

Hørings svar til "Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet"

Faggruppe Kraftsystemer ved Institutt for Elkraftteknikk ved NTNU ser svært positivt på at nettpriser (igjen) vil inneholde et sterkt element basert på effekt. Som NVEs forslag påpeker, er nettkostnadene sterkt korrelert med maksimaluttaket, og effekttariffer er derfor langt bedre egnet til å gi korrekte prissignaler til forbrukeren (nettkunden). Vi er også enige med NVE at den foreslåtte effektabonnement modellen er langt bedre enn modeller basert på målt effekt, som er mindre forutsigbar, mister virkning etter én tilfeldig høy topp og kan gi veldig feil prissignaler. Videre er vi enige i at det er formålstjenlig å bruke én felles modell med felles priser for alle sektorer, i stedet for å behandle dem helt forskjellig, som i dag.

Vi har noen kommentarer til forslaget:

Terminologi, "fastledd": uttrykket "fastledd" brukes hyppig i forbindelse med abonnert effekt. Noen ganger kalles det "abonnement", noen ganger "fastledd + abonnement". Dette er litt forvirrende (inntil man har skjønnet at "fastleddet" egentlig avhenger av den abonnerte effekten). Vi mener det hadde vært tydeligere hvis man hadde omtalt tariffleddene som "fastledd", "abonnert effektledd", "energiledd" og "overforbruksledd".

Ett viktig argument for effektabonnement er at det kan øke kundens bevissthet til sitt forbruk. Den gamle H3 effektmåleren (med varmtvannsbryteren ved siden av) var således svært oppdragende og førte til langt bedre forståelse av forbruket. Effektmåleren er neppe det riktige tiltaket i dag, men forslaget fra NVE kunne gjerne ha inkludert noe om oppfordringer/insentiver til å synliggjøre effektforbruket. Dette ville ha styrket den foreslåtte modellen.

På slutten av avsnitt 5.2.6 skrives at "Abonnementene skal ikke differensieres geografisk innenfor sammenhengene konsesjonsområder". I avsnitt 5.2.19 skrives det imidlertid "I utgangspunktet er tariffene generelle og gjelder hele konsesjonsområdet. Eventuell differensiering må være begrunnet i relevante netttforhold. NVE ber om innspill på om det

Postadresse	Org.nr. 974 767 880	Besøksadresse	Telefon	Saksbehandler
7491 Trondheim	postmottak@ie.ntnu.no	O.S. Bragstadsplass 2 E 3. etg.	+47 73594210	Gerard Doorman gerard.doorman@ntn u.no
Norway	www.ntnu.no/elkraft			

Adresser korrespondanse til saksbehandlende enhet. Husk å oppgi referanse.

er ønskelig at overforbruksleddet skal kunne variere geografisk innenfor konsesjonsområdet". Dette er åpenbart et vanskelig område, hvor hensynet til likebehandling må avveies mot hensynet til relevante prissignaler. Tariffen virker ikke etter hensikten hvis det er noen hardt belastede radialer i et ellers godt dimensjonert nett (og dette vil ofte være tilfellet). Kunne man f.eks. tenkt å tillate et høyere overforbruksledd enkelte steder (for å gi sterkere insentiv til å holde seg innenfor abonnert effekt), og kompensere gjennom et lavere fastledd (dvs den delen som ikke er avhengig av effekten) ved å gi dispensasjon for at dette leddet minimum skal dekke de kundespesifikke kostnadene. Dette ville premiere de som er fleksible, og ikke bare straffe dem som tilfeldigvis bor i områder med dårlig nett.

I avsnitt 5.1 under beskrivelsen av §14-1 skrives "Når energileddet fastsettes individuelt for hvert tilknytningspunkt, skal tapsprosenten for henholdsvis uttak og innmating ha samme absoluttverdi, men motsatt fortegn". Betyr dette at energileddet ofte vil være negativ for plusskunder og at det noen ganger kan være negativt for forbruk også, gitt at marginaltapsprosenten i transmisjonsnettet er negativt på en rekke tilknytningspunkter? Hvis det er riktig forståelse kunne det være hensiktsmessig å skrive dette eksplisitt, hvis ikke burde det nevnes og argumenteres.

