



THEMA
CONSULTING GROUP

Offentlig

**Kommentar til NVEs konsept-
høring om tariffer i distribusjons-
nettet**

THEMA Notat 2015-04

Om prosjektet

Om notatet

Prosjektnummer:	ENO-2015-03	Notatnummer:	2015-04
Oppdragsgiver:	Energi Norge	ISBN-nummer:	-
Prosjektdeltakere:	Kristine Fiksen, Berit Tennbakk, Christoffer H. Noreng, Åsmund Jenssen	Ferdigstilt:	-

Innhold

Kommentar til NVEs konsept høring om tariffer i distribusjonsnett	2
Bakgrunn	2
Optimale tariffer	3
Modeller for utforming av nøytral fordeling av kostnader (residuale ledd)	3
Energiledd - som i dag	4
Fasteledd	4
Effektledd – ulike utforminger	5
Effektledd basert på teoretisk effektuttak	5
Effektledd basert på målt effektuttak	5
Modeller for kapasitetstariff og fleksibilitetsmarkeder	7
Critical Peak Pricing	7
Fleksible tariffer	7
Betaling for redusert forbruk	8
Innføring av kapasitetstariffer og –markeder bør forventes	8
Standardisering er nødvendig	8
Anbefalinger	8
Nettet bør bygges ut når den samlede betalingsviljen til kundene overstiger kostnadene	8
Effektleddet bør utformes så nøytralt som mulig dersom det skal brukes til innkreving av residuale kostnader	9
Økt fastledd eller minimum effektledd	9
Betalt for fleksibilitet i stedet for å bruke effektledd dersom målet er å gi prissignaler	9
Referanseliste	9

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
 0158 Oslo, Norway
 Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, samt solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Ansvarsfraskrivelse: THEMA Consulting Group AS (THEMA) tar ikke ansvar for eventuelle uttalelser eller feilinformasjon i denne rapporten. Analysene, funnene og anbefalingene er basert på offentlig tilgjengelig informasjon og kommersielle rapporter. Visse utsagn kan være uttalelser om fremtidige forventninger som er basert på THEMAs gjeldende markedssyn, -modellering og –antagelser, og involverer kjente og ukjente risikofaktorer og usikkerhet som kan føre til at faktisk utfall kan avvike vesentlig fra det som er uttrykt eller underforstått i våre uttalelser. THEMA fraskriver seg ethvert ansvar overfor tredjepart.

Kommentar til NVEs konsepthøring om tariffer i distribusjonsnettet

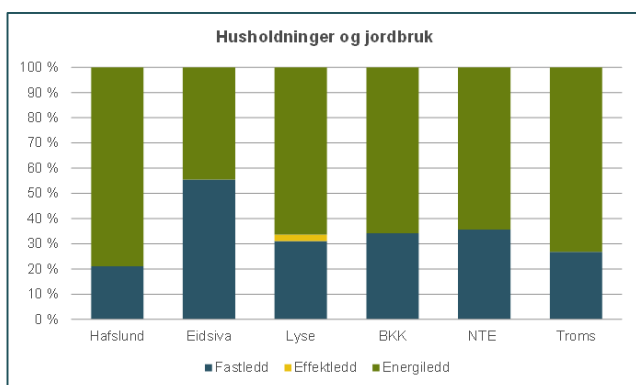
NVE sendte 7.5 ut en konsepthøring som foreslår å dekke det residuale inntektsbehovet i distribusjonsnettet gjennom et effektledd. Fordeling av residuale kostnader gjennom et effektbasert tariffledd er mulig når også de små kundene får timesmåling gjennom installasjon av AMS, og er trolig mer effektivt enn dagens innkreving via fastledd og energiledd. Effektbaserte tariffer kan utformes for å påvirke forbruket (kapasitetstariff) eller for å dekke det residuale inntektsbehovet i nettet (effektledd). Kapasitetstariffer bør bare brukes dersom kostnaden ved nettutbygging er høyere enn kundenes betalingsvilje for økt nettkapasitet. (Residuale) effektledd bør utformes så nøytralt som mulig, dvs. slik at de ikke stimulerer til at kundene tilpasser seg ved å endre forbruket. Hvis ikke, vil kundene påføres tilpasningskostnader, som i beste fall gir liten nettnytte. Det kan være grunn til å vente med innføring av prissignaler gjennom kapasitetstariffer til AMS og timesmåling er innført slik at man får et bedre empirisk grunnlag for vurderingene. Vi anbefaler en omlegging fra dagens energiledd til et mest mulig nøytralt effektledd for å hente inn det residuale inntektsbehovet etter hvert som innføring av AMS gjør det mulig. Det finnes flere modeller for nøytrale effektledd som bør vurderes videre.

Bakgrunn

Dagens tariffer i distribusjonsnettet er differensiert mellom ulike kundegrupper. Små kunder uten timesmåling betaler normalt et fastledd og et energiledd. Store kunder med timesmåling betaler normalt et fastledd, et energiledd og et effektledd. I tillegg er det anledning til å kreve tilknytningsgebyr og anleggsbidrag for nye kunder.

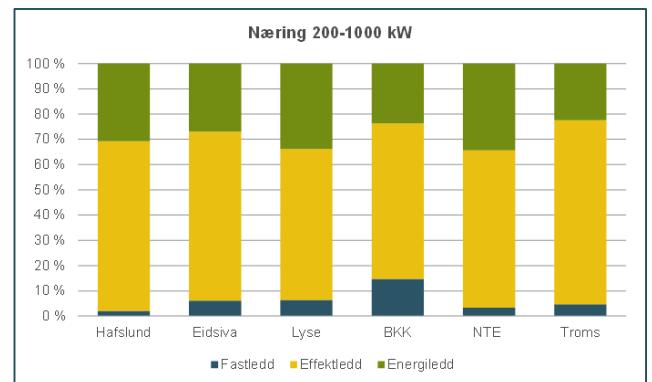
For begge grupper er det satt krav om at energileddet minst skal dekke marginaltap i nettet, og at fastleddet minst skal dekke faste kostnader. Ut over dette står nettselskapene fritt til å utforme tariffstrukturen. Dagens forskrift har ført til at det er stor variasjon i hvordan distribusjonsselskapene fordeler kostnadene mellom ulike tariffledd for husholdningskunder, se figur 1.

