

Reguleringsmyndigheten for energi
v/NVE
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Dato: 22.05.2020
Vår referanse:
Deres referanse: 202001392

Hørings svar - endringer i nettleiestrukturen

Det vises til RME høringsdokument nr.1/2020 – Endring i nettleiestrukturen. Agder Energi vil med dette gi sine innspill til høringen.

Generelt – store frihetsgrader innenfor trange rammer

Vårt generelle inntrykk av det forslaget som nå foreligger er at det gir store frihetsgrader til det enkelte nettselskap når det gjelder å bestemme avregningsgrunnlag for alle nettets kostnader unntatt tapskostnadene. For tapskostnadene derimot er det klare føringer på at disse skal tariffes i form av et energiledd.

Agder Energi har forståelse for at det på nåværende tidspunkt kan være vanskelig å vite om en modell vil ha større sannsynlighet for måloppnåelse enn en annen. Målet, slik vi forstår det, er at prisingen av nettet skal bidra til at eksisterende nett utnyttes så godt som mulig og minimaliserer behovet for å investere i nytt nett slik at de totale nettkostnadene kan holdes så lave som mulig. Dagens tariffpraksis i Norge, med høye energiledd og lave fastledd kan ikke sies å understøtte en slik målsetting.

På den ene siden kan det derfor være formålstjenlig å bare angi noen prinsipper og la nettselskapene forsøke ut forskjellige tariffstrategier, la disse virke noen år for så å vurdere hvem som gav best resultat. På den annen side skal nettselskapene først analysere seg fram til riktig modell for sine kunder for deretter å lære opp kundene til å kunne ta rasjonelle og gode valg basert på tariffenes insentivvirkninger. Det er ikke en triviell oppgave. Dersom forskjellige nettselskap skulle komme fram til forskjellige konklusjoner om hva som er best egnet vil kunder som har eiendom på forskjellige deler av landet måtte sette seg inn i svært forskjellige modeller. Det er lite trolig at kundene vil ha stor nok interesse for dette spesielle temaet til å gi det så mye oppmerksomhet. Vår hypotese er at jo større variasjon i modell og prisinsentiv over landet, jo mindre er sannsynligheten for å lykkes. Dette fordi hvert enkelt nettselskap vil stå mer eller mindre alene om å informere sine kunder om tariffen. Det er begrenset hvor mye ressurser hvert enkelt nettselskap kan bruke på det. Hvis vi for

eksempel kunne enes om at den største utfordringen framover er nettkapasitet til å ta hånd om hjemmelading av elbiler og at vi derfor ønsket at så mye som mulig av lading foregikk mellom 22.00 og 06.00. Da kunne nettselskapene og myndighetene (NVE/RME) i fellesskap igangsatt en landsdekkende informasjonskampanje og informert om en nett-tariff a la Glitre Nett sin modell (halvt energiledd om natten). En slik landsdekkende kampanje ville sannsynligvis ført til at en mye større andel av elbilene ville blitt programmert til å lade om natten enn det vi vil oppnå med mange forskjellige modeller og mange små kraftløse lokale infokampanjer.

Det er fortsatt over 100 nettselskap i Norge og det vil sikkert være forskjellige syn på hva som er den beste modellen ut fra hva slags type utfordringer det enkelte nettselskap står oppe i eller ser for seg skal komme. Med den konsolidering vi har sett i det siste blir selskapene større med et bredere spekter av utfordringer. At vi skal trenge mange forskjellige tariffløsninger er svært lite sannsynlig. Dagens situasjon der de fleste nettselskap har en tariff med lave fastledd og høye energiledd viser jo at selskapene kun har hatt et mål med tariffen, - å hente inn tillatt inntekt. De siste fem til seks årene har det vært kjent for selskapene at NVE har tatt til orde for at høye energiledd er uheldig uten at selskapene i særlig grad har respondert på det (ved å redusere energiledd og øke eller evt. differensiere fastledd). At man skulle ha veldig forskjellige behov burde i så fall ha resultert i at selskapene gikk i forskjellig retning innenfor de frihetsgradene man har i dag.

Vår konklusjon er derfor at det vil være uheldig med stor variasjon i tariffutformingen over landet og vil oppfordre NVE/OED til å begrense frihetsgradene. Det er ikke gitt at det er modellen i seg selv som er det viktigste, men kanskje er det informasjonen og opplæringen av kundene. Dersom både nettselskapene, kraftleverandørene og myndighetene kunne gjort den jobben i fellesskap har vi tro på at måloppnåelsen kan bli god. Med de foreslåtte frihetsgradene vil dette bli svært utfordrende om ikke umulig å få til.

