

NOTAT

Tittel: Rettferdig fordeling av nettkostnader	Dok nr./ref. 1269110
	Dato: 19.05.20155
	Tal sider: 2
Selskap/utarbeidd av: Sogn og Fjordane Energi v/konsernsjef Asgeir Aase	Vedlegg:
Mottakarar: OED v/statsråd Tord Lien	Kopi til:

Ein klar systemfeil

Det har vore investert, og er behov for betydelege investeringar, i kraftnettet. Nytt nett er nødvendig for å sikre forsyningstryggleik, men ikkje minst for å nå dei nasjonale målsetnader om meir fornybar kraftproduksjon.

Fornybarressursane er svært ulikt fordelt i Noreg. Dagens kostnadsfordeling medfører ein systemfeil, der kostnaden med nettbygging for å realisere nasjonale fornybar- og klimamål i stor grad blir belasta kundar i område med store fornybarressursar.

Ikkje berre er ordninga uakseptabel for innbyggjarar og næring i fornybarområda, som tek tyngda av kostnaden for ei nasjonal målsetting. Høge tariffar i fornybarområda kan også skape incentiv for etablering av (kraftintensiv) industri i område med større avstand til kraftressursane og dermed auke investeringsbehovet i regional- og sentralnettet.

Uttalt målsetnad om utjamning

Problemstillinga er kjent og akseptert. Det finst enkle løysingar, men så langt er det frå sentrale styresmakter ikkje gjennomført tiltak som korrigerer dagens diskriminerande ordning. Dette trass i føringane i energilova med forskrifter om «ikkje-diskriminerande og objektive tariffar».

For å illustrere at dette er ei kjend problemstilling vert det mellom anna vist til:

Ot.prp. nr. 62 (2008-2009), «Om lov om endringer i energiloven», der uttalar OED eksempelvis: «Økt utbygging av fornybar energi er et nasjonalt og internasjonalt satsingsområde som det er rimelig at alle, både produsenter, forbrukere og storsamfunnet, bidrar til å finansiere» (side 7), og «Regjeringen vil at forbrukere i hele landet skal være med på å betale for nettilknytning av fornybar energi» (side 36).

NVE seier i sin «Gjennomgang av den samlede reguleringen» (notat 20.01.2010): «*Potensialet for utbygging av ny kraftproduksjon er ikke jevnt fordelt i landet, og utbygging vil, med dagens ordning, kunne føre til relativt store tarifføkninger for uttak i enkelte regioner*» (side 2).

I OED si ekspertgruppe («Reitenutvalet») heiter det mellom anna: «*Noen regioner vil fortsatt være dyrere enn andre, for eksempel Nord-Norge og Sogn og Fjordane har krevende kostnadsforhold og få kunder å dele kostnadene på*» («Et bedre organisert strømnnett», side 54).

Samanslåingar er ikkje løysinga

Fleire tek til orde for at restrukturering og større nettselskap er løysinga på dei store tariffskilnadane. Det er god grunn til å vurdere den samla nettstrukturen i Norge, og det kan vere god grunn til å stille spørsmål ved talet på nettselskap. Evt samanslåingar må likevel bygge på andre synergjar enn utjamning av nettariffar, for det er ikkje løysinga på systemfeilen som ligg i dagens tariffierungsmodell. Vi kan her peike på fire grunnar til dette:

1. **Det vil ikkje gi god nok utjamning:** Det vil framleis vere skilnad mellom regionar som følgje av systemfeilen, og det vil berre vere heilt definerte samanslåingar som gir bidrag.
2. **Der er andre, viktigare drivarar for rasjonell samanslåing:** Selskap med stor tariffskilnad treng ikkje vere dei mest logiske partnarar med størst synergipotensial.
3. **Systemfeilen kan vere til hinder for rasjonelle samanslåingar:** Døme på dette er etableringa av Mørenett, der nettleigeauke på 1 øre i det eine selskapet sitt nettområde nesten sette ein stoppar for samanslåinga.
4. **Det finst enklare, meir effektive og mykje raskare måtar å jamne ut tariffen:** Døme på dette nemner vi nedanfor.