Figur 1 Fordeling mellom tariffelementer for husholdningskunder og jordbruk i ulike D-nett



Beregning av effektleddet for store, timesmålte kunder er også basert på ulike prinsipper i de ulike distribusjonsselskapene. Noen eksempler er vist i Figur 2.

Figur 2 Fordeling mellom tariffelementer for timesmålte næringskunder i ulike D-nett



I forbindelse med innføring av en leverandørsentrisk modell for sluttbrukermarkedet og AMS, som gir mulighet for timesmåling av de aller fleste kunder, er det behov for en forenkling av prinsippene for tariffstruktur for at den skal bli mer forståelig, og NVE kommer i den forbindelse med en konsepthøring. Konsepthøringen foreslår at energileddet ikke skal overstige marginaltapene og at det residuale inntektsbehovet i stedet skal dekkes gjennom et effektledd, også for små kunder. Konsepthøringen ber om innspill på hvordan et slikt effektledd bør utformes basert på følgende alternative modeller:

- Målt effektuttak
 - I så fall, hvilke timer?
 - Vekting mellom sesonger?
- Mulig effektuttak:
 - Sikringsstørrelse
 - Trinnvis eller løpende
- Abonnert effekt
 - Prise overforbruk?
 - Strupe overforbruk?

NVE diskuterer i tillegg ulike typer av kapasitetsprising versus et marked for tilbakekjøp av effekt/ fleksibilitet.

Optimale tariffer

Vårt utgangspunkt for å kommentere konseptthøringen er samfunnsøkonomisk teori om optimal prising. Det samfunnsøkonomiske prinsippet for optimale tariffer er

1. Fordele kundespesifikke kostnader (tilknytning og administrasjon)
2. Gi samfunnsøkonomisk riktige prissignaler om kostnader for å påvirke forbruket
3. Dekke resten av nettselskapets kostnader med tariffledd som påvirker forbruket minst mulig

I følge teorien bør kostnader som er direkte knyttet til kundens bruk av nettet, reflekteres i prisene til den enkelte kunde. Kostnader utover dette, bør fordeles så likt som mulig mellom kundene, men på en måte som oppfattes som rettferdig.

Faste kostnader er kostnader knyttet til måling og fakturering, mens tilknytningsgebyr og anleggsbidrag dekker kostnader som påløper når en ny kunde skal kobles på nettet. Alle disse kostnadene er direkte henførbare til den enkelt kunde, og bør derfor også kunne prises på denne måten i framtiden. I dagens regulering av tariffer til timesmålte kunder, er det et krav at fastleddet minst skal dekke direkte administrative kostnader.

I et distribusjonsnett med ledig kapasitet, er det kun tapskostnaden (marginaltapet) som påvirkes av endringer i kundenes uttak eller innmating. Det er derfor også et krav i dagens utforming av tariffer til timesmålte kunder at tariffen skal inneholde et energiledd som minst dekker marginaltapet. Det er naturlig å videreføre nettselskapenes mulighet til å prise marginaltapet separat også i framtiden i og med at dette gir et samfunnsøkonomisk riktig prissignal til forbrukeren. Dette legger NVE også opp til i sin konseptthøring for nye tariffer i distribusjonsnettet. Det er krevende å sette eksakt riktig nivå på marginaltapet. I praksis må man gjøre en avveining opp mot praktisk nytte og administrative kostnader ved fastsettelse av marginaltapsleddet.

Marginaltapsleddet, fastleddet for å dekke administrative kostnader, sammen med tilknytningsgebyr og anleggsbidrag, er dermed viktige prissignaler i dagens tariffer. Men det kan også tenkes at det er relevant å gi andre prissignaler gjennom nettariffen, f.eks. knyttet til effektuttak.

Når vi drøfter utforming av effekttariffer er det derfor avgjørende hvorvidt vi ønsker at tariffen skal gi prissignaler om effektsituasjonen i nettet, eller ikke.

I det følgende vil vi kalle effekttariffer som skal gi prissignaler for *kapasitetstariffer*, og effekttariffer som ikke skal det, for *effektledd*.

Størstedelen av kostnadene i nettet, knyttet til utbygging og drift, kommer alle kunder til gode, og kan ikke lett henføres til den enkelte kundens bruk. Kostnadsstrukturen innebærer at innkreving av variable og kundespesifikke kostnader ikke gir kostnadsdekning i D-nettet. Resten av nettselskapets kostnader, knyttet til investeringer og vedlikehold, må også fordeles mellom kundene, og da helst på en måte som ikke påvirker forbruket. Den andelen av kostnadene som ikke dekkes via kundespesifikke kostnader og prissignaler, kalles residuale kostnader. Punktene 1, 2 og 3 over vil dermed kunne kombineres.

I dagens husholdningstariff dekkes de residuale kostnadene først og fremst gjennom et energiledd (som er betydelig høyere enn marginaltapene). Det stimulerer kundene til å bruke mindre strøm selv om det er ledig kapasitet i nettet. Det er uheldig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Den ideelle måten å dekke de residuale kostnadene på, er en fullstendig nøytral tariff, som ikke påvirker bruken av nettet. En fast avgift som er lik for alle kunder, er det nærmeste vi kommer et fullstendig nøytralt residualledd.

