

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Sted:  
Trondheim

Dato  
14. august 2015

Vår ref.  
Deres ref.

## Høringsuttalelse – tariffer for uttak i distribusjonsnettet

### Innledning

Norges vassdrags og energidirektorat (NVE) ønsker innspill til mulig endring i forskrift 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (kontrollforskriften). Bakgrunnen for høringen er blant annet at ny teknologi gir nye muligheter for hvordan tariffene utformes, og at disse mulighetene kan benyttes til å utforme mer kostnadsriktige, rettferdige og effektive tariffer.

Trønderenergi Nett AS (TEN) vil berømme NVE for å be både bransjen og andre interessenter om konseptuelle innspill i forhold et tema som er relativt komplekst. I konsesjonsområdet til TEN bor det omtrent 300 000 innbyggere. Nettselskapet har til tider opplevd et stort engasjement rundt selskapets tariffpolitikk både fra husholdningskunder og fra næringslivskunder. Det er tariffene som sørger for at nettselskapene har likviditet til å drifte og vedlikeholde nettverket og midler til å kompensere eierne for tilført kapital. Samtidig er det gjennom tariffene nettselskapet møter brukerne av nettet. Tariffpolitikken skal ivareta en rekke ulike interesser og balansere disse mot hverandre.

NVE har skissert tre alternative tariffmodeller som nettselskapene bes ta stilling til og det er spesielt bedt om at nettselskapene gir tilbakemelding på:

- Utforming, tidsoppløsning og geografisk differensiering av energiledet
- Alternative tariffmodeller basert på effekt
- Muligheten for kjøp av fleksibilitet og endring av vilkår for utkoblbart forbruk

TEN vil adressere disse spørsmålene i det følgende.

### Sammendrag

TEN har i svar på NVEs høringsdokument vedrørende tariffer i distribusjonsnettet løftet frem en del momenter som nettselskapet mener bør vektlegges når fremtidens tariffstruktur skal utformes.

Store deler av kostnadene i nettet er faste og bruksuavhengige. Dette gjelder både kapitalkostnader og driftskostnader. TEN mener derfor det er intuitivt at en betydelig del av brukerbetalingen også utgjøres av fastledd. Alle kunder som er koblet til nettet bør også dekke en andel av nettets faste kostnader, og ikke bare egne kundespesifikke kostnader.

### TrønderEnergi Nett AS

Telefon: 07250  
Telefaks: 73 54 16 50

Postadresse:  
Postboks 9480 Sluppen  
7496 Trondheim

Besøksadresse:  
Klæbuveien 118  
7031 Trondheim

www.tronderenerginett.no  
firmapost@tronderenerginett.no  
Org.nr: NO 978 631 029 MVA

Fastleddet bør fastsettes ut fra prisgrupper/tariffgrupper med grenseverdier for effekt og ev. også energi. Et slikt system harmoniserer godt med anbefalingene til Thema Consulting og EC Group i ulike rapporter. TEN vil også påpeke at dette har vært utviklingen i prising av andre infrastrukturer (herunder bredbånd, mobil, vann og avløp) med noe av de samme karakteristika som strømmettet.

TEN mener brukervennlighet og forståelse bør prioriteres. Tariffmodellene bør således utformes på en enkel og kundevennlig måte, selv om dette kan bety forenkling ut fra hva som er teoretisk riktig.

Kostnader knyttet til nett-tap påvirkes av kundens energiuttak. Selv om TEN er enig med NVE om at brukerne bør stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnad disse aktørene påfører nettet, utgjør dette elementet en så liten del av de samlede nettkostnadene (ca. 7 %) at det bør vurderes om energileddet kan avvikles, og at fastleddet i stedet fastsettes ut fra grenseverdier for effekt- og energiuttak som forklart over. Dersom et energiledd likevel skal videreføres, mener TEN at energileddet ikke bør gjøres mer finmasket med hensyn til tidsoppløsning og geografisk differensiering enn det som er tilfelle i dag.

Som påpekt over, mener TEN at fastleddet bør differensieres ut fra prisgruppe/tariffgruppe med grenseverdier for effekt. TEN ser for seg at kundens kapasitetsbestilling, dvs. abonnert effekt «software fuse» vil kunne bestemme størrelsen på fastleddet. Kunden vil da ha insentiver til å holde effekten innenfor den fastsatte kapasitetsgrensen for den bestemte avregningsgruppen. Nettselskapets inntektsstrøm vil være jevn og robust, og kunden vil kunne få faste månedsbeløp å forholde seg til og en forhåndsbestemt årlig nettleie. Kostnaden ved tilpasninger og vridninger holdes lave. Minimumsbeløpet for å være knyttet til nettet må settes såpass høyt at det sikrer at alle kundene bidrar til fellesskapet og dekker sin andel av de faste bruksuavhengige nettkostnadene.

### **Nettselskapets rolle i samfunnet**

I lovmessig forstand, jf. avregningsforskriften § 1-3, er et nettselskap å betrakte som en omsetningskonsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester. Begrepet nettjenester omfatter en rekke aktiviteter som overføring av kraft, vedlikehold og investering i nettanlegg, tariffing, måling, avregning og kundeføring, tilsyn og sikkerhet, driftskoordinering, pålagte beredskapstiltak og kraftsystemplanlegging.

