

Norges vassdrags- og energidirektorat
v/Reguleringsmyndigheten for energi
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Dato: 11.10.2019
Referanse: 201906418
Vår referanse: 683012/v1

Høringssvar - forslag til endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter

Vi viser til høringsdokument nr 6/2019 med direktoratets forslag til endring i inntektsreguleringen av nettvirksomheter og vil med dette komme med våre innspill og kommentarer til forslagene.

Sammendrag

Forslagene NVE har sendt på høring er veldig forskjellige i omfang og konsekvens. Noen er enkle mens andre er svært komplekse. Det fordrer forskjellig tilnærming også i tilsvar til forslagene. Vi vil derfor oppsummere våre innspill i et sammendrag. Videre ut i høringssvaret vil vi utdype enkelte av punktene betydelig.

- AEN er enig i at Elhub-gebyr dekkes inn som et tillegg til inntektsramme.
- AEN er ikke enig i at normandelen ved fastsettelse av inntektsramme øker fra 60 til 70%. Modellen beskriver ikke virkeligheten på en god nok måte til å vektlegge norm høyere enn i dag.
- AEN er enig i at utbetalinger ved svært lange avbrudd gjøres til en kunderettighet. Det bør vurderes hvorvidt grensen bør settes på 6 timer i stedet for 12 (at kunden har krav på automatisk utbetaling ved avbrudd over 6 timer).
- AEN er enig i at kostnader knyttet til systemansvaret bør reguleres på samme måte som andre driftskostnader og at systemansvarlig tildeles en samlet inntektsramme.
- AEN er ikke enig i at kalibreringsgrunnlaget endres i inntektsrammereguleringen. Dette forholdet har store konsekvenser for investeringsinsentivene i modellen, noe som ble grundig utredet i 2011 før innføringen i 2012. Konsekvensene av å nærmest reversere den forbedringen som ble innført i 2012, er mangelfullt utredet i forslaget.
- AEN er enig i et ensartet krav til alle nettselskap mht. skillet mellom regionalt- og lokalt distribusjonsnett som foreslått.

- AEN er enig i at NVE selv bør kunne godkjenne søknader innenfor FOU-rammen på 0,3% av bokført kapital og også kunne dispensere fra rammen ved behov.

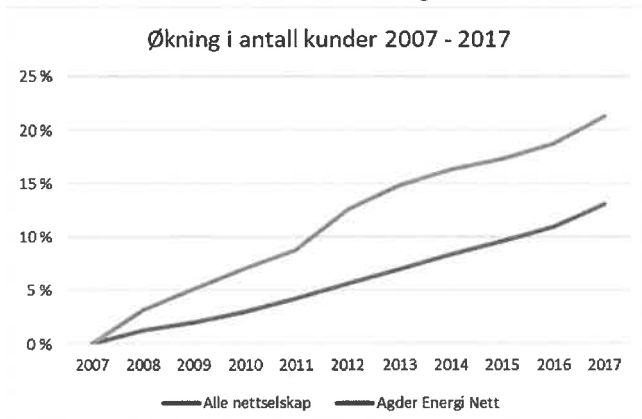
Elhub-gebyr

NVE foreslår at Elhub-gebyr skal kunne dekkes inn som et tillegg til inntektsramme på samme måte som kostnader til overliggende nett og eiendomsskatt. Elhub-gebyr knyttet til den grunnleggende elhub-funksjonaliteten er et gebyr nettselskapene ikke kan påvirke. Krav til kostnadseffektivitet må i hovedsak rettes til Elhub. Det er derfor rimelig at nettselskapene må kunne få dekket hele denne kostnaden som et tillegg til inntektsrammen. Agder Energi Nett (AEN) støtter forslaget. En detalj som må få sin løsning er det forhold at Elhub-gebyr har blitt fakturert nettselskapene i 2019 mens ikrafttredelse av forskriftsendringen knyttet til dette punkt foreslås satt til 1.1.2020. Dersom det skulle være problematisk å gi forskriftsbestemmelsen tilbakevirkende kraft i hht forvaltningsloven burde det vurderes om ikrafttredelsen på dette punkt kunne settes til 31.12.2019 og knyttes til rapporterte kostnader i 2019.

