



THEMA
CONSULTING GROUP

Offentlig

**Konsekvenser av
effekttariffer**

THEMA Notat 2015-08

Om prosjektet

Om notatet

Prosjektnummer:	ENO-2015-19	Notatnummer:	THEMA notat 2015-08
Oppdragsgiver:	Energi Norge AS	ISBN-nummer:	978-82-93150-87-9
Prosjektdeltakere:	Kristine Fiksen Guro Lystad Roger Grøndahl Berit Tennbakk	Ferdigstilt:	30. november 2015

Innhold

Oppsummering.....	3
Innledning og problemstilling	3
NVE har gjennomført en konseptføring om økt bruk av effekttariffer	3
Problemstilling.....	3
Innspill fra nettselskapene	4
Nettselskapene støtter innføring av effekttariffer i sine høringsinnspill	4
Eksempler på effekttariffer som brukes i dag.....	6
Beregning av konsekvenser for kundene	6
Alternative former for effekttariffer.....	6
Konsekvenser for kunder med utgangspunkt i «normale» kunder	7
Konsekvenser for kundene med innføring av plusskuss med elbillading	8
Insentiver for langsiktige tilpasninger ved innføring av effekttariff.....	9
Viktige avveininger ved utforming av effekttariffer	11
Effektivitet.....	11
Fordeling	13
Mulige modeller	13
Prinsipiell vurdering av ulike utforminger av effekttariff	13
Noen anbefalte alternativer til utforming av effekttariffer	15
For å stimulere til effektive tilpasninger	15
For å bruke effektleddet til å kreve inn residuale kostnader.....	16

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 rådgivnings-erfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedrifts-økonomi, teknologi og juss.
<i>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.</i>	

Oppsummering

Det er stor enighet i bransjen om at effekttariffer vil være en bedre løsning enn dagens energitariffer både for å gi prissignaler og for å dekke inn inntektsrammen. Spørsmålet blir da hvordan effekttariffer bør utformes. Vår tilnærming er at effekttariffen bør utformes ulikt når formålet er å gi effektive prissignaler og når formålet er å hente inn inntektsrammen. Dette vil støtte opp om myndighetenes krav om at tariffene skal bidra til effektiv utnyttelse og utbygging av nettet. *Utformingen* av effekttariffene får i tillegg stor betydning for om prissignalene er effektive og hva som blir konsekvensene for ulike grupper av nettkunder.

Ved overgang fra energitariffer til effekttariffer vil kunder med lav brukstid ta en høyere andel av nettkostnadene (nesten) uansett hvordan effekttariffene utformes. Effektledd basert på *nettets* topplast kan gi store og tilfeldige utfall for den enkelte kunden, mens betydningen av effekttariffer basert på *kundens* årsmaks og månedsmaks varierer basert på kundens årsprofil. For å gi gode svar på betydningen av innføring av effekttariff for ulike kunder, trenger vi mer data enn det vi har hatt tilgang til i dette prosjektet.

For husholdninger med elbiler, vil nettleien øke ved overgang fra energiledd til effektledd, både for de som lader på ettermiddag og de som lader kun på natt, men økningen blir mindre for de som lader elbilen på natten. Dersom man differensierer effektkostnaden mellom natt og dag, vil trolig de som lader elbilen om natten ikke få økt sin nettleie ved innføring av effektledd.

Vi anbefaler at effektleddet utformes basert på hensikten med effekttariffen. Dersom man ønsker å gi (et størst mulig) prissignal, bør dette prissignalet gis på tidspunkt når det er eller kan bli kapasitetsutfordringer i nettet, dvs. i dimensjonerende timer som f.eks. kan være på dagtid i ukedager i vintermånedene. Samfunnsøkonomisk sett bør et effektivt prissignal også ta hensyn til hva som er praktisk mulig og forståelig for kundene. Samtidig har det ingen hensikt å gi et lite treffsikkert prissignal som kan føre til at mange kunder gjør forbrukstilpasninger som ikke påvirker kostnadene i nettet.

Det er vanskelig å utforme tariffer som ikke gir prissignaler. Dersom man ønsker å gi *minst mulig* prissignal ved innføring av effektledd, er det ikke noen grunn til å differensiere effektleddet mellom sesonger og tid på døgnet. Prissignalet kan også dempes ved å øke fastleddet, f.eks. basert på sikringsstørrelse eller kundetype.

Innledning og problemstilling

NVE har gjennomført en konsepthøring om økt bruk av effekttariffer

Dagens tariffer i distribusjonsnettet er regulert i Kontrollforskriften¹: For kunder med effektledd gjelder at de skal belastes tre ledd: fastledd, energiledd og effektledd. Tariffer skal stimulere til effektiv *utnyttelse* av det eksisterende nettet og til en effektiv *utbygging* av nettet.

Kravene er at energileddet minst skal dekke marginaltapet, at fastleddet minst skal dekke kundespesifikke kostnader, og at effektleddet skal baseres på kundens effektuttak i definerte perioder. I tillegg er det et krav om at kunder i høyspentnettet og lavspentnettet skal ha forskjellige tariffer, og at effektleddet er avtagende med effektuttaket, det vil si en form for kvantumsrabatt på effekt. De fleste kunder med forbruk under 100.000 kWh per år har per i dag tariffer som består av to ledd; fastledd og energiledd, der energileddet ofte dekker residuale kostnader.

NVE har i 2015 hatt en konsepthøring om tariffer i distribusjonsnettet. Konsepthøringen foreslår at energileddet ikke skal overstige marginaltapene og at det residuale innteksbehovet 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?

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

Problemstilling

Effekttariffer basert på kundens, og ikke nettets topplast, kan ha noen negative samfunnsøkonomiske effekter ved at kunder med topplast utenfor nettets topplast tilpasser seg. Det vil si at de gjør investeringer eller andre tiltak for å redusere sin topplast til tross for at deres last ikke har betydning for nettinvesteringer hverken på kort eller lang sikt.

¹https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_5#KAPITTEL_5

For kunder med topplast utenom nettets topplast blir spørsmålet derfor:

- Hva blir konsekvensen for kundenes samlede tariffkostnad med innføring av tariffer basert på deres topplast? (Sammenlignet med den kostnaden de ville fått dersom tariffen var basert på last i nettets topplast og med dagens tariff.)
- Hvilken type tilpasninger kan man tenke at disse kundene gjør?
- Vil ulik utforming av effektbaserte tariffer (basert på kundens topplast) ha betydning, dvs. hvordan kan man redusere risikoen for kostbare tilpasninger?
 - F.eks. spesialtilpasning av tariffer til kunder som har topplast utenom nettets topplast
 - F.eks. ved å sesongbasere tariffene

Formålet med prosjektet er å vurdere prinsipielle konsekvenser for enkeltkunder og samfunnsøkonomisk effektivitet ved effekttariffer basert på kundens topplast.

Prosjektet er gjennomført på oppdrag av Energi Norge. Analysen er basert på en kombinasjon av informasjon fra nettselskapene og egne beregninger og vurderinger:

- Innspill fra selskapene er basert på gjennomgang av nettselskaperens høringsinnspill og intervjuer med selskaper som har innført effekttariffer
- Beregninger av økonomisk betydning av ulik utforming av effekttariffer for case-kunder – sammenlignet med dagens energitariff
- Prinsipiell diskusjon av ulike tariffers egnethet til å begrense uønskede konsekvenser av kundebaserte effekttariffer

Innspill fra nettselskapene

Nettselskapene støtter innføring av effekttariffer i sine høringsinnspill

Flere nettselskaper har gitt innspill til NVEs konsepthøring om effekttariffer. Vi har oppsummert svarene fra noen nettselskaper i Tabell 1. Høringssvarene viser at selv om det er stor enighet om at dagens energiledd (utover marginaltapet) bør erstattes med effektledd for innkreving av residuale kostnader, er det ulike oppfatninger om hvordan effekttariffer skal utformes blant nettselskapene.

Overordnet stor enighet om innføring av effekttariffer

Det generelle utgangspunktet bransjen later til å være samlet om er:

- Man ønsker å *realisere nettnytte* ved å redusere dimensjonerende last
- Man ønsker å basere effektbetalingen på *kundens* høyeste målte belastning

- Man ønsker at kunden får prissignalet så raskt som mulig, men ønsker å spre betalingen utover året
- Samtidig må tariffinntekten til sammen dekke det residuale inntektsbehovet i nettet

De fleste er enige i at energileddet bør begrenses til å dekke marginaltapkostnader, dog fremhever de fleste at marginaltap bør beregnes i henhold til en forenklet modell. De fleste er også enige i at kundene bør dekke de faste kundespesifikke kostnadene gjennom et fastledd.

