



Notat

Til:	Olje- og energidepartementet	Middelthuns gate 29
Fra:	Marit Lundteigen Fossdal, E	Postboks 5091 Majorstua 0301 OSLO
Ansvarlig:	Agnar Aas, VED	Telefon: 22 95 95 95
Dato:	20.01.2010	Telefaks: 22 95 90 00
Vår ref.:	NVE 200903095	E-post: nve@nve.no
Arkiv:	601	Internett: www.nve.no
Kopi:		Org. nr.: NO 970 205 039 MVA
		Bankkonto: 7694 05 08971

Gjennomgang av den samlede reguleringen

Sammendrag

Olje- og energidepartementet har i brev datert 22. juni 2009 bedt NVE om å gjennomføre en utredning av den samlede reguleringen innen 20. januar 2010.

Departementet viser til at Regjeringen i Ot.prp.nr.62 (2008-2009) varslet at de vil "se over den samlede reguleringen av nettet for å forsikre seg om at reguleringen er hensiktsmessig med hensyn til å optimalisere incentiver for investeringer og effektiv drift. NVE skal gjennomføre utredningen som også skal vurdere antallet nettnivåer og om det bør innføres felles nasjonale nettariffer."

Videre viser departementet til at Stortinget under behandling av proposisjonen ga sin støtte til den planlagte utredningen og ba i tillegg om at "mulighetene for å redusere anleggsbidrag også vurderes..., spesielt viktig er dette i forbindelse med forbybar kraftproduksjon. Komiteen ber også om at det vurderes om det kan sondres mellom forbruk og produksjon når det gjelder størrelsen på anleggsbidrag."

Det presiseres i brevet at "incentiver for investeringer og effektiv drift, antallet nettnivåer, felles nasjonale tariffier og reglene for anleggsbidrag må sees i sammenheng", og videre at "utredningen må ta utgangspunkt i den nye tilknytningsplikten, målet om økt fornybar kraftproduksjon og energilovens formål om samfunnsmessig rasjonalitet."

Bakgrunn

Tilknytning av ny fornybar kraftproduksjon kan i løpet av de kommende år generere til dels store nettutbyggingskostnader. Kostnadene ved en slik utbygging vil under dagens reguleringsregime bli belastet nettkundene, gjennom enten anleggsbidrag for produksjonstilknytningen eller økt tariff for uttak. Dette utløser et behov for å gjennomgå den samlede reguleringen med hensyn på fordeling av kostnader mellom uttakskunder i kraftregioner og andre regioner, kraftprodusenter og uttakskunder, samt forholdet til nettselskapenes kostnader og effektivitetskriterier.

NVEs anbefaling

NVE vil i løpet av 2010 legge frem konkrete forslag til forbedringer av reguleringsmodellene som benyttes både i distribusjons- og regionalnettet for bransjen.

NVE anbefaler at sentralnettsordningen utvides til å omfatte dagens regionalnett.

Etter NVEs vurdering vil innføring av nasjonale tariffer kunne føre til betydelige utilsiktede tariffendringer og påfølgende økonomiske konsekvenser for uttaks kunder fordelt over hele landet. Nasjonale tariffer vil også innebære betydelig administrasjon. For å oppnå utjevning av tariffen vil NVE istedenfor anbefale at dagens tariffstøtteordning utvides.

NVE anbefaler at anleggsbidrag opprettholdes for produksjon, og at regelverket endres til å omfatte masket nett.

Begrunnelse og vurderinger

Regulering av nettvirksomheten

Formålet med reguleringen av nettselskapene er at reguleringene samlet sett skal bidra til å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det spesifikke formålet med den økonomiske reguleringen er at den skal bidra til å sikre en samfunnsmessig rasjonell nettvirksomhet gjennom å legge til rette for en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet.

Det er i hovedsak de direkte reguleringene av nettselskapene i form av tilknytningsplikt, leveringsplikt, plikten til å holde nettanleggene i tilfredsstillende driftssikker stand, plikten til å opprettholde spesifikke krav til leveringskvalitet m.m. som skal sørge for at nødvendige investeringer gjennomføres og at nettet vedlikeholdes på en tilfredsstillende måte. Disse kravene er ufravikelige og skal oppfylles uavhengig av det enkelte nettselskaps vurdering av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Det er derfor lite relevant å drøfte virkningene av økonomiske insentiver knyttet til forhold som ivaretas av disse reguleringene.

Myndighetene har mange virkemidler for å oppnå målsettingene i energiloven. NVE mener at når man ser alle reguleringene samlet, bidrar disse til å sikre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet. Den økonomiske reguleringen gir nettselskapene gode insentiver til å gjøre de riktige avveiningene i forhold til egen ressursbruk når de foretar nødvendige tiltak for å tilfredsstille etterspørselen etter nettenester og for å etterleve andre direkte reguleringer.

Modellene som benyttes i forbindelse med den økonomiske reguleringen må være dynamiske for å fange opp endringer i nettselskapenes rammevilkår. Ny kunnskap vil også kunne føre til at modellene må endres. Dette er en dynamisk prosess som NVE bruker mye ressurser på. Det er svakheter i de modellene som benyttes, men dette er forhold som NVE mener kan løses uten gjennomgripende endringer av den økonomiske reguleringen. NVE vil i løpet av 2010 legge frem konkrete forslag til forbedringer av modellene som benyttes både i distribusjons- og regionalnettet for bransjen. Dersom det er behov for endringer i modellene for å bidra til en bedre måloppnåelse, vil disse bli foretatt.

Tariffutjevning og anleggsbidrag

Dagens tariffsystem er basert på at hvert av de om lag 155 nettselskapene på distribusjonsnett, regionalnett og sentralnett fastsetter tariffer (nettleie og anleggsbidrag) for tilknytning og bruk av eget nett. Forskjeller i tariffene er blant annet en konsekvens av dagens organisering av nettvirksomheten og kostnadene i nettet i hvert av nettselskapene.

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.

Utvidet sentralnett

Sentralnettet er en ordning for felles tariffing av kunder tilknyttet de nettanlegg som er definert å inngå i sentralnett. Spørsmål om sentralnettets utstrekning handler om hensynet til felles tariffing og kostnadsfordeling. Felles tariffing sikrer enhetlige tariffer. Dette innebærer bl.a. utjevning av kostnadene i anleggene. Dermed unngår man tariffer som gjenspeiler anleggs- og områdespesifikke historiske kostnader.

Gjennom en utvidelse av dagens sentralnettsordning til å omfatte hele dagens regionalnett, vil kostnadene ved nettinvesteringer fordeles på flere enn kun uttakskunder regionalt. En utvidelse vil føre til at man unngår tariffer som gir uheldige lokaliseringssignaler på bakgrunn av regionale historiske kostnader, unngår underinvesteringer på grunn av hensynet til tariffvirkninger av investeringer, gjøre det enklere å gjennomføre felles investeringer i regionalnettsanlegg fordi tariffvirkningen blir jevnt fordelt, bidra til enklere håndtering av transitt mellom dagens regional- og sentralnett, og sikre harmonisering av metoden og beregningene av marginaltapene.

En utvidelse av dagens sentralnettsordning berører ikke eierskapet til anleggene som inngår i ordningen, og det har ingen betydning for sentralnettsordningen hvem som eier anleggene. Andre forhold enn tariffing og kostnadsfordeling bør i minst mulig grad påvirkes. Dette innebærer blant annet at dagens prinsipper for fastsettelse av sentralnettstariffen i all hovedsak bør videreføres. Formålet er enhetlig tariffing av et større nettområde. Det er ønskelig at eksisterende kunder i dagens sentralnett i minst mulig grad blir berørt av utvidelsen. Ved utformingen av sentralnettstariffen bør det legges vekt på at både tariffmodell og –nivå holdes stabile over tid. NVE vil vurdere om nærmere prinsipper for sentralnettstariffen i et utvidet sentralnett bør forskriftsfestes.

Nasjonale tariffer

Full utjevning av kostnadene i distribusjonsnettene kan oppnås gjennom innføring av nasjonale tariffer. Dette innebærer likt tariffnivå og -struktur for alle like kunder i hele landet.

Distribusjonsnettskunder som i dag har høye tariffer får en tariffreduksjon, mens kunder med lave tariffer vil oppleve en kostnadsøkning.

En nasjonal tariff vil innebære en utjevning av nettets kostnader, men også en utjevning av de kostnadene kundene påfører nettet ved bruk (energiledde i nettleien). Utjevning av energileddet vil kunne føre til økt effektivitetstap sammenliknet med dagens praksis.

En utjevning av nettets kostnader vil etter NVEs vurdering isolert sett medføre en samfunnsøkonomisk gevinst. I tråd med de overordnede prinsippene for tariffutforming skal inndekning av bruksavhengige kostnader i minst mulig grad påvirke bruken av nettet. Ved innføring av nasjonale tariffer vil ikke lenger uttakskundene tilpasse sin bruk av nettet på bakgrunn av lokale historiske kostnader, alder på nett, selskapets DEA-resultater m.m.

På grunn av dagens forskjeller i både tariffnivå og –struktur hos nettselskapene, kan virkningen av en omlegging som innebærer like tariffer for alle bli betydelige. Nettselskapene har i dag en viss frihet innenfor regelverket ved tariffutformingen. Dette gjelder blant annet med hensyn til tariffstruktur og inndeling i kundegrupper. Tariffstruktur og kriteriene for inndeling i kundegrupper varierer fra selskap til selskap, og er ofte en konsekvens av lokale forhold.

For kundene kan innføring av nasjonale tariffer få betydelig økonomiske konsekvenser, og enkelte vil kunne oppleve en vesentlig økning i sine tariffkostnader. Dette skyldes like mye endring i tariffstruktur, som utjevning av kostnadene. Konsekvensen av endringen i tariffkostnadene kan være at næringsvirksomhet legger ned eller flytter, husholdninger gjennomfører investeringer som endrer

størrelsen på boligens hovedsikring, eller gjennomfører andre samfunnsmessige unødvendige investeringer for å tilpasse seg til nye tariffer.

Koblingen mellom kostnader lokalt og tariffen lokalt innebærer en viss selvregulerende mekanisme hos nettselskapene i forhold til overinvesteringer ("gapestokkeeffekten"). Nasjonale tariffer forutsetter i større grad enn i dag en økonomisk regulering hvor nettselskapenes inntekter blir regulert på bakgrunn av effektiv drift.

Ved nasjonale tariffer vil det påløpe kostnader til administrasjon, knyttet enten til at NVE fastsetter tariffen og gjennomfører et utjevningsoppgjør av tillatt inntekt mellom nettselskapene eller til opprettelsen av en egen oppgjørsenhet.

Dersom NVE foretar et utjevningsoppgjør basert på nettselskapenes regnskap vil det være et tidsetterslep både i forhold til omfordeling av tariffinntekt mellom nettselskapene, og i forhold til justering av den nasjonale tariffen for å ta hensyn til mer-/mindreinntekt. Dette tidsetterslepet vil ha en økonomisk virkning for nettselskapene. Ved en egen oppgjørsenhet, vil tariffinntektene kunne fordeles løpende og den nasjonale tariffen kan justeres årlig. Opprettelsens av en egen oppgjørsenhet er imidlertid forbundet med en betydelig prosjektrisiko, og bør eventuelt utredes nærmere.

For å jevne ut tariffnivået for uttakskundene har NVE vurdert ulike støtteordninger som et alternativ til nasjonale tariffer. Dagens støtteordning innebærer at det bevilges penger over statsbudsjettet som tildeles nettselskapene med høyest nettkostnad pr kWh. Støtte fører ikke til full utjevning, men reduserer forskjellene i tariffene. Støtteordningen anses som treffsikker og fungerer etter intensjonene. Utformingen av ordningen gjør det mulig å videreføre prinsippene som ligger til grunn for den økonomiske reguleringen og tariffutformingen. Ordningen anses som enkel å administrere og kan enkelt utvides.

Alternativt til dagens støtteordning, kan nettkostnadene omfordeles fra uttakskunder i områder med høye kostnader til kunder i områder med lave kostnader. Nettselskap med lave kostnader henter inn en økt tariffinntekt fra sine kunder. Denne økte inntekten fordeler NVE til nettselskap med høye nettkostnader, som dermed kan ha lavere tariffer for sine uttakskunder. En slik ordning anses som relativt enkel å administrere. Dersom man i tillegg til utjevning av tariffnivå ønsker lik tariffstruktur kan det oppnås gjennom endringer i kontrollforskriften.

Anleggsbidrag

Anleggsbidrag er ett av nettselskapenes virkemiddel for å hente inn inntekter til dekning av kostnader i nettet og gi nettkundene signaler om kostnaden ved tilknytning til og bruken av nettet. Gjeldende regler for utforming av anleggsbidrag har som formål å bidra til den overordnede målsettingen om effektiv utnyttelse av eksisterende nett og en effektiv utvikling av nettet fremover.

Anleggsbidrag gir prissignaler om kostnader ved etableringen, herunder signaler om hvor det er mest lønnsomt å lokalisere seg, hvilke prosjekter som er mest lønnsomme, samt hvorvidt etableringen er samfunnsøkonomisk lønnsom. Dagens bruk av anleggsbidrag har i tillegg til å være et prissignal en viktig funksjon i forhold til kostnadsfordelingen mellom nettselskapets kunder.

Småkraft knyttes normalt til distribusjonsnettet. For nettilknytning av ny småkraft, er det etablert en praksis der tilknytning kan gjøres av områdekonsesjonær innenfor rammen av områdekonsesjonen. Bruk av anleggsbidrag er i slike tilfeller viktig for å sortere prosjekter med hensyn på lønnsomhet, og er et hensiktsmessig virkemiddel for å hindre realisering av produksjons- og nettprosjekter som samlet ikke er lønnsomme. Dersom anleggsbidrag reduseres eller fjernes for produksjon, vil det imidlertid være nødvendig med en annen kontroll av nettilknytninger i distribusjonsnettet. I praksis vil det kunne

bety konsesjonsbehandling av alle nettilknytninger av produksjonsanlegg også med spenning under 22 kV.