Det finst enkle tiltak

Følgjande er eksempel på enkle tiltak for å få fram ei rettferdig ordning, og ei naturleg oppfølgjing av «Reitenutvalet» sine målsettingar:

- Tariffinntektene frå innføring i regionalnettet kjem som inntekt til regionalnettet (i dag går desse inntektene til sentralnettet)
- Etablering av utjamningsfond, betalt av alle kundar men avgrensa til alminneleg forsyning. Utbetaling frå fondet går til selskap som gjennomfører nasjonale investeringar. Nasjonale investeringar er f.eks. investeringar som har vore og vert utløyst av nasjonale pålegg, til dømes utbygging av nett utløyst av fornybar kraft i sertifikatmarknaden. Dette bør også gjelde historiske investeringar, men praktisk avgrensa til nærare definert tidspunkt.

Til:	Helgeland Kraft, SFE Nett og Varanger Kraft
Fra:	Advokatfirmaet Wiersholm v/Inge Ekker Bartnes og THEMA Consulting Group v/Åsmund Jenssen
Dato:	30. september 2014

Harmonisering av tariffer i regionalnettet – juridiske og økonomiske spørsmål

Bakgrunn

Vi befinner oss i en periode hvor det foretas omfattende investeringer i det norske strømmettet. En viktig drivkraft bak nettinvesteringene, særlig i regional- og sentralnettet, er utbyggingen av ny fornybar kraftproduksjon som følge av det norsk-svenske sertifikatmarkedet. Sertifikatmarkedet er et viktig virkemiddel for å nå Norges fornybarmål i 2020.

Som en følge av tilknytningsplikten innført gjennom energiloven i 2010, er nettselskapene forpliktet til å investere det som kreves for å knytte den nye produksjonen til nettet. Det kan kun gis unntak fra denne plikten dersom det kan fastslås at tilknytning ikke er samfunnsmessig rasjonelt. I praksis betyr dette at nettilknytning bare vil bli nektet dersom kostnadene er uforholdsmessig store eller systemsikkerheten er truet.

Inntektene fra innmating av produksjon i regionalnettet tilfaller etter dagens regelverk sentralnettet. Videre er det i dag i realiteten ikke adgang til å kreve anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved investeringer i masket nett, bare ved de kundespesifikke investeringene. Blant annet som en konsekvens av dette må derfor kostnadene ved investeringer i regionalnettet etter dagens regelverk i stor grad bæres av forbrukskundene, det vil si industri og alminnelig forsyning i det aktuelle området hvor innmatingen av produksjon skjer.

Det synes å være bred enighet om at de tariffmessige konsekvensene av Norges fornybarsatsing er utilsiktede og uønskede. Det har derfor over flere år blitt gjort forsøk på å finne en modell som innebærer at kostnadene ved nettinvesteringer som en følge av ny kraftproduksjon fordeles på flere enn bare uttakskundene regionalt. Denne problemstillingen lå senest innenfor mandatet til det såkalte "Reiten-utvalget" som imidlertid ikke fant noen konkrete løsninger med akseptable konsekvenser samlet sett, jf. rapporten *Et bedre organisert strømmett*.

I dette notatet drøfter vi på denne bakgrunn de økonomiske og juridiske konsekvensene av dagens regelverk og peker på mulige løsninger som tilfredsstiller krav til samfunnsøkonomisk effektivitet og som er i samsvar med relevant regelverk i Norge og EU.

Vi bruker begrepet «regionalnett» gjennomgående i dette notatet. Om regionalnettet slås sammen med distribusjonsnettet, legger vi til grunn at det fortsatt vil være forskjellige tariffer avhengig av hvilket spenningsnivå kundene er tilknyttet, jf. også forslaget i rapporten *Et bedre organisert strømmett* om sammenslåing av regional- og distribusjonsnett og tilhørende tariffendringer. Tema for dette notatet er i dette perspektivet tariffene på de høyeste spenningsnivået i et eventuelt felles regional- og distribusjonsnett.

Notatet er utarbeidet av Advokatfirmaet Wiersholm og THEMA Consulting Group i fellesskap, på oppdrag fra Helgeland Kraft, SFE Nett og Varanger Kraft.