Kapasitetstariffer kan være aktuelle når økt effektuttak i nettet ellers vil gjøre det nødvendig å øke kapasiteten, og betalingsviljen for økt kapasitet ikke dekker kostnadene. Med andre ord bør kapasitetstariffer ikke innføres for å dekke residuale kostnader, men for å påvirke forbruket derom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Vi vil først diskutere utforming av nettariffer for innkreving av residuale ledd som i minst mulig grad påvirker forbruket hos sluttkunden, før vi diskuterer ulike former for prissignaler for å påvirke forbruket. Diskusjonen om prissignaler er begrenset til kapasitetstariffer, og vi går ikke inn på vurderinger av marginaltap utover det som er beskrevet innledningsvis.

Modeller for utforming av nøytral fordeling av kostnader (residuale ledd)

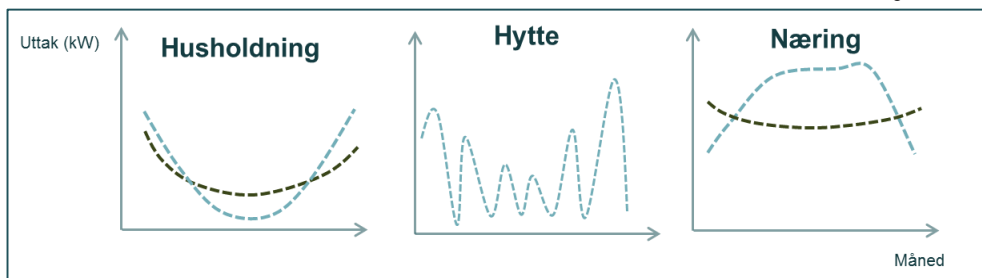
Samfunnsøkonomisk sett er det gunstig om det residuale leddet ikke fører til tilpasninger som gir kostnader hos kundene i form av redusert komfort, økt fokus og tidsbruk, eller i form av ulike typer investeringer. Noen eksempler på mulige tilpasninger er:

- Redusert innetemperatur for å redusere nettleien
- Vurdering og planlegging av når oppvask-/ vaskemaskin eller elbilen skal lades
- Påvirke om man kjøper elbil eller ikke, og hvilken oppvarmingsløsning som velges
- Investeringer i automasjonsutstyr for økonomisk optimalisering av strømforbruket

Slike tilpasninger er relevante dersom man ønsker å påvirke forbruket gjennom prissignaler for å unngå eller utsette utbygging av ulønnsom nettkapasitet, men kriteriene for utforming av residuale tariffledd er altså at de er *nøytrale*, dvs. at de ikke påvirker forbruket I tillegg må man unngå *uheldige fordelingsvirkninger*, dvs. at de ikke oppfattes som urettferdige. I prinsippet kunne alle kunder ilegges et flatt residuall ledd, men det ville neppe oppfattes som rettferdig. Andre alternativer er å differensiere det residuale leddet ved å knytte det til energiuttak eller effektuttak.

Under gjør vi en kort vurdering av effektivitet og fordelingsvirkninger av ulike modeller for fordeling av de residuale nettkostnadene. Vi ser på de modellene som er foreslått av NVE, dagens modell og en modell der hele den residuale kostnaden fordeles ved et fast ledd mellom kunder. Relevante tilleggsmomenter er hvorvidt en overgang fra dagens tariffstruktur vil gi utslag som oppfattes som urettferdige, og som er vanskelige å forklare, og dermed få aksept for.

Figur 3: Eksempler på forbruksprofil for ulike typer kunder i distribusjonsnettet



Vi knytter drøftingen av fordelingsvirkningene til hvordan de slår ut for kunder med ulik forbruksprofil, jf. Figur 3. En typisk husholdningskunde har høyt effektuttak (og energiforbruk) om vinteren og lavt effektuttak (og energiforbruk) om sommeren. Profilen varierer imidlertid mellom husholdninger, og f.eks. energieffektivisering, solceller, elbiler og nye varmeløsninger (passivhus) kan føre til større variasjoner i fremtiden, som vist ved den lyseblå linjen i figuren til venstre. En hytte brukes mer sporadisk og har jevnt over lavt energiforbruk, men til gjengjeld korte, men høye lasttopper innimellom når hytta er i bruk.

Næringskunder har typisk et jevnere forbruk over året (høy brukstid), men også her kan profilen variere mellom ulike virksomheter. De fleste har nok høyest effektuttak knyttet til oppvarmingsbehov om vinteren, men noen kan ha høyere aktivitet om sommeren, og dermed høyere effektuttak da. Det er vist ved den lyseblå linjen til høyre i Figur 3.

Det er verd å merke seg at ulike måter å fordele kostnader på, kan kombineres med ulike typer av prissignaler. Vi har ikke vurdert hvilke kombinasjoner som kan være mest hensiktsmessige å kombinere. Noen av de residuale tariffleddene kan

også kombineres med hverandre, f.eks. kan økte fastledd være aktuelt å kombinere med abonnert effekt og målt effekt.

Energiledd - som i dag

Fordeling av de residuale kostnadene gjennom et energiledd, innebærer et likt påslag på alle kWh som forbrukes i det aktuelle nettet – uavhengig av når på døgnet og året forbruket finner sted. Energileddet gir dermed sterkere incentiver til energieffektivisering enn det som er samfunnsøkonomisk effektivt. Fordelings-effekten er at de som har høyt energiforbruk betaler en relativt stor andel av nettkostnadene, noe som antagelig oppfattes som rettferdig. Imidlertid betaler kunder med høyt effektuttak og lav brukstid en relativt lav andel, selv om de kanskje har en høyere andel av sitt forbruk i timer med høy belastning i nettet, og som sådan har større betydning for dimensjoneringen av nettet.

Fastledd

En modell der de residuale kostnadene fordeles likt på alle kunder, uansett energiforbruk eller effektuttak eller andre kjennetegn, vil som nevnt ikke gi rom for tilpasninger. Alle må ha tilgang til strømnettet, og alle betaler like mye for det. (En slik fordeling

kan gi incentiver til å slå sammen uttakspunkt, men det finnes det andre reguleringer som motvirker.) Dersom nettkundene er relativt like, eller de residuale kostnadene er lave, kan det være mulig å få aksept for en slik modell, men det er neppe tilfelle i distribusjonsnettet. Man kan tenke seg en type differensiering der kunder med relativt likt forbruksmønster (f.eks. målt opp mot brukstid, variasjon i effektuttak og/ eller sommer/ vinterforbruk). En slik tilnærming kan bidra til at fastledd lettere kan aksepteres som innkreving av residuale kostnader. Samtidig gir det sterke incentiver til å unngå å havne i en avregningskategori med høyere kostnader, og vil i slike tilfeller gi sterke incentiver til tilpasninger. Innenfor en kategori, vil det imidlertid ikke være noen incentiver til tilpasninger. Om dette er en interessant tilnærming, og hvordan avregningskategoriene eventuelt bør utformes, bør vurderes nærmere.

Sammenlignet med dagens energibaserte modell, vil de som har høyt energiforbruk betale mindre, og de som har lavt energiforbruk vil betale mer.

Effektledd – ulike utforminger

Fordelingen av residuale kostnader kan knyttes til kundens teoretiske effektuttak, eller kundens målte effektuttak.

Effektledd basert på teoretisk effektuttak

For effektledd basert på teoretisk eller mulig effektuttak er det to hovedtyper av modeller: en modell der effektleddet er basert på størrelsen på hovedsikringen, og en modell basert abonnert effekt.

Størrelse på hovedsikringen

Det residuale tariffleddet kan knyttes til hvor mye kunden har teknisk mulighet til å ta ut, f.eks. ved at den differensieres i forhold til kundens sikringsstørrelse. Dette kan gi incentiver til tilpasninger både ved investeringer og bruk som reduserer sikringsstørrelsen. Redusert sikringsstørrelse vil gi lavere effektledd, men kan komme i konflikt med sikkerhetsanbefalinger og gi tilpasninger som fører til lavere forbruk i de timene kunden har høyest last. Investeringer i styringssystemer eller installasjoner med lavere effektforbruk vil også gi lavere effektledd, men innebærer også en økt kostnad for kunden (og dermed for samfunnet). Begge deler reduserer kapasitetsutnyttelsen i nettet dersom tilpasningen skjer i perioder med ledig kapasitet i nettet.

I forhold til dagens energiledd, vil de som har et flatt forbruk (høy brukstid) betale mindre, mens de som har stor variasjon i forbruket, med høy belastning i korte perioder (lav brukstid) vil betale mer.

Nettselskapene har i utgangspunktet ikke oversikt over størrelsen på hovedsikringen hos sine kunder, og hovedsikringen kan endres av brukeren selv. AMS-målerne vil kun måle bruk, og ikke hovedsikringens størrelse. Det kan dermed medføre en del administrasjonskostnader å holde tilstrekkelig god oversikt over alle kunders størrelse på hovedsikringer til at det kan gi et godt grunnlag for å fordele nettkostnadene. Sjablonmessig fastsettelse av ulike klasser av abonnenter basert på antatt/erfaringsmessig sikringsstørrelse kan være en tilnærming, men må i så fall vurderes mer detaljert. En slik differensiering kan ligne på en differensiering på fastledd, noe avhengig av utforming.

Abonnert effekt

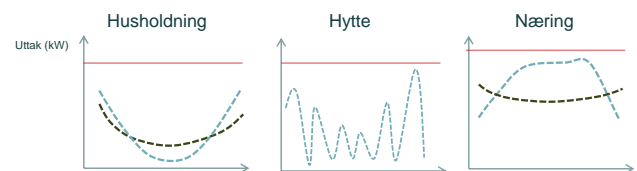
I stedet for å basere effektleddet på sikringsstørrelsen, kan man innføre et system med abonnert effekt. Det betyr at kunden selv velger hvilket effektuttak hun vil abonnere på. For at det ikke skal lønne seg å oppgi et urealistisk lavt effektuttak, må uttak over abonnert nivå straffes med en ekstra avgift eller med avkortning i leveransen. Begge deler er samfunnsøkonomisk uheldig dersom det samtidig er ledig kapasitet i nettet. Avkortning av forbruk vil ha en særlig stor kostnad, i og med at det vil bety at kunden ikke får tilgang til den effekten de ønsker. Under forutsetning av at nytten av bruk av strøm for de fleste er betydelig høyere enn

kostnaden per kWh, vil dette utgjøre en kostnad for eksempel i form av redusert komfort.

Avkortning kan også oppfattes som urimelig og urettferdig dersom det gjennomføres på en ekstra kald vinterdag. Det kan også være utfordrende for kundene å forstå implikasjonene av å ha abonnert på et bestemt nivå. I forhold til dagens modell, vil de som har høy brukstid betale mindre, mens de med lav brukstid betaler relativt mer.

Særlig i en overgangsperiode til timesmåling kan det være vanskelig for kundene å vite hvor mye effekt de bør abonnere på, og nettselskap eller leverandør vil heller ikke ha grunnlag for å gi gode råd til kundene. I tillegg til de samfunnsøkonomiske ulempene, vil abonnert effekt ha høye administrative kostnader, men kostnadene kan reduseres etter at mer eksakte forbruksdata er tilgjengelig etter noen år med AMS.

Figur 4: Basis for effektledd ved sikringsstørrelse eller abonnert effekt



Effektledd basert på målt effektuttak

I stedet for å basere effektleddet på kundenes teoretiske effektuttak, kan man basere effektleddet på faktisk målt effekt. Da unngår man uheldige utslag av at noen har tilpasset seg med for liten sikringsstørrelse, eller på grunn av straffeavgifter og avkortning på kalde vinterdager.

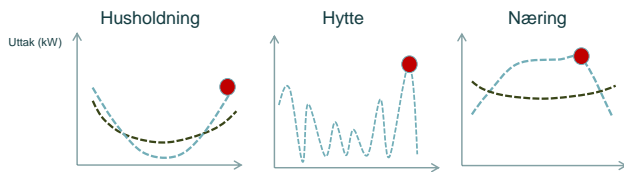
Også modeller for effektledd basert på faktisk effektuttak gir incentiver til å redusere effektuttaket, men hvor kraftige incentivene er, kommer an på den detaljerte utformingen av modellen.

Målt effekt i kundens topplast

En modell der effektleddet er basert på kundens målte topplast, vil gi incentiver til å redusere forbruket i topplast, uavhengig av tidspunkt. Gitt at det er ledig kapasitet i nettet på dette tidspunktet, er dette samfunnsøkonomisk uheldig. Dette vil gi incentiver til samme type tilpasninger som abonnert effekt. Det vil være særlig uheldig dersom kundene reduserer sitt effektuttak i timer der de har høy marginal betalingsvilje, samtidig som det er ledig kapasitet i nettet.

Sammenlignet med dagens energiledd vil kunder med lav brukstid betale en større andel av de residuale kostnadene, mens kunder med høy brukstid vil betale mindre.

Figur 5: Basis for effektledd ved målt effekt i kundens topplast



Målt effekt ved topplast i nettet

Ved innføring av en modell der nettselskapets kostnader fordeles mellom kundene basert på deres målte effektuttak i nettets topplast, risikerer man at kundene til forsøke å tilpasse sitt forbruk i topplast for å redusere sine kostnader. Til tross for at eventuelle forbrukstilpasninger skjer i nettets topplast, kan den samfunnsøkonomiske kostnaden likevel være høy, fordi det i de fleste nettområder vil være ledig kapasitet i nettet, også i topplastperioder.

Kundene kan tilpasse sitt forbruk i topplast – gitt at de vet når disse timene er. Trolig vil kundene forvente å få beskjed på forhånd om hvilken time som ventes å gi topplast – nettopp for å kunne tilpasse seg. Dilemmaet er at det fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er bedre at kundene *ikke* tilpasser seg, samtidig som kundene vil forvente å få et signal om når prisen settes, særlig dersom kapasitetsutfordringer er begrunnelsen for en slik tilnærming. Selv om nettselskapet ikke opplyser om når topplast i nettet vil inntreffe, og det kan variere mellom områder, er det de fleste steder mulig å forutse når topplasten i distribusjonsnettet vil inntreffe. En naturlig antakelse vil være at topplasten inntreffer når det er ekstra kaldt. Dersom forbrukeren selv ikke gjør antakelser om hvilke tilpasninger som lønner seg, kan utstys- og tjenesteleverandører benytte effektreduksjoner i kalde perioder, og dermed stor reduksjon i nettleien, som argumentasjon ved salg av sine tjenester og dermed påvirke kundens tilpasning.

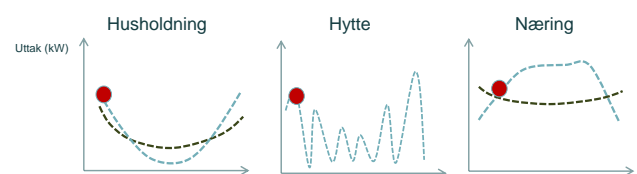
Statnetts sentralnettstariff til alminnelig forsyning¹ (dvs. den kostnaden som overføres til distribusjonsnettet) er utformet basert på effektuttak i systemets topplasttime (gjennomsnitt over de siste fem årene). Tarifferingen er dermed basert på forbruk i en time hvert år. Denne tarifferingen er ikke rettet mot enkeltkunder, men mot en gruppe av kunder i et nettområde, og kan dermed ikke sammenlignes direkte med tariffer rettet mot forbrukere i D-nettet.

Dersom man tar i bruk tilsvarende tilnærming til tariffering i D-nettet, vil man risikere at effektuttaket hos kunden i topplasttiden varierer betydelig fra år til år. Variasjoner i forbruket vil gi størst utslag for kunder med lav brukstid (som husholdninger), og i

enda større grad for kunder med stor variasjon i forbruket (som fritidshus/ hytter). For slike kunder kan tilfeldigheter avgjøre den årlige nettariffen, f.eks. om man er hjemme / på hytta på årets kaldeste dag. Det er antagelig uheldig dersom effektleddet oppfattes som for vilkårlig og uforutsigbart. Etterhvert som AMS-data fra flere år blir tilgjengelig for alle kundene, får man en bedre mulighet til å vurdere hvor vilkårlig og uforutsigbar en kostnadsfordeling basert på målt effekt i nettets topplast faktisk kan bli.

Sammenlignet med effektledd basert på kundens topplast, vil de som har høyt uttak når belastningen i nettet er høy, betale relativt mer.

Figur 6: Basis for effektledd basert på nettets topplast



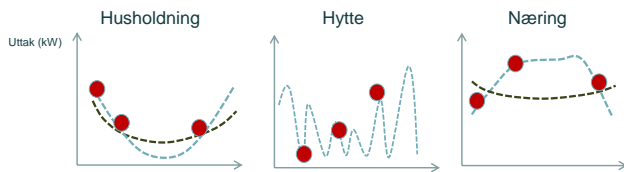
Målt effekt: Gjennomsnitt av effektuttak i (tilfeldige) referansetimer

Alternativt kan man fordele kostnadene i nettet i henhold til effektbelastningen i et begrenset antall referansetimer. For at modellen skal være nøytral, bør kundene *ikke* vite hvilke timer som er referansetimer (jf. kontrollforskriftens krav til effektledd i sentral- og regionalnettstariffen). Dersom det skal oppfattes som rimelig og rettferdig at kundene på forhånd ikke vet hvilke timer som vil bli lagt til grunn, må grunnlaget være et antall timer – ellers kan utfallene bli vilkårlige, og ellers like kunder kan få svært ulike effektledd (f.eks. hyttekunder). Merk at jo flere timer som legges til grunn for beregningen, jo mer vil ordningen ligne på dagens energiledd. I så fall vil det gi kundene et for sterkt incentiv til å redusere effekt- og energiforbruket generelt.