Lik tariffstruktur i hele landet vil også gjøre prisforskjellene svært transparente. Prisforskjellene, som i stor grad skyldes forskjeller i kostnads- og kundegrunnlag, er med jevne mellomrom gjenstand for politisk oppmerksomhet. NVE har for kort tid siden, på oppdrag fra OED, analysert forskjeller i nettleie og gitt sin anbefaling knyttet til eventuelle utjevningstiltak. Dette kan sees som en korrelert problemstilling og burde som sådan vært omtalt i høringsforslaget.

Politiske signaler eller faglige vurderinger som bakgrunn for tariffutforming.

Det fremlagte forslag gir nettselskapene mulighet til å legge vekt på politiske signaler fremfor faglige argumenter i valget av modell. Det gir et utfallsrom i valg av modell som er uheldig og mulighet for en særinteressekamp inn i beslutningsprosessen. Et forhold som er berørt er det faktum at et lavt energiledd gir lavere besparelse for en egenprodusert kilowatttime. Det påvirker lønnsomheten til solcelleanlegg. Et tiltak som å produsere en andel av sitt eget energibehov ved hjelp av solceller reduserer ikke behovet for nettkapasitet. Det er derfor, som høringsnotatet påpeker, ingen faglig begrunnelse for at en slik kunde skal betale mindre til dekning av nettets faste kostnader enn andre. NVE påpeker at dersom det er politisk ønskelig å stimulere til økt privat produksjon av elektrisk energi med solceller så bør eventuelle støtteordninger være åpne og tydelige og ikke i form av skulte

subsidiert gjennom en nettleie der kostnaden ikke forsvinner, men må bæres av de andre brukerne. Agder Energi støtter denne tilnærmingen.

Når det gjelder nettleie for kommersielle ladestasjoner av elbiler gir NVEs tilnærming likevel grunn til bekymring. Her fremstilles det i høringen som at en modell der avregningsgrunnlaget baseres på en døgnbasert maksimal timesverdi vil være gunstig for ladestasjoner med liten brukstid. Et spørsmål det da er naturlig å spørre seg er hvorvidt det faktisk at en ladestasjon har liten brukstid medfører et lavere behov for nettkapasitet som igjen kan forsvare en lavere pris. Eller vil det samme gjøre seg gjeldende som for et solcelleanlegg, at redusert nettleie for en ladestasjon må bæres av de andre brukerne. I så fall er det ingen bedre faglig begrunnelse i å gi ladestasjoner med lav brukstid redusert nettleie enn å gi solcelleanlegg en slik reduksjon. Agder Energi mener at i den grad det er politisk ønskelig å stimulere til at det bygges ladestasjoner der de kommersielle aktørene ikke finner det lønnsomt må støtteordningene også her være åpne og tydelige og ikke gjennom en nettleie som ikke forsvinner, men må bæres av de andre brukerne.

NVEs forslag til forskriftendring er ikke konsekvent i sin tilnærming til avveiningen mellom politikk og fag. Det innebærer at denne avveiningen overlates til nettselskapene. I praksis betyr det at et nettselskap som legger vekt på det politiske signalet vil utforme en tariff som imøtekommer ladeoperatørens behov for lav nettleie mens et nettselskap som vektlegger de faglige vurderingene vil utforme en ganske annerledes tariff. Da vil rammebetingelsene for ladestasjoner i distriktene bli svært forskjellige. Både et faglig forankret og et politisk forankret nettselskap kan begge komme til å velge en tariff med et effektledd. Som forskriftsforslaget angir skal da effektleddet baseres på kundens høyeste målte effektuttak over en periode på ett døgn. Det faglig forankrede nettselskapet vil da tenke at en kunde med høy tilgjengelig effekt hele året, men med liten bruk av denne effekten må betale det meste av sin nettleie på bakgrunn av kundens etterspørsel etter effekt og ikke faktisk bruk. Dette nettselskapet vil derfor bruke § 14-2 fjerde ledd som bakgrunn for et fastledd differensiert etter kundenes etterspørsel etter effekt (f.eks. sikringsstørrelse) og få dekket det meste av de faste kostnadene gjennom dette leddet. Effektleddet vil dekke de resterende kostnadene, men dette leddet vil være lavt. Et politisk forankret nettselskap vil heller velge en modell med et lavt fastledd som henter inn en relativt liten andel av de faste kostnadene og et effektledd som henter inn en stor andel av disse. En ladestasjon med lav brukstid vil hos dette nettselskapet bli avregnet en lav nettleie. Konsekvensen av dette vil da bli at utbredelsen av ladestasjoner i områder med lav elbilandel vil bli svært forskjellig. Det vil igjen føre til at nettselskapene noen steder vil bli gjort ansvarlige for sen utbygging av ladeinfrastruktur selv om nettselskapet kun har tilstrebet å få en så riktig fordeling av nettkostnadene som mulig. Dette vil utfordre bransjen omdømme ytterligere.