Øke normandel fra 60 til 70 prosent

I prinsippet skal normkostnaden til et nettselskap etter korreksjon for rammevilkår representere et kostnadsnivå det skulle være mulig for nettselskapet å klare seg med til å drifte nettet og gi en normalavkastning på nedlagt kapital over tid. Dersom nettselskapene hadde identiske oppgaver og kapitalkostnaden var basert på en annuitet ville normkostnaden vært en slik "best demonstrerte praksis". Da hadde det også vært rimelig at normkostnaden ble meget sterkt vektlagt i beregning av det enkelte selskaps inntektsramme, - ideelt sett med 100%. Normkostnaden i dagens modell er svært langt fra en slik ideell verden. For å øke vektlegging av normen må det sannsynliggjøres at normen i 2020 beskriver på en bedre måte enn tidligere hva som faktisk er mulig. AEN opplever at det motsatte er tilfelle, at normen blir mindre og mindre relevant i forhold til et oppnåelig kostnadsnivå.

Aust- og Vest Agder (Agder fra 1.1.2020) har hatt en betydelig vekst de siste 10 år. I figur 1 ser vi at antall kunder har økt med 21 % i Agder mot 13% i Norge totalt sett.



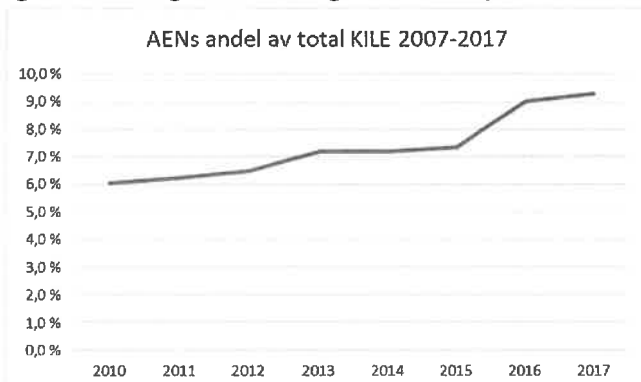
Figur 1: Økning i antall kunder i Agder i perioden 2007 – 2017 sammenlignet med økningen i hele Norge.

I figur 2 ser vi hvordan total kapital (egen- pluss anleggsbidragsfinansiert kapital) har økt hos AEN i forhold til totalt for alle selskap. Fra 2007 til 2017 har total kapital i AEN økt med 120 % mot 80% i landet totalt.



Figur 2: Økning i totalkapital hos AEN i perioden 2007 – 2017 sammenlignet med økningen i hele Norge.

I tillegg til at veksten har vært stor i Agder har klimapåkjenningen på nettet økt betydelig. Det treffer Agder i større grad enn øvrige nettselskap.



Figur 3: Økning i AENs andel av KILE-kostnadene i perioden 2007 – 2017.

Dette illustreres i figur 3 som viser hvor stor andel av landets totale KILE-kostnader som kommer fra Agder i perioden 2010 til 2017. Denne har økt jevnt og trutt fra ca. 6% i 2010 til over 9% i 2017.

I sum forteller dette oss at på tross av rekordhøyt investeringsnivå både knyttet til nye anlegg og ombygging (reinvestering) av gamle for å styrke forsyningssikkerheten, stiger avbruddskostnadene. Dagens DEA-modell og rammevilkårsjustering beregner en normkostnad som i mindre og mindre grad beskriver en "troverdige" norm for AEN. Å gi normen større vekt når modellen viser svakere og svakere forklaringskraft mener vi er å svekke hele reguleringen. Vår anbefaling er å foreta en nøye gjennomgang spesielt av trinn 2 i modellen, - justeringen for forskjell i rammebetingelser, og innføre nødvendige endringer her før det vurderes å øke vektlegging av normen.

Utbetalinger ved svært langvarige avbrudd (USLA)

NVE foreslår at husholdninger og fritidsboliger skal få utbetalt en kompensasjon når de har hatt avbrudd som varer i mer enn 12 timer. Kompensasjonssatsen er beregnet/satt på en slik måte at det er logisk sammenheng mellom KILE-beregningene og kompensasjonssatsen. I tillegg foreslås det at utbetaling ved svært langvarige avbrudd skal trekkes fra avbruddskostnadene når tillatte inntekt skal beregnes.

AEN støtter forslaget om at disse kundegruppene skal ha krav på kompensasjon og at denne skal utbetales automatisk. At KILE og USLA sees i sammenheng slik at nettselskapene ikke blir dobbelt straffet for samme avbrudd slik situasjonen er i dag, er en helt nødvendig opprydning.