I praksis kan en slik ordning utformes slik at et gjennomsnitt av belastningen i et antall timer hver måned legges til grunn. Fordelingen av residualkostnadene kan så fordeles basert på et rullerende gjennomsnitt som beregnes for de siste seks, ni eller tolv måneder. Det kan bidra til å redusere tilfeldige utslag og store sprang i effektledd fra faktura til faktura, og som sådan også dempe incentivene til tilpasninger. En struktur med et minimum effektledd som gjelder for alle kunder, slik Eidefoss har implementert i sin effektstariff, kan også bidra til å dempe tilfeldige utslag.

¹ Andre kunder i sentralnettet, som i hovedsak er kraftintensiv industri, får justert sin tariff basert på profil over året og døgnet. Se Statnetts beskrivelse av sentralnettstariffen for 2015.

Figur 7: Basis for effektledd basert på tilfeldige referansetimer



Modeller for kapasitetstariff og fleksibilitetsmarkeder

I tilfeller der det ikke er samfunnsøkonomisk fornuftig å bygge ut kapasiteten i nettet selv om man nærmer seg kapasitetsgrensen, kan det være nyttig å påvirke forbruket gjennom økonomiske incentiver. Alternativene er Critical Peak Pricing, fleksible tariffer og betaling for redusert forbruk. Effektiviteten, sikkerheten for nettselskapet og fordelingsvirkninger mellom nettkundene av de ulike modellene bør derfor vurderes opp mot hverandre.

Critical Peak Pricing

Kapasitetsavgifter kan utsette eller redusere investeringer i nettet ved å gi bedre utnyttelse av eksisterende kapasitet. Ved å sette en høyere pris for uttak når kapasiteten er knapp, kan kundene stimuleres til å redusere forbruket i denne timen, f.eks. ved å redusere innetemperaturen eller flytte forbruk til timer der kapasiteten ikke er knapp. Slik tilpasning fører imidlertid til en kostnad for kundene som kan være knyttet til redusert komfort, ulemper ved å flytte forbruk, investeringer i utstyr med lavere effektuttak eller større styringsmulighet, osv.

For at knapphetsprising skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt må de sparte kostnadene for nettselskapet (nettnyttene) være større enn de økte kostnadene for kundene. I prinsippet skal nettet bygges ut når det er tilstrekkelig betalingsvilje blant de berørte kundene til å dekke investeringskostnadene. Vanligvis er det ledig kapasitet i nettet, og da fører ikke økt effektuttak til økte kostnader for nettselskapet. Det skyldes blant annet at nettkapasiteten bygges ut i sprang, og at stordriftsfordeler gjør at det er billigere å bygge ut litt for mye kapasitet enn akkurat nok kapasitet. Videre tilsier behovet for sikkerhetsmarginer at det er bedre å ha litt for mye nettkapasitet enn litt for lite.

En effektiv kapasitetsavgift, som ilegges for å påvirke forbruket og realisere nett nytte, bør bare ilegges i timer der kapasiteten er knapp, eller i dimensjonerende timer. Dette kalles for Critical Peak Pricing. Critical Peak Pricing kan også baseres på uttak i flere timer (dersom det er risiko for at den kritiske topplasten bare forskyver seg til timen før eller timen etter). Bruk av Critical Peak Pricing forutsetter ikke at de residuale kostnadene dekkes gjennom effektledd i tariffen, men kan kombineres med ulike typer tariffer (inkludert energitariff).

Critical Peak Pricing har mange fellestrekk med effekttariffer basert på målt effekt i topplasttiden som er diskutert tidligere. Dette er noe av bakgrunnen for at målt effekt i topplasttiden ikke er egnet for å fordele residuale kostnader, men heller bør benyttes dersom det er riktig og effektivt å gi prissignaler i form av Critical Peak Pricing.

Det er vanskelig å fastsette presise kapasitetsavgifter. Det innebærer at kapasitetsavgifter kan gi både for sterk og for svak tilpasning. For sterke kapasitetsavgifter innebærer at kundene reduserer sitt forbruk mer enn det som er ønskelig eller nødvendig, og i timer der det uansett er ledig kapasitet i nettet. For svake kapasitetstariffer kan føre til tilpasninger «til ingen nytte» - hvis nettet må likevel bygges ut. Til tross for at man ønsker å redusere unødvendig tilpasning, må man starte kapasitetsprisingen i tilstrekkelig god tid før kapasiteten blir knapp, slik at nettselskapet kan være sikker på tilpasningen er tilstrekkelig stor til at investeringer kan utsettes eller droppes uten at det går ut over leveringssikkerheten.

Fleksible tariffer

I dag gis det mulighet for å gi såkalt fleksible tariffer til kunder som oppfyller visse kriterier. Disse kundene betaler en lavere tariff mot at de reduserer sitt forbruk når det er behov for det av hensyn til nettdriften. Det gjelder typisk kunder med alternative oppvarmingsløsninger (oljekjel), men også andre typer kunder kan ha fleksibilitet i sitt forbruk. Ved utfasing av oljekjeler, vil det være færre kunder som har mulighet til å tilby fleksibilitet.

Fleksible tariffer kan utformes på ulike måter, og dermed kan ulike utforminger være tilpasset ulike forbruksgrupper. Per i dag er det i hovedsak store kunder som har tilbud om fleksible tariffer fordi det vil være administrativt krevende for nettselskapet å håndtere mange små kunder. Man kan imidlertid tenke seg at tredjeparter som kraftleverandørene eller aggregatorer kan håndtere utkobling av laster og at fleksible tariffer kan tilbys til flere, uten at den administrative byrden for nettselskapet øker. Tredjepartene må imidlertid sørge for sikker utkobling og riktig måling og avregning. Administrasjonskostnadene vil dermed ikke forsvinne, men overføres til tredjeparten.

Kostnadseffektiviteten for fleksible tariffer i ulike utforminger bør vurderes opp mot effektiviteten for andre løsninger for redusert effektuttak i kritiske situasjoner. Nettselskapets sikkerhet for faktisk utkobling må være en viktig parameter i vurderingen av effektivitet. Eventuelle fordelingsvirkninger mellom ulike nettkunder bør også vurderes, i og med at rabatt i tariffen til noen kunder må dekkes inn av andre nettkunder. Det kan dermed være krevende for nettselskapene å gjøre gode nyttekostnadsvurderinger av å tilby fleksible tariffer framfor å forsterke nettet (særlig for de investeringene som ikke dekkes av kunden via anleggsbidrag).

Betaling for redusert forbruk

Et alternativ til Critical Peak Pricing og fleksible tariffer, er at nettselskapet tilbyr betaling for at kunder skal redusere sitt uttak i dimensjonerende timer. Skal slik betaling være fullt ut effektivt, bør i prinsippet alle kunder få anledning til å delta, slik at de billigste tilpasningene realiseres. Dersom det er store administrative kostnader knyttet til en omfattende markeds-løsning, kan det imidlertid forsvare løsninger der bare kunder over en viss størrelse kan delta. Det bør imidlertid ikke stilles krav om at kundene f.eks. skal ha fleksible varmeløsninger for å delta.

En fordel med ordninger for kjøp av fleksibilitet er at de kan holdes helt atskilt fra tariffene, og at nettselskapet må forholde seg til kostnaden ved tilpasninger hos kunden slik at denne kostnaden kan vurderes opp mot investeringer i økt nettkapasitet.

Hvordan slikt tilbakekjøp av effekt skal håndteres mellom nettselskapet og kundene, samtidig som nettselskapet skal likebehandle kundene (nøytralitet), er et åpent spørsmål. CEER (2014) foreslår at nettselskapene ikke skal ha adgang til å utvikle markeder, men kun kjøpe fleksibiliteten som tilbys i et slikt marked. Dog er det en forutsetning for en slik modell, at fleksibiliteten som brukes er valgt ut på en ikke-diskriminerende måte. Tredjeparter som kraftselskapene og aggregatorer kan dermed utvikle markeder og løsninger rettet mot kundene, og nettselskapene kan kjøpe forbruksfleksibilitet via disse aktørene.

CEER (2014) åpner også for at nettselskapene kan styre lokale ressurser (forbruk og produksjon) for å opprettholde balanse lavere nettnivå. En slik rolle tilsvarer Statnetts systemansvar. Skal en slik mulighet utnyttes på en god måte, krever det tett samarbeid mellom distribusjonsnett og sentralnett. I tillegg kreves at begge selskap opptre som en nøytral og ikke-diskriminerende part.

Markedsløsninger for å tilby og prise fleksibilitet på lavere nettnivå må utvikles nærmere. På europeisk nivå samarbeider CEER med ACER om dette spørsmålet. Det kan være interessant å vurdere slike løsninger i det nordiske markedet i og med at Norden har vært tidlig ute med markedsløsninger på andre områder innen kraftsystemet.

Innføring av kapasitetstariffer og –markeder bør avventes

Det er flere utfordringer knyttet til utforming av mekanismer for fleksibelt forbruk og realiseringen av nettnytte:

- Man må vite når og hvor det er kapasitetsutfordringer i nettet.
- Det trengs økt kunnskap om hvordan og hvor sterkt små kunder, som i dag ikke er timesmålt, reagerer på prissignaler i og med at de ikke har fått timesvise prissignaler fra spotmarkedet eller har hatt effekttariffer tidligere. Erfaringsdata fra større kunder med timesmåling

og effekttariffer har heller ikke blitt analysert på en systematisk måte.

- Nettselskapene må stole på at forbrukssiden reagerer tilstrekkelig både på kort og lang sikt til at tilpasninger hos forbrukerne kan være et reelt alternativ til nettførsterkninger.
- Det er usikkert i hvilken grad nettselskapene vil utsette investeringer på basis av kunders respons. Investeringer i nettet kommer også an på utformingen av inntektsramme-reguleringen, risikoen for økte KILE-kostnader og hvordan andre krav til nettselskapene påvirkes av ordningene (f.eks. krav om leveringskvalitet).

Innføring av AMS og timesmåling vil ventelig gi bedre informasjon om både kapasitetsutnyttelsen i nettet og kundenes betalingsvilje for økt kapasitet, og gi et bedre grunnlag for effektiv bruk av slike tariffer.

Standardisering er nødvendig

Som det fremgår av drøftingen over, er det mange måter å utforme både kapasitetsavgifter og effektledd på, og dagens distribusjonstariffer er utformet på mange ulike måter. Standardisering kan både føre til forenklinger og til bedre incentivvirkninger av tariffene. Forslaget om å begrense fastleddet til kundespesifikke kostnader, og energileddet til tapskostnadene i nettet, er derfor fornuftig. Fordeling av de residuale kostnadene i henhold til et mest mulig nøytralt effektledd, er også bedre enn dagens energiledd. Her bør det også utarbeides felles kriterier for differensiering mellom kunder.

I og med innføringen av en leverandørsentrisk modell vil det bli svært krevende for kraftleverandørene å håndtere ulike prinsipper for utforming av nettleien i alle landets nettområder. En leverandørsentrisk modell innebærer at kraftleverandøren skal fungere som kundekontakt også for nettkundene, og kunne svare på spørsmål om nettleien. Hvis det ikke foreligger felles prinsipper for utforming av nettariffer, vil det bli vanskeligere for kraftleverandøren å gi fullgode svar, og for kunden å avdekke eventuelle feil på fakturaen. Dersom tariff-prinsippene ikke standardiseres, kan det skape mistillit mellom kunden og nettselskapene.