Agder Energi er skeptisk til at nettleiemodell tilpasses til et spesifikt problem som lønnsomhet for ladestasjoner med lav brukstid. Vi mener at støtte til slike stasjoner inntil biltettheten er stor nok til å forsvare både investering og drift, må løses på annen måte enn å tilpasse nettleietarifene. For eksempel ved bruk av anbudskonkurranser der operatørene konkurrerer på hva de må ha i støtte for å være villige til å drifte en gruppe ladestasjoner. Selve støtten må da finansieres utenfra, for eksempel via ENOVA sine ordninger. Hvis det mot formodning skulle bli politisk bestemt å bruke nettleie som et slikt instrument kan ikke nettselskapene samtidig gis frihetsgrader i utformingen som ikke understøtter bestemmelsen. Dette resonnementet understøtter vårt standpunkt om at

frihetsgradene må strammes inn. Skal tariffene brukes til å understøtte et politisk mål om elektrifisering må denne støtten etter vårt syn fremstå lik over hele landet.

Et underkommunisert tariffproblem – en stor andel av nettkundene får i dag lov til å velte kostnadene over på de andre.

Tariffmodellene NVE foreslår å forskriftsfeste er svært forskjellige i struktur. I to av modellene vil avregningsgrunnlaget dannes av faktiske målinger (timeverdier) mens i den tredje vil avregningsgrunnlaget være en kapasitet gitt av en fysisk eller juridisk begrensning (sikring). Dette er en svært signifikant forskjell. Forskjellen ligger i at i en modell der faktiske målinger skal ligge til grunn vil kunder med ubetydelig eller svært lite forbruk betale svært lite til dekning av nettets faste kostnader i forhold til en modell der kunden må betale sin andel uavhengig av om den brukes eller ikke. Agder Energi Nett har over 9.300 kunder (4,5%) som årlig bruker mindre enn 1000 kWh. I sum bruker de ca. 0,14% av total overført mengde til de energiavregnede kundene. Ca. 34.000 av kundene (16,4%) bruker mindre enn 5.000 kWh, noe som tilsvarer ca. 3% av energimengden. Historisk har lave fastledd og høye energiledd medført at denne kundegruppen i betydelig grad har vært subsidiert av kunder med høyt energiforbruk. Uansett hvilken modell et nettselskap velger mener vi denne urimeligheten må fjernes. Urimeligheten blir værende med en modell der hele det residuale inntektsbehovet hentes inn over et avregningsgrunnlag som dannes av målte verdier. Vår konklusjon er derfor at fastleddet både i en abonnements- og maksmodell må være rimelig høyt i forhold til historiske fastledd for at denne kundegruppen skal betale en rimelig andel av de faste kostnadene i nettet.

Dette betyr at Agder Energi etterlyser en tydeligere føring på hva som skal dekkes av fastleddet i tariffen og hva som kan dekkes av et effektledd. Den foreslått formulering i § 14-2 fjerde ledd som lyder: "fastleddet skal utformes slik at kunden dekker er rimelig andel av de faste kostnadene i nettet" er ikke presis nok. En tydeligere føring ville medført at kunder med minimalt forbruk ville måtte betalt et signifikant fastbeløp selv om en abonnementsmodell ville gitt minste mulige abonnement og en effektmodell ville gitt minimalt effektledd. En slik føring kunne vært at kundekostnadene og driftskostnadene skulle dekkes inn gjennom et likt fastledd for alle kunder og at kapitalkostnader og kostnader til overliggende nett skulle dekkes inn gjennom et tillegg til fastleddet basert på en av modellene for differensiering (sikringsstørrelse, abonnent effekt eller målt effekt). Det kan føres gode resonnement for at kundekostnadene er tilnærmet like for store kundegrupper (måling, avregning fakturering og innfordring). Driftskostnadene er også en type kostnader som kan fordeles flatt da alle kundene er avhengig av det apparatet som sørger for at det til enhver tid er kapasitet (spenning) tilgjengelig for alle kundene (nettsentral, vakter, beredskap, tilsyn osv). Det er derfor en kostnad det ikke er rimelig å fordele i forhold til etterspørsel etter effekt, men binert i forhold til tilknytning (JA/NEI).

Når det gjelder de større næringskundene som allerede i dag er effektmålt har vi et tilsvarende tariffproblem. Agder Energi Nett har gjort en analyse av en rekke slike kunder og det viser seg at det er mange av dem som har en juridisk rett til å belaste nettet med betydelig større effekt enn den de faktisk benytter. Avregningsgrunnlaget for disse kundene er i dag høyeste målte effektuttak over en periode på en måned. Når det høyeste effektuttaket ofte ligger under 20% av tilgjengelig effekt er

det grunn til å stille spørsmålstegen ved om kunden faktisk betaler en rimelig andel av de faste kostnadene i nettet gitt dagens tariffstruktur. Så kan det hevdes at kunden sannsynligvis har betalt et anleggsbidrag som står i forhold til tilgjengelig effekt, men det er en sannhet med modifikasjoner. Anleggsbidraget har kun vært med å dekke de kundespesifikke kostnadene med tilknytningen og i svært liten grad kostnader i det bakenforliggende nettet.

Av de foreslåtte modellene er det kun modellen der kundens etterspørsel etter effekt defineres av en teknisk eller juridisk begrensning (sikring) som adresserer denne problemstillingen. Det betyr ikke at sikringen nødvendigvis må definere hele kundens bidrag til dekning av de faste kostnadene i nettet. En andel kunne vært dekt på bakgrunn av en målt verdi og en annen andel av den teknisk/juridisk mulige/avtalte. Slik vi oppfatter høringsforslaget vil en slik kombimodell være tillatt. Om det er en anvendelig modell må vurderes opp mot kompleksiteten. For dagens energimålte kunder kan kompleksiteten fort bli en alvorlig barriere, mens for det profesjonelle segmentet som også i dag har effektbaserte tariffer burde problemet være overkommelig.

Et overkommunisert tariffproblem – overgangen fra dagens modell til en ny.

I foreliggende høringsnotat gjentar NVE det direktoratet har poengtert i begge de to tidligere høringene, - at energileddene i nettselskapenes tariffer er for høye og at disse i fremtidens modell må reduseres slik at de kun dekker de marginale tapene i nettet. Dette standpunktet har blitt så kraftig utfordret av aktører som hevder seg å representere "den jevne forbruker" at direktoratet nå foreslår å gi nettselskapene tiden fram til 1.1.2027 for å komme dit.

Agder Energi mener at problemet med de høye energileddene er sterkt overkommunisert. Agder Energi Nett besluttet i 2018 å foreta en større omlegging av tariffstrukturen for husholdning og hyttesegmentet. Fra 1.4.2019 ble denne kundemassen differensiert i fem grupper delvis ut fra felles stikkledning (blokkleiligheter), delvis ut fra sikringsstørrelse og delvis ut fra bruk (fast bosetting/fritid). Alle gruppene unntatt blokkleilighetene fikk økte fastledd (forskjellig økning). Samtidig ble energileddet redusert fra 22,5 til 12,5 øre/kWh (eksklusiv forbruksavgift, avgift til energifondet og mva). Som følge av denne omleggingen fikk kundegruppen med svært lavt energiforbruk en relativt stor økning i nettleie (prosentvis). En stor andel av hyttekundene tilhørte denne kategorien. På den andre siden fikk de fleste blokkleiligheter, rekkehus og eneboliger en redusert nettleie. Total inntekt over tariffene i 2018 og 2019 var tilnærmet like. Omleggingen, som gjaldt ca. 195.000 kunder medførte klage fra Norges Hytteforbund på vegne av deres kunder i AENs forsyningsområde og en håndfull enkeltstående hyttekunder. Ingen enkeltkunder med blokkleilighet, rekkehus eller enebolig eller interesseorganisasjon for disse kundene klaget på omleggingen av tariffene. Heller ingen av de nesten 600 kundene som hittil har installert solceller på sine private tak har klaget. Pr. 1.1.2020 ble tariffene justert på nytt der fastbeløpene alle ble noe økt mens energileddet ble redusert til 11,5 øre/kWh. Denne erfaringen viser oss at en reduksjon av energileddet fra nivået i 2018 på 22,5 øre/kWh og ned til et nivå tilsvarende marginale tap ikke nødvendigvis er særlig smertefull og vanskelig. Dersom den kombineres med en omlegging der den relativt store kundegruppen som pr i dag slipper å bidra til å dekke sin rimelige andel av de faste kostnadene i nettet gjøres ansvarlig for sin andel.

