

Oslo, 25.05.2020

Reguleringsmyndigheten for energi  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 Oslo  
[rme@nve.no](mailto:rme@nve.no)

Deres ref.: 202001392  
Vår ref.: 202005003  
Saksbehandler: Tor B. Heiberg

## Høringsuttalelse om endring i nettleiestrukturen

***Elhub har vurdert NVE's forslag til endring i nettleiestrukturen og overordnet støtter vi innføring av mer effektbasert tariff samtidig som vi mener at ordningene som foreslås bør forenkles. Videre kan og bør Elhub spille en sentral rolle i en kostnadseffektiv implementering.***

Vi støtter forslaget til omlegging som i større grad reflekter kostnadsstrukturen i nettet og gir insentiv til effektiv bruk og investering i nett. Med innføringen av AMS og timeverdier gir det nye muligheter som bør utnyttes. AMS har introdusert forbruksmåling på timenivå for en kundegruppe på 2,8 millioner abonnenter med et forbruk på ca. 35-45 TWh årlig. Dette forbruket bidrar mest til variasjonene over døgnet og årstidene, samtidig som forbruksprofilen er relativt homogen innenfor denne kundegruppen. Videre kommer det nå større behov for endringer drevet av behov for el-bil lading, solenergi, energieffektivisering og smarte løsninger. Disse endringene kan potensielt utløse vesentlig større nettinvesteringer dersom ikke kostnadsdriverne i større grad reflekteres i nettleiestrukturen. En tariffstruktur som gjør at denne kundegruppen tilpasser sitt forbruk på en måte som utnytter nettet effektivt vil være av stor samfunnsøkonomisk betydning.

Vi mener det vil være av avgjørende betydning for å oppnå målet om effektiv utnyttelse og utvikling, at kundegruppen endringen i hovedsak gjelder for er i stand til å forstå egen adferd i relasjon til strukturen i nettleien. Derfor mener vi at enkelhet både i innhold og kommunikasjon av tariff og faktiske kostnadsdrivere må vektlegges høyt. NVE påpeker dette forholdet i flere deler av høringen, men vi mener det konkrete forslaget ikke i tilstrekkelig grad gjenspeiler dette. Vi vil i det følgende komme med forslag til endringer som vi mener forenkler og tydeliggjør. Vi mener det

er rom for dette uten at det går på bekostning av de prinsippene og intensjonene som ligger til grunn for utforming av ny nettleiestruktur.

### **Avgrensning av aktuelle nettleiemodeller**

Foruten kriteriet om enkel, forståelig og lett kommuniserbar modell er det også viktig å hensynta at modellene skal implementeres i IT systemer og støtte effektive prosesser for avregning og kundeinformasjon på digitale plattformer. Dess flere modeller dess mer kompleksitet.

NVE's forslag legger opp til flere varianter av både fastledd, energiledd og effektledd. Sammen med tidsdifferensiering gir dette slik vi vurderer det, muligheter for 24-32 kombinasjoner som alle vil være egne tariffmodeller. NVE ber om innspill på avgrensning av aktuelle nettleiemodeller og vi foreslår nedenfor flere avgrensninger.

Kunder som bruker mindre enn 100.000 kWh per år kan regnes som mindre "profesjonelle" i forhold til kunder som bruker mer. Det er i praksis begrenset hvor mye ressurser denne kundegruppen vil bruke på å forstå og tilpasse seg mulige modeller for nettleie. Dermed er det en fare for både manglende tilpasning og svekket omdømmet til bransjen, dersom modellene ikke forstås av denne kundegruppen. Derfor bør det legges begrensninger på hvilke nettleiemodeller de kan eksponeres for. For denne kundegruppen foreslår vi følgende:

- Fastleddet kan bare bestå av fastpris differensiert på fysisk sikringsstørrelse
  - Fysisk sikringsstørrelse er dimensjonerende for nettet, er en nøytral parameter og vil oppleves som en rettferdig fordeling av de faste kostnadene.
  - Modellen med abonnert effekt er på papiret en god tilnærming men som det fremkom av den forrige høringen, er den krevende å implementere og vedlikeholde. Derfor mener vi den bare er aktuell dersom kun en modell skulle vært gjeldende og man samtidig la inn store ressurser på informasjon og tilrettelegging. Når denne modellen skal være en av flere modeller og som bransjen samtidig er negativ til, mener vi at en allerede nå kan se bort i fra en slik modell. Dessuten kan man i stor grad oppnå det samme med andre tariffelementer som foreslås.
  - Avtalt sikringsstørrelse er ikke nærmere beskrevet i høringen, men det må antas at kunden må betale mer for å overskride avtalt sikringsstørrelse og det på en annen måte enn under abonnert effekt. Administrativt må dette da avtales med den enkelte kunde. Dersom ikke alle kundene velger avtalt sikringsstørrelse vil man kunne komme i konflikt med prinsippet om "rimelig andel av de faste kostnadene". Det blir for komplisert for denne kundegruppen å forstå hvorfor fastleddet endrer seg opp en måned og hvorfor det eventuelt reduseres senere. Videre er avtalt sikringsstørrelse i stor grad det samme som døgnmaks eller månedsmaks bare trinnene i modellen settes lave nok. Dette er således dekket i muligheten som ligger i effektleddet.
- Energileddet baseres på marginaltap samt påslag for å motivere til å redusere effekttopper i enkelttimer (time of use)
  - Etter vår mening bør marginaltaper ha en fast enhetspris gjennom året, da energileddet allikevel blir tidsdifferensiert gjennom året ved forbruksendringer. Tidsdifferensiert enhetspris vil eventuelt bare fange opp det kvadratiske elementet i nettaperet og være av langt mindre betydning enn variasjoner i forbruk og kraftpris.