Redusert anleggsbidrag for produksjon innebærer at man fjerner seg fra målsettingen om at tariffene skal bidra til en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Dette kan medføre at de mest kostbare produksjonsprosjektene blir realisert først, og at det vil være større behov for direkte regulering for å forhindre at samfunnsmessig lite rasjonelle prosjekter blir iverksatt.

NVE har vurdert ulike finansieringsmodeller for inndekning av anleggskostnader i tilfeller der dette ikke blir dekket av produsenter gjennom et anleggsbidrag. Dersom det innføres en støtteordning for nettkostnader ved tilknytning av fornybar energi, bør det vurderes en samordning med Energifondet. Dersom det blir innført et pliktig grønt sertifikatmarked vil redusert anleggsbidrag for produksjon ikke ha betydning for hvor mye ny kraft som blir utbygd da anleggsbidraget blir reflektert i sertifikatprisen.

1	Innledning.....	8
1.1	Mandat	8
1.2	Avgrensning.....	8
1.3	Disposisjon.....	8
Del 1: Regulering av nettvirksomheten.....		10
2	Regulering og insentiver	10
2.1	Direkte reguleringer	11
2.2	Økonomisk regulering	14
2.2.1	Økonomisk regulering og investeringsinsentiver	15
2.2.2	Generelt om insentiver i modeller for økonomisk regulering.....	16
2.2.3	Insentiver i dagens økonomiske regulering	19
2.2.4	Om fastsettelse av kostnadsnormene	20
2.2.5	Utvikling av modellene i den økonomiske regulering.....	24
Del 2: Prinsipper for tariffutforming og dagens praksis.....		27
3	Gjeldende regelverk og tariffingspraksis	27
3.1	Overordnede prinsipper og gjeldende regelverk	27
3.2	Tariffingspraksis	30
3.2.1	Uttak	30
3.2.2	Innmating.....	34
3.2.3	Anleggsbidrag.....	34
3.2.4	Praksis i noen andre land	36
Del 3: Tariffutjevning og anleggsbidrag		38
4	Sentralnettets utstrekning	38
4.1	Dagens sentralnett.....	38
4.2	Utvidet sentralnett.....	39
4.2.1	Forutsetninger for en utvidelse av sentralnett.....	40
4.3	Tariffing i sentralnett	41
4.3.1	Dagens praksis	41
4.3.2	Utvidet sentralnett.....	42
4.4	Praktisk gjennomføring.....	43
4.5	Oppsummering.....	45
5	Nasjonale tariffer.....	46
5.1	Nasjonale tariffer	46
5.2	Konsekvenser av felles nasjonale tariffer	47
5.2.1	Effektivitetsvirkninger.....	47
5.2.2	Aktørene	48
5.2.3	Regulatoriske konsekvenser	53
5.3	Praktisk gjennomføring.....	53
5.4	Alternativer til nasjonal tariff.....	55
5.4.1	Tariffstøtteordning - dagens ordning	55
5.4.2	Finansiering av tariffutjevning	57
5.5	Oppsummering nasjonale tariffer og tariffutjevning.....	58
6	Anleggsbidrag	60
6.1	Formål med anleggsbidrag.....	60
6.2	Differensiert praksis mellom produksjon og forbruk.....	61
6.3	Ulike modeller for finansiering av nettkostnader for tilknytning av produksjon.....	63
6.3.1	Forslag om finansiering over sentralnettstariffen	63

6.3.2	Direkte investeringsstøtte til nettanlegg	64
6.4	Grønne sertifikater og anleggsbidrag.....	64
6.5	Regulatoriske konsekvenser.....	67
6.6	Oppsummering og konklusjon.....	68

1 Innledning

1.1 Mandat

Olje- og energidepartementet har i brev datert 22. juni 2009 bedt NVE om å gjennomføre en utredning av den samlede reguleringen innen 20. januar 2010.

Departementet viser til at Regjeringen i Ot.prp.nr.62 (2008-2009) varslet at de vil *”se over den samlede reguleringen av nettet for å forsikre seg om at reguleringen er hensiktsmessig med hensyn til å optimalisere incentiver for investeringer og effektiv drift. NVE skal gjennomføre utredningen som også skal vurdere antallet nettnivåer og om det bør innføres felles nasjonale nettariffer.”*¹

Videre vises det til at Stortinget ga sin støtte til den planlagte utredningen og ba i tillegg om at *”mulighetene for å redusere anleggsbidrag også vurderes..., spesielt viktig er dette i forbindelse med forbybar kraftproduksjon. Komiteen ber også om at det vurderes om det kan sondres mellom forbruk og produksjon når det gjelder størrelsen på anleggsbidrag.”*²

Det presiseres i brevet at *”incentiver for investeringer og effektiv drift, antallet nettnivåer, felles nasjonale tariffer og reglene for anleggsbidrag må sees i sammenheng”,* og videre at *”utredningen må ta utgangspunkt i den nye tilknytningsplikten, målet om økt fornybar kraftproduksjon og energilovens formål om samfunnsmessig rasjonalitet.”*

I brev datert 30. september viser departementet til forslag fra Elvekraft, Fjellkraft, Småkraft og Norsk Grønnkraft om finansiering av nettinvesteringer over sentralnettstariffen. NVE bes om å vurdere mulige konsekvenser av forslaget for Statnetts rolle og øvrige oppgaver i energisystemet.

1.2 Avgrensning

Tilknytning av ny fornybar kraftproduksjon kan i løpet av de kommende år generere til dels store nettutbyggingskostnader. Kostnadene ved en slik utbygging vil under dagens reguleringsregime bli belastet nettkundene, gjennom enten anleggsbidrag for produksjonstilknytningen eller økt tariff for uttak. Dette utløser et behov for å gjennomgå den samlede reguleringen med hensyn på kostnadsfordeling mellom uttakskunder i kraftregioner og andre regioner, kraftprodusenter og uttakskunder, samt forholdet til nettselskapenes kostnader og effektivitetskriterier.

NVE blir bedt om å utrede alternative virkemidler for endret kostnadsfordeling, herunder sammenslåing av tariffingsområder, nasjonale tariffer og endrede anleggsbidragsregler. I tillegg bes NVE se over den samlede reguleringen av nettselskapene med hensyn investeringsinsentivene.

1.3 Disposisjon

Del 1 inneholder en gjennomgang av nettselskapenes insentiver til investeringer og effektiv drift sett i forhold til økonomiske reguleringen av nettselskapene. I Del 2 gjennomgås gjeldende prinsipper for tariffutforming og dagens praksis. Del 3 omhandler en gjennomgang av ulike alternativer for endret kostnadsfordeling. I denne delen vil vi gjennomgå en vurdering av en utvidelse av sentralnettet til også å omfatte dagens regionalnett, en innføring av en felles nasjonal tariff på distribusjonsnettnivå, samt

¹ Ot.prp nr 62 (2008-2009) *Om lov om endringer i energiloven*

² Innst.O.nr. 104 – 2008-2009 *Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om lov om endringer i energiloven*

alternative modeller for innkrevning av anleggsbidrag for produksjon. Drøftingene i de ulike kapitlene tar utgangspunkt i energilovens formål om samfunnsmessig rasjonalitet, og ser på konsekvenser for nettkunder, nettselskap og målsettingen om økt fornybar kraftproduksjon.

Del 1: Regulering av nettvirksomheten

2 Regulering og insentiver

Departementet har bedt NVE om å se over den samlede reguleringen av nettselskapene for å forsikre seg om at reguleringen er hensiktsmessig med hensyn til å optimalisere insentiver for investeringer og effektiv drift. NVE legger til grunn at det er alle relevante reguleringer det siktes til. NVE legger videre til grunn at formålet med den økonomiske reguleringen fortsatt ligger fast.

NVE har tatt utgangspunkt i energilovens og energilovforskriftens formålsbestemmelser for å drøfte hva som skal søkes oppnådd med den samlede reguleringen og hvilke virkemidler som skal bidra til dette.

Formålet med reguleringen av nettselskapene fremkommer av energilovens § 1-2. Reguleringene som er hjemlet i energiloven skal bidra til å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Dette formålet er gjentatt i energilovforskriftens formålsbestemmelse. I tillegg er det i energilovforskriften § 4-1 en spesifikk formålsbestemmelse for omsetningskonsesjonsordningen, herunder den økonomiske reguleringen. Den økonomiske reguleringen skal bidra til å sikre en samfunnsmessig rasjonell nettvirksomhet gjennom å legge til rette for en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet.

NVE legger til grunn at begrepet *samfunnsmessig rasjonelt* har samme betydning som begrepet *samfunnsøkonomisk lønnsomt*. Dette innebærer at samfunnets nytteverdi av produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal være minst like stor som kostnadene knyttet til disse virksomhetene, inklusiv kostnader knyttet til eksterne effekter som for eksempel miljølempere. Siden nytteverdiene knyttet til nettvirksomhet ligger hos kraftprodusentene og brukerne av elektrisitet, og nettselskapene ikke bærer alle samfunnets kostnader knyttet til egen virksomhet, vil det være en umulig oppgave å forsøke å oppnå målsetningene i energiloven gjennom økonomisk regulering av nettselskapene alene. Dette er et erkjent faktum og er en av årsakene til at formålet med den økonomiske reguleringen er snevret inn i energilovforskriftens kapittel 4 i forhold til den generelle formålsbestemmelsen, og at en rekke andre reguleringer kommer i tillegg.

Verken energiloven eller energilovforskriften inneholder bestemmelser om at det skal gis generelle investeringsinsentiver. Det kan utledes av formålsbestemmelsene at den samlede reguleringen skal bidra til at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer gjennomføres og at investeringer som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke gjennomføres. Dette er ikke mulig uten at flere virkemidler tas i bruk samtidig.

Vi skiller mellom direkte og indirekte virkemidler for å nå energilovens målsettinger. Med direkte virkemidler menes alle reguleringer som oppstiller eksplisitte krav eller forbud mot spesielle handlinger/tiltak overfor den som reguleres. I det følgende omtales dette som *direkte reguleringer*. Med indirekte virkemidler menes reguleringer som ikke inneholder slike eksplisitte krav eller forbud, men hvor den som reguleres kan oppnå økonomiske gevinster ved å opptre på en spesiell måte. Dette omtales som *insentivregulering*. Den økonomiske reguleringen av nettselskapene er en slik insentivregulering, noe vi kommer tilbake til senere. I praksis gir alle former for økonomisk regulering insentiver, men det er ikke alle insentiver som vil bidra til at målet med energiloven oppnås.

Videre i dette kapitlet vil vi fokusere på hvilke reguleringer nettselskapene er underlagt og hvilken betydning de har for deres drifts- og investeringsadferd. Vi ser først på direkte reguleringer og deretter på insentivreguleringer. Når det gjelder den økonomiske reguleringen av nettselskaper vil vi først

drøfte dens målsettinger innenfor energiloven, deretter drøftes investeringer og insentiver på generelt grunnlag, før egenskapene ved den eksisterende reguleringen drøftes i lys av dette. Til slutt vil vi redegjøre for hvilke områder av den økonomiske reguleringen vi arbeider videre med for å bedre egenskapene ved modellene som benyttes.

2.1 Direkte reguleringer

Valg mellom direkte reguleringer og insentivregulering er i stor grad et spørsmål om hensiktsmessighet. Et generelt problem med insentivregulering er at det i praksis vil vise seg umulig å inkludere alle eksterne virkninger, slik at de fremstår som interne for nettselskapet i alle beslutningssammenhenger. Dette betyr at nettselskaper som kun reguleres med økonomiske virkemidler kan ha økonomiske insentiver til å forringe deler av sin transporttjeneste utover det som samfunnsmessig rasjonelt. Bruk av direkte reguleringer kan bøte på dette. Imidlertid har også direkte reguleringer klare begrensninger. Dersom de skal være et effektivt virkemiddel for å oppnå optimale løsninger, krever det som regel god informasjon hos regulator, et krav som ofte kan være vanskelig å oppfylle. Økonomiske og direkte virkemidler må kombineres for å oppnå en optimal tilpasning og samtidig beskytte mot uønskede eksterne virkninger.

Det er derfor nettselskapene er underlagt en rekke bestemmelser i lover og forskrifter og konsesjonsvilkår som regulerer deres plikter og rettigheter. Disse reguleringene legger føringer for nettselskapenes virksomhet, og skal blant annet sikre at selskapene investerer og vedlikeholder nettet, at sikkerhets- og beredskapshensyn ivaretas, at leveringskvaliteten opprettholdes på et tilfredsstillende nivå, at forsyningssikkerheten opprettholdes i krevende situasjoner, at de elektriske anleggene er tilstrekkelig robuste, og at investeringer med store miljøulempere ikke gjennomføres uten at samfunnets nytte av disse investeringene er større enn ulempene.

Nedenfor lister vi opp noen av viktige direkte reguleringer og omtaler kort eksempler på deres betydning for nettselskapenes adferd:

- LOV 1990-06-29 nr. 50: (OED) Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).
 - Bestemmelsene i § 3-1 om konsesjon for å bygge og drive nettanlegg innebærer at et nettselskap ikke får bygge eller drive nettanlegg uten tillatelse fra NVE. Dette innebærer at selv om nettselskapet finner det bedriftsøkonomisk lønnsomt å bygge og drive anlegget kan NVE hindre at anlegget bygges og drives dersom dette ikke er samfunnsmessig rasjonelt. NVE kan også kreve at nettselskapet må foreta endringer i sine planlagte løsninger ut fra samme begrunnelse. Det er her NVEs konsesjonsbehandling som skal sikre at nettanlegg som ikke er samfunnsmessig rasjonelle ikke blir bygget.
 - Bestemmelsene i § 3-3 om leveringsplikt og § 3-4 om tilknytningsplikt innebærer at alle nettselskap har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og nye anlegg for uttak av elektrisk energi, og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter § 3-4 gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov. Leverings- og tilknytningspliktens formål er å sikre at nettselskapene tilknytter all produksjon og forbruk som ønsker det til nettet, uavhengig av nettselskapets vurderinger av bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Dersom nettselskapet imidlertid mener at investeringen i produksjon og nett samlet sett ikke er samfunnsmessig rasjonelt, kan nettselskapet søke om unntak fra tilknytningsplikten i § 3-4.

