ska baseras på de residuala kostnaderna och bör utformas som en abonnemangavgift, till exempel ett säkringsabonnemang eller effektabonnemang. Den fasta avgiften ska inte tidsdifferentieras eller innehålla lokaliseringssignaler. Den ska inte innehålla några incitament för kunden att reagera på. Givet uppskattningar av övriga tariffkomponenter beräknas den fasta kostnaden uppgå till minst 50 procent av den totala kostnadsmassan. Den exakta andelen kommer dock att skilja mellan olika företag beroende på förutsättningar så företagen måste göra den här beräkningen individuellt.

Fördelning av avgifter till ett annat ledningsnät

Uttagsavgifter till ett annat ledningsnät ska belasta uttagsabonnemang och inmatningsavgifter till ett annat ledningsnät ska belasta inmatningsabonnemang. Avgifter avseende använd energi till ett annat ledningsnät utgör kortsiktiga rörliga kostnader. Kundspecifika avgifter till ett annat ledningsnät utgör kundspecifika kostnader.

Utgångspunkterna för utformning av fördelning av avgifter till ett annat ledningsnät har varit kostnadsriktighet, objektivitet och icke-diskriminering. Utformningen bör harmoniseras i hela landet så att alla kunder får möjlighet att påverka sina kostnader utifrån deras eventuella användning av det andra ledningsnätet. Detta innebär att den princip som används idag fortsätter i vissa nätområden medan principen förändras i andra. Generellt innebär förslaget en ökad tydlighet och att Ei därmed skapar en förutsägbarhet på ständigt föränderliga marknader.

Fördelning av kostnader mellan inmatning och uttag

Utifrån de analyser Ei har gjort har Ei inte identifierat att det finns en metod som är bättre än någon annan för att fördela residuala kostnader mellan inmatnings- och uttagskunder.

Givet remissvar, expertgruppsmöten samt eget utredningsarbete är Ei:s slutsats att det idag inte är lämpligt att föreslå en enskild modell rörande fördelning av residuala kostnader mellan inmatnings- och uttagskunder. Det innebär att det även fortsättningsvis kommer att vara ellagens bestämmelse om att varje kundkategori ska betala ungefär sina kostnader som är vägledande för nätföretagen. För transmissionsnätet finns dock även fortsättningsvis EU förordning 838/2010 att förhålla sig till.

Finansiering

Sammantaget bedömer Ei att effekterna av förslaget för offentlig sektor är begränsade. Kostnader som följer av förslaget uppkommer i första hand hos nätföretagen. Förslaget innebär att nätföretagen kan behöva göra justeringar i sina tekniska system såväl som ekonomisystem, mer om det senare i analysen.

Ei bedömer att det i första hand är Ei som påverkas av förslaget. Ei påverkas genom att man är tillsynsmyndighet över elnätsföretagen och även den myndighet som föreskriver om elnätstariffers utformning. Kortsiktiga effekter för Ei är främst kostnader relaterade till arbetet med föreskrifterna. Kostnader kan också uppstå till följd av behov av informationsinsatser. Förslaget innebär nya förutsättningar för nätföretagen och för nätanvändarna. I det sammanhanget finns behov av information från myndigheten till först och främst nätföretagen. Det bör poängteras att informationsinsatser är aktuella först efter att föreskrifter är framtagna, dvs. kostnaderna för information är snarare knutna till

implementeringen av föreskrifter än lagändringen i sig. Andra kostnader som kan följa av förslaget är för uppdateringar av inrapporteringssystem.

Utredningskostnaderna för föreskriften är i det stora redan tagna och ingår därför inte i beräkningen av finansiering. Ei ser inget behov av nya insamlings- eller inrapporteringssystem eftersom vi precis har investerat i nya system. Därmed är det kostnader för information och frågor som kvarstår som kostnader för implementation. Ei bedömer att gällande tillkommande informationsinsatser, inklusive tillkommande förfrågningar, kommer att innebära ökade kostnader främst första året. Med tid och erfarenhet kommer berörda aktörer sannolikt att fråga mindre. Sannolikt kommer många frågor också att vara liknande varför information på hemsidan kommer att hjälpa fler med tiden. Ei beräknar kostnader för informationsinsatser till följd av föreskrifterna till 300 000-500 000kr.³²

På lång sikt, när nya föreskrifter om tariffstrukturer är implementerade, kommer Ei att ha löpande kostnader som följer av implementeringen. Merkostnader till följd av nya föreskrifter handlar om ett möjligt behov av viss djupare tillsyn för att följa upp nätföretagen arbete tarifferna utifrån föreskrifterna. Beräknad årlig kostnad uppgår till 300 000– 1000 000 kronor per år.³³ Inga indirekta kostnader har identifierats för Ei. Ei bedömer att de tillkommande kostnaderna kan hanteras inom ramen för befintlig budgetram.

Ei:s analys visar inte att några andra myndigheter påverkas av förslaget. Domstolar påverkas i begränsad omfattning. Ei har föreskrifträtt vilket innebär mindre osäkerhet för företag och kunder och torde innebära begränsat tillkommande fall för domstolarna.

Effekter för statsfinanserna bedömer Ei vara begränsade. Möjlig påverkan skulle kunna ske genom indirekta effekter av reformen. Om nätanvändningen minskar kommer statsfinansiella intäkter från energiskatt på el att minska. Även intäkter från mervärdesskatten minskar i sådana fall. Syftet med förslaget är dock inte att reducera mängden överförd el, utan att den el som överförs görs så på ett för elnätet effektivare sätt än idag. Som beskrivits tidigare kan förslaget ge vissa omfördelningseffekter mellan olika nätanvändare, men Ei:s bedömning är att den

³² Beräkningarna baseras på tidigare erfarenheter. Fyra informationstillfällen a 25 timmar, information på webben 100 timmar samt ytterligare förfrågningar 100-300 timmar. Timkostnad för en analytiker 1000 kronor.

³³ Tillsyn av 5–10 företag per år. Varje tillsyn beräknas ta 60-100 timmar. Timkostnad för en analytiker 1000 kronor.

totala mängden överförd el inte påverkas nämnvärt av förslaget. Därmed är Ei:s bedömning att statsfinanserna påverkas i begränsad omfattning av förslaget.

Effekterna för kommuner och regioner bedöms vara obetydliga. Förslaget innebär inga direkta effekter på kommuner och regioner. Som nätanvändare kan kommuner och regioner påverkas av förslaget liksom andra nätanvändare beroende på nuvarande tariffutformning. Syftet med föreskrifterna är dock inte att nya föreskrifter ska göra det dyrare att använda elnätet utan att skapa kostnadsreflektiva tariffer som främjar ett effektivt nätutnyttjande, varför effekterna bedöms som obetydliga.