Med denne bakgrunn mener Agder Energi at en omleggingsperiode med en lineær reduksjon av energileddet over 6 år er en altfor lang overgangsperiode som kun vil svekke eventuelle insentivvirkninger og være kontraproduktivt i forhold til å skape oppmerksomhet og fokus på målet om et "billige nett". Agder Energi vil anbefale en overgangsperiode på ett til to år. I denne perioden bør nettselskapene pålegges å "skyggeavregne" alle kundene på bakgrunn av den nye tariffen. Da vil kundene kunne se, måned for måned, utslagene av den nye tariffen for deres forbruk og forbruksmønster. Det vil gi god opplæring i tariffen og hva forskjellige tiltak kan bety i besparelse.

Insentiv til å redusere effekttopper

NVE foreslår i forslag til § 14-2, fjerde ledd å åpne for at energileddet skal kunne ha et påslag for å gi kundene en "økonomisk motivasjon til å redusere effekttopper i enkelttimer". Det er i høringsdokumentet anført at et slikt påslag skal være frivillig (for nettselskapet), men gjelde alle like sluttbrukere innenfor et nettområde (like tariffen), det skal ikke gi et for sterkt prissignal og det skal ikke dekke en for stor andel av kostnadene i nettet. Formuleringer som "for sterkt prissignal" og "for stor andel av kostnadene" er ikke egnet til å skape forutsigbare rammer for nettselskapet. Et selskap som ønsker å bruke et slikt prislelement vil ønske at dette er stort nok til å gi et signifikant signal om å flytte fleksibelt forbruk bort fra disse timene. Hva som er "for sterkt" vil det i utgangspunktet ikke finnes noen forvaltningspraksis å ta utgangspunkt i. Nettselskapene vil derfor være avhengig av at NVE tydelig formulerer hvilke kriterier som vil være utgangspunktet for en vurdering av dette knyttet til en eventuell klagesak. Forskning på området og uttesting i andre land (Thema Rapport 2019-11 «Nettariffer før ett effektivt utnyttjande av elnettet» for den svenske Energimarknadsinspeksjonen) viser hvor stor endringen i pris fra en lavpristime til en høypristime må være for å gi en %-vis endring i forbruk. Og da snakker vi om endring i total opplevd pris sett fra kunden. I tabell 1 har vi skissert den totale variable kostnaden sett fra kundens ståsted (avrundet til hele tall i øre/kWh) med utgangspunkt i en typisk vinterpris i 2018/2019. Den viser en kostnad på 76 øre pr kWh. Skal vi ha håp om en signifikant respons på et prissignal tyder forskningen på at økningen må være minst 50%, sannsynligvis enda høyere. Det vil si at påslaget på energileddet må minst være 38 øre/kWh slik at prisen sett fra kunden blir 114 øre/kWh eller høyere.

Energipris inkl. MVA	50 øre/kWh
Forbruksavgift inkl MVA	20 øre/kWh
Energifondet Inkl MVA	1 øre/kWh
Energiledd, nettleie inkl. MVA	5 øre/kWh
Sum Energiledd sett fra kunde	76 øre/kWh

Tabell 1: Sammensetning av sum energiledd sett fra kundens ståsted en typisk vinterdag i 2018/2019 under forutsetning av et energiledd i nett-tariffen som kun dekker marginale tap.

Dette innebærer at energileddet inkludert MVA vil stige fra 5 til 43 øre/kWh. Dersom en slik økning vurderes som for stor og dermed et "for sterkt" signal og for eksempel begrenses til tre ganger ordinært ledd vil det fra kundens ståsted oppleves som en økning på kun 20%. En slik økning vil ikke gi tilstrekkelig økonomisk motivasjon til å redusere effekttoppene. Da vil også nettselskapenes begrunnelse for å innføre et slikt ledd forsvinne.