Utfordringer med dagens regelverk

Beskrivelse av dagens regelverk

Vi innleder med å beskrive kort de viktigste elementene i dagens regelverk som påvirker investeringene og kostnadsfordelingen i regionalnettet:

- Tilknytningsplikten for ny produksjon og nytt forbruk i regional- og sentralnettet
- Den økonomiske reguleringen av nettselskapene
- Reglene for tariffing

Tilknytningsplikten i regional- og sentralnettet har sin bakgrunn i evalueringen av energiloven i 2007 og den etterfølgende Ot.prp. nr. 62 (2008-2009). Bakgrunnen for innføringen av tilknytningsplikten var et identifisert behov for å få til en bedre koordinering av investeringer i nett, produksjon og forbruk på de øverste nettnivåene. Det kan legges til at EUs regelverk også legger klare føringer på nettinvesteringene for å sikre tilknytning av fornybar kraft. Det norske regelverket har imidlertid også et mer generelt utgangspunkt, og omfatter forbruk i tillegg til produksjon.

Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten har røtter tilbake til 1990-tallet, og de grunnleggende prinsippene med inntektsrammer og effektivitetsmålinger ble innført i 1997. Reguleringen sikter mot at hvert enkelt nettselskap skal drive mest mulig kostnadseffektivt på kort og lang sikt (innenfor rammen av krav til leveringskvalitet, tilknytnings- og leveringsplikt med mer), og tar utgangspunkt i kostnadene i nettselskapenes lokale områder (samt kostnader til overliggende nett). Reguleringen skal også skjerme kundene mot misbruk av monopolmakt fra nettselskapenes side.

Tariffregelverket skal på sin side gi alle forbrukere og produsenter adgang til nettet på ikke-diskriminerende vilkår, samtidig som det skal gis signaler om effektiv lokalisering av produksjon og forbruk. I tillegg skal de såkalte residuale nettkostnadene (det som er igjen av inntektsbehov i nettselskapene etter fradrag for tariffen som skal gi prissignaler) dekkes inn på en samfunnsøkonomisk effektiv måte. For dette formålet er det utviklet regler om geografisk differensiering av energiledd som skal reflektere kostnadene ved marginale tap, samt faste ledd for forbruk som er basert på effektuttak. Det er også utviklet en praksis i sentralnettet med geografisk differensiering av de faste leddene, som delvis videreføres i regionalnett hvor kraftintensiv industri er tilknyttet.

Økonomiske konsekvenser

Dagens regelverk innebærer at en betydelig andel av investeringene i regionalnettet som skyldes ny kraftproduksjon må betales av forbrukerkundene regionalt. Ifølge beregninger utført av de berørte nettselskapene kan det dreie seg om en dobling av regionalnettstariffene i områder som Sogn og Fjordane, Helgeland og Varanger i løpet av få år (ifølge informasjon vi har mottatt fra SFE Nett). Manglende adgang til å kreve anleggsbidrag i det maskede nettet forsterker denne effekten.

En lignende utvikling kan gjøre seg gjeldende i områder der ny petroleumsvirksomhet skal forsynes med kraft fra land og tilknyttes regionalnettet. Dette gjelder særlig dersom petroleumsvirksomheten drar nytte av spesielle tariffordninger i regional- eller sentralnettet (jf. dagens k-faktor-modell i sentralnettet).

Dagens regelverk har på denne bakgrunnen flere negative samfunnsøkonomiske virkninger:

Regelverket gir en skjev fordeling av nettkostnader mellom forbruk og produksjon. På lang sikt vil vi vente at økte nettkostnader for produksjon i noen grad overveltes på forbrukerne uansett gjennom høyere kraftpriser, avhengig av hva slags produksjon som setter prisene. I det norske vannkraftsystemet vil prisen avhenge av vannverdien (alternativverdien av å lagre vann i magasinene). Vannverdiene vil i sin tur i stor grad påvirkes av produksjonskostnadene i termiske kraftverk, ettersom vi har overføringskapasitet mot andre land. I det perspektivet er prisoverveltningen av nettariffene for innmating fra norske kraftverk trolig begrenset, i hvert fall så lenge produksjonen i all hovedsak består av vannkraft og vindkraft og vi handler kraft med andre land. Samtidig kan kostnadsøkninger for forbruk medføre risiko for samfunnsøkonomiske tap dersom eksempelvis industri legges ned på grunn av kostnadsøkninger i nettet som industrien selv ikke er opphav til.