Rättsliga förutsättningar

Bemyndiganden som myndighetens beslutanderätt grundar sig på

Den 2 oktober 2018 beslutade regeringen om en ändring i elförordningen (2013:208). Ändringen innebär att Ei får meddela föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Förordningsändringen trädde i kraft den 1 januari 2019.

Överensstämmelse med EU-regler

EU-parlamentet beslutade våren 2019 ett lagstiftningspaket inom energiområdet som i Sverige fått namnet Ren Energi-paketet. I detta paket ingår bland annat Europaparlamentets och Rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU och Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el. I tidigare direktiv och förordning har reglerna avseende tariffernas utformning inte varit så specifika utan av mer allmän karaktär. I den nya elmarknadsförordningen finns det dock regler om hur tarifferna för överföring ska utformas. Bland annat nämns följande om hur tarifferna ska utformas:

1. Tarifferna ska avspegla kostnaderna, vara transparenta, beakta behovet av näsäkerhet och nätflexibilitet och spegla de faktiska kostnaderna, i den mån dessa kostnader motsvaras av effektiva och strukturellt jämförbara nätoperatörers kostnader, samt tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt.
2. Tidsdifferentierade tariffer får introduceras där det är möjligt.
3. För distributionsnätstariffer gäller även att de får differentieras mellan olika användare baserat på förbruknings- och produktionsprofiler.

Ekonomiska konsekvenser

Konsekvenser för hushåll/konsumenter

Konsekvenser för hushåll/konsumenter beror i första hand på vilka nättariffstrukturer deras nätföretag har idag. Om kundens nätföretag redan idag har nättariffer som överensstämmer med föreslagen tariffstruktur blir det principiellt ingen skillnad för kunden jämfört med idag. Om kunden idag har en nättariff som inte är kostnadsriktig kommer sammansättningen av tariffen att ändras och ge kunden nya incitament att agera på.

Det bör i sammanhanget påminnas om att de totala kostnaderna för elnätet inte påverkas av förslaget, intäktsramen är densamma. De effekter som kan följa av förslaget handlar om omfördelning mellan kunder. Hur det faktiska utfallet blir kommer att variera mellan nätföretag och beror på hur varje nätföretag väljer att implementera nya tariffstrukturer. Studier som Ei genomfört visar på att det är centralt att nätföretagen genomför känslighetsanalyser i det egna elnätet innan man bestämmer den slutliga modellen.³⁴

Samtidigt är det viktigt att komma ihåg att om kostnadsreflektiva tariffer inte införs så kan det innebära högre kostnader för kunden på längre sikt. Om näten inte används effektivt kommer ytterligare investeringar att behövas, som annars hade kunnat senareläggas eller undvikas. Beräkningar som Ei gjort visar på att en senareläggning av en jordkabel i stadsmiljö är värd över två miljoner kr.³⁵ Effektivare användning av näten kan också möjliggöra anslutning av nya kunder som inte hade varit möjligt i annat fall. Ei har inte haft möjlighet att kvantifiera dessa effekter i ett nationellt perspektiv.

Konsekvenserna för kunder som tidigare inte haft kostnadsreflektiva nättariffer beror på hur tarifferna är utformade och hur kunderna agerar på de prissignaler som de nya tarifferna ger. Enligt den statistik om nättariffernas struktur är det idag få nätföretag som erbjuder hushållskunder nättariffer som kan sägas vara kostnadsreflektiva enligt de nya föreskrifterna. I den statistik som nätföretagen skickar in till Ei anger 15 nätföretag att de år 2021 har tariffer som innehåller en effektkomponent för kunder under 63 ampere. Sammantaget innebär det att

³⁴ Sweco (2019) samt Sweco (2020).

³⁵ Diskonterat nuvärde av framtida 5 års betalningar av en investering i 10 km 12 kV jordkabel i citymiljö är ca 2 200 000 kronor.

huvuddelen av alla hushållskunder kommer att få tariffer med en annan utformning med de nya föreskrifterna.

Syftet med att införa kostnadsreflektiva nättariffer är att informera kunderna om att nätets överföringsförmåga är begränsad och att användningen av nätet därför är behäftat med högre kostnad under vissa tider. Utifrån ekonomisk teori är meningen att ett högre pris ska leda till lägre konsumtion av tjänsten under perioden med högre pris. Det vill säga syftet med prissignalen är att ge kunden incitament att anpassa sin användning och därmed bidra till ett effektivare nätutnyttjande samtidigt som de egna kostnaderna hålls nere. Anpassas inte användningen kommer kundens kostnader att öka samtidigt som nätet påverkas negativt. Om kunden reagerar på prissignalen kommer den också att kunna påverka kostnaderna för nättjänsten. Genom att flytta last från timmar med höga priser, eller genom att minska förbrukningen vid timmar med höga priser, kan kunden minska sin kostnad för nättjänsten.

En viktig förutsättning för att kunderna ska vilja bidra och ändra sitt beteende är att deras totala komfort inte ändras nämnvärt. Kunderna vill kunna fortsätta sin vardag ungefär som förut. Det är exempelvis svårt att se att kunder kommer att acceptera att temperaturen i bostaden sjunker drastiskt eller att det inte går att ladda elbilen så att man kan ta sig till jobbet. Om tarifferna utformas smart och kombineras med smart elanvändning så behöver inte kundernas komfort ändras nämnvärt. Bostäder i Sverige är värmetröga i och med sin höga isoleringsnivå. En värmepump eller annan elvärme kan styras ner eller bort under ett par timmar utan att inomhustemperaturen sjunker mer än marginellt (mindre än en halv grad). Elbilens laddare kan programmeras att ladda vid tider där nätet inte är högt belastat, samtidigt som bilen ändå är klar att användas när det är dags att åka till jobbet. Kylskåp och frys samt varmvattenberedare är andra exempel på utrustning som kan styras utan att påverka komfort annat än marginellt. Genom att styra användningen av elutrustning på ett smart sätt blir påverkan på kundens komfort i de allra flesta fall ytterst begränsad.