Å innføre en slik tariff med et tilstrekkelig insentiv for alle kundene vil nødvendigvis innebære at en andel av nettinntektene vil komme fra dette leddet. Hva som her er "en for stor andel" må også tydeliggjøres for at et nettselskap skal ha tilstrekkelig trygghet for å innføre et slikt tariffledd. AEN er i ferd med å teste ut en slik tariffmodell der tre timer om formiddagen og tre timer om ettermiddagen i vinterperioden er gitt et prispåslag i en slik størrelsesorden. Uten reduksjon av forbruk i disse timene er det anslått at ca. 16,5% av årets energiforbruk skjer i disse timene og dermed vil bli avregnet med den høye prisen. Det innebærer at ca. 24% av tariffinntektene fra denne kundegruppen (dagens energimålte kunder) vil komme fra dette leddet. I sum vil ca. 36% av nettinntektene da komme fra et energibasert tariffledd (marginaltapsledd pluss påslagsledd). Dersom man tester dette mot forslaget til § 13-1 punkt e om at tariffene skal utformes slik at de reflekterer kostnadsstrukturen i nettet er det nærliggende å konkludere med at modellen strider mot dette kravet, særlig hvis det overordnede kriterium er at faste kostnader ikke skal kunne dekkes inn over et påslag i energileddet. Her er det igjen viktig at NVEs vurderingskriterier for hvorvidt en tariffutforming faktisk reflekterer kostnadsstrukturen tydeliggjøres og gjøres kjent for nettselskapene.

NVE ser ut til å være optimistiske med tanke på teknologisk utvikling som bistår kunden i å fordele ut forbruk. Etter det Agder Energi erfarer, er slikt utstyr både kostbart og har fortsatt en lang vei å gå for å bli brukervennlig nok for en større del av befolkningen. Aktiv utvikling av gode løsninger hos leverandører forutsetter en vesentlig etterspørsel, og denne vil først komme når kunden har et tydelig incentiv for å fordele ut forbruk. Et tydelig incentiv forutsetter en markant prisforskjell i modellen, og dette må være varig og lett å oppfatte for at kunden skal gå til investering av styringsutstyr.

At kundene skaffer utstyr for styring av forbruk er en forutsetning for at tariffen skal ha effekt, og kan også ha andre positive effekter: Utvikling av et fleksibilitetsmarked forutsetter at forbruk kan styres hos kunden. Dermed kan investering i styringsutstyr både hjelpe kunden med å forholde seg til tariffen, og gjøre kunden i stand til å tilby fleksibilitet i et marked.

I gjeldende forskrift heter det i § 13-1 punkt d at tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet. Dette må sies å være et punkt som i svært liten grad har vært adressert av NVE. En tariffutforming med høye energiledd og lave fastledd slik tariffene i stor grad er i Norge i dag, kan vanskelig sies å være i tråd med dette kravet. Når det så foreslås å innføre et nytt krav om at tariffene også skal reflektere kostnadsstrukturen i nettet er det grunn til å sette spørsmålstegn ved om disse to prinsippene er forenlige. Det er da grunn til å stille spørsmål ved formuleringene som er brukt i punkt d og e i forslaget til § 13-1 og om disse er materielt forskjellige. I punkt d heter det "... skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler ..." mens det i punkt e heter " skal utformes slik at de reflekterer ...".

Agder Energi vil støtte prinsippet om at energileddet skal kunne ha et påslag i enkelttimer. I tråd med vårt standpunkt om at hele landet bør ha en modell mener vi derfor at formuleringen i § 14-2 tredje ledd må være "... , og skal i tillegg ha et påslag". Når NVE ikke ser for seg at dette påslaget skal kunne brukes til å redusere topplast lokalt ved å styre det mot faktiske flaskehals (både i tid og rom), men gjelde alle kunder i hele forsyningsområdet må det i stor grad betraktes som et systemtiltak. Det taler for at eventuelle timer med påslag defineres av systemansvarlig og gjelder likt

for alle kunder i hele landet. Selve styrken i prissignalet bør settes lokalt innenfor de generelle rammene.

Døgnmaks som avregningsgrunnlag for effektledd.

Det avregningsprinsipp som NVE foreslår å innføre som obligatorisk dersom nettselskapet velger å anvende et effektledd medfører som vi tidligere har anført at kunder med lav brukstid får et betydelig lavere avregningsgrunnlag enn i en modell med månedsmaksimal (som er det mest anvendte i dag). Dersom en stor andel av nettets faste kostnader dekkes inn over effektleddet vil kunder med lav brukstid betale lite av de faktiske kostnadene og kunden med høy brukstid mye. Det er ikke et godt tariffingsprinsipp. Statnett innførte i 2015 et liknende prinsipp for avregning av de såkalte SFHB-kundene (stort forbruk høy brukstid), men med motsatt "fortegn". Her får kunder med høy brukstid store rabatter i forhold til kunder med lav brukstid. Dette prinsippet er klaget inn for ESA på to forskjellige grunnlag, EUs statsstøtteregulering og EUs tariffregulering. Statnett har nå lagt fram et forslag til tariffstrategi fra 2021 der brukstid fjernes som parameter i beregningen av nettleie for disse bedriftene. Det er et paradoks at NVE nå foreslår å innføre et tariffprinsipp som favoriserer kunder med dårlig brukstid.

EUs tariffregulering legger til grunn en viktig premisse for tariffutformingen, at den skal være kostnadsreflekterende ("cost reflektiv"). Ser vi for oss to helt like ladestasjoner for elbiler som begge har bestilt og inngått avtale med AEN om tilgang til 500 kW kapasitet til enhver tid. De har betalt samme anleggsbidrag og er ansvarlige for samme bakenforliggende nettinvesteringer. Den ene har stor trafikk og gjennomsnittlig en døgnmaksimal på 400kWh/h. Den andre er svært sporadisk i bruk, på enkeltdager når lasten 400 kWh/h, men gjennomsnittlig døgnmaksimal er 50 kWh/h. Ladestasjonen med liten bruk vil bli avregnet et effektledd som kun utgjør 12,5% av hva stasjonen med høy bruk belastes. For at ladestasjonen med lav bruk skal dekke en rimelig andel av de faste ledd slik at tariffingen kan sies å være kostnadsreflekterende må fastleddet dekke opp for urimeligheten i effektleddet. Da må fastleddet differensieres på grunnlag av kundens etterspørsel etter effekt som for begge er 500 kW selv om forslaget til § 14-2 femte ledd sier at det ved bruk av effektledd ikke er et krav.

Slik Agder Energi ser det er det fullt mulig å bruke døgnmaks som avregningsgrunnlag av et effektledd i stedet for månedsmaks, men at det er et tiltak som løser et problem knyttet til kunder med lav brukstid kan vi vanskelig se.

Uansett hva som velges som avregningsgrunnlag for et eventuelt effektledd må en betydelig større andel av de faste kostnader kreves inn over et fastledd og differensieres på grunnlag av kundens etterspørsel etter effekt. I en slik kontekst blir ikke avregningsgrunnlaget for effektleddet veldig viktig.

Overgangsbestemmelser

Vi har tidligere gitt uttrykk for at en lang overgangsperiode for å redusere energileddet er unødvendig. Når det gjelder fastledd og effektledd for dagens effektavregnede kunder har vi grunn til

å tro at endringen i nettleie fra dagens regime til det nye vil kunne slå betydelig alvorligere ut. Her er det behov for en overgangsperiode der endringen tas i flere trinn. Når selskapene pålegges å ha en alternativ tariff klar fra ikrafttredelsen (1.1.2022) synes en overgangsordning for de kundene som ikke ber om det på tre år å være fornuftig.

Bestemmelser om informasjonstiltak.

NVE foreslå et nytt fjerde ledd i § 13-5 knyttet til nettselskapenes plikt til å gi kundene tilstrekkelig informasjon slik at de kan innrette sitt forbruk etter prissignalene i tariffen. Bestemmelsen inneholder også noen minimumskrav til informasjonen. Forbruket per time og de økonomiske konsekvensene av forbruket skal være elektronisk tilgjengelig senest påfølgende døgn kl. 09.00. Dette kravet innebærer at kunder kan bli henvist til å måtte besøke både sitt nettselskaps og sin kraftleverandørs hjemmesider for med brukernavn og passord aksessere sin informasjon. Begge vil ha samme informasjon om forbruk time for time men forskjellig informasjon om de økonomiske konsekvensene. Det vil fremstå som en lite kundevennlig løsning. Det kunden har behov for er en samlet oversikt da det er totalen som utgjør kundens energikostnad og det er de totale økonomiske konsekvensene som er interessante. Et tilleggskrav bør derfor være at nettselskapet skal legge til rette for at kraftleverandør skal få tilgang til de økonomiske konsekvensene (forbruk time for time har jo kraftleverandørene tilgjengelig via ELHUB) på et gitt format innen et gitt tidspunkt. Et alternativ er å overføre kostnaden pr time til ELHUB sammen med måleverdiene.

Virkninger for fjernvarmevirksomhet.

Agder Energi er eier av fjernvarmeselskapet Agder Energi Varme og selvsagt opptatt av dette selskapets rammebetingelser. Når fjernvarmeprisen gjennom energiloven er korrelert med prisen for elektrisk oppvarming der fastleddet er holdt utenfor beregningen vil endring i forskriften ha direkte konsekvens for inntektene til et fjernvarmeselskap. I høringsnotatet er NVE tydelige på intensjon med nye føringer for fastledd. Det sies tydelig at forslaget til endringer i nettleiestruktur ikke har til hensikt å endre maksimalprisen for fjernvarme. Hvordan man skal sørge for å ivareta denne intensjonen er ikke konkretisert. Dette er ikke trivielt å få til i praksis. Det er uklart om NVE mener at fjernvarmeselskapene kan fortsette dagens praksis uavhengig av hvilken tariffmodell det aktuelle nettselskap velger eller må endre sin beregning av maksimalpris for fjernvarme. Hvis det siste er tilfelle må NVE gi en forring for hva som skal ligge til grunn for beregningen hvis det fortsatt er slik at en andel av fastleddet ikke skal inngå.

Oppsummering – hovedpunkter

1. Agder Energi mener at landet trenger en felles tariffmodell for nettleie. En felles modell og en felles innføring med tett samarbeid om informasjonstiltak tror vi er viktigere suksessfaktorer enn de tekniske detaljene i modellen.
2. Agder Energi mener at modellen må være enkel å forholde seg til for kundene.

3. Agder Energi mener at modellen må innføres raskt og likt over hele landet. Det er ingen grunn til å dra overgangen ut over mange år.

I tillegg til disse tre punktene vil vi trekke fram følgende momenter som viktige:

- Den relativt store kundegruppen med svært lavt forbruk må dekke en betydelig større andel av nettkostnadene enn i dag. For denne kundegruppen er det umulig å lage et avregningsgrunnlag for noe annet enn energiledd fra målte verdier. Da står teknisk mulig/avtalt kapasitet tilbake som det beste alternativ (sikringsstørrelse)
- Forskriftsforslaget er uklart på hvor store deler av kostnadsgrunnlaget som skal hentes inn over faste ledd og hvor store deler som kan hentes inn over et effektledd (målt eller bestilt),
- Døgnmaks vil medføre at man må legge større vekt på fastleddet slik at kunden fortsatt dekker sin rimelige andel av de faste kostnadene selv om bruken er liten. Dersom døgnmaks opprettholdes bør det være obligatorisk for alle kunder innenfor et segment.
- Et påslag på energileddet i enkelttimer bør være obligatorisk. Timene bør defineres på systemnivå (systemansvarlig), men påslaget (prisen) settes av nettselskapet innenfor tydelige rammer.
- Både forbruk pr time og pris pr time må gjøres tilgjengelig for kunden så fort som mulig. I praksis betyr dette tilgjengelig for kundens representant (kraftleverandør) innen påfølgende døgn kl. 09.00. En praktisk løsning på dette kan være et eget register i ELHUB som inneholder prisinformasjon. Kunden skal via HAN-grensesnittet ha tilgang på sanntidsinformasjon og kan kombinere dette med prisinformasjon i sanntid for også å kunne observere de økonomiske konsekvensene i sanntid.
- Rammebetingelsene for fjernvarmeselskapene må tydeliggjøres slik at det ikke kan være tvil om hva som skal legges til grunn for å beregne maksimalprisen for fjernvarme etter at forskriftsendringen har trått i kraft.

Med hilsen
Agder Energi AS

Unni Farestveit
Konserndirektør samfunnskontakt

Ole-Petter Halvåg
Seniorrådgiver

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.