Det kan stilles spørsmålsteget ved kundevennligheten i at kompensasjonen først utløses når avbruddet har vart mer enn 12 timer. Ett avbrudd på 12 timer vil i de fleste tilfelle oppleves som svært langvarig. AEN vil foreslå at det vurderes å dra bestemmelsen enda mere i kundevennlig retning. En løsning kunne være å gi husholdningskunder kompensasjon etter 6 timer og fritidsboliger etter 12.

Reguleringen av systemansvaret

NVE foreslår at kostnader knyttet til systemansvaret reguleres på samme måte som øvrige kostnader hos systemansvarlig nettselskap (Statnett) og ikke som i dag der regulator (NVE) fastsetter en egen norm. AEN støtter forslaget. Å fastsette en norm for hva det skal koste "å holde frekvensen" synes svært vanskelig da erfaringen jo viser at disse varierer mye fra år til år og tidligere prognoser har hatt liten treffsikkerhet. En ren kostnadsdekning med to års etterslep som systemansvarlig har for øvrige driftskostnader synes derfor mere hensiktsmessig.

Endre kalibreringsgrunnlag

NVE foreslår å endre kalibreringsgrunnlag i trinn 3 i dagens modell fra eget kapitalgrunnlag til totalt kostnadsgrunnlag inkludert anleggsbidragsfinansiert kapital, dvs. det kostnadsgrunnlaget som inngår (input) i DEA-analysen. Forslaget innebærer en vesentlig svekkelse i modellens investeringsinsentiver og hvordan modellen ivaretar alderseffekter i beregningen av kostnadsnormer. Det er ikke lenge siden NVE utredet dette forrige gang og konkluderte da med å styrke investeringsinsentivene, altså det motsatte av det man nå foreslår.

I rapport 21/2011 om *Alderseffekter i NVEs kostnadsnormer* var noen av argumentene som ble lagt til grunn for å styrke investeringsinsentivene disse:

- Analysene viste at nyere nett ofte hang sammen med dårligere DEA-score. I tillegg kunne det oppstå en skjevhet knyttet til differansen mellom alderen til det enkelte selskap og alderen til selskapene det ble målt mot.
- Momentene over innebar at inntektsstrømmen som følger av investeringer i nettanlegg ikke følger kostnadsstrømmen knyttet til investeringene, da mye av inntektene kommer mot slutten av anleggsmassens levetid.
- Det ble vurdert at korreksjon for usikkerhet knyttet til alderseffektene var nødvendig.

Deretter ble alternativene "nytt kapitalmål basert på annuitet" og "å kalibrere norm på avkastningsgrunnlag" vurdert mot hverandre. Sistnevnte alternativ ble valgt fordi dette medførte lave kostnader ved gjennomføring, ga sterkere investering- og reinvesteringsinsentiver, og bedre samsvar mellom faktiske kostnader og kostnadsnormen. Rapport 21/2011 var basert på et samarbeid mellom NVE og Catenda AS. Rapporten fokuserte på å kartlegge aktuelle problemstillinger, identifisere ulike løsninger, vurdere løsningene mot hverandre og foreslå en endring basert på en helhetlig vurdering av dette. Analysene ble presentert og gjort offentlig tilgjengelig for alle.

Til tross for en omfattende prosess og bruk av ekstern rådgiver, tok det relativt kort tid før det ble stilt spørsmål ved skjevheter i reguleringsmodellen i forbindelse med kundefinansiering av nettanlegg.

I forslagene som nå er på høring (høringsdokument 6/2019) er disse som NVE skriver basert på «*flere innspill på at dagens kalibreringsgrunnlag gir ulike bedriftsøkonomiske insentiver om investeringer er finansiert med anleggsbidrag eller er egenfinansiert. I tillegg er det reist spørsmål om investeringsinsentivene kan ha blitt for sterke i forhold til tiltak på driftssiden*». Dette fremstår ikke på noen måte som et like solid og gjennomarbeidet grunnlag som i 2011 for å vurdere en endring. I tillegg gjøres ikke eventuelle analyser offentlig tilgjengelig. NVE legger ikke fram analyser som tilsier at de utfordringene som nevnes utgjør et strukturelt problem ved modellen, og i så fall hvor store disse problemene er.

På bakgrunn av disse "innspillene" og "spørsmålene" ser det ut som om NVE går rett på å vurdere to muligheter for endring, enten å kalibrere ut fra kostnadsnormen eller total kostnad inklusiv kundefinansierte anlegg. Hele analysen er oppsummert i fem avsnitt. Det presenteres hverken analyser eller detaljerte vurderinger, og langsiktige konsekvenser synes ikke å være utredet.