Kunderna kan själva välja hur de vill reagera på prissignalerna från nätföretagen. De kan välja att manuellt vidta lämpliga åtgärder eller så kan de automatisera responsen. Automatisering kräver att det finns någon form av styrutrustning i hemmet som reagerar på den prissignal som nätföretagen skickar. Denna styrutrustning är det kunderna själva som ansvarar för att inhandla och installera. De kan också välja att ingå avtal med en tredjepartsleverantör som säljer och optimerar styrutrustningen utifrån kundens önskemål. Kostnaden för

styrutrustningen beror på hur mycket funktionalitet kunden önskar. Idag finns styrutrustning redan förinstallerade i flera värmepumpar.³⁶ Mer avancerad styrutrustning kan köpas från ca 2 500 kronor.³⁷

För att utvärdera hur hushåll/konsumenter påverkas av den föreslagna föreskriften har Sweco (Sweco, 2022) på Ei:s uppdrag analyserat effekterna av förändringen genom att tillämpa tariffstrukturen på verkliga kunders förbrukning. I analysen utgick Sweco från de remitterade föreskrifterna och gjorde om tariffen så att den bestod av en del abonnemangsavgift – till exempel i form av sÄkringsabonnemang som är fast; en del energi som baseras på uppmätt energi och en del kundspecifik som även den är en fast avgift. Storleken på effektkomponenten räknades schablonmässigt ut, och därefter togs den ut i form av en effektagift som baserades på faktiskt uppmätt effekt. Denna effektagift tidsdifferentierades.

Den nya tariffstrukturen applicerades sedan på verkliga kunders elanvändning. Analysen gjordes på alla kunderna i kundkategorierna LÄgenhet, SÄkring 20A, SÄkring 25A, SÄkring 35A samt SÄkring 63A. Resultatet visade som förväntat att en del omfördelningseffekter sannolikt kommer att ske. Detta är inget oväntat i och med att Ei tidigare i konsekvensutredningen slagit fast att de tariffer som används i dag inte är helt kostnadsreflektiva så som Ei använder begreppet. Sett till kundkategorierna som ovan nämnts så får kategorin SÄkring 20A den största avgiftshöjningen på 20 procent medan den största sÄnkningen syns i kundgruppen SÄkring 63A där kunderna får en avgiftsminskning med 25 procent. Tittar man på hur kundernas tariffstrukturer förändras så blir en något större andel än tidigare fast, medan den rörliga andelen minskas. Effektagiften som är ny för de flesta kunder utgör mellan 20 och 35 procent av den totala avgiften. Analysen utgår från det restriktiva antagandet att kundernas beteende inte Ändras med de nya tarifferna. Syftet är dock att tarifferna ska vara kostnadsreflektiva och ge kunderna information som gör att de har möjlighet att Ändra sitt beteende utifrån den information som prissignalen innebär. En dynamisk analys som tar hänsyn till prissignaler i kundernas elanvändning skulle visa en mindre omfördelning.

Vad gäller hushåll som också producerar el, s.k. mikroproducenter, gäller fortsatt att nÄtforetag inte får ta betalt för inmatning av el av dessa kunder.

³⁶ Se exempelvis <https://www.nibe.eu/sv-se/produkter/myuplink> (2021-11-23, kl.19.56).

³⁷ Se exempelvis [tibber.se](https://www.tibber.se) eller [ngenic.se](https://www.ngenic.se)

Mikroproducenter har uttagsabonnemang och dessa påverkas som för andra kunder av förslaget.

Konsekvenser för företag

Berörda företag

Följande branschbeskrivning är koncentrerad till de branscher som berörs.

Elnätsföretag, driver och sköter om elnätet. Ett nätföretag har ett ledningsnät eller i några fall endast enstaka ledningar och ansvarar för drift och underhåll av elnätet. De ansvarar för att elenergin transporteras från elproduktionsanläggningarna till elkunderna. Elnäten drivs som monopol och Ei övervakar och reglerar deras verksamhet. Föreslagna föreskrifter berör alla elnätsföretag i Sverige.

Det svenska elnätet består av 569 000 km ledning, varav ungefär 391 000 km är jordkabel och 178 000 km är luftledning. Elnätet kan delas in i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från transmissionsnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Lokal- och regionnätsföretagen ansvarar för att nivån på underhållet av det egna nätet är tillräcklig för att garantera att leveranssäkerheten upprätthålls. Det svenska elsystemet är tätt sammankopplat med angränsande länder, särskilt Norge, Danmark och Finland, men även med Tyskland, Polen och Litauen.

Sammanlagt finns det 174 elnätsföretag i Sverige. Av dessa bedriver 157 lokalnätsverksamhet, 20 regionnätsverksamhet och två transmissionsnätsverksamheter eller enbart utlandsförbindelse. Fem företag har både lokalnät och regionnät. Storleken på elnätsföretagen varierar från små ekonomiska föreningar med ett tiotal kunder till stora företag med flera hundratusen kunder. De tre största företagen har ca 800 000 uttagsabonnemang vardera och ytterligare sju företag mellan 100 000 och 300 000 abonnemang i uttagspunkt. Dessa tio företag har sammanlagt över 3 300 000 uttagsabonnemang, medan de tio minsta företagen sammanlagt har färre än 7 000 uttagsabonnemang. Medelvärdet är ca 36 000 uttagsabonnemang per nätföretag, medan medianen är betydligt lägre, ca 11 000. Total beslutad intäktsram för perioden 2020-2023 är för alla nätföretag 168 miljarder kronor. Medelvärdet är 943 miljoner kronor och medianen 255 miljoner kronor.

Transmissionsnätet i Sverige förvaltas av Affärsverket svenska kraftnät och regionnäten ägs i huvudsak av Ellevio, Eon och Vattenfall. Lokalnäten ägs till cirka 60 procent av Ellevio, Eon och Vattenfall och resterande del av olika privata och kommunala aktörer.

Nätanvändare kan vara hushållskunder, men också företag och offentlig förvaltning. En nätanvändare måste teckna avtal med nätföretag om rätten att ta ut el. I Sverige finns cirka 5,6 miljoner slutkunder, varav knappt 4,7 miljoner hushållskunder och cirka 850 000 företag. Alla företag som använder elnätet betalar nättariffer och kan därmed påverkas av förslaget. Många av de nya bestämmelserna innebär att små företag får samma rättigheter som konsumenter på elmarknaden. Med små företag avses företag med färre än 50 anställda och vars årsomsättning och/eller årliga balansomslutning inte överstiger 100 miljoner kronor. Små företag utgör cirka 95 procent av företagen i Sverige.

Elproducenter producerar el och matar in i nätet för transport till elanvändare. El säljs på börsen eller till en större aktör som kan agera på börsen. För att mata in el på nätet betalar elproducenterna nättariffer. Det innebär att de kan påverkas av förslaget. I Sverige finns cirka 200 elproducenter, varav den största, Vattenfall, står för över 40 procent av den svenska produktionen. Fortum och Uniper står tillsammans för cirka 30 procent av produktionen. Dessa tre bolag producerar främst vattenkraft och kärnkraft. Ytterligare två större aktörer på den svenska marknaden är Statkraft och Skellefteå kraft som tillsammans står för omkring 10 procent av den totala produktionen. Resterande 20 procent kommer från mindre aktörer som producerar vattenkraft, vindkraft och värmekraft.