Standardisering betyr ikke at tariffene må utformes helt likt i alle deler av landet, men begrenser hvilke tariffer som kan benyttes, og klargjør og forenkler kriteriene for utforming av tariffene og differensiering mellom kunder.

Anbefalinger

Nettet bør bygges ut når den samlede betalingsviljen til kundene overstiger kostnadene

Det er ikke et mål i seg selv å unngå utbygging av nettkapasitet. I utgangspunktet er det god samfunnsøkonomi å bygge ut kapasiteten i nettet dersom kundene *samlet sett* har en nytte av det som overstiger utbyggingskostnadene. Det er i tilfeller der

man har grunn til å tro at nettkundene *ikke* har en betalingsvilje som overstiger kostnadene at man ønsker å påvirke forbruket i *dimensjonerende timer*. Problemet med residuale tariffledd som gir incentiver til tilpasning, er at de fører til tilpasningskostnader hos kundene som i de aller fleste timene ikke gir noen nettnytte fordi det er ledig kapasitet i nettet.

Effektledet bør utformes så nøytralt som mulig dersom det skal brukes til innkreving av residuale kostnader

Kostnadsfordeling på basis av effektledd kan utformes relativt nøytralt, men det er vanskelig å utforme et effektledd slik at det ikke vil påvirke forbruket overhodet. En omlegging fra dagens energibaserte tariff for innkreving av residuale kostnader til en ordning basert på målt effekt eller mulig effektuttak, vil uansett endre dagens prissignal betraktelig. Prissignalene vil bli svakere, men vil likevel bidra til et endret fokus i tilpasningene fra energi- til effektreduksjoner.

Effektledet bør baseres på de samme prinsippene i alle distribusjonsnett (standardisering). Etter vår vurdering er det særlig to modeller for differensiering av effektledet som potensielt kan gi små vridninger:

- Effektledd basert på gjennomsnitt av målt effektuttak i tilfeldige timer

Differensiering kan baseres på gjennomsnittet av et antall tilfeldige referansetimer i løpet av siste år. Dette vil være mest nøytralt dersom kundene ikke har informasjon om hvilke timer som er referansetimer. For at det skal være akseptabelt, må det være et tilstrekkelig antall referansetimer til at det ikke blir store variasjoner i effektledd over tid og mellom ellers like kunder. Referansetimene bør heller ikke være for mange. Jo flere referansetimer, desto mer lik blir en slik ordning dagens energi-målte ordning. Den detaljerte utformingen bør imidlertid vurderes nærmere.

- Fastledd eller effektledd basert på sikringsstørrelse, eventuelt med differensiering mellom kundeklasser

En lik fordeling av residuale kostnader mellom kundene vil være mest nøytralt, men dette vil i de fleste tilfeller gi uakseptable fordelingsvirkninger. For å unngå dette, og dermed gjøre det enklere for kundene å akseptere et fastledd, kan man forsøke å utforme differensiering mellom kunder, f.eks. basert på brukstid, variasjoner i effektuttak og sommer versus vinterlast. For å unngå at dette gir sterke forbrukstilpasninger, må trinnene på fastleddet være så romslige at det ikke er relevant å gjøre tilpasninger for å endre avregningsgruppe. Dette må derfor vurderes nærmere.

En differensiering knyttet til sikringsstørrelse kan baseres på mulig maksimalt effektuttak, f.eks. ut fra størrelsen på hovedsikringen. For å unngå uheldige tilpasninger (av sikringsstørrelse), kan man utforme relativt romslige tarifftrinn der grensen mellom ulike tariffnivåer settes der færrest mulig kunder

har incentiver til tilpasning. En slik tilnærming kan også redusere administrasjonskostnadene, men bør vurderes mer detaljert.

Økt fastledd eller minimum effektledd

I prinsippet kan man bygge opp effektledet ved å sette et minimum som alle kunder betaler, og så differensiere i henhold til en av de skisserte modellene over for å dekke resten av residualkostnadene. Dette er ekvivalent med å sette et fastledd som er høyere enn de kundespesifikke administrative kostnadene. Det innebærer at man kan gi anledning til å ilegge høyere fastledd, eventuelt et uniformt fastledd som gjelder for alle kunder på tvers av distribusjonsnett.

Betal for fleksibilitet i stedet for å bruke effektledd dersom målet er å gi prissignaler

I stedet for å legge opp til residuale effektledd som gir sterke incentiver til tilpasninger hos alle kunder, argumenterer vi for at nettselskapene betaler kunder for å redusere forbruket i kritiske timer i spesielle tilfeller. De spesielle tilfellene er situasjoner der det er grunn til å tro at den samlede betalingsviljen for økt kapasitet ikke er høy nok til å godtgjøre investeringer i nettet. Dersom slike ordninger skal gi grunnlag for reduserte investeringskostnader i nettet, er det antagelig nødvendig å innføre dem en tid før knappheten inntreffer. Hovedpoenget er at kapasitetsledd ikke innføres generelt og i tilfeller der det ikke er utsikter til at nettkostnadene kan reduseres. Organiseres slik betaling gjennom en markeds mekanisme, kan det også bidra til å avsløre kundenes betalingsvilje for økt nettkapasitet. Dagens ordning med fleksible tariff bør vurderes opp mot kapasitetstarriffer og markedsbaserte løsninger.

Referanseliste

CEER (2014): *The future role for the DSOs*. A CEER Public Consultation Paper. C14-DSO-09-03

NVE (2015): *Nye tanker om tariffing*. Presentasjon på Energi Norge seminar 11. februar.

NVE (2015): *Høring om tariff for uttak i distribusjonsnett*. Høringsdokument 2015.

THEMA (2013): *Innkreving av residuale nettkostnader med AMS*. THEMA R-2013-22

THEMA (2013): *Prising av nett med AMS*. THEMA R-2013-23