Språk i innspill til utforming av effekttariffer

I høringene finner vi ulike forslag til hva som bør være grunnlaget for avregning av effekttariffer:

- Høyeste effektuttak i en sammenhengende periode med høy last i nettet
- Høyeste effektuttak i løpet av et år
- Høyeste effektuttak per måned
- Gjennomsnitt av flere timer med høyeste effektuttak i en periode, f.eks. tre topplasttimer (per måned eller år)
- Time-of-use tariffer som er en form for hybrid mellom energitariffer og effekttariffer

De fleste høringssvarene går inn for effektbaserte tariffer basert på målinger av *kundens* topplast. De fleste høringssvarene foreslår å basere effektbetalingen på maksimalbelastningen i kortere perioder enn et år, f.eks. på månedlige målinger.

Differensiering av effektleddet er også foreslått av flere

Noen av høringsinstansene foreslår imidlertid å bruke målt effekt i noen på forhånd definerte referansetimer eller perioder (med høy last i nettet). Det innebærer at kunder som har topplast utenom perioder med høy last i nettet, kommer bedre ut enn de kundene som har topplast som sammenfaller med høylastperioder i nettet.

Noen foreslår også å differensiere effektbetalingen mellom ulike forhåndsdefinerte perioder. Ringerikskraft foreslår f.eks. at effekttariffen om sommeren settes til 1/3 av effekttariffen om vinteren. Istad Kraft har foreslått en modell der effektprisen også differensieres mellom dag og natt.

Få adresserer nivået på effekttariffen (prissignal)

Et spørsmål som få adresserer, er hva som er det riktige nivået på effekttariffen. I teorien bør satsen settes slik at nettet bygges ut når den samlede betalingsviljen er høyere enn utbyggingskostnaden. Det er imidlertid vanskelig å estimere den samlede betalingsviljen i praksis. Utgangspunktet her er at den samlede inntekten fra effekttariffen skal dekke de residuale kostnadene i nettet. Ulike nettselskaper har ulikt residuall inntektsbehov. Nivået på effekttariffen kan dermed bli svært forskjellig fra nettselskap til nettselskap.

Noen begreper blir brukt, men bør defineres nærmere

I høringssvarene er det særlig tre begreper som blir brukt som viktige prinsipper eller begrunnelser for tariffer:

- Kostnadsriktig
- Rettferdig
- Nøytral

Vi tenker at det ikke er helt entydig hva disse begrepene innebærer og at de derfor bør defineres nærmere når de brukes i debatten for å unngå forvirring og at man snakker forbi hverandre.

Kostnadsriktig benyttes ofte som en begrunnelse for effekttariffer fordi det er utbygging av effekt som driver kostnadene i nettet. Det er imidlertid ingen klar sammenheng mellom kostnadsstrukturen i nettet (som ofte har en stor andel faste kostnader) og utformingen av de foreslåtte effekttariffene (som ofte har en lineær økning). Dermed blir det noe uklart hva som er sammenhengen mellom kostnadsriktighet i nettet og effekttariffene. Det er heller ikke nødvendigvis en direkte sammenheng mellom hva som driver kostnadene og hvordan kostnader skal fordeles i en samfunnsøkonomisk vurdering – men denne diskusjonen er utenfor rammen av dette notatet.

Rettferdig er også et krevende begrep når det gjelder tariffer i og med at man kan svært ulike meninger om hva som er rettferdig. Vi har imidlertid inntrykk av at rettferdig ofte brukes på lik linje med forståelig, det vil si hva kundene kan akseptere, snarere enn en diskusjon om hva som er fordelingsmessig rettferdig.

Flere bruker også begrepet nøytral. I nettregulering vil det ofte bety at kundene blir likebehandlet, og dermed kan det være en motsetning til noen former for differensiering. I en samfunnsøkonomisk diskusjon om tariffer, vil nøytral innebære at tariffen ikke gir prissignaler. Videre kan nøytral bety at en endring av tariffen ikke gir store utslag for enkeltkunder.

Tabell 1: Oppsummering av høringssvar for noen nettselskaper

	Foreslått grunnlag for effekttariffer	Begrunnelse	Kommentarer
Istad	Kundens makseffekt dagtid hverdag (07-16) i des/jan/feb	Antatt høyest belastning i nettet	Snittberegninger for å unngå tilfeldige utslag
EB	Maksimal-uttak i kW, registrerings-periode 60 min.	Føre var	Differensiering gjør det lønnsomt å installere styringssystemer
Fredrikstad	Kundens maksimaleffekt pr. Måned. Lavere effektledd sommer	Enkelt for kunden	
Hafslund	Kundens last i noen timer. Døgn- og sesongdifferensiering	Venne kundene til at forbruk i noen timer er dyrere	Viktig at prissignalet kommer tett opp mot målt forbruk/last, og at det er forutsigbart.
Agder	Kombinasjon av sikringsstørrelse og målt effekt	Gi tilpasninger og atferdsendringer	
Lyse	Kundens effektuttak i forhånds- månedlige referansetimer, alternativt timesbasert med døgn og sesongdifferensiering.	Beste og enkleste løsning. Gir enkle og stabile tariffer over tid.	
Nordlands-nett	Kundens effektuttak i definerte perioder		
NTE	Kundens effekt i referansetimer, gjerne snitt av tre høyeste målinger		Være obs på innkoblingseffekter Åpen for differensierte satser Obs på stabil inntekt til nett-selskapet
Ringerikskraft	Et antall av kundens høyeste kWh/h pr. mnd.	Enkelt og tydelig prissignal	Lavere effektledd om sommeren Nærhet i tid mellom måling og betaling viktig
Skagerak	Kundens makseffekt ila f.eks. en mnd.	Enkle, forutsigbare og repeterende prissignaler	Sjelden effektutfordringer ved ordinær drift
Statnett	Forbruk ved effekttopper/ kuldeperioder	Riktige incentiver til nettinvesteringer	Tariffer basert på fulle kostnader kan bli for høye

Eksempler på effekttariffer som brukes i dag

Av de nettselskapene vi har intervjuet er det tre selskap som allerede har innført effekttariff for husholdninger. En kort beskrivelse av utformingen av disse følger under.

Istad Nett

Istad Nett har hatt prøveordning med effekttariff siden 2003 og har rundt 600 husholdninger som har effektbasert nettariff i dag. Tariffen baseres på kundens topplast målt mellom 7 og 16 på virkedager i desember, januar og februar. For at en effekttopp skal registreres må den inntreffe to ganger i løpet av samme måned. I januar og februar betaler kunden en effekttariff basert på den gjeldende månedens topplast, mens snittet fra maksberegningene i desember, januar og februar danner grunnlaget for de resterende ti månedenes effektbetalinger. Satsen er 660 kr/kW/år, eller $660/12 = 55$ kr/kW per måned.

Fredrikstad Nett

Fredrikstad nett introduserte effekttariffer for kunder med timesmåling fra 1. august 2015. Rundt 8000 kunder har fått tariff med effektledd.

Tariffen baserer seg på gjennomsnittet av de tre høyeste effektuttakene i måneden. De tre effekttoppene må ha inntruffet i tre individuelle døgn.

Husholdningskunder har differensiering mellom sommer og vintertariff med effektledd på henholdsvis 35,- og 107,5 kr/kW/måned. For hyttekunder er effekttariffen 107,5 kr/kW/måned uavhengig av årstid. Større kunder (husholdningskunder med last over 100 kW) betaler lavere effekttariff. Effekttariffen for næringslivskunder er enda lavere.

Agder Energi Nett

Agder Energi innførte effekttariffer for kunder med timesmåling fra 1. januar 2015. Det er omtrent 100 kunder som har fått ny tariff.

Tariffen estimeres ut ifra den høyeste timesverdien i hver enkelt måned. Effektleddet varierer mellom sommer og vinter. Effekttariffen skaleres utifra maksimalforbruket til kunden. De første 50 kW prises høyest, deretter reduseres effektleddet med 15 kr/kW om vinteren og mellom 7-8 kr/kW om sommeren for hver 50 kW som krysses opp til 200 kW. En kunde som har makstopp under 50 kW vil betale en effekttariff på 90 kr/kW/mnd i vintermånedene og 30/kr/kW/mnd i sommermånedene. En kunde med 200 kW i effekttopp vil betale henholdsvis 60 kr/kW og 15 kr/kW for all effekt over 200 kW. Kunder med forbruk over 1000 kW har enda lavere satser.