Den totala elproduktionen år 2020 var 160,9 TWh, medan användningen var 125,2 TWh. Sverige importerar och exporterar el efter behov. Importen var 11,8 TWh och exporten 38,6 TWh. Sverige var således, liksom de senaste nio åren nettoexportör. Kärnkraften stod 2020 för 29,4 procent av elproduktionen, vattenkraft för 44,7 procent, vindkraft för 17,1 procent, solkraft för 0,6 procent och kraftvärme för 8,2 procent.

Energitjänsteföretag, berörs också av föreslagna föreskrifter. Energitjänsteföretag är företag som levererar energitjänster eller andra tjänster för att förbättra energieffektiviteten i en slutanvändares anläggning. Nättariffer som innehåller prissignaler kan användas för att optimera kundens kostnad. Idag finns inga sådana tjänster utan optimering sker mot elhandelspriset. Dvs. föreskrifterna bidrar till att öppna upp ytterligare en marknad för energitjänsteföretagen.

Huruvida de kommer att agera på är upp till aktörerna. Ei har ingen ytterligare information kring detta idag.

Påverkan på företagens kostnader och verksamhet

Transmissionsnätoperatör och regionnätstföretag

Till transmissions- och regionnäten ansluter endast större elanvändare som elproducenter, industrier och andra elnät. Alla kunder på dessa nät är timavräknade och möter redan avancerade tariffer med flera tariffkomponenter. Tariffstrukturerna är relativt lika och utgår oftast från hur transmissionsnätstariffen är utformad. Nätföretagen på den här nivån har redan IT-system och infrastruktur för att samla in och hantera den information som krävs för kostnadsreflektiva tariffer på plats. Det innebär att tillkommande kostnaderna för transmissions- och regionnätstföretag är begränsade när det gäller investeringsbehov.

Tillkommande kostnader kommer uppstå för att ta utveckla nya nättariffer och implementera dem. Kostnaden för att utveckla nya tariffer är svår att skatta. Kostnaden kommer att skilja sig åt mellan nätstföretag beroende på tarifferna ser ut idag. Arbetet med nya tariffer inbegriper både kvalitativt och kvantitativ analys. Nätstföretagen bör också samråda med sina kunder. Sammantaget innebär det ett arbete som kommer att ta månader i anspråk och inte timmar. I diskussioner med expertgruppen har framkommit att tidsmässigt innebär en förändring av tarifferna ca 1-2 årsarbetskrafter. Det innebär en utvecklingskostnad mellan 1,3 – 2,7 miljoner kronor per regionnätstföretag.³⁸

Det kommer också uppstå kostnader för att informera kunderna om de nya tarifferna. Företagen är idag skyldiga att informera elanvändarna om hur tarifferna är utformade och hur de kan påverka sina kostnader för överföring av el genom att byta villkor eller genom att ändra förbrukningsmönster (4 kap. 11 b §). Företagen behöver därför ta fram nytt informationsmaterial som förklarar tarifferna för kunderna. Ökade kostnader för kundservice kommer också tillkomma pga. fler frågor från kunderna. Nätstföretagen som Ei har pratat med har inte kunnat specificera i timmar eller pengar vilka tillkommande kostnader de ser för information. Kostnaden för informationsmaterial är i huvudsak en engångskostnad. Informationen ska publiceras på företagens hemsidor och kan kompletteras med utskick riktade till befintliga kunder. Givet att tarifferna redan är framtagna torde merarbetet att beskriva tarifferna och publicera informationen

³⁸ Givet att en årsarbetskraft kostar 1 360 000 kronor.

vara begränsad. En rimlig tidsåtgång är 2-4 veckors arbete per företag. Kostnaden blir då 80 000- 160 000 kronor per företag. Antalet tillkommande frågor beror både på tariffens utformning och kundernas förkunskaper. Kunder anslutna till transmissions- och regionnäten är stora aktörer som har stor kunskap kring sin elanvändning. Varje nätföretag har inte heller särskilt många kunder anslutna till sitt nät. Transmissionsnätet har ca 230 abonnemang och de tjugo regionnätsföretagen har totalt ca 3 000 abonnemang. Sammantaget gör det att man förvänta sig att antalet tillkommande frågor blir begränsade. Nätföretaget kan också på sin hemsida publicera svar på ofta ställda frågor för att förenkla för kunderna och minska antalet frågor till kundservice. Om varje abonnent, dvs kund ställer en fråga och vi antar att svarstiden är en timme skulle totala kostnaden för transmissionsnätet bli ca 230 000 kronor och för regionnätsföretagen ca 3 miljoner kronor.

Lokalnätsföretag

Hos de svenska lokalnätsföretagen är variationen i tariffstrukturer större än på region- och transmissionsnätets nivå. En säkringsbaserad tariff med en energikomponent är den absolut vanligaste tariffstrukturen för hushållskunder. Enligt inrapporterad statistik för kunder med en säkring mindre än 63 A erbjuder endast 15 nätföretag en tariff med en effektkomponent. Kunder med minst 63 A har timvis mätning av sin elförbrukning och med högre anslutningseffekt blir det också vanligare med effektbaserade tariffier. För kunder med 63A abonnemang har 18 antal företag rapporterat effektabonnemang och för 120A är siffran 51 företag.

Lokalnätsföretag kommer att påverkas genom att de behöver utarbeta nya tariffier, implementera dem och se till att den infrastruktur som behövs för de nya tariffierna är på plats. Företagen kommer också att behöva informera sina kunder om de nya tariffierna.

Kostnader för att ta fram nya tariffier och implementera dem kommer att skilja sig åt mellan nätföretag beroende på hur tariffierna ser ut idag. Arbetet med nya tariffier inbegriper både kvalitativt och kvantitativ analys. Arbetet för lokalnätsbolag är mer komplext än för regionnätsbolagen i och med att lokalnätsföretagen har fler och mer heterogena kunder. Det innebär att lokalnätsföretagens utvecklingsarbete i de flesta fall sannolikt är större än för regionnätsföretagen. Lokalnätsföretagen behöver utreda hur fördelning av kostnaderna mellan kostnadskomponenterna ser ut. Om de behöver en effektkomponent och hur de ska fördela den fasta avgiften mellan sina kunder. Känslighetsanalys behöver göras och nätföretagen bör också samråda med sina

kunder. För större företag med fler kunder kommer tariffarbetet att vara mer omfattande.