Regelverket favoriserer næringsutvikling i områder uten store nettinvesteringer ettersom det vil være betydelige forskjeller i utviklingen i tariffnivået mellom områder. Kraftintensiv industri tilknyttet regionalnett med sterk kostnadsvekst vil være særlig utsatt. Kraftintensiv industri kan i prinsippet tenkes å bli skjermet for kostnadsveksten gjennom egne ordninger (gjennomgående tariff eller ulike modeller for tariffreduksjon som k-faktor-modellen), men det er ikke uten videre klart hvordan det skal gjøres i praksis. (jf. også diskusjonen i rapporten *Et bedre organisert strømmnett*).

Om kraftintensiv industri skjermes, må uansett annen næringsvirksomhet, offentlig sektor og husholdninger bære en stor andel av kostnadsøkningene. Da kan de negative fordelingsvirkningene for alminnelig forsyning bli svært store.

Regelverket kan på denne måten også føre til at nytt forbruk får incentiver til å etablere seg i områder med lite produksjon, i stedet for områder med mye produksjon. Det vil i så fall over tid trolig gi høyere nettkostnader (høyere flaskehalser og nettap samt investeringer, sammenlignet med en situasjon der forbruk og produksjon samlokaliseres i større grad). Dette er i strid med prinsippene for tariffing som ellers legges til grunn, jf. også Statnetts forslag til tariffstrategi for sentralnettet.¹

Det kan argumenteres for at dagens ordning innebærer en økonomisk fordel for næringsvirksomhet i områder med lite nettinvesteringer, i den grad næringsvirksomhet i områder med sterk tariffvekst ikke selv er opphav til de økte nettkostnadene. Det kan i sin tur virke konkurransevridende. På dette grunnlaget kan det tenkes å foreligge statsstøtterettslige problemstillinger tilknyttet dagens tariffregelverk, selv om dette er en kompleks vurdering både økonomisk og juridisk (statsstøtteperspektivet er drøftet nærmere nedenfor på juridisk grunnlag).

Kostnadsøkninger som oppfattes som urimelige av nettkundene kan medføre risiko for at nettinvesteringer ikke blir gjennomført som følge av manglende offentlig aksept og langvarige konsesjonsprosesser. Det skaper i sin tur risiko for at produksjonsinvesteringer ikke blir gjennomført. I verste fall kan det føre til at målet i sertifikatmarkedet ikke nås på en kostnadseffektiv måte, dersom manglende nettinvesteringer medfører at dyrere prosjekter må bygges ut.

Avhengig av utformingen av NVEs reguleringsmodell kan nettselskaper i de aktuelle områdene også få en lavere målt effektivitet og tape inntekter. Effekten er imidlertid ikke nødvendigvis entydig.

Det er begrensninger på hva produsentene må betale av nettkostnader generelt. Faste tariffledd begrenses av et tak fastsatt av EU gjennom forordning 838/2010. Det er derfor ikke mulig å øke tariffnivået for produksjon på generelt grunnlag for å dekke økte nettkostnader, i hvert fall ikke på kort sikt. En generell økning av tariffnivået kan også ha andre uønskede konsekvenser ved at noen samfunnsøkonomisk lønnsomme produksjonsinvesteringer blir bedriftsøkonomisk ulønnsomme.

Det er en risiko for at områder med stor krafteksport ikke får kompensasjon for nettkostnadene ved å ha et kraftoverskudd. Noe av gevinstene med høy kraftproduksjon lokalt vil tilfalle forbruket i de aktuelle regionene via lavere energiledd (lavere marginaltap) og muligheter for lavere områdepriser i perioder med flaskehalser i nettet, i tillegg til samlokaliseringsfaktoren i sentralnettstariffen. Dersom nettinvesteringer som bidrar til ytterligere kraftoverskudd må dekkes av lokale kunder, er det i så fall en risiko for at underkompensasjonen forsterkes gjennom økningen i regionalnettstariffene. Dette er imidlertid et komplisert spørsmål, og vi kan ikke slå fast at det vil være snakk om underkompensasjon på generelt grunnlag.

Det er verdt å merke seg at de negative virkningene ikke bare er relatert til fremtidige investeringer, men også investeringer som allerede er gjennomført. Ifølge SFE Nett har flere nettområder allerede opplevd betydelige tarifføkninger som følge av økte investeringer som skyldes tilknytning av ny kraftproduksjon.