Disse nettjenestene utgjør og underbygger vårt produkt som i snever forstand kan betegnes som energitransport. Nettselskapene har to primære kundegrupper som betaler tariff. For det første er dette kraftprodusenter som bruker nettet for å transportere kraft til sine kunder, og dernest er det kraftforbrukere som bruker nettet for å transportere kraften de kjøper fra kraftleverandøren til sitt forbrukspunkt. For å kunne forestå energitransporten trenger nettselskapet infrastruktur bestående av kabler, linjer, transformatorer, nettstasjoner mm. En av de viktigste innsatsfaktorene i et hvert nettselskap er kapital. Etter at nettselskapene har investert i energiinfrastrukturen må anleggsmidlene drives og vedlikeholdes, og kvaliteten og leveringssikkerheten må opprettholdes 24 timer i døgnet 365 dager i året. Kravene til sikkerhet, drift, vedlikehold og beredskap påfører nettet store løpende kostnader som er faste i den forstand at kostnadene i liten grad varierer med bruken eller utnyttelsen av nettet.

Disse forholdene gjør at det er samfunnsøkonomisk mest effektivt med bare en markedsaktør, og nettet blir dermed å regne som et naturlig monopol. For å beskytte vitale samfunnsinteresser og for å unngå negative konsekvenser av monopolistisk adferd er det innført både direkte regulering som pålegger nettselskapene bestemte plikter, og indirekte regulering som gir nettselskapene insentiver til å holde kostnadene i nettet så lave som mulig.

I mer enn 100 år er nettet bygd sammen til en landsomfattende infrastruktur for energi. Nettselskapene kan i dag tilby et fabelaktig produkt til sine kunder med utmerket leveringssikkerhet og høy fleksibilitet.

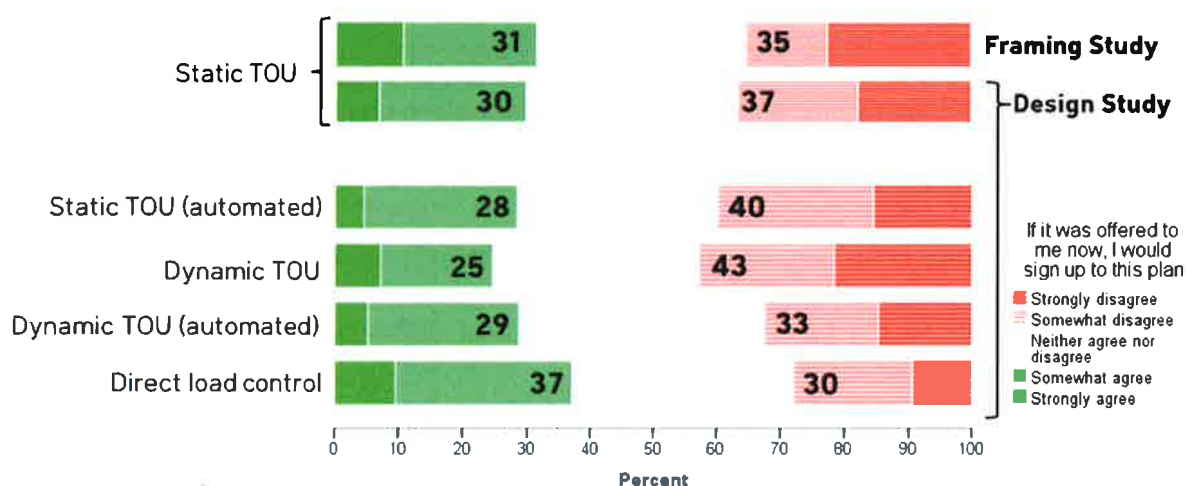
## Generelt om tariffing

Nettariffene skal ikke bare sikre nettselskapenes inntektsstrøm men også gi signaler om effektiv utvikling og utnyttelse av nettet. Tariffer kan differensieres, forutsatt at dette kan gjøres objektivt og baseres på relevante forhold i nettet. Innledningsvis i høringsdokumentet anfører NVE at utformingen av tariffer bør i størst mulig grad bidra til effektiv utnyttelse av dagens nett, og samtidig bidra til at riktige investeringer i nettet gjennomføres. Siden det ikke er energiforbruket men effektforbruket som er styrende for dimensjoneringen av nettet ser NVE for seg at effekttariffer kan være et virkemiddel for å oppnå en økning i brukstiden i nettet. På den måten kan investeringer i nettutvidelser unngås. Dette vil også bety at kostnadene i nettet blir lavere. Innføringen av AMS gir dermed nettselskapene anledning til å bruke tariffene aktivt for å unngå investeringsdrevne kostnadsøkninger.

Her kan det skilles mellom kortsiktige og langsiktige effekter. Effekttariffene kan til dels løse akutte kapasitetsproblemer, men kundenes kortsiktige fleksibilitet vil være begrenset. Derfor må prissignalet trolig sendes på et tidlig tidspunkt slik at kundene implementerer slike signaler i valg av utstyr og styringssystemer. Prissignalene må dessuten være tilstrekkelig kraftige for å oppnå ønsket effekt. Dette kan være problematisk siden kostnaden ved å sende prissignaler lang tid i forveien av et potensielt kapasitetsproblem er høy. Nettselskapene og samfunnet derfor felles interesse av at det er presisjon i virkemiddelbruken.