Ei har diskuterat med lokalnätstföretag för att försöka uppskatta tidsåtgång och kostnader för att ta fram nya tariffer. Företag som vi pratat med nämner som jämförelse att den prisjustering som görs varje år, och som omfattar arbete med konsekvensanalyser och flera olika scenarion kan ta mer än en årsarbetskraft i anspråk. Ett arbete att ta fram helt nya tariffer torde vara än mer resurskrävande. Givet dessa diskussioner är Ei:s bedömning att tillkommande kostnader för ett nätföretag som gör allt arbete med tariffutvecklingen själv kräver 2-3 årsarbetskrafter. Det innebär utvecklingskostnader om 2,7 – 4,1 miljoner kronor per lokalnätstföretag. Ett alternativ för framförallt mindre nätföretag är att istället för att göra arbetet själv ta konsulter till hjälp. Ei har i diskussioner med konsultbolag och nätföretag fått information om att många nätföretag redan idag använder sig av den möjligheten. En s.k. tariffutredning tar ca 300-500 timmar att genomföra för ett medelstort elnätbolag. Det motsvarar 300 000- 500 000 kronor. För nätbolaget tillkommer att implementera tariffstrukturen i sina IT-system för att kostnaden ska bli jämförbar med att göra arbetet själv.

Lokalnätstföretagen kommer också att ha kostnader för att säkerställa infrastrukturen runt tarifferna. Dvs. att elmätarna klarar av att mäta i den upplösning som behövs, att insamlingssystemen är dimensionerade för att hämta mätvärdena från mätarna in till IT-systemet och att faktureringsystemet kan fakturera kunderna utifrån mätvärden och abonnemang.

Den mätarreform som ska vara klar till 2025 innebär att alla mätare kommer att klara av timvis mätning. Det innebär att mätare inte är en del av kostnaden för nya tariffer. Beroende på hur nätföretagen räknar kan även insamlingssystemen räknas in i kostnaderna för mätarbytet. Om man inte räknar så utan bedömer att kostnaderna för insamling och fakturering tillhör tariffreformen så behöver man räkna på kostnaden att gå från schablonmätning till timvis avräkning. Ei har tidigare utrett frågan om vad kravet på timvärdesregistrering kunde innebära för utökade kostnader för insamlings- och kommunikationssystem. Ei fann att kostnaden av att gå från den förenklade avräkningen till dygnsvis avräkning 30 kronor i tillkommande kostnader per mätare.³⁹ Det var givet att det mät- och kommunikationssystem som var installerat var nyare än från 2010. I den kostnaden ingick inte IT-system för debitering av kund. I diskussioner med

³⁹ EiR 2016:03.

lokalnätstföretag har Ei fått information om att kostnaderna för hantering av mätning borde vara begränsad, så även kostnaderna för IT-systemen. En kostnadspost som nämns specifikt är en ökad kostnad för att kvalitetsgranska timvärden snabbare med timvärden. Givet den information vi fått i diskussioner med nätföretag är Ei:s bedömning att kostnaden för infrastruktur runt nya tariffer är mellan 50 -100 kronor per mätare, dvs. kund.

De lokalnätstföretag som Ei diskuterat med har framfört att de bedömer att den största utmaningen som följer av föreskrifterna är kundservice och att informera kunderna om förändringen. Företagen är idag skyldiga att informera elanvändarna om hur tarifferna är utformade och hur de kan påverka sina kostnader för överföring av el genom att byta villkor eller genom att ändra förbrukningsmönster (4 kap. 11 b §). Flera nätföretag uttrycker en oro för att föreskrifterna innebär mer komplexa tariffer som kommer leda till betydligt fler frågor och kanske en försämrad kundnöjdhet. Sammantaget kommer det att leda till högre kostnader för kundservice. De företag vi har pratat med har inte haft möjlighet att i detalj analysera hur mycket fler frågor de tror kommer att komma med reformen. Ei har dock fått indikationer från några företag om vad de tror att deras tillkommande kostnader blir. Något nätföretag har också påtalat att de sannolikt behöver genomföra informationskampanjer för att få kundacceptans.

Informationskampanjer kan göras på olika sätt. En lösning är riktad information till befintliga kunder, ett annat annonser i lokala tidningar och en tredje är sociala medier. Sannolikt kommer en mix av metoder att användas. Kostnaderna varierar beroende på val av lösning och hur många kunder man behöver nå. Ei:s bedömning utifrån diskussioner med nätföretag är att de tillkommande fortlöpande kostnaderna för kundservice och information kommer att vara mellan 10–20 kronor per kund och år. För ett nätföretag med 100 000 kunder innebär det tillkommande kostnader mellan 1–2 miljoner kronor per år för information och kundservice.

Elproducenter

Föreskrifterna kan även beröra elproducenter. Detta genom att förslaget även föreskriver hur inmatningstariffer ska utformas för att främja ett effektivt nätutnyttjande. Påverkan på elproducenterna beror på hur deras tariffer ser ut idag och om de ändras när föreskrifterna kommer på plats.

Producenter installerad effekt under 1,5 MW är enligt ellagen undantagna delar av inmatningstariffen och påverkas därför i begränsad omfattning av förslaget. Dessa är i huvudsak anslutna till lokalnäten.

Enligt den information som Ei tagit del av har flertalet elproducenter redan idag avancerade tariffer som innehåller pris- och lokaliseringssignaler. Detta gäller framför allt producenter med installerad kapacitet över 1,5 MW. Dessa är i huvudsak anslutna till region- och transmissionsnätet.

Gällande inmatningstarifferna för producenter över 1,5 MW skiljer sig utformningen mellan olika nätföretag. Det innebär att alla inmatningstariffer inte är helt i linje med föreslagna föreskrifter och därmed är det möjligt med viss påverkan jämfört med idag. Förslaget om fördelning av residuala kostnader mellan inmatnings- och uttagskunder innehåller inga explicita krav på en specifik fördelning. Nätföretagen har därför möjlighet att behålla nuvarande fördelning om den främjar ett effektivare utnyttjande av elnätet. Behåller man nuvarande metod påverkas elproducenterna i begränsad utsträckning.

Övriga företag

Med övriga företag avses företag som använder el i sin verksamhet. Förslaget påverkar inte den totala intäkt som nätföretagen får ta ut av sina kunder men kan påverka olika kunder olika beroende på hur nätföretagen väljer att utforma sina tariffer inom ramen för vad föreskrifterna tillåter. Beroende på hur företagen använder nätet kan deras kostnad påverkas olika. Idag utformas tarifferna vanligtvis olika beroende på vilken effekt och energianvändning kunderna har. Desto större kunder desto mer avancerade tariffer. Det innebär att kunder som har hög effekt- och energiförbrukning redan idag har avancerade tariffer. Ei har ingen statistik på hur det faktiskt förhåller sig men kan utifrån insamlad statistik konstatera att för kunder med abonnemang under 63 ampere är det endast 15 nätföretag som har effekttariffer. För kunder med abonnemang om 100 kW är det över 130 nätföretag som har effekttariffer.