Juridiske konsekvenser

Energiloven med forskrifter

Det fremgår av energiloven § 1-2 at formålet med reguleringen av nettselskapene er å bidra til å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en "samfunnsmessig rasjonell måte", herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser

1

<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Tariff%20og%20tilknytning/Tariffstrategi%202014-2018.pdf>

som blir berørt. Dette formålet er gjentatt i energilovforskriftens formålsbestemmelse. Begrepet "samfunnsmessig rasjonell" må i denne forbindelse bety det samme som "samfunnsøkonomisk lønnsom".

Videre oppstiller energilovforskriften § 4-1 en særlig formålsbestemmelse for omsetningskonsesjonsordningen som samtlige nettselskap er omfattet av. Her fremgår det at omsetningskonsesjonsordningen skal sikre en "samfunnsmessig rasjonell nettvirksomhet" gjennom å legge til rette for en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet.

Ovennevnte formålsbestemmelser innebærer etter dette et regulatorisk krav om at samfunnets nytteverdi av produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal være minst like stor som kostnadene knyttet til disse virksomhetene. Denne vurderingen vil også omfatte de (negative) samfunnsøkonomiske virkninger av dagens regulering som omtalt ovenfor.

På denne bakgrunn vil de negative samfunnsøkonomiske virkninger av dagens regelverk og praksis være relevante momenter ved tolkningen av energiloven og stå sentralt i vurderingen av om dagens regelverk og praktiseringen av dette er i samsvar med lovens formål. Dersom det finnes alternative modeller som etter en helhetsvurdering vil innebære en samfunnsøkonomisk gevinst sammenlignet med dagens situasjon, herunder er enkle å implementere og administrere, vil det foreligge sterke føringer i energilovens formålsbestemmelse om å foreta slike endringer.

Statsstøtteregelverket

EØS-avtalens artikkel 61 inneholder et generelt forbud mot statsstøtte. Bestemmelsen forbyr offentlige tiltak som, ved bruk av statsmidler, gir selskaper eller næringssektorer selektive fordeler som kan vri konkurransen og påvirke samhandelen innen EØS-området. Støttebegrepet er svært vidtfavnende. Det er tiltakets økonomiske effekt eller virkning som er avgjørende. Om et foretak slipper en byrde som konkurrenter påføres, vil det i utgangspunktet foreligge støtte.

Som vist over kan det argumenteres for at dagens ordning innebærer en økonomisk fordel for næringsvirksomhet i områder med lite nettinvesteringer. I så fall vil det kunne foreligge støtte, som er selektiv og utvilsomt konkurransevridende. Spørsmålet er eventuelt om en slik støtte kan anses gitt av offentlige midler. Problemstillingen oppstår fordi det er andre private foretak som eventuelt yter støtten gjennom sin betaling av høyere tariffer.

I sak C-379/98, *PreussenElektra*, var spørsmålet om et statlig pålegg som innebar at private selskaper måtte betale overpris til produsenter av grønn elektrisitet, skulle anses som statsstøtte. Kommisjonen mente at et slikt tiltak, som var bestemt av staten, måtte anses som statsstøtte selv om det var finansiert av private selskaper. EU-domstolen avviste imidlertid dette, og fant at vilkåret om at støtten må være gitt av offentlige midler ikke var oppfylt. Dommen var omdiskutert, og i senere rettspraksis fra EU-domstolen er dette strammet noe inn. Det kan i den forbindelse vises til sak C-345/02, *Pearle*, forente saker C-399/10 P og C-401/10 P, *Bouygues*, og senere sak C-677/11, *Doux Élevages and Coopérative agricole UKL-AREE*.

Gjennom disse avgjørelsene har det grunnleggende prinsippet blitt opprettholdt, men rekkevidden er nå klart mer begrenset, om enn kanskje stadig mer uklar (særlig etter *Doux Élevages*, som tilsynelatende myker opp en del igjen). Det er uansett klart at et statlig tiltak (som tariffregelverket) vil kunne innebære statsstøtte om det er en tilstrekkelig konkret *risiko* for at offentlige midler vil kunne bli belastet som følge av ordningen – og at dette har en viss sammenheng med en fordel gitt bestemte foretak.