AEN kan ikke støtte et forslag som synes så svakt utredet og som konkluderer diametralt annerledes enn de betydelig tyngre utredningene fra få år tilbake. Gitt tidligere erfaring med endringer i reguleringsmodellen, mener vi at risikoen for uheldige konsekvenser er for stor til at NVE skal kunne gjennomføre sitt forslag på dette tidspunktet. AEN vil foreslå at det iverksettes et prosjekt der NVE går i dybden av problemstillingen slik at:

1. Eventuelle utfordringer ved dagens kalibrering kartlegges og vurderes
2. Ulike løsninger identifiseres, både enkle grep og mer avanserte løsninger
3. Løsningene vurderes mot hverandre, med fokus på hvor enkelt det er å innføre forslaget, hvordan løsningen bidrar til å løse utfordringene, samt forventede konsekvenser på lengre sikt
4. Forslag til løsning presenteres og sendes på høring på vanlig måte.

I dette arbeidet anbefaler vi at bransjen aktivt involveres, slik at vi kan dokumentere virkeligheten, samt bidra med kunnskap rundt hvordan endringer vil kunne påvirke våre aktiviteter og prioriteringer. I et forsøk på å vise verdien av en slik prosess beskriver vi videre en rekke momenter som er relevante å ta hensyn til når kalibreringen skal vurderes.

Hvorfor øker nettkapitalen?

Grunnlagsdata som NVE brukte i sitt varsel for 2019 viser at nettkapitalen (egenfinansiert – lokalt distribusjonsnett) økte fra 28,3 milliarder kroner i 2007 til 32,7 milliarder i 2011. Etter at modellen ble justert i 2012 økte nettkapitalen videre til 39,6 milliarder i 2015 og 46,8 milliarder i 2017. Isolert sett kan en så stor økning på så kort tid indikere at investeringsinsentivene er for sterke, men det er før man vurderer realitetene bak tallene.

Nettselskapene har leveringsplikt. I perioden 2007-2017 har antall nettkunder økt fra 2,7 millioner til 3,1 millioner. Dette i seg selv forklarer noe av utviklingen. Men, og som figuren under viser, er antall nettkunder kun en del av forklaringen.

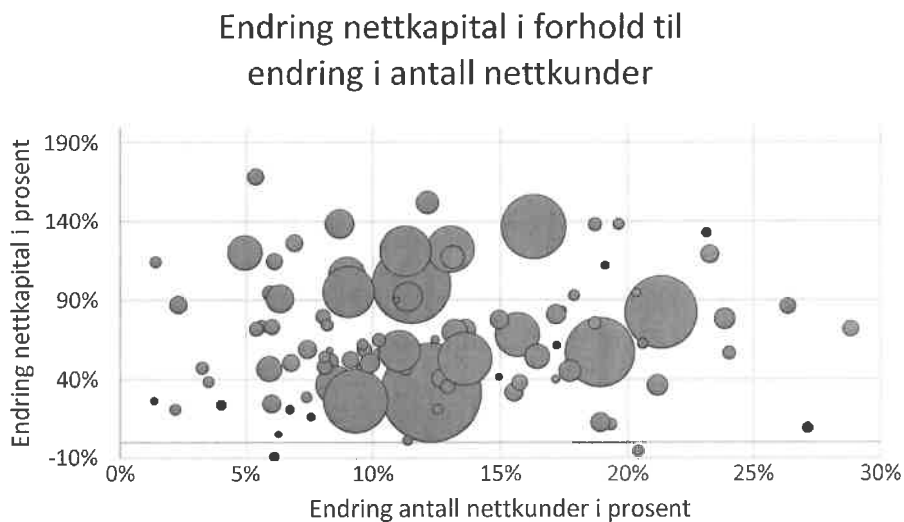


Fig.4 Økning i nettkapital i forhold til økning i antall kunder i perioden 2007 – 2017. Boble representerer nettselskapets størrelse.

- Før 2012 var investeringsinsentivene svake og det ble dokumentert et etterslep på reinvesteringer. Dette bidrar også til å forklare utviklingen etter 2012.
- Bransjen pålegges stadig nye oppgaver som utrulling av AMS-målere. Selv om disse kan spare kunder for kostnader på lengre sikt, bidrar disse til økt kapital på kort sikt.
- I begynnelsen av perioden var ikke elbiler, distribuert kraftproduksjon, induksjonsovner og andre effektkrevende el-apparater like tilgjengelig eller populære som i dag. Disse fordrer investeringer i nett og forklarer noe av utviklingen i nettkapital.
- Det er et uttalt politisk ønske at samfunnet skal elektrifiseres og dette medfører satsing på el-ferger, hurtigladere, og andre elektriske anlegg. Disse øker belastning på nett og utløser et reinvesteringsbehov og/eller behov for nye investeringer.
- 'Uvær' påvirker bransjen i stadig større grad, og kostnader ved strømbrydd har økt over tid (justerte KILE-satser).

Før investeringsinsentivene svekkes, bør det dokumenteres i hvor stor grad 'for sterke' investeringsinsentiver har bidratt til for høy nettkapital. Er nettkapitalen for bransjen 100 millioner kroner høyere enn det den hadde vært ved et svakere insentiv? 500 millioner kroner? 1 milliard.

Anleggsbidrag

NVE begrunner delvis sitt forslag basert på skjevhet i forhold til hvordan kundefinansierte anlegg påvirker resultatene. AEN har forståelse for effekten og er enig i at det er en skjevhet her. Men, om denne skjevheten er signifikant nok til å forsvare en stor endring i modellens insentivvirkninger er ikke dokumentert. De nye reglene om anleggsbidrag bidrar til at det kreves mindre egenfinansiering fremover (da ingen kunde slipper å betale anleggsbidrag). Dette vil redusere sannsynligheten for at det investeres mer enn nødvendig og nettselskap kan ikke velge egenkapital framfor kundefinansiering for å optimalisere egen inntektsramme. Betydning av endringen i anleggsbidrag-regelverket bør tas hensyn til når kalibreringen vurderes endret.

Når 'nyinvesteringer' utløses av levering- og tilknytningsplikt, og skal betales av kunden, er ikke investeringsinsentiv knyttet til disse investeringene en vesentlig problemstilling. Problemet er de investeringene nettselskapet må ta og som ikke kan videreføres kundene som anleggsbidrag og naturligvis reinvesteringene. Disse var viktig da modellen ble endret i 2012.

Punktene over illustrerer igjen behovet for å "stille en god diagnose" før man vurderer "medisinen". Når dette er sagt, vil det også være behov for å identifisere konsekvensene av å endre kalibreringsgrunnlaget både på kort og lengre sikt.

Hvordan påvirker forslaget bransjen?

En første moment som bør analyseres er hvilke selskaper kommer dårligere/bedre ut dersom modellen endres. Våre beregninger viser at blant de ti selskaper i det lokale distribusjonsnettet som får størst oppjustering er uvektet gjennomsnittlig DEA-score etter trinn 2 på drøyt 81 %. Austevoll Kraftlag, Skjåk Energi, Nettet Kraft og Lærdal Energi er små nettselskaper med høye kostnader per kunde og relativt lav DEA-score. Disse får en oppjustering på minimum 5,5 % i DEA-score. Ser vi på de større nettselskapene, er mange blant taperne. Eidsiva taper over 4,4 %, Lyse taper over 2,5 %, Agder mister nærmest 2 %, og NTE, Norgesnett og BKK får også en nedjustering. Ved å se på listen over hvilke nettselskaper som kommer bedre eller dårligere ut er det grunn til å stille spørsmål om endringsforslaget bidrar til å svekke insentiver til kostnadseffektivitet.

Det fremgår ikke av høringsdokumentet hvorvidt NVE har foretatt vurderinger knyttet til hvorvidt forslaget kan bidra til svakere insentiver til kostnadseffektivitet. Den endring i kalibrering som foreslås kan bidra til å redusere konsekvensene for et selskaps DEA-score av å ha høye driftskostnader. Det kan igjen innebære at endringen kan bidra til å bremse en ønsket restrukturering i bransjen.

Er investeringsinsentivene sterkere i dag enn de har vært tidligere?

AEN har analysert kalibreringspotten og avkastningsgrunnlag for perioden 2012-2019 (basert på vedtak og varsler) for å få et bilde av hvordan dagens kalibrering påvirker investeringsinsentivene. Vi har beregnet hvilket tillegg i normkostnad et selskap ville fått dersom det reinvesterte 10 MNOK ekstra. Resultatene oppsummeres i tabellen under.