Föreslagen förändring kommer inte att innebära någon större påverkan för de större företagens verksamhet. De har redan avancerade tariffstrukturer och har kunskap att hantera frågor om hur tarifferna påverkar deras kostnader.

Förslaget kommer dock att skapa incitament för företag att effektivisera sin verksamhet utifrån den prissignal som förslaget innebär. Företag med hög elförbrukning eller anslutna till högspänningsnätet, har redan idag tariffer med flera komponenter som ska verka för kostnadsreflektivitet. Dessa företag kommer att påverkas i liten utsträckning.

Små företag med liten elförbrukning som idag inte har kostnadsreflektiva tariffer kommer att få kostnadsreflektiva tariffer. Hur de påverkas beror på hur tarifferna

utformas, företagens förbrukningsprofil och hur de väljer att reagera på de prissignaler tariffen ger. Eftersom nätföretagen även med föreskrifterna på plats har viss frihet att utforma tariffstrukturer för att passa sin verksamhet kommer tariffer att utformas olika hos olika nätföretag. Exempelvis kan ett nätföretag utelämna den framåtblickande kostnadskomponenten pga. det inte finns behov av den. Givet det är det svårt att beräkna en generell påverkan som nya föreskrifter får för olika företag. Om företagen agerar på prissignaler i de nya tarifferna kommer de precis som hushåll som reagerar på prissignaler att ha möjlighet att påverka sin kostnad för nättjänsten.

Påverkan på konkurrensförhållanden

Nätverksamhet bedrivs som legala monopol vilket innebär att nätföretag inte konkurrera direkt med varandra. Kunder som finns inom ett nätföretags nätkoncessionsområde har inget alternativ än det befintliga nätföretaget. Däremot finns viss konkurrens om nya etableringar genom anslutningsvillkor och nättariffer. Anslutningsvillkor diskuteras inte i detta förslag varför villkoret inte påverkas. De nya föreskrifterna kommer att innebära ytterligare harmonisering av utformandet av nättariffer. En ökad harmonisering kan leda till mer likartade tariffer och bättre konkurrens.

De nya föreskrifterna bedöms inte få påverkan på konkurrens i andra branscher, mellan branscher eller mellan företag i olika länder.

Annan påverkan på företag

Ei:s analys visar inte på någon annan påverkan på företag än som beskrivits ovan.

Särskild hänsyn till små företag

Ei:s analys visar inte på att särskild hänsyn behöver tas till små elnätsföretag. Elnätets utformning och funktion är av central betydelse för att möta framtidens utmaningar med bl.a. omställning mot förnybar elproduktion, digitalisering och elektrifiering av fordonsflottan. Det innebär att alla elnätsföretag, stora som små, behöver använda nättariffer som främjar effektivt utnyttjande av elnätet.

Ei föreslår ändå att en dispensbestämmelse införs i föreskrifterna. Då föreskrifterna ska tillämpas för ca 170 elnätsföretag är det naturligt att effekterna av regelverket kommer påverka dessa företag olika. Även om det inte är specifik hänsyn till små företag så kan det finnas små företag som ser behov att använda dispensmöjligheten.

Vad gäller effekter för andra företag än elnätsföretag visar inte Ei:s analys att särskild hänsyn behöver tas till små företag. De kostnader som elanvändare orsakar elnätet bör lämpligtvis betalas av samma elanvändare.

Konsekvenser för offentlig sektor

Sammantaget bedömer Ei att effekterna av förslaget för offentlig sektor är begränsade. Ei bedömer att det i första hand är Ei som påverkas av förslaget. Ei påverkas genom att man är tillsynsmyndighet över elnätsföretagen och även den myndighet som föreskriver om elnätstariffers utformning. Kortsiktiga effekter för Ei är främst kostnader relaterade till arbetet med föreskrifterna. Kostnader kan också uppstå till följd av behov av informationsinsatser. Förslaget innebär nya förutsättningar för nätföretagen och för nätanvändarna. I det sammanhanget finns behov av information från myndigheten till först och främst nätföretagen. Det bör poängteras att informationsinsatser är aktuella först efter att föreskrifter är framtagna, dvs. kostnaderna för information är snarare knutna till implementeringen av föreskrifter än lagändringen i sig.

Utredningskostnaderna för föreskriften är i det stora redan tagna och ingår därför inte i beräkningen av konsekvenser. Ei ser inget behov av nya insamlings- eller inrapporteringssystem eftersom vi precis har investerat i nya system. Därmed är det kostnader för information och frågor som kvarstår som kostnader för implementation. Ei bedömer att gällande tillkommande informationsinsatser, inklusive tillkommande förfrågningar, kommer att innebära ökade kostnader främst första året. Med tid och erfarenhet kommer berörda aktörer sannolikt att fråga mindre. Sannolikt kommer många frågor också att vara liknande varför information på hemsidan kommer att hjälpa fler med tiden. Ei beräknar kostnader för informationsinsatser till följd av föreskrifterna till 300 000-500 000kr.⁴⁰

På lång sikt, när nya föreskrifter om tariffstrukturer är implementerade, kommer Ei att ha löpande kostnader som följer av implementeringen. Merkostnader till följd av nya föreskrifter handlar om ett möjligt behov av viss djupare tillsyn för att följa upp nätföretagen arbete tarifferna utifrån föreskrifterna. Beräknad årlig kostnad uppgår till 300 000– 1000 000 kronor per år.⁴¹ Inga indirekta kostnader har

⁴⁰ Beräkningarna baseras på tidigare erfarenheter. Fyra informationstillfällen a 25 timmar, information på webben 100 timmar samt ytterligare förfrågningar 100-300 timmar. Timkostnad för en analytiker 1000 kronor.

⁴¹ Tillsyn av 5–10 företag per år. Varje tillsyn beräknas ta 60-100 timmar. Timkostnad för en analytiker 1000 kronor.

identifierats för Ei. Ei bedömer att de tillkommande kostnaderna kan hanteras inom ramen för befintlig budgetram.

Ei:s analys visar inte att några andra myndigheter påverkas av förslaget. Domstolar påverkas i begränsad omfattning. Ei har föreskriftsrätt vilket innebär mindre osäkerhet för företag och kunder och torde innebära begränsat tillkommande fall för domstolarna.

Effekter för statsfinanserna bedömer Ei vara begränsade. Möjlig påverkan skulle kunna ske genom indirekta effekter av reformen. Om nätanvändningen minskar kommer statsfinansiella intäkter från energiskatt på el att minska. Även intäkter från mervärdesskatten minskar i sådana fall. Syftet med förslaget är dock inte att reducera mängden överförd el, utan att den el som överförs görs så på ett för elnätet effektivare sätt än idag. Som beskrivits tidigare kan förslaget ge vissa omfördelningseffekter mellan olika nätanvändare, men Ei:s bedömning är att den totala mängden överförd el inte påverkas nämnvärt av förslaget. Därmed är Ei:s bedömning att statsfinanserna påverkas i begränsad omfattning av förslaget.

Effekterna för kommuner och regioner bedömer Ei vara obetydliga. Förslaget innebär inga direkta effekter på kommuner och regioner. Som nätanvändare kan kommuner och regioner påverkas av förslaget liksom andra nätanvändare beroende på nuvarande tariffutformning. Syftet med föreskrifterna är dock inte att nya föreskrifter ska göra det dyrare att använda elnätet utan att skapa kostnadsreflektiva tariffer som främjar ett effektivt nätutnyttjande, varför effekterna bedöms som obetydliga.

Miljömässiga konsekvenser

Ei bedömer att förslaget får vissa positiva miljömässiga effekter. Om förslaget genomförs kommer det att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Med ett effektivare utnyttjande av elnätet kan vissa nätförstärkningar senareläggas och i vissa fall helt utebli. Investeringar som inte behövs innebär att mindre material kommer att användas och att mark och miljö inte exploateras såsom fallet vore annars. Detta innebär mindre materialåtgång och positiva miljömässiga konsekvenser. Hur stor den positiva effekten blir beror på flera faktorer, exempelvis i vilken landskapsmiljö den tänkta ledningen skulle dragits och materialval. Senareläggning av nätförstärkningar innebär att befintliga anläggningar kan utnyttjas längre vilket minskar systemkostnaden.

En annan positiv miljömässig konsekvens med förslaget kommer av att förbrukningsprofilen över dygnet ändras med kostnadsreflektiva prissignaler. Med en nättariff som bidrar till ett effektivare nätutnyttjande kommer efterfrågan på nätöverföring att minska i de timmar där belastningen på elnätet är som högst. Elnätets förbrukningsprofil och elhandelns förbrukningsprofil överensstämmer till stor del med en toppbelastning på morgonen och på kvällen när folk kommer hem och ska laga mat. När efterfrågan på el är som högst är det risk att den el som produceras på marginalen är fossilbaserad elproduktion. Genom att flytta efterfrågan från höglasstimmarna genom en korrekt prissignal på nätkapacitet kommer samtidigt elproduktionen med fossilbaserade produktionsanläggningar att minska när efterfrågan minskar. Detta innebär att utsläppen från dessa anläggningar minskar vilket innebär en positiv miljöeffekt.

Ei bedömer att förslaget kommer att påverka utsläppen i en mindre omfattning.

Sociala konsekvenser

Ei:s analys visar inte på några konsekvenser avseende hälsa, levnadsförhållanden, trivsel, jämställdhet, jämlikhet, tillgänglighet, arbetsmarknad, integration, kultur, civilsamhälle, utbildning, lärande eller bostadsförhållanden.

Ikraftträdande och informationsinsatser

1 januari 2023 börjar föreskrifterna att gälla. Senast 1 januari 2025 ska nätföretagen implementerat tariffer som uppfyller föreskrifterna.

Orsaken till att 1 januari 2025 sätts som datum är att regler om nya mätare gäller från samma tidpunkt (EIFS 2019:5). De funktionaliteter som kravställs för de nya mätarna finns inte i de allra flesta mätare som används idag. För att implementera nya nättariffer utifrån nya föreskrifter behövs de nya funktionaliteterna. Det innebär att det är lämpligt att vänta med nya tariffer tills mätarna är bytta. Alternativet att kräva tidigare implementering av nya tariffer skulle innebära krav på tidigareläggning av mätarbyte. De flesta nätföretagen har redan börjat fundera på hur mätarbyte ska genomföras och vissa har påbörjat processen. Eftersom mätarbyte är en stor process med upphandlingar och många tusentals mätare som ska bytas är det svårt om inte omöjligt för nätföretagen att justera redan lagd tidplan. Föreskrifterna kräver inte heller att mätare med de nya funktionaliteterna installeras före 2025. Detta innebär att det inte går att kräva nya tariffer som är beroende av nya mätarfunktionaliteter före 2025.

För de nätföretag som byter mätarbeståndet före 2025, eller som redan har mätare som gör att de kan implementera tariffer i linje med de nya föreskrifterna, finns det däremot ingen anledning att kräva att de ska vänta tills 2025 med att ändra sina nättariffer för att uppfylla föreskrifterna.

En dispensbestämmelse införs också i föreskrifterna. Då föreskrifterna ska tillämpas för ca 170 elnätsföretag är det naturligt att effekterna av regelverket kommer påverka dessa företag olika. Dispensbestämmelsen har flera syften. Det nya regelverket kan innebära stora skillnader i tarifferna för ett visst elnätsföretags kunder och då kan företaget ansöka om dispens från kravet att föreskrifterna ska tillämpas senast den 1 januari 2025. Det kan också vara frågan om att en strikt tillämpning leder till att en viss tariffkomponent bestäms till ett alltför lågt belopp i förhållande till hela avgiften. I de fallen kan nätföretagen ansöka om dispens för att göra tariffkomponenten ska kunna sättas till en mer rimlig nivå.

Nätföretagen har idag krav på att informera kunderna om tarifferna är utformade (4 kap. § 11 ellagen). Den informationsplikten ändras inte med nya föreskrifter om tariffernas utformning. Det innebär att det är nätföretagen som är ansvariga att informera sina kunder.

För att ge nätföretagen bästa möjliga förutsättningar att implementera de nya föreskrifterna kommer Ei att hålla seminarium där nätföretagen kan delta och få en fördjupad förståelse för föreskrifterna. Ei planerar också att hålla information tillgänglig på sin hemsida. Genom en frågor och svar-sida kan svar på vanliga frågor samlas och publiceras så att informationen kommer till allmän kännedom. Ei ser inga behov av ytterligare skriftliga informationsinsatser utan bedömer att de publikationer som gets ut i samband med framtagandet av nya föreskrifter tillsammans med en information på hemsidan och en seminarieriserie är tillräcklig för att nätföretagen ska kunna implementera föreskrifterna på ett bra sätt.

Samråd

Ei:s arbete med föreskrifterna har pågått under flera år. Samråd har genomförts på olika sätt. Inledningsvis i projektet genomfördes ett offentligt seminarium där deltagarna ombads dela med sig av sina kunskaper och erfarenheter. Under projektets gång har sedan samråd skett genom remissförfarande och genom möten

med en expertgrupp⁴². Vi har även haft en projektsida på www.ei.se där aktörerna har kunnat följa vårt arbete.

Möten med expertgruppen har varit del av det löpande arbetet och har skett regelbundet under projektet. Expertgruppen samlar ämnesspecialister från energiföretagen, myndigheter och branschorganisationer. Syftet med dessa samråd har varit att fånga upp synpunkter och förankra Ei:s förslag. Sammanlagt har 10 möten med expertgruppen skett under projektets gång.

Arbetet med en ny nättariffstruktur har resulterat i tre rapporter som har publicerats på Ei:s hemsida. I samband med varje rapport har Ei efterlyst synpunkter från intressenter via hemsidan. Synpunkterna som har inkommit till Ei har utvärderats och relevanta delar har beaktats i utformningen av föreskrifterna.

Projektets tredje rapport publicerades i juni 2021 och synpunkter kunde lämnas till slutet av september 2021. Sammanlagt inkom 21 svar från privatpersoner, företag och branschorganisationer. Synpunkterna rörde framför allt nättariffernas utformning och flera svarade att detaljeringsgraden i föreskrifterna inte bör vara hög.

Uppföljning

Föreskrifterna kommer att följas upp genom tillsyn av nätföretagens tariffer. Genom tillsyn av tarifferna kommer Ei att kunna verifiera att tarifferna följer reglerna i föreskrifterna och därmed verkar för ett effektivare nyttjande av elnäten. Ei kommer även att ta fram handböcker och riktlinjer för hur tariffer ska sättas som vägleder företagen mot mer kostnadsriktiga tariffer.

Årligen kommer nätföretagen att få lämna in sina tariffer via Ei:s inrapporteringssystem, så att Ei kan ha en bild över hur tariffsättningen ser ut i landet. Utöver det så kommer även företagen att behöva motivera ändringar i den framåtblickande komponenten i samband med den årliga inrapporteringen alternativt som en del i arbetet med nätutvecklingsplaner. Detta bör göras så att eventuell trängsel i näten synliggörs och blir tydligare att följa även för Ei, så att Ei

⁴² Expertgruppen har bestått av representanter från flera lokalnätstföretag, regionnätstföretag, transmissionsnätstföretag, Energiföretagen Sverige, Lokalkraft, Naturskyddsföreningen, Tibber, Stora Enso, SKGS, och Svensk vindenergi.

kan se att användandet av den framåtblickande komponenten verkligen styrs av behoven i nätet.

Kontaktpersoner

Projektledare: Johan Carlsson: johan.carlsson@ei.se, 016-16 27 65

Projektägare: Therése Hindman Persson: therese.hindman.persson@ei.se, 016-16 25 64

Referenser

ACER, 2014. *Opinion of the Agency for Cooperation of Energy Regulators No 09/2014, On the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers.*

ACER, 2021. *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe.*
https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf (Hämtad 2021-11-11).

AEMC, 2014. National Electricity Amendment (Distribution Network Pricing Arrangements) Rule 2014. Australian Energy Market Commission.
<https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/de5cc69f-e850-48e0-9277-b3db79dd25c8/Final-determination.PDF>

Bartusch, C., Wallin, F., Odlare, M., Vassileva, I. och L. Wester, 2011. *Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and consumer perception.* Energy Policy 30 5008-5025.

Borenstein, S, 2016. *The economics of fixed cost recovery by utilities.* The Electricity Journal 29 5-12.

Brown, T., Faruqui, A. och L. Grausz, 2015. *Efficient tariff structures for distribution network services,* Economic Analysis and Policy 48 139-149.

CEER, 2020. *CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition.* Bryssel, CEER.

Ei, 2020a. Lokaliseringssignaler I elnätstariffer, förslag till lagändring. EiPM 2020:03.

Ei, 2020b. Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande- Principiella val för utformningen av nättariffer. EiPM 2020:06

Ei, 2021a. Översyn av regelverket för nätavgifter för mindre produktionsanläggningar. EiR 2020:04.

Ei, 2021b. Elnätstariffer- Statusrapport från teori mot verklighet. EiPM 2021:03.

Faruqui, A., Sergici, S. och C. Warner, 2017. *Arcturus 2.0 : A meta-analysis of time varying rates for electricity*. The Electricity Journal 30 54-72

Govaerts, N., Bruninx, K., LeCadre, H., Meuus, L och E. Delarue, 2021. *Forward-looking distribution network charges considering lumpy investments*. Energy Systems Integration & Modeling Group Working Paper Series No. ESIM2020-20

Lanot, G. och M. Vesterberg, 2021. The price elasticity of electricity demand when marginal incentives are very large, September 2021, Tillgänglig via: <http://umu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1413856/FULLTEXT01.pdf>

Meeus, L., Govaerts, N. och T. Shittekatte, 2020. *Cost-reflective network tariffs: experiences with forward looking cost models to design electricity distribution charges*. RSCAS PP 2020/04.

Morell Dameto, N., Chaves-Àvila, J P och T. Gómez San Román, 2020. *Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization*. Energies 2020, 13(12), 3111; <https://doi.org/10.3390/en13123111>

Neuteleers, S., Mulderb, M. och Hindriks, F, September 2017. *Assessing fairness of dynamic grid tariffs*. Energy Policy 108 111-120.

NVE, 2021. *Network tariffs*. <https://www.nve.no/norwegian-energy-regulatory-authority/network-regulation/network-tariffs/>

OFGEM, 2019. Decision - Targeted charging review: decision and impact assessment.

OFGEM, 2021. CEPA , Access SCR Impact Assessment Modelling Methodology, 29 Juni 2021, Tillgänglig via: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2021-06/%284%29%20CEPA-TNEI%20Modelling%20Methodology%20-%20Access%20SCR%20%281%29.pdf>

Pérez-Arriaga, I.J, J.D. Jenkins och C. Batlle, 2017. *A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study*. Economics of Energy & Environmental Policy 6 71-92.

Pollitt, M, 2018. *Electricity Network Charging in the Presence of Distributed Energy Resources: Principles, Problems and Solutions*. Economics of Energy & Environmental Policy 7 89-103.

Ramsey, Frank P, 1927. *A Contribution to the Theory of Taxation*. The Economic Journal. 37: 47–61.

Sweco, 2019. Ei Tariffkonsekvensanalys. Stockholm, Sweco.

Sweco, 2020. Ytterligare konsekvensanalyser för tariffstrukturer. Stockholm, Sweco.

Sweco, 2021. Mini-konsekvensanalys av tariffmodell á la Ei:s föreslagna föreskrift. Stockholm, Sweco.

THEMA, 2017. Fordelning av residuale nettkostnader mellan produktion og forbruk, THEMA report 2017–19.

COMMISSION REGULATION (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging

Europaparlamentets och Rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

Prop. 2004/05:62 Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m

<https://www.nibe.eu/sv-se/produkter/myuplink> (2021-11-23, kl.19.56).

www.tibber.se

www.ngenic.se