Tariffene skal ikke bare gi kortsiktige og langsiktige prissignaler til aktørene, tariffene skal også fordele kostnadene på en effektiv og rettferdig måte. Utfordringene for nettselskapene er at de ulike hensynene vanskelig lar seg kombinere. Det er utfordrende å forsvare og forklare behovet for lokale variasjoner i nettariffene eller dynamiske sesong- og temperaturbaserte effektledd. TEN er usikker på om kundene vil sette pris på slike tariffmodeller. TEN ønsker ikke å innføre kompliserte modeller som kundene verken forstår eller aksepterer.

I Storbritannia har det vært gjort enkelte undersøkelser rundt interessen for dynamiske «time of use» (TOU) tariffer. Kundene ville få informasjon, enten på mobilapp/sms eller over epost, om pris per time for neste dag (dagen ble inndelt i tre ulike prisperioder). Bare en fjerdedel av kundene ønsket å knytte seg til en slik tariff, mens opp i mot halvparten var enten sterk motstander eller litt motstander av tariffmodellen. Akseptgraden økte noe dersom kunden hadde automatiske styresystemer. Statistiske TOU tariffer oppnådde bare litt mer tilslutning<sup>1</sup>.



<sup>1</sup><http://www.smartenergygb.org/sites/default/files/UCL%20research%20into%20time%20of%20use%20tariffs.pdf>

Resultatene fra undersøkelsen over viste at kundene heller ønsker tariffen der nettselskapet gis fullmakt til å koble ut trege laster (Direct load control). En slik tariff har vært testet av Malvik Everk under MabFotprosjektet til Sintef med forholdsvis gode resultater. Resultatene fra dette prosjektet er offentlig. TEN tror det er nødvendig å spille på lag men kundene og lage produkter som er enkle, forståelige og som gir stabile forutsigbare nettleier.

TEN finner støtte for slike synspunkter bl.a. i St.mld. nr. 41 (2002-2003) «Om tariffar for overføring av kraft og tovegskommunikasjon» hvor det anføres at aktørene skal legge vekt på at tariffsystemet skal være enkelt, forståelig og gjennomskiktig. Det uttales bl.a.:

Generelt bør ein ikkje søkje å oppnå meir enn eit mål med eit virkemiddel. Dess fleire målsetjingar ein ønskjer å oppnå gjennom tariffsystemet, dess meir uoversiktleg vert tariffane både for kunde og for nettselskapet. Ein føresetnad for å oppnå enkle tariffar er difor å ikkje leggje inn for mange målsetjingar.

Innst. S. nr. 66 (2003-2004) følger opp nevnte stortingsmelding hvorfra det siteres:

Departementet viser til at målet om enkle tariffar kan ein nå gjennom ein tarifferingsmodell som berre består av eitt tariffledd, for eksempel eit energiavhengig eller eit effektavhengig ledd. Ein tariff som berre består av eitt ledd vil både vere enkel og lettforståelig for kundane og lite ressurskrevjande for nettselskapa å praktisere. Kundane sitt energi- eller effektuttak kan variere monaleg over tid, mellom anna som følgje av svingingar i temperatur og kraftpris. Ein slik modell vil difor vere følsam for endringar i ytre forhold, og er difor lite robust mot forandringar. Dette fordi nettselskapet si inntektsramme ligg fast over tid, og kostnadane i nettet i stor grad er faste.

Ein tariffmodell som óg skal oppfylle kravet om å vere robust mot forandringar, bør såleis vere mest mogleg uavhengig av variablar som svingar over tid, dvs. at tariffen bør gjerast uavhengig av kunden sitt energi- eller effektuttak.

Ein slik tariff, som er heilt uavhengig av energi eller effektforbruk, vil og føre til at alle, uavhengig av faktisk forbruk, betalar same tariff. Ein slik tariff vil såleis verken gi signal til sluttbrukarar om effektiv bruk av nettet eller motivere til å redusere forbruket av kraft.

Store deler av kostnadane i nettet er faste kostnader (drifts- og vedlikehaldskostnader og kapitalavhengige kostnader) som ikkje varierer med kunden sitt forbruk, og som difor bør dekkast gjennom eit fastledd uavhengig av den enkelte kunde sitt energiforbruk. Ved at fastleddet dekkjer ein forholdsvis stor del av kostnadane, og at eit fastledd gir stor grad av stabilitet, vil ein kunne oppfylle målsetnaden om at tariffane skal vere robuste mot endringar. Vidare medverkar fastleddet til å oppfylle målet om ikkje-diskriminering og til å dekkje inn inntektsramma(...)

Ei vidareutvikling av tariffen, for eksempel for å utnytte dei moglegheitene innføring av tovegskommunikasjon kan gi til tidsdifferensiering, vil føre til at effektivitetsegenskapane til tariffen vert betra, men og at tariffen kan framstå som meir komplisert for sluttbrukarane.

