

Elnätstariffer

Statusrapport – från teori mot verklighet

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs

Sammanfattning

Sedan inledningen av 2019 har Ei arbetat med att ta fram föreskrifter om hur nättariffer ska utformas. Syftet med föreskrifterna är att elnätstarifferna ska främja ett effektivt nätutnyttjande. För att tarifferna ska kunna främja ett effektivt nätutnyttjande måste de vara kostnadsriktiga (eller med andra ord kostnadsreflektiva), det vill säga ge kunderna korrekta prissignaler om vad det kostar att använda nätet. Om kunderna möter korrekta prissignaler kan de ta beslut om hur de vill använda elnätet utifrån sina egna preferenser.

I denna promemoria utreder vi med hjälp av en multikriterieanalys-metod olika egenskaper som en nättariff och dess tariffkomponenter kan ha för att främja ett effektivt nätutnyttjande. Ei söker nu synpunkter kring vilka konsekvenser den föreslagna metoden får för att kunna slutföra analysen om förslagets ändamålsenlighet när det gäller ekonomisk effektivitet, icke-diskriminering, transparens, enkelhet, förutsägbarhet och rimlighet.

I juli 2020 publicerades promemorian *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer* (Ei PM2020:06). I promemorian beskrevs en teoretisk metodik för att utforma elnätstariffer. Konsekvenserna av det teoretiska tillvägagångssättet skulle leda till stora ekonomiska konsekvenser för kunder om det användes i praktiken. Remissvaren på promemorian förstärkte synen att den strikt teoretiska metoden leder till alltför stora omfördelningsmässiga konsekvenser. Svaren gav dock stöd för den generella inriktning som valts för fördelning av kostnaderna med flera tariffkomponenter.

Utifrån remissvaren till Ei PM2020:06 och synpunkter från projektets externa expertgrupp har en uppdaterad metod, multikriterieanalys, tagits fram för fördelning av kostnaderna. Samtidigt förändras verkligheten i snabb takt med bland annat ökad elektrifiering av industrin och fordonsflottan, mer mikroproduktion och en trend mot ökad andel variabel elproduktion. I föreskriftsarbetet tar vi höjd för denna föränderliga verklighet så långt det är möjligt för att de nya föreskrifterna ska främja effektivt utnyttjande av elnäten även framöver.

Komponenterna som bör ingå i en ny tariffmetod har tagits fram genom att analysera det teoretiska ramverket utifrån hur verkligheten ser ut och vad som rimligen behövs för att de färdiga tarifferna ska främja ett effektivt nätutnyttjande även i verkligheten. Resultatet av analysen indikerar att tariffstrukturen behöver bestå av flera olika tariffkomponenter. Frångås en sådan struktur blir det svårt att få kostnadsreflektiva tariffer och därmed också nättariffer som främjar ett effektivt nätutnyttjande. Det innebär att vid utvärderingen av hur en nättariff bör sättas

samman utgår analysen i denna promemoria från de fyra tariffkomponenter som presenterades i Ei PM2020:06, det vill säga en rörlig, en framåtblickande, en kundspecifik och en residual tariffkomponent. Hur dessa tariffkomponenter kan prissättas och hur de kan kombineras utvecklas också vidare i denna analys. Resultaten kopplat till tariffkomponenterna sammanfattas i tabellen nedan.

Tabell Sammanfattning analys av tariffkomponenter i nättariffen

Kostnads-komponent	Exempel på kostnader	Prissättning	Dynamisk i priset	Segmentering	Fördelning
Rörliga kostnader	Nätförluster	Volymbaserat, SEK/kWh	Statisk/ToU	Större än nod	Kundens användning
Framåtblickande kostnader	Baserad på modellering av framtida kostnader	Effektbaserat, SEK/kW	CPP/ToU	Större än nod	Kundens effektuttag
Kundspecifika kostnader	Mätning och rapportering	Fast, SEK/kund	Statisk	Kundgrupper med lika egenskaper	Kundens kostnadsandel
Residuala kostnader	Den del av intäktsramen som är kvar när övriga komponenter fördelats	Säkringsstorlek /Abonnerad effekt	Statisk	Befintliga säkringskunder och andra kunder	Lika avgift inom varje intervall

Notering: ToU= Time-of-Use, CPP=Critical Peak Pricing

Förutom resultatet av multikriterieanalysen presenteras i denna promemoria också tankar kring fördelning av kostnader och tillämpning av tariffer mellan olika nät och mellan konsumtion och produktion. Ei har påbörjat analysen av dessa frågor och söker inspel från marknadens aktörer.

Ei önskar också marknadsaktörernas kommentarer på ett antal specificerade frågeställningar. Dessa finns att läsa i kapitel 5. Synpunkter tas tacksamt emot fram till 19 september 2021.

Innehåll

1	Inledning.....	6
2	Utvärdering av tariffkomponenter	8
2.1	Egenskaper som utvärderas	8
2.2	Kriterier för utvärdering av nättariffer	9
2.3	Utvärdering.....	13
3	Tariffkomponenter och prissättning.....	14
3.1	Tariffkomponent för rörliga kostnader	14
3.2	Tariffkomponent för framåtblickande kostnader	20
3.3	Tariffkomponent för kundspecifika kostnader	28
3.4	Tariffkomponent för residuala kostnader	29
3.5	Sammanfattning av tariffkomponenter	40
4	Utformning av fördelning av avgifter till angränsande nät.....	42
4.1	Fördelning av kostnader till angränsande nät	42
4.2	Fördelning av kostnader mellan produktion och konsumtion.....	43
5	Frågor till remissinstanserna.....	46
	Referenslista.....	47

1 Inledning

Sedan inledningen av 2019 har Ei arbetat med att ta fram föreskrifter om hur nättariffer ska utformas. Syftet med föreskrifterna är att elnätstarifferna ska främja ett effektivt nätutnyttjande. För att tarifferna ska kunna främja ett effektivt nätutnyttjande måste de vara kostnadsriktiga (eller med andra ord kostnadsreflektiva), det vill säga ge kunderna korrekta prissignaler om vad det kostar att använda nätet. Om kunderna möter korrekta prissignaler kan de ta beslut om hur de vill använda elnätet utifrån sina egna preferenser. Nättariffen är dock inte det enda verktyget som ska leda till att elnäten används effektivt. Det finns flera verktyg och incitament som också verkar för ett effektivt nätutnyttjande. Det finns till exempel incitament i intäktsramsregleringen som handlar om hur ett effektivt nätutnyttjande kan ge tillägg eller avdrag i företagets intäktsram.¹ Ett annat exempel är nya EU-regelverk som förstärker möjligheten för nätföretag att använda flexibilitetsmarknader för att handla exempelvis kapacitet som de behöver för att använda näten effektivt.²

Elnätsverksamhet är naturliga monopol. Man brukar säga att det finns stordriftsfördelar som är så betydande att ett enda företag kan förse marknaden till lägre kostnader än två eller flera företag. En viktig egenskap hos naturliga monopol är att genomsnittskostnaden faller med ökad kvantitet. För elnätsverksamhet innebär det att genomsnittskostnaden för att överföra ytterligare en kilowattimme sjunker desto mer el som överförs i ett givet nät. Denna egenskap innebär att traditionell marginalkostnadsprissättning inte kommer att ge nätföretagen kostnadstäckning.³ För att nätföretagen ska få kostnadstäckning samtidigt som elnätspriserna ger kunderna incitament att använda elnäten så samhällsekonomiskt effektivt som möjligt har den ekonomiska litteraturen visat att det finns fördelar med tariffstrukturer som innebär att tariffen består av flera delar, där olika delar i tariffen ger olika incitament och har olika uppgifter. Som i många andra fall finns det svåra frågor som behöver besvaras för att överföra det teoretiska ramverket till ett regelverk som kan användas av nätföretagen för att utforma nättariffer. I praktiken innebär det att vi behöver hitta tariffstrukturer med

¹ Se EIFS 2019:4, Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram.

² Vad gäller användningen av flexibilitetsresurser är det artiklarna 31, 32, 36 och 40 i 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 samt kapitel 2 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el om allmänna regler för elmarknaden som är centrala.

³ Se Ei PM2020:06, Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande-principiella val för utformningen av nättariffer, för ytterligare diskussion.

prissignaler som kunderna har möjlighet att agera på och som ger kunderna incitament att använda elnätet så effektivt som möjligt.

I arbetet med att ta det teoretiska ramverket från teorin mot verkligheten har Ei utrett ett flertal frågeställningar. Ei:s analys och tankar kring dessa frågeställningar redovisas i denna promemoria. Samtidigt som detta arbete pågår förändras verkligheten i snabb takt med bland annat ökad elektrifiering av industrin och fordonsflottan, mer mikroproduktion och en trend mot ökad andel variabel elproduktion. I föreskriftsarbetet tar vi höjd för denna föränderliga verklighet så långt det är möjligt för att de nya föreskrifterna ska främja effektivt utnyttjande av elnäten även framöver.

I juli 2020 publicerades promemorian *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer* (Ei PM2020:06). I promemorian beskrevs en teoretisk metodik för att utforma elnätstariffer. Konsekvenserna av det teoretiska tillvägagångssättet skulle leda till stora ekonomiska konsekvenser för kunder om det användes i praktiken. Remissvaren på promemorian förstärkte synen att den strikt teoretiska metoden leder till alltför stora omfördelningsmässiga konsekvenser. Svaren gav dock stöd för den generella inriktning som valts för fördelning av kostnaderna med flera tariffkomponenter.

Utifrån remissvaren och synpunkter från projektets externa expertgrupp har en uppdaterad metod, multikriterieanalys, tagits fram för fördelning av kostnaderna. Komponenterna som bör ingå i en ny tariffmetod har tagits fram genom att analysera det teoretiska ramverket utifrån hur verkligheten ser ut och vad som rimligen behövs för att de färdiga tarifferna ska främja ett effektivt nätutnyttjande även i verkligheten. Slutsatsen är tariffstrukturen behöver bestå av flera olika tariffkomponenter. Frångås en sådan struktur blir det svårt att få kostnadsreflektiva tariffer och därmed också nättariffer som främjar ett effektivt nätutnyttjande. Det innebär att vid utvärderingen av hur en nättariff bör sättas samman utgår analysen från att de fyra tariffkomponenter som presenterades i Ei PM2020:06, det vill säga en rörlig, en framåtblickande, en kundspecifik och en residual tariffkomponent. Hur dessa tariffkomponenter bör prissättas och hur de kan kombineras utvecklas vidare i denna promemoria.⁴

I denna promemoria presenteras också tankar kring fördelning av kostnader och tillämpning av tariffer mellan olika nät och mellan konsumtion och produktion. Utöver detta lyfts frågeställningar om kopplingen mellan användandet av

⁴ Det kan noteras att beroende på hur tariffkomponenterna paketeras kan olika typer av tariffstrukturer bli verkliga. Exempelvis om alla tariffkomponenter betalas med en energiavgift erhålls en tariff med 100 procent energiavgift. Likaså blir tariffen en ren effekttariff om alla komponenter betalas med effektagifter.

flexibilitet och tariffer samt om uppdelning av kunder i fler olika kundkategorier kan bidra till att främja ett effektivt nätutnyttjande.

Förslagen i denna promemoria är ytterligare ett steg på vägen mot ett slutligt förslag till föreskrifter om nättariffernas utformning kan presenteras. Synpunkter på förslagen och analyserna i promemorian är viktiga för att skapa förankring för en sådan reglering. Synpunkter tas tacksamt emot fram till och med den 19 september 2021.

2 Utvärdering av tariffkomponenter

Multikriterieanalys (MKA) kan beskrivas som ett strukturerat angreppssätt för att utvärdera hur olika tariffkomponenter bör utformas för att skapa en tariff som på bästa sätt främjar ett effektivt utnyttjande av elnätet. Det finns flera olika sätt att utföra en MKA, och en genomgång av dessa presenterades i Ei PM2020:06.⁵

Som nämnts ovan är Ei:s utgångspunkt en tariff som består av fyra tariffkomponenter (rörlig, framåtblickande, kundspecifik samt residual). I denna promemoria kommer varje tariffkomponent att utvärderas separat. Detta är en skillnad mot hur Ei diskuterade att MKA kunde användas i Ei PM2020:06. I den föreslog Ei att ett antal tariffstrukturer skulle utvärderas och att i ett första steg sållas sådana tariffstrukturer bort som inte uppföljer vissa grundläggande krav (en så kallad utsorteringsmetod). Efter kompletterande analyser har Ei konstaterat att ett sådant angreppssätt är svårt att förena med tariffer som ska främja ett effektivt nätutnyttjande och samtidigt vara framtidssäkra. Det vi idag anser fungera kan i framtiden anses vara förlegat och inte ändamålsenligt.

Den använda metoden innebär att vi utvärderar vilka egenskaper respektive tariffkomponent bör ha. Varje tariffkomponents egenskaper utvärderas med hjälp av i förväg utvalda kriterier. Avsnitten som följer beskriver denna process i mer detalj.