Som nevnt ovenfor medfører dagens ordning utvilsomt en konkurransevridning, og det kan stilles spørsmål ved om denne i seg selv er problematisk i forhold til EØS-avtalen. Isolert sett kunne man tenke seg det, siden formålet med avtalen i stor grad er like konkurransevilkår. Så fremt det ikke foreligger et konkurransebegrensende samarbeid mellom private parter, et misbruk av dominerende stilling eller lignende, vil det imidlertid ikke være tilfellet. Med mindre det kan påvises å foreligge statsstøtte, er dermed en slik konkurransevridning trolig ikke i seg selv i strid med EØS-avtalen. At

dagens ordning er konkurransevidende vil like fullt være et tungtveiende generelt argument for å foreta endringer.

Mulige endringsmodeller

Flere av svakhetene ved dagens regelverk som er drøftet ovenfor, er tidligere påpekt av NVE, Olje- og energidepartementet og ekspertgruppen. I Ot.prp. nr. 62 (2008-2009) *Om lov om endringer i energiloven* uttaler Olje- og energidepartementet eksempelvis at

«Økt utbygging av fornybar energi er et nasjonalt og internasjonalt satsingsområde som det er rimelig at alle, både produsenter, forbrukere og storsamfunnet, bidrar til å finansiere.» (side 7) og

«Regjeringen vil at forbrukere i hele landet skal være med på å betale for nettilknytning av fornybar energi.» (side 36)

NVE sier i sin *Gjennomgang av den samlede reguleringen* (notat 20.01.2010) at

«Potensialet for utbygging av ny kraftproduksjon er ikke jevnt fordelt i landet, og utbygging vil, med dagens ordning, kunne føre til relativt store tarifføkninger for uttak i enkelte regioner.» (side 2)

I ekspertgruppens rapport heter det blant annet at

«Noen regioner vil fortsatt være dyrere enn andre, for eksempel Nord-Norge og Sogn og Fjordane har krevende kostnadsforhold og få kunder å dele kostnadene på.» (Et bedre organisert strømnnett, side 54).

På denne bakgrunnen har NVE tidligere foreslått en ordning med nasjonal regionalnettstariff. Ekspertgruppen drøfter på sin side flere forslag, men velger ikke å konkludere utover et forslag om endret fordeling av tariffinntekter fra innmating i regionalnettet, som diskuteres kort umiddelbart nedenfor.

Endret fordeling av innmatingstariffer

Ekspertgruppen for et bedre organisert strømnnett har i sin rapport foreslått at tariffinntekter fra innmating i regionalnettet skal tilfalle dette nettnivået, jf. dagens ordning for distribusjonsnettet.

Ekspertgruppens forslag vil derfor ha gode fordelingsvirkninger, men gir ikke fullgod kompensasjon. Det skyldes flere forhold:

Dels er produksjonsressursene ujevnt fordelt mellom ulike regioner og andelen lokal produksjon som mates inn i regionalnettet varierer.

Dels vil nivået på produsentbetalingene begrenses av EUs regelverk samt mengden som faktisk mates inn i regionalnettet. Med en innmating i regionalnettet i overkant av 60 TWh (ifølge NVEs økonomiske og tekniske rapportering for 2012) vil inntektene fra innmating på landsbasis utgjøre om lag 700 millioner kroner av samlede tariffinntekter på 6,8 milliarder (igjen basert på 2012-tall fra NVE), eller like i overkant av 10 prosent. Samtidig anslår ekspertgruppen i sin rapport en økning i nettleien på 30-50 prosent frem mot 2020 for alle nettnivåer samlet. Om vi antar at dette er representativt for regionalnettet, vil kostnadene i regionalnettet øke med 2-3,5 milliarder kroner. Omfordelingen vil derfor bare dekke en liten andel av den forventede kostnadsveksten, og den vil ikke nødvendigvis være treffsikker med hensyn til kostnadsveksten som følger av fornybarinvesteringene.

Det er heller ikke ønskelig at innmatingstariffen skal variere mellom nettnivåer (slik det gjøres i Sverige), ettersom det vil gi produsentene incentiver til å velge nettilknytning ut fra hva som er bedriftsøkonomisk optimalt og ikke den beste løsningen samfunnsøkonomisk og nettmessig.