- FOR 1990-12-07 nr 0959: (OED) Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften).
 - Bestemmelsene i § 3-4 om vilkår for konsesjon på elektriske anlegg sier blant annet at nettselskapet til enhver tid plikter å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for vedlikehold og modernisering som sikrer en tilfredsstillende leveringskvalitet. Videre stilles det også krav om at selskapet må ta beredskapsmessige hensyn ved planlegging, utførelse og drift av anleggene. Disse kravene gjelder uavhengig av om nettselskapet selv finner tiltakene bedriftsøkonomiske ulønnsomme.
- FOR 1999-03-11 nr 0301: (OED) Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av nettjenester.
 - I denne forskriften reguleres en rekke plikter for nettselskapene for at de skal legge til rette for et effektivt kraftmarked. De fleste av disse pliktene er innført fordi nettselskapene ellers ikke ville utført dem, fordi de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Det er også i denne forskriften krav til måling av innmating og uttak fra nettet finnes, herunder krav om innføring av AMS innen en gitt tidsfrist. De forventede investeringene i AMS er svært store og til dels preget av usikkerhet knyttet til kostnader og nytteverdier. Man kan derfor anta at mange selskaper ikke ville ha gjennomført denne type investeringer ut fra vurderinger av egen bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Det blir derfor innført en plikt til å gjøre det, noe som innebærer at nettselskapenes bedriftsøkonomiske vurderinger av om AMS er lønnsomt for dem eller ikke er av liten betydning.
- FOR 1999-03-11 nr 0302: (OED) Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.
 - Denne forskriftens del V inneholder en rekke direkte reguleringer knyttet til nettselskapenes tariffing av kundene, herunder innkreving av anleggsbidrag. Det er forbrukernes og kraftprodusentenes etterspørsel etter nettjenester som bestemmer behovet for nettinfrastruktur. Økonomiske virkemidler for å sikre samfunnsmessig rasjonelle investeringer i nettinfrastruktur må derfor i første rekke rettes mot disse. Skal brukernes faktiske etterspørsel etter nettjenester kunne sies å representere samfunnsmessig rasjonelle avveininger, må brukerne som har nytte av nettjenesten stilles overfor kostnadene ved å frembringe tjenesten. Reguleringen av nettselskapenes tariffing og innkreving av anleggsbidrag er derfor et viktig virkemiddel for myndighetenes for å fremme samfunnsmessig rasjonelle investeringer. Tariffer og anleggsbidrag har mindre betydning for nettselskapets egen adferd, men påvirker kundenes adferd og dermed nettselskapets aktiviteter i tilknytning til leverings- og tilknytningsplikten. Dette er omtalt senere i denne utredningen og omtales derfor ikke videre her.
- FOR 2001-12-17 nr 1421: (OED) Forskrift om planlegging og gjennomføring av rekvisisjon av kraft og tvangsmessige leveringsinnskrenkninger ved kraftrasjonering.
 - Med hjemmel i denne forskriften pålegges nettselskapene å gjennomføre en rekke tiltak i tilknytning til planlegging og gjennomføring av rasjoneringssituasjoner. Selskapene har ingen bedriftsøkonomiske gevinster ved å utføre disse pliktene, men må likevel gjennomføre dem som en del av sin virksomhet. De økonomiske insentivene har ingen betydning for om tiltakene blir gjennomført eller ikke.
- FOR 2002-05-07 nr 0448: (OED) Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet.

- I denne forskriften pålegges nettselskapet flere plikter og begrensninger i rettigheter gjennom direkte reguleringer for å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i hele kraftsystemet, samt sikre at systemansvaret kan utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte. Flere av disse pliktene og begrensningene vil redusere nettselskapets mulighet bedriftsøkonomiske gevinster.
- FOR 2002-12.16 nr 1606: (OED) Forskrift om beredskap i kraftforsyningen.
 - Denne forskriften pålegger nettselskapene blant annet å utarbeide kvalitetssystemer, risiko- og sårbarhetsanalyser, beredskapsplaner og gjennomføre relevante øvelser. Videre pålegges selskapet plikter i tilknytning til kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO), det stilles en rekke krav til ressurser i selskapet, samt en rekke sikkerhets- og sikringstiltak. Det må antas at det enkelte nettselskap har små bedriftsøkonomiske gevinster i tilknytning til disse aktivitetene i forhold til de kostnadene de medfører. De økonomiske insentivene tilsier derfor at de ikke ville ha gjennomført disse oppgavene og tiltakene uten at dette var direkte regulert.
- FOR 2002-12-16 nr 1607: (OED) Forskrift om energiutredninger.
 - Denne forskriften pålegger anleggskonsesjonærer å koordinere kraftsystemutredninger i regional- og sentralnettet og områdekonsesjonærene å utarbeide lokale energiutredninger for å øke kunnskapen om lokal energiforsyning, stasjonær energibruk og alternativer på dette området. En optimal utvikling i hele energisystemet krever en optimal tilpassing av nettkapasiteten over tid, i tillegg til at man samtidig tar optimale beslutninger i andre deler av energisystemet – det såkalte koordineringsproblemet. Koordineringsproblemet reiser utfordringer som vanskelig lar seg løse bare gjennom økonomisk regulering av nettselskapene. Store udelelige og irreversible nettinvesteringer skal koordineres med lokalisering og forventet utvikling av produksjon og forbruk, der ikke bare elsystemet, men også alternativ energi må vurderes. NVE mener at dette koordineringsproblemet best kan løses gjennom en planbasert tilnærming, slik forskrift om energiutredninger legger opp til. Dette skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av hele energisystemet og grunnlag for NVEs konsesjonsbehandling.
- FOR 2004-11-30 nr 1557: (OED) Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.
 - Denne forskriften skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Det stilles blant annet krav til at nettselskapet skal gjenopprette full forsyning etter avbrudd eller redusert leveringskvalitet uten ugrunnet opphold. Dette innebærer at full forsyning må gjenopprettes uavhengig av om nettselskapet finner det lønnsomt eller ikke. De økonomiske insentivene vil dog kunne påvirke prioriteringen av gjenoppretingsrekkefølgen, dog ikke på bekostning av liv og helse. Videre stilles det eksplisitte krav til spenningskvalitet, noe som har betydning både for drift, vedlikehold og investeringer.
- LOV 1929-05-24 nr 04: (JD) Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr (el-tilsynsloven).
 - Lovens formål er å sikre at elektriske anlegg prosjekteres, utføres, drives, vedlikeholdes og kontrolleres slik at de ikke frembyr fare for liv, helse og materielle verdier. Bestemmelsene i denne loven og underliggende forskrifter har ikke samme formål som bestemmelsene i energiloven, men bidrar likevel til at nettvirksomheten drives på en

samfunnsmessig rasjonell måte. Lovens bestemmelser pålegger nettselskapene plikter som har betydning for nettselskapenes drift og vedlikehold av egne anlegg, uavhengig av den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av de ulike tiltakene.

Som det fremgår av opplistingen ovenfor, er det en rekke direkte reguleringer som påvirker nettselskapenes adferd i tilknytning til drift, vedlikehold og investeringer. Det er for eksempel leverings- og tilknytningsplikten, plikten til å holde nettanlegg i tilfredsstillende driftssikker stand, samt kravene til leveringskvalitet som i hovedsak styrer nettselskapenes investeringsadferd. I mange av tilfellene vil de økonomiske insentivene tilsa at nettselskapene ikke burde gjennomføre de tiltak som reguleringen pålegger dem. Formålet med de direkte reguleringene er imidlertid å sørge for at nettselskapene gjennomfører tiltakene, selv om de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Det er derfor liten grunn til å diskutere om den økonomiske reguleringen gir insentiver til å gjennomføre tiltakene eller ikke i disse tilfellene.

NVE legger til grunn at nettselskapene etterlever de direkte reguleringene, og at alle samfunnsmessig rasjonelle tiltak blir gjennomført i tråd med dem. Direkte reguleringer må følges av tilsynsaktiviteter for å sikre at de etterlevs. Dersom det registreres avvik i et selskap må passende reaksjoner tas i bruk for å rette avviket. Det er lite hensiktsmessig å prøve å korrigere selskapets adferd i tilknytning til brudd på direkte reguleringer gjennom den økonomiske reguleringen av selskapet.

2.2 Økonomisk regulering

Etter NVEs syn er energilovens formål at det er summen av alle reguleringer og øvrige virkemidler som skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Formålet med den økonomiske reguleringen av nettselskapene skal bidra til det samme, men er begrenset i energilovforskriften § 4-1 til å bidra til å sikre en samfunnsmessig rasjonell *nettvirksomhet* gjennom å legge til rette for en *effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet*. Nettselskapenes inntektsrammer skal derfor i henhold til energilovforskriften § 4-4 bokstav b) fastsettes slik at de over tid dekker nettselskapets kostnader og avskrivninger og gir en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

NVE legger til grunn at kraftprodusentenes og forbrukernes etterspørsel etter nettjenester, samt alle direkte reguleringer i hovedsak er det som er avgjørende for om samfunnsmessig rasjonelle investeringer blir gjennomført eller ikke. Vi legger videre til grunn at nettselskapene etterlever alle de andre pliktene som følger av de direkte reguleringene. Formålet med den økonomiske reguleringen er derfor å sikre at nettselskapene gjør riktige samfunnsøkonomiske avveininger når de skal overholde sine plikter. Gjør de det skal de få dekket sine kostnader og avskrivninger og en rimelig avkastning. Det er derfor ikke bare et krav om at nettselskapets tiltak skal være samfunnsøkonomiske lønnsomme, men også at de er de mest samfunnsøkonomiske *effektive* tiltakene.

Reguleringen skal legge til rette for en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnettet. I tillegg til at driften skal optimaliseres, skal utnyttelsen av det eksisterende nettet optimaliseres og investeringer i nytt nett og erstatning av gammelt nett skal optimaliseres. Ressursbruken i tilknytning til drift, utnyttelse og utvikling av nettet henger tett sammen. Dette innebærer at reguleringen skal bidra til at nettselskapene optimaliserer langs alle disse tre dimensjonene samtidig. Det er derfor summen av alle kostnadene som er målfunksjonen i optimaliseringen. Gitt at nettselskapet skal utføre sine plikter, skal de gjennomføres på en måte som over tid gir den laveste total kostnaden for samfunnet. Det er derfor viktig at reguleringen har tilnærmet symmetriske insentiver knyttet alle

kostnadselementer. Spesielle incentiver knyttet til enkelte kostnadselementer, for eksempel kapitalkostnader, vil bidra til avveininger som ikke er samfunnsmessig rasjonelle.

2.2.1 Økonomisk regulering og investeringsincentiver

Den økonomiske reguleringen vil bidra til optimale investeringer dersom den utformes slik at beslutningstaker i sin vurdering tar hensyn til kostnadselementer som gjenspeiler samfunnets betalingsvilje, og kan veie nåverdien av endring i disse kostnadene over tid opp mot investeringskostnaden. Bruk av anleggsbidrag har en viktig funksjon i denne sammenhengen for å synliggjøre samfunnets/kundens betalingsvilje for nettanlegg.

Gitt at etterspørselen etter netjtjenester er bestemt av kundenes etterspørsel og direkte reguleringer påvirker den økonomiske reguleringen nettselskapene på to vesentlige måter. Måten reguleringen er utformet på har betydning for hvilke avveininger mellom de ulike kostnadselementene som er optimale sett fra selskapenes side. I tillegg påvirker reguleringen selskapets avkastning, og dermed selskapenes evne til å konkurrere i kapitalmarkedet. Det må over tid være samsvar mellom den forventede avkastningen som reguleringen gir og den risiko nettselskapene står overfor for at selskapet skal få tilført tilstrekkelig med kapital.

Investeringer og risiko i nettvirksomhet

Typisk for alle investeringsbeslutninger hos nettselskapene er at de gjennomføres under usikkerhet. I et samfunnsøkonomisk perspektiv er det usikkerhet knyttet til to hoveddimensjoner: *planlegging* og *koordinering*. Førstnevnte omhandler at ingen aktører kjenner fremtidig etterspørsel, kostnader ved ulike løsninger eller produksjonsforhold. Dette fører til usikkerhet i investeringsbeslutninger på grunn av investeringsenes irreversibilitet, skalafordeler osv. Usikkerhet i forbindelse med koordinering henspeiler på handlingene til aktørene i kraftsektoren spesielt. Mange aktører som fattet beslutninger på ulike tidspunkt, og uten å kjenne andre aktørers planer, vanskeliggjør optimaliseringen av investeringene.

Nettselskapene må forholde seg til en rekke ulike forhold som gir risiko ved investeringer. Dette gjelder risiko ved et konkret investeringsprosjekt som følge av for eksempel usikkerhet ved etablering av ny produksjon. I tillegg vil usikkerhet om hvordan myndighetenes utvikling av reguleringsmodellen innebære en risiko for selskapets fremtidige inntektsnivå.

Nettselskapenes risiko er likevel forskjellig fra konkurranseutsatte virksomheters risiko på en rekke områder. Nettselskapene er sikret et institusjonelt monopol siden energilovens kapittel 3 stadfester at alle anlegg krever konsesjon. Nettselskapene har dermed ingen risiko for at det skal komme konkurrerende selskap til egen virksomhet. Videre fastslår energilovforskriften at nettselskapenes inntektsrammer skal fastsettes slik at de dekker selskapenes kostnader og avskrivninger, samt gir en rimelig avkastning gitt effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet. I tillegg finnes bestemmelser som sikrer at selskapene får dekket sine driftskostnader og avskrivninger i tillegg til en minimumsavkastning på investert kapital.

Nettselskapene står også i motsetning til konkurranseutsatte virksomheter overfor en rimelig stabil etterspørsel, og redusert etterspørsel bidrar kun i svært begrenset grad til reduserte inntekter da bortfall av inntekter fra noen kunder kan hentes inn fra de øvrige kundene, gjennom økte tariffer. Dette bidrar til redusert risiko for nettselskapene. Gjeldende reguleringsmodell hvor 40 % av inntektsrammen er basert på selskapets egne historiske kostnader, og 60 % er basert på normkostnader innebærer også en redusert risiko i forhold til konkurranseutsatt virksomhet, hvor 100 % av inntektene er bestemt av en norm, dvs. markedsprisen.