I tillegg til nettariffen, henter også nettselskapene inn betydelige beløp i offentlige skatter og avgifter over nettleien<sup>2</sup>. Skatter påvirker markedslukeveksten ved at produsenter og forbrukere velger en annen tilpasning enn de ville ha gjort uten skatter. Det er essensielt at konkurransen i markedet for valg av produksjonsteknologi og transport/lagringsalternativ skjer på like vilkår. Skatter og avgifter må ilegges og innkreves på en mest mulig nøytral måte slik at det i liten grad påvirker lukeveksten i

---

<sup>2</sup> Totale nettleiekostnader for en husholdningskunde med et forbruk tilsvarende 20 000 kWh vises i vedlegg 1

markedet. Dette vil også bidra til at samfunnets kostnader ved tilpasninger og vridninger holdes lave. Med fremvekst av nye produkter og løsninger som på lengre sikt kan substituere nettet helt eller delvis må skattesystemet tilpasses denne nye virkeligheten. TEN etterlyser derfor endringer og mener skattesystemet i dag bidrar til å redusere etterspørselen etter elkraft overført gjennom kraftledningsnettet.

### **Fastledd, energiledd og effektledd**

I tariffsammenheng skilles det mellom bruksavhengige tariffledd og andre tariffledd., jf. kontrollforskriften §§ 13-3 og 13-4. Energiledd og kapasitetsledd er bruksavhengige tariffledd som i teorien skal reflektere kostnaden kundens strømforbruk påfører nettet.

Andre tariffledd skal sikre kostnadsdekning og sørge for en rimelig fordeling av kostnadene. Andre tariffledd består av fastledd og eventuelt effektledd. Nettselskapene må ta stilling til hvordan energiledd, fastledd og effektleddet skal utformes og hvor mye av de residuale nettkostnadene nettselskapene skal hente inn gjennom de ulike leddene.

Selskapenes inntektsrammer er upåvirket av hvordan tariffene utformes. En reduksjon av inntekten fra ett eller flere tariffledd vil derfor måtte kompenseres gjennom en økning i resterende tariffledd. NVE skisserer gjennom høringsdokumentet en potensiell innsnevring av nettselskapenes handlingsfrihet på tariffersområdet. I høringsdokumentets kapittel 4 antydes det bl.a. at NVE vurderer å gi klarere føringer for hvordan nettselskapene skal hente inn residuale nettkostnader og fjerne nettselskapenes mulighet for å hente inn mer enn marginale tapskostnader gjennom energileddet.

I enkelte sammenhenger forut for høringen har det også vært antydning lignende begrensninger for fastleddet, målt opp i mot såkalte kundespesifikke kostnader, uten at dette har kommet på trykk i høringsdokumentet.

### **Fastledd**

Fastleddet har fått mindre oppmerksomhet i høringsdokumentet enn øvrige tariffledd. For kunder uten effektavregning kan fastleddet dekke kundespesifikke kostnader og en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet, jf. kontrollforskriften § 14-2 første ledd bokstav a. For kunder med effektavregning skal fastleddet som et minimum dekke kundespesifikke kostnader, jf. kontrollforskriften §14-2 annet ledd.

TEN ønsker seg i retning av et system der en stor andel av de residuale nettkostnadene kreves inn gjennom faste ledd. Prising med faste ledd vil sikre selskapenes inntekter og stabiliteten i disse, og kostnaden i form av vridninger/tilpasninger vil holdes lave. Når store deler av kostnadene i nettet er faste og bruksavhengige er det intuitivt at store deler av brukerbetalingen også utgjøres av faste ledd. Ulempene ved et slikt system er at kostnadsfordelingen kan oppfattes som urimelig og at det ikke nødvendigvis gir kundene like sterke incentiver til effektstyring som eksempelvis et system basert på målt effekt. Enkelte av disse ulempene kan bekjempes gjennom å konstruere et fastleddsystem som differensieres etter kundenes effektbehov/effektuttak. Et slikt system harmoniserer godt med anbefalingene til Thema Consulting og EC Group i ulike rapporter og sammenhenger.

Fastprissystemer er ikke uvanlige i bransjer som har lignende karakteristika som nettbransjen. Her nevnes:

Bredbåndsnett: Fastprissystem der prisen for tjenesten avhenger av kundens kapasitetsbehov.

Mobilnett: Fastprissystem med fri bruk av tele/sms/mms, men med kapasitetsbegrensninger på dataoverføringshastighet og datamengde. Overforbruk er mulig.

Avfallshåndtering: Fastpris avhengig av mengde/kapasitet.

Veinettet: Fastpris avhengig av kjøretøyklasse.

I disse bransjene er det således innført enkle og forståelige tariffmodeller hvor kunden har et fast årlig beløp å forholde seg til som kunden delvis kan påvirke selv.

For landets ti største nettselskap var fastleddet i 2014 for næringskunder med effektavregning ca. 7 ganger høyere enn fastleddet for kunder uten effektavregning. Differansen kan ikke forklares bare med høyere og avvikende kundespesifikke kostnader. Nettselskapene har således utformet tariffen for næringslivet der fastleddet for en stor del må anses å dekke residuale kostnader i nettet. Det bør være samsvar mellom hvordan ulike tariffgrupper avregnes og tariffene må være logiske og stå i forhold til kostnaden disse kundene påfører nettet. Det vil dermed melde seg et behov for å se på og endre tariffleddene for alle kunder med effektavregning. Hvis fastleddene skal reflektere de samme kostnadselementene er det liten grunn til at disse fastsettes vesentlig annerledes eller ha vesentlig annerledes innretning eller nivå for næringslivet enn for husholdningene.

#### **Effektledd - Abonnert effekt vs. målt effekt**

TEN ser for seg at kundens kapasitetsbestilling («software fuse» - abonnert effekt) vil kunne brukes til å bestemme størrelsen på fastleddet. Kunden vil da ha incentiver til å holde effekten innenfor den fastsatte kapasitetsgrensen for den bestemte avregningsgruppen. Nettselskapets inntektsstrøm vil være jevn og robust, og kunden vil kunne få faste månedsbeløp å forholde seg til og en forhåndsbestemt årlig nettleie. Kostnaden ved tilpasninger og vridninger holdes lave.

Minimumsbeløpet for å være knyttet til nettet må settes såpass høyt at det sikrer at alle kundene bidrar til fellesskapet og dekker sin andel av de faste bruksuavhengige nettkostnadene. Faste bruksuavhengige kostnader er til sammenligning høyere enn kundespesifikke kostnader som fastleddene refereres til i dag. Dette vil sikre et bredt og stabilt inntektsfundament, og vil motvirke utviklingen av suboptimale parallelle løsninger. Nettselskapene må innføre systemer som forhindrer sesongbasert bytte av effektgrenser eller andre tilpasninger som øker selskapenes oppfølgings- og administrasjonskostnader.

Alternativet til dette er å utforme tariffen med et aktivt effektledd som måles og avregnes etter kundens maksimale effektuttak i nærmere definerte avregningsperioder. Tarifiering med målt effekt vil gi nettselskapene anledning til å innføre virkningsfulle tariffmodeller som stimulerer kundene til å redusere sitt effektuttak. Men kraftige prissignaler kan overføre relativt mye av brukerbetalingen til «siste bruker» på kort sikt. I den grad incentivene blir tilstrekkelig sterke vil kunder gjøre tilpasninger som reduserer bruken og avhengigheten av nettet på lengre sikt. Hvis nettet mister kunder og inntekter, uten at kostnadene i nettet går ned, må tariffene på øvrige kunder skrus opp.

Behovet for kortsiktige og langsiktige prissignaler og nivået og innretningen på slike vil variere mellom nettområder og innenfor ett og samme nettområde. Behovet for prissignaler vil dessuten variere innenfor året, innenfor uken og innenfor døgnet<sup>3</sup>. Kritiske perioder vil oppstå i noen få enkelttimer i løpet av et år. De oppstår som regel om vinteren, på spesielt kalde dager og særlig på morgen og ettermiddag, da mange øker strømbruken samtidig. Nettselskapet kan ikke vite med høy grad av sikkerhet om slike perioder vil oppstå og når slike perioder vil oppstå<sup>4</sup>. Hvis tariffen skal være effektiv må slike forhold justeres for. Dermed bør en i realiteten dele opp eget nettområde i ulike prissoner basert på relevante nettforhold. I tillegg er det behov for en ytterligere finmasking for eksempel gjennom anvendelse av variable temperaturbaserte sesongpriser for effektledet. Prissignalet som nettselskapet sender må gjøres på kundnivå, mens nytten av prissignalet vil som regel inntreffe lengre opp i kraftsystemet. Fordi de enkelte forbrukeres maksimalbelastning ikke inntreffer samtidig skulle prissignalet ha variert ut fra hvor presset kapasitetssituasjonen faktisk er i det aktuelle nettet på det aktuelle tidspunktet.

Kompleksiteten og kostnadene ved et slikt system er medvirkende årsak til at TEN foretrekker en enklere løsning. Målt effekt gir dessuten en mer variabel og usikker kostnad (inntekt) for kunde (nettselskap). Store prisforskjeller kan oppstå under sammenlignbare forhold mellom relativt like kunder uten at dette nødvendigvis kan begrunnes med nettmessige forhold.

### **Energiledd og marginaltapssatser**

I høringsnotatet ber NVE spesifikt om tilbakemelding på utforming, tidsoppløsning og geografisk dimensjonering av energileddet. NVE mener at optimale overføringstariffer på kort sikt er at brukerne stilles overfor en pris som er lik den marginale kostnad disse aktørene påfører nettet. Utfordringene med dagens høye energiledd er i følge NVE i hovedsak knyttet til insentivvirkningene ved å sende uheldige prissignaler. På kort sikt gir prissignalene utslag i for lav nettutnyttelse og på lang sikt gir prissignalene for høy lønnsomhet av alternativer til strøm fra nettet.

I følge kapittel 4 skisserer NVE en løsning der energileddet kan variere med de faktiske tapkostnadene i hvert enkelt tilknytningsspunkt, forutsatt at kundene har muligheten til å respondere på prisene og at det ikke er transaksjonskostnader av betydning. Timesverdier fra AMS måleren gir nettselskapene muligheten til å tariffere energileddet time for time slik at leddet reflekterer kostnadene kundens forbruk påfører nettet. NVE skriver imidlertid at marginaltapet kan bli betydelig når belastningen i nettet nærmer seg grensen og at kostnadene ved løpende beregning og kunderespons kan overstige nytten.

TEN deler denne bekymringen og vil blant annet av denne grunn ikke støtte en ordning der beregningen av energileddet gjøres mer finmasket etter nærmere bestemte kriterier. Foruten de argumenter som NVE nevner vil TEN legge til at spesielt en geografisk differensiering vil kunne oppleves både tilfeldig og urettferdig. Satsene vil kunne variere mye avhengig av hvor en befinner seg i nettet og i det samme punktet avhengig av lastsituasjonen i nettet. Siden det er nettselskapet som er ansvarlig for å bygge nettet og knytte til forbruk og produksjon er det rimelig å anta at kundene vil stille spørsmål ved valg av nettstrukturer som slår ut i geografiske prisforskjeller. Potensialet for kundenes misnøye med en slik ordning må ikke undervurderes.

I følge høringsdokumentet kapittel 3 utgjør kostnadene forbundet ved tap i nettet 7 % av de samlede nettkostnader. Et rent marginaltapssledd vil i gjennomsnitt, jf. høringsdokumentets kapittel 2.3, kunne omregnes til ca. 5 øre/kWh<sup>5</sup>. Et variasjon på +/- 15 prosent av dette måltallet utgjør følgende

<sup>3</sup> Vedlegg 2 viser et eksempel på hvordan et slikt system kan utformes, jf. tariff HydroOttawa

<sup>4</sup> Vedlegg 3 viser en grafisk fremstilling av timesverdiene for nettområdet Trondheim by siste fem år. Topplast inntreffer alltid i vinterhalvåret men med ulik grad av intensitet og på forskjellige tidspunkter i alle årene. Vedlegg 4 viser timesverdier for samme nettområde, men kun for vinter14/15. Den milde vinteren 14/15 resulterte i et lavt forbruk og lave timesverdier.

<sup>5</sup> Målt over perioden 2008-2012 med kraftpris 30 øre/kWh

svært lite av kundekostnaden som også består av kraftpris, forbruksavgift, eventuell effektpris, fastledd, avsetning til energifondet og merverdiavgift. Prissignalet vil ikke nå frem med tilstrekkelig styrke når en ser på den totale nettleien kunden skal betale. Det er derfor rimelig å anta at nytten ved en ordning med geografiske og tidsmessige differensierte energiledd bare vil utgjøre en liten brøkdel av kostnaden ved ordningen.

TEN mener derfor det er minst like relevant å vurdere en tariffmodell der kundene betaler faste månedlige beløp, dvs. om ordningen med energiledd kan avvikles. Hvis satsene blir identisk i hele nettområdet er det kun fordelingseffekten av et energiledd som kan rettfærdiggjøre ordningen. Siden kraftmengden som transporteres i nettet er en relevant driver for tapskostnaden gir energileddet gunstige fordelingsmessige virkninger særlig om den differensieres etter enkle sesongmessige kriterier. Dette må veies mot størrelsen på nettapet og gevinsten ved en forenkling av tariffsystemet. For TENs vedkommende utgjorde nettapet ca. 8 % av kostnadene i distribusjonsnettet i 2014 og nettapet forventes å utgjøre ned mot 7 % av kostnadene i distribusjonsnettet for inneværende år. Hvis en derimot ser på det beløpet som kunden betaler og alle skatter og avgifter inkluderes i regnestykket faller betydningen av nettapet ned mot 3 til 4 kroner av hver 100 kr.

Hvis en fordeler nettapet på antall kunder i nettet blir kostnaden på ca. 300 kroner<sup>6</sup> per kunde per år. Selv med en noe høyere kraftpris blir ikke kostnaden per kunde særlig stor. Hvis en fremdeles skal ilegge skatter og avgifter per kWh, og siden kraften faktureres per kWh og siden det snarlig vil gå mot en modell der kraftleverandøren får kundefronten representerer en videreføring av et kWh basert energiledd for nettleien ikke et større problem. Kunden må uansett forholde seg til og forstå flere kWh baserte prisledd. TEN spiller likevel inn at det kan være mulig at nettleien utformes som et fastprissystem som differensieres etter både energi og effekt. Dermed så blir de fordelingsmessige effektene av det foreslåtte fastprissystemet av mindre betydning<sup>7</sup>.

#### **Fleksibilitetsmekanismer i distribusjonsnettet**

Knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet kan håndteres gjennom bruk av ulike fleksibilitetsmekanismer. NVE drøfter i høringsdokumentets avsnitt 4.4 betydningen av fleksibilitetsmekanismer i distribusjonsnettet både på tilbudssiden og på etterspørselssiden. NVE mener det er uheldig om prisen som nettselskapene står ovenfor ved valg av ulike fleksibilitetsmekanismer er ulik. I dag kan nettselskapene tilby reduserte tariffer til kunder som aksepterer utkobling.

Siden dette ikke har en kostnad f.eks. gjennom en kalkulatorisk reduksjon i nettselskapets inntektsramme vil dagens løsning med egne tariffer for utkoblbart forbruk være en barriere for utvikling av en markedsbasert løsning for kjøp og salg av utkobling. Ordningen gir heller ikke riktig verdsettelse av utkobling som et alternativ til nettinvesteringer. NVE ønsker derfor at nettselskapene skal fratas muligheten til å løse kapasitetsutfordringene ved å tilby reduserte tariffer for utkoblbart forbruk.

TEN hadde for noen år siden et stort antall kunder tilknyttet distribusjonsnettet på utkoblbare tariffer. Etter 2012 har disse blitt overført ordinære tilknytningsavtaler for prioriterte leveranser. TENs erfaring var at ordningen var vanskelig å administrere og ga liten nytteverdi i distribusjonsnettet. I regionalnettet har TEN fremdeles knyttet til kunder på uprioritert levering.

Selv om TEN ikke benytter seg av ordningen i stort omfang mener vi forslaget fra NVE representerer en betydelig endring for forbrukere, produsenter og netteiere som ikke bør avvikles før en har velfungerende alternativer på plass. Konsekvensene og kostnadene forbundet med avviklingen av dagens ordning og innføring av alternativer må utredes og dokumenteres. Nettselskapene må

---

<sup>6</sup> Beregningen er foretatt ved å dele nettapskostnaden siste to år på antall kunder i nettet

<sup>7</sup> Med de forutsetninger NVE bruker for sine analyser i høringsdokumentet vil utslaget bli på maksimalt 500 kr/år med energigrenser per 10 000 kWh



vurdere både kostnader og risikoer ved alternative ordninger. Risikoer omfatter kvalitetsrisiko ved teknikk, teknologi, tilgjengelighet, troverdighet og prisrisiko ved at nettselskapenes kostnader ved fleksibiliteten blir ukjent og må estimeres. På kort sikt uten et velfungerende marked med tilstrekkelig bredde (antall leverandører mm.) og dybde (kvantum og varighet mm.) kan enhetsprisen for kapasitet bli svært høy. Terskelen for å investere seg ut av kapasitetsutfordringene senkes med den konsekvens av at kostnadene i nettet kan øke sammenlignet med dagens situasjon.

#### **Utvikling av fremtidens tariffer - timing**

TEN ønsker å delta i et Pilotprosjekt gjennom Enova som skal kartlegge hvilken virkning ulike formidlingsløsninger fra digitale strømmålere kan ha på norske husholdningers kraftforbruk, jf. Enova SF Pilotprosjekt SID 15/1192 «Smarte målere – smarte forbrukere». Nettselskapet ønsker gjennom pilotprosjektet å teste ut tre ulike tariffmodeller:

- Abonnert effekt med mulighet for overforbruk
- Abonnert effekt uten mulighet for overforbruk
- Tidsdifferensierte tariffer med sesong og døgnvariasjon (dvs. TOU tariffer tilsvarende for eksempel HydroOttawa i vedlegg 2)

TEN er ikke alene om slike forsknings og utviklingsprosjekter. Andre aktører har lignende prosjekter under utvikling/gjennomføring. Det er også nyttig å se på erfaringene fra andre land som allerede har kunnskaper om nytten og kostnaden ved ulike typer «smarte» tariffer. Hvis en bearbeider resultatene fra disse nyere initiativene og tar med seg resultater og innsikt fra allerede gjennomførte prosjekter og lignende studier i andre land vil nettselskapene og energimyndighetene i relativt nær fremtid kunne ha et bedre og bredere beslutningsgrunnlag til å vurdere hvilke modeller som vil være egnet for tariffing av kunder i fremtidens distribusjonsnett.

TENs standpunkt er derfor å anse som foreløpig, og utgjør i realiteten en hypotese som selskapet ønsker å modne og videreutvikle. Det er ikke sikkert at nye effekttariffer og nye prinsipper for tariffing av kunder i distribusjonsnett bør introduseres samtidig med utrulling av AMS-målerne. Både kunde og nettselskap vil bruke tid på å bli fortrolig med den nye teknologien og de muligheter den gir. Dessuten vil innsamling av faktiske timeverdier fra alle brukerne i nettet gi et bedre informasjonsgrunnlag som kan brukes til å analysere nytten av og behovet for ulike typer tariffimpulser.

#### **Behov for overgangsordninger for mer-/mindreinntektssaldo**

En omlegging av tariffmodellene vil kunne ha store inntektsvirkninger. Et system basert på effekt kan ha egenskaper som gir større variasjon i inntektsstrømmene og som vil være mer krevende å håndtere økonomisk. Nettselskapene har lite erfaring med hvordan ulike prissignaler vil påvirke kundens bruksmønster for energi- og effekt. TEN ber derfor NVE vurdere behovet for overgangsordninger i forhold til 25 % terskelen i kontrollforskriften § 7-5 for mindreinntekt og tilsvarende terskel knyttet til renteberegning for merinntekt i § 8-7 når tariffstrukturene skal legges om. En slik ordning vil redusere nettselskapenes provenyrisiko og forhindre større og hyppige endringer i ulike tariffer.

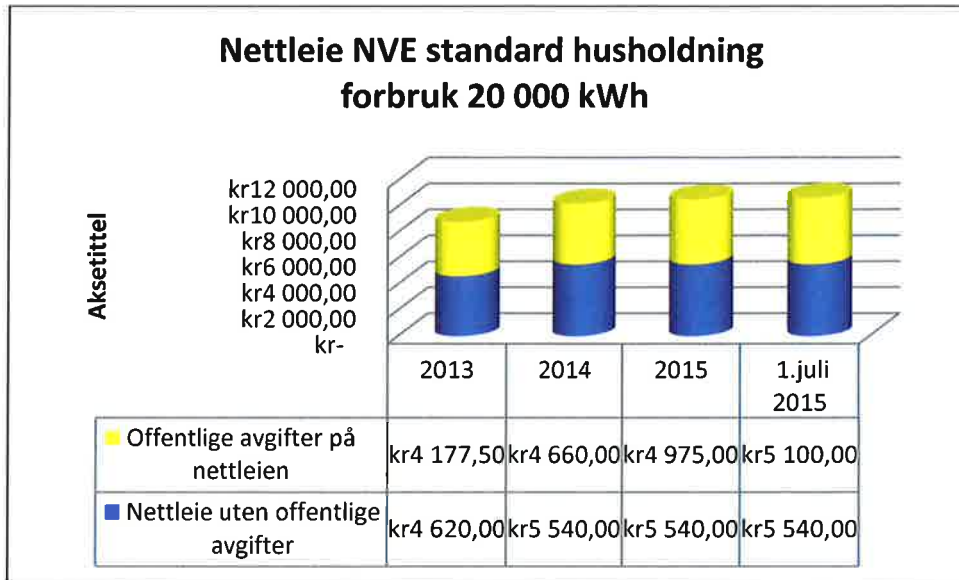
Med vennlig hilsen

**TrønderEnergi Nett AS**

*for* Arnt-M. Forseth  
Bård O. Uthus  
nettdirektør



## Vedlegg 1

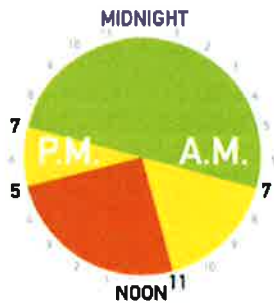


## Vedlegg 2

The rate periods are different in the summer and winter months. With Time-of-Use rates, there is a financial incentive for you to conserve energy and to shift some consumption away from on-peak periods.

### Summer Weekdays

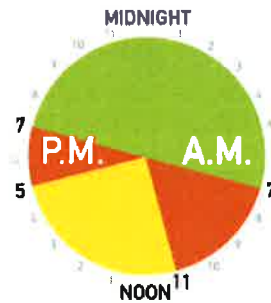
May 1<sup>st</sup> to October 31<sup>st</sup>



The highest energy prices occur over the afternoon, when air-conditioning use is greatest.

### Winter Weekdays

November 1<sup>st</sup> to April 30<sup>th</sup>



There are two peak periods during the winter months: in the early morning and in the evening. During these times, increased space heating, lighting and appliance use is common.

### Weekends & Holidays

[Holiday Schedule](#)



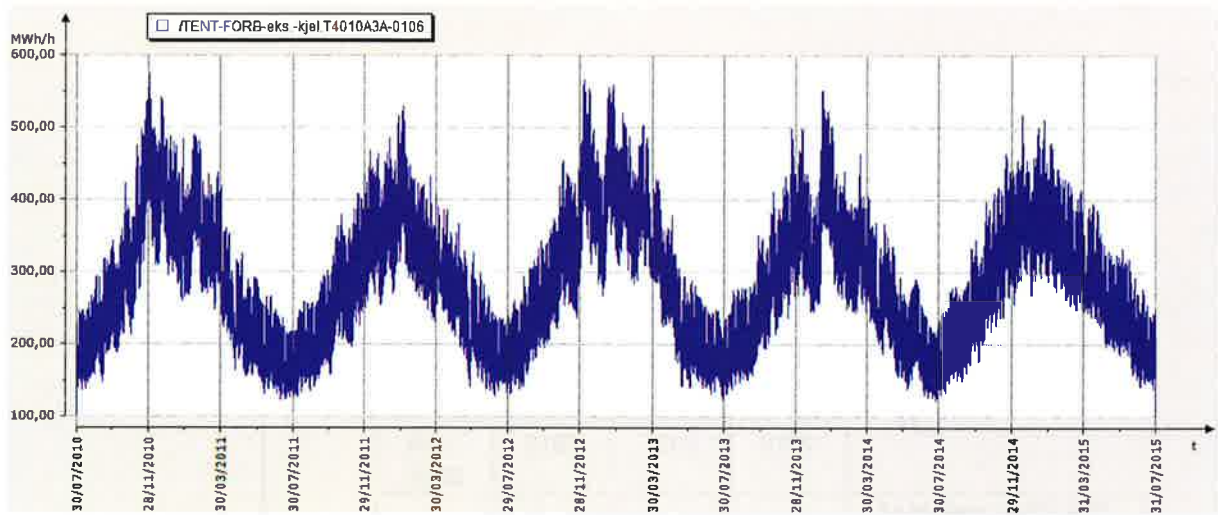
These periods are all off-peak, both summer and winter.

Off-Peak: 8.0 cents/kWh

Mid-Peak: 12.2 cents/kWh

On-Peak: 16.1 cents/kWh

### Vedlegg 3



### Vedlegg 4