	Kalibreringspotten	Avkastningsgrunnlag	Tillegg i norm
2012	684 353	31 871 898	215
2013	3 349 855	32 748 055	1 023
2014	1 899 802	34 288 683	554
2015	2 490 042	35 706 724	697
2016	2 096 524	37 532 953	558
2017	1 943 067	39 758 354	489
2018	1 644 656	42 765 618	384
2019	1 651 106	47 272 877	349

Tillegget er beregnet som:

$$\frac{10\,000}{avkastningsgrunnlag_t + 10\,000} \cdot kalibreringspotten$$

Beregningen forutsetter at en investering på 10 millioner kroner ikke påvirker kalibreringspotten. Dette er en forenkling som ikke trenger å være langt fra virkeligheten. Av tabellen ser vi at selskapet får et mindre tillegg for investeringene sine i 2019 (349 kkr) enn i 2018 (384 kkr), 2017 (489 kkr), 2016 (558 kkr) og 2015 (697 kkr). Vi mener denne analysen er viktig da den viser at investeringsinsentivene faktisk er svakere nå enn det de har vært.

Dersom bransjen fortsetter å effektivisere, og strukturendringer medfører at det blir færre nettselskaper vil gjennomsnittlig DEA-score øke og tillegget i norm falle ytterligere. Det kan da stilles spørsmål om dagens kalibrering fortsatt gir gode nok investeringsinsentiver? Dette er et viktig spørsmål å utrede, før det vurderes å svekke investeringsinsentivene via endret kalibrering.

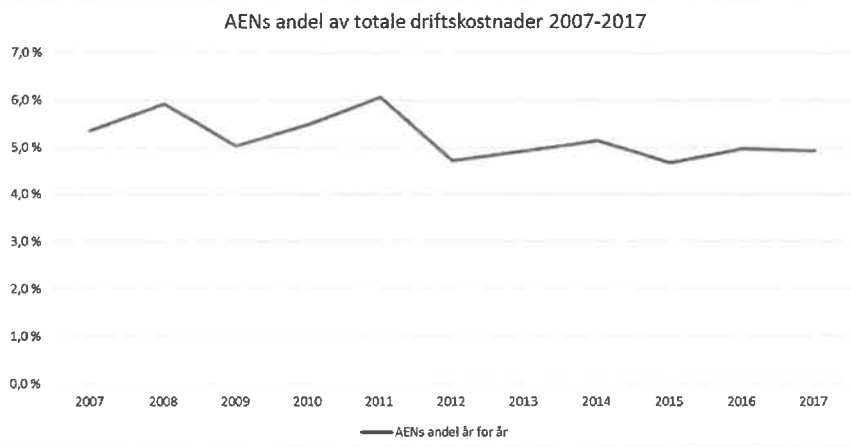
Tidspunkt

Agder Energi Nett ser at modellen ikke er perfekt og at det er et behov for justeringer. Vi støtter prosessen rundt ny modellering av rammevilkår og bidrar i utviklingsprosjektet som vurderer en ny oppgavebeskrivelse (effekt/energi-distanse). Rundt disse fremtidige endringene vil det også være naturlig å vurdere endringer i kalibreringen. Vi håper at vi har dokumentert i tilstrekkelig grad at det er behov for ytterligere og mer omfattende utredninger før forslaget til endret kalibrering kan innføres.

Utover faglige argumenter viser vi til pågående strategiprosesser i bransjen, og øvrige endringer i regelverket. Vi er i en periode der vi trenger forutsigbarhet i større grad enn vanlig. Med hyppige endringer i reguleringsmodellene, i tillegg til alle andre endringer innenfor teknologi og øvrige regulering, blir ofte forutsetninger bak blant annet mulige fusjoner endret i løpet av prosessen. Dette taler også for å utsette en endring i kalibrering til for eksempel 2021, da det er planlagt at rammevilkår og trinn 2 også skal justeres. Det vil gi NVE vil bedre tid til å utrede mulige løsninger for å justere på kalibreringen.

Konsekvens for eget selskap

AEN var før endringen i 2012 ett av de nettselskap som ut fra sitt framtidige investeringsbehov var svært bekymret for om løfteevnen stod i et rimelig forhold til behovet. Endringen i 2012 innga tillitt til at regulator tok bekymringene til etterretning og faktisk iverksatte nødvendige endringer. Etter denne endringen har bokført kapital i vårt nett økt fra 3 til 5 MRD, en økning på 67%. AEN har en betydelig høyere både bokført og total kapital, enn det fiktive mønsterselskapet som danner normkostnaden for selskapet. Dette gjelder både for det lokale og det regionale distribusjonsnettet.



Figur 4: Utviklingen i AENs andel av totale driftskostnader til nettselskap med inntektsramme i perioden 2007 – 2017.

På den annen side er driftskostnadene betydelig lavere. Figur 4 viser utviklingen i AENs andel av bransjens totale driftskostnader fra 2007 til 2017. Denne har vært fallende i perioden og indikerer at AEN har redusert sine driftskostnader relatert bransjen som helhet til tross for en "økende andel" av oppgaven (output i DEA). DEA-resultatene blir likevel svake og selskapet har ingen mulighet til å redusere sitt kostnadsgrunnlag til noe i nærheten av normkostnaden. Det er ikke sannsynliggjort at de svake DEA-resultatene skyldes ineffektivitet i selskapet.

Det norske samfunn skal de nærmeste årene gjennom en elektrifisering som vil kreve ytterligere utbygging av den elektriske infrastrukturen. Selv med et relativt nytt regelverk som setter klare krav til kundefinansiering vil det være en betydelig andel av investeringene som må dekkes av nettselskapet. Den endring NVE foreslår i kalibrering reduserer avkastningen på bokført kapital i AEN med ca. 0,5% fra et nivå som allerede ligger under NVEs referanserate. Fra 1.1.2019 innførte NVE en endring i fastsettelsen av referanserenten som medførte en redusert referanserate. Nå foreslås det i praksis å ytterligere svekke avkastningen for de kapitaltunge selskapene som AEN. Tilliten til stabilitet i reguleringen utfordres og den regulatoriske usikkerheten øker. Sett fra et investorperspektiv vil det naturligvis påvirke krav og forventninger til risikopremie. AEN vil hevde at dette ikke er "riktig medisin" i en fase der det vil måtte kreves betydelig investeringsvilje for å elektrifisere og derigjennom gjøre det mulig for landet å redusere klimagassutslippene.

Et av argumentene som brukes for å begrunne forslaget er å stimulere nettselskapene til å ta i bruk kundefleksibilitet som et alternativ til å investere i økt kapasitet. Altså å kjøpe fleksibilitet av kundene i de få timene nettkapasiteten er for liten til å dekke behovet slik at investering i økt kapasitet kan utsettes og kanskje unngås. AEN er enig i at nettselskapene bør incentiveres til å vurdere kjøp av fleksibilitet opp mot investering i økt kapasitet og selskapet er involvert i pilot-prosjekter der denne type virkemidler skal testes ut. Men, det er langt fram til vi har en markedsmodell og en

markeds plass der nettselskapet kan avveie kostnad til kjøp av fleksibilitet opp mot en investeringskostnad. Det synes derfor både prematurl og risikabelt å gjøre vesentlige endringer i dagens modell for å tilpasse seg en umoden framtidig markedsmodell for fleksibilitet.

Inntil vi har en markeds plass der prisen pr kW fleksibilitet dannes kan skjevheten i incentivvirkning håndteres på enkle alternative måter. For eksempel kan det kreves at "kjøp av systemtjenester" i det regionale og lokale distribusjonsnettet rapporteres som egne kostnadsarter i eRapp. I en overgangsfase kan "kjøp av fleksibilitetstjenester" omregnes til en kapitalverdi og inkluderes i dagens kapitalgrunnlag før kalibreringen.

AEN mener at et fleksibilitetsmarked trenger sterkere virkemidler enn nøytralitet mellom drifts- og investeringskostnader for å "komme i gang". For det første er det en liten del av investeringsprosjektene der fleksibilitet vil kunne være et reelt alternativ. De aller fleste prosjektene er begrunnet i nye kunder (nye, bolig-, hytte- og industrifelt) eller gamle anlegg som må bygges om pga. tilstand (utgått levetid). Tilbake står kanskje 10% av investeringsmidlene som i mer eller mindre grad kan påvirkes av et fleksibilitetsmarked. For det andre vil risikoen knyttet til et fleksibilitetskjøp være større enn risikoen knyttet til en investering. Markedet vil kunne danne en pris for den fleksibiliteten (ett gitt antall kW) nettselskapet trenger neste vinter. Dersom alminnelig forbruksøkning spiser opp dette volumet raskt for eksempel som følge av en svært kald vinter vil nettselskapet risikere å ikke kunne klare å overholde sin leveringsforpliktelse. Det er derfor vår oppfatning at den foreslåtte medisin heller ikke vil være effektiv.