Beregning av konsekvenser for kundene

Alternative former for effekttariffer

Effekttariffer basert på kundens topplast kan utformes på mange måter. Noen alternative typer avregningsgrunnlag er f.eks.:

- Kundens maksimallast i løpet av et år (1 time)
- Kundens maksimallast i den måneden (eller annen periode) det er topplast i det aktuelle nettet (1 time)
- Kundens månedlige maksimallast (1 timer per mnd)
- Et gjennomsnitt av kundens månedlige maksimallast i vintermånedene (flere timer i definerte måneder)
- Kundens maksimallast i noen forhåndsdefinerte referansetimer (flere timer)
- Time of use (alle timer)

Videre kan satsene for effektbetaling differensieres:

- Lavere sats om sommeren enn om vinteren
- Lavere sats om natten enn om dagen
- Bunnfradrag: Kostnadsbasert effektledd og residualledd i tillegg (mindre differensiering)
- Time of use: findelt tidsoppløsning (pris per time)

I tillegg til utforming av tariffen, altså hva som ligger til grunn for beregningene, er det også et spørsmål om hvordan man fordeler kundens kostnad over året, altså hvordan den faktureres. Dette spørsmålet ligger utenfor rammen av dette prosjektet, og vi vil derfor kun kommentere dette der vi finner det naturlig.

For å se hvordan ulike utforminger av tariffene slår ut for enkeltkunder, har vi tatt utgangspunkt i et utvalg forbruksprofiler vi har mottatt fra Istad Nett og Ringerikskraft og laget et lite, fiktivt nettselskap med 11 kunder. Kundene er hovedsakelig husholdningskunder, men også et par hyttekunder.

Formålet er å se hvordan fordelingsnøkkelen for de residuale kostnadene endrer seg med ulike utforminger av effekttariffen.

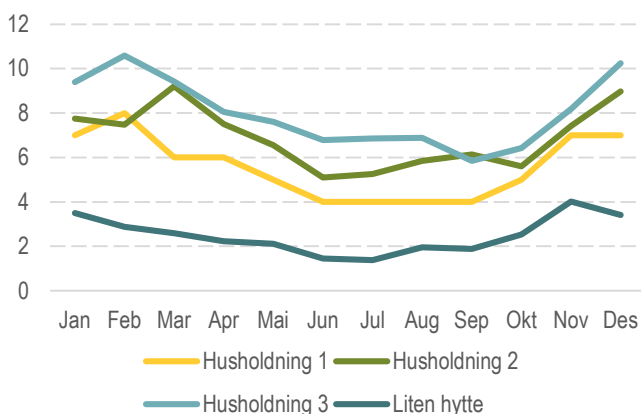
Først ser vi på konsekvensene dersom kundene i dette nettselskapet er «normale» kunder, det vil si at det er forskjeller i brukstid (forholdet mellom effekt og energibruk), men at forskjellene ikke er svært store.

Deretter introduserer vi plussbus med og uten elbil, og med lading av elbilen på ettermiddag eller natt, for å vise hvordan dette kan slå ut for disse kundene og de «normale» kundene som også er med i de første beregningene.

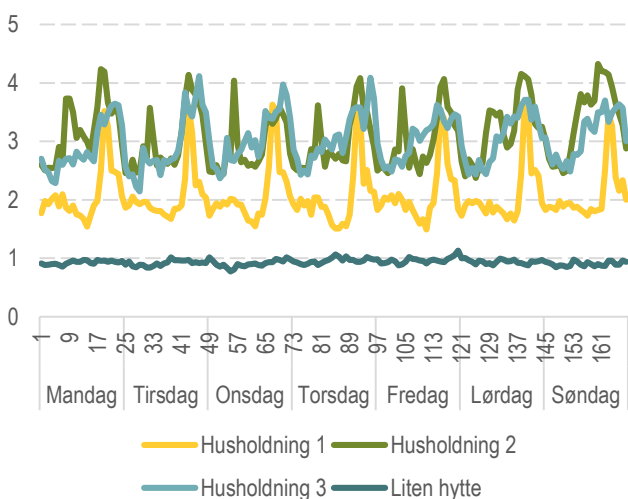
Konsekvenser for kunder med utgangspunkt i «normale» kunder

Figurene under viser uttaksprofilen over året over en gjennomsnittssuke, og for en lørdag i januar (siden topplasten i dette nettet blir på en lørdag). Profilene som vises er den husholdningen med lavest brukstid (husholdning 1), den med høyest brukstid (husholdning 2) og den med høyest effektuttak (husholdning 3), samt en liten hyttekunde.

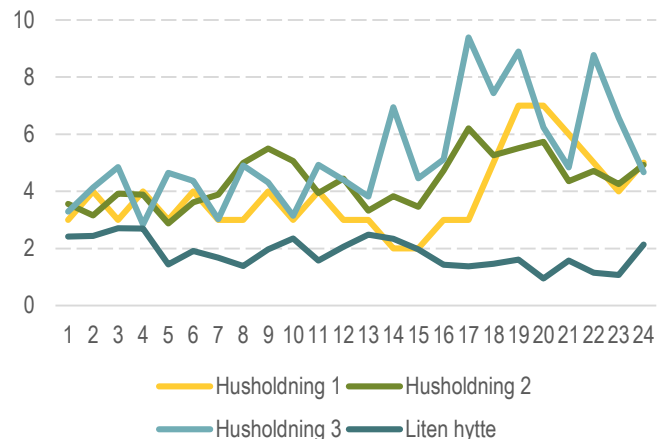
Figur 1: Maksimalt effektuttak hver måned (kWh/time)



Figur 2: Effektuttak over en gjennomsnittssuke (kWh/ time)



Figur 3: Effektuttak en lørdag i januar (kWh/ time)



For å beregne utslaget på nettariffen for de ulike kundene, benyttet vi følgende fremgangsmåte;

1. Vi fastsatte et samlet inntektsbehov og totalbidraget for den enkelte kunde basert dagens energibaserte tariff fra et av nettselskapene.
2. Deretter trakk vi fra et fastledd på 625,- per kunde, et energiledd på 5 øre/kWh samt ENOVA,- og forbruksavgift
3. Vi kom dermed fram til et samlet residualt inntektsbehov på rundt 63 000,- som skulle fordeles på de 11 kundene.

Vi benyttet fem ulike modeller til å fordele de residuale kostnadene.

- Fordelt på energiforbruk
- Fordelt på maksuttak per måned
- Fordelt på maksuttak i vintermånedene
- Fordelt på forbrukerens maksuttak (1 time) i året
- Fordelt på forbrukernes uttak i den timen nettet hadde topplast

I

Tabell 2 ser man hvordan strømregningen vil endre seg for et utvalg kunder med de ulike modellene. Den første kolonnen inneholder den totale tariffregningen for kunden, inkludert fastledd og energirelaterte avgifter som nevnt ovenfor. I dette tilfellet er de residuale kostnadene fordelt på energiforbruk og ikke effekt. Dette blir dermed utgangspunktet og et estimat på hva kunden betaler med dagens energimålte tariff.

Vi ser at husholdning 2, som er husholdningen med høyest brukstid i utvalget får den høyeste regningen når energitariff benyttes. Det er også denne husholdningen som sparer mest når man innfører effektledd.

Husholdning 1 er kunden med lavest brukstid, noe som illustreres ved at regningen øker når et effektledd innføres.

Husholdning 3 er kunden med det høyeste effektuttaket i utvalget, denne kunden hadde imidlertid også høy brukstid og derfor blir endringen fra energitariff til effekttariff begrenset.

Tabell 2: Endring i tariffregning ved ulike tariffier

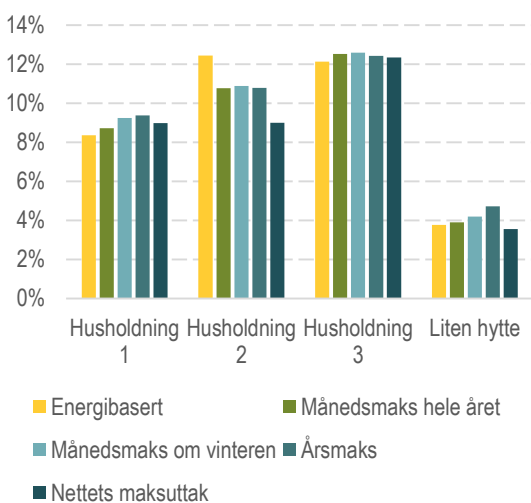
	Energi-Ledd	Månedsmaks	Vintermaks	Årsmaks	Nettets årsmaks
Hush. 1	9216	+177	+440	+512	+313
Hush.2	13398	-834	-776	-826	-1724
Hush. 3	13076	+201	+236	+151	+113
Hytte	4494	+64	+216	+477	-105

Figur 4 viser den prosentvise fordelingen av de residuale kostnadene for de ulike kundene med ulik utforming av tariffen. Vi ser at de ulike tariffberegningene gir minimale utslag med hensyn til fordelingen av de residuale kostnadene. Den som får størst utslag i sin strømregning er husholdning 2 som har den høyeste brukstiden og får en lavere prosentandel enn tidligere, mens husholdning 1 får en litt høyere andel.

For husholdning 2 er det også størst utslag mellom de ulike utformingene av effekttariffen. Når tariffen baseres på nettets maksimallast, kommer denne kunden betydelig bedre ut enn når tariffen baseres på kundens maksimallast.

Den lille hyttekunden kommer dårligst ut når tariffen er basert på årsmaks, og best ut når tariffen er basert på nettets topplast. Selv om utslagene ikke er så store i pengebeløp for disse kundene, som med unntak av hyttekunden er relativt like, illustrerer beregningene at ulike utforminger har fordelingsmessige konsekvenser, og kan føre til uheldige tilpasninger for kunder som ikke har topplast i nettets topplast.

Figur 4: Prosentvis fordeling av residualleddet for ulike kunder

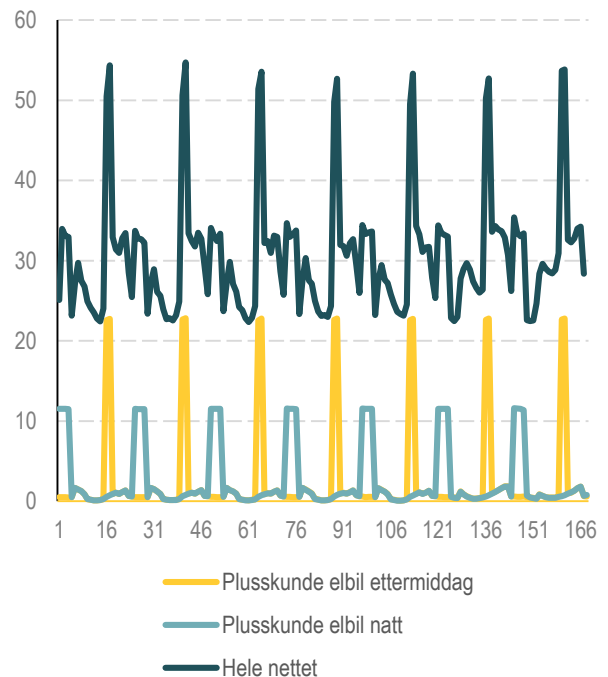


Konsekvenser for kundene med innføring av plusshus med elbillading

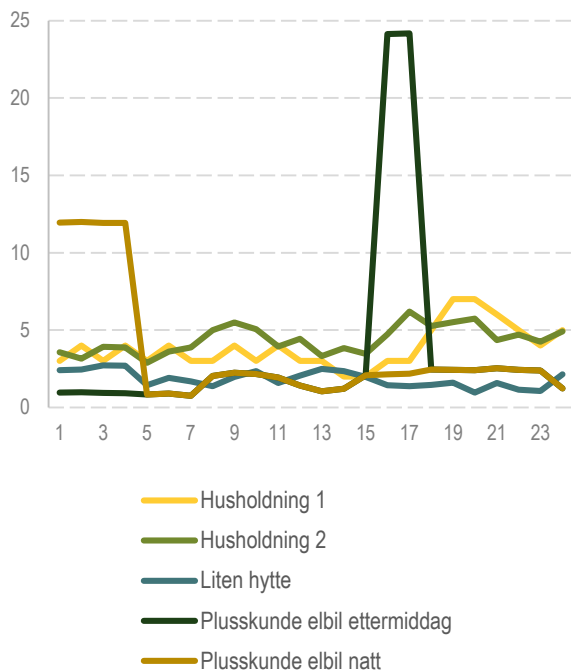
Ettersom alle profilene er relativt like, blir konsekvensen av å innføre et effektledd relativt liten for nettselskapets kunder. Vi legger derfor inn et par mer ekstreme profiler; en plusshuskunde, en plusshuskunde med elbil som lades på ettermiddagen og en plusshuskunde som lader elbilen over natten. Datagrunnlaget for plusshuset baseres på en solinnstrålingsprofil fra Østlandet. I tillegg har vi lagt til to profiler der vi forutsetter at plusshuskunden også er eier av en Tesla og velger å lade den henholdsvis to timer om ettermiddagen (effektuttak på 22 kW) eller fire timer i løpet av natten (effektuttak på 11 kW) (Tesla Motors, 2015).

I figurene under vises gjennomsnittsfordelingen til de to plusskundene med elbil samt hele nettets effektmaks over en gjennomsnittsuke. Ettersom vi har såpass få profiler gir elbiluttakene store utslag i nettet, og som vi skal se, store utslag for fordeling av kostnader mellom kunder. (Eksemplet illustrerer en situasjon der en fjerdedel av kundene i nettet er plusshuskunder og 2 av 3 av disse har elbil tilsvarende Tesla.)

Figur 5: Plusskundeuttak ilt en uke (kWh/time)



Figur 6: Strømforbruk en lørdag i januar (kWh/ time)



Vi gjennomfører de samme estimatene som tidligere med de nye kundene inkludert. Fordelingen av nettbetalingen vises i Tabell 3. Når det benyttes en energitariff, er det igjen husholdning 2 med høyest brukstid som får den høyeste regningen, men også elbilene får relativt høye regninger.

Tabell 3: Total endring i tariffen med ulike estimeringsmetoder for tariffen

	Samlet tariff med Energi-ledd	Måneds-maks	Vinter-maks	Års-maks	Nettets årsmaks
Hush. 1	9255	-805	-447	-239	-553
Hush.2	13457	-2058	-1834	-1703	-2611
Hytte	4512	-375	-187	+101	-450
Plusskunde	3644	-46	-17	-37	+283
+elbil etterm	11206	+9187	+8175	+7189	+12800
+elbil natt	11180	+2140	+1487	+899	-3422

Når man innfører effektledd ser situasjonen helt annerledes ut. Husholdning 2 får redusert nettтарiffen betraktelig, mens pluss-kunden som lader elbilen på ettermiddagen får en økning i tariffen på mellom 7 000 og 13 000 kr. Den metoden som gir mest ekstreme utslag, er den som baseres på kundenes uttak i nettets makstime. Det skyldes at det er mer tilfeldig hvorvidt kunden har hatt høyt uttak i den timen eller ikke. Særlig for plusskuskunden som lader elbilen om natten gir dette utslag i en redusert tariffen.

I dette regneeksempelet er det bruken av månedsmaks hele året som straffer kunder med høye effektuttak mest og tilsvarende belønner kunder med høy brukstid.

En økt andel plusskuskunde med elbillading vil føre til en omfordeling av nettleie for alle utforminger av effekttariffer. Elbileiere vil dermed ta en større andel av nettleien og redusere kostnaden for andre forbrukere. Utslaget vil naturlig nok være høyest for kunder som lader elbilen på ettermiddagen når dette kommer i tillegg til annet effektuttak. Man skal også være oppmerksom på at alle former for effekttariffer vil gi økte kostnader for elbillading på natten når det i liten grad er kapasitetsutfordringer i nettet. En differensiering av effekttariffer mellom dag og natt vil imidlertid utjevne dette.

Figur 7 viser hvordan den prosentvise fordelingen av de residuale kostnadene endrer seg med ulike tariffstrukturer i et nett med plusskuskunde med elbillading. For de «normale» kundene i vårt utvalg vil det ikke gi noen ekstreme utslag, men de vil betale en redusert andel av nettkostnadene fordi kundene med elbil tar en større andel av regningen.

Desto mer ekstremt forbruksmønster kunden har, for eksempel plusskuskunde med Teslalading på ettermiddagen, desto større utslag vil en effekttariff gi for kundens strømregning. Samtidig vil det gi betydelig lavere nettkostnader for alminnelige kunder dersom det kommer plusskuskunde med elbiler inn i et nett som ikke har kapasitetsutfordringer.

Beregningene viser også at elbil-kundene kan få incentiver til å tilpasse seg på ulike måter avhengig av hvordan tariffen avregnes.

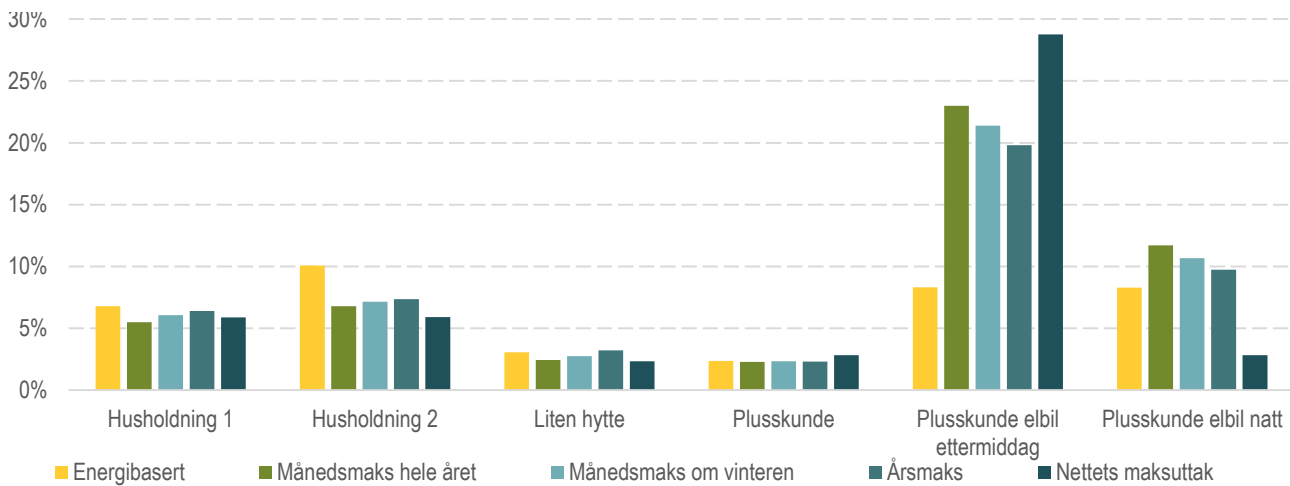
Incentiver for langsiktige tilpasninger ved innføring av effekttariff

Vi har foretatt noen enkle beregninger for å se hvordan innføringen av en effekttariff vil slå ut på investeringer i ENØK-tiltak som for eksempel luft-til-luft varmepumper eller solcellepanel (plusskuskunde).

Utforming av effekttariff har betydning for lønnsomheten i luft-til-luft varmepumper

Figur 8 viser endringen i energiforbruket til en husholdning som installerer en luft-til-luft varmepumpe. En kunde som installerer varmepumpe vil redusere både sitt totale energiforbruk samt effekttopper i de månedene der de tekniske forutsetningene er til stede for det. Vi ser at i januar vil ikke varmepumpen bidra til effekt-reduksjoner i og med at den ikke klarer å hente ut varme fra ute-luften når temperaturene er svært lave. Husholdningens effekt-maks i løpet av året og i januar forblir dermed lik. Hvorvidt en

Figur 7. Prosentvis fordeling av residualleddet for ulike kunder i et nett med plusskunder med Teslalading

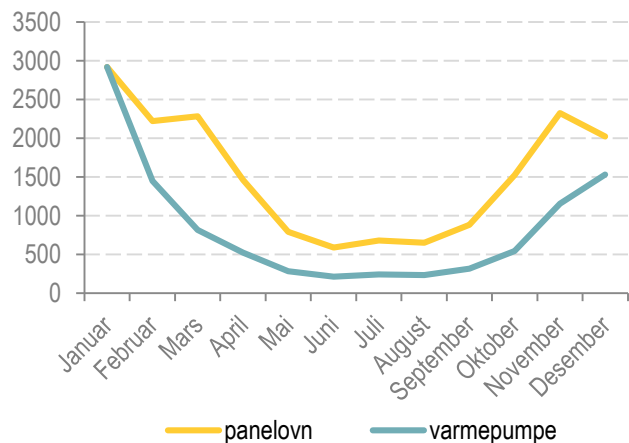


varmepumpeinvestering vil bli mindre eller mer lønnsom med effekttariff avhenger dermed av hvordan tariffen er utformet.

Dersom man har en tariff som baserer seg på maksimumsuttaget i kalde vintermånedene vil det gi mindre utslag på strømregningen sammenlignet med elektrisk oppvarming.

Dersom man benytter seg av en månedlig avregning av effekttariffen vil det gi større besparelser for installering av varmepumpe.

Figur 8: Strømforbruk for en kunde med og uten installasjon av luft til luft varmepumpe



I Tabell 4 har vi benyttet en månedlig effekttariff for å estimere forskjellen mellom installasjon av en varmepumpe og elektrisk oppvarming. Vi ser at installasjonen gir store besparelser (kun residualledd) uavhengig om man benytter en energi eller effektfordeling. Forskjellen mellom energitariff og månedlig effekttariff gir et årlig utslag på 147 NOK i vårt eksempel.

Tabell 4: Endret strømregning ved installasjon av varmepumpe med energi og effekttariff

	NOK/år
Redusert energitariff med varmepumpe (kun residualledd)	1 963
Redusert effekttariff med varmepumpe (kun residualledd) – med månedlig effektledd	1 816
Kostnadsforskjell energitariff og effekttariff	147

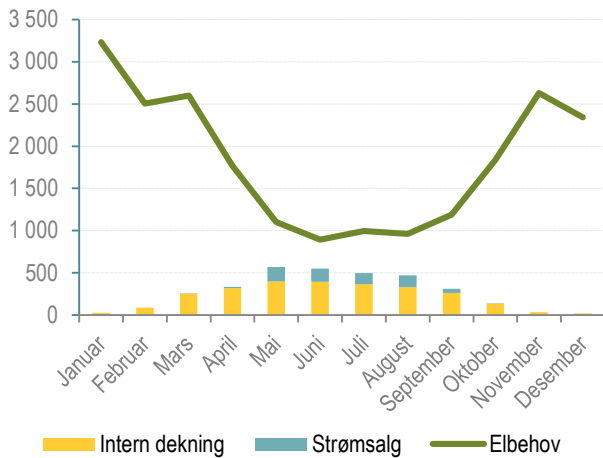
For plusskunder har sesongdifferensiering trolig større betydning enn innføring av månedsavregnede effekttariffer

Vi har også sett på kostnadene for å investere i solceller slik at man får status som et plusshus. Det bør understrekes at i våre beregninger blir investeringen ulønnsom uavhengig av tariffstruktur. Det også sannsynlig at de som installerer solcellepanel gjør det av andre grunner enn for å redusere strømregningen og at de dermed i mindre grad vil påvirkes av en overgang til en effekttariff.

Figur 9 viser strømforbruket, - og produksjonen til en kunde som bor i et plusshus. Vi ser at i sommermånedene er det mindre behov for ekstern elektrisitet, mens i vintermånedene er elproduksjonen nesten null.

For en plusskuskunde vil en effekttariff i vintermånedene gi det samme utslaget som for en vanlig husholdning. Hvorvidt kunden vil få lavere effekttopper i sommermånedene avhenger av når disse inntreffer.

Figur 9: Energikonsum og produksjon for et plusshus



Dersom man estimerer forskjellen mellom en energitariff og en månedlig avregnet effekttariff for en plusshuskunde gir dette en økning på 469,- med effekttariff. Forskjellen ville antageligvis vært høyere med en sesongjustert tariff, noe som kan i enkelte tilfeller bidra til å redusere investeringsinsentivene for plusshus.

Tabell 5: Estimert residualledd med energi og effekttariff for et plusshus

	NOK/år
Estimert energiledd for plusshus	4686
Estimert effektledd for plusshus – mnd avregning	5155
Kostnadsforskjell energitariff og effekttariff	469

Viktige avveininger ved utforming av effekttariffer

Vi kan skille mellom to hovedhensyn som må avveies ved innføring av effektbaserte tariffer:

- Effektivitetshensynet:
 - Prissignal eller ikke?
 - Hvordan gi riktig prissignal?
 - Kortsiktig eller langsiktig prissignal?
- Fordelingshensynet
 - Rettferdighet
 - Forståelighet for kundene

Generelt er det en utfordring ved utforming av tariffer at ren (kortsiktig) marginalprising ikke dekker de samlede kostnadene pga. kostnadsstrukturen i kraftnettet. Nettselskapenes kostnader må også dekkes inn gjennom tariffen, dermed får man et *residualt* ledd i nettleien som må være tilstrekkelig stort til å dekke de nett-kostnadene som ikke dekkes via de marginale og kundespesifikke leddene.

Det er bred enighet om at effekttariffer i utgangspunktet er en bedre måte å hente inn de residuale kostnadene enn dagens energitariffer. Som beregningene over viser, er det imidlertid ikke likegyldig hvordan man utformer effekttariffer. Hva som er hensiktsmessig utforming avhenger av hva man vil oppnå, å gi prissignaler til forbrukeren for å utløse forbruksendringer som gir nyttevirkninger for drift og utvikling av nettet, eller å fordele de residuale kostnadene på en god måte.

Effektivitet

Nett nytte av forbruksendringer

Nytten for nettet kan oppnås gjennom redusert topplast (evt. redusert vekst i topplast på lang sikt) eller økt brukstid innenfor eksisterende kapasitet slik at topplasten ikke øker (enhets-kostnaden for bruk av nettet reduseres). Redusert bruk av nettet har dermed ingen verdi dersom man ikke reduserer investeringer i nettet, tapet eller øker brukstiden. Det kan være verd å merke seg at redusert bruk av nettet (f.eks. som følge av sterke prissignaler til reduksjoner), kan redusere nettnyten dersom følgen er at overkapasiteten i nettet på utenfor topplast (f.eks. på sommerstid) øker.

Begrunnelsen for innføring av effektbaserte tariffer, både fra NVEs og Energi Norges side, er å stimulere til effektiv *utnyttelse* av det eksisterende nettet og til en effektiv *utbygging* av nettet.

Disse to hensynene henger sammen: En mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett gjør det mulig å utsette investeringer i nettet, og kan bidra til at det må bygges ut mindre nettkapasitet når det blir nødvendig å investere i nettet pga. økt last eller utskifting av

nettkomponenter. Dette kalles med et samlebegrep for *nettnytte*. Nytten av økt utnyttelse av eksisterende nett kan redusere nettapene noe gjennom en jevnere last over døgnet, men gir først og fremst nytte gjennom reduserte investeringer.

I det samfunnsøkonomiske regnestykket må nettnytten avveies mot kundenes kostnader knyttet til tilpasninger i forbruket. Dersom tariffen medfører at kunden gjør tilpasninger som ikke gir nettnytte, eller som koster mer enn den realiserte nettnytten, oppstår et samfunnsøkonomisk *effektivitetstap*.

Det betyr at tariffer som *ikke påvirker* forbruket er effektive når endring i forbruket ikke gir en samlet samfunnsøkonomisk gevinst. Tariffer som *påvirker* forbruket er effektive når endring i forbruket gir en samlet samfunnsøkonomisk gevinst. En forutsetning for at effektbaserte tariffer som påvirker forbruket skal være effektive, er med andre ord at kostnadene ved tilpasning (hos kundene) er lavere enn kostnaden ved å investere i økt nettkapasitet.

I hvilken grad effekttariffer bidrar til å redusere kostnadene i nettet, kommer an på hvordan effekttarifene utformes, men også øvrige reguleringer og forskrifter som påvirker investeringer i nettet (inntektsrammereguleringen, KILE, n-1 o.l.). Andre reguleringer kan føre til at den realiserte nettnytting ved at kundene tilpasser seg en effekttariff, reduseres.

Prissignal eller ikke?

Bransjen ønsker effektbaserte tariffer for å påvirke maksimallasten i nettet, samtidig som tariffen skal dekke det residuale inntektsbehovet til nettselskapene. Det er en krevende balansegang: Tarifene skal utformes slik at de både påvirker forbruket (dimensjonerende last) og slik at de ikke påvirker forbruket (residualt inntektsbehov). Hvordan tariffene skal utformes for å avveie disse hensynene, er ikke opplagt.

Dersom det ikke er kapasitetsutfordringer i nettet, og heller ikke utsikter til at kapasitetsknapphet vil oppstå i framtiden, er det heller ingen grunn til å gi prissignaler i form av høye effektledd. Slike prissignaler kan som nevnt være kontraproduktivt, man fjerner forbruk som det finnes kapasitet til i det eksisterende nettet fordi forbrukerne tilpasser seg for mye.

I teorien bør satsen på effekttariffen settes slik at nettet bygges ut når den samlede betalingsviljen er høyere enn utbyggingskostnaden. Det er imidlertid vanskelig å estimere den samlede betalingsviljen i praksis. Samtidig er det neppe sammenfall mellom det nivået som gir riktige prissignaler og det nivået som dekker det residuale inntektsbehovet i nettet.

Hvordan gi riktig prissignal?

Dersom man *ønsker å påvirke* kundens topplast på en effektiv måte, er det også viktig at tariffen er forståelig for kunden og gir mulighet til tilpasning.

I den sammenheng er det også flere av nettselskapene som fremhever at det er en fordel at kunden raskt opplever konsekvensen av tilpasninger i form av redusert topplast. Hypotesen er at når det går lang tid fra atferdsendringen gjøres til kostnadsreduksjonen oppleves, demper det incentivene til å gjøre tilpasninger. Prissignalet bidrar dermed i mindre grad til ønskede forbruks-tilpasninger.

Dersom poenget er å påvirke maksimallasten (og realisere nettnytte), er det ikke likegyldig hvilken effektmåling man legger til grunn. Et effektivt prissignal bør også være så korrekt som mulig. Det kan bety detaljerte målinger og høy grad av differensiering.

Dersom effekttariffen skal dekke de residuale kostnadene i nettet og avregnes i forhold til en enkelt time i løpet av et år, kan satsen bli svært høy (beregningene våre viser f.eks. at residualleddet utgjør rundt halvparten av samlet tariffutlegg for boligkunder). Det kan føre til omfattende tilpasninger for å redusere maksimallasten.

Ved å knytte effektbetalingen til kundens topplast, unngår man at topplasten i nettet bare flyttes. Generelt vil en kunde få lavest tariff ved å jevne ut effektuttaket så mye som mulig. Ved å spre effektbetalingen ut over flere timer, oppnår man noe av det samme.

Avregner man f.eks. effektbetalingen i henhold til månedsmaks, vil kunden få et svakere incentiv til å tilpasse lasten i dimensjonerende timer (noe som er positivt hvis prissignalet i utgangspunktet er for sterkt), men et sterkere incentiv til å tilpasse topplasten i (alle) andre måneder (noe som er negativt siden det ikke er kapasitetsutfordringer i nettet da).

Tariffen kan tilpasses ytterligere ved å differensiere effektsatsen mellom sommer og vinter. I så fall blir incentivene til redusert last igjen høyere om vinteren og lavere om sommeren. For å unngå tilpasninger om sommeren i det hele tatt, kan man bytte ut effektbetalingen om sommeren med et høyere fastledd.

Fastleddet kan være det samme i alle måneder, og suppleres med et passende effektledd om vinteren. Spørsmålet er da hvor høyt fastleddet skal være, og om det skal differensieres mellom kundegrupper. Effektleddet kan i dette tilfellet gjøres mer treffsikkert ved at det i større grad avregnes mot timer som er dimensjonerende (f.eks. hverdager mellom 7 og 22). Man oppnår i prinsippet samme tilpasning som med en effektbetaling basert på månedsmaks, men unngår å gi ekstra incentiver til tilpasninger om sommeren.

Her spiller det også en rolle hvilke tilpasninger som er aktuelle for kunden. Dersom tariffen bidrar til å gjøre det lønnsomt å installere styringssystemer eller utstyr som trekker mindre effekt, vil det også redusere effektuttaket i andre timer enn den som er dimensjonerende. For kunden kommer lønnsomheten av slike tiltak an på den samlede besparelsen som tiltaket fører til. Nettnytten kommer imidlertid an på hvordan dimensjonerende uttak påvirkes.

Kortsiktig versus langsiktig prissignal?

Investeringer i nettet må ligge i forkant av endringer i forbruket. Det tilsier at man som et føre var-tiltak innfører effekttariffer før investeringsbehovene oppstår. Fordelen er at man da får erfaring med hvordan kundene tilpasser seg i dimensjonerende timer. Med en langsiktighet i prissignalene, får man også mulighet til å teste ut kundens betalingsvilje for nett over tid gjennom erfaring med forbrukstilpasninger over tid.

Kortsiktige forbrukstilpasninger kan være å flytte på tidspunktet for laster, f.eks. ved å lade elbilen om natten framfor om dagen. Langsiktige prissignaler er mest relevante for kundens beslutninger knyttet til investeringer i oppvarming, isolasjon eller nytt effekt-krevende utstyr, f.eks. kjøp av elbil.

Et prissignal som er for svakt til at man oppnår kortsiktige tilpasninger, kan dermed likevel være så sterkt på lang sikt at effekttopper og eventuelt også det samlede uttaket fra strømmettet reduseres. Det er derfor verd å være oppmerksom på begge typer tilpasninger når man utformer effekttariffer.

Fordeling

Rettferdige tariffer

Det er også overordnet hensyn at tariffene oppfattes som fordelingsmessig rettferdige. Hvorvidt de oppfattes som det, henger sammen med at de er forståelige for kundene og at kunden har mulighet for å påvirke sin effektbetaling ved å tilpasse forbruket. Det er også grunn til å tro at rettferdighet påvirkes av hvor store endringer en omlegging vil føre til sammenlignet med dagens tariffregning.

Mange av høringsvarene fra nettselskapene er inne på at effekt er et vanskelig begrep å forstå, særlig for husholdningskundene. Noen av de nettselskapene som har effekttariffer rapporterer imidlertid at forståelsen øker med god og gjentatt informasjon. Vi tror utfordringene i stor grad er knyttet til overgangsfasen ved innføring av nye tariffingsprinsipper. En eventuell misnøye med overgang fra energibaserte tariffer til effektbaserte tariffer avhenger antagelig også av fordelingsvirkningene: Kunder som opplever økte kostnader pga. omleggingen vil utvilsomt være mindre fornøyde enn andre.

Av hensyn til bransjens omdømme er det imidlertid viktig at man kan forklare – og få aksept for – at kunder med samme energiforbruk, men med ulik forbruksprofil, betaler ulik tariff.

Enkelhet for kunden versus ikke-effektiv tilpasning utenfor nettets topplast

Et effektledd som tar utgangspunkt i kundens last i timer eller perioder som er dimensjonerende for nettkapasiteten (og dermed investeringene i nettet) gir størst nettnytte. Ved å basere effektleddet på kundens maksimaluttak, reduseres treffsikkerheten ved

at kunder som har sitt maksimaluttak i andre timer ikke får incentiver til å redusere lasten i dimensjonerende timer.

Et alternativ er å bruke målt effekt i noen på forhånd definerte referansetimer eller perioder (med høy last i nettet). Det innebærer at kunder som f.eks. har topplast om sommeren, kommer bedre ut enn de som har topplast om vinteren. Det reduserer også det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet ved tilpasninger om sommeren. Differensierte effektsatser (f.eks. mellom sommer og vinter) og avregning på månedsbasis bidrar til det samme. Det reduserer incentivene til å gjøre tilpasninger i lasten om sommeren og dermed potensielt effektivitetstapet dette medfører.

Forenkling og transparens kan imidlertid også være effektivt: Det reduserer transaksjons- og administrasjonskostnadene, inkludert informasjonskostnadene. Høyere transaksjons- og administrasjonskostnader må avveies mot den ekstra nytten man kan oppnå med mer komplekse modeller. Kompleksitet kan også dempe effektiviteten av prissignalet hvis det går ut over kundens forståelse.

Mulige modeller

Prinsipiell vurdering av ulike utforminger av effekttariff

Under kommenterer vi hvordan de ulike modellene påvirker dimensjonerende last og kundenes tilpasningskostnader på prinsipiell grunnlag. Hvordan det faktiske resultatet blir, avhenger av det aktuelle nettet og sammensetningen av kundegrunnlaget.

Vurderingene tar utgangspunkt i at redusert effektuttak i perioder med dimensjonerende last faktisk bidrar til reduserte nettkostnader på kort eller lang sikt – og at nettnytten overstiger kostnaden ved forbrukstilpasningen.

Det er en glidende overgang fra dagens energibaserte tariff til en ren effekttariff. Jo flere timer som legges til grunn for beregningen av effekttariffen, jo mer nærmer tariffen seg dagens energibaserte tariff.

1. Kundens maksimallast (en time) i løpet av et år

Lite treffsikker i forhold til dimensjonerende last, og gir dermed liten nettnytte. Alle kunder får incentiv til å redusere maksimallasten uavhengig av om den inntreffer i nettets maksimallast. Dersom betalingen for den ene timen skal dekke hele det residuale inntektsbehovet, kan satsen pr. kWh/h bli svært høy. Det kan gi opphav til for kostbare tilpasninger hos kunden i forhold til nettnytten (effektivitetstap).

For mange av kundene kommer ikke prissignalet tett opp mot tilpasningen, i og med at målingen må skje over et helt år for å finne årets topplasttime. Dersom de fleste kundene har topplast på vinteren, kan man imidlertid avregne de siste 12 måneder f.eks. i

mars måned. Da får de fleste en høy regning (evt. varsel om hva som blir månedlig nettleie de neste 12 mnd).

Avregningen kan imidlertid skje tett opp til antatt dimensjonerende maksimallast i nettet (f.eks. mars), slik at kunder med maksimallast om vinteren kan få «straffen» raskt. Kunder med lavere last tidligere i perioden kan imidlertid oppleve det som urettferdig (og vanskelig å forstå) at de får en høy effektregning for vinterperioden.

2. Kundens maksimallast (en time) i måneden med maksimallast i det aktuelle nettet

Potensielt mer treffsikker i forhold til dimensjonerende last, og kan dermed gi høyere nettnytte. Kundene får incentiver til å redusere maksimallasten i alle timer i den aktuelle måneden, også kunder som har maksimallast i andre timer enn i nettets maksimallast. Også i dette tilfellet kan satsen pr. kWh/h bli svært høy, og resultatet kan bli for store tilpasninger i forhold til nettnytten.

Avregningen blir imidlertid mer presis i forhold til dimensjonerende last enn avregning basert på årlig maksimallast, ved at kunder som har maksimallast i andre måneder får incentiver til å tilpasse seg i den aktuelle måneden (og ikke i andre måneder). Alle kunder kan få avregning raskt etter at topplasten er registrert (neste måneds faktura), noe som kan gjøre det enklere for kunden å holde kontroll med egen nettkostnad.

Modellen kan kombineres med lavere sats for dem som har effekttopp utenom høylasttimene, eller ved å basere tariffen på last i høylasttimene (f.eks. 07-17 eller 07-22 på hverdager, eller i helgen). Med den første varianten får kunder med topplast om dagen sterkere incentiver til tilpasning, mens kunder med topplast om natta får svakere incentiver. Det kan øke nettnytten, men reduserer ikke nødvendigvis effektivitetstapet. Varianten med avregning basert på topplast i et avgrenset tidsrom er mer treffsikker og kan tolkes som en variant av modellen med avregning ut fra noen referansetimer.

Merk at jo flere timer som legges til grunn for effekttariffen, jo mer vil effekttariffen ligne på en energitariff.

3. Kundens månedlige maksimallast

Lite treffsikker i forhold til dimensjonerende last. Kundene får incentiver til å redusere maksimallasten i alle årets måneder uavhengig av når dimensjonerende last inntreffer. Prissignalet for å redusere maksimallasten i dimensjonerende timer reduseres i forhold til alternativ 2. Siden effektbetalingen beregnes ut fra summen av hver kundes månedlige maksimallast, blir prissignalet i dimensjonerende periode/time lavere enn i alternativ 2 og 3. Det gir svakere incentiv til tilpasning i den måneden. Alle kunder får avregning raskt etter at topplasten er registrert (månedlig).

Resultatet påvirkes også av hvorvidt effektsatsene differensieres. Med lavere sats om sommeren, vil kunder med topplast utenom

vinterhalvåret, og hvis tilpasning ikke gir nettnytte, få svakere incentiver til tilpasning. Dermed reduseres effektivitetstapet. Tilsvarende vil differensiering mellom dag og natt bidra til å redusere effektivitetstapet dersom det er kapasitetsknapphet i nettet kun på dagtid på vinteren.

Dersom det verken er eller ser ut til å bli kapasitetsknapphet i nettet på noe tidspunkt over året, vil det mest effektive være å ikke differensiere på sommer og vinter, natt og dag.

4. Kundens maksimallast i noen forhåndsdefinerte referansetimer

Alle kunder får incentiv til å redusere lasten i referansetimene, som fortrinnsvis er dimensjonerende timer, altså timene med antatt topplast i det aktuelle nettet. Eventuelle tilpasninger gjøres dermed i de timene det gir størst nettnytte. Resultatet er imidlertid avhengig av at referansetimene er relevante for nettdimensjoneringen. Hvorvidt det likevel oppstår et effektivitetstap, avhenger av om de samlede kostnadene ved tilpasningene er høyere enn den realiserte nettnytten. Dersom hele det residuale inntektsbehovet dekkes gjennom effektledet, kan tilpasningene bli for sterke.

Ved å basere effektledet på noen forhåndsdefinerte timer, vil man risikere å flytte for mye av lasten til andre timer, slik at topplasten i nettet flyttes til andre timer enn de som er utgangspunktet for effekttariffen. Dersom det skjer, vil det være et tegn på at prissignalet har vært for sterkt. Det vil antagelig være like så treffsikkert å basere avregningen på kundens makslast i noen forhåndsdefinerte perioder med høy last i nettet.

Alle kunder vil få sin avregning raskt etter at topplasten i referansetimene er registrert.

5. Snitt av kundens maksimallast i vinterhalvåret (månedlig, tre høyeste, el.lign.)

Alle kunder får incentiv til å redusere sin maksimallast i de timene hvor kunden har høy last. Dersom det er høy korrelasjon mellom nettets topplast og kundenes høylast, kan en slik utforming bidra til høy nettnytte. Korrelasjonen er gjerne høy hvis kundene er relativt homogene. Gjennomsnittsberegninger gir et generelt signal om å fordele lasten, men antagelig også et sterkere incentiv til å redusere energiforbruket. Igjen kan prissignalet bli for sterkt, slik at det oppstår et effektivitetstap.

Avregningen kan ikke gjøres før på våren, og, dersom f.eks. desember regnes med i snittet, kommer «straffen» for høy desemberlast relativt sent (mars/april).

6. Time of use-tariff

Time of use tariffen er ikke effektbaserte, men svært differensierte energitariffer fordi alle timer har en forhåndsdefinert pris. Dersom man har en god oversikt over når kapasitetsknapphet kan oppstå, kan time-of-use tariffen være treffsikker. Samtidig kan de være

komplekse dersom differensieringen mellom timer, ukedag og måned er stor.

Utover det, vil time-of-use-tariffer ha mange av de samme egenkapene som alternativ 5, fordi kostnaden ved forbruk i alle timer er definert.

Noen anbefalte alternativer til utforming av effekttariffer

For å stimulere til effektive tilpasninger

Det samfunnsøkonomisk ideelle dersom det er behov for å redusere effektuttaket i dimensjonerende timer er å basere effektbetalingen på kundens last i dimensjonerende time(r), dvs. på dagtid i kuldeperioder om vinteren i de fleste distribusjonsnett. Dette kan imidlertid gi store utslag for enkeltkunder og tilfældigheter kan spille inn i for stor grad. Alternativet med at effekttariffer utgjør en stor andel av nettleie også i timer som ikke er dimensjonerende, gir forbrukstilpasninger uten nettnytte, og bør unngås. Noen tilnærminger som reduserer effektivitetstapet ved tilpasninger utenom dimensjonerende last kan være å:

- basere tariffen på målt maksimaleffekt per måned i f.eks. desember, januar og februar (hvis det er kuldeperioder som er dimensjonerende)
- basere effektleddet på et gjennomsnitt av makslasten i desember, januar og/eller februar, slik at justeringen i effekttariffen kommer på mars-fakturaen
- basere effektleddet på dimensjonerende timer på døgnet de ukedagene med høyest last i en eller flere vintermåneder
- Innføre differensiering mellom sommer og vinter, ukedager og/ eller dag og natt.

De tre første alternativene innebærer at det meste av nettkostnaden defineres av noen vintermåneder, mens nettleien på andre tidspunkter på året er svært lav. Det siste alternativet kan fordele effekt-kostnaden på forbruk i alle årets måneder, men gir en høyere effekt-kostnad om vinteren enn om sommeren. Hvor mye høyere nettleien blir om vinteren vil avhenge av hvor mye effekt-kostnaden differensieres.

For å tilpasse nivået på nettleien, kan man også kombinere alle alternativene med et høyere fastledd i alle årets måneder, eventuelt at det bare beregnes et begrenset fastledd (som er høyere enn i faste kundespesifikke kostnader) fordelt på de månedene det ikke gjelder effektledd. Det er et tiltak for å motvirke at prissignalet blir for sterkt.

Det er ikke nødvendigvis noe i veien for at nettområder som har maksimallast i andre måneder eller perioder, f.eks. pga. mange hytter, kan legge målinger fra andre perioder til grunn. Slik

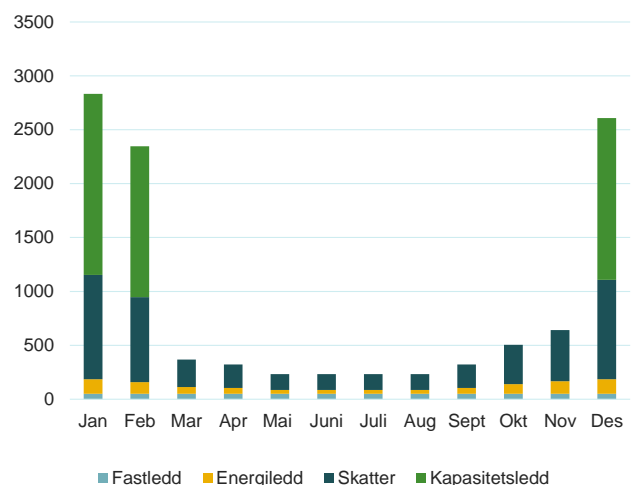
differensiering mellom nettselskaper ville i så fall gi høyere nettnytte.

Dersom ønsket er å gi prissignaler, vil det være avgjørende at kunden får nettkostnaden avregnet så snart som mulig og dermed kan forstå hva som utløser høye kostnader og kan gjøre tilpasninger basert på det. Dette taler for at effektleddet bør avregnes månedlig i de månedene effekttariffen er gjeldende. Dersom store deler av nettkostnaden skal baseres på effektuttaket f.eks. i de tre kaldeste vintermånedene, bør kostnaden synliggjøres i mars. Hvorvidt kostnaden fordeles over hele året som en slags avbetaling eller ikke, har lite å si for prissignalet, men har stor likviditetsmessig betydning.

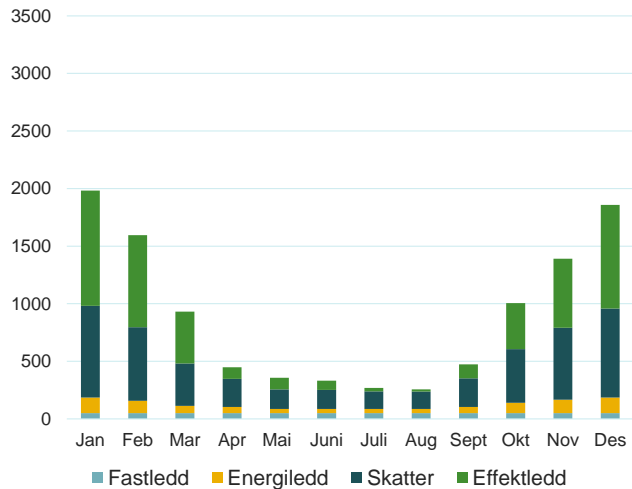
Dersom en stor andel av tariffen er basert på forbruk i en kort periode, og denne kostnaden skal synliggjøres for kunden raskt, kan man ende opp med en stor faktura f.eks. i mars, noe som er likviditetsmessig uheldig. Problemet kan imidlertid løses ved å fordele betalingen ut over de neste 12 månedene, utformet som en slags (rentefri) nedbetalingsplan. Slik kan man også unngå at nye kunder må betale for gamle kunders «synder» ved flytting. Nye kunder blir ikke ilagt noen effektbetaling før ved utgangen av neste januar, da den gamle kundens betalingsforpliktelse opphører. En slik ordning bør ikke innebære store administrasjonskostnader i et regime med en faktura via strømleverandør. Imidlertid er det nok en fordel om alle nettselskapene benytter samme modell, slik at kunder som flytter, ikke opplever at de betaler dobbelt for effekt.

Figuren under er et eksempel på en tariff med effektledd kun i vintermånedene. Figur 10 viser et eksempel der det er brukt effekttariffer for hele året, men med høyere pris per kW i vintermånedene enn på sommeren slik at prisen er relativt høyere enn forbruket på vinteren. Desto større differensiering mellom sommer og vinter, desto større andel av tariff-kostnaden kommer på vinteren for husholdninger med normalt forbruk.

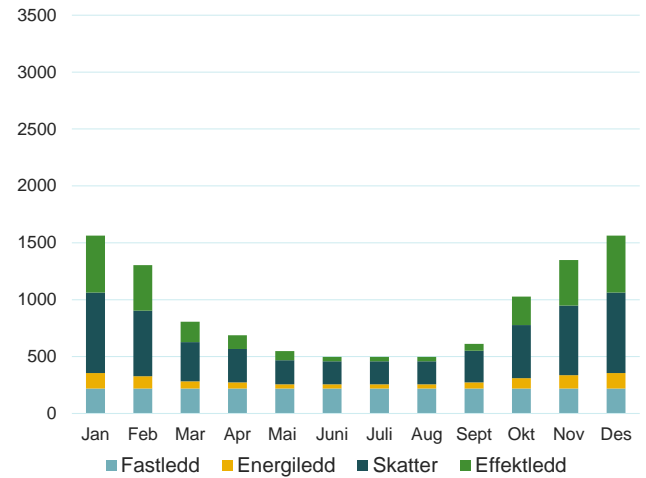
Figur 10: Eksempel på effekttariff basert på kundens topplast i vintermånedene. Kr/mnd



Figur 11: Eksempel på effekttariff basert på månedsmaks og differensiering over året. Kr/mnd



Figur 12: Eksempel på effekttariff uten differensiering og med et økt fastledd. Kr/mnd



For å bruke effektleddet til å kreve inn residuale kostnader

Dersom effektledd skal innføres, men det ikke er, eller ser ut til å bli, kapasitetsutfordringen i det aktuelle nettet, bør prissignalet i effekttariffer dempes for å unngå forbrukstilpasninger uten nettnytte. Effekttariffer med dempet prissignal kan utformes på flere måter:

- Effektledd basert på kundens maksimallast per måned, uten differensiering mellom årstider, ukedag eller tid på døgnet.
- Effektledd basert på kundens maksimallast kombinert med et sikringsbasert fastledd.
- Gjennomsnitt av flere maksimaluttak per måned eller flere over året. Merk at desto flere målinger, dess mer lik vil effektbaserte tariffer være på dagens energiledd.
- Time of use-tariff eller effektledd basert på kundens maksimallast per måned, men kombinert med et fastledd som utgjør en stor andel av den samlede nettariffen.

Figuren under viser et eksempel der effektleddet ikke er differensiert mellom sommer og vinter, slik at forskjellen i kostnad over året er korrelert med faktisk effektuttak. Samtidig er prissignalet redusert ved at en større andel av tariffen er hentet inn som et fastledd som er uavhengig av forbruk. Dette fastleddet kan også differensieres på f.eks. sikringsstørrelse, slik at det varierer mellom ulike kunder.