2.1 Egenskaper som utvärderas

För att ta reda på hur en tariffkomponent bör utformas för att fungera i verkligheten behöver den utvärderas utifrån vilka egenskaper den bör ha för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Ett exempel på en sådan fråga är om tariffstrukturen ska göra skillnad mellan olika förbrukargrupper, exempelvis

⁵ Se Ei PM2020:06 för ytterligare diskussion om MKA-metoder.

företagskunder och hushållskunder, medan en annan fråga är om prissättningen av en tariffkomponent ska vara statisk eller dynamisk.

Det kanske viktigaste för en tariffkomponents funktion och vilka signaler den skickar till kunderna är hur avgiften utformas. Tariffkomponenten kan utformas som en energiavgift, en effektavgift, eller en klumpsummeavgift⁶. Analysen av respektive tariffkomponents utformning görs därför utifrån avgiftens form. I Tabell 1 visas alla egenskaper som utvärderas för respektive avgift.

Tabell 1 Egenskaper som utvärderas per avgiftsform

Energiavgift	Effektavgift	Klumpsummeavgift
Lokaliseringssignaler	Lokaliseringssignaler	Lokaliseringssignaler
Skillnad mellan förbrukargrupper	Skillnad mellan förbrukargrupper	Skillnad mellan förbrukargrupper
Skillnad mellan producentgrupper	Skillnad mellan producentgrupper	Skillnad mellan producentgrupper
Skillnad mellan förbrukare och producenter	Skillnad mellan förbrukare och producenter	Skillnad mellan förbrukare och producenter
Netto- eller bruttoavgift	Abonnerad eller uppmätt effekt	
Dynamiska eller statiska priser		

2.2 Kriterier för utvärdering av nättariffer

Det finns flera kriterier som kan användas vid utvärderingen av tariffstrukturers egenskaper. De kriterier som presenterades i Ei PM2020:06 är de vi utgår ifrån för analyserna i denna promemoria. Det innebär att de använda kriterierna utgår från gällande svensk och europeisk lagstiftning men även inkluderar kriterier som förekommer i den litteratur som finns om hur nättariffer bör utformas.

Gällande regelverk

Enligt ellagen ska nättariffer vara objektiva och icke-diskriminerande. Kravet på objektivitet och icke-diskriminering infördes vid implementeringen av det andra energimarknadspaketet för el⁷. Då ersatte dessa rekvisit det tidigare begreppet sakliga grunder. Regeringen uttalade följande:

Vad gäller kravet på objektivitet syftar det till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet enligt tariffen mellan berörda kunder och kundkategorier. Avgifterna får vara olika mellan olika kundkategorier men de olika avgiftsnivåerna måste någorlunda reflektera de kostnader som

⁶ I det rena fallet av klumpsummeavgift (poll tax på engelska) betalar alla nätanvändare samma avgift oavsett nätanvändning. Klumpsummeavgiften kan diversifieras med hjälp av olika fördelningsnycklar, exempelvis att alla kunder inom samma kundkategori betalar samma avgift men att avgiften skiljer sig mellan olika kundkategorier.

⁷ Prop. 2004/05:62 Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m.

nätföretaget har för respektive kundkategori. Något osakligt gynnande av en kundkategori på bekostnad av en annan kategori får alltså inte förekomma.

Inom varje kundkategori skall sedan den principiella utformningen av nättariffen vara likadan för alla kunder om det inte finns objektiva faktorer som talar för något annat.

Att tariffen skall vara icke-diskriminerande innebär att någon hänsyn inte får tas vid tariffsättningen till från vilken leverantör den överförda elen kommer eller från vilket land elen kommer. I detta ligger bl.a. att nätföretaget inte får gynna kunder som köper sin el från ett företag inom nätföretagets koncern.⁸

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 ge nätföretagen incitament att effektivisera på kort och lång sikt, bland annat genom energieffektivisering, främjande av marknadsintegration och leveranssäkerhet, och stödjande av investeringar och relaterade forskningsaktiviteter.
- 2 Tidsdifferentierade tariffer får introduceras där det är möjligt.
- 3 Tariffer ska reflektera de kostnader som uppstår för att använda distributionssystemet.
- 4 För lokalnätstariffer gäller även att de får differentieras mellan olika användare baserat på förbruknings- och produktionsprofiler.

Andra källor

Utöver de lagstadgade kraven på nättariffernas utformning har Ei också analyserat vad tidigare studier sagt om vad som är viktigt vid utformande av tariffer som ska främja effektivt nätutnyttjande, exempelvis CEER (2020). De kriterier som nämns i den rapporten är kostnadsreflektivitet, icke-diskriminering, icke-snedvridning, kostnadstäckning, transparens, enkelhet och förutsägbarhet. Sedan publiceringen av Ei PM2020:06 har ACER publicerat en rapport om distributionsnätstariffer.⁹

⁸ Prop. 2004/05:62

⁹ ACER (2021) *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*

Rapporten ska vara till stöd för tillsynsmyndigheter och deras arbete med att ta fram regelverk för nationella nättariffer. I rapporten presenterar ACER ett antal rekommendationer om hur nättariffer bör vara utformade. ACER:s rekommendationer går i linje med de kriterier som CEER (2020) lyft fram och ACER trycker bland annat på kostnadsreflektivitet och transparens.

Ei har också analyserat flera akademiska studier som undersöker hur nättariffer bör utformas. Antalet studier har ökat markant under senare år. I studierna lyfts ofta fram att nya förutsättningar som variabel elproduktion tillsammans med en ökad grad av digitalisering skapar nya möjligheter men också ställer nya krav på tariffernas utformning. Borenstein (2016), Pollitt (2018), Burger et al (2020), Schittekatte och Meeus (2018), Shittekatte et al (2018) samt Batlle et al (2020) är några exempel på artiklar som utvärderar hur tariffer kan utvecklas framåt. En gemensam konsensus med CEER:s och ACER:s slutsatser är att förutom kostnadstäckning bör ekonomisk effektivitet och transparens vara ledstjärnor i arbetet med att ta fram nya tariffer. Flera studier trycker också på att tariffutformningen kan få fördelningsmässiga konsekvenser som kan behöva tas hänsyn till (Lu och Waddams Price (2018), Schittekatte och Meeus (2018), Neuteleers et al. (2017), Burger et al (2020), Morell-Dameto et al (2020) samt Batlle et al (2020)). De fördelningsmässiga effekterna diskuteras oftast inom ramen för begreppet rimlighet (equity eller fairness på engelska). Det kan nämnas att bland annat Storbritannien och Australien har använt rimlighet som ett kriterium i sin utveckling av tariffstrukturer¹⁰.

Använda kriterier

De kriterier som Ei använder är sådana som Ei bedömer vara viktiga för att utforma tariffer som slutligen kan uppfylla målsättningen att ta fram föreskrifter som främjar ett effektivt nätutnyttjande. Kostnadsreflektivitet, icke-snedvridning och kostnadstäckning följer av den svenska ellagens krav på objektivitet och EU-regelverkets skrivningar om kostnadsreflektivitet och prissignaler. Icke-diskriminering är ett krav i den svenska ellagen och tas även upp i EU:s elmarknadsförordning. Transparens, enkelhet och förutsägbarhet speglar Ei:s målsättning om förutsägbarhet och god konsumentinformation på energimarknaderna. Eftersom rimlighetsbegreppet kommer upp i de flesta rapporter om hur residuala kostnader ska fördelas så inkluderar vi även det i utvärderingen.

¹⁰ Ett exempel på detta är Ofgem (Ofgem, 2019a), som inom ramen för utvärdering av residuala kostnader i *fairness*-kriteriet beaktar flera olika aspekter, såsom en jämlig fördelning av kostnader mellan hushåll, debitering utifrån användning, samt särskild hänsyn till de ekonomiska effekterna för ekonomiskt utsatta hushåll. Ofgem baserar sin definition av *fairness* delvis på diskussioner med konsumenter om vilka egenskaper de anser viktiga i en tariff för residuala kostnader; konsumenterna betonar vikten av enkelhet och transparens, samt att nättariffen helst ska vara proportionell till förbrukning.

Flera av de ovan nämnda kriterierna går in i varandra vilket gör att Ei kombinerar dem i analysen för att undvika dubbelräkning. Kostnadstäckning är genomgående en grundläggande förutsättning för att en tariffstruktur ska beaktas, och detta kriterium nämns därför inte uttryckligen i Ei:s utvärdering.¹¹ De kriterierna som används är följande:

- ekonomisk effektivitet (objektivitet, kostnadsreflektivitet, icke-snedvridning)
- icke-diskriminering
- transparens
- enkelhet
- förutsägbarhet
- rimlighet

Konkretisering av kriterierna

För att använda kriterierna i utvärderingen av tariffkomponenterna behöver kriterierna konkretiseras, det vill säga det behöver förtydligas vad som menas. I Tabell 2 beskrivs Ei:s tolkning av de kriterier som används i analysen.

Tabell 2 Konkretisering av kriterierna

Generella kriterier	Konkretiserade kriterier
Ekonomisk effektivitet	Tariffkomponenten ska vara mer teoretiskt korrekt än vad tariffstrukturen generellt är idag
Icke-diskriminering	a) Vid tariffsättningen får inte hänsyn tas till från vilken leverantör den överförda elen kommer eller från vilket land elen kommer b) Producenter får inte diskrimineras beroende på om de ansluter till transmissions- eller distributionsnätet c) Kunder utan objektiva skillnader ska ha samma tariffer
Transparens	Information om tariffkomponentens utformning och uträkning ska vara allmänt tillgänglig
Enkelhet	a) En genomsnittlig kund ska kunna förstå tariffen och kunna reagera på dess prissignaler (kan innebära att kunden tar hjälp av en tredje part) b) Tariffkomponenten ska gå att implementera med 2025 års elmätare och informations- och kommunikationssystem

¹¹ En nackdel med att inte jämföra olika tariffstrukturer utifrån ett kostnadstäckningskriterium är att vissa tariffstrukturer möjligen gör det lättare för nätföretaget att täcka sina kostnader. Till exempel skulle en energiavgift kunna innebära en större risk än en fast avgift för att nätföretaget inte lyckas täcka sina kostnader (Koliou et al., (2015) och EURELECTRIC, (2013)).

Generella kriterier	Konkretiserade kriterier
Förutsägbarhet	<ul style="list-style-type: none"> a) Kunderna ska i förväg kunna beräkna kostnaden för sin nätanvändning b) Tariffkomponenten ska vara tillräckligt långsiktigt hållbar för att fungera under en längre period c) Kundernas nätavgifter ska inte avvika överdrivet mycket från de avgifter som gick att förutse när de ingick avtalet (regulatorisk säkerhet)
Rimlighet	<ul style="list-style-type: none"> a) Allokativ rimlighet: Likvärdiga nätanvändare bör debiteras lika. Likhet kan vara exempelvis lokalisering eller konsumtionsmönster b) Fördelningsmässig rimlighet: avgiften bör vara proportionell mot kundens ekonomiska möjligheter c) Rimlig förändringstid: En övergång från en tariffstruktur till en annan bör införas gradvis

Med konkretiseringen av kriterierna förtydligar vi vad vi menar med kriteriet. Det innebär också att kriterierna sätts in i en svensk kontext, förtydligar vad det innebär i ett svenskt elsystem. Ett exempel på det är att kriteriet *enkelhet* beaktar den nationella utrullningen av smarta elmätare som planeras vara klar år 2025.

Konkretisering innebär även att tydliggöra hur varje kriterium förhåller sig till ekonomisk teori jämfört med verkligheten. Till exempel säger konkretiseringen av kriteriet *ekonomisk effektivitet* att nättarifferna ska vara mer teoretiskt korrekta än i dagsläget, snarare än att kräva att tarifferna ska vara helt teoretiskt korrekta. Ytterligare ett exempel är att del a) av kriteriet *förutsägbarhet* nämner att nätanvändarna i förväg ska kunna beräkna sina kostnader.

2.3 Utvärdering

Ett elnätsföretags intäkter för att bedriva elnätsverksamhet kommer huvudsakligen från de nättariffer kunderna betalar. Som Ei tänker sig det kan nättarifferna delas upp i fyra tariffkomponenter: rörliga kostnader, framåtblickande kostnader, kundspecifika kostnader och residualkostnader. Varje komponents egenskaper utvärderas med hjälp av samtliga kriterier. I de fall då olika kriterier förordar olika varianter av en egenskap på en komponent görs en bedömning av vilket av kriterierna som ska ges större vikt. Generellt läggs störst vikt på kriteriet *ekonomisk effektivitet*. Det är förenligt med ellagen och EU förordningens skrivningar om att tariffier ska vara kostnadsriktiga. Det är också i linje med CEER (2020) vägledning att kostnadsreflektivitet bör vara det viktigaste kriteriet för tillsynsmyndigheterna när dessa tar fram tariffstrukturer.

Genom denna analys utvärderar Ei hur tariffkomponenternas egenskaper kan utformas, och genom att sätta ihop tariffkomponenterna efter utvärderingen fås en tariffstruktur som kombinerar teori med verklighet. De följande avsnitten, som är uppdelade per tariffkomponent, ger en utförlig beskrivning av denna process.

3 Tariffkomponenter och prissättning

I detta avsnitt utvärderar vi hur tariffkomponenterna kan utformas i verkligheten. Vi beskriver och utvärderar varje tariffkomponent individuellt. Avsnittet utvärderar vilken typ av prissättning som kan användas för respektive tariffkomponent. Avsnittet utvärderar också om det finns anledning att föreslå ytterligare detaljer i prissättningen.

I kapitel 3 analyserar hur tariffkomponenter och prissättning ser ut på en nätnivå. I kapitel 4 lyfts frågan hur tariffkomponenterna från kapitel 3 förhåller sig till om det finns flera nätnivåer. Kapitlet tittar även på om det finns anledning att särskilja utvecklingen av tariffer mellan producenter och konsumenter.

3.1 Tariffkomponent för rörliga kostnader

Ett elnäts rörliga kostnader är de kostnader som varierar med kundernas användning av nätet. Dessa kostnader består till största del av nätförluster samt de rörliga kostnaderna för överliggande nät.¹² För varje ytterligare kilowattimme (kWh) el som överförs i ett elnät ökar mängden nätförluster som uppstår i nätet, och därmed nätets kostnader.

Nätets rörliga kostnad kan uttryckas som nätets marginalkostnad. Marginalkostnaden för elnätet är de ytterligare kostnader som uppstår för nätagaren 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. Även andra saker kan ingå i marginalkostnaden. Ett exempel är att om energi som förbrukas i nätet matas in från ett överliggande nät, ingår även kostnad för att ta ut ytterligare en kWh el från överliggande nät i nätets marginalkostnad för elöverföring. Om andra kostnader än det överliggande nätets rörliga kostnader påverkar nätföretagets marginalkostnad innebär det en avvikelse från marginalkostnaden vilket försämrar effektiviteten.

Enligt ekonomisk teori bör priset för en vara motsvara marginalkostnaden för att producera ytterligare en enhet av varan när utbud och efterfrågan möts.¹³ Det är vid denna prisnivå som den samhällsekonomiskt optimala mängden av varan

¹² Nätförluster består av olika delar där alla inte beror av användning. Det är enbart de delar av nätförlusterna som beror av användning som ingår i tariffkomponent för rörlig kostnad.

Tomgångsförluster ingår exempelvis inte i denna del eftersom de inte påverkas av nätets användning.

¹³ Den marginalkostnad som avses är den samhällsekonomiska marginalkostnaden. Den innehåller förutom företagets kostnader tillägg för de externa kostnader (samhällsekonomiska kostnader) som företaget inte tar hänsyn till vid sin prissättning.

produceras och konsumeras. 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.¹⁴

För elnät är som beskrivits i Ei PM2020:06 prissättningen inte riktigt lika enkel. Orsaken är att elnät är naturliga monopol och att nätföretagen inte kommer att få täckning för alla sina kostnader om elöverföringen prissätts till dess marginalkostnad. För att skapa incitament att använda nätet effektivt och samtidigt minimera effektivitetsförlusterna behövs en flerdelad tariff. Den teoretiskt korrekta prissättningen av tariffkomponenten som ska skapa incitament för ett effektivt nätutnyttjande är när priset för att överföra ytterligare en kWh el är lika med kostnaden för nätföretaget att överföra denna ytterligare kWh – alltså en avgift som motsvarar marginalkostnaden.¹⁵ I ett teoretiskt perspektiv kommer marginalkostnaden även bero på var i nätet elöverföringen sker samt när i tid elöverföringen sker.

Ei:s analys

Inom ramen för multikriterieanalysen beaktar vi, som vi beskriver ovan, fler kriterier än bara ekonomisk teori när vi tittar på hur tariffkomponenterna kan utformas. Dessa ytterligare kriterier innebär att det förslag som metoden föreslår för rörliga kostnader delvis skiljer sig från den ovan beskrivna, teoretiskt korrekta prissättningsmetoden.

Prissättning av rörliga kostnader

Ekonomisk teori säger att nätföretagets rörliga kostnader bör hämtas in genom en avgift som baseras på kundens nätanvändning. I tidigare analyser har Ei beskrivit att den rörliga kostnaden kan hämtas in genom antingen en energi- eller effektavgift.¹⁶ Ei:s analys ger inga motiv för att använda en klumpsummeavgift. En klumpsummeavgift kommer aldrig kunna innehålla information om kortsiktiga rörliga kostnader och ger därför inte korrekt information till kunderna om kostnaden att använda nätet. Det innebär att kriteriet *ekonomisk effektivitet* inte är uppfyllt. Effektavgifter kan utformas så att de innehåller information om rörliga kostnader. Ei:s analys visar dock att effektavgifter är svårare att förstå för kunderna därför inte bör vara förstahandsvalet. Energiavgifter kan utformas så att de innehåller information om elnätets rörliga kostnader. En energiavgift uppfyller därför kriteriet *ekonomisk effektivitet* bättre än de andra alternativen. Energiavgifter används redan i hög utsträckning och anses allmänt vara enkla, lättförståeliga och

¹⁴ Se exempelvis Axelsson m.fl. (1998) för diskussion om prissättning.

¹⁵ Borenstein (2016) argumenterar för att den rörliga avgiften kan vara större än företagets marginalkostnad. Han menar att företagets marginalkostnad bör kompletteras med kostnader för externaliteter som inte är prissatta.

¹⁶ Eftersom elhandel sker per timme är en lämplig tidsupplösning för elnät också timme. Ändras elhandelns tidsupplösning kan det vara lämpligt att justera även elnät till motsvarande tidsupplösning.

rättvisa. Vår analys föreslår därmed att en energiavgift är bäst lämpad för att betala rörliga kostnader.

Det finns flera olika sätt att utforma en energiavgift, eftersom en sådan har ett antal olika aspekter som kan se ut på flera olika sätt. I vår analys av dessa olika aspekter visar det sig ibland att det i praktiken kan vara lämpligt med en tariffstruktur för rörliga kostnader som inte helt överensstämmer med ekonomisk teori.

Lokaliseringssignaler

Den kortsiktiga marginalkostnaden för elöverföring varierar över tid och plats. Det innebär att en teoretiskt korrekt prissättning medför att priset som en kund betalar för att överföra en kWh också kan variera mellan timmar och mellan olika delar av nätet. En sådan geografisk variation kräver nodprissättning¹⁷ 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, men Ei har i promemorian *Lokaliseringssignaler i elnätstariffer - Förslag till lagändring* (Ei PM2020:03) föreslagit att det bör finnas möjlighet till lokaliseringssignaler i lokalnäten. I ett nät med stora skillnader i elanvändningen och möjligheten att överföra el inom nätet skulle lokaliseringssignaler kunna leda till ett mer effektivt nätutnyttjande än dagens regelverk medger.

Även om lokaliseringssignaler blir juridiskt möjliga är det inte säkert att det alltid är lämpligt att införa lokaliseringssignaler. Ett av de kriterier som Ei använder sig av i utvärdering av olika tariffstrukturer är hur *enkelt* det är för kunder att förstå strukturen. I verkligheten kan vissa kunder ha svårt att förstå och reagera på en tariffstruktur där kunder i olika delar av ett elnät betalar olika mycket för att ta ut eller mata in en kWh el. Om kunderna inte reagerar på lokaliseringssignalen blir effekterna av den enbart en högre kostnad för kunderna. Det innebär att ett införande behöver föregås av en analys av kundernas agerande i verkligheten.

Ett annat kriterium i analysen är *förutsägbarhet*. En aspekt av detta kriterium är att det är önskvärt att användarnas nätavgifter inte ändras överdrivet mycket från hur de såg ut när nätanvändaren ingick nätavtalet. Detta kriterium utgör till viss del ett argument mot en tariffstruktur som innehåller lokaliseringssignaler. Till exempel kan det vara önskvärt ur ett förutsägbarhetsperspektiv att undvika en situation där vissa kunder plötsligt möter betydligt högre nättariffer på grund av att deras hus eller affärsverksamhet är belägen vid en del av elnätet som blivit trång, när dessa kunder utgått ifrån den tidigare, lägre tariffnivån vid valet av lokalisering.

¹⁷ En nod är en del av elnätet där det inte finns några överföringsbegränsningar. En nod kan vara en enskild kund, men kan också vara ett elområde. Allt beroende på var begränsningarna i nätet finns.

Det finns även ekonomiska kostnader kopplade till ett införande av lokaliseringssignaler, såsom kostnader för mätning av nätförluster närmare kunderna, information till kunderna och kostnad för dem att agera. Ei anser att kriteriet *ekonomisk effektivitet* har stor betydelse för om lokaliseringssignaler bör införas i ett elnät. 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. Om vinsterna är högre än kostnaderna i ett elnät är lokaliseringssignaler samhällsekonomiskt lönsamma och då rimliga att implementera om det är juridiskt möjligt. Övriga aspekter, såsom *enkelhet* och *förutsägbarhet* är viktiga för att få helheten att fungera och bör tas hänsyn till i varje enskilt fall.

Dynamiska eller statiska priser

En annan egenskap som vi analyserar är om den rörliga avgiften bör vara dynamisk eller statisk. Dynamiska priser innebär en rörlig prissättning där priset sätts nära realtid och utgår från nätets situation. Statiska priser innebär att priset är satt långt i förväg. Statiska priser utgår från en mer schematisk bild av elnätet. Statiska priser kan vara helt platta eller innebära olika priser för olika tider. Eftersom marginalkostnaden för nätförluster är högre under de timmar när nätet är mer belastat är den teoretiskt korrekta lösningen att låta energiavgiften vara högre under dessa timmar. Detta ger kunderna korrekt information om kostnaderna för att använda elnätet.

Dynamiska priser 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 verkligen speglar nätets situation i den aktuella stunden. Ju större variationer desto större nytta med dynamiska priser. På så vis ger de en mer korrekt prissignal till nätkunderna och uppfyller kriteriet *ekonomisk effektivitet* mer än statiska priser. Dynamiska priser kräver en del från både nätföretag och nätkunder. Metoden kräver bland annat smarta elmätare som kan mäta användningen i tillräckligt korta intervall. Metoden kräver också system som kan skicka information till nätanvändarna om priserna som gäller. Från användarnas sida krävs tekniska lösningar som kan hjälpa dem att agera på nätpriserna, så kallad automation. Utifrån våra kriterier handlar diskussionen ovan om *enkelhet*. Det är svårt att svara på om kriteriet är uppfyllt men sannolikt finns det stora utmaningar att innan 2025 införa dynamiska elnätspriser. Dynamiska elnätspriser 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 annan utmaning med att införa dynamiska priser är om det är möjligt att beräkna marginalkostnaden. Generellt är det svårt med dagens teknik att identifiera marginalkostnaden för enskilda kunder. Orsaken är att marginalkostnaden beror av nätförluster och nätförluster är svåra att identifiera på kundnivå. Detta är svårare desto längre ner i nätet man kommer. Som referens kan nämnas att Svenska kraftnät idag använder 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 priser ska fungera så bra som möjligt behöver priset också spegla situationen i den del av nätet där kunden finns. Som beskrevs i avsnittet om lokaliseringssignaler är det idag inte möjligt att använda sådana signaler på lokalnätet. Detta innebär att dynamiska priser är svårare att införa på ett bra sätt i lokalnäten.

Statiska priser bestäms långt i förväg och förväntas vara fasta under en längre period. Ofta pratar vi ett år i stöten. Statiska priser kräver inte lika mycket information för att kunna tillämpas som dynamiska priser. Det innebär att de är mindre krävande utifrån databehov. Eftersom statiska priser inte beräknas för varje timme (eller handelsperiod) kommer de inte att kunna fånga marginalkostnaderna i nätet utan blir en approximation, eller ett genomsnitt, över tid. Utifrån kriteriet *enkelhet* finns det dock anledning att överväga statiska priser. Dessa är onekligen enklare att implementera, och skulle troligen vara lättare för den genomsnittliga nätanvändaren att förstå. Statiska priser kan även vara att föredra utifrån kriteriet *förutsägbarhet*, som bland annat säger att nätanvändarnas priser inte ska variera överdrivet mycket mellan olika tidpunkter.

Statiska priser kan också differentieras mellan olika tider. Till exempel skulle avgiften kunna ha en nivå under natten och en annan, högre nivå under dagen då det vanligtvis är högre förbrukning och högre kostnader. En sådan form av 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 avgift, samtidigt som den är enklare att implementera för nätföretagen och enklare att förstå för nätkunderna än en dynamisk avgift. Däremot speglar den inte kostnader lika väl som en dynamisk avgift, vilket kan leda till effektivitetsförluster. ToU-avgifter kan också skapa problem med återvändande last. Detta innebär 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 effekttoppar kommer till vid övergången mellan hög- och lågpris.¹⁸

Statiska och dynamiska rörliga avgifter har båda för- och nackdelar. Statiska avgifter är enklare medan dynamiska avgifter kan ge högre ekonomisk effektivitet. Om en dynamisk avgift ger större nytta jämfört med en statisk avgift beror delvis på hur stor variationen i rörliga kostnader är över tid. Ju större variationen är, desto större är effektivitetsvinsten av en dynamisk energiavgift. Med dynamisk prissättning är en korrekt lokaliseringssignal viktigare. Effektivitetsvinsten måste sättas mot de kostnader som finns med respektive metod. Dynamisk prissättning är förknippad med högre kostnader än statisk prissättning och det är inte självklart att den totala nyttan blir högre med dynamisk prissättning.

Netto- eller bruttoavgift

En ökad andel variabel elproduktion gör det nödvändigt att fundera på om den rörliga avgiften bör baseras på en nätanvändares nettoanvändning eller bruttoanvändning. Med en avgift på nettoanvändning debiteras användaren utifrån skillnaden mellan dennes sammanlagda uttag och inmatning under en tidsperiod, till exempel under en månad. Med en avgift på bruttoanvändning debiteras användaren istället separat för inmatning och uttag av el. Denna frågeställning berör dem som både har in- och utmatning till nätet.

Nettoavgifter kan föra med sig vissa önskade effekter. Till exempel kan hushåll som har installerat solceller ofta producera mer el än de förbrukar under soliga timmar, och därmed mata in el i elnätet, men förbruka mer än de producerar, och därmed ta ut el från nätet, under till exempel natten. Om den totala energimängden som ett sådant hushåll matar in till nätet under årets gång är ungefär lika stor som den mängd som hushållet tar ut från nätet under året kommer hushållets nettoanvändning att vara omkring noll. Med en nettoenergiavgift skulle ett sådant hushåll knappt betala något alls för sina rörliga kostnader, trots att det har använt nätet (antingen för att mata in eller för att ta ut el) under hela året. Nätets rörliga kostnader skulle då behöva täckas av övriga nätanvändare, som då får betala en högre energiavgift. Ju kortare tidsintervallet som nettoredovisas är desto mindre blir problemet.

Nettoavgifter riskerar alltså att fungera som en subvention, där de rörliga kostnader som orsakas av hushåll med egen produktionskapacitet betalas av de kunder (till exempel lägenheter) som inte har möjlighet att installera egen produktionskapacitet. Detta innebär en förmögensöverföring men också att

¹⁸ Morell-Dameto et al (2020) diskuterar att Time-of-Use tariffers tidsintervall inte får vara för smala pga att de då riskerar att missa topplasttimmarna och därmed ger felaktiga signaler. De föreslår att titta på statistik och sätta ett intervall utifrån det. Exempelvis högre avgift när energiflödet överstiger en viss procent av den kapacitet som nätet klarar av att överföra.

sådana kunder inte ges incitament att använda elnätet effektivt. Utifrån kriterierna ekonomisk effektivitet och fördelningsmässig rimlighet är resultatet att den rörliga avgiften bör baseras på nätanvändarens bruttoanvändning av nätet.

Skillnader mellan förbrukargrupper

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. Inget av de andra kriterierna medför något skäl att avvika från denna princip, och kriteriet ekonomisk effektivitet ger att energiavgiften inte bör skilja sig mellan förbrukargrupper.

Nätförluster och därmed marginalkostnaden 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, kan det utifrån kriterierna fördelningsmässig rimlighet och icke-diskriminering finnas motiv att den rörliga kostnaden skiljer sig åt.

Skillnader mellan producentgrupper

Marginalkostnaden för att överföra ytterligare en kWh som matats in i en given punkt i nätet är 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. Inget av de andra kriterierna medför något skäl att avvika från denna princip, och kriteriet ekonomisk effektivitet ger att energiavgiften inte bör skilja sig mellan producentgrupper.

För producenter som inte har samma objektiva förutsättningar, exempelvis befinner sig på olika spänningsnivåer, kan det dock finnas motiv att den rörliga kostnaden skiljer sig åt.

Skillnader mellan förbrukare och producenter

Fördelningen av de rörliga kostnaderna mellan förbrukare och producenter diskuteras i avsnitt 4.

3.2 Tariffkomponent för framåtblickande kostnader

Ett nätföretag ansvarar för att överföra el till sina kunder. För att göra det så behöver de dimensionera nätkapaciteten för att klara av det högsta förväntade

effektbehovet, den så kallade dimensionerande timmen¹⁹. Detta innebär att ett ökat behov av elöverföring kan innebära ett behov av nya investeringar i elnätet för att täcka kundernas behov.

Med framåtblickande tariffkomponent menas en komponent som innehåller prissignaler till kunderna om hur deras nuvarande beteende påverkar framtida behov av investeringar i överföringskapaciteten.²⁰ En framåtblickande tariffkomponent ska återspegla kostnader för att främja effektivt nätnyttjande på lång sikt. 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 minska behoven av fördyrande investeringar i nätet²¹.

I ett nät som aldrig upplever kapacitetsbrist och som inte heller förväntas uppleva kapacitetsbrist framöver finns det utrymme för mer överföring utan att expandera nätets kapacitet. En högre topplast i ett sådant nät medför inte några ytterligare kostnader, och i denna typ av nät bör den framåtblickande tariffkomponenten därför vara noll.

Avgiften för framåtblickande kostnader påverkas inte bara av kostnader i det egna nätet. Även överliggande näts framåtblickande kostnader kommer att påverka nätföretagets avgift genom att de förs vidare via nättariffen från överliggande nät. Om andra kostnader än framåtblickande kostnader ingår i avgiften i kostnadskomponenten från överliggande nät kommer den att vara snedvridande eftersom prissignalen inte är korrekt, vilket försämrar effektiviteten.

Ei:s analys

Hur ska nätföretagen ta betalt för framåtblickande kostnader?

Eftersom nätets dimensioneringsbehov och de framåtblickande kostnaderna beror av hur mycket effekt som överförs i nätet under de tillfällen då nätet är som mest belastat, snarare än den sammanlagda energimängden som överförs över tid, bör framåtblickande kostnader enligt kriteriet ekonomisk effektivitet betalas med en effektagift. Klumpsummeavgift ger inte några prissignaler och fungerar därför

¹⁹ Med begreppet dimensionerande timme menas det högsta effektbehovet i ett elnät, dvs. effekterna av både inmatning och uttag sammantaget. Det innebär att den dimensionerande timmen inte behöver vara timmen med största uttaget.

²⁰ Den framåtblickande kostnaden kan med andra ord sägas vara den långsiktiga marginalkostnaden för elnätet.

²¹ I litteraturen diskuteras om kostnadsreflektiva nättariffer ska inkludera en framåtblickande kostnadskomponent. Enligt bland annat Schittekatte et al (2020) är marginalkostnadsprissättning det ekonomiskt korrekta alternativet. Men på grund av svårigheter att implementera marginalkostnadsprissättning korrekt så är det 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. Schittekatte 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.

inte här. Energiavgift kan fungera men eftersom det inte är energiöverföring som är den primära kostnadsdrivaren så blir prissignalen inte lika tydlig som med en effektavgift. Inget av de övriga kriterierna ger något skäl mot att använda en effektavgift för att ta betalt för framåtblickande kostnader. Enligt kriteriet ekonomisk effektivitet ger att den framåtblickande avgiften bör baseras på effekt, kr per kW.

En effektavgift kan baseras antingen på abonnerad effekt eller uppmätt effekt. Inom ramen för multikriterieanalysen har vi utvärderat typen av effektavgift men också övriga egenskaper utifrån de kriterier som diskuteras i avsnitt 3.1.

Avgift baserad på abonnerad effekt

Att finansiera framåtblickande kostnader med en avgift baserad på abonnerad effekt innebär att kunden i förväg har bestämt hur mycket effekt den vill ha tillgång till. Detta kan göras med ett säkringsabonnemang eller effektabonnemang.

Säkringsabonnemang

Storleken på säkringen begränsar hur mycket effekt kunden kan ta ut som mest. En avgift baserad på säkringens storlek är därmed en slags effektavgift, och kan därför förefalla vara en tänkbar utformning av en framåtblickande avgift. Detta bygger dock på antagandet att nätanvändare kommer att svara på en sådan avgift och aktivt optimera sin säkringsstorlek genom att väga sin nytta av en större säkring mot den ytterligare kostnad som en större säkring medför. Det finns forskning som visar att detta antagande inte speglar verkligheten och att säkringsavgifter inte påverkar nätkunders maximala effektuttag i någon större utsträckning (Helbrink et al., 2015). Även om säkringsabonnemang påverkade kundernas beteende skulle de ge incitament för kunderna att reducera sina individuella maximala effektuttag, snarare än sina effekttag under det tillfälle när nätet är som mest belastat. Eftersom det är effekttjänstningen under de dimensionerande timmarna som driver kostnader och behoven av nätutbyggnad är det rimligare att ha en avgift som är baserad på hur mycket effekt kunden använder under den timmen än en avgift som är baserad på kundens egna maximala effektuttag. Alltså skulle prissignalen från ett säkringsabonnemang vara såväl svag som felriktad. Utifrån kriteriet ekonomisk effektivitet är det inte lämpligt att en framåtblickande avgift baseras på säkringsstorlek. Inte heller kriteriet enkelhet stödjer säkringsstorlek. Orsaken är att det är svårt för kunden att agera på en prissignal från en säkringsavgift.

Effektabonnemang

Ett alternativ till säkringsabonnemang är effektabonnemang, där nätkund väljer hur mycket effekt den vill kunna förbruka som mest istället för en säkringsstorlek. Effektabonnemang kan i princip utformas på två olika sätt. Det ena sättet är att sätta en gräns för hur mycket effekt en nätanvändare kan ta ut under en tidsperiod.

Det andra sättet begränsar hur mycket effekt kunden kan ta ut när nätet är som mest belastat. Det vill säga att skillnaden är om effektuttaget är relaterat till nätanvändarens egen användning eller till när nätet är som mest belastat. Det senare är att föredra ur ett effektivitetsperspektiv, eftersom den på ett bättre sätt speglar nätets begränsningar och även framåtblickande kostnader. Utifrån enkelhetskriteriet går det att argumentera för att ett tak på kundens individuella effektuttag är mer lättförståeligt för nätkunderna. Samtidigt så ger ett effektabonnemang ingen tydlig prissignal varför enkelhetskriteriet kan sägas vara svagt. Effektivitetsvinsten av en mer kostnadsriktig avgift är viktig och överväger nyttan av enklare avgiftsstruktur i det här fallet.

Ett effektabonnemang bör alltså baseras på nätanvändarens uttag när nätet är som mest belastat. Ett effektabonnemang säger dock inget om hur mycket effekt nätanvändaren faktiskt använder under de perioder när nätet är som mest belastat. På så vis är prissignalen svag, den ekonomiska effektiviteten med metoden begränsad och det bör finnas bättre alternativ än effektabonnemang för att ta betalt för framåtblickande kostnader.

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. Som diskuterats ovan är det senare alternativet är att föredra, eftersom det 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 timme 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 dessutom svara genom att optimera sitt effektuttag utifrån sina preferenser under denna timme. I verkligheten är det svårt att förutse när den dimensionerande timmen inträffar. 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 (det kan till exempel vara svårt att plötsligt dra ned elförbrukningen i sitt boende för en kund som befinner sig på jobbet när topplasttimmen inträffar).

Ett alternativ är att basera avgiften på fler än den dimensionerande timmen i nätet. I litteraturen diskuteras att de 10 till 50 mest belastade timmarna i nätet kan användas för att ta ut de framåtblickande kostnaderna. Även om fler än en timme används kommer metoden att vara mer teoretiskt korrekt än idag, det vill säga att kriteriet ekonomisk effektivitet stöds. En avgift som baseras på det uppmätta uttaget under en timme kan uppfattas som orimlig av kunder som är mindre välinformerade eller har svårare att anpassa sin elförbrukning med kort tidsvarsel. Utifrån kriterierna förutsägbarhet och enkelhet är det lämpligt att en framåtblickande kostnadskomponent baserad på uppmätt effekt bör utgå ifrån kundens uttag under ett flertal tillfällen.

CPP eller ToU- metod för betalning

En metod som kan användas är en så kallad Critical-Peak Pricing-metod (CPP). CPP innebär att nätföretaget tar betalt för framåtblickande kostnader genom att prissätta de kritiska, eller dimensionerande timmarna. Kunderna meddelas i nära anslutning till de kritiska timmar vilket priset är och vilka tider som priset gäller. För att CPP ska vara möjlig krävs att de elmätare som är installerade kan mäta nätanvändarnas effektanvändning i tillräckligt fin upplösning. Ei bedömer att den mätarutrullning som ska göras fram till 2025 innebär att elmätarna kommer att fungera för CPP-ändamål. 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. Det innebär att det är osäkert om kriteriet enkelhet är uppfyllt för CPP-metoden.

Ett alternativ till att debitera kunderna med CPP-metoden är att införa en Time-of-Use-avgift (ToU).²² Dessa metoder innebär att den framåtblickande komponentens pris bestäms lång tid i förväg, alltid är densamma och gäller vissa förutbestämda perioder. ToU-metoden innebär att priset är högre under de timmar på dygnet som vanligtvis är högre belastade.²³ Jämfört med CPP är ToU mer förutsägbara och lättförståeliga för kunderna, samt möjligen enklare att implementera för nätföretagen. En nackdel med ToU är att prissignalerna kan vara delvis felaktiga. 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. Till skillnad från CPP innebär ToU prissignaler under perioder då det egentligen inte råder kapacitetsbrist, och skulle därför ge onödiga incitament till lägre elförbrukning under dessa timmar.

²² En ToU-avgift som skiljer på pris mellan olika tider på året brukar kallas säsongsvarierad tariff.

²³ 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.

Dessutom skulle ToU eller säsongsvariation innebära ett lägre pris under den faktiska topplasttimmen jämfört med CPP, och därmed ge alltför svaga incitament till lägre elförbrukning när nätet är som mest belastat. Ett annat potentiellt problem 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.²⁴

Valet att prissätta den framåtblickande kostnadskomponenten med CPP eller med ToU är bland annat en avvägning mellan kriterierna ekonomisk effektivitet och enkelhet. CPP är enligt forskning mer effektiv än ToU på att minska effektuttaget.²⁵ Ju högre topplasten är jämfört med nätets snittlast, desto större kommer effektivitetsvinsterna av CPP att vara. Om kunderna har tillgång till smarta tekniska lösningar som automatiskt kan anpassa deras effektuttag efter nivån på nättariffen, talar det till fördel för CPP. 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.

Valet mellan CPP och ToU beror också på den nettonyttan som respektive metod ger. Den kan variera beroende på de förutsättningar som nätet har. Som nämndes ovan är CPP enligt forskning effektivare än ToU. Samtidigt kräver CPP mer av nätföretag i form av bättre infrastruktur och mer engagemang hos kunderna för att svara på prissignalerna. Det innebär att de totala kostnaderna sannolikt är högre för CPP än ToU-metoden. Givet detta så är det lämpligt att CPP används ifall effektivitetsvinsten med en CPP överstiger kostnaderna förenade med behoven av investeringar i den informations- och kommunikationsteknik som är nödvändig. I annat fall kan ToU-metoden användas för den framåtblickande kostnadskomponenten. Om nätet inte i någon del är nära gränsen för sin överföringsförmåga när efterfrågan är som högst kan den framåtblickande kostnadskomponenten sättas till noll.

Hur ska man bestämma storleken på den framåtblickande kostnadskomponenten?

Det som har diskuterats i detta avsnitt går, på ett sätt eller annat sätt, ut på att kunden ska betala sin del av de framåtblickande kostnaderna med ett pris per kW. En säkringsavgift eller effektabonnemang skulle innebära att nätföretaget debiterar kunden utifrån antalet kW som kunden kan förbruka som mest, medan en avgift baserad på uppmätt effekt skulle innebära att kunden betalar ett visst pris per kW som kunden tar ut under vissa timmar (ett fåtal dimensionerande timmar med CPP, eller under vissa tidsintervaller med ToU).

²⁴ Morell-Dameto et al (2020).

²⁵ Se ex. Cross-Call et al (2016).

En central fråga som inte besvarats i analysen ovan är hur priset för en kW ska räknas fram. För att ta reda på det behöver nätföretagen räkna ut den totala storleken på den framåtblickande kostnadskomponenten. Den totala summan ska sedan fördelas ut på kunderna utifrån deras användning av nätet.

Framåtblickande kostnadsmodeller

För att nätföretaget ska kunna ta betalt för de framåtblickande kostnaderna behöver de veta vilka dessa kostnader är. De framåtblickande kostnaderna är som beskrivits tidigare de kostnader som kundernas nuvarande beteende skulle ge upphov till i framtiden. För nätföretagen innebär det att de behöver uppskatta vilka effekter kundernas beteende kommer att ha och vilken överföringskapacitet man behöver planera för.

Framåtblickande kostnader beräknas i praktiken genom att studera hur kapitalkostnaderna påverkas vid en inkrementell 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 utvärdera hur de aggregerade kostnaderna har samvarierat med olika kostnadsdrivande faktorer såsom antal nyanslutningar och överförd energimängd. En enkel metod för att uppskatta framåtblickande kostnader är att använda nätföretagens investeringsplaner för reglerperioden som för närvarande är 4 år.

En analys på komponentnivå innebär att man behöver beräkna hur mycket exempelvis olika linjer 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 linjer.

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

Framåtblickande kostnadsmodeller används idag i olika former av bland annat Storbritannien och Australien (OFGEM, 2019c och AEMC, 2014). Meeus et al (2020) beskriver de fyra modeller som OFGEM använder i Storbritannien. Olika modeller används på olika spänningsnivåer. Modellerna har också olika grad av komplexitet. Den mest framåtblickande modellen ser 40 år framåt i tiden medan den minst framåtblickande modellen ser ett år framåt. Govaerts et al (2021)

beskriver att den praktiska implementeringen av framåtblickande kostnadsmodeller är förenad med vissa svårigheter. Framförallt på grund av svårigheten att beräkna långsiktig marginalkostnader när investeringar sker klumpvis. OFGEM utvärderar för tillfället de metoder som ligger till grund för de framåtblickande kostnadsmodellerna de använder.²⁶

I svensk kontext har vad Ei vet inte något nätföretag använt sig av framåtblickande kostnadsmodeller i tariffsammanhang än. Ei har inte heller utvärderat de modeller som finns tillgängliga. Givet att erfarenheten i Sverige är begränsad ser Ei att det behövs ett arbete framåt för att identifiera hur framåtblickande kostnadsmodeller kan användas hos svenska nätföretag. Det innebär att denna PM inte föreslår en faktisk modell för den framåtblickande kostnadskomponent. Istället föreslås att ett arbete med framåtblickande kostnadsmodeller påbörjas.

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. Kriteriet ekonomisk effektivitet säger alltså att lokaliseringssignaler är lämpliga.

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 upplevas som orimlig eftersom befintliga kunder har svårt att flytta på sig samtidigt som de inte kan påverka var nätföretaget väljer att investera för att minska eventuella överföringsbegränsningar. Ur kundperspektiv kan alltså kriterierna icke-diskriminering och fördelningsmässig rimlighet bedömas inte vara uppfyllda. 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

²⁶ För mer information om OFGEM:s arbete med framåtblickande kostnadskomponenter se <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/charging/reform-network-access-and-forward-looking-charges> (2021-06-01).

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, tekniskt och samhällsekonomiskt lönsamt i ett visst elnät att införa lokaliseringssignaler för den framåtblickande avgiften kan det göras. Om lokaliseringssignal 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.

Skillnader mellan förbrukargrupper

Det grundläggande kriteriet i analysen är ekonomisk effektivitet. I det kriteriet ingår kostnadsreflektion, det vill säga att tariffkomponenten reflekterar kostnaderna som kunden orsakar med sitt beteende. Vad gäller framåtblickande kostnader handlar det om vad ett uttag av ytterligare 1 kW innebär för behov av att förstärka överföringskapaciteten. I praktiken spelar det ingen roll 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. Inget av de andra kriterierna medför något skäl att avvika från denna princip.

Skillnader mellan producentgrupper

Marginalkostnaden för att mata in ytterligare en kW på nätet i en given punkt är densamma oavsett hur denna kW 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 som producenten använder för att producera den el som matas in. Enligt ekonomisk teori och kostnadseffektivitetskriteriet bör alltså den framåtblickande avgiften vara densamma för alla producentgrupper. Inget av de andra kriterierna medför något skäl att avvika från denna princip.

Skillnader mellan förbrukare och producenter

Fördelningen av de framåtblickande kostnaderna mellan förbrukare och producenter diskuteras i avsnitt 4.

3.3 Tariffkomponent för kundspecifika kostnader

Kundspecifika kostnader handlar om kostnader som går att härleda till specifika nätkunder. 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. De kostnader som ingår i begreppet kundspecifika kostnader är sådana som kan hänföras till en specifik kund men som inte påverkar kundens kortsiktiga användning av nätet. Nätägaren måste beräkna varje nätanvändares

kundspecifika kostnader. Kundenspecifika kostnader är i många fall likartade för liknande kunder. Det innebär att i många fall kan likartade kunder ges samma kundspecifika kostnader. Fakturering av kundspecifika kostnader görs lämpligen genom en fast kostnad per kund.

Anslutningsavgiftens utformning ligger utanför det här föreskriftsarbetet men det är viktigt att ta den i beaktande vid utformningen av nättariffer eftersom den kommer att påverka lokaliseringen av ny förbrukning och produktion samt hur stor andel av intäktsramen som är residuala kostnader. I Sverige är anslutningsavgiften ofta baserad på så kallade djupa anslutningskostnader vilket i princip innebär att den anslutande kunden får finansiera både själva anslutningsledningen och dess nätstation och eventuella nätförstärkningar som måste göras i nätet.

3.4 Tariffkomponent för residuala kostnader

Den kostnadstäckande tariffkomponenten, även benämnd residuala kostnader, utgörs av differensen mellan de godkända kostnaderna i intäktsramen och de intäkter nätföretaget får genom de kostnadsreflektiva (se avsnitt 3.1 och 3.2) och kundspecifika tariffkomponenterna (se avsnitt 3.3). Det innebär att storleken på residuala kostnader kommer att bero av intäktsramens storlek men också av hur mycket av intäktsramen som finansieras genom de kostnadsreflektiva och kundspecifika tariffkomponenterna.

Residuala kostnader är kostnader som inte varierar med den överförda mängden el på kort sikt. Exempel på sådana kostnader kan vara kapitalkostnader för transformatorer, elledningar, stolpar och fundament. Eftersom residuala kostnader inte varierar med hur kunderna använder nätet finns det inte något som motiverar att den residuala kostnadskomponenten ska skicka prissignaler som påverkar kundernas beteende. De residuala kostnaderna ska därför hämtas in på ett sådant sätt så att det minimerar påverkan på kundernas konsumtions- och investeringsbeslut.

Ei:s analys

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, (2014) eller Borenstein, (2016). Pollitt (2018) konstaterar att nätkundens energianvändning har varit den mest uppenbara indikatorn för inkomst som har funnits tillgänglig för nätföretagen, eftersom den har förmodats

samvariera med hushållens inkomst. Detta kan förklara att en stor del av finansieringen av residualkostnaden har varit energibaserad, historiskt sett.

Med de senaste årens utveckling har förutsättningarna ändrats. 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 energilager, 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 utrustning 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. Men residuala kostnader drivs inte kortsiktigt av energianvändning eller effektefterfrågan. Det innebär att 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.

Prissättning av residuala tariffkomponenten

Prissättningen av komponenten residuala kostnader bör som tidigare nämnts göras så att komponenten påverkar kundernas konsumtionsbeslut så lite som möjligt. I de kommande avsnitten utvärderar vi tre övergripande 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 (klumpsummeavgift)²⁷ för alla kunder lyfts i litteraturen fram som den mest effektiva fördelningsprincipen (Borenstein, 2016 och Pérez-Arriaga et al, 2017). Metoden kommer från skatteteori där den benämns klumpsummeskatt. En klumpsummeskatt är en skatt som utgår med ett visst belopp helt oberoende av aktörens ekonomiska förhållanden. Eftersom klumpsummeskatten utgår med ett

²⁷ Engelska lump-sum charge

visst belopp oberoende av exempelvis inkomst påverkar skatten inte kundens kortsiktiga beslut.²⁸

På samma sätt är argumentet att en klumpsummeavgift inte är kopplad till kundernas nätanvändning och därför inte bör påverka deras dagliga konsumtionsbeslut. En rak klumpsummeavgift innebär att varje nätanvändare får lika stor avgift²⁹. Utifrån kriteriet ekonomisk effektivitet är en klumpsummeavgift en bra lösning på fördelningen av residuala kostnader. Klumpsummeavgift är även enkel, transparent och förutsägbar.

Det finns dock vissa problem med klumpsummeavgiften. Dessa har att göra med kriteriet fördelningsmässig rimlighet, vilket säger att kostnaden bör vara proportionell till kundens ekonomiska möjligheter³⁰. Med en rak klumpsummeavgift där alla kunder betalar en lika stor del av de residuala kostnaderna frångår man det och mindre kunder betalar en större del av sin disponibla inkomst än större kunder.³¹ 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 rak klumpsummeavgift ger med andra ord stora omfördelningseffekter jämfört med dagens situation. I en studie (Sweco, 2019) beställd av Ei visas att en klumpsummeavgift fördelning av residuala kostnader ökar kostnaderna för vissa kundgrupper med liten energianvändning med flera hundra procent samtidigt som andra kundgrupper minskar sina kostnader med nästan 100 procent. En rak 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. Om en övergång till klumpsummeavgift skulle vara aktuellt behöver det utifrån kriteriet rimlig övergångstid säkerställas att tillräcklig övergångstid ges.

Fördelning utifrån kundernas priskänslighet

En metod som diskuteras i litteraturen som en näst-bästa lösning för den residuala kostnadskomponenten är så kallad Ramsey-prissättning³². Ramsey-prissättning innebär kortfattat att kunder med lägre priskänslighet betalar en relativt större del av de residuala kostnaderna. Ramsey-prissättning uppfyller kriteriet ekonomisk

²⁸ Se exempelvis Axelsson m.fl. (1998) för diskussion om klumpsummeskatter.

²⁹ Sverige består av ca 170 självständiga nätföretag. Det betyder att en rak 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. Istället utgår diskussionen från att varje nätföretag fördelar sina kostnader mellan sina kunder.

³⁰ I skatteteori brukar man prata om att skatten ska bestämmas utifrån betalningsförmåga.

³¹ 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..."

³² Se Ramsey (1927) för utförligare beskrivning av Ramsey-prissättning

effektivitet eftersom metoden påverkar kundernas beteende mindre än dagens metoder. Ramsey-prissättning uppfyller inte kriterierna enkelhet, transparens, icke-diskriminering och förutsägbarhet.

En anledning till att övriga kriterier inte möts är att en renodlad Ramsey-prissättning förutsätter att nätföretaget har information om kundernas priskänslighet för överföring av el och prissätter kunderna utifrån det. Att uppskatta priskänslighet är inte lätt. Det krävs avancerade metoder för det, vilket hämmar enkelheten. Att förstå hur en sådan modell fungerar är svårt för gemene man oavsett hur transparent metoden är. Priskänsligheten kan också skilja sig mellan olika tider på dygnet och året. Den kan också ändras av olika anledningar. Det gör att förutsägbarheten är bristande i en renodlad Ramsey-prissättning. I och med att prissättningen beror på priskänslighet och inte konsumtionsmönster möter den inte kriteriet icke-diskriminering heller. I praktiken är det sannolikt inte ens möjligt för nätföretagen att basera residuala kostnader på renodlad Ramsey-prissättning eftersom kundernas priskänslighet inte går att mäta på ett bra sätt.

Idén med Ramsey-prissättning är att de med lägst priskänslighet betalar en större del av de residuala kostnaderna. De kunder som är minst priskänsliga är med nödvändighet de som saknar alternativ. Forskning visar att socio-ekonomiskt utsatta grupper kan få betala en proportionellt större andel av de residuala kostnaderna eftersom 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). Ramsey-prissättning uppfyller därmed inte kriteriet fördelningsmässig rimlighet.

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 Ramsey-prissättning kan tillämpas.

En enklare variant av Ramsey-prissättning är att använda en mätbar indikator (s.k. proxyvariabel) som antas samvariera med nätkundens betalningsvilja för el. För hushåll kan man till exempel använda sig av hushållets inkomst, husets storlek eller taxeringsvärde när man bestämmer hur residualkostnaden ska fördelas (Pollitt, 2018).

Två vanliga antaganden som gjorts vid Ramsey-prissättning är att (1) hushåll är mindre priskänsliga jämfört med industrikunder samt att (2) hushållskunder med låg förbrukning är mindre priskänsliga än hushållskunder med hög förbrukning. Argumenten för det första antagandet är att elintensiv industri enklare kan lägga ner eller omlokalisera sin verksamhet om den fasta avgiften höjs (Borenstein, 2016). Argumenten för det andra antagandet är att hushållskunder med hög förbrukning

använder mer el till lyxkonsumtion, vilken kan reduceras, jämfört med hushåll med låg förbrukning som använder el till sitt basbehov, vilket inte kan reduceras i samma utsträckning. Givet dessa antaganden kommer Ramseyprissättning innebära en högre tariff för hushåll jämfört med industri samt en avtagande tariff för hushåll, där en ökad användning innebär en proportionellt lägre tariff (Neuteleers et al, 2017). Pollitt (2018) argumenterar för att rika förbrukare (potentiellt med högre elförbrukning) tidigare varit relativt prisokänsliga men att de kan komma att bli alltmer prisokänsliga när de kan investera i egen elproduktion.

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

Fördelning utifrån kundernas nätanvändning

I avsnittet ovan har vi argumenterat för att Ramsey-prissättning och rak klumpsummeavgift är förenade med vissa problem när det gäller att ta betalt för de residuala kostnaderna. Uppfyllnadsgraden för flera av utvärderingskriterierna är låg. Vi går nu vidare och tittar på avgifter baserade på 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.

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 soleininstallation 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 soleininstallationen. Resultatet av detta blir att kunder med 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.

Argument för en energiavgift är att den är enkel och transparent. Många av de mindre kunderna är vana att debiteras utifrån använd energi vilket gör metoden enkel utifrån ett kundperspektiv. Den är också transparent på så vis att om en kund ökar sin användning med en kWh vet kunden vad den ökade kostnaden blir.

Effektavgift – En effektavgift innebär att kunderna betalar residuala kostnader baserat på effektanvändning eller effektbehov. Även denna metod har svårt att uppfylla kriteriet ekonomisk effektivitet. Orsaken är att metoden innebär att ett ändrat beteende kan påverka kundens kostnad för den residuala tariffkomponenten. Metoden innebär alltså att nätföretagets residuala kostnader fördelas till kunderna utifrån varje kunds effektanvändning eller effektbehov. Som vi sett i avsnitt 3.1 och 3.2 kan man ta betalt för effektanvändning på olika sätt. I princip handlar det om uppmätt eller abonnerad effekt.

Avgift baserad på uppmätt effekt – En avgift som tas ut utifrån en kunds uppmätta effektuttag kan baseras antingen på kundens individuella maxanvändning eller på kundens användning när nätet är som mest belastat. Eftersom de residuala kostnaderna inte är beroende av användningen av nätet finns ingen anledning att basera avgiften på nätets dimensionerande timmar. Det innebär att det går att basera avgiften på kundens individuella maxanvändning. Eftersom en kund kan undvika (delar av) avgiften genom att installera egenproducerad el uppfyller metoden inte kriteriet ekonomisk effektivitet. I praktiken är detta argument kanske inte lika starkt i Sverige som i länder med sin högsta efterfrågan på överföring under sommaren. Det beror också på hur många mätningar som ligger till grund för avgiften. I Sverige är efterfrågan på elöverföring vanligen högst på vintern när egenproducerad solet har som lägst produktion. Det ska sägas att en del svenska nätföretag redan använder uppmätt effekt som en del i sin nättariff. Ei känner dock inte till något fall där uppmätt effekt enbart används för den residuala kostnadskomponenten utan uppmätt effekt används oftast som den enda kostnadskomponenten i nättariffen. I sådana fall är nättariffen inte kostnadsreflektiv och uppfyller inte kriteriet ekonomisk effektivitet. Metoden visar också upp svagheter vid utvärderingen i andra kriterier. Metoden kan upplevas svår att förstå och kan upplevas som diskriminerande i och

med att två kunder med liknande förbrukningsmönster 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 abonnemang som avgör dennes kostnad för residuala kostnader. Detta kan 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 effektagift.

Säkringsabonnemang används redan 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 betalas utifrån säkringsabonnemang. Givet det så skulle metoden vara mer teoretiskt korrekt jämfört med hur den används idag. Med andra ord kan kriteriet ekonomisk effektivitet sägas vara uppfyllt.

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 dem lägre residuala kostnader. Sådana tröskeeffekter minskar metodens ekonomiska effektivitet. Tröskeeffekter är svåra att undvika helt men kan minimeras genom att skapa större intervaller, dvs. minska antalet trösklar. Ju färre intervaller som finns desto mer liknar metoden klumpsummemetoden som diskuterades tidigare i detta avsnitt. I sammanhanget bör också nämnas att det är sällan som kunder byter abonnemangsstorlek i Sverige idag. 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 inköp av elbil.

Gällande de andra kriterierna så är säkringsabonnemang enkla, transparenta och förutsägbara. Metoden kan också sägas uppfylla villkoret icke-diskriminering och fördelningsmässig rimlighet 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 abonnerrad effekt är kundens bidrag till residuala kostnader beroende på den effekt man avtalat om att kunna ta ut/mata in på nätet. De flesta slutsatser som gäller för säkringsabonnemang gäller även för abonnerrad effekt. En skillnad i hur abonnerrad effekt och säkringsabonnemang har använts i Sverige är i vilka intervall de paketeras och säljs. Detta kan få effekter för vad som är lämpligt att välja framåt. Säkringsabonnemang utgår ifrån schabloniserade nivåer baserade på säkringens storlek. Ju större 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 abonnerrad på. Valet är ofta kontinuerligt i en kW:s steg.

En skillnad mellan säkrings- och abonnerrad effekt är i praktiken hur enkla de är att förstå och använda. Ett säkringsabonnemang ger en implicit effektgräns³³ medan abonnerrad effekt ger en explicit effektgräns. Båda metoderna kan användas för alla kundkategorier. Att mindre kunder historiskt har haft säkringsabonnemang och inte abonnerrad effekt har berott på kundernas karakteristikor. Metoderna passar 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 abonnerrad effekt fungerat bra. Mindre kunder som hushåll har ofta haft mindre information och mindre intresse av en exaktare effektgräns än vad säkringsabonnemang ger. Detta innebär att kriteriet enkelhet uppfylls olika för olika kunder.

Andra kriterier som transparens och förutsägbarhet kan sägas vara uppfyllda. Metoden är transparenta i hur kostnaderna fördelas. Metoden blir tydlig och förutsägbar i vilken kostnad kunden får för residuala kostnader. Om kriteriet icke-diskriminering och fördelningsmässig rimlighet uppfylls vad gäller att skillnader i kostnader ska vara beroende på objektiva skillnader mellan kunder beror bland annat på hur man väljer att dela in kunderna för att betala den residuala kostnadskomponenten. 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 kostnadskomponenten som en kund i en villa med max 12 kW effektuttag. För industrier och andra större kunder blir skillnaderna möjligen ännu mer påtagliga i och med att deras karakteristikor skiljer sig mer än hushållens. Dessa är rätt olika

³³ Man kan räkna om säkringsstorleken till vilket effektuttag säkringen max kan belastas med. Exempelvis kan ett säkringsabonnemang om 16 ampere (tre fas) belastas med 11 kW.

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 optimerar 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.

Andra fördelningsnycklar för den residuala tariffkomponenten – I avsnitt 3.5 har vi hittills utvärderat hur residuala kostnader kan fördelas mellan kunder med klumpsummeavgift, Ramsey-prissättning och avgifter baserade på energi- eller effektanvändning. I litteraturen förekommer det flera andra förslag på hur residuala kostnader kan fördelas mellan kunder.

Borenstein (2016) redogör för effekter av att använda metoder som genomsnittskostnadsprissättning, Ramsey-prissättning, fasta avgifter, minimiavgifter och tiered pricing. Slutsatsen av analysen är att det inte finns några riktigt bra svar på hur nätföretag bör finansiera residuala kostnader men att det finns metoder som är mindre dåliga. De metoderna bör inkludera en fast komponent. Borenstein ser dessutom en möjlighet att öka effektiviteten genom att nätbolagen tar betalt för eventuella kvarvarande externaliteter, vilket isåfall kan minska de residuala kostnaderna.

Pollitt (2018) kommer till slutsatsen att residuala kostnader kan hämtas hem genom avgifter baserade på inkomst, fastighetsvärde, abonnerad effekt eller annan indikator för inkomst.

En utveckling av Ramsey-prissättning görs av Wolak (2019) som föreslår att residuala kostnader ska fördelas i enlighet med kundernas priskänslighet, där kundens relativa finansieringsbidrag beror på kundens medeluttag per timme och varians på månads- eller årsbasis. Indikatorn bygger på antagandet att kundens effektuttag över året samvarierar med kundens betalningsvilja för el. Högt medeluttag indikerar hög betalningsvilja för elöverföring. Hög varians indikerar också att kunden inte är särskilt priskänslig för variationer i slutkundspriset för el. Om kundernas finansieringsbörda beror på genomsnittligt effektuttag har

kunderna vissa incitament att investera i energieffektiviserande åtgärder för att minska elförbrukningen. Metoden innebär att kunderna har vissa incitament att öka sin priskänslighet genom att investera i styrutrustning, lager och planerbar elproduktion för att jämna ut belastningen på nätet.

Battle et al., (2020) föreslår att man genom att använda historisk förbrukning som fördelningsnyckel för residuala kostnader kan åstadkomma en tariffkomponent som är förenlig med både ekonomisk effektivitet och uppfattas som rättvis.

OFGEM har i slutet av 2019 beslutat om en ny metod för att fördela residuala kostnader i Storbritannien (OFGEM, 2019a). Den nya metoden innebär att alla hushållskunder (domestic customers) inom samma nätregion (distribution licensed areas) betalar en lika stor avgift för de residuala kostnaderna. För övriga kunder (non-domestic customers) kommer avgiften för den residuala kostnaden också att vara lika inom samma nätregion. Skillnaden är att dessa kunder delas upp i olika kategorier utifrån kundens spänningsnivå. Inom varje kategori betalar varje kund lika mycket.³⁴ Om det behövs ytterligare segmentering används abonnerad effekt (agreed capacity) för större kunder och nettokonsumtion för mindre kunder som inte har avtal om abonnerad effekt. Båda kundgrupperna debiteras separat för transmissionsnätets residuala kostnader.

OFGEM har valt att bara slutanvändare av el ska vara med och betala residuala kostnader. Storbritannien har inte säkringsabonnemang för hushållskunder idag.

Reguleringsmyndigheten för energi (RME) i Norge har också arbetet med att ta fram nya regler för utformningen av nättariffer för kunder i lågspänningsnäten. I det förslag som lämnades i augusti 2020 framgår att residualkostnaderna "fastleddet" ska utformas så de täcker en rimlig andel av de fasta kostnaderna (RME, 2020). Även RME föreslår att residualkostnaderna ska differentieras med hänsyn till kundens efterfrågan på effekt. De lämnar sedan öppet för nätföretagen att använda antingen abonnerad effekt eller säkringsbaserad tariff för att ta hem residualkostnaderna.

Lokaliseringssignaler

Utifrån kriteriet ekonomisk effektivitet bör lokaliseringssignaler 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

³⁴ OFGEMs ansats kan sägas vara en variant av klumpsummeavgift där de istället för en rak avgift delar in kunder i olika grupper och inom varje grupp har samma avgift. En sådan lösning minskar omfördelningseffekterna men skapar samtidigt tröskeeffekter som kan påverka kundens konsumtionsval på ett sätt som minskar effektiviteten med metoden.

geografisk plats. Kriteriet ekonomisk effektivitet är tillräckligt för att lokaliseringssignaler inte bör förekomma i residuala kostnadskomponenten.

Skillnader mellan förbrukargrupper

Givet att de residuala kostnaderna helst inte ska påverka kundens beslut om hur den använder nätet så är en enhetlig avgift oberoende av kundens elanvändning att föredra. Det innebär enligt teorin att det inte bör vara skillnader mellan förbrukargrupper. Som beskrevs i avsnittet om enhetlig avgift till alla kunder så är den metoden svår att använda i verkligheten. Utifrån den analysen är slutsatsen att skillnader mellan förbrukargrupper är möjlig i verkligheten. Som nämnts har OFGEM i sitt beslut om nya avgifter för residuala kostnader särskiljer 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 avgiften³⁵. De metoder som används i dag i Sverige gör i de allra flesta fall skillnad på olika kundgrupper. I enlighet med kriteriet icke-diskriminering och fördelningsmässig rimlighet så kan det finnas anledning att olika förbrukningsgrupper bidrar olika mycket till de residuala kostnaderna, om det kan åstadkommas utan allt för stora effektivitetsförluster.

Skillnader mellan producentgrupper

Även när det gäller skillnader mellan producentgrupper finns ett gap mellan teori och verkligheten. Argumenten 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.

Skillnader mellan förbrukare och producenter

Enligt ekonomisk teori kan skillnader i bidrag till residuala kostnadskomponenten vara motiverad mellan förbrukare och producenter om dessa har olika priskänslighet. I praktiken är det svårt att identifiera kunders priskänslighet. Det finns också EU-lagstiftning på området för transmissionsnät. EU-förordning

³⁵ OFGEM anger som exempel kunder som har liknande tillgång till nätet (level of access to the network).

838:2010 sätter upp gränser för hur stora residuala kostnader Sverige får ta ut från producenter anslutna till transmissionsnätet. Frågan utvecklas vidare i avsnitt 4.

3.5 Sammanfattning av tariffkomponenter

I avsnitt 3 har vi redogjort för Ei:s analys av hur en nättariff som ska gynna ett effektivt nätutnyttjande kan sättas upp. Genom att utgå ifrån ekonomisk teori för prissättning hos nätföretag och deras egenskaper som naturliga monopol och komplettera med hur verkligheten sätter gränser för det teoretiska ramverket, resulterar avsnittet i beskrivning av hur prissättning av de fyra tariffkomponenterna kan göras för att främja kostnadsreflektiva nättariffer och ett effektivt nätutnyttjande.

I Tabell 3 nedan sammanfattas analysen av prissättning och detaljer om hur fördelning av kostnader mellan kunder kan göras.

Rörliga kostnader och framåtblickande kostnader är tariffkomponenter vars kostnader påverkas av kundens beteende. Dessa tariffkomponenter bör därför innehålla en prissignal till kunderna om vad det kostar att använda nätet.

Rörliga kostnader som beror av kundens användning av elnätet bör prissättas med en volymbaserad avgift, SEK per kWh. Om det är möjligt kan avgiften baseras på hur kundens inmatning eller uttag påverkar nätets kostnader. I praktiken är det svårt och tariffkomponenten kommer sannolikt behöva bestämmas på en mer aggregerad nivå. Beroende på hur kostnaderna i nätet varierar över tid kan tariffkomponenten tidsdifferentieras. Detta kan göras med en Time-of-Use-avgift som innebär att priset är högre under de timmar på dygnet som den rörliga kostnaden är högre. Man kan även använda sig av säsongsvaryerande prissättning om exempelvis kostnaden generellt är högre på vintern.

Den rörliga tariffkomponenten bör inte variera mellan olika typer av förbrukare eller mellan olika typer av producenter med samma objektiva förutsättningar. Den rörliga avgiften kan, om det är juridiskt möjligt och det bedöms vara samhällsekonomiskt lönsamt, variera mellan olika delar av elnätet för att spegla geografiska skillnader i de rörliga kostnaderna.

Tabell 3 Sammanfattning analys av tariffkomponenter i nättariffen

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

Den framåtblickande tariffkomponentens uppgift är förutom att bidra till kostnadstäckning för nätföretagen, att skicka prissignaler till kunderna om hur deras nuvarande elanvändning påverkar framtida kostnader för elnätet ifråga. Genom att skicka kostnadsreflektiva prissignaler får kunderna incitament att använda elnätet effektivt. Den i teorin effektivaste prissättningen är att i förväg skicka en prissignal för de timmar nätet är som mest belastat (dimensionerande timmar). Priset bör vara effektbaserat och varje kunds kostnad bör vara utifrån kundens efterfrågan när nätet är som mest belastat. Prissättningen kan vara dynamisk och innehålla lokaliseringssignal så att jämvikt uppnås. I praktiken är både lagstiftning och praktisk genomförbarhet hinder för att den teoretiska modellen ska kunna användas. Det innebär att det kan vara så att en enklare modell för den framåtblickande tariffkomponenten är det som fungerar i praktiken.

Den framåtblickande tariffkomponenten kan beräknas utifrån en framåtblickande kostnadsmodell. Detta görs bland annat i Storbritannien. En sådan modell används för att beräkna kostnaden för att bygga ut överföringskapaciteten utifrån de behov som prognoserna visar på. Någon allmänt använd framåtblickande kostnadsmodeller finns vad Ei vet inte i Sverige idag och behöver tas fram.

Kundspecifika kostnader är kostnader som är kopplade till enskilda kunder men som inte beror av kundens förbrukning. Exempel är mätning och rapportering. Beroende på storlek på anslutningen, elmätare och lokalisering skiljer sig kostnaderna åt mellan olika kunder. Dessa kostnader tas ut som en fast avgift av varje kund utifrån de kostnader de orsakat nätägaren. De kundspecifika kostnaderna torde dock vara nästan desamma för likartade kunder och det kan vara effektivt att låta likartade kunder få lika stora avgifter.

Den residuala tariffkomponenten innehåller den del av de godkända kostnaderna som nätföretaget inte får täckning för genom de kostnadsreflektiva och kundspecifika tariffkomponenterna. De residuala kostnaderna varierar inte med kundernas förbrukning och bör därför inte innehålla någon prissignal som ger kunderna incitament att ändra sin förbrukning.

Som beskrivs i avsnitt 3.4 så visar analysen på att den residuala tariffkomponenten kan finansieras med avgift baserad på abonnerad effekt. För kunder som idag har säkringsabonnemang kan denna ligga till grund för avgiften och för övriga kunder kan abonnerad effekt-abonnemang används. Analysen visar att avgiften kan skilja sig mellan olika abonnemangsnivåer men bör vara lika för alla inom varje abonnemangsnivå. Metoden innebär att kunder i varje intervall får en form av klumpsummeavgift vilket ur effektivitetssynpunkt är bra. Det kan finnas incitament för kunder i närheten av abonnemangsgränser att optimera sin nätanvändning utifrån de satta gränsvärdena. För att säkerställa att storleken på abonnemangsintervallen blir bra behöver detta undersökas närmare.

4 Utformning av fördelning av avgifter till angränsande nät

I tidigare kapitel beskrivs hur nättariffer generellt kan utformas utifrån ett nätföretags samlade kostnader. För vissa förhållanden kan det dock behöva utredas om avsteg behöver ske. Fördelningen av avgifter till angränsande nät är lika viktig som fördelningen av avgifter inom ett nät för främjandet av ett effektivt nätutnyttjande. De förändrade konsumtions- och produktionsmönster som växer fram gör att nuvarande principer kan behöva omvärderas. Fördelningen av kostnader mellan konsumtion och produktion behöver inte heller ske utifrån de principer som diskuteras i tidigare kapitel. Nyttor som uppstår lokalt av ny produktion gör att prissättningen av konsumtion och produktion inte behöver ske på samma sätt.

4.1 Fördelning av kostnader till angränsande nät

För fördelningen av avgifter till angränsande nät använder många europeiska tillsynsmyndigheten och svenska nätföretag en så kallad vattenfallsprincip. 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 angränsande nät är att en lågspänningskund i lokalnätet kan påverka flödet på högspänningsnätet på lokalnätet, såväl som flöden på region- och

transmissionsnätet. Det omvända gäller som huvudregel inte, det vill säga kundernas uttag på en högre spänningsnivå påverkar inte flödena på underliggande spänningsnivåer. Det kan därför vara rimligt att lokalnätskunden finansierar delar av residualkostnaderna på region- och transmissionsnätet.

Med en ökad andel produktion på lägre spänningsnivåer finns tillfällen när dessa nät inte längre är nettoförbrukare utan nettoproducenter. Det innebär att flödena i vissa elnät stundtals kan byta riktning. Med mer produktion av el på lägre spänningsnivåer ökar risken för omvända flöden.

Frågan är hur kostnaderna ska fördelas vid dessa omvända flöden mellan angränsande elnät? I några sammanhang har frågan lyfts om regionnäten då skulle kunna bli kunder till lokalnäten. En utgångspunkt skulle kunna vara att det nät som är nettoförbrukare ska vara den som är kund. Omvända energiflöden torde inte ändra på detta förhållande. Detta synsätt innebär att lokalnätet, för det omvända flödet, motsvarar en producent på regionnätet. I likhet med andra producenter på regionnätet bör en avgift utgå för överföringen till regionnätet. Frågan hur denna avgift ska bestämmas behöver dock inte vara lika enkel att svara på och är inte specifik enbart för den uppkomna situationen utan kan även sägas gälla även för produktion generellt.

4.2 Fördelning av kostnader mellan produktion och konsumtion

Som en enkel utgångspunkt kan det konstateras att produktion i ett nät kan minska kostnaderna och detta återspeglas i regelverket avseende nätnyttoersättning. Produktionsanläggningar som bidrar till att minska kostnaderna i elnätet är berättigade till en ersättning vid inmatning av el, den så kallade nätnyttoersättningen (3 kap. 15 § ellagen). Ersättningen, som inte är en del av nättariffen, ska spegla den nytta i form av minskade kostnader för nätägaren som uppstår till följd av produktionens inmatning av el. Ersättningen ska motsvara (1) värdet av den minskning av energiförluster som inmatningen av el från produktionsanläggningen medför samt (2) värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter som inmatningen av el från produktionsanläggningen bidrar till. Därmed skapar nätnyttoersättningen ett ekonomiskt incitament till att bygga och ansluta produktionsanläggningar på en plats som bland annat minskar de residuala och rörliga avgifterna mot angränsande nät. Nyttorna som beskrivs kan också åstadkommas genom förändrad konsumtion. Regelverket ger dock inte möjlighet att ge ersättning för nyttor som konsumerande kunder kan åstadkomma. Framväxten av flexibilitetstjänster gör att detta förhållande kan komma att ifrågasättas.

Svårigheten att hitta en vägledande princip för fördelningen av kostnader mellan konsumtion och produktion återspeglas i de olika system som används för prissättningen. Den generella problematiken rör främst hur residualkostnaden ska fördelas då det råder mer enighet om att de kostnadsreflektiva delarna ska fördelas på samma sätt mellan konsumtion och produktion.

En utgångspunkt skulle vara att använda samma metodik som presenteras i tidigare kapitel. En sådan fördelning skulle leda till att residuala kostnader fördelas på samma sätt mellan produktion och konsumtion. En sådan fördelning leder förvisso till en lika fördelning av residualkostnaden men den beaktar inte de nyttor som produktionen kan bidra till på ett nät.

Ramsey-fördelning diskuterades i promemorian som publicerades förra året som en möjlighet av de residuala kostnaderna utifrån kundernas priskänslighet diskuteras ofta som ett bra alternativ i ekonomisk teori men fördelningsmetoden har begränsningar (Ei PM2020:06). Ett resonemang kring Ramsey-prissättning finns även i avsnitt 3.4 i denna promemoria. En begränsning med Ramsey-prissättning är att det i praktiken är svårt att bedöma en kunds priskänslighet.

Kanaltariffer har i Sverige varit en vanlig metod för att beräkna inmatningstariffer på regionnätet. Metoden kan även användas på transmissionsnätets nivå och med några justeringar även på lokalnätets nivå. Metoden innebär att uttagskunderna finansierar den del av intäktsramen som inte inmatningskunderna finansierar. Principen har vissa fördelar men även vissa problem. 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. 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.

Enligt förordning (EU) nr 838/2010 får de årliga genomsnittliga överföringsavgifter som producenter anslutna till transmissionsnätet betalar inte överskrida vissa nivåer. Beräkningen avser årliga totala överföringsavgifter per total uppmätt energi och innefattar inte anslutningskostnader, avgifter för tilläggstjänster och avgifter för systemförluster. Detta kan översättas till att överföringsavgifterna till transmissionsnätet för att täcka det vi benämner residuala kostnader inte får överskrida en viss nivå. Överföringsavgifterna ska motsvara 0–0,5 euro/MWh, utom i Norden där de ska motsvara 0–1,2 euro/MWh och några andra länder där de ska motsvara 0–2,5 euro/MWh.

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 förordning nr 838/2010 för producenter anslutna till transmissionsnätet 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).

Om Sverige skulle tillämpa en liknande princip som Norge gör så skulle avgiften som utgör den fasta komponenten, enligt förslag i avsnitt 3.4 kunna tas ut som en effektbaserad avgift för producenter anslutna till Svenska kraftnäts nät. Denna effektbaserade avgift, omräknad till en avgift per MWh ska då motsvara det normerande värdet per MWh och får inte överstiga 1,2 euro per MWh i genomsnitt för alla producenter. Det normerande värdet omvandlas sedan åter till en avgift per MW i de olika distributionsnäten. Regler för omräkningen som passar svenska förhållanden behöver förmodligen fastställas. En avgift som tas ut motsvarande ett belopp per MWh riskerar att vara snedvridande ur ett samhällsekonomiskt perspektiv eftersom produktionens storlek står i proportion till hur mycket producenten måste betala.

En nackdel med en regel som lägger ett tak på producenternas avgift är att elnät med enbart inmatningskunder kan få svårt att få kostnadstäckning för sina kostnader. Taket kan också få mycket stora konsekvenser för uttagskunder om de är få till antalet. En möjlighet vore att tillåta högre avgiftsnivåer i sådana specifika fall.

Ei har inte dragit några slutsatser om vilken fördelning mellan uttag och inmatning som är mest lämplig. Vi kan konstatera att det finns argument för alla metoder, men de bygger på olika utgångspunkter. Med stöd av den information som inkommer i remisshanteringen kommer vi att fortsätta vår analys av vilken metod som är mest lämplig. I den analysen kommer vi att behöva ta ställning till vilka förändringar i regelverket som behövs för att tariffstrukturen ska ge incitament till ett effektivt utnyttjande av elnätet. Vi vet att en optimal struktur är en där relevanta marginalkostnader återspeglas i kostnadsreflektiva delar, medan kostnadstäckande delar inhämtas på ett sätt som snedvrider incitamenten så lite som möjligt. Det senare talar för att residualkostnaderna ska tas ut antingen som en klumpsumma, eller från kunder med en prisokänslig efterfrågan. Det finns argument för att fördela kostnaderna på bara uttagskunder, men också för att fördela på dem med lägst prisokänslighet eller genom en likafördelning oavsett uttag och inmatning. Vi vet samtidigt att residualkostnadernas fördelning får stora fördelningsmässiga konsekvenser.

5 Frågor till remissinstanserna

I denna promemoria har Ei med hjälp av en multikriterieansats utvärderat hur en tariff som främjar ett effektivt nätutnyttjande kan se ut. Ei söker nu synpunkter kring vilka konsekvenser de föreslagna fördelningsmetoderna får för att kunna slutföra analysen. Inspel utgår helst utifrån förslaget ändamålsenlighet när det gäller ekonomisk effektivitet, objektivitet, kostnadsriktighet, icke-snedvridning, icke-diskriminering, transparens, enkelhet, förutsägbarhet och rimlighet.

Förutom denna generella fråga så har Ei ett antal mer specifika frågeställningar som vi önskar aktörernas tankar kring. Observera att alla frågor är viktiga för att ta arbetet med elnätstariffer framåt. De specifika frågorna ska inte heller ses som viktigare att besvara än den mer generella frågeställningen om kommentarer på innehållet i promemorian.

- I kapitel 3 diskuteras den framåtblickande tariffkomponenten. I kapitlet framkommer att någon form av kostnadsmodell för att beräkna ett nätföretags framåtblickande kostnader behöver tas fram. Ei söker synpunkter på hur en sådan modell kan se ut.
- I kapitel 3 diskuteras en tariffstruktur baserat på fyra tariffkomponenter. Beroende på hur de komponeras kan olika tariffstrukturer anpassas till olika kundkategorier. Finns det för/nackdelar med att använda kundkategorier som ett verktyg för att differentiera tarifferna mer mellan kundgrupper, i syfte att nå mer kostnadsriktiga tariffer? Vilka objektiva faktorer ser ni som skulle kunna definiera kundkategorier som inte används idag?
- I denna promemoria utvärderas fyra tariffkomponenter. Ser ni att det finns ytterligare egenskaper som skulle kunna prissättas för att tariffen ska stödja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Ett exempel som finns på regionnätet idag är reaktiv effekt.
- I tidigare litteratur, exempelvis CEER, (2020) diskuteras att nättariffer inte är det enda verktyget för att främja ett effektivt nätutnyttjande. Exempelvis nämns att flexibilitetsmarknader kan vara ett komplement till tariffer. Hur ser ni på möjligheten att kombinera tariffer med andra åtgärder för att främja ett effektivt nätutnyttjande. Och vilka är de åtgärder ni i så fall ser?
- En utgångspunkt i analysen i denna promemoria är att grundstrukturen i tariffen är lika för lokal-, region- och transmissionsnät. Vilka för- och nackdelar ser ni med det? Är det något specifikt som kan/bör förtydligas/ändras?
- Vilka är de mest betydande för- och nackdelarna med olika metoder att fördela residuala kostnader mellan uttag och inmatning som presenterats i kapitel 4? Finns det någon som är att föredra? Har ni några inspel till våra kommande analyser?

Referenslista

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 (2020). *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*, ACER February 2020.

AEMC (2014).

Affärsverket Svenska kraftnät. (2019). *Årsredovisning 2019.*

Affärsverket Svenska kraftnät. (2021). *Långsiktig Marknadsanalys 2021.*

Axelsson, R. B., Holmlund, R., Jacobsson, K-G., Löfgren, C & Puu, T. (1998). *Mikroekonomi*. Studentlitteratur.

Battle, C., Mastropietro, P. och P. Rodilla (2020). *Redesigning residual cost allocation in electricity tariffs: A proposal to balance efficiency, equity and cost recovery*. *Renewable Energy*, 155 257-266.

Baumol, W. J. (1977). *Economical Theory And Operations Analysis* (Fourth Edition). Prentice Hall.

Biggar, D.R. och M.R., Hesamzadeh (2014). *The Economics of Electricity Markets*. IEEE Press och John Wiley & Sons Ltd

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

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

Burger, S.P., Knittel, C.R., Pérez-Arriagag, I.J., Schneider, I. och F. Von Scheidt (2020). *The efficiency and distributional effects of alternative residential electricity rate designs*. *The Energy Journal* 41(1)

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

Cross-Call, D., Li, B.X. och J. Sherwood, (2016). *A Review of Alternative Rate Designs*. Rocky Mountain Institute.

Ei. (2020a). *Särskilda rapporten lokalnät - teknisk data*. <https://www.ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/tekniska-uppgifter---elnet>.

Ei. (2020b). *Särskilda rapporten regionnät - teknisk data*. <https://www.ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/tekniska-uppgifter---elnet>.

Ei (2021). *Översyn av regelverket för nätagifter för mindre produktions-anläggningar*, Ei R2021:04

EIFS 2019:4, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram*.

Elmarknadsdirektiv (2019). *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*

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

Energimarknadsinspektionen (2020c), *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande*, EiPM2020:06.

EU-förordning nr 838/2010

EURELECTRIC, (2013). *Network tariff structure for a smart energy system*. Euroelectric, maj 2013.

Govaerts, N., Bruninx, K., La Cadre, H., Meeus, L och E. Delarue (2021). *Forward-looking distribution network charges considering lumpy investments*. ESIM 2020-20.

Helbrink, J., Lindén, M., Nilsson, M. och M. Andersson, (2015). *Syntes av eltariffer*, Rapport 2015:170, Energiforsk.

Koliou, E., Muhaimin, T.A., Hakvoort, R.A. och R. Kremers, "Complexity of demand response integration in European electricity markets," 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2015 1-5, doi: 10.1109/EEM.2015.7216759.

Lu, L. och C., Waddams Price, (October 2018). *Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups*. På uppdrag av BEUC. Centre for Competition Policy, University of East Anglia.

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

Morell-Dameto, N., Chaes-Ávila, J.S. och T.G. San Román (2020). *Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalisation and Decentralization*, *Energies* 13 (12), <https://doi.org/10.3390/en13123111>.

National grid. (2017). *Guidance on Changes in TNUs Charging Arrangements*. <https://www.nationalgrideso.com/document/93871/download>

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

Newbery, D., Pollitt, M. G., Ritz, R. & Strielkowski, W. (2018). *Market design for a high-renewables European electricity system*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 695-707.

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

OFGEM. (2017a). *Decision on industry proposals (CMP264 and CMP265) to change electricity transmission charging arrangements for Embedded Generators*. <https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/06/cmp264265.docx.pdf>

OFGEM. (2017b). *Minded to decision and draft impact assessment of industry's proposals*. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/03/minded_to_decision_and_draft_impact_assessment_of_industrys_proposals.pdf

OFGEM. (2019a). *Decision - Targeted charging review: decision and impact assessment*. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/12/full_decision_doc_updated.pdf

OFGEM. (2019b). *Open letter on the balancing services charges taskforce*. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/open_letter_on_the_balancing_services_charges_taskforce.pdf

OFGEM (2019c). *Electricity Network Access and Forward-Looking Charging Review: Open Letter on our shortlisted policy options*. <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-network-access-and-forward-looking-charging-review-open-letter-our-shortlisted-policy-options>

Pérez-Arriaga, Jenkins & 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 (1) 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.

Proposition 1996/97:136. *Ny ellag*. Närings- och handelsdepartementet.
<http://data.riksdagen.se/dokument/GK03136>

Proposition 2004/05:62. *Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m.* Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet.
<https://www.regeringen.se/49bba0/contentassets/76280b967f18436c9aec30ed1c7764d8/proposition-20040562-genomforande-av-egs-direktiv-om-gemensamma-regler-for-de-inre-marknaderna-for-el-och-naturgasm.m>

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

RME. (2020). *Oppsummering av høring og anbefaling til endringer i nettleiestrukturen*.
https://www.nve.no/media/10607/oppsummering-av-h%C3%B8ring-og-anbefalinger-til-endringer-i-nettleiestrukturen-rme_rapport2020_06.pdf

Schittekatte, T., Meeus, L. och I. Momber (2018). *Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back*. *Energy Economics*, 70 484-498.

Schittekatte, T och Meeus, L. (2018). *Introduction to Network Tariffs and Network Codes for Consumers, Prosumers and Energy Communities*. European University Institute

Statnett. (2021). *Tariffer for transmisijsnett 2021 - Modellbeskrivelse og satser*.
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2021.pdf>

Sweco (2019). *Ei Tariffkonsekvensanalys*. Stockholm, Sweco.

Wolak, F.A. (2019). *The Role of Efficient Pricing in Enabling a Low-Carbon Electricity Sector*. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 8 (2) 29-52.