Det er altså vår oppfatning at det å gjøre incentivene mht. avveining mellom et driftstiltak og et investeringstiltak like ikke er et tiltak som vil stimulere til bruk av fleksibilitet i nevneverdig grad. Hvis det er målet må man ta i bruk tydeligere virkemidler som for eksempel det vi her har foreslått, - å la fleksibilitetskostnaden inkluderes i et kapitalmål. I prinsippet er AEN tilhenger av at ressursbruk måles i form av en total kostnad og at kalibrering knyttes til denne. Forutsetningen må da være at total kostnaden ikke er avhengig av investeringsprofilen (alder på nettet), men baseres på en annuitet. På den måten vil også aldersproblematikken løses. Vi vil derfor foreslå at modelleringen av TOTEX-kostnadsfunksjonen vurderes på nytt før større endringer i dagens modell.

Skillet mellom regionalnett og lokalt distribusjonsnett

Det er i dag forskjellig praksis med hensyn til hvordan avganger fra transformatorstasjoner på nedtransformeringssiden rapporteres. Definisjonsmessig er disse avgangene å forstå som lokalt distribusjonsnett. På den annen side er avgangene en integrert del av transformatorstasjonene og vanskelig å skille fra disse på en konsistent måte. AEN har alltid ført disse avgangene på regionalt distribusjonsnett (tidligere benevnt regionalnett). Andre har fordelt kostnadene knyttet til trafostasjonene mellom regional- og lokalt distribusjonsnett. AEN er enig med NVE i at det bør defineres krav til rapporteringen/føringen slik at anleggene blir behandlet likt og kan inngå i DEA-analysene på ordinær måte. Kravet om at alle nettselskap skal kostnadsføre avgangene på virksomhetsområdet regionalnett støttes.

AEN vil likevel påpeke et forhold som burde vært adressert i denne forbindelse. Det finnes mange koblingsstasjoner ute i det lokale fordelingsnettet som har samme kompleksitet som avganger fra en trafostasjon (effektbrytere med full verneutrustning og kommunikasjon). Disse telles ikke med og gir

dermed ikke økt "oppgave/output" i DEA-analysen for det lokale distribusjonsnett. Er de derimot knyttet til en transformatorstasjon gir de økt oppgave/output i DEA-analysen for det regionale distribusjonsnett. Denne forskjellsbehandlingen gjør noe med incentivene og kan være med å påvirke hvilken teknisk løsning som velges. Forskjellen skaper også gråsoner når for eksempel koblingsanlegget på 22kV ligger "på andre siden av veien" i forhold til trafostasjonen. Er bryterne da avganger fra trafostasjonen eller et koblingsanlegg i det lokale fordelingsnett? AEN mener at koblingsstasjoner av en viss kompleksitet bør være med i oppgavebeskrivelsen til det regionale fordelingsnett uavhengig av om stasjonen har transformering. Det vil fjerne gråsoner og i stor grad nøytralisere incentivene.

Ny forvaltningspraksis for pilot- og demoprojekter

NVE har identifisert to barrierer for igangsetting av pilot- og demoprojekter. Det ene knytter seg til den økonomiske rammen (0,3 % av nettselskapets avkastningsgrunnlag) og det andre til betingelsene for å bli et godkjent FoU-prosjekt.

AEN er enig i at disse barrierene kan fjernes ved at NVE selv kan gjennomføre en vurdering av om et prosjekt er støtteverdig og åpne for å gi dispensasjoner fra den øvre grensen. Vi er likevel skeptisk til den store vekt forslaget legger på at NVE skal vurdere på om det er mulig å få andre institusjoner til å behandle søknaden, eventuelt om prosjektsøknaden kan endres for å oppnå dette. Det synes for oss som en lang og komplisert vei fram til målet. I stedet for en slik omvei bør det stilles krav til nettselskapet om at veien via FoU-godkjenning er uttestet i forkant av at søknaden sendes NVE.

Når det gjelder vilkårene som må tilfredsstilles for at et prosjekt kan gis dispensasjon i forhold til den øvre grensen på 0,3% har vi ingen kommentarer eller endringsforslag.

Med hilsen
Agder Energi Nett AS



Svein Are Folgerø
adm.dir