Til slutt en mer prinsipiell betraktning. Et problem med den foreslåtte modellen er at den er statisk, det vil si at kunden straffes for overforbruk, uansett om nettet er hardt belastet eller ikke. Det argumenteres for at kundene stort sett vil ha sitt maksimum samtidig med resten av området, men dette stemmer kun delvis. Overforbruk vil straffes uansett tid på året; for de fleste vil kanskje ikke dette utgjøre et stort beløp, men for noen med avvikende forbruksmønstre vil det kunne bli det. For kunden er det videre en ulempe å "måtte følge med forbruket", og mange kunder vil føle at de må passe på, det vil si dette medfører transaksjonskostnader. Imidlertid er de fleste nettene høyt belastet relativt få timer hvert år (når det er svært kaldt), og kundene vil derfor få et insentiv til å redusere effekten selv når dette er helt unødvendig sett fra nettets belastning. Et alternativ er derfor et dynamisk effektabonnement, der effektgrensen kun aktiveres når det faktisk er et behov i nettet. Fordelen med dette er at ordningen blir enda mer treffsikker og kundene unngår å betale ekstra for noe som det ikke er behov for. Dette innebærer selvsagt noen utfordringer, f.eks. med hensyn til varslings og kundeinformasjon generelt, men disse kan løses.

Overforbruksleddet kunne være betydelig høyere i denne modellen, for i motsetning til den foreslåtte modellen hvor det er optimalt å ha noe overforbruk, ønsker man å redusere dette til et minimum i den dynamiske modellen. I den opprinnelig foreslåtte modellen¹ er

¹ Se G.L. Doorman, "Capacity subscription: solving the peak demand challenge in electricity markets", IEEE Transactions on Power Systems 20 (1), 239-245 (2005) og Gerard Doorman and Laurens de Vries, "Electricity market design based on consumer demand for capacity", Paper prepared for Joint EURELECTRIC-Florence School of Regulation event Design the Electricity Market(s) of the Future, Brussels, 7 June 2017.

det en fysisk begrensning, det vil si at det ikke blir noe overforbruk, men det er nok litt for tidlig å innføre dette nå. Et høyt overforbruksledd vil ikke gi særlig inntekter til nettselskapet, fordi man forventer lite overforbruk. Spørsmålet er da hvor mye effekt kunden vil kjøpe: mer enn i den andre modellen fordi overforbruksleddet er høyt, eller mindre fordi aktivering skjer sjelden? Dette er en av de tingene man må se nærmere på.

En dynamisk variant kunne kanskje også åpne for noe hyppigere aktivering i noen nettdeler enn i andre. Man kunne da differensiert mellom nettdeler uten å differensiere tariffleddene; men selvsagt er det fortsatt snakk om forskjellsbehandling innenfor samme konsesjonsområde. Likevel er dette kanskje mer akseptabelt hvis det ikke blir for stor forskjell, og hvis aktiveringen ikke inntreffer for ofte. Men kunne f.eks. tenke på raskt voksende hytteområder med dårlig nettkapasitet.

Vi vil ikke foreslå å erstatte den foreslåtte modellen med den dynamiske, men vi mener vi at forskriften burde åpne for denne tariffen som alternativ allerede nå. Nettselskap som ønsker å prøve ut denne, kan da gjøre det uten å måtte søke om dispensasjon. Den dynamiske varianten er tross alt mer fleksibel og framtidsrettet enn tariffen som ligner mye på H3-tariffen som ble avskaffet for over 30 år siden (selv om den har sin fulle berettigelse igjen i dag). Den vil i fremtiden potensielt også kunne brukes i kraftmarkedet, avhengig av hvordan effektsituasjonen utvikler seg.

Med vennlig hilsen,

Professor Kjetil Uhlen
Faggrupeleder

Professor Il Gerard Doorman

Professor Magnus Korpås