Avslutningsvis vil omfordelingen gi lavere inntekter i sentralnettet, som i sin tur må dekkes av uttakskundene i regionalnettet. Trolig vil en mindre andel av økningen komme i produksjonstunge

strøk som følge av samlokaliseringsfaktoren i sentralnettstariffen, men i alle regioner vil nettoeffekten av omfordelingen av innmatingstariffen begrenses.

I sum innebærer dette at forslaget om endret fordeling av tariffinntekter vil gi et bidrag til en bedre fordeling, men alene vil det ikke ha den ønskede virkningen.

Forslaget vil heller ikke nødvendigvis ha noen betydning i regioner der nettkostnadene øker som følge av elektrifisering av petroleumsvirksomhet.

Endelig vil omfordelingen reduseres av at sentralnettstariffene for forbruk må øke når inntektene fra innmating flyttes til lavere nettnivåer.

Det er derfor et behov for tilleggsmekanismer for å oppnå en effektiv fordeling av kostnadene i regionalnettet.

Etablering av utjevningsfond

En mulig løsning som ikke drøftes i detalj av ekspertgruppen, er å etablere et utjevningsfond, i tillegg til at tariffen fra innmating i regionalnettet omfordeler i tråd med ekspertgruppens forslag.

Utjevningsfondet baseres på at investeringer i regionalnettet plasseres i to kategorier, nasjonal og regional, i henhold til fastsatte kriterier. Nasjonale investeringer er investeringer som gjøres i regionalnettet og som er utløst av nasjonale politiske pålegg, for eksempel utbygging av fornybar kraft i sertifikatmarkedet eller tilknytning av nye petroleumsinstallasjoner. Videre er det en forutsetning at de nasjonale investeringene ikke kan dekkes gjennom anleggsbidrag. Størsteparten av investeringene må forventes å havne i den regionale kategorien.

Modellen har følgende hovedelementer:

- Investeringer i regionalnett klassifiseres som nasjonale eller regionale i henhold til kriterier fastsatt av NVE. Det beregnes en årlig kapitalkostnad i form av avskrivninger og avkastning på den nasjonale kapitalen. Som følge av de lange avskrivningstidene vil investeringer i nettet ha tariffkonsekvenser over en lang periode. Det vil si at de negative samfunnsøkonomiske virkningene vi har beskrevet ovenfor i betydelig grad vil være knyttet til investeringer som allerede er gjennomført, eller som er gjennomført innen utjevningsfondet er etablert. Det taler for at også historiske investeringer tas med i grunnlaget for utjevningsfondet, det vil si investeringer som oppfyller kravet til nasjonale investeringer og som er gjennomført før fondet er operativt. Av praktiske grunner er det hensiktsmessig å begrense omfanget av historiske investeringer til investeringer gjort etter et nærmere bestemt tidspunkt.
- Nettkundene pålegges å betale et fastsatt beløp i øre/kWh eller et kronebeløp som kreves inn av alle kunder, eventuelt avgrenset til kunder i distribusjonsnettet (alminnelig forsyning), jf. finansieringen av Energifondet (Enova) i dag. I tillegg bør en vurdere om betalingsplikten skal avgrenses på samme måte som elavgiften, jf. dagens regler om fritak og lave satser for nærmere definerte kundegrupper. På denne måten kan modellen også lettere unngå uønskede fordelingsvirkninger for kraftintensiv industri, jf. diskusjonen om felles regionalnettstariffer.
- Inntektene betales til nettselskapene ut fra størrelsen på nasjonale investeringer, justert for selskapenes individuelle kostnadsnormer for å ivareta incentivene til kostnadseffektivitet. Det vil si at selskapene ikke vil være garantert 100 prosent kostnadsdekning for de nasjonale investeringene.
- Nettselskapenes inntektsrammer påvirkes ikke, bare tariffene som betales av kundene (jf. tariffutjevningsordningen over statsbudsjettet).

Noen viktige økonomiske konsekvenser av modellen er følgende:

- Modellen er enkel å implementere og har lave administrative kostnader gitt en hensiktsmessig utforming. For eksempel kan det være en egnet løsning å bruke dagens ordning for finansiering av Energifondet. En slik samordning vil blant annet redusere de administrative kostnadene ved inndrivelse av fondets midler. Det mest krevende vil trolig være å etablere en metodikk for å klassifisere nettinvesteringene i en nasjonal og en regional kategori. Her vil imidlertid konsesjonssøknadene for nettinvesteringer og kraftverk gi viktig informasjon. I tillegg vil vi peke på etablerte miljøer for kraftsystemanalyse i Statnett, nettselskaper, forskningsinstitusjoner og rådgivningsfirmaer.
- Omfanget av fondet og betalingen fra ulike kundegrupper kan skaleres ut fra residualt omfordelingsbehov etter at inntekter fra innmating i regionalnettet er tatt hensyn til og ønsket omfordelingsgrad.
- Ordningen kan enkelt utvides for å ta hensyn til andre nasjonale investeringer, for eksempel som følge av elektrifisering av petroleumsvirksomhet som kan medføre betydelige investeringer i regionalnettet.
- Incentiver til kostnadseffektiv drift og utvikling av nettet beholdes. Regionalnettselskapene beholder kundekontakten, og vil også være ansvarlig for oppfyllelse av tilknytningsplikt og andre forpliktelser i lover eller forskrifter.

Juridiske konsekvenser

Etableringen av en utjevningsordning som skissert ovenfor vil avdempe de negative samfunnsøkonomiske virkninger av dagens regelverk og dermed innebære en samfunnsøkonomisk gevinst. Dette vil derfor samtidig også være et tiltak som bidrar til å oppfylle energilovens formålsbestemmelse, jf. ovenfor. Da utjevningsordningen samtidig vil være enkel å implementere og administrere, vil det foreligge sterke føringer i energilovens formålsbestemmelse om å foreta en slik endring.

Etableringen av en utjevningsordning som skissert ovenfor reiser for øvrig ingen nevneverdige juridiske utfordringer. Dersom en slik ordning skal samordnes med Energifondet, vil det trolig være behov for mindre justeringer i energiloven § 4-4 og forskrift om Energifondet. Slike endringer kan eksempelvis foretas i forbindelse med behandlingen av Reiten-utvalgets forslag for øvrig.

En løsning som skissert vil videre samsvare med statsstøtteregelverket, da den innebærer en lik belastning på alle nettkunder (ingen selektivitet), og kostnadsdekningen som utdeles skal samsvare med og i hvert fall ikke overstige relevante nasjonale investeringer (ingen konkurransevidning). Ordningen vil heller ikke involvere statsmidler, da den er finansiert av nettkundene.

Andre modeller

Som drøftet i Ekspertgruppens rapport og andre rapporter er det flere andre mulige modeller som kan ivareta mange av de samme hensynene som utjevningsfondet. En gruppe nettselskaper (Helgelandskraft, Lofotkraft, SFE Nett og Varanger Kraft Nett) har eksempelvis foreslått en modell med felles tariff for regionalnettet/overordnet distribusjonsnett. Modeller av denne typen kan imidlertid være mer konfliktfylte som følge av komplekse fordelingsvirkninger mellom nettområder og kundegrupper, jf. også Ekspertgruppens vurdering.

Oppsummering

Dagens tariffregelverk medfører at en stor andel av nettkostnadene ved utbygging av ny fornybar kraftproduksjon må bæres av forbrukerne i områdene der utbyggingen skjer. Dette har flere negative samfunnsøkonomiske konsekvenser, blant annet ved at det favoriserer næringsvirksomhet i områder med lite fornybarressurser og tilhørende lave nettinvesteringer. Det er derfor grunn til å stille spørsmål ved om energilovens formål er oppfylt med dagens regelverk. Det kan også hevdes at dagens regelverk er konkurransevidende, om enn ikke nødvendigvis i strid med EØS-avtalen.

Ekspertgruppen for et bedre organisert strømnnett har foreslått å omfordele tariffinntektene fra innmating i regionalnettet slik at disse tilfaller de aktuelle regionalnettene i stedet for sentralnettet. Dette vil være en forbedring av det eksisterende regelverket, men gir ikke fullgod kompensasjon for ulempene. En mulighet er å etablere et utjevningsfond i tillegg, finansiert av nettkundene og koblet til nærmere definerte nasjonalt begrunnede investeringer i regionalnettet. Formålet med utjevningsfondet vil være å kompensere kundene i områder med store investeringer i regionalnettet. Ordningen kan utformes slik at den er i tråd med EØS-avtalen og annen relevant lovgivning, herunder energilovens formål om samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av kraftsystemet og det underliggende regelverket om tariffer og inntektsregulering.