Siden den overordnede målsettingen med den direkte reguleringen, den økonomiske reguleringen og tilsyn er å bidra til et samfunnsmessig rasjonelt energisystem, blir det et sentralt delmål å fremme optimale investeringer. Som det fremgår av diskusjonen ovenfor skaper usikkerhet og kompleksitet i investeringsbeslutninger utfordringer som vanskelig lar seg løse med økonomisk regulering alene. Her spiller direkte reguleringer i form av forskrifter og konsesjonsvilkår en viktig rolle. Den økonomiske reguleringen vil imidlertid kunne uformes lik at den legger til rette for optimale investeringer gitt at beslutningstaker forholder seg til usikkerheten på en rasjonell måte.

Kriteriet for optimale investeringer er at samfunnets/kundens betalingsvilje eller nytte er høyere enn investeringskostnaden. Investering er ikke et mål i seg selv, men må sees i lys av målsettingen om et samfunnsmessig rasjonelt energisystem. I kriteriet for optimale investeringer er det viktig å merke seg betydningen av *tidsaspektet, fullstendighet og kostnaden ved å ikke investere*.

Når et selskap skal utrede et investeringsprosjekt er det viktig at endringer i kostnader og inntekter i hele prosjektets levetid inkluderes. Det vil for eksempel ikke være riktig å bare inkludere kontantstrømmer kun for fem år fremover i tid. Nettinvesteringer kan ha en teknisk levetid på 30 til 60 år, og denne lange levetiden må inkluderes i investeringskalkylene. Dersom ikke hele levetiden legges til grunn, risikerer en at en del samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter ikke blir gjennomført. Den økonomiske reguleringen er basert på at nettselskapene skal oppnå en rimelig avkastning over tid. Selv om et selskap får redusert avkastning de første årene etter en investering, vil dette kunne oppveies av høyere avkastning i senere perioder, gitt at selskapet foretar samfunnsmessig riktige investeringer.

Fullstendighetskriteriet går på å inkludere alle kostnader og inntekter som påvirkes av investeringen.

Videre er det viktig å være klar over at det å ikke investere også medfører at kostnader og inntekter endres over tid. Man kan følgelig ikke beregne nåverdien av et investeringsprosjekt uten å ta hensyn til disse forholdene.

Investeringer og avkastning

Etter NVEs syn fremgår det klart at kravet til rimelig avkastning i henhold til energilovforskriften § 4-4 bokstav b), ikke gjelder hvert enkelt år, jf. diskusjonen ovenfor om betydningen av tidsaspektet.

Kravet til rimelig avkastning gjelder heller ikke hvert enkelt investeringsprosjekt. Reguleringen legger til grunn at hele investeringsporteføljen i gjennomsnitt skal gi en rimelig avkastning. På marginen vil derfor enkelte investeringsprosjekter generere en avkastning som er høyere enn NVE-renten, mens andre vil generere lavere avkastning. Hvis enkelte nettselskaper tilpasser seg slik at de kun vil gjennomføre investeringer som gir en avkastning som er like høy eller høyere enn NVE-renten, vil forventet avkastning for disse selskapene bli høyere enn forutsatt i reguleringen. Hvis alle følger samme prinsippet vil imidlertid avkastningen i gjennomsnitt likevel ikke bli høyere enn NVE-renten, men investeringsnivået vil bli for lavt. Gjennom direkte regulering av selskapene som bl.a. tilknytningsplikten er målsettingen å sikre at dette ikke skjer, mens inntektsrammereguleringen skal bidra til at selskapene får en rimelig avkastning på sin samlede investeringsportefølje over tid.

2.2.2 Generelt om insentiver i modeller for økonomisk regulering

I dette avsnittet beskrives et enkelt rammeverk for å illustrere forskjeller i insentiver for drift og vedlikehold ved ulike reguleringsmodeller. Vi har valgt å fokusere på de modellene som anses å være relevante for fremtidig regulering. Innledningsvis er viktig å presisere at det er stor forskjell mellom reguleringsmodeller i teori og hvordan de er implementert i praksis, og at selv i en teoretisk beskrivelse vil det kunne være glidende overganger mellom ulike hovedtyper modeller.

Generelt kan en reguleringsmodell som fastsetter et selskaps inntektsramme IR uttrykkes som:

$$IR = (1 - \rho)K + \rho K^*$$

I denne modellen kan selskapets inntekt fastsettes på grunnlag av selskapets eget kostnadsgrunnlag K , og/eller ved en normkostnad K^* som ikke er basert på selskapets egne kostnader. Som vi vil komme tilbake til, kan K^* fastsettes på ulike måter. Faktoren ρ (rho) bestemmer fordelingen mellom K og K^* . Dersom $\rho = 0$ vil selskapets inntekt kun bestemmes av selskapets egne kostnader, og vi har en ren avkastningsregulering, hvis kostnadsgrunnlaget fastsettes uten tidsforsinkelse. Dersom $\rho = 1$ er det normkostnaden som bestemmer inntekten, og vi har en ren insentivregulering. Dersom $0 < \rho < 1$ vil inntekten fastsettes ved en kombinasjon av K og K^* , og det er en hybridmodell.

Innenfor denne rammen kan reguleringen diskuteres i to dimensjoner; verdsettelse og tid. Verdsettelse går på metoden for å fastsette K og/eller K^* . Fastsettelse av K er kort beskrevet under i avsnittet om avkastningsregulering. K^* kan fastsettes på ulike måter, for eksempel basert på kostnadskataloger eller på bakgrunn av kostnadene til sammenlignbare selskaper. Denne typen modeller kan kategoriseres i to dimensjoner; parametriske og ikke-parametriske, og hvorvidt variablene i modellen har endogen eller eksogen karakter. Innenfor disse rammene vil man finne både dagens reguleringsmodell og også oppgavebaserte modeller.

Tidsdimensjonen går på hvorvidt man fokuserer på historiske data (ser bakover) eller budsjetterte verdier (ser fremover). Det er tradisjon for å benytte historiske data i reguleringen, og dette skaper få problemer dersom fortiden er egnet til å predikere fremtiden, altså at det skjer relativt små endringer mellom hver gang inntektsrammen skal fastsettes. Bruk av budsjetterte verdier vil være velegnet dersom det forventes å skje store endringer, men dette reiser spørsmål om hva som skjer dersom prediksjonene er feil.

Innenfor dette enkle rammeverket er det mulig å diskutere alle de reguleringsmodeller og mekanismer som fremstår som aktuelle, for eksempel avkastningsregulering, gjeldende inntektsrammeregulering basert på Data Envelopment Analysis (DEA), standardprismodell (nyverdi/oppgave) og insentivbaserte budsjettmodeller.

Dersom selskapets inntekt fastsettes ut fra K alene, brukes en *avkastningsregulering*. Dette innebærer at selskapene får dekket sine faktiske kostnader i tillegg til å få en rimelig avkastning på investert kapital. I denne modellen er regulator utfordring å bestemme hvilke kostnader nettselskapet skal få dekket, fastsette kapitalverdi og bestemme hvilken rente som vil gi en rimelig avkastning.

Avkastningsregulering gir sterke insentiver til investeringer. Alle investeringer blir bedriftsøkonomiske lønnsomme helt uavhengig av om de er samfunnsmessig rasjonelle eller ikke. Investeringsinsentivene er derfor ikke gode.

Fra praksis så vel som økonomisk teori er det kjent at avkastningsregulering gir insentiver til overinvesteringer. Investeringsnivået *totalt sett* vil øke siden den regulerte avkastningsrenten må ligge over selskapenes kapitalkostnad (for eksempel målt ved en WACC – gjennomsnittlig veid kapitalkostnad), og følgelig vil enhver investering bidra til større overskudd. Dette gir også insentiver til å substituere andre innsatsfaktorer med kapital. Videre vil asymmetrisk informasjon mellom selskap og regulator gjøre det vanskelig for regulator å avdekke slakk (kostnader som ikke er nødvendig). Det er dermed umulig å si om høye kostnader skyldes ineffektiv drift og/eller vanskelige rammevilkår. Bruk av effektivitetsanalyser på driftskostnader alene vil kunne forsterke insentivene til

overinvesteringer siden selskapene vil ha insentiver til å gjøre investeringer som reduserer driftskostnadene mest mulig for å høste en ekstra profitt.

Avkastningsregulering gir som hovedregel nettselskapene lav risiko, siden kostnadsøkninger automatisk flyttes over på kundene i form av tarifføkninger.

Regulering kun basert på K^* gir en ren *insentivregulering*. Denne metodikken ble utviklet på 1980- og 1990-tallet, delvis som en reaksjon på uheldige konsekvenser ved avkastningsregulering, jf. beskrivelse over. Generelt tar insentivregulering utgangspunkt i at det foreligger asymmetrisk informasjon mellom regulator og nettselskap, og at regulator legger til rette for at selskapene kan øke sitt overskudd ved å effektivisere drift, utnyttelse og utbygging av nettet. Denne økningen i overskudd representerer selskapets informasjonspremie, det vil si betaling for å avsløre informasjon. Ved denne formen for regulering utnyttes selskapenes informasjonsfordel og profittmotiv, og regulator belønner resultater fremfor kontroll av innsatsfaktorer.

Det eksisterer ulike former for insentivregulering, men to hovedformer er pristak og inntektsrammer. Ved en ren inntektsrammeregulering settes et øvre tak på selskapets totale inntekt for en gitt periode. Ved pristaksregulering flyttes volumrisikoen fra kundene til nettselskap. Dette medfører endringer i insentiver til utnyttelse av nettet, investeringer som påvirker volum, samt alternativ energi (for eksempel fjernvarme).

Et kjennetegn på insentivregulering er at det foretas en frikobling mellom selskapets inntekt og dets faktiske kostnader. Dette innebærer at selskapets egne kostnader ikke benyttes som grunnlag for inntekts-/prisfastsettelsen, og selskapet vil dermed kunne øke avkastningen ved å kutte egne kostnader. Regulator beregner derfor normkostnader, som for eksempel kan fastsettes ut fra andre sammenlignbare selskapers kostnader, eller fra kostnadskataloger. Gjeldende regulering er et eksempel på førstnevnte. I forhold til en ren avkastningsregulering vil selskapenes risiko øke, og økt selskapsrisiko er følgelig her et indirekte virkemiddel for å oppnå målsettinger om kostnadseffektivitet.

I slike modeller er det sterke insentiver til kostnadsreducerende tiltak. Dette vil igjen kunne bidra til lavere tariff og høyere samfunnsøkonomisk overskudd. En viktig forutsetning er imidlertid at selskapet gjennom reguleringen tar hensyn til alle samfunnsøkonomiske forhold. Dersom dette ikke er tilfellet vil selskapet kunne øke sin profitt ved å redusere kvaliteten (for eksempel ved å redusere vedlikehold og underinvestere). Dette stiller høye krav til reguleringen, og krever ofte at den suppleres med direkte reguleringer.

Av beskrivelsen ser vi at disse to hovedmodellene gir ulike insentiver til kostnadseffektivisering, og at generelt vil modeller med økt fokus på kostnadseffektivitet medføre økt risiko for selskapet.

En annen variant vil være modeller som baserer fastsettelsen av K^* på predikerte verdier, såkalt *budsjettbaserte modeller*. Under en slik modell vil selskapene komme i en forhandlingsposisjon med regulator, og en fordel vil være at selskapene får bedre mulighet til å redegjøre for selskapsspesifikke forhold, både rammevilkår og fremtidig utvikling. Denne tilnærmingen krever at man har gode data for alle nettkomponenter, og det vil kreve mye ressurser dersom regulator skal være i stand til å vurdere selskapenes tall og analyser og etterprøve om forutsetningene i budsjettene etterlevs. Det vil fortsatt være behov for en eller annen måte for å kontrollere rimeligheten i selskapenes fremtidige kostnader, og det er også nødvendig med mekanismer som ivaretar over- og underbudsjettering. Selskapenes risiko kan forventes å være noe lavere ved denne typen regulering enn ved modeller basert på historiske data. Det er imidlertid grunn til å merke seg at det oppstår en ny type usikkerhet, nemlig om prisutviklingen på arbeidskraft og materiell fremover i tid, samt risiko ved budsjettavvik.

Egenskapene til hovedmodellene beskrevet over kan påvirkes med ulike mekanismer. I denne sammenhengen vil vi fokusere på to: periodelengde, og grad av normering.

Periodelengde, det vil si hvor ofte kostnadsgrunnlaget oppdateres, har betydning for insentiver til både kostnadseffektivitet og investeringer. Lang periodelengde gir insentiver til kostnadseffektivitet da selskapene får beholde effektiviseringsgevinster i hele perioden. Lange perioder svekker på den annen side investeringsinsentivene da det tar tid før økningen i kapitalbasen gir økt kapitalavkastning. Dette forholdet kan motvirkes av det gis et tillegg for investeringer som kompenserer for nåverditapet av tidsforsinkelsen. En ulempe med lange perioder er at det kan gi selskapene insentiver til å tilpasse investeringsprosjekter og effektiviseringstiltak til hvor man er i reguleringsperioden. Typisk vil det lønne seg å gjennomføre effektiviseringstiltak tidlig i perioden, mens investeringsprosjekter bør gjennomføres mot slutten av perioden.

Periodelengde påvirker også hvor hurtig kundene får ta del i effektiviseringsgevinster i form av lavere tariffer, eventuelt betale høyere tariffer ved kostnadsøkninger.

Grad av normering, det vil si det relative forholdet (ρ) mellom det enkelte selskaps kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm, bestemmer styrken på insentivene i modellen. I tillegg er dette også en måte å fastsette fordeling av selskapsspesifikke kostnadsøkninger eller kostnadsreduksjoner mellom nettselskapet og dets kunder. I reguleringsteori er dette følgelig en såkalt "profit-sharing" mekanisme. Denne mekanismen bidrar til å redusere "ratchet-effekter", det vil si at selskapene unngår kostnadseffektiviseringer dersom de ikke får beholde deler av gevinsten i etterfølgende perioder.

2.2.3 Insentiver i dagens økonomiske regulering

Den praktiske utformingen av gjeldende økonomiske regulering er fastsatt i kontrollforskriften. Den er nedenfor gjengitt slik den vil være fra 2011.

NVE fastsetter årlig hva som er det enkelte nettselskaps tillatte inntekt (TI). Nettselskapene fastsetter selv sine tariffer og disse, sammen med kundenes forbruk, bestemmer hvor stor selskapets faktiske inntekt (FI) blir. I beregningen av tillatt inntekt (TI) inngår vedtatt inntektsramme (IR), selskapets kostnader i overliggende nett (KON), innbetalt eiendomsskatt (E), beregnet KILE³-beløp for selskapet ($KILE$) og en justering for utvikling i investeringer fra år $t-2$ til år t (JI). JI korrigerer for avviket mellom avskrivningene og avkastningsgrunnlaget som inngår i beregningsgrunnlaget for inntektsrammene og som er to år gamle, og avskrivningene og avkastningsgrunnlaget i reguleringsåret. Dette innebærer at det ikke er tidsforsinkelse knyttet til kapitalkostnadene, mens det er to års tidsforsinkelse i de øvrige kostnadselementene. Det styrker investeringsinsentivene litt på bekostning av kostnadseffektiviteten.

Tillatt inntekt i år t kan uttrykkes som:

$$TI_t = IR_t + KON_t + E_t - KILE_t + JI_{t-2}^t$$

Nettselskapenes inntektsramme fastsettes årlig, og består av 2 hovedelementer: kostnadsgrunnlag (K) og kostnadsnorm (K^*). For år t kan inntektsrammen uttrykkes som:

$$IR_t = 0,4K_t + 0,6K_t^*$$

³ Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

Siden *kostnadsgrunnlaget* K er basert på selskapets egne kostnader, dog med to års tidsforsinkelse, ligger dette elementet i reguleringen svært tett opp til en ren avkastningsregulering. Dette innebærer at selskapets inntekter følger dets kostnader og dermed til at avkastningselementet i inntektsrammene følger referanserenten i større grad desto mer vekt det legges på kostnadsgrunnlaget. Tidsforsinkelsen bidrar imidlertid til at faktisk avkastning fra kostnadsgrunnlaget avviker fra referanserenten i det enkelte år. Dette avviket kan slå ut begge veier og vil blant annet avhenge av om prisutviklingen på selskapets innsatsfaktorer har endret seg mer eller mindre enn konsumprisen. Denne frikoblingen av inntektene fra kostnadene i tid bidrar til økte insentiver til kostnadseffektivitet. I praksis gjelder tidsforsinkelsen kun drifts- og vedlikeholdskostnader, nettap og KILE da tidsforsinkelsen i tilknytning til investeringer er ivaretatt gjennom J ved fastsettelsen av tillatt inntekt.

I motsetning til kostnadsgrunnlaget som skal følge utviklingen i det enkelte nettselskapets kostnader i stor grad, skal utviklingen i *kostnadsnormen* K^* være frikoblet fra selskapets egne kostnader i størst mulig grad. Det er denne frikoblingen som bidrar til insentiver til kostnadseffektivitet. Det er derfor et mål at kostnadsnormen i størst mulig grad skal være upåvirket av beslutninger som gjøres av nettselskapet.

Kostnadsnormen må imidlertid gjenspeile behovet for økte kostnader som følge av utviklingen i etterspørselen etter netjtjenester dersom den skal bidra til at selskapet over tid får dekket sine kostnader ved drift og avskrivninger, samt en rimelig avkastning på investert nettkapital. Utviklingen i etterspørselen bestemmes av brukerne av nettet og ikke av nettselskapet selv.

I forhold til den generelle beskrivelsen av ulike modeller over er gjeldende reguleringsmodell en hybridmodell av avkastnings- og insentivregulering. En 40/60 kombinasjon er valgt for å styrke insentivene til kostnadseffektivisering. Årlige oppdateringer bidrar til at investeringer kommer hurtig inn i avkastningsgrunnlaget, og også at kostnadsendringer raskt reflekteres i normkostnadene.

Valg av andre reguleringsmodeller vil medføre endringer i både insentivstruktur og risiko. En ren avkastningsregulering vil for eksempel redusere selskapenes risiko, men vil samtidig kunne føre til høyere tariffer på grunn av overinvesteringer og mindre kostnadseffektiv drift.

Det lar i praksis seg ikke gjøre å innrette reguleringsmodellen slik at alle investeringer som er ønsket fra samfunnet blir bedriftsøkonomisk lønnsomme. Nettselskapenes insentiver bestemmes av de inntekter og kostnader selskapet selv har og selskapet tar normalt ikke hensyn til samfunnets øvrige nytteverdier og kostnader i forbindelse med sine investeringsbeslutninger. I utformingen av reguleringen er det imidlertid lagt vekt på at de generelle investeringsinsentivene skal være gode.

Det er NVEs oppfatning at nettselskapene har gode insentivene til effektiv drift, utnyttelse og utvikling av egen nettvirksomhet innenfor den gjeldende reguleringsmodellen og at energilovens formål om et samfunnsmessig rasjonelt energisystem er tilfredsstillende ivaretatt når den økonomiske reguleringen sees i sammenheng med de direkte reguleringene.

2.2.4 Om fastsettelse av kostnadsnormene

Kostnadsgrunnlaget skal i stor grad følge utviklingen i det enkelte nettselskapets kostnader. Kostnadsnormen skal derimot være frikoblet fra selskapets egne kostnader i størst mulig grad, slik at denne er upåvirket av beslutninger som gjøres av selskapet. Det er denne frikoblingen, samt frikoblingen i tid som skjer gjennom tidsetterslepet i kostnadsgrunnlaget, som bidrar til insentiver til kostnadseffektivitet.

Kostnadsnormen må gjenspeile behovet for endrede kostnader som følge av utviklingen i etterspørselen etter nettlestjenester dersom den skal bidra til at selskapet over tid får dekket sine kostnader ved drift og avskrivninger, samt en rimelig avkastning på investert nettkapital. Utviklingen i etterspørselen bestemmes av brukerne av nettet og ikke av nettselskapet selv.

Det fremgår av kontrollforskriften § 8-2 at NVE årlig skal fastsette en kostnadsnorm for det enkelte nettselskap på bakgrunn av sammenlignende effektivitetsanalyser som tar hensyn til relevante forskjeller i selskapenes rammebetingelser og at det i størst mulig utstrekning skal tas hensyn til relevante samfunnsøkonomiske kostnader i tillegg til selskapets egne kostnader.

Kravet om å ta hensyn til relevante samfunnsøkonomiske kostnader i tillegg til selskapets egne kostnader er ivaretatt ved å inkludere kundenes avbruddskostnader (KILE) i sammenligningen av selskapenes total kostnader.

Kravet om å fastsette kostnadsnormen på bakgrunn av sammenlignende effektivitetsanalyser er ivaretatt ved at NVE har utviklet egne modeller for å sammenligne nettselskapenes total kostnader. Modellene er basert på en anerkjent metode for måling av relativ effektivitet: *Data Envelopment Analysis (DEA)*. Siden man i DEA måler relativ effektivitet, gir analysene tall mellom 0 og 1 (eller 0 og 100 prosent) som resultater. Desto høyere verdi, desto høyere er selskapets relative effektivitet. Selskapene som har 1 (100 prosent) som resultat danner målestokken for de øvrige selskapene og kalles referanseselskaper.

NVE omtaler ikke resultatene fra sine DEA-modeller som *effektivitet*, men som *DEA-resultater*. Grunnen til dette er at resultatene dels forklarer forskjeller i effektivitet og dels forskjeller i alder. Dette skyldes at det ved beregning av selskapenes kapitalkostnader legges til grunn faktiske avskrivninger og avkastning på bokførte verdier. Dette innebærer at selskaper som har en anleggsmasse som er relativt ung har høyere kostnader enn selskaper som har en anleggsmasse som er forholdsvis gammel, uten at dette nødvendigvis skyldes forskjeller i effektivitet. Skyldes den unge alderen imidlertid at selskapet har fornyet nettet tidligere enn samfunnsøkonomisk optimalt, vil forskjellene i kostnader pga alder også være et utslag av forskjeller i effektivitet.

Det er en vanlig misforståelse å hevde at et selskap blir mindre effektivt i NVEs modeller når selskapet reinvesterer. Det er riktig at DEA-resultatet vil bli lavere når man reinvesterer. Dette skyldes imidlertid ikke lavere effektivitet, men høyere kapitalkostnader på grunn av nyere nett. Det er rimelig å anta at et selskap blir mer effektivt i tiden etter en reinvestering enn det var før reinvesteringen ble gjort, ettersom man må forvente at selskapet gjennom reinvesteringen tar hensyn til at verden har forandret seg siden den første investeringsbeslutningen ble tatt. Dersom reinvesteringen imidlertid gjøres tidligere enn optimalt eller til høyere kostnader enn nødvendig, vil selvsagt DEA-resultatet også gjenspeile forskjeller i effektivitet.

Dersom resultatene fra DEA-modellene skulle ha målt kun forskjeller i effektivitet år for år, ville man måtte ha god informasjon om hvor mye av kostnadsforskjellene som skyldes forskjeller i alder og som i tillegg ikke skyldes at selskapene har reinvestert for tidlig eller for sent i forhold til det som var optimalt. Dette har vist seg å være svært vanskelig i praksis. Det er derfor kun når NVEs DEA-modeller anvendes over tid at man kan si at de i hovedsak måler forskjeller i effektivitet.

Kravet om at det skal tas hensyn til relevante forskjeller i nettselskapenes rammebetingelser er etter NVEs syn ivaretatt gjennom de modellene som er utviklet rundt DEA-metoden. I modellene inngår ulike variabler som skal forklare slike relevante forskjeller. I DEA er det slik at inkludering av en ny variabel eller endring av en eksisterende variabel *alltid* vil endre resultatene i større eller mindre grad. Det er derfor helt nødvendig å basere utvelgelsen av variabler på et sett av kriterier som i størst mulig

grad sikrer at de variablene som inkluderes faktisk er relevante når forskjeller i kostnader skal analyseres.

I DEA beskrives forskjellene i nettselskapenes oppgaver og rammebetingelser ved såkalte kostnadsdrivere (noen ganger omtalt som *output*). Utvalgskriteriene for kostnadsdriverne som er lagt til grunn i forbindelse med utviklingen av modellene er grundig dokumentert i *Modell for fastsettelse av kostnadsnorm - Utkast per 6.6.2006* og *Om fastsettelse av kostnadsnorm for 2007 – NVE-notat datert 8.12.2006*.

I 2010 er det gjort en endring i normkostnadsmodellen for distribusjonsnett. DEA-modellen ble supplert med en regresjon i et trinn 2. I trinn 1 ble DEA-resultatene beregnet. I trinn 2 blir DEA-resultatene korrigert for merkostnader knyttet til anlegg i grensesnittet mellom regionalnettet og distribusjonsnett, forsyning av øyer som ligger mer enn én kilometer fra nærmeste øy eller fastland og tilknyttet småkraft.

Distribusjonsnett – Kostnadsdrivere (Output) 2010	
DEA (Trinn 1)	Regresjon (Trinn 2)
Antall km høyspentnett	Grensesnittsvariabel
Lvert energi	Forsyning av øyer
Antall nettstasjoner	Småkraft
Antall abonnemeter ekskl. fritidsboliger	
Antall fritidsboligabonnemeter	
Skog	
Kystklima	
Snø	

Det er NVEs vurdering at normkostnadsmodellen som benyttes i distribusjonsnett bidrar til å gi optimale insentiver til effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Det er også vår vurdering at kostnadsnormene vil bidra til at selskapene over tid vil få en rimelig avkastning, selv om det til enhver tid vil være forskjeller i DEA-resultatene som skyldes alder. Dette skyldes at aldersforskjellene er relativt små på grunn av at distribusjonsnettene har en anleggsmasse med relativ stor spredning i alderen på den enkelte anleggskomponent. Det gjenstår imidlertid noen utfordringer knyttet til at enkelte nettselskaper kommer for godt ut av analysene og dermed får en kostnadsnorm som over tid vil være for høy. Dette kan medføre at andre selskaper får en kostnadsnorm som over tid blir litt for lav. Dette er problemstillinger som det arbeides med å løse i 2010.

Regional-/sentralnett - Kostnadsdrivere (output) 2010

Luftlinjer – Indeks bestående av 185 ulike anleggskomponenter

Jordkabler – Indeks bestående av 44 ulike anleggskomponenter

Sjøkabler – Indeks bestående av 34 ulike anleggskomponenter

Grensesnitt – Indeks bestående av en rekke ulike vektete anleggskomponenter:
8 vekter for brytere; 5 hovedklasser av transformatorer, hver vektet i forhold til ytelse;
6 hovedklasser av kompenseringsanlegg, hver vektet i forhold til sin ytelse.

Andel linjer i skog med middels til svært høy bonitet, vektet med ant. km luftlinjer

Modellen for regional- og sentralnettvirksomhet (regionalnettsmodellen) omfatter alle nettanlegg i regional- og sentralnettet, med unntak av Statnett SF sine sentralnettsanlegg. Selv om regionalnettsmodellen ser enklere ut enn distribusjonsnettmodellen ved at den har færre kostnadsdrivere, er realiteten det motsatte. I regionalnettsmodellen består de fire første kostnadsdriverne av indekser sammensatt av svært mange anleggskomponenter. Hver anleggskomponent er i seg selv en kostnadsdriver, men de er vektet sammen for å redusere antall output i DEA-modellen.

Kort forklart er kostnadsdrivere som ligger inne i en indikator vektet sammen med på forhånd definerte vekter som er like for alle selskaper. Kostnadsdrivere (output) i DEA vektet imidlertid sammen med selskapsespesifikke vekter som bestemmes gjennom løsningen av optimeringsproblemet.

Slik regionalnettsmodellen er spesifisert tar den utgangspunkt i den anleggsmassen selskapene har, inklusive forskjellige spenningsnivå, tverrsnitt, mastetyper, ytelse mv. Det legges dermed ikke vekt på utnyttelsesgraden av anleggene når DEA-resultatene beregnes i regionalnettet. Det legges heller ikke vekt på om anleggene skulle ha vært bygget eller ikke. I regionalnettsmodellen er derfor kostnadsnormen i større grad koblet mot beslutninger i selskapene og ikke mot etterspørselen i seg selv. NVE har begrunnet dette valget med at dette dreier seg om anlegg som har vært gjennom konsesjonsbehandling hos myndighetene før investeringene kunne gjennomføres. Konsesjonsbehandlingen skal sørge for at investeringer som åpenbart ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke blir bygget. Kostnadsnormen er likevel til en viss grad frikoblet fra selskapets faktiske kostnader, siden den i prinsippet blir fastsatt ut fra hva som er bransjens gjennomsnittskostnad ved å bygge og drive ulike anleggstyper.

Totale kostnader inneholder det samme som for distribusjonsnettet, med unntak av at kostnader ved nettap ikke inngår. Disse holdes utenfor og et særskilt tillegg i kostnadsnormen beregnes for dette.

Regionalnettsmodellen legger til grunn de faktiske investeringer det enkelte nettselskap har foretatt og måler kostnadene i forhold til dette. DEA-resultatene fanger derfor kun opp kostnadsforskjeller knyttet til egne anlegg kontra andre selskaper og deres anlegg. Feilinvesteringer, som bygging av anlegg som ikke er nødvendig eller har for høy kapasitet i forhold til behovet vil ikke gjenspeiles i DEA-resultatene og dermed i kostnadsnormen. Denne type problemstillinger må fanges opp gjennom konsesjonsbehandlingen.

Det er NVEs vurdering at også normkostnadsmodellen som benyttes i regionalnettet i utgangspunkt bidrar til å gi optimale insentiver til effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Det er imidlertid grunn til å tro at vesentlige aldersskjevheter i anleggsmassen kan øke usikkerheten knyttet til om

fremtidige inntektsstrømmer vil generere en positiv nåverdi av investeringer for enkelte selskaper. Dette kan medvirke til at selskapene ikke får en tilfredsstillende avkastning på sin investerte kapital over tid. Det er derfor en prioritert oppgave å se på alternative normkostnadsmodeller i regionalnettet i 2010.

2.2.5 *Utvikling av modellene i den økonomiske regulering.*

Revisjonsarbeidet med inntektsrammereguleringen pågår kontinuerlig. Det er flere forhold som gjør videreutviklingen nødvendig. Reguleringen må både tilpasses endringer i ytre faktorer og det at regulator tilegner seg ny informasjon, som for eksempel om nettselskapenes tilpasning til omverden og reguleringen og måten reguleringen fungerer på i praksis. Det er også klart at NVEs tilgang til nye og bedre data og/eller metoder kan gjøre det mulig å foreta endringer som bøter på svakheter og mangler i de eksisterende modellene.

Etter energilovens ikrafttredelse i 1991 har NVE endret reguleringsmodellen flere ganger. Siste omfattende endring var med virkning fra 2007, og etter dette er det foretatt flere mindre revisjoner. Det er både foretatt endringer i selve reguleringsmodellen og i modellene som benyttes for å beregne selskapenes kostnadsnorm.

Forhandlingsbaserte modeller

Flere i bransjen har uttrykt ønske om at NVE bør utrede mulighetene for å innføre en forhandlingsbasert reguleringsmodell, også omtalt som en insentivbasert budsjettmodell, og viser blant annet til at Sverige skal innføre en slik reguleringsmodell fra 1.1.2012. Energi Norge har sammen med KS bedrift og Distriktenes energiforening igangsatt et forprosjekt som frem til mars 2010 skal se på fremtidig inntektsrammeregulering, dvs. mulighetene for å innføre en forhandlingsbasert modell i Norge. NVE deltar i dette forprosjektet.

NVE vil i løpet av første halvår 2010 vurdere fordeler og ulemper ved å innføre en forhandlingsbasert modell. En forhandlingsbasert modell innebærer at hvert enkelt nettselskap foreslår inntektsramme eller kostnadsnorm for kommende reguleringsperiode. Regulator vil så vurdere hvert enkelt forslag og eventuelt foreslå endringer før inntektsrammene godkjennes.

Fordelene med en forhandlingsbasert reguleringsmodell kan være at nettselskapene får bedre mulighet til å redegjøre for selskapsesifikke forhold, både rammevilkår og fremtidig utviklingsbehov i nettet.

Forhandlingsbaserte modeller kan imidlertid ha en rekke utfordringer. For at regulator skal kunne fastsette en inntektsramme basert på selskapenes foreslåtte fremtidige totale kostnader, må regulator kunne verdsette den tjenesten selskapet skal utføre. Å verdsette tjenesten er komplisert når selskapene er naturlige monopoler. I konkurranseutsatte markeder bestemmes verdien (prisen) av en tjeneste gjennom den prisen markedet setter. Et selskap som setter for høye priser vil bli utkonkurrert av et billigere alternativ. I markeder som er kjennetegnet av naturlige monopoler fungerer ikke denne mekanismen, noe som gjør at man må finne en annen metode for fastsette tjenestens verdi. Verdifastsettelsen av en tjeneste utført av naturlige monopoler tar normalt utgangspunkt i de kostnader ett selskap bør ha for å utføre en tjeneste. Grunnet asymmetrisk informasjon mellom regulator og nettselskap, vil en forhandlingsbasert modell gi selskapene insentiver til å prøve å overbevise regulator om at man har behov for høyere inntekter enn nødvendig. For at regulator skal kunne vurdere de riktige kostnadene er det nødvendig med gode data for alle nettkomponenter, inklusive prognoser for fremtidig kostnadsutvikling.

Nettselskapene vil også ha insentiver til å overdrive sine investeringsplaner samt hevde at investeringene vil bli gjennomført tidlig i en reguleringsperiode. Når regulator skal godkjenne et

budsjett må de ta stilling til hensiktsmessigheten av nettselskapenes foreslåtte investeringsplaner og behov. Dette vil for det første være meget ressurskrevende for regulator. For det andre ser NVE en fare for overføring av ansvar og risiko fra nettselskap til regulator.

Etter at budsjettet er vedtatt vil det være behov for ulike mekanismer som ivaretar at forutsetningene i budsjettet etterleves. Dette blant annet fordi selskapene vil ha insentiver å holde kostnadene så lave som mulig og unngå enhver investering som ikke må gjøres, eller som ikke bidrar til betydelige kostnadsreduksjoner. Dette forutsetter at regulator må følge opp og kontrollere at selskapene faktisk gjør det de har lovet, samt at det må etableres sanksjonsmidler for avvik. Samtidig vil fremtiden alltid være preget av usikkerhet, noe som gjør at avvik fra opprinnelige planer og budsjett kan være samfunnsøkonomisk rasjonelt. Nevnte vurderinger vil være ressurskrevende for regulator.

NVE ser per i dag store utfordringer med å innføre en forhandlingsbasert modell. Hvorvidt det er ønskelig å innføre en slik modell må ses i sammenheng med flere forhold: For det første hvorvidt kritikken mot den eksisterende økonomiske reguleringen er berettiget. For det andre hvilke muligheter man ser til å forbedre eksisterende økonomisk modeller. Og ikke minst om det vil være mer hensiktsmessig å foreta endringer i direkte reguleringer og/eller tilsyn for å gi nettselskapene tilstrekkelige insentiver til investeringer.

Normkostnadsmodellen i distribusjonsnett

NVE har undersøkt ulike forhold vedrørende modellen for kostnadsnormen i distribusjonsnett, hovedsakelig som følge av innvendinger som har kommet mot denne etter at den nye reguleringen trådte i kraft i 2007, og sett på forskjellige måter å imøtekomme disse innvendingene på.

Som følge av dette arbeidet gjorde NVE i forbindelse med varslene om inntektsrammer for 2010 mindre endringer modellen som skal benyttes til å fastsette nettselskapenes kostnadsnorm i distribusjonsnett. Grensesnittvariabelen tas ut av DEA-modellen og håndteres i en regresjon i et nytt analysetrinn. I tillegg vil småkraft, målt ved installert ytelse, og antall forsynte øyer som ligger minst 1 km fra fastland eller nærmeste forsynte øy tas med som nye rammevilkårsvariable i det nye analysetrinn. Endringen gjøres for å sørge for at kostnadsnormen til selskapene tar hensyn til relevante forskjeller i rammebetingelser på en tilfredsstillende måte.

Endringene som iverksettes for 2010 vil ikke ta hensyn til alle innvendinger som er reist mot dagens modell. Etter NVEs syn er endringen likevel nødvendig for at rammevilkår knyttet til småkraft og øyforsyning skal kunne tas hensyn til på en tilfredsstillende måte. NVE vil i 2010 se på alternative måter å håndtere forskjeller i rammevilkår på ved fastsettelsen av normkostnadene for å ta hensyn til flere av de fremsatte innvendingene. Det kan være aktuelt å slanke den eksisterende DEA-modellen ved å løfte rammevilkårsvariablene over i regresjonen i trinn 2.

Normkostnadsmodellen i regional- og sentralnett

NVE vil i løpet av første halvår 2010 vurdere endringer i normkostnadsmodellen for regional- og sentralnett for å ta hensyn til relevante innvendinger mot modellen.

Frem til sommeren 2010 vil NVE se på følgende: egenskaper ved oppgavebaserte modeller, vurdere dagens og eventuelle nye variabler i DEA, E³Grid, alder og kapitalmåling, regulering av små selskaper og spesielle selskaper, samt forhandlingsbaserte modeller:

DEA

DEA-modellen i regional- og sentralnett består av anleggskomponenter som vektet i et system basert på nyverdier. NVE ønsker å se nærmere på hvordan variablene (vektene) i modellen er spesifisert og det skal vurderes å konstruere en ny modell som slår sammen de ulike anleggskomponentene til færre

variabler. En slik tilnærming vil kunne tilsvare en oppgavebasert modell. NVE har også lagt til grunn strengere kriterier for frontsselskaper. Kriteriene er basert på selskapenes størrelse målt i kostnader. Det er mange selskaper med relativt lave kostnader i regional- og sentralnett. Effektivitetsanalysene kan være følsomme for slike selskaper, og det vurderes alternative måter å behandle disse på.

Oppgavebaserte modeller

Det er opprettet en arbeidsgruppe med referansepersoner fra fire nettselskaper som i 2010 skal jobbe med å etablere enkle oppgavebaserte modeller og evaluere deres egenskaper. En metode for å etablere en oppgavebasert modell er å normere nettselskapenes anlegg ved hjelp av nyverdier. Ved en slik metode vil ikke alder på anleggene virke inn på resultatene. Et alternativ er å ta utgangspunkt i dagens modell, som ligger tett opp til en oppgavebasert modell da vi benytter selskapenes faktiske anleggsmasser i analysene. Foreløpige beregninger viser at om vi slår sammen alle output-variablene i dagens modell og sammenligner med kostnadene vi benytter i dagens modell, spiller alder liten rolle på resultatene. Vi vil se videre på disse egenskapene og vurdere om vi kan benytte dette i forbedringen av dagens normkostnadsmodell.

e³Grid

e³Grid er et prosjekt Sumicsid⁴ med flere har gjennomført på oppdrag for CEER⁵. Målet har vært å utvikle statiske og dynamiske kostnadsestimater for europeiske nettselskaper på transmisjonsnivå (i Norge regional og sentralnett). Estimatenes er basert på sammenlignende analyser basert på ”best practice” på nøye standardiserte data for et relevant utvalg av sammenlignbare selskaper. Metoden ligner en oppgavebasert modell hvor selskapets aktiviteter er delt inn i 7 funksjoner eller roller.

Kapitalkostnader er standardisert ved å restrukturere kapitalbasen ved å benytte en reell annuitetstilnærming med standardiserte teknisk-økonomiske levetider for hver eiendelstype. Den nye kapitalbasen er kategorisert med 8 eiendelsklasser, og i alt 1220 eiendelstyper er i bruk. Det er også utarbeidet vektorer for driftskostnader i tilknytning til disse klassene.

NVE vil vurdere om større eller mindre deler av metoden og tilnærmingen fra e3Grid kan benyttes i den norske reguleringen av regional- og sentralnettselskaper. Emner som vil bli vurdert er e³Grids verdsettelse av nettkapital, analyse av driftskostnader, samt tilhørende vektsystemer. I tillegg vil vi vurdere metoder for å spore ekstreme verdier (utligger), og også metodikk for å ekskludere selskaper fra fronten i DEA.

Forhandlingsbaserte modeller.

NVE vil vurdere egenskapene til forhandlingsbaserte modeller og utfordringene knyttet til slike modeller for å se om denne reguleringsformen kan være hensiktsmessig i regional- og sentralnettet. Det er grunn til å tro at man har større sannsynlighet for å lykkes med forhandlingsbaserte modeller når det er et begrenset antall nettselskaper det skal forhandles med, og regulator allerede sitter på mye relevant informasjon. Dette er tilfelle med regional- og sentralnettselskapene, hvor alle investeringer er gjenstand for konsesjonsbehandling.

⁴ Sumicsid Group www.sumicsid.com

⁵ Council of European Energy Regulators

Del 2: Prinsipper for tariffutforming og dagens praksis

3 Gjeldende regelverk og tarifferingspraksis

I dette kapittelet beskriver vi gjeldende overordnede prinsipper for nettselskapenes tariffer, dagens regelverk og tarifferingspraksis på ulike nettnivå.

Dagens tariffsystem er basert på at hvert av de om lag 155 nettselskapene på distribusjonsnett, regionalnett og sentralnettet selv fastsetter tariffer for tilknytning til og bruk av eget nett. Tariffstrukturen og totale tariffinntekter må være i tråd med gjeldende lov og forskrifter. Forskjeller i tariffene skyldes i hovedsak organiseringen av nettvirksomheten, og kostnadene i nettet i hvert av selskapene.

3.1 Overordnede prinsipper og gjeldende regelverk

Med tariffer menes prisen på overføring av kraft gjennom hele overføringsnettet. Tariffene spiller en viktig rolle for å bidra til et effektivt kraftmarked. Gjeldende punkttariffsystem innebærer at tariffene i tilknytningpunktet er uavhengig av avtaler om salg og kjøp av kraft, og brukerne betaler kun tariffer til sitt lokale nettselskap for å få adgang til hele kraftmarkedet. Punkttariffsystemet sikrer alle brukere av nettet adgang til kraftmarkedet på like vilkår.

Nettselskapenes fastsettelse av tariffer for tilknytning til og bruk av nettet er regulert med hjemmel i energiloven. I tråd med formålet i energiloven er det et mål at tariffene så langt som mulig utformes slik at de bidrar til en effektiv ressursbruk på kort og lang sikt. Tariffene skal i tillegg gi nettselskapene inntekter til dekning av kostnader, innenfor fastsatt tillatt inntekt.

Overføringsnettet som et naturlig monopol

Nettvirksomhet er karakterisert ved høye faste kostnader og lave marginalkostnader ved løpende bruk. Denne kostnadsstrukturen gjør nettet til det som i henhold til økonomisk teori er definert som et naturlig monopol. For å oppnå effektiv utnyttelse av nettet, skal prisen på overføring i henhold til økonomisk teori settes lik marginalkostnaden⁶. Det teoretiske resonnementet bak å sette pris lik marginaltapskostnaden ved overføringen, er et av de bærende prinsippene i gjeldende tarifferingspraksis. NVE anser det som viktig å videreføre dette tarifferingsprinsippet, slik at alle brukere av nettet så langt som mulig får riktig prissignal.

På grunn av nettets kostnadsstruktur vil imidlertid ikke pris lik marginalkostnad gi nettselskapene kostnadsdekning. I prinsippet er det mulig å finansiere det residuale inntektsbehovet på flere måter. I Norge er det brukerne av nettet som i all hovedsak dekker alle kostnader i nettet. Et alternativ er å finansiere det residuale inntektsbehovet i sin helhet over statsbudsjettet.

Regler og praksis for tariffastsettelse

Nettselskapenes tariffastsettelse er nærmere regulert i forskrift av 11. mars 1999 nr 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, del V (kontrollforskriften). Av kontrollforskriften fremgår det at alle nettselskap er ansvarlige for at det utarbeides tariffer som er punktbaserte etter visse prinsipper. Hovedprinsippene er at nettselskapene skal gi adgang til nettet på *ikke-diskriminerende* og objektive tariffer og vilkår, at tariffene utformes slik at de i størst mulig grad gir brukerne av nettet signaler om *effektiv utnyttelse og utvikling*, og at ved differensiering av tariffene skal det legges til grunn *objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold*.

⁶ ECON. *Tariffering av energimålte kunder i distribusjonsnettet*, rapport 2008-002

Nettselskapenes tariffer skal bestå av *bruksavhengige tariffledd* som varierer med kundens løpende uttak eller innmating av energi, og *andre tariffledd*. Videre står det at bruksavhengige tariffledd er energiledd og kapasitetsledd, mens andre tariffledd skal dekke nettkostnader som ikke dekkes gjennom bruksavhengige tariffledd.

Energiledd

Energileddet i tariffen skal som hovedregel reflektere belastningen på nettet, det vil si verdien av marginale tap som følge av endringer i overført mengde energi. Marginaltapet varierer med den løpende belastningen i nettet. Endringen i tapet kan være positivt eller negativt, avhengig av om endret innmating eller uttak bidrar til å øke eller redusere tapene i nettet. Et energiledd som er referert tilknytningspunktet og som varierer med kundens løpende forbruk eller produksjon gir på denne måten signaler om hvilke kostnader eller nytte de påfører nettet ved å forbruke eller produsere kraft. Ved innmating og uttak i samme punkt skal tapsprosentene være like, men ha motsatte fortegn. Dersom man nærmer seg kapasitetsgrensene i nettet kan tapet bli betydelig. Punktvisse energiledd som avspeiler marginale tapskostnader skal dermed bidra til en effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet.

I tråd med gjeldende regelverk skal marginaltapene minimum beregnes for vinter dag, vinter natt helg og sommer. Tapsprosentene skal så langt som mulig beregnes med hensyn til systembelastningen i et samlet nettsystem og for en produksjons- og lastsituasjon som er representativ for hvert enkelt tidsavsnitt.

I *sentralnettet* fastsettes energileddet ut fra beregnede, marginale tapssatser for hvert enkelt utvekslingspunkt multiplisert med systempris. Beregningen er basert på en prognostisert lastflyt i hele det nordiske nettet. Det beregnes ukentlig satser for dag og natt/helg for kommende uke.

Innmating eller uttak kan være gunstig for sentralnettet ved å bidra til å redusere tapet. I slike tilfeller er tapssatsen og dermed energileddet negativt, og brukeren får betalt for innmating eller uttak. I punkt med både innmating og uttak fra sentralnettet er tapssatsene symmetriske om null. Eksempelvis vil det i et område med stort produksjonsoverskudd være relativt høy tapssats ved innmating og tilsvarende negativ tapssats ved uttak. Energileddet gjenspeiler dermed den systemmessige belastningen, og hvor det er lønnsomt for systemet med økt innmating eller uttak.

I sentralnettet er det innført en administrativ øvre grense på tapssatsene. For 2010 er denne grensen satt til +/- 15 pst. Begrunnelse for en slik grense er usikkerhet med hensyn til beregningsmetodikk og resultat fra beregningene. Enkelte regional- og distribusjonsnett har videreført en slik grense for sin tariffing. Konsekvensen av denne grensen er at prissignalet som gis gjennom energileddet ikke alltid vil gjenspeile den faktiske påvirkningen innmating/uttak har på nettet.

I *regionalnettene* er det varierende praksis for beregning av marginale tapssatser. Kontrollforskriften angir ingen detaljerte føringer for beregningsmetodikk av marginaltap. Enkelte tar utgangspunkt kun i det lokale nettet, mens andre legger til grunn et større nettområde som inkluderer overliggende og eventuelt tilgrensende nett. I de tilfellene hvor tapsprosenten beregnes med utgangspunkt i det lokale nettet er det varierende praksis i forhold til videreføring av tapsprosenten i utvekslingspunktet mot overliggende og/eller tilgrensende nett. I noen tilfeller summeres tapsprosenten i nærmeste utvekslingspunkt mot overliggende nett med tapsprosenten lokalt. Hvor hyppig tapsprosentene beregnes i ulike regionalnett varierer også. Enkelte følger sentralnettet og har ukentlige beregninger, mens andre beregner tapsprosenten kun 6 eller færre ganger i året.

Det er i forskriften krav om at det beregnes punktvisse marginaltap for all innmating, også i *distribusjonsnettet*. Som en praktisk løsning har imidlertid NVE godtatt at det beregnes en eller flere

områdevisse tapsprosentert som summeres med tapsprosenten i nærmeste utvekslingspunkt mot overliggende nett.

For uttak i *distribusjonsnettet* er det ikke krav om beregning av punktvisse tapsprosentert. Dagens praksis er at tapsprosenten og dermed energileddet er det samme for alle like uttakskunder innenfor nettselskapets område. Regelverket åpner i tillegg for at energileddet for energimålte kunder kan settes høyere enn kostnaden ved marginale tap, for å dekke en andel av de residuale kostnadene i nettet. Et energiledd som er likt for alle og som er høyere enn marginaltap har imidlertid begrenset signalfunksjon til forbrukerkundene om effektiv bruk av nettet. I ECON-rapport om *Tarifiering av energimålte kunder i distribusjonsnettet* vises det til at effektivitetstapet imidlertid anses å være begrenset.

Kapasitetsledd

Kapasitetsledd er i utgangspunktet ment å gi kortsiktige prissignaler som signaliserer at etterspørselen etter overføring i et grensesnitt overstiger kapasitetsbeskrankningen i grensesnittet. I slike tilfeller blir det en flaskehals som bør prises, slik at effektforbruk med lavest nytte bak grensesnittet kobles ut, eller ny effektkapasitet i området blir tilbudt.

I det nordiske kraftmarkedet brukes *områdepriser*, som innebærer at markedet er delt inn i prisområder ut fra langvarige beskrankninger i nettet. Prisforskjellen mellom områdene skal reflektere kostnader eller besparelser som ligger i endringen av effektforbruk eller produksjon. Fastsettelsen av prisområder i Norge er nærmere regulert i forskrift av 5. juli 2002 nr 448 om systemansvaret i kraftsystemet. For midlertidige kapasitetsbeskrankninger brukes regulerkraftmarkedet og markedet for regulerkraftsopsjoner

Andre tariffledd

På grunn av nettets kostnadsstruktur med høye faste kostnader og lave kostnader ved løpende bruk, vil et energiledd som gjenspeiler marginaltapskostnaden bidra til å gi riktig prissignal om utnyttelse av nettet, men inntektene fra dette tariffleddet vil ikke være tilstrekkelig til fullt ut å dekke de faste kostnadene i nettet.

Det kan i prinsippet tenkes at det residuale inntektsbehovet ble dekket gjennom tariffledd som ga prissignaler om effektiv utvikling av nettet. I ECON-rapport om *Tarifiering av energimålte kunder i distribusjonsnettet* vises det imidlertid til at sprangvise investeringer gjør det vanskelig å finansiere det residuale inntektsbehovet via tariffert som gir optimale prissignaler, uten at disse blir for sterke og fører til underinvestering. I de tilfeller hvor kostnadene ved å øke kapasiteten er betydelige, vil situasjonsspesifikke prissignaler, herunder anleggsbidrag, være bedre egnet.

Ved utformingen av andre tariffledd er målsettingen kun å sørge for tilstrekkelige inntekter i forhold til tillatt inntekt fastsatt av NVE. For å oppnå effektiv utnyttelse og utvikling av nettet er det viktig at de residuale leddene i størst mulig grad er nøytrale, ettersom disse tariffleddene ikke har som formål å påvirke løpende produksjon eller forbruk. I praksis vil imidlertid både fastsettelse av avregningsgrunnlag og tariffnivå ha betydning for aktørene. Utforming av andre tariffledd har derfor stor betydning for hvordan inndekning av nettets inntektsbehov best kan skje uten å svekke målsettingene om økonomisk effektivitet.

I ECON-rapport om *Fordeling av tariffinntekter mellom produksjon og forbruk*⁷ vises det til at ved inndekning av det residuale inntektsbehovet i naturlige monopoler er det særlig to alternative som ofte nevnes i økonomisk litteratur. Disse er *Ramsey-priser* og *todelte tariffer*⁸.

Gjeldende tariffingspraksis er i all hovedsak basert på et system med todelte tariffer (energiledd og andre tariffledd), hvor målsettingen er at andre tariffledd skal være så nøytrale som mulig. Andre tariffledd som er basert på effekt eller energi fører imidlertid til at man beveger seg bort fra den ideelle løsningen.

Andre tariffledd står for ca 80 pst av regionalnettselskapenes inntekter og ca 50 pst av inntektene i distribusjonsnettene, og det er viktig at de utformes på en måte som ikke fører til vesentlige vridningseffekter i forhold til målsettingen om samfunnsøkonomisk effektivitet. Ved fastsettelse av andre tariffledd er i tillegg prinsippene om at alle skal tilbys ikke-diskriminerende og objektive tariffer, og at tariffene kun kan differensieres ut fra objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold, viktige.

Engangsbetaling

Ved tilknytning av nye kunder og ved forsterkning av nettet til eksisterende kunde kan nettselskapet kreve anleggsbidrag fra kunden. Anleggsbidraget skal beregnes ut fra de kostnader kundens tilknytning medfører for nettet. Gjennom anleggsbidrag synliggjøres kostnader ved å tilknytte seg til ulike steder i nettet, og kostnader ved tilknytning i forhold til investering i andre alternative løsninger. Anleggsbidrag innebærer også en fordeling av kostnader mellom nye og gamle kunder i nettet, slik at den som er årsak til en kostnad også betaler for denne.

3.2 Tarifferingspraksis

Alle nettselskap fastsetter tariffene til brukerne av nettet i sitt konsesjonsområde på bakgrunn av tillatt inntekt fastsatt av NVE. Regleverket gir selskapene en viss frihet i tariffutformingen. Dette har medført variasjoner i tariffpraksisen mellom selskapene.

I tillegg til forskjeller i tariffingspraksis, innebærer også eierforhold til nettet, kostnadsforskjeller hos nettselskapene og alder på nettet at ellers like kunder i dag kan ha ulikt tariffnivå og -struktur.

3.2.1 Uttak

Regional- og sentralnett

Grunnlaget for andre tariffledd for uttak i sentral- og regionalnettet skal i henhold til kontrollforskriftens § 14-1 baseres på effektuttak i definerte referansetimer. For å unngå kortsiktig tilpasninger er det et krav at valg av referansetimer så langt det er mulig ikke skal kunne forutsies av uttakskundene.

⁷ Econ Pövrý. *Fordeling av tariffinntekt mellom produksjon og forbruk*, rapport 2008-082

⁸ Ramsey-priser: priser som er differensiert i forhold til etterspørselastisitet til ulike kunder eller kundegrupper. Ideen er at kundene med minst prisfølsom etterspørsel betaler det største påslaget relativt sett (i forhold til marginalkostnaden). Ramsey-prising vil innebære et påslag på energileddet som varierer mellom kunder ut fra prisfølsomhet i etterspørselen.

Todelte tariffer: Brukerne betaler et variabelt ledd pr kWh som reflekterer marginalkostnaden, og et fastledd som virker minst mulig vridende i forhold til bruken av nettet.

I sentralnettet er uttakskundene enten underliggende nettselskap eller industrikunder. Avregningsgrunnlaget for uttaket beregnes på grunnlag av gjennomsnittlig totalforbruk i topplasttiden pr. tilknytningspunkt for de siste fem årene. Avregningsgrunnlaget nedjusteres med utkoblbart forbruk hos kunden (gjeldende inntil 1. juni 2012), og korrigeres med en korreksjonsfaktor pr. punkt (k-faktor), som reflekterer forholdet mellom samlet uttak i punktet og tilgjengelig vintereffekt (produksjon) referert til det samme punktet. I tillegg er det en egen korreksjonsfaktor for uttak definert som kraftintensiv industri (forbruk over 15 MW i topplast og minimum 7000 timers brukstid).

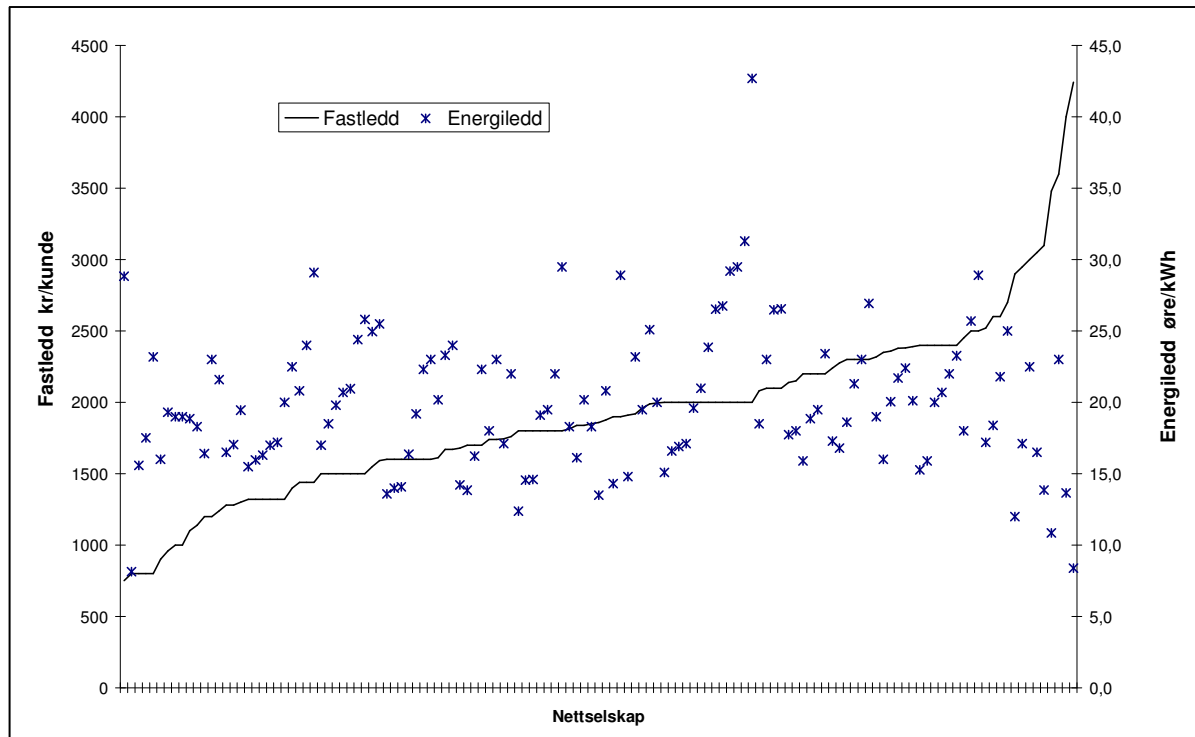
K-faktor modellen innebærer at ved samlokalisering av produksjon og forbruk, belastes uttakskundene en mindre andel av de faste kostnadene i sentralnettet. Statnetts begrunnelsen for å ta hensyn til samlokalisering av produksjon og forbruk er at det vil være et mindre behov for overføringslinjer for å overføre uttak eller innmating til det aktuelle punktet, og at dette medfører kostnadsbesparelser i det samlede nettsystem og fører til en mer effektiv utnyttelse av nettet.

I regionalnettene er det varierende praksis for avregning av andre tariffledd. Enkelte viderefører k-faktormodellen fra sentralnettet, andre viderefører modellen, men gjør tilpasninger i form av å forsterke eller redusere virkningen av samlokalisering. Det er også variasjoner i forhold til hva som benyttes som referansetime for effektuttak. For sentralnettet benyttes nettets årlige topplast, mens det i regionalnettene ofte benyttes månedlig topplast. Andre legger til grunn uttakskundens topplast i hver tidsperiode (måned, kvartal, halvår e.l.).

Distribusjonsnett

For energimålte kunder i distribusjonsnettet skal det settes et fastledd pr. kunde eller målepunkt som minimum skal dekke kundespesifikke kostnader. I tillegg kan en andel av de residuale kostnadene dekkes gjennom et energiledd som er høyere enn marginale tap. Så langt NVE kjenner til benytter alle distribusjonsnettselskapene muligheten til å hente inn en andel av det residuale inntektsbehovet, gjennom energileddet. Selskapenes anledning til å selv fordele kostnader mellom fastledd og energiledd innebærer forskjeller i tariffene også for nettselskap som i utgangspunktet har likt kostnadsgrunnlag.

I figuren under er en oversikt over nettselskapenes fordeling av kostnader mellom fastledd og energiledd for husholdningskunder i 2009. Hver kombinasjon av fastledd og energiledd langs x-aksen representerer ett nettselskap. Fastleddet varierer fra under 1000 kroner til over 4000. Mens energileddet varierer fra litt under 10 øre/kWh til over 40 øre/kWh. Selskap med både lavt fastledd og lavt energiledd har lave nettkostnader pr kWh, mens selskap med både høyt fastledd og høyt energiledd har høye nettkostnader. For selskap med lavt fastledd med høye energiledd og høyt fastledd og lavt energiledd er det imidlertid ikke mulig å si noe om kostnadsnivået.



Figur 1: Variasjoner i fastledd og energiledd for husholdningskunder i 2009 i de ulike nettselskap. Prisene er eksklusiv MVA og forbruksavgift. Kilde: NVEs tariffstatistikk 2009

For 2009 er vektet gjennomsnittstariff⁹ for husholdningskunder 24,8 øre/kWh, beregnet for en husholdning med et forbruk på 20 000 kWh. Den beregnede tariffen varierer fra under 20 øre/kWh til over 40 øre/kWh.

Fastleddene i tariffen er ofte differensiert for ulike kundegrupper. Mange selskap differensierer fastleddet ut fra kundens sikringsstørrelse. Differensiering mellom hytter og husholdning på grunn av forskjeller i brukstid er også vanlig.

For kunder som er effektavregnet, skal det i tillegg til fastledd benyttes et effektbasert tariffledd basert på kundens effektuttak i definerte perioder. Effektavregnede kunder gjelder i hovedsak næringskunder, men benyttes i enkelte distribusjonsnett for husholdningskunder der det er installert timemåling for alle. Tilsvarende som i regionalnettet er det også i distribusjonsnettet varierende praksis ved fastsettelse av effektgrunnlag. Mens enkelte benytter kundes maksimaleffekt pr måned, legger andre til til grunn gjennomsnittlig effekt av flere målinger over samme periode. Begge løsninger er imidlertid vurdert å være innenfor gjeldende regelverk.

Forskjeller i tariffen for uttak i distribusjonsnett

Det er flere forhold som forklarer forskjellen i tariffen mellom ulike distribusjonsnettselskap.

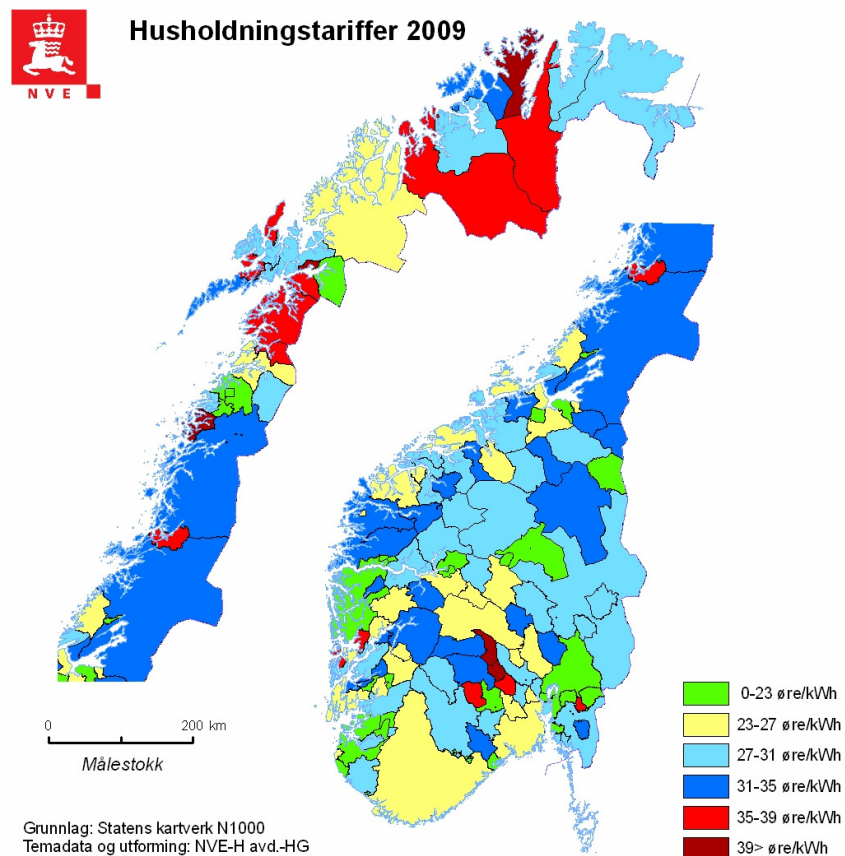
Blant de forhold som påvirker nivået på tariffen er forskjeller i selskapenes nettkostnader og dermed forskjeller i inntektsramme og tariffingsgrunnlag. Inntektsrammen er påvirket av blant annet naturgitte forhold som klima og topografi, alder på nettet, og selskapenes DEA-resultater (se kapittel 2.2.4 Om fastsettelse av kostnadsnormene).

⁹ Vektet gjennomsnittstariff er beregnet på bakgrunn av tariffen rapportert fra nettselskapene som er vektet med hensyn til overført energimengde til husholdningene i de enkelte nettselskap.

Nettselskapene har i tillegg en viss frihet ved utformingen av tariffene for brukerne i sitt leveringsområde. Dette fører til variasjoner i tariffstruktur. Blant annet er det variasjon i hvordan nettselskapene velger å fordele inntektene fra fastleddet og energileddet til energimålte kunder. Denne fordelingen påvirker prisen pr kWh mellom kunder med lavt forbruk og kunder med høyt forbruk. Høyt fastledd fører til at kunder med lavt forbruk betaler mer enn kunder med høyere forbruk som er tilknyttet samme nettselskap.

Tariffene skal gi inntekter innenfor selskaperens tillatte inntekt, hvor både egen inntektsramme og kostnader til overliggende nett inngår. For distribusjonsnett vil forskjeller i både kostnader og tariffingspraksis i overliggende regionalnett, kunne føre til variasjoner også i ellers like distribusjonsnett. Som en konsekvens av gjeldende k-faktormodell som benyttes i sentralnettet og enkelte regionalnett, vil distribusjonsnettselskap i områder med mye lokal og/eller regional produksjon ha lavere kostnader til overliggende nett. Kostnadene til overliggende nett vil imidlertid, som for tariffen til uttak i distribusjonsnett, variere bl.a. avhengig av kostnadsnivå og tariffingspraksis.

Enkelte nettselskap velger å ikke utnytte de inntektsmulighetene som er gitt gjennom inntektsrammen fullt ut. Dette fører til lavere tariffer for uttakskundene i det aktuelle nettselskapets område.



Figur 2 Oversikt over forskjeller i husholdningstariffer (20 000 kWh) i 2009

3.2.2 Innmating

For innmating skal andre tariffledd være like uavhengig av hvilket nettnivå produsenten er tilknyttet, og lik innmatingstariffen fastsatt for sentralnettet. Produksjon tilknyttet distribusjonsnettet skal derfor ha samme avregningsgrunnlag og sats som innmating i regional- eller sentralnett. Produsenter betaler andre tariffledd for innmating, som er basert på midlere produksjon (GWh) siste 10 år. For 2010 er satsen 0,8 øre/kWh. Tariffen er utformet med hensyn på å gi minimale insentiver for kortsiktige tilpasninger i produsentenes løpende driftsbeslutninger, ved at tariffen er uavhengig av installert eller tilgjengelig effekt og brukstid. Årlige endringer i produksjonen vil påvirke tariffkostnadene i liten grad i ti år frem i tid.

Nettbegrunnet innfasingstariff for produksjon

Statnett innførte i 2005 innfasingstariff for ny kraftproduksjon i visse områder. Formålet med denne tariffen er å gi et ekstra signal om verdien av produksjon i områder hvor det er særlig gunstig ut fra nettmessige forhold med nyetablering. Siden 2005 har det vært mulig innenfor angitte områder å inngå avtale med Statnett om redusert tariff for innmating i regional- og sentralnett (0,1 øre/kWh). Den reduserte tariffen gjelder i 15 år fra avtale blir inngått. All ny produksjon i regional- og sentralnettet i et område har rett til å inngå avtale om innfasingstariff, og det diskrimineres ikke mellom ulike teknologier. I 2010 videreføres tariffen for to områder: Midt-Norge (maks produksjonsvolum 9 TWh) og det såkalte BKK-området (maks produksjonsvolum 3 TWh). Når det kommer investeringsprosjekter i tilstrekkelig omfang i et område, vil det ikke bli inngått nye avtaler om innfasingstariff.

Produksjonsrelaterte nettanlegg

Produksjonsrelaterte nettanlegg er definert som *”kraftledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste utvekslingspunkt i nettet”*, jf. kontrollforskriftens § 17-1. For produksjonsrelaterte nettanlegg skal produsentene dekke kostnadene. Disse kostnadene kommer i tillegg til den ordinære innmatingstariffen.

For en produsent vil reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg og anleggsbidrag i stor grad ha samme virkning i forhold til de kostnadene produsenten må dekke. Den viktigste forskjellen er at anleggsbidrag bare omfatter investeringskostnader, mens reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg også omfatter andre kostnader som drift, vedlikehold og reinvesteringkostnader. Produksjonsrelaterte nettanlegg er i all hovedsak radielle tilknytningsledninger og transformatorer.

3.2.3 Anleggsbidrag

Alle nettselskap kan fastsette et anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder. Adgangen til å kreve anleggsbidrag gjelder i dag likt for både forbruk og produksjon. Videre heter det at *”Anleggsbidrag ved forsterkning av en tilknytning kan beregnes når kunden krever økt kapasitet eller kvalitet som utløser behov for forsterkning. Anleggsbidraget skal beregnes ut fra kostnadene som følger av kundens tilknytning til nettet.”* Anleggsbidraget skal relateres til investeringskostnadene. Nettselskap som benytter anleggsbