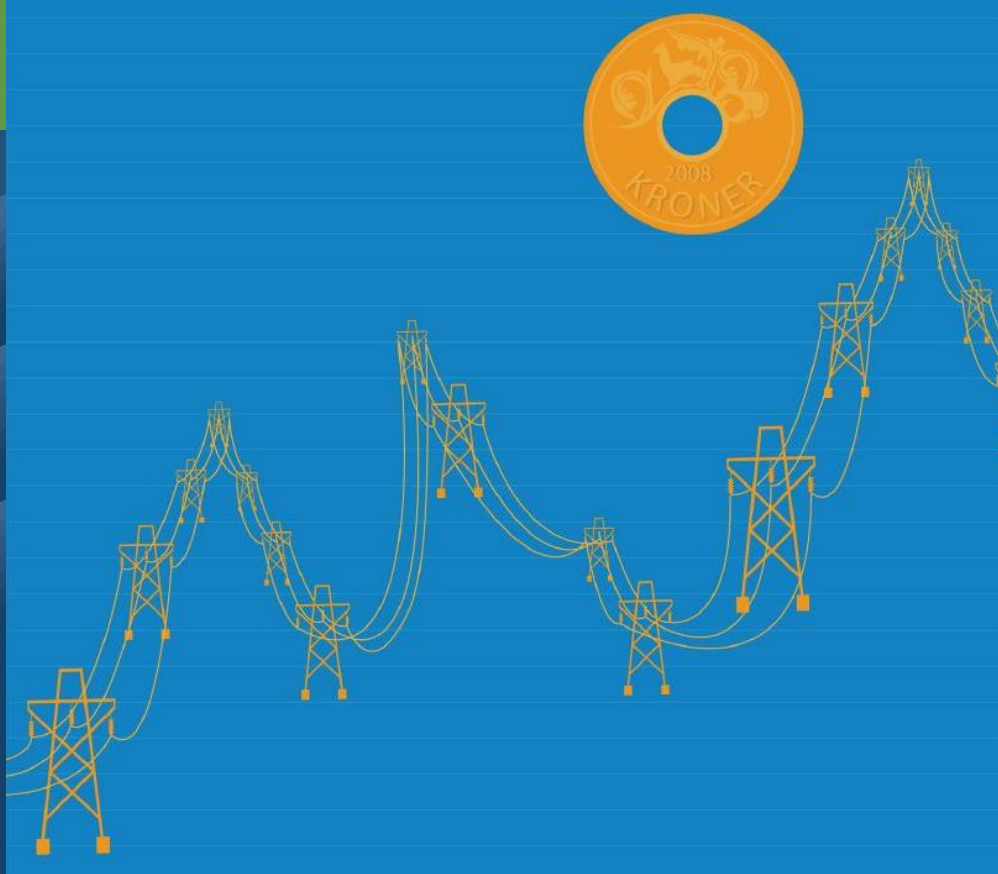




Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett

2015



HØRINGS
DOKUMENT

Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Torfinn Jonassen
Forfattere: Tonje Merete Andresen, Velaug Amalie Mook

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag:
Forsidefoto: NVE
ISBN

Sammendrag:

Emneord: Nettleie, tariffer

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Mai 2015

Innhold

Forord	3
Sammendrag	4
1 Innledning	5
1.1 Bakgrunn	6
Smarte målere og ny teknologi gir nye muligheter	6
Nettariffens energiledd	6
Tariffer for utkoblbart forbruk og forbrukerfleksibilitet	7
1.2 Utvikling	7
Mer effektkrevende forbruk	7
Økte investeringer i nettet	8
Plusskunder	8
Forbrukeradferd	8
2 Dagens regelverk og praksis	9
2.1 Energiloven og energilovforskriften	9
2.2 Forskrift om kontroll av nettvirksomhet	9
2.3 Dagens praksis	10
Energiledd	11
Kapasitetsledd	12
Fastledd	12
Effektledd	13
3 Grunnlag for NVEs vurderinger	13
3.1 Kostnader for distribusjonsnett	13
3.2 Optimale tariffer	14
Prissignaler gjennom tariffen	15
Kostnadsdekning innenfor tillatt inntekt	15
Avveining av flere hensyn	16
3.3 Påslag i energileddet	16
3.4 Gjennomførte utredninger	17
Prising av overføringskapasitet med AMS og innkreving av residuale nettkostnader med AMS	18
Energiledd	18
Effektprising	18
Kostnadsfordeling	18
Framtidig utforming av nettariffer	19
3.5 Tariffprosjekter	20
3.6 Internasjonale føringer	20
4 Omtale av mulige endringer	21
4.1 Energiledd lik marginale tapskostnader	21
4.2 Andre tariffledd	22
4.2.1 Effektledd basert på målt effektuttak	23
4.2.2 Effektledd basert på sikringsstørrelse	24
4.2.3 Abonnert effekt	25

Overforbruk.....	25
Bryterfunksjonalitet i måler.....	25
4.3 Mer standardisert tariffstruktur	25
4.4 Virkemidler ved knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet	26
Kjøp av sluttbrukerfleksibilitet ved knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet	27
Tarifferingsordningen for utkoblbart forbruk	29
5 Konsekvenser	29
5.1 Insentivvirkninger.....	29
Energieffektivisering	30
Strømproduksjon bak egen måler.....	30
Oppvarming av vann	30
Kjøretøy.....	30
Lagring	31
5.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet.....	31
5.3 Fordelingsvirkninger.....	31
5.4 Konsekvenser for nettselskapene	32
Målt effekt.....	33
Sikringsstørrelse.....	33
Abonnert effekt	33
Utkoblbart forbruk.....	33
5.5 Konsekvenser for fjernvarme	33

Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sender med dette omtale av mulig endring i forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (forskrift om kontroll av nettvirksomhet) på høring.

Vi ber om at kommentarer til høringen sendes NVE innen 15. august 2015. Etter høringsfristens utløp vil NVE vurdere de innkomne høringsuttalelsene. Dersom NVE finner det nødvendig å endre forskrift om kontroll av nettvirksomhet, vil forslag til endringer utarbeides og høres i henhold til bestemmelsene i forvaltningsloven kapittel VII, jf. også utredningsinstruksen.

Oslo, mai 2015



Ove Flataker
avdelingsdirektør



Torfinn Jonassen
seksjonsleder

Sammendrag

Høringsdokumentet skisserer hvordan nettselskapene i fremtiden kan utforme tariffene for uttak i distribusjonsnett. Dette vil ikke øke nettselskapenes tariffinntekter, men gi en mer kostnadsriktig fordeling av nettkostnadene.

Kraftsystemet gjennomgår betydelige endringer. En økende andel av kraftproduksjonen skjer med fornybare teknologier som ikke kan styres etter behovet for kraft. Samtidig blir forbruket av kraft mer energieffektivt, men mer effektkrevende. Nye produkter og nye bruksområder tilsier at forbruket vil variere mer over tid, med høyt forbruk i korte tidsrom. Disse endringene i produksjon og forbruk skaper utfordringer for driften av kraftsystemet og kraftnettet, og kan blant annet gi behov for økte investeringer i kraftnettet.

En mer effektiv, eller smartere, utnyttelse av kraftnettet kan redusere behovet for fremtidige nettinvesteringer, og gi lavere regning for brukerne av kraftnettet samlet sett. Ny teknologi legger til rette for at forbrukerne kan ha et mer aktivt forhold til sitt strømforbruk, og redusere sitt energi- og effektförbruk samtidig som komfort og brukervennlighet ivaretas. Hvorvidt forbrukerne vil utnytte disse mulighetene avhenger blant annet av hvordan nettariffene utformes.

Tariffene bør utformes slik at de i størst mulig grad bidrar til effektiv utnyttelse av nettet som allerede er bygget, og samtidig bidrar til at riktige investeringer i både strømmett, forbruk, produksjon og alternativer til strøm blir gjennomført.

Energileddet i tariffen skal prise bruken av nettet. Når strøm overføres gjennom nettet utvikles varme og dermed går en del av strømmen tapt. I dag settes energileddet vesentlig høyere enn tapskostnadene kundens bruk påfører nettet på marginen. Dette kan være uheldig i forhold til hvordan strøm fra nettet vurderes opp mot andre energialternativer og innebærer at kunder som velger energireducerende, men effektkrevende teknologi bidrar til å dekke en mindre andel av nettets kostnader. NVE vurderer om energileddet i nettleien skal reduseres og settes tilnærmet lik de marginale tapskostnadene i strømmettet.

Strømmettet bygges ut og dimensjoners slik at strømforsyningen kan opprettholdes selv når forbruket er på sitt høyeste. NVE vurderer om kundens effektbelastning på nettet kan være en effektiv og relevant måte å fordele kostnader i nettet på, som også gjenspeiler at kundebeslutninger og forbruksmønster kan ha betydning for utbygging og dimensjonering av nettet. Høringen skisserer følgende modeller for fordeling av nettkostnader:

- Kundens målte effektuttak i fastsatte referansetimer
- Kundens sikringsstørrelse (avgjør hvor mye effekt kunden har mulighet til å ta ut fra nettet)
- Kundens abonnerte effekt

Effektbaserte tariffer vil øke kundenes bevissthet om eget effektförbruk og hvordan dette påvirker kostnadene i nettet, samt gi insentiver til endret kundedadferd. For eksempel kan effektbaserte tariffer sammenlignet med dagens energibaserte tariffer gi en kostnadsbesparelse for kunder som jevner ut eget forbruk, eller for kunder som reduserer forbruket på tidspunkt hvor belastningen i nettet er høy. Energieffektivisering som også

tar hensyn til hvordan endring i forbruk påvirker kraftsystemet, kan bedre utnyttelsen av nettet og bidra til at investeringer i nytt nett utsettes eller reduseres.

Innenfor gjeldende regelverk har nettselskapene stor frihet til å utforme tariffer og definere kundegrupper. Innføring av AMS vil gi nettselskapene flere alternative måter å fastsette nettleien på. Det er ønskelig at nettleien synliggjør nettselskapets kostnader og ikke gir uheldige tilpasninger hos kunden. NVE vurderer å stille strengere krav til hvordan nettleien utformes.

I stedet for å kunne tilby reduserte tariffer til kunder med avtale om utkobling av forbruk, vurderer NVE om nettselskapene skal kunne kjøpe utkobling av forbruk fra forbrukerne gjennom markedsløsninger. Markedsløsninger for kjøp av utkobling (fleksibilitet) vil i motsetning til dagens alternativer til investering i økt kapasitet, gi riktig verdsetting av fleksibilitet og synliggjøre alternativkostnaden til en investering i nytt strømmnett.

Høringens formål er å belyse disse temaene og å gi berørte parter bedre mulighet for å gi innspill til framtidig regulering på dette området.

1 Innledning

NVE har som reguleringsmyndighet ansvar for at regelverket for utforming av tariffer bidrar til samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Tariffene skal så langt som mulig bidra til å sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte. Notatet tar for seg hvordan tariffene kan utformes for å legge til rette for en smartere bruk av nettet.

NVE regulerer nivået på hvert enkelt nettselskaps tillatte inntekt, og angir prinsipper for hvordan nettselskapene kan utarbeide tariffene gjennom forskrift om kontroll av nettvirksomhet¹. Nettselskapene er selv ansvarlige for å utarbeide tariffer som er i samsvar med prinsippene i denne forskriften.

Hvordan tariffen for overføring av strøm utformes har betydning for hvordan nettet utnyttes og for fordeling av kostnader mellom brukere av nettet. Maksimalt effektuttak i nettet har økt de siste årene, og er fremover forventet å vokse mer enn energiforbruket. Effekt er den momentane belastningen i nettet og måles i kilowatt (kW). Energi er belastningen summert opp over et tidsrom, f. eks en time og måles i kilowattimer (kWh). I dette dokumentet benyttes betegnelsen effekt for kundens gjennomsnittlige effektuttak i løpet av en time.

I høringen skisseres hvordan overføringstariffen i distribusjonsnettet kan benyttes for å gi brukerne priser som reflekterer hva deres bruk av nettet koster, og for å fordele øvrige kostnader i nettet mellom brukere. Deretter drøftes hvordan situasjoner med knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet kan håndteres.

NVE ber særlig om innspill på:

1. Utforming, tidsoppløsning og geografisk differensiering av energileddet

¹ Forskrift av 11. mars 1999 nr 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer

2. Alternative tariffmodeller basert på effekt som beskrevet i kapittel 3.2

3. Muligheten for kjøp av fleksibilitet og endring av vilkår for utkoblbart forbruk

NVE ønsker med høringen å belyse tariffutforming i distribusjonsnettet, slik at teoretiske og praktiske fordeler og ulemper ved de ulike forslagene kommer frem.

1.1 Bakgrunn

Tildelingsbrevet fra Olje- og energidepartementet til NVE for 2015 fastslår at NVE skal: *«kontinuerlig vurdere om regelverket på området fremmer samfunnsmessig rasjonell produksjon, overføring, omsetning og bruk av ulike energibærere og -kilder».*

Smarte målere og ny teknologi gir nye muligheter

Alle norske strømforbrukere skal ha fått montert nye avanserte måle- og styringssystemer (AMS) innen 1. januar 2019². AMS har primært tre funksjoner: Måling, kommunikasjon og styring. Med AMS målere vil strømforbruket måles og avregnes på timebasis.

Tariffene kan dermed fastsettes på bakgrunn av kundens egen forbruksprofil, i motsetning til dagens tariffer hvor nettselskapene deler kundene inn i grupper som tarifferes ulikt på bakgrunn av forskjeller i relevante nettforhold hos gjennomsnittet av kundedgruppen.

I tillegg til mer korrekt avregning av strøm og nett, åpner timeverdier fra AMS måleren for at nettselskapene kan utforme tariffer basert på kundenes gjennomsnittlige effektuttak per time. Ved å måle energibruken ikke bare i volum, men også over tid, kan forbrukere bidra med fleksibilitet som kan være viktig for å kunne utsette eller redusere investeringsbehovet i nettet. Dette vil komme kundene til gode gjennom lavere tariffer enn i tilfellet med nettinvesteringer. Samtidig vil kunder som tilpasser sitt forbruk til prissignaler fra kraftleverandør og nettselskap kunne redusere sine utgifter til strømforbruk og nettleie.

Uten forskriftsendringer vil frihetsgradene i gjeldende regelverk kunne føre til at forskjellene i hvordan nettselskapene utformer tariffene kan bli større. Et stort mangfold av ulike tariffstrukturer er vanskelig å forholde seg til, både for berørte kunder, for kraftleverandør dersom han i fremtiden skal være kundens primærkontakt, og for tilsynsmyndighet. NVE vil derfor vurdere å gi klarere føringer i forskriften om utforming av tariffer for uttak i distribusjonsnettet.

Nettariffens energiledd

I dag legges store deler av strømkundenes nettleie på kundens energiforbruk, mens mesteparten av kostnadene ved å bygge og drive nett for overføring av strøm er såkalte faste kostnader som ikke varierer med kundenes løpende bruk. NVE har så langt vurdert det som hensiktsmessig at det bruksavhengige energileddet i tariffen kan bidra til å dekke og fordele den store andelen faste kostnader i nettet på. Med nye muligheter er det flere forhold som kan tilsi at dette bør revurderes. En pris på bruk av strøm som overstiger den marginale kostnaden ved kundens strømforbruk innebærer at kunder som velger effektkrevende, men energireduserende teknologi, bidrar til å dekke en mindre andel av

² Nettselskapene har ikke plikt til å installere AMS dersom: a) forbruket i målepunktet er lavt og forutsigbart, b) installasjonen er til vesentlig og dokumenterbar ulempe for sluttbruker.

nettets kostnader, samtidig som kundens bruk av nettet er uendret eller økt. I tillegg påvirker tariffutformingen hvordan elektrisitet fra nettet vurderes opp mot andre energialternativer. Påslag i energileddet er nærmere omtalt i kapittel 3.3.

Tariffer for utkoblbart forbruk og forbrukerfleksibilitet

Nettselskapene har i dag mulighet til å tilby kunder reduserte tariffer mot at nettselskapet kan koble dem ut ved akutt eller forventet knapphet på overføringskapasitet. Siden juli 2009 har det vært opp til hvert enkelt nettselskap om de vil tilby kundene slike tariffer. Det er flere forhold som kan tilsi at ordningen bør vurderes nærmere.

Reduserte tariffer for utkoblbare kunder gir ikke riktig verdsetting av utkobling som et alternativ til nettinvesteringer ettersom ordningen ikke påvirker nettselskapets kostnader, men kun er en omfordeling av kostnader mellom nettselskapets kunder.

Nettselskapet kan likevel ha behov for fleksibilitet fra sluttbrukere som et virkemiddel i driften av nettet, for eksempel som en mulighet til å utsette investeringer i distribusjonsnettet. Det bør derfor legges til rette for markedsløsninger for forbrukerfleksibilitet hvor kunden kan velge å inngå avtale med en markedsaktør om salg av slike tjenester. Nettselskapet kan være en aktør som etterspør slik fleksibilitet. Forbrukerfleksibilitet kan også bidra til balansering av kraftsystemet gjennom deltakelse i balansemarkeder organisert av systemansvarlig (Statnett).

1.2 Utvikling

Utviklingen går i retning av mer effektkrevende forbruk, økte investeringer i nett og nye roller for forbrukere. Dette aktualiserer behovet for mer kostnadsriktig utforming av tariffene.

Mer effektkrevende forbruk

Utbygging av kapasitet i nettet er basert på hvor mye effekt det er forventet at kundene har behov for når forbruket er høyest. Tidspunkt for kundens energibruk har dermed betydning for utbyggingen og utnyttelsen av nettet. Lokalt kan både forbruk og produksjon være dimensjonerende for nettet.

De siste årene har maksimalt effektuttak vokst mer enn energiforbruket, og utviklingen forventes vil fortsette. Flere forhold gjør at det forventes økt bruk av elektrisitet framover, og økt maksimalt effektuttak i sentralnettet.

Boliger og yrkesbygg står for størsteparten av effektuttaket i distribusjonsnettet. Per i dag har vi ca. 2,3 millioner husholdninger i Norge, og antall husholdninger forventes å øke fremover³. Hvor mye effektuttaket i yrkesbygg og boliger vil øke avhenger blant annet av antall og størrelse, og hvilke bygningsstandarder, oppvarmingsløsninger for rom og tappevann som velges fremover. Passivbygg, mye bruk av fjernvarme og bioenergi til oppvarming vil gi mindre effektøkning i topplasttiden enn andre scenarier.

Økning i antall elbiler vil være med på å øke effektbehovet. Etter hvert som batterikapasiteten øker, vil det kreves mye effekt til ladning. Gitt at det blir mange elbiler, kan ladning av disse ha stor betydning for effektuttaket i nettet.

³ SSB befolkningsframskriving 2014-2100

Mildere klima kan bidra til lavere energibruk over året, men det er ikke gitt hvordan klimaendringer vil påvirke maksimalt forventet effektuttak.

Maksimalforbruket i nettet oppstår typisk på kalde vinterdager fra åtte til ti om morgenen, ettersom både yrkesbygg og boliger trenger mye elektrisitet i dette tidsrommet. Hvis noe av forbruket flyttes til tidspunkt hvor belastningen i nettet er mindre, kan dette redusere maksimalforbruket. Tilsvarende vil lading av elbiler om natten og oppvarming om natten i bygg med vannbårne systemer redusere effektbehovet om morgenen.

Det er likevel lokale variasjoner for når belastningen i nettet er størst. For eksempel kan maksimalforbruket i områder uten yrkesbygg tenkes å være størst om ettermiddagen, og i områder med sommerhytter kan maksimalforbruket oppstå på andre tider av året. Siden også produksjon kan være dimensjonerende for nettet lokalt, kan maksimalbelastningen i det lokale nettet komme når kraftverk med stor produksjon om sommeren mater inn i distribusjonsnettet. I en slik situasjon, vil økt forbruk i det aktuelle området bidra til å avlaste det lokale nettet.

Økte investeringer i nettet

Kostnadene i nettet forventes å øke betydelig de kommende årene på grunn av omfattende behov for re- og nyinvesteringer på alle nettnivå, og utrulling av AMS målere.

Basert på Statnett sin nettutviklingsplan, planlagte investeringer i regionalnettene, samt data og investeringsplaner for utvalgte selskap i distribusjonsnettet forventer NVE at det samlet sett skal investeres 120-140 milliarder kroner i sentral-, regional- og distribusjonsnettet (inklusive kostnader ved AMS) i perioden 2014-2023. Anslagene er beheftet med stor usikkerhet.

Økte investeringer betyr økte tariffer for brukerne av nettet, fordi nettselskapenes tillatte inntekter går opp. Det er husholdningskunder etterfulgt av næringsvirksomhet knyttet til distribusjonsnettet som betaler for den største andelen av nettselskapenes inntekter. For en gjennomsnittlig husholdningskunde kan tariffene øke med anslagsvis 25 prosent for perioden 2014-2023 som følge av de ovenfor nevnte nettinvesteringene. Det er stor usikkerhet knyttet til dette anslaget. Økte investeringer innebærer at tariffer som gir en rimelig kostnadsfordeling blir enda viktigere.

Plusskunder

Historisk har det vært et tydelig skille mellom kraftprodusenter og sluttbrukere. NVE har foreslått en ordning hvor plusskunder, dvs. sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningsspunktet, unntas fra ordinær innmatingstariff og avregnes energileddet i tariffen netto. Det er sannsynlig at flere kunder ønsker å produsere kraft til eget forbruk og å selge overskuddskraften. Med økt omfang av plusskunder vil det bli viktigere at overføringstariffen gjenspeiler kostnadene i nettet og hvordan disse oppstår.

Forbrukeradferd

Dagens teknologi gjør det mulig å flytte forbruk til andre tider på døgnet, uten at dette i særlig grad påvirker forbrukerens komfort. Forbrukere som velger å installere teknologi med automatiske styringssystem av temperatur, belysning og elektriske apparat vil kunne respondere raskt på prisvariasjoner i nettariffen og kraftprisen. Fremtidens apparater vil også kunne være smarte i den forstand at de agerer på for eksempel prissignaler eller lastforhold i nettet på bakgrunn forbrukerinnstillinger. Ved å fordele strømbruken jevnere

vil kundene kunne dempe forbrukstopper, og dermed bidra til å utsette eller redusere investeringer i nett.

2 Dagens regelverk og praksis

2.1 Energiloven og energilovforskriften

Energiloven av 1990 med forskrifter danner grunnlaget for dagens regulering av kraftmarkedet. Etter formålsparagrafen § 1-2 skal loven «sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.»

Alle som skal drive med overføring eller omsetning av elektrisk kraft må ha konsesjon. I forskrift til energiloven § 4-1 omtales formålet med omsetningskonsesjon:

”Konsesjonsordningen for omsetning av elektrisk energi har som formål å sikre en samfunnsmessig rasjonell kraftomsetning og nettvirksomhet gjennom å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet. Det skal tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.”

Om utforming av tariffen heter det i forskrift til energiloven § 4-4 d, annet ledd, tredje og fjerde punktum: «Tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet. Tariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold.»

2.2 Forskrift om kontroll av nettvirksomhet

Forskrift om kontroll av nettvirksomhet har som formål å «sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte.»

Nettselskapenes tillatte inntekter blir fastsatt på bakgrunn av en rekke faktorer for å sikre effektiv og rasjonell drift, utnyttelse og utvikling av nettet, samtidig som krav til leveringssikkerhet og leveringskvalitet opprettholdes.

Tariffene skal gi nettselskapet inntekter til dekning av kostnader innenfor nettselskapets tillatte inntekter og lovpålagt innbetaling til energifond. Kunden betaler tariff for uttak og innmating av kraft i tilknytningspunktet, og gis adgang til hele nettsystemet og kraftmarkedet.

Hvordan tariffene kan utformes er regulert gjennom del V i forskriften. Hovedprinsippene for tariffutforming er nedfelt i kontrollforskriften § 13-1:

- c) «nettselskapet plikter å tilby alle som etterspør netjtjenester ikke-diskriminerende og objektive punkttariffer og vilkår.»
- d) «tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet.»
- e) «tariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold.»

Kontrollforskriften deler tariffene i to grupper: Bruksavhengige tariffledd og andre tariffledd. Energiledd og kapasitetsledd utgjør bruksavhengige ledd, og skal som hovedregel reflektere kostnaden kundens strømforbruk påfører nettet. Med andre tariffledd forstås fastledd og effektledd. Disse skal dekke nettkostnader som ikke dekkes gjennom bruksavhengige tariffledd, og fordele disse kostnadene mellom kundene. En oversikt over tariffleddene finnes i tabell 1. I tillegg kommer tariffer ved tilknytning (anleggsbidrag og tilknytningsgebyr) og tariffer for særskilte tjenester.

Tariffgruppe	Formål	Tariffledd	Forskriftskrav til utforming
Bruksavhengig	Gi kunden prissignal	Energiledd (øre/kWh)	Større eller lik marginale tapsekostnader
		Kapasitetsledd (øre/kWh eller kr/kW)	Skal skape balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet
Andre tariffledd	Sikre kostnadsdekning og rimelig fordeling av kostnader	Fastledd	Større enn kundespesifikke kostnader
		Effektledd	Skal baseres på kundens uttak i definerte perioder

Tabell 1 Utforming av overføringstariffer i distribusjonsnettet

Prinsippene om utforming av tariffer er hovedsakelig utformet med tanke på å oppnå en effektiv bruk av nettet som allerede er bygget. Langsiktig tilpasning, det vil si effektiv utbygging av nettet, styres i distribusjonsnettet hovedsakelig av nettselskapenes leveringsplikt og krav til leveringskvalitet og leveringssikkerhet.

Reglene for anleggsbidrag gir kundene prissignal om kostnadene ved utbygging og forsterkning av nettet ved tilknytning, eller dersom kunden ber om økt kapasitet eller kvalitet utover det sikringsstørrelsen tillater.

Det er flere grunner til at bestemmelsen om anleggsbidrag alene ikke sikrer samfunnsøkonomisk effektiv utvikling av nettet. Anleggsbidrag er en éngangsbetaling som i all hovedsak kun kan fastsettes i de deler av nettet som ligger nærmest kunden, mens det ved behov for investeringer i overordnede nett som regel ikke er anledning til å kreve anleggsbidrag. En generell økning i kundenes effektuttak som utløser investeringer i nettet, vil ikke dekkes gjennom anleggsbidrag, men vil måtte dekkes av alle kundene over tariffen. Dessuten avdekkes ikke eksisterende kunders betalingsvilje for ny nettkapasitet gjennom reglene for anleggsbidrag.

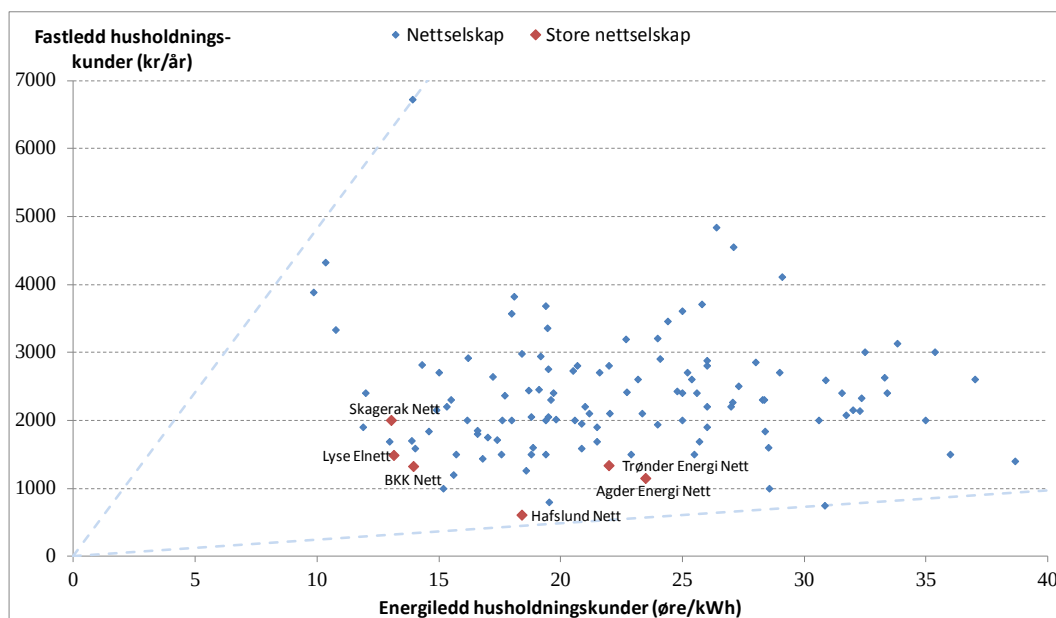
2.3 Dagens praksis

Grovt sett utgjør tariffer for transport av strøm om lag 1/3 av strømutgiftene til en husholdning, mens om lag 1/3 er betaling for selve strømmen til kraftleverandør og om

lag 1/3 er avgifter til staten⁴. Avgifter består av forbruksavgift, lovpålagt innbetaling til Energifond, elsertifikatkostnader og mva⁵.

Gjeldende regelverk gir nettselskapene stor grad av frihet til hvordan tariffene for uttak i distribusjonsnettet skal utformes. Husholdninger, fritidsboliger og mindre næringskunder har i all hovedsak tariffen som består av fastledd og energiledd. Kunder med hovedsikring over en fastsatt grense på eksempelvis over 80 ampere eller 125 ampere ved 230 Volt spenning, eller anlegg med forventet årlig forbruk over 100 000 kWh har vanligvis en tredelt tariff med fastledd, effektledd og energiledd.

Figur 1 viser nettselskapenes fastledd og energiledd til husholdningskunder per januar 2015. Hvert punkt representerer et nettselskap. De seks største nettselskapene er navngitt og markert med rødt. Energileddet som vises i figurens x-akse varierer fra ca. 10 øre/kWh til ca. 39 øre/kWh, mens fastleddet som vises i figuren y-akse varierer fra 600 kroner/år til ca. 6700 kroner/år. Selv om nivået på tariffene er ulikt mellom nettselskapene, er det også stor variasjon i fordeling av nettselskapenes inntekter mellom fastledd og energiledd fra husholdningskunder. Figuren illustrerer at nettselskapene benytter seg av frihetsgradene i tariffutformingen.



Figur 1 Energiledd og fastledd til husholdningskunder.

Energiledd

Prinsippet bak energileddet er at brukerne av nettet skal stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnaden disse aktørene påfører nettet ved bruk av strøm. Når kraft overføres gjennom nettet utvikles varme. Dermed går en del av kraften tapt. Prisen på bruk, energileddet, skal som hovedregel reflektere marginale tapskostnader ved

⁴ SSB Kraftpris, nettleie og avgifter 4. kvartal 2014.

⁵ For 2015 er forbruksavgift 13,65 øre/kWh, innbetaling til Energifond inngår i tariffen og utgjør 1 øre/kWh for husholdninger, og elsertifikatkostnaden som legges på kraftprisen forventes å utgjøre mellom 1,7 og 2,1 øre/kWh i 2015.

overføring av strøm. Slik skal energileddet bidra til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

I sentral- og regionalnettet og for innmating av produksjon i distribusjonsnettet skal energileddet fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader. For uttak i distribusjonsnettet er det i forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 14-2 er gjort unntak fra denne hovedregelen. For disse kundene kan energileddet i tillegg dekke en andel av de øvrige kostnader som ikke innkreves gjennom fastleddet. I praksis viser figur 1 over at energileddet settes vesentlig høyere enn marginaltapskostnadene ved overføring som antas å utgjøre ca. 5 øre/kWh⁶. De siste årene har over halvparten av distribusjonsnettenes samlede inntekt kommet fra energileddet. Kunder med høyt årsforbruk dekker dermed en relativt større andel av nettets faste kostnader enn kunder med lavt årsforbruk.

I sentralnettet fastsettes energileddet til sluttbrukere og produsenter ut fra marginale tapssatser for hvert enkelt utvekslingspunkt multiplisert med områdeprisen fastsatt i elspotmarkedet. Tapssatsene beregnes og publiseres i forkant for dag og natt/helg for kommende uke.

I distribusjonsnettet er det ikke krav til beregning av punktvis tapsprosent ved beregning av energileddet. Tapsprosenten settes gjerne lik marginaltapet i nærmeste utvekslingspunkt mot overliggende nett pluss gjennomsnittlig marginaltap for området⁷. Uttak og innmating har samme tapsprosent, men med motsatte fortegn. Energileddene blir fastsatt i forkant, ofte for ett år av gangen.

Netteier plikter å tilby tariffen med tidsdifferensiert energiledd til alle kunder i distribusjonsnettet som i forskrift er pålagt måleravlesning flere ganger i året, det vil si kunder med forventet årlig forbruk over 8000 kWh. I praksis innebærer dette et noe høyere energiledd i vinterhalvåret og et noe lavere energiledd i sommerhalvåret. Tilbakemeldingen fra nettselskapene er at svært få kunder velger tariffen med sesongvariabelt energiledd.

Kapasitetsledd

Regelverket åpner for et kapasitetsledd i tariffen, slik at det skapes balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet. Kapasitetsleddet kan benyttes når overføringsbehovet overstiger overføringskapasiteten i nettet. I timer med knapphet på overføringskapasitet kan kapasitetsleddet utformes som en høyere energipris i øre/kWh eller som en effektpriis i kr/kW. NVE er ikke kjent med at nettselskapene i distribusjonsnettet benytter kapasitetsledd i tariffen, men kapasitetsprising finnes i sentral- og regionalnettet hvor store og langvarige kapasitetsbegrensninger reflekteres gjennom ulike områdepriser på hver side av flaskehalsen.

Fastledd

Alle kunder i distribusjonsnettet skal betale et fastledd. Fastleddet dekker kundespesifikke kostnader og i tillegg en andel øvrige faste kostnader i nettet. Nettselskapene deler kundene inn i kunde grupper som tilbys ulike tariffen, basert på relevante nettforhold. Det

⁶ Basert på kostnadstall fra e-Rapp (2008-2012) og kraftpris lik 30 øre/kWh.

⁷ Flere distribusjonsnettselskap beregner likevel punktvis marginaltapsprosent for tariffing av produksjon.

er ikke uvanlig at husholdninger, fritidsboliger eller næring tarifferes ulikt fastledd. Om lag en tredjedel av distribusjonsnettenes samlede inntekt de siste årene kom fra fastleddet.

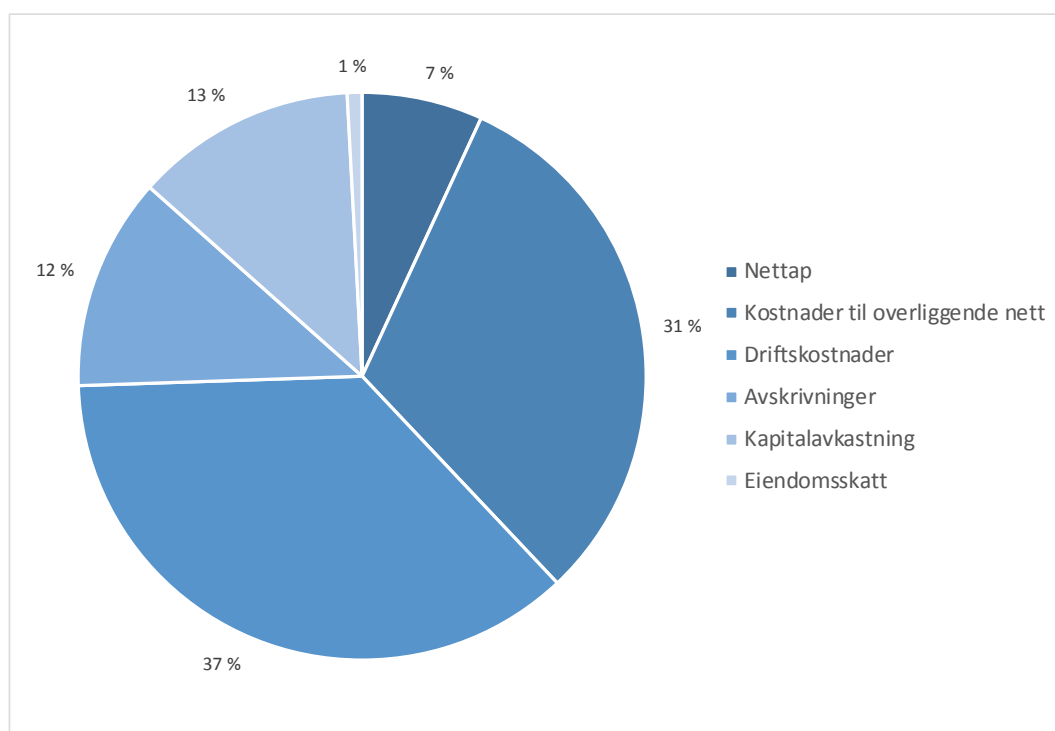
Effektledd

NVE har lenge ansett effektleddet i tariffen som en måte å dekke inn og fordele nettkostnader som ikke varierer med kundenes løpende bruk. Verken nettselskap eller kunder oppfatter effektleddet som nøytralt. Noen nettselskap benytter effektleddet aktivt for å påvirke kundenes tilpasning. For effektavregnede kunder i distribusjonsnettet utgjør effektleddet størstedelen av tariffen. Disse kundene er derfor opptatt av å overvåke og begrense sitt effektuttak for å redusere tariffkostnaden. NVE kjenner ikke til kundenes faktiske prisrespons eller hvilke kostnader som oppstår ved kundenes tilpasning.

3 Grunnlag for NVEs vurderinger

3.1 Kostnader for distribusjonsnettet

Både hensynet til effektivitet og fordelingshensyn innebærer at kostnadene i nettet og hvordan disse oppstår bør være bestemmende for hvordan tariffleddene bør utformes. Figuren under viser distribusjonsnettenes kostnader basert på rapporterte kostnadstall for perioden 2008-2012.



Figur 2 Kostnader for distribusjonsnettene

Nettap i eget distribusjonsnett og i overliggende nett avhenger av kundenes løpende bruk av nettet. Endret bruk hos kunden vil gi endrede tapsforhold i nettet.

Som nevnt tidligere er utbygging av overføringskapasitet i distribusjonsnettet basert på hvor mye effekt det er forventet at kundene har behov for når forbruket er høyest.

Kundenes forventede maksimale effektuttak har dermed betydning for hvordan nettet dimensjoneres.

Kapitalkostnad (avskrivninger og avkastning) utgjør 25 prosent av kostnadene i distribusjonsnettet, og avhenger av investeringskostnaden for nettanleggene som bygges. Økt overføringskapasitet medfører økt kapitalkostnad, men kapitalkostnaden dividert med overføringskapasitet avtar raskt med økende overføringskapasitet.

Ved utbygging av nett er det store skalafordeler og utbyggingen skjer i sprang. Vanligvis vil det være rasjonelt å bygge ut mer enn det den marginale etterspørselen etter overføringskapasitet tilsier, fordi marginalkostnaden ved å utvide overføringskapasiteten er liten sett i forhold til gjennomsnittskostnaden ved kapasitetsøkningen, og det kan være store ekstrakostnader ved underdimensjonering. Nettselskapene må også ta hensyn til usikkerhet i forventninger om fremtidig forbruksvekst over nettanleggenes levetid ved dimensjoneringen, og det må tas høyde for feil og utfall i nettet.

Driftskostnader utgjør 37 prosent av kostnadene i distribusjonsnettet og består i figuren over av personalkostnader, KILE, tap på fordringer og andre driftskostnader⁸. Det er rimelig å anta at driftskostnader er svakt økende med nettanleggets overføringskapasitet, blant annet fordi nettstasjoner for større transformatorer er større for store enn for små fordelingstransformatorer, og driftskostnadene øker med nettstasjonens omfang.

Kostnader til overliggende nett utgjør 31 prosent av kostnadene i distribusjonsnettet og består foruten nettap av kapital- og driftskostnader for regional- og sentralnettet, hvorav mindre deler av disse kapital- og driftskostnadene avhenger av overføringskapasitet.

3.2 Optimale tariffer

Kravet til effektivitet i energilovforskriften betyr at tariffen så langt som mulig skal bidra til god utnyttelse av eksisterende nett, og en effektiv utvikling og utbygging av nettet på bakgrunn av samfunnsøkonomiske effektivitetskriterier.

Kostnadsstrukturen i nettet med høye faste kostnader til etablering og vedlikehold, og lave variable kostnader ved overføring av strøm gjør nettet til det som kalles et naturlig monopol⁹. Fallende gjennomsnittskostnader innebærer at den prisen som gir optimal utnyttelse av nettet, ikke dekker nettselskapenes tillatte inntekt.

Det er to samfunnsøkonomiske kriterier som bør legges til grunn i vurderingen av tariffutforming:

- Optimal nettutnyttelse
- Riktige investeringer i nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisitet.

Utforming av tariffer kan deles i to. For det første skal tariffene gi riktige prissignaler for å påvirke forbruket. For det andre skal resten av kostnadene innenfor tillatt inntekt fordeles mellom kundene på en relevant måte som gir minst mulig vridning, slik at det samfunnsøkonomiske tapet ved innkrevingen blir minimert.

⁸ KILE: Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

⁹ Naturlig monopol er kjennetegnet ved subadditiv kostnadsfunksjon. Forenklet innebærer det at gjennomsnittskostnaden per produsert enhet er fallende.

Prissignaler gjennom tariffen

Et bærende prinsipp for beregning av optimale overføringstariffer på kort sikt er at brukerne av overføringsnettets stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnad disse aktørene påfører nettet. Dersom det ikke er kapasitetsbegrensninger i overføringsnettets, vil den eneste realøkonomiske kostnad som påføres av brukerne være den marginale tapskostnaden ved innmating og uttak¹⁰. Marginale nettapskostnader øker raskere enn utvekslet kvantum og kan derfor utgjøre en større kostnad enn det fysiske tapet. Størrelsen på marginale tap avhenger blant annet av avstanden mellom produksjon og forbruk. Forbruk som ligger langt unna produksjon medfører en høyere tapskostnad enn forbruk nær produksjon. Marginaltapenes størrelse vil variere mellom ulike tidsavsnitt ettersom den samlede belastningen på nettet endres.

Ved kapasitetsbegrensninger (flaskehalser) vil marginalkostnaden bestå av en tilleggskomponent som reflekterer den marginale betalingsvillighet for den knappe kapasiteten. I det norske kraftsystemet blir langvarige kapasitetsbegrensninger i sentralnettet priset ved bruk av prisområder i markedsklareringen. I distribusjonsnettene blir kapasitetsbegrensninger ikke priset løpende i dag. Dette kan skyldes praktiske utfordringer ved å utvikle markedsløsninger som effektivt kan løse kapasitetsbegrensningene ved endret forbruk eller produksjon, samt at nettselskapene investerer i ny nettkapasitet når etterspørselen nærmer seg kapasitetsgrensen.

Det er ikke opplagt at en prissetting lik kortsiktig marginalkostnad (marginaltap og eventuelle flaskehalskostnader), som kan gi en optimal utnyttelse av eksisterende nett på kort sikt, er tilstrekkelig for å gi en effektiv utvikling av nettet på lengre sikt. von der Fehr (2013) peker på at prissignalerne fra en tariff på løpende bruk ikke gir tilstrekkelig prissignal for beslutninger om tilknytning og kapasitet, det vil si investeringsbeslutninger. Brukerne av nettet gjør direkte og indirekte bruk av mer kapasitet og nettinstallasjoner enn det som kommer til uttrykk gjennom deres løpende innmating eller uttak, herunder reservekapasitet og installasjoner som er ment å håndtere uhell og andre uforutsette hendelser¹¹.

Kostnadsdekning innenfor tillatt inntekt

Når riktige prissignaler er gitt gjennom tariffen, vil resten av kostnadene ved utbygging og drift av overføringsnettets måtte fordeles mellom brukere av nettet. Mens hensikten med prissignaler for bruk av nettet er å påvirke forbruket, tilsier optimal kostnadsdekning at den delen av tariffen som skal sikre kostnadsdekning innenfor tillatt inntekt, skal påvirke forbruket minst mulig, for å unngå at høy pris gir underutnyttelse av nettet.

Samfunnsøkonomisk litteratur om inndekning av det residuale inntektsbehovet i regulerte monopoler, det vil si kostnadene som ikke varierer med kundens løpende bruk, omhandler særlig to prismodeller: Med Ramsey-prising differensieres prisene mellom ulike kunder, slik at de minst prisfølsomme kundene betaler mer.

Den andre prismodellen er basert på todelte tariffer. Det er denne modellen regelverket for tariffutforming i forskrift om kontroll av nettvirksomhet er bygget på. Variable

¹⁰ Nettapet i overføringsnettets utgjorde i 2013 8,2 TWh til en verdi av 2,5 milliarder kroner (eRapp 2013)

¹¹ von der Fehr (2013, s. 22).

tariffledd reflekterer kortsiktige marginalkostnader som nettap og eventuelle kapasitetsbegrensninger, og andre tariffledd skal virke minst mulig vridende på kundenes beslutninger om bruk av nettet på kort og lang sikt med hensyn til utnyttelse og utvikling av nettet.

Avveining av flere hensyn

NVE mener det er relevant å la tariffen gjenspeile at kundebeslutninger og forbruksmønster kan ha betydning for dimensjonering av nettet. Kundenes samlede effektuttak i topplast vil over tid påvirke dimensjonering av, og kostnadsutvikling i, overføringsnettet. Nettariffen kan ha betydning for kundens langsiktige tilpasning ved valg av investeringer i strømvhengige innretninger, som igjen kan påvirke belastningen i nettet og behovet for nettforsterkninger. For eksempel kan momentan oppvarming av varmtvann innebære at effektuttaket øker fra 2-3 kW med tradisjonell varmtvannsbereder med akkumulator tank til over 15 kW med gjennomstrømningsoppvarming.

NVE mener det kan være ønskelig å gi langsiktige signaler gjennom tariffen som ikke i tilstrekkelig grad reflekteres gjennom prissignalet fra et marginaltapsbasert energiledd. Hvor sterkt et slikt prissignal bør være, må imidlertid avveies mot hensynet til å oppnå kortsiktig samfunnsøkonomisk effektivitet og at tariffen skal være forståelig og oppfattes som rimelig blant kundene.

3.3 Påslag i energileddet

Marginale tapskostnader ved bruk av strøm utgjør om lag 5 øre/kWh i gjennomsnitt¹², mens energileddet i tariffen uten avgifter i gjennomsnitt for alle nettselskap var 18,1 øre/kWh per januar 2015. Differansen mellom energiledd og marginaltapskostnad utgjør et påslag som skal bidra til å dekke kapital- og driftskostnader innenfor nettselskapenes tillatte inntekt. Dette påslaget kan gi samfunnsøkonomisk uheldige prissignaler, og samfunnsøkonomisk tap i form av lav nettutnyttelse på kort sikt og for høy lønnsomhet av alternativer til strøm fra nettet på lang sikt.

Det samfunnsøkonomiske tapet ved at prisen på bruk av strøm settes over marginalkostnaden kan likevel være beskjedent, dersom prisfølsomheten i etterspørselen til kundene er lav. NVE mener utfordringen med dagens høye energiledd i hovedsak er knyttet til de langsiktige insentivvirkningene.

Nivået på energileddet påvirker det relative prisforholdet mellom elektrisitet fra nettet og andre alternativer, uten at det tas hensyn til kraftsystemet eller nettet. Økt kostnadseffektivitet og bedre kapasitetsutnyttelse kommer på sikt kundene til gode gjennom lavere tariffer. Eksempel på hvordan relative priser påvirkes gjennom et påslag i energiledd kan være:

1. Prisforholdet mellom elektrisitet og andre energibærere. Nivået på energileddet påvirker den relative lønnsomheten av elektrisitet kontra fyringsolje, gass eller andre alternativer ved valg av oppvarmingsløsning. Nye produkter som elbiler, gjennomstrømningsvannvarmere og ulike varmepumpeteknologi gir flere valgmuligheter. Det kan tilsi at det fremover blir viktigere å tilstrebe korrekte prissignaler for å unngå at forbrukere og

¹² Basert på kostnadstall fra e-Rapp (2008-2012) og kraftpris lik 30 øre/kWh.

andre aktører foretar tilpasninger ved investering og bruk som gir høyere samfunnsøkonomiske kostnader enn nødvendig.

2. Lønnsomheten av energieffektiviseringstiltak og prisforholdet mellom strømproduksjon bak egen måler og strøm fra nettet. Slik plusskundeordningen er foreslått med nettoavregning av energiledd vil investering i produksjonsutstyr bak egen måler være mer privatøkonomisk lønnsomt dersom kunden også kan spare bidrag til dekning av kapital- og driftskostnader gjennom energileddet. Tilsvarende gjelder for investeringer i energieffektiviseringstiltak.

For det andre gir dagens energiledd omfordelingsvirkninger. Påslaget i energileddet innebærer at nettets kapital-, og driftskostnader i stor grad fordeles etter kundenes årsforbruk. I hvilken grad dette vurderes som rimelig avhenger blant annet av sammenhengen mellom ulike kunders årsforbruk og ulike kunders behov for nettkapasitet. Denne sammenhengen kan bli svakere i årene fremover. For eksempel kan beboere i en ny bolig med effektkrevende elektriske apparater etterspørre høyere nettkapasitet enn beboerne i en eldre bolig med tradisjonelt forbruksmønster, selv om førstnevntes strømforbruk på årsbasis er vesentlig lavere.

Et annet eksempel på hvordan påslag i energileddet påvirker kostnadsfordelingen kan være en kunde som produserer egen elektrisitet og normalt reduserer strømforbruket sitt på årsbasis, slik at nettselskapets inntekter fra disse kundene går ned. Tilsvarende gjelder for en kunde som gjennomfører etterisolering.

Gjennom inntektsreguleringen er nettselskapene sikret kostnadsdekning dersom de driver effektivt. Reduserte inntekter fra ovennevnte kunder vil dermed måtte dekkes av øvrige uttakskunder. Påslaget i energileddet vil gi samme økonomiske insentiver for plusskunden og kunden som etterisolerer per kWh redusert uttak fra nettet. De to kundenes tiltak kan imidlertid ha svært ulik virkning for utnyttelsen av nettet. Etterisolering vil, alt annet likt, medføre at denne kunden reduserer sitt kraftforbruk vinterstid og dermed bidrar han til å avlaste nettet. Dersom plusskunden har installert solceller vil det ikke ha samme gunstige virkning for nettet. Solcellene produserer i all hovedsak strøm i perioder av året hvor det samlede strømforbruket er lavt, og påvirker ikke plusskundens uttak fra nettet når det er mest anstrengt. Energieffektivisering som tar hensyn til hvordan endret forbruk påvirker kraftsystemet innebærer at kundene kontrollerer energibruken ikke bare i volum, men også over tid. Dersom energieffektivisering gjennomføres slik at det bidrar til å balansere systemet både lokalt og nasjonalt kan nettet utnyttes bedre og investeringer i nytt nett kan trolig utsettes eller reduseres. Siden effektbehovet i fremtiden kan bli minst like viktig som energibehovet, har dette betydning for hvordan tariffene bør utformes med tanke på insentiver til energieffektivisering.

3.4 Gjennomførte utredninger

NVE arbeider kontinuerlig med å vurdere regelverket rundt tariffing og temaet utredes jevnlig. I 2013 utarbeidet THEMA Consulting Group på oppdrag fra NVE rapportene «Prising av overføringskapasitet med AMS» og «Innkrevning av residuale nettkostnader med AMS». Høsten 2014 leverte EC-Group rapporten «Framtidig utforming av nettariffer.» I det følgende er hovedtema og konklusjoner fra disse rapportene gjengitt.

Prising av overføringskapasitet med AMS og innkreving av residuale nettkostnader med AMS

Rapportene tar for seg ulike måter å utforme tariffere på når kundene har installert AMS målere. Vurderingene er gjort ut i fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Energiledd

THEMA Consulting Group anbefaler at energileddet avregnes på bakgrunn av forhåndsfastsatte marginaltapssatser og etter løpende kraftpriser. Dette kan bidra til endringer i kundens tilpasning og gi bedre kunnskap om kundedadferd. THEMA Consulting Group peker på at tilpasning til energiledd som gir signaler om kapasitetsbegrensninger på kort sikt kan redusere tapene i nettet, og på lang sikt kan redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer.

Om den praktiske utformingen skriver THEMA Consulting Group¹³:

«Marginaltapssatsene kan differensieres på basis av strukturen i marginaltapene, f.eks mellom dag og natt og/eller mellom sommer og vinter. Det kan også vurderes om det i noen tilfeller skal settes ulike marginaltapssatser for ulike deler eller soner i et distribusjonsnett, dersom det er betydelige systematiske forskjeller i marginaltap mellom ulike deler av nettet.»

Effektprising

Generell effektprising anbefales ikke av THEMA Consulting Group, fordi det er vanskelig å utforme presise og effektive tariffledd som reflekterer kapasitetsknapphet i nettet. Tariffene bør utformes slik at de ikke gir prissignaler som fører til en dårlig utnyttelse av kapasiteten i nettet.

THEMA Consulting Group finner at kostnadene ved kortsiktig effektprising kan være betydelige i forhold til den enkelte forbrukers bidrag til å redusere effektuttaket. Dette gjelder spesielt når effektknapphet er et relativt lite problem i distribusjonsnettet. Det pekes også på vesentlig usikkerhet om hvor elastisk forbruket i realiteten er når det gjelder dynamiske tariffere. AMS-målere vil gi bedre informasjon om faktisk tilpasning og kostnader knyttet til forbrukerrespons.

Kostnadsfordeling

THEMA Consulting Group drøfter følgende fem mulige utforminger av alternative tariffmodeller for innkreving av de residuale nettkostnadene, som ikke nødvendigvis er gjensidig utelukkende:

- *Differensierte påslag på energileddet* der en relativt stor andel av residuale kostnader kreves inn gjennom et påslag på energileddet. Energileddet kan differensieres på grunnlag av kundens størrelse på forbruk, kundegruppe, brukstid, grad av samlokalisering eller observert prisfølsomhet.
- *Effektavregning* der residuale kostnader i hovedsak dekkes gjennom et effektledd basert på kundens faktiske effektuttak. Kundene betaler effekttariffer per kW maksimalt uttak i løpet av en gitt periode eller gjennomsnittlig effektuttak i perioden. Modellen innebærer en utvidelse av dagens ordning med tariffing av effektmålte kunder i distribusjonsnettet og forbruk i regional- og sentralnettet.

¹³ THEMA-Rapport 2013-23 side 4

- *Differensierte fastledd* der fastleddet differensieres mellom kunder på bakgrunn av maksimalt eller gjennomsnittlig effektuttak, brukstid eller observert prisfølsomhet. Om fastleddet differensieres etter effektuttak, vil dette tilsvare modellen over med effektavregning.
- *Abonnert effekt* der kunden abonnerer på en fast mengde effekt og betaler effektledd per kW abonnert effekt, i tillegg til energiledd og fastledd. Effektuttak utover abonnert effekt vil gi ekstra kostnad.
- *Kvalitetsabonnement* der de residuale nettkostnadene fordeles mellom kundene ut ifra deres etterspørsel etter kvalitet. Høy kvalitet gir høyt fastledd, og lav kvalitet gir lavt fastledd. Lav kvalitet innebærer at nettselskapet kan koble ut forbruket etter nærmere angitte kriterier.

Hver av modellene vurderes med hensyn til samfunnsøkonomisk effektivitet i praksis, oppfyllelse av forskriftskrav, administrativ håndterbarhet og fordelingsvirkninger.

THEMA Consulting Group konkluderer med at en utvidelse av dagens effektavregning eller økt bruk av fastledd peker seg ut som de mest aktuelle alternativene, men at detaljutformingen av modellene vil være viktig for vurderingen.

Framtidig utforming av nettariffer

Rapporten «Framtidig utforming av nett-tariffer» tar for seg kostnadsstruktur, kostnadsdrivere og kostnadsbidrag i nettet. EC-Group anbefaler i rapporten at tariffutformingen bør være den samme til alle kunder, og bestå av energiledd og fastledd. I tillegg bør det benyttes kapasitetsledd i situasjoner hvor overføringsbehovet faktisk overstiger overføringskapasiteten i nettet.

Energileddet settes lik marginaltapskostnaden i nettet og fastleddet differensieres etter størrelse på kundens inntakssikring. Energileddet antas å utgjøre ca. 20 prosent av nettselskapenes tariffinntekter. Fastleddet antas å utgjøre ca. 80 prosent av nettselskapenes tariffinntekt, og kan ut i fra kostnadsstrukturen hos nettselskapet deles i tre deler, men presenteres som ett sikringsdifferensiert tariffledd for kundene:

1. Fastledd (kr/kunde) til dekning av kunderelaterte kostnader som er økende med sikringsstørrelse siden kostnader for måling og tilsyn er økende med økende kunderstørrelse. Det antas denne delen av fastleddet utgjør ca. 10 prosent av nettselskapenes tariffinntekt, eller i gjennomsnitt 530 kr per kunde per år.
2. Fastledd (kr/ampere) til dekning av de kundenære deler av nettet. Med kundenære nett menes hovedsakelig lavspennnett og nettstasjon. Denne delen av fastleddet avtar med økende sikringsstørrelse, og utgjør ca. 20 prosent av nettselskapets tariffinntekt.
3. Fastledd (kr/ampere) til dekning av administrative kostnader og kostnader i de overordnede deler av nettet. Denne delen av fastleddet er likt for alle kunder og utgjør ca. 50 prosent av nettselskapets tariffinntekt.

Forholdet mellom de ulike deler av tariffleddene vil variere mellom nettselskap ut i fra nettselskapenes tillatte inntekt.

3.5 Tariffprosjekter

NVE har gitt NTE Nett og Fredrikstad Energi Nett dispensasjon fra forskrift om kontroll av nettvirksomhet for utprøving av nettariff med abonnert effekt. Prosjektene er kjent som Smart Energi Hvaler og Demo Steinkjer.

Et fåtall utvalgte kunder i disse nettområdene fikk nettariffer basert på abonnert effekt og de fikk visualisert strømforbruket gjennom et display. Dette gav redusert energiforbruk og redusert effektuttak. Prosjektene fant at tariffer kan være et viktig virkemiddel for å utnytte kapasiteten i eksisterende nett, men at tariffer med abonnert effekt kan være vanskelig å kommunisere og gir overstimulering til lastreduksjon også i perioder der nytteverdien er begrenset.

NTE Nett planlegger fra mai 2015 å teste ut dynamisk nettariff med effektledd som reflekterer kapasitetsforholdene i nettet hos kunder i Demo Steinkjer.

Foruten disse, er flere demoer tilknyttet Smartgridsenteret¹⁴. Noen er rettet mot test av teknologi, og noen mot forbrukeradferd og nye forretningsmodeller for energitjenester. For eksempel vil man se nærmere på hvordan effektbehovet påvirker nettet hos bolighus på Skarpsnes som over året produserer like mye energi som de forbruker. Disse husene har et høyt effektbehov, og prosjektet vil se nærmere på hvordan man kan unngå å øke nettkapasiteten ved å styre etterspørselen etter effekt i husene.

3.6 Internasjonale føringer

Ved utforming av tariffstruktur og de enkelte tariffleddene, må det tas utgangspunkt i rammebetingelser og politiske føringer som foreligger.

Den tredje energimarkedspakken ble vedtatt i EU i 2009. Formålet er blant annet å innføre felles regler for produksjon, overføring, distribusjon og forsyning av elektrisitet og gass. Artikkel 37 nr. 1 og 6 i elmarkedsdirektiv 72 krever at reguleringsmyndighetene enten regulerer tariffene eller metoden for fastsettelse av tariffer på forhånd. Reguleringsmyndighetene skal videre sikre at tariffene er ikke-diskriminerende, kostnadsreflekterende og tar hensyn til eventuelle nettkostnader som kan unngås på lang sikt som følge av distribuert produksjon og forbrukstilpasning. Den tredje energimarkedspakken er så langt ikke implementert i norsk lov.

Utviklingen går i retning av mer detaljerte krav til energieffektivisering. Energieffektiviseringsdirektivet ble vedtatt i EU i 2012, men har ikke trådt i kraft i EØS. Artikkel 15 fastslår, gitt nytte-kostnadsbetraktninger og driftssikkerhet, at brukere av nettet gjennom nettariffer og reguleringer skal gis insentiv til å implementere energieffektiviseringstiltak, og insentiv til forbrukerfleksibilitet («demand response») og «demand-side management».

¹⁴ The Norwegian Smartgrid Centre er et nasjonalt kompetansesenter for smartgrid. Virksomheten omfatter forskning, undervisning, test- og demoprojekter, næringsutvikling og kommersialisering.

4 Omtale av mulige endringer

NVE vurderer å foreslå endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Spesielt vurderes å fjerne unntaket som åpner for at energiledd for uttak i distribusjonsnettet også kan dekke en andel av de øvrige kostnader. Det vil da ikke lenger være anledning til å kreve inn andre nettkostnader enn marginale tapskostnader gjennom energileddet. Videre vurderer NVE om det bør gis klarere føringer på hvordan nettselskapene skal hente inn øvrige nettkostnader med tanke på de overordnede målsettinger om effektiv bruk og effektiv utvikling av nettet og hensynet til en relevant og rimelig kostnadsfordeling. Tariffene bør også være enkle å forstå, herunder eget forbruks konsekvenser for strømregningen.

I kapittel 4.1 drøftes utforming av energiledd i distribusjonsnettet. NVE ber om innspill på hvordan det er hensiktsmessig at energileddet for uttak i distribusjonsnettet beregnes og differensieres, både geografisk og i tid.

I kapittel 4.2. skisseres tre ulike modeller for fordeling av kostnader basert på effekt. NVE ber om innspill på disse modellene.

I kapittel 4.3 omtales fordeler ved mer standardisert tariffstruktur. NVE ønsker høringsinstansenes syn på en mer standardisert tariffstruktur.

Kapittel 4.4 tar for seg virkemidler nettselskapene har ved knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet, og spesielt hvordan sluttbrukerfleksibilitet og laststyring kan bidra til mer effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. NVE ber om innspill på konseptet med at nettselskap kjøper sluttbrukerfleksibilitet, og at tariffordningen med reduserte tariffer for utkoblbare kunder avvikles.

4.1 Energiledd lik marginale tapskostnader

På bakgrunn av de uheldige insentivvirkningene beskrevet i kapittel 3.3 vil NVE vurdere å fjerne unntaket hvor det åpnes for at tariffer for uttak i distribusjonsnettet kan dekke deler av øvrige kostnader gjennom energileddet. Et rent marginaltapsbasert energiledd vil gi riktig prissignal om kundens bruk, noe som bedrer utnyttelsen av nettet, og som er nøytralt i forhold til lønnsomhetsvurderinger av alternativer til elektrisitet fra nettet.

Et energiledd som varierer løpende med de faktiske tapskostnadene i hvert enkelt tilknytningspunkt er den teoretisk optimale prismodellen, forutsatt at kundene har mulighet til å respondere på disse prisene, og at det ikke er noen transaksjonskostnader. Marginaltapsprisen kan bli betydelig når belastningen i nettet nærmer seg kapasitetsgrensen, og et energiledd med høy differensiering i tid og rom vil derfor innebære en form for kapasitetsprising. I praksis kan kostnadene ved løpende beregning og kundens kostnader ved å respondere hyppig overstige nytten.

En tilnærming til å beregne marginaltapsprisen i kundens tilknytningspunkt, kan være at nettselskapet fastsetter marginale tapsprosenter på bakgrunn av et gjennomsnitt av marginaltapene i konsesjonsområdet, som legges til marginaltapsprisen i nærmeste utvekslingspunkt(er) mot overliggende nett. Det må vurderes nærmere om nettselskapet skal definere ett eller flere nettområder i eget nett på bakgrunn av ulikheter i tapsforhold.

Timesverdier fra AMS måleren gir nettselskapene mulighet til å tariffere energiledd som reflekterer kostnadene kundens forbruk påfører nettet på marginen, time for time, forutsatt at nettselskapet har lagt inn beregningsmetodikk for dette i selskapets nettinformasjonssystem. I praksis kan det være hensiktsmessig at marginaltapssatser og energiledd skal være kjent for kunden på forhånd. Dersom kundene har informasjon om både strømpris og marginaltap, vil kunden kunne tilpasse forbruket og få insentiver til å flytte forbruk fra timer med høye marginaltapskostnader til timer hvor marginaltapskostnaden og belastningen i nettet er lavere. Dette kan bidra til at kapasiteten i nettet utnyttes mer effektivt, som igjen kan gi besparelser i form av reduserte eller utsatte investeringer i nett. Energileddet bør derfor kunne tidsdifferensieres på bakgrunn av endrede tapsforhold i nettet. Hvilke krav som skal stilles til minimums tidsoppløsning må vurderes nærmere.

NVE har satt i gang et prosjekt for blant annet å se nærmere på beregningsmetodikken for fastsettelse av marginaltap i distribusjonsnettet, og hvilke krav som bør stilles til minimum tidsoppløsning.

4.2 Andre tariffledd

Ettersom tariffene fremdeles skal dekke nettselskapets kostnader innenfor tillatt inntekt, må en inntektsreduksjon fra energileddet måtte kompenseres med en tilsvarende økning i inntekten fra andre tariffledd¹⁵.

Ettersom effektbehovet i fremtiden ventes å bli minst like viktig som energibehovet og kostnadene ved å bygge nett i større grad avhenger av kundenes effektbehov enn av energiforbruket, vil en kostnadsfordeling basert på effekt være mer relevant enn en kostnadsfordeling basert på energi.

Etter NVEs vurdering er det tre modeller som er aktuelle for å få dekket nettkostnader som ikke dekkes gjennom energileddet. En kombinasjon av modell 1 og 2 er også aktuelt.

1. Effektledd (kr/kW) basert på målt effektuttak
2. Effektledd (kr/A eller kW) basert på sikringsstørrelse
3. Effektledd basert på abonnert effekt
 - a. Med mulighet for overforbruk
 - b. Med bruk av bryterfunksjonalitet i AMS måler

I alle modeller betaler kundene for kundespesifikke kostnader, det vil si for kostnader til måling, avregning, fakturering og tilsyn. Enten ved å avregne et fastledd, eller ved at disse kostnadene legges inn i det effektbaserte tariffleddet. I tillegg avregnes kundene et energiledd som dekker marginale tapskostnader.

Innenfor hvert konsesjonsområde benyttes samme modell for alle uttakskunder. Det følger av prinsippene for punkttariffer at det fremdeles skal utarbeides separate tariffer for høyspent og lavspent uttak, slik at kunder tilknyttet høyspenningsnettet ikke betaler for

¹⁵ EC-Group har beregnet en årlig inntektsreduksjon på ca. 5,9 milliarder kroner basert på hva en gjennomsnittlig inntekt fra et marginaltapsbasert energiledd for perioden 2008-2012 ville utgjort.

kostnader i lavspenningsnettet¹⁶. Dersom den generelle tariffutformingen forutsetter at kundene har installert AMS måler, må det i regelverket fremgå hvordan nettselskapene skal håndtere forbruk som i forskrift er unntatt fra AMS måler.

Ulike kundegrupper har forskjellig bruksmønster over året. Et vanningsanlegg har kun sommerforbruk og en skiheis har kun vinterforbruk. Tilsvarende gjelder for en sommerhytte ved sjøen og en vinterhytte på fjellet. Under forutsetning av at tariffing basert på effekt skal uttrykke kundens effektansvarlighet, kan det være urimelig at kunder med effektuttak under høylast betaler det samme som kunder med effektuttak under lavlast. En måte å løse dette på, er å sette en høyere pris på effekt i perioder hvor det samlede effektuttaket er høyt, enn i perioder med lavere samlet effektuttak.

I tillegg til en mer relevant kostnadsfordeling gir effekttariffer insentiv til flytting av forbruk, som kan gi reduksjon eller lavere vekst i nettets maksimallast. Dette kan i sin tur være medvirkende til at investeringer i nettet kan utsettes eller reduseres. Dette vil i så fall komme både kunder, i form av lavere tariffer, og nettselskap til gode.

4.2.1 Effektledd basert på målt effektuttak

Øvrige nettkostnader dekkes gjennom et effektledd i kr/kW. Det fastsettes referansetimer, og kundenes effektuttak i disse referansetimene utgjør avregningsgrunnlaget.

Det kan tenkes et stort antall ulike måter å fastsette referansetimene på. Forbruket i timene som utgjør avregningsgrunnlaget kan refereres til for eksempel:

- kundens maksimale effektuttak
- kundens effektuttak i timen med høyest forventet makslast i distribusjonsnettet
- kundens effektuttak i timen med forventet makslast i et samlet nettsystem.

Referansetimene kan for eksempel være ukentlig, månedlig eller årlig. Det kan være enkelttimer eller et gjennomsnitt av flere referansetimer. Referansetimene kan vektes ulikt over året, eller avregningssatsen (kr/kW) kan variere.

Kundens maksimale effektuttak har relevans for kostnadene i lavspenningsanlegget og nettstasjoner siden kapasiteten må utvides når kundenes effektuttak øker. På høyere nettnivå er nettet dimensjonert ut i fra den samlede maksimalbelastningen i den eller de timene i året med høyest belastning, og det er ikke opplagt at denne eller disse timene sammenfaller med kundens målte maksimaleffekt.

Det kan være krevende å fastsette referansetimer som ivaretar hensynet til både kortsiktig og langsiktig samfunnsøkonomisk effektivitet, og samtidig gir en rimelig fordeling av nettkostnadene. Prisen kundens bruk påfører nettet ved å ta ut en ekstra kWh reflekteres gjennom energileddet i tariffen. Samtidig kan det på sikt være hensiktsmessig å supplere prissignalet fra energileddet for å synliggjøre at kundens beslutninger om valg av strømvhengige innretninger kan påvirke belastningen på nettet. Ved fastsettelse av referansetimer må disse forhold avveies, og samtidig må det tas hensyn til hvordan tariffen oppfattes blant kundene. De fleste nettselskap har i dag kunder med

¹⁶ Punkttariffer dekker kostnaden i overliggende nett og eget nett, og gir kunden tilgang til hele kraftmarkedet.

effektavregning. Dette er i all hovedsak større næringskunder¹⁷, og det er stor variasjon i hvordan referansetimene som danner avregningsgrunnlaget for disse kundene fastsettes.

NVE ber om tilbakemelding fra høringsinstansene på om høringsinstansene oppfatter modellen som egnet for å kreve inn kostnader som ikke dekkes gjennom et marginaltapsbasert energiledd, og spesielt hvordan avregningsgrunnlaget bør fastsettes.

4.2.2 Effektledd basert på sikringsstørrelse

I denne modellen avregnes kundene et effektbasert tariffledd som en fast pris (kr/ampere eller kr/kW) ut i fra hvilken sikringsstørrelse kunden har installert. Tariffer basert på sikringsstørrelse forutsetter at nettselskapet til enhver tid har oversikt over kundenes inntakssikringer. Dette er ikke tilfellet hos mange nettselskap i dag.

Inntakssikringen er et mål på kundens mulige effektuttak fra nettet, og er den kapasiteten kunden bestilte fra nettselskapet ved tilknytning¹⁸. Kundens inntakssikring avgjøres normalt ved etablering av første kundeforhold. Tariffer basert på kundens inntakssikring vil derfor kunne påvirke kundens valg av oppvarmingsløsning på etableringstidspunktet, men vil ikke påvirke kundenes løpende bruk.

Det er store forskjeller i kostnadsnivået mellom nettselskapene. NVEs nettleiestatistikk for januar 2015 viser at samlet fastledd og sikringsbasert effektledd for en gjennomsnittlig husholdning kan variere fra 3040 kroner til 9120 kroner hos nettselskapet med henholdsvis lavest og høyest kostnadsnivå, forutsatt et marginaltapsbasert energiledd på 5 øre/kWh¹⁹.

Flere nettselskap som har sikringsdifferensierte tariffledd i dag har fastsatt trappetrinn, slik at kunder med lavere inntakssikring enn for eksempel 25 ampere betaler en pris, og kunder med inntakssikringer mellom for eksempel 25 og 40 ampere betaler en totalt sett høyere pris. For å unngå at kostnaden ved å være tilknyttet nettet blir urimelig, bør det være flere trinn også blant de mindre kundene.

Det påregnes at kunder som har større inntakssikring enn nødvendig ønsker å nedsikre anlegget sitt, for å redusere sine stømutgifter. Kostnaden ved nedsikring vil variere etter type installasjon hos kunden og alder på anlegget. Kunden må selv dekke denne kostnaden. Nedsikring kan sammen med eventuelt redusert effektuttak hos kunden representere et samfunnsøkonomisk tap, spesielt dersom det er ledig overføringskapasitet i nettet. Dersom tariffen kan baseres på en programmert sikringsstørrelse («software fuse»), vil modellens effektivitet forbedres, fordi kunden slipper inngrep i den fysiske installasjonen dersom han ønsker å endre sikringsstørrelsen som legges til grunn for tarifferingen. En slik løsning er beskrevet i kapittel 4.2.3 under modellen abonnert effekt med bruk av bryterfunksjonalitet i AMS måler.

Ved beregning av anleggsbidrag legges kundens bestilte effekt til grunn. Bestilt effekt angir hvor mye effekt kunden har rett til å ta ut, uten å utløse nytt krav om anleggsbidrag. Kunder som nedsikrer sine anlegg gir fra seg retten til å ta ut effekt utover ny

¹⁷ Ofte kunder med hovedsikring over 80 -125A eller forventet årlig energiforbruk over 100 000 kWh.

¹⁸ Ved bruk av inntakssikring må det også tas hensyn til antall faser og spenning.

¹⁹ En gjennomsnittlig husholdning har 20 000 kWh årlig forbruk

sikringsstørrelse, og løper en risiko for at frigjort overføringskapasitet fordeles til andre kunder.

NVE ber om innspill fra høringsinstansene på om et effektledd basert på sikringsstørrelse er egnet for å kreve inn kostnader som ikke dekkes gjennom et marginaltapsbasert energiledd.

4.2.3 Abonnert effekt

I denne modellen avregnes kunden etter hvor mye effekt han har valgt å abonnere på. Kundene abonnerer på en viss mengde effekt til en gitt kostnad per kW, tilsvarende som å abonnere på bredbåndspakker. Dersom uttak utover abonnert effekt tillates, fastsettes en vesentlig høyere pris for uttak utover abonnert effekt.

Modellen innebærer at hver enkelt kunde må ta stilling til hvor mye effekt (gjennomsnittlig per time) han ønsker å abonnere på. Kundene bør kunne endre abonnert effekt etter behov og betalingsvillighet, men om prisen differensieres over året, kan det være hensiktsmessig å sette begrensninger på nedjustering av abonnementet innenfor året. Modellen kan utformes på to ulike måter, avhengig av konsekvensene dersom effektuttaket overstiger abonnert effekt.

Overforbruk

Kundene kan ta ut ønsket effekt, men belastes en ekstra kostnad for forbruk utover abonnert effekt. Kostnaden ved å ta ut mer effekt enn abonnert vil være avgjørende for hvordan kundene tilpasser seg.

Pris på overforbruk kan være knyttet opp mot forbruk i kWh for uttak i timer som overstiger abonnert effekt. Alternativt kan det fastsettes en høyere sats per kW maksimalt effektuttak.

Bryterfunksjonalitet i måler

AMS-målerne kan fjernstyres og det er blant annet mulig å sette en øvre grense for effektuttaket. Denne grensen kan for eksempel settes lik abonnert effekt. Kunden vil da slippe etterfakturering for overforbruk, men må passe på at effektuttaket holdes innenfor den abonnerte effekten for å unngå at strømmen brytes. Når kundens effektuttak nærmer seg den fastsatte abonnementsgrensen varsles kunden, enten gjennom eget utstyr eller via nettselskapet. Før bryte- og strupefunksjonalitet i AMS måleren kan tas i bruk til tariffing, trengs mer kunnskap om de tekniske forhold ved denne funksjonaliteten.

NVE ber om høringsinstansenes syn på om en modell med abonnert effekt er eget for innkreving av nettkostnader som ikke dekkes gjennom et marginaltapsbasert energiledd, og spesielt hvordan forbruk utover abonnert effekt bør håndteres.

4.3 Mer standardisert tariffstruktur

Innenfor dagens regelverk har nettselskapene stor frihet til å utforme tariffen og definere kunde grupper. Innføring av AMS gir flere alternative måter å fastsette tariffene på. Uten føringer fra myndighetene er det derfor grunn til å tro at variasjonen i tariffutforming mellom nettselskaper kan bli større.

Det er ikke ønskelig at nettselskap utformer tariffer på en måte som gir uheldige insentivvirkninger eller som i mindre grad bidrar til effektiv utvikling og effektiv utnyttelse av nettet.

Dagens ulikheter mellom nettselskap ved definering av kundegrupper og fastsettelse av tariffer for ulike kundegrupper gjør at ellers like kunder tarifferes ulikt i forskjellige nettområder. For eksempel settes tariffen per kWh for energimålte næringskunder både høyere og lavere enn tariffen for husholdningskunder i samme nettområde. En standardisert tariffstruktur vil synliggjøre det reelle kostnadsnivået hos nettselskapet, og gjøre tariffen sammenlignbar mellom nettområder. Dette vil gi likere konkurranseforhold mellom bedrifter som i dag tarifferes ulikt på bakgrunn av ulik tariffstruktur. Mer standardisert tariffstruktur innebærer at det i større grad gis føringer for hvilke kostnader som kan inngå i de ulike tariffleddene.

Kundeinformasjon er viktig ved endring av tariffstruktur. En standardisert tariffstruktur for hele landet vil trolig lette dette informasjonsarbeidet. I en eventuell markedsmodell hvor kraftleverandøren er strømkundenes primærkontakt, og det er kraftleverandøren som er ansvarlig for fakturering av både kraft og nett vil standardisert tariffstruktur være en fordel.

NVE publiserer statistikk over tariffer for ulike kundegrupper hos nettselskapene basert på nettselskapenes rapporterte tariffer ved årsskiftet, og ved endring i tariffen. Tariffdataene benyttes av Statistisk Sentralbyrå i månedlige beregninger av konsumprisindeksen. For å kunne sammenligne tariffene, må leddene i tariffen regnes om med forutsetninger om inndeling i kundegrupper og gjennomsnittskunders uttak av energi og effekt. Ved innføring av AMS og potensielt stort mangfold av ulike tariffmodeller, vil avstanden mellom omregnet tariff og nettselskapets faktiske tariffer bli større. En mer standardisert tariffstruktur vil bidra til at avstanden mellom faktiske tariffer og sammenlignbare tariffer reduseres eller forsvinner, alt etter grad av standardisering.

NVE ber om høringsinstansenes syn på en mer standardisert tariffstruktur.

4.4 Virkemidler ved knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet

Både generell forbruksutvikling og fornybarsatsning med mer tilknytning av produksjon i distribusjonsnettet kan gi knapphet på overføringskapasitet. Løsningen på økt forbruk i distribusjonsnettet, i hovedsak økt effektuttak, er i dag å investere i nett, selv om kapasiteten kun er anstrengt i et fåtall timer i løpet av et år. Det samme gjelder ved tilknytning av ny produksjon i distribusjonsnettet. Ny produksjon kan tilknyttes når det er tilstrekkelig kapasitet i nettet til at produsentene kan produsere uten begrensninger i alle årets timer.

Fremover forventes det at reinvesteringer og oppgradering av nett vil bli en stadig større kostnad for nettselskapene. I de tilfellene det er mulig, vil utsettelse av investeringer ha en verdi som på lang sikt vil komme alle uttakskunder til gode gjennom lavere nettleie. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet åpner for bruk av flere typer virkemidler for håndtering av kapasitetsbegrensninger i distribusjonsnettet:

- Nettselskapene kan tilby reduserte tariffer til utkoblbart forbruk og koble ut kunder etter avtale i timer med forventet knapphet på overføringskapasitet. Tarifferingsordningen gir imidlertid ikke riktig verdsetting av utkobling som et alternativ til nettinvesteringer, ettersom ordningen ikke innebærer en kostnad for nettselskapene, men kun en omfordeling av tariffinntekter mellom kunder.
- Nettselskapene kan fastsette kapasitetsledd i tariffen når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet. I regional- og sentralnettet gis det prissignaler om kapasitetsproblemer ved at det opprettes prisområder ved store og langvarige flaskehalser. I timer med kapasitetsbegrensninger reflekteres dette gjennom ulike områdepriser på hver side av flaskehalsen. Flaskehalser innenfor et prisområde håndteres gjennom regulerkraftmarkedet og gjennom spesialregulering. I distribusjonsnettene finnes ingen tilsvarende markedsløsning hvor tilbud og etterspørsel klareres og gir prissignaler om kapasitetsproblemer. Det er ikke kjent at kapasitetsledd benyttes i praksis i distribusjonsnettet.
- Nettselskapene kan fastsette tidsdifferensierte energiledd som reflekterer forskjellige tapsforhold i nettet. Prising av marginaltap innebærer en form for kapasitetsprising ettersom tapene varierer med den løpende belastningen i nettet. Når man nærmer seg kapasitetsgrensene i nettet kan tapet bli betydelig. Dette sikrer likevel ikke at samlet forbruk ikke overstiger nettkapasiteten i de periodene nettet er høyest belastet.
- Nettselskapene kan også gi et generelt insentiv til å holde effektuttaket lavt ved å prise effekt gjennom nettleien. Sammenlignet med dagens tariffutforming, vil effekttariffer bidra til utjevning av forbruk og lavere effekttopper, men heller ikke dette sikrer nødvendigvis at samlet forbruk ikke overstiger nettkapasiteten i de periodene nettet høyest belastet.

Med dagens regulering vil de nevnte tiltakene for å flytte eller utjevne forbruk gjennom tariffene ikke utgjøre en kostnad for nettselskapene, ettersom det kun er en omfordeling av tariffinntekter mellom kundene. Dersom tiltak for utjevning av forbruk er ment som et alternativ til investering bør kostnadene ved slike tiltak også føres som en nettkostnad.

Som et supplement til de tre sist nevnte tiltakene kan et potensielt virkemiddel for nettselskapene ved knapphet på overføringskapasitet være å kjøpe fleksibilitet av sluttbrukere, ved å betale for utkobling.

Kjøp av sluttbrukerfleksibilitet ved knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet

Knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet kan håndteres ved å utnytte fleksibilitet. Behovet for fleksibilitet kan ivaretas med investering i økt kapasitet, regulerbar produksjon og med mer fleksibilitet på forbrukssiden. Fleksibiliteten til store forbrukere, som er tilknyttet dagens regional- eller sentralnett, blir blant annet utnyttet ved at de deltar direkte i elspotmarkedet og regulerkraftopsjonsmarkedet, gjennom energiopsjoner, og gjennom utkobling mot en lavere nettariff eller mot kompensasjon (systemvern). Avhengig av etterspørselen etter fleksibilitet og relative kostnader mellom ulike fleksibilitetsressurser, kan det bli aktuelt for mindre forbrukere i distribusjonsnettet å tilby fleksibilitet i et marked.

Sluttbrukerfleksibilitet kan forstås på to forskjellige måter. Det kan på den ene siden forstås som *prisrespons*, det vil si, som sluttbrukernes frivillige tilpasning av eget energiforbruk til løpende prissignaler fra kraftmarkedet og nettariffer for å redusere sine elutgifter.

Sluttbrukerfleksibilitet kan på den andre siden forstås som *utkobling av forbruk*. Utkoblingen er fjernstyrt og kan i prinsippet foretas av et nettselskap, en aggregator²⁰ eller en annen aktør som kunden har en avtale med. For at sluttbrukeren skal godta at forbruk kobles ut, må sluttbrukeren kompenseres. Dersom én eller flere aktører er villige til å betale for utkobling, og sluttbrukere er villige til å selge utkobling, kan det oppstå et marked for utkobling, eller et marked for fleksibilitet.

Eksterne aktører kan være villige til å betale sluttbrukere for utkobling av forbruk for å utnytte fleksibiliteten som en system- eller nettjeneste. Utkobling kan for eksempel anvendes til å utsette investeringer i distribusjonsnettet, til frekvensregulering eller til å redusere balanseansvarliges ubalanserisiko.

Prisrespons og utkobling av forbruk er to ulike virkemidler i kraftsystemet. Utkobling er en annen type virkemiddel enn prisrespons fordi utkobling kan styres og slik sett er mer pålitelig. Med utkobling kan et gitt kvantum kobles ut på et gitt tidspunkt. Disse egenskapene er viktige for fleksibilitet som en system- eller nettjeneste. Prisrespons er et viktig virkemiddel for effektiv prisdannelse og nettutnyttelse, men det vil ikke med samme presisjon utløse et ønsket kvantum til riktig tidspunkt.

Kjøp og salg av utkobling bør i prinsippet gjøres i et marked, der de som ønsker å kjøpe fleksibilitet konkurrerer om fleksibiliteten på like vilkår. I hvilken grad fleksibilitet blir brukt til ulike formål bør avhenge av betalingsvilligheten til de som etterspør fleksibiliteten, slik at det er aktøren(e) med høyest betalingsvilje som får tilslaget.

Dersom en ordning for kjøp av utkobling utformes som en markedsløsning vil det, i motsetning til dagens alternativer til investering i økt kapasitet, gi riktig verdsetting av fleksibilitet og synliggjøre alternativkostnaden til en investering.

Fleksibilitet kan handles bilateralt mellom sluttbruker som tilbyder og nettselskap som etterspør, eller det kan opprettes nye markeder. Normalt vil markeder drives frem av aktørene selv så lenge det finnes tilbud og etterspørsel av produktet som skal omsettes og det ikke er for store transaksjonskostnader, eller barrierer, for utviklingen. Det må være frivillig å delta i et slikt marked.

Det bør i utgangspunktet ikke være noen begrensning i hvem som kan selge sluttbrukernes fleksibilitet. Det kan være sluttbrukerne selv eller det kan være en aktør som selger fleksibiliteten på kundens vegne, slik som kraftselskap eller uavhengige selskap som har det som forretningskonsept å selge fleksibilitet. Det kan være uheldig at nettselskap påtar seg en slik rolle fordi salg av fleksibilitet bør være en konkurranseutsatt virksomhet, og nettselskap bør begrense sin virksomhet til monopoloppgaver. Nettselskapets behov for fleksibilitet vil være avhengig av hvorvidt det er lokale flaskehalsar i konsesjonsområdet. Etterspørselen er geografisk avgrenset i den forstand at den kun er rettet mot kundene bak flaskehalsen og ikke øvrige kunder. Ved investeringer i

²⁰ En aggregator er en aktør som representerer flere husholdninger og/eller næringer, aggregerer deres tilbud av fleksibilitet og tilbyr denne videre til kjøpere av fleksibilitet.

ny kapasitet for å fjerne en flaskehals vil behovet og dermed etterspørselen for fleksibilitet bak flaskehalsen forsvinne.

Tarifferingsordningen for utkoblbart forbruk

Ordningen med å tilby reduserte tariffer for utkoblbart forbruk benyttes i dag både i distribusjonsnettet og i overliggende nett. Etter NVEs vurdering er det flere forhold som taler for at det i fremtiden ikke bør være tillatt å tilby reduserte tariffer for utkoblbart forbruk. Ordningen gir ikke riktig verdsetting av utkobling som et alternativ til nettinvesteringer, ettersom ordningen ikke innebærer en kostnad for nettselskapene, men kun en omfordeling av tariffinntekter mellom kunder. Ordningen vil også være en barriere for utvikling av en markedsbasert løsning for kjøp og slag av utkobling.

NVE ber om høringsinstansenes innspill på konseptet om at nettselskap kan kjøpe fleksibilitet fra sluttbrukere, og på avvikling av nettselskapenes mulighet til å tilby reduserte tariffer til utkoblbart forbruk. NVE ber også om innspill på barrierer høringsinstansene ser for utvikling av en eventuell markedsbasert løsning for kjøp og slag av utkobling av mindre sluttbrukere, og eventuelt på hva som anses som realistisk tidsrom for omlegging.

5 Konsekvenser

En omlegging av hvordan nettleien blir beregnet i retning av at gjennomsnittlig forbruk i løpet av en time (effektuttak) tillegges større vekt, mens kundens samlede energiforbruk får mindre betydning, vil påvirke både hvilke insentiver tariffene gir, og fordelingen av kostnader mellom brukerne av nettet. En omlegging av tariffutformingen innebærer ingen endring i det samlede nivået på tariffene innenfor hvert konsesjonsområde.

Standardisert tariffstruktur vil gi mer transparens, og vil synliggjøre bedre den faktiske tariffen kundene betaler hos de ulike nettselskapene. Kostnadsnivået hos nettselskapene blir dermed mer sammenlignbart, og kunden gis mer forutsigbarhet i avregningsmetoden.

5.1 Insentivvirkninger

Kundebeslutninger som for eksempel valg av oppvarmingsløsning og kjøp og bruk av elektriske installasjoner som ladning av elbil, kan på lang sikt påvirke kostnadene i nettet mer enn hva de kortsiktige marginalkostnadene tilsier. Tariffer basert på effekt kan supplere prissignal fra det variable energileddet, slik at tariffen i større grad gir signal om effektiv, eller smartere utvikling av nettet.

NVE ønsker at kundene skal få nytte av smarte nettfunksjoner og ny teknologi. I tillegg til å gi en rimeligere kostnadsfordeling, kan effekttariffer bidra til at kundene ser mulighetene for deltakelse, for eksempel ved å installere teknologi med automatiske styringssystem som muliggjør rask respons på prisvariasjoner. Mer aktive kunder som følge av effekttariffer kan lette utviklingen av markedsbaserte løsninger for forbrukerfleksibilitet, og kan gi kundene større mulighet til å påvirke hva de skal betale i nettleie.

Energieffektivisering

Energieffektivisering som også tar hensyn til hvordan endring i forbruk påvirker kraftsystemet, kan utsette eller redusere investeringer i nett. Dette vil komme kundene til gode gjennom lavere tariffer, eller en mindre økning i tariffene. Effektbaserte tariffer bidrar til at tiltakene for energieffektivisering tar hensyn til hvordan disse påvirker kraftsystemet.

For eksempel vil en kunde som reduserer sitt oppvarmingsbehov fra strøm som følge av bedre isolering, vedfyring eller annen alternativ oppvarming kunne oppnå lavere tariffkostnad ved en overgang fra energibaserte tariffer til effektbaserte tariffer, avhengig av detaljene i tariffutformingen og hvordan kunden reduserer strømforbruket. Ved fastsettelse av detaljene i tariffutformingen er det viktig å være oppmerksom på hvilke insentiver som gis til tiltak som reduserer kundens forbrukstopper, slik som isolering på den ene siden, og tiltak som nattsinking av temperatur på den andre siden.

Strømproduksjon bak egen måler

Strømproduksjon bak egen måler basert på fornybar energi som omfattes av plusskundeordningen, innebærer at kunden avregnes energileddet i tariffen netto. Et lavere energiledd innebærer at kunden vil spare mindre per kWh egenproduksjon. Hvordan kundens tariffkostnader påvirkes av overgangen fra energibaserte tariffer til effektbaserte tariffer avhenger av om strømproduksjon bak egen måler også reduserer kundens effektuttak i de perioder hvor nettet er høyt belastet. For eksempel vil solceller i liten grad bidra til å redusere kundens effektuttak vinterstid når belastningen i nettet typisk er høyest.

Oppvarming av vann

Momentan oppvarming av varmtvann kan innebære en mangedobling av effektuttaket sammenlignet med tradisjonell varmtvannsbereder med akkumulatortank. Samtidig kan tradisjonelle varmtvannsberedere med akkumulatortank sammen med automatiske styringssystem bedre muligheten for fleksibilitet hos kunden.

En tariffomlegging hvor kundens tariffkostnad avhenger av effektuttaket gir økt bevissthet rundt eget effektuttak, og påvirker kundens valg av nye produkter, og dermed behovet for økt kapasitet i nettet.

Kjøretøy

Det kan benyttes flere motorteknologier i kjøretøy for vegtransport. Forbrenningsmotorer benytter bensin eller diesel som energikilde, mens elektriske motorer benytter elektrisitet fra batterier eller brenselceller. Som drivstoff for brenselcellen benyttes hydrogen.

Generelt vil en kunde som kjøper elbil ha høyere energiforbruk og høyere effektuttak enn tidligere. Lavere energiledd vil isolert sett redusere kostnaden for å lade elbiler. Om kundens nettkostnader øker ved overgang fra energibaserte tariffer til effektbaserte tariffer, avhenger av hvordan og hvilket tidspunkt kunden lader elbilen. Spesielt hurtiglading trekker mye effekt, og følgelig vil tariffkostnaden ved slik ladning kunne øke ved en effektbasert tariff. Ved å ta i bruk teknologi som lader elbilen når forbruket ellers i husholdningen (og i nettet for øvrig) er lavt, kan effektuttaket jevnes ut, og kundens tariffkostnader kan reduseres i forhold til en situasjon med energibasert tariff.

Kundens adferd vil dermed spille en stor rolle i vurderingen av om effekttariff gjør det mer eller mindre lønnsomt med elbil eller bensin/diesel. Kjøretøy basert på hydrogen vil komme gunstigere ut enn i dag, siden hydrogen kan produseres i perioder hvor nettet er mindre belastet.

Lagring

Effektbaserte tariffer vil gi kunder i distribusjonsnettet bedre insentiv til lagring av energi enn en energibasert tariff. Energilagring kan bidra til økt effektivitet i energisystemet. For eksempel kan kunder bruke opplagret energi når nettet er høyt belastet og prisene er høye, og hente strøm fra nettet til lagring når belastningen i nettet og prisene er lave. Videre kan batterier benyttes for å redusere kostnadene ved ladestrøm til elektriske transportmidler som biler og ferjer.

5.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet

Et energiledd som kun dekker marginale tapskostnader vil bedre den samfunnsøkonomiske effektiviteten, siden en pris på forbruk som reflekterer den marginale kostnaden som oppstår ved kundens bruk, gir bedre utnyttelse av nettet.

Fordeling av nettkostnader basert på effekt vurderes som en mer kostnadsriktig og relevant fordelingsnøkkel sammenlignet med dagens tariffering. Som de skisserte modellene viser, er det flere måter å utforme effektbaserte tariffer på, og den samfunnsøkonomiske effektiviteten i modellene vil avhenge av hvordan detaljene i modellen utformes. For eksempel vil kundens adferd og utnyttelsen av nettet på kort sikt i liten grad påvirkes dersom avregningen er basert på gjennomsnitt av flere tilfeldige målinger av kundens målte effektuttak. Hensynet til å oppnå kortsiktig samfunnsøkonomisk effektivitet må imidlertid avveies mot hensynet til hvilke langsiktige signaler det er ønskelig å gi gjennom tariffen, og at tariffen skal være forståelig og oppfattes som rimelig blant kundene.

5.3 Fordelingsvirkninger

Det samlede nivået på tariffene innenfor hvert konsesjonsområde endres ikke som følge av endret tariffutforming. En overgang fra energibaserte tariffer til tariffer basert på effekt vil gi en mer rettferdig og nøytral fordeling av tariffkostnaden i henhold til de føringer som ligger i energilovforskriften.

Dersom energileddet kun skulle dekket marginale tapskostnader for årene 2008 til 2012, ville inntektene fra energileddet reduseres fra 9,6 til 3,7 mrd. kroner per år. Denne inntektsreduksjonen ville måttet kompenseres med en tilsvarende årlig økning i inntekten fra andre tariffledd fra 8,2 til 14,1 mrd. kroner²¹.

Dersom man ser på tariffen for 2015 for en gjennomsnittlig husholdningskunde²², vil et marginaltapsbasert energiledd på 5 øre/kWh innebære at andre tariffledd (fastledd og effektledd) øker med mellom ca. 1000 kroner og ca. 6700 kroner per år, avhengig av kostnadsnivået hos nettselskapet og nettselskapets fordeling mellom fastledd og energiledd i dagens tariffer.

²¹ Basert på tall fra eRapp

²² Årlig forbruk på 20 000 kWh

I dag er det vanlig at nettselskapene deler kundene inn i kundegrupper som tarifferes ulikt på bakgrunn av relevante nettforhold. Fordi nettselskapene ved fastsettelse av tariffer også i dag tar hensyn til kostnadsansvar hos de ulike kundegruppene, er det ikke ventet at overgang til mer effektbaserte tariffer vil gi særlig omfordeling mellom kundegrupper.

Går man bort fra kundegruppertilhørighet i fastsettelsen av tariffer, vil kunder med forbruksmønster som avviker vesentlig fra kundegruppen de tilhørte, kunne oppleve store omfordelingsvirkninger. Forholdet mellom kundens energi- og effektuttak og hvordan tariffmodellen utformes vil være avgjørende. Kunder med høyt effektuttak og lavt energiforbruk (kort brukstid) vil trolig få økte kostnader. Tilsvarende vil kunder med lavt effektuttak og høyt energiforbruk i forhold til gjennomsnittet i den kundegruppen de tilhørte få reduserte kostnader.

Det vil være omfordeling av kostnader mellom kunder som har tariff for utkoblbart forbruk og øvrige kunder dersom det ikke lenger skal være tillatt å tilby reduserte tariffer til kunder med utkoblbart forbruk. Dersom nettselskapet har behov for utkoblbare ressurser vil de utkoblbare kundene i stedet kompenseres gjennom utbetaling fra nettselskapet.

5.4 Konsekvenser for nettselskapene

Ved omlegging av tariffstruktur vil det være tilpasningskostnader og et betydelig behov for informasjon til kundene. Effektbaserte tariffer kan være vanskeligere å kommunisere til kunden, enn dagens energibaserte tariffer. Det må derfor forventes økt omfang av henvendelser og klager på tariffer for både nettselskap og reguleringsmyndighet i en overgangsperiode.

En felles standardisert tariffstruktur kan lette informasjonsarbeidet overfor kunden, og redusere antall klager. Innteksreguleringen sørger for at nettselskaper får dekket sine kostnader og avskrivninger og en avkastning på investert kapital som står i forhold til selskapets effektivitet. Hvordan de enkelte tariffledd utformes, har derfor liten betydning for nettselskapenes kostnadsdekning. Tariffutformingen påvirker imidlertid svingningene i tariffnivået over år gjennom systemet for mer-/mindreinntekt. En overgang fra energibaserte tariffer til effektbaserte tariffer kan dempe disse svingningene, og gi nettselskapet mer forutsigbare tariffinntekter, avhengig av hvilken modell som velges. Modellen med sikringsbasert tariffledd vil entydig gi mer forutsigbare tariffinntekter, mens dette ikke er like opplagt i modellen med effektledd basert på kundens målte effektuttak i utvalgte enkelttimer.

Avhengig av hvilke krav som stilles til beregning av marginaltapsprosjenter og differensiering av energiledd, kan dette bli mer ressurskrevende enn dagens fastsettelse av energileddet. Dette må avveies mot mulige nytteverdier en mer detaljert beregning med høyere tidsoppløsning og finere geografisk differensiering kan gi.

Å benytte samme grunnleggende tariffmodell for samtlige kunder innebærer forenklinger og isolert sett lavere kostnader for nettselskapene. De administrative kostnadene vil avhenge av hvilken modell og detaljutformingen av tariffmodellen som velges.

Målt effekt

De fleste nettselskap har i dag effektledd for deler av kundemassen. Innføring av effektledd også for kunder som i dag er energimålte innebærer derfor en utvidelse av dagens modell for timemålte kunder. Modellen kan gi utfordringen med hensyn til forståelighet for kundene, og det kan være krevende å standardisere valg av referansetimer.

Sikringsstørrelse

Noen nettselskap tarifferer kundene basert på sikringsstørrelse, men de fleste nettselskap har ikke full oversikt over størrelsen på kundenes hovedsikring. I forbindelse med installasjon av AMS-måler har nettselskapene mulighet til å skaffe seg en oversikt over kundenes sikringsstørrelse uten store ekstra kostnader. Det bør ikke være ressurskrevende for nettselskapene å holde denne informasjonen oppdatert, da kundens installatør plikter å oppgi endringer sikringsstørrelse på standardiserte meldingsskjemaer.

Abonnert effekt

Kundene selv må ta stilling til og avgjøre hvor mye effekt de ønsker å abonnere på. De fleste kunder vil ha behov for informasjon og veiledning i dette valget, og det må derfor forventes økt pågang på nettselskapenes kundeavdelinger. Det må også forventes at det den første tiden etter innføring av tariffering med abonnert effekt, vil være mange som vil ønske å justere abonnert effekt før man får erfaring med ordningen.

Man kan også tenke seg at eksempelvis kraftleverandør på sikt vil kunne tilby en tjeneste som beregner optimalt abonnement for kunden ut ifra tariffstruktur og kundens forbruksmønster.

Utkoblbart forbruk

Dersom nettselskapenes mulighet til å tilby reduserte tariffer for utkoblbart forbruk avvikles, vil nettselskap som bruker utkobling som et alternativ til nettinvesteringer måtte betale for utkobling og føre det som en nettkostnad. Dette kan påvirke nettselskapets effektivitet i inntektsrammereguleringen. På kort sikt vil økte kostnader til utkobling redusere den målte effektiviteten. På lang sikt vil effektiviteten øke i den grad det medfører reduserte investeringer.

Hvor mye mer administrasjon en ordning med kjøp av utkobling vil medføre sammenlignet med dagens tarifferingsordning for utkoblbart forbruk, vil avhenge av om ordningen organiseres som kjøp og salg mellom nettselskap og kunde, eller om nettselskapet kan kjøpe utkobling via en annen aktør som står for administrasjonen.

5.5 Konsekvenser for fjernvarme

Maksimalprisen for fjernvarme reguleres gjennom energiloven og skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde. Etter gjeldende forvaltningspraksis inngår energi- og effektleddet, men ikke fastleddet i beregning av maksimalprisen for fjernvarme.

En overgang til mer effektbaserte tariffer vil i utgangspunktet ikke påvirke de reelle kostnadene for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde. Dersom en omlegging av regelverket for utforming av nettatariffer endrer de beregnede

tariffkostnadene vesentlig, kan det være aktuelt å justere forvaltningspraksis for hvordan maksimalprisen for fjernvarme fastsettes.

Selskaper som eier både nett og fjernvarme kan i dag ha insentiv til å utforme tariffstrukturen slik at maksimalprisen for fjernvarme settes høyt, mens rene nettselskap kan ha insentiv til å bruke tariffene til å redusere lønnsomheten av mulig ny fjernvarme. En mer standardisert tariffstruktur, hvor det fastsettes hvilke kostnader som kan inngå i de ulike tariffleddene, vil redusere nettselskapenes mulighet for strategisk adferd i tarifffastsettelsen.

En avvikling av ordningen for utkoblbart forbruk vil kunne medføre økte kostnader for produksjon av fjernvarme siden også fjernvarmeprodusenter benytter seg av utkoblbart forbruk som innsatsfaktor i sin fjernvarmeproduksjon. På den annen side vil fjernvarmeprodusenter kunne være en tilbyder i et marked for fleksibilitet. Potensielle fjernvarmekunder som inngår avtaler om utkoblbare tariffer, kan gjøre valg av fjernvarme mindre gunstig for disse kundene. En avvikling av ordningen for utkoblbare tariffer kan derfor være positivt for fjernvarmeindustrien.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