- Dette er en kundegruppe med stor grad av samvariasjon og som sammenfaller med effekttoppene i nettområdet. Dermed legges det til rette for god presisjon i forhold til intensjonen med å redusere effekttopper i enkelttimer.
- Tidsdifferensiert effektledd basert på døgnmaks dersom energileddet ikke inneholder påslag over døgnet for å motivere til å redusere effekttopper i enkelttimer
  - Det er uheldig om denne kundegruppen potensielt skal kunne eksponeres for både "time of use" i energileddet og døgnmaks i effektleddet slik NVE's forslag åpner for. Hvis kundens døgnmaks skulle falle utenfor timene med "time of use" vil det være feil insentiv i forhold til prinsippet om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Hvis døgnmaks faller innenfor timene med "time of use" er det dekkende med enten "time of use" eller døgnmaks.

Avgrensingen ovenfor vil muliggjøre en pedagogisk fremstilling av løpende kostnad for denne store kundegruppen. Det vil kunne frembringe en summert kostnad per time som grafisk er presenterbart på digitale plattformer og som kan støtte opp under besparende rådgivning og andre tjenester.

For øvrige kundegrupper i lavspenningsnett, dvs. de med mer enn 100.000 kWh /år, kan man legge til grunn større grad av motivasjon for å sette seg inn og tilpasse seg mer kompliserte modeller. Vi er imidlertid av den oppfatning at månedsmaks for disse kundegruppene må refereres til nettområdets månedsmaks og ikke til den enkelte kundes. Nettområdets månedsmaks er det som er relevant i forhold til effektiv utnyttelse og utvikling av nettet, og enkeltkunder bør effektpriser i forhold til forbruk på dette tidspunktet. Enkeltkunders månedsmaks som faller utenfor nettets månedsmaks må ikke "straffes" da de i seg selv bidrar til effektiv utnyttelse av nettet. Nettområdets månedsmaks kan f.eks. fastsettes til de tidspunkt i løpet av vintermånedene som har høyest last. Bare ved å referere til nettområdets månedsmaks vil det være hensiktsmessig å kunne kombinere effektledd basert på månedsmaks med fastledd basert på avtalt sikringsstørrelse. Å bruke nettets månedsmaks kan være et alternativ til at kunder skal kunne forlange døgnmaks slik som det foreslås i høringen.

### **Plikt til å ha et påslag på energileddet for å jevne ut effekttopper**

Som påpekt ovenfor mener vi at påslaget ikke er hensiktsmessig dersom tariffmodellen også inkluderer effektledd i form av døgnmaks for kunder med mindre enn 100 000 kWh. Da følger det at det ikke er hensiktsmessig med en plikt. Videre vil en plikt vanskelig kunne føres tilsyn med, om ikke NVE også bestemmer et minimum nivå for hvor stor andel av inntektsrammen som skal dekkes av påslaget. I så fall vil det legges føringer på de andre tariffleddene og medføre en detaljregulering som vi oppfatter fra høringen at NVE ikke ønsker.

### **Utveksling av tariffinformasjon**

Vi støtter forslaget om distribusjon av nettariffer gjennom Elhub. Det må imidlertid skilles på selve tariffen og avregningsunderlaget til den enkelte kunde. Tariffen er offentlig informasjon og det enkelte nettselskaps tariffmodell og gjeldende priser bør registreres i Elhub slik at kraftleverandører og andre tjenesteleverandører har et samlet grensesnitt i forhold til å holde seg oppdatert og kunne gi råd og tilbud til sine kunder.

NVE bør videre ta stilling til hvordan avregningsgrunnlaget skal fremstilles for å rekke fristen kl. 09:00 hver dag (ref. 3.5 i høringen). Elhub har tilsvarende frist for beregninger på måleverdier og videresending/tilgjengeliggjøring til eSett, nettselskap, kraftleverandører og sluttbrukere i dag. Det vil være en naturlig utvidelse at Elhub også lager grunnlaget for nettleien og distribuerer dette, gitt at tariffmodell og priser er registrert i Elhub.

Slik vi ser det er det to hensikter med avregningsunderlaget. For det første skal danne grunnlag for fakturering og i så måte vil det være effektivt dess tidligere underlaget foreligger. Men kl.09:00 neste dag er ikke realistisk basert på kravet til datakvalitet ved fakturering. I Elhub samler vi inn alle måleverdiene dagen etter. Men det er først etter fem dager med korrigeringer fra nettselskapenes side at vi har komplett underlag med god nok kvalitet for fakturering.

For det andre skal avregningsunderlaget gi informasjon til forbrukerne slik at de kan tilpasse forbruket raskt. I denne sammenheng er det relevant med avregningsunderlag så raskt som mulig. Men dette kan også leveres av andre markedsaktører i konkurranse med hverandre så lenge tariffmodellen er tilgjengelig og muliggjør fremstilling av faktisk nettkostnad tett opp til forbrukstidspunktet. NVE legger opp til regulering på dette området, men vi mener det bør vurderes om dette er hensiktsmessig gitt en teknologisk utvikling der kraftleverandører og tredjeparter allerede i dag har kundeplattformer og kan tilby bl.a. forbruksdata og styring av effektbruk.

Det må legges til rette for at tariffinformasjon og avregningsgrunnlag skal kommuniseres mellom datamaskiner og digitale plattformer. Dette må støttes av en obligatorisk nasjonal informasjonsmodell med definerte formater for informasjonsutveksling. Ansvaret for tilsvarende standardisering i kraftmarkedet er lagt til Systemstøtten for Ediel som definert i Avregningsforskriften (FOR 301).

### **Innspill til overgangsbestemmelsen for energileddet**

Det argumenteres for en lang overgangsperiode for å ivareta at de kundene som har investert i egenproduksjon av strøm eller energieffektivisering, ikke får en brå endring i nettleien. Som NVE's beregninger viser gjelder imidlertid dette en begrenset del av kundene, i hovedsak de som har investert i solproduksjon og som samtidig har høyt energiledd i utgangspunktet. Dette hensynet må veies opp mot en vesentlig forsinkelse på investeringer i infrastruktur som vil bidra til effektiv utnyttelse og utvikling av nett. Dette gjelder smarte ladestasjoner langs veiene, på arbeidsplasser og ikke minst i de tusen hjem som fra 2025 bare kan kjøpe utslippsfrie biler. Det gjelder videre smart utstyr, smarte styringssystemer og applikasjoner. Vi mener derfor overgangsperioden bør reduseres til 2, maksimalt 3 år. Omstillingene er allerede i gang drevet av det grønne skiftet. En lengre periode vil medføre at omstillingene starter senere. Det vil være langt mer kostbart for samfunnet enn noen hundre solprodusenter som får 400-700 NOK i økt nettleie.

### **Øvrige forhold**

Eventuell sesongvariasjon av effektleddet og evt. energileddet må begrenses oppad til 12 måneder (kalendermåneder).

Forskjellige tariffmodeller innenfor området til nettkonsesjonæren kan potensielt oppnås ved å etablere flere nettavregningsområder innenfor dette området.

Endringene må ta høyde for finere tidsoppløsning for måleverdiene til noen målepunkter også i lavspentnettet. Skal energiledd og effektledd da fastsettes som priser per 15 min., eller skal 15 min verdiene aggregeres til time? Døgnmaks eller månedsmaks basert på 15 min. oppløsning er en bedre representasjon for effekt enn timeverdier. Men tariffen må ikke utformes slik at det gir incentiv til å beholde timesmåling når kunden av andre grunner er tjent med 15 min. måling.

NVE har for noen målepunkt gitt dispensasjon fra kravet om timeoppløsning. I Elhub forventer vi at 50-60.000 målepunkt i fremtiden ikke vil kunne avregnes på time- eller kvartersnivå. Hvilke tariffer skal gjelde for disse som bare avleses månedlig og sjeldnere? Bare fastledd og marginaltap for disse? Alternativt kan estimert timeforbruk fra Elhub basert på justert innmatingsprofil legges til grunn.

Omleggingen vil kunne kreve omfattende endringer i selskapenes IT systemer og således omfattende kostnader. Der er oss bekjent ikke funksjonalitet i dagens standardiserte KIS systemer for å håndtere tariffleddene på timebasis og med daglig kalkulasjon og distribusjon. Vi mener det vil være langt mer kostnadseffektivt om Elhub gjør dette på daglig basis, da Elhub vil ha hele grunnlaget og allerede har etablerte kommunikasjonskanaler mot markedsaktører og enkeltkunder.

Med vennlig hilsen,



Tor Bjarne Heiberg  
Daglig Leder  
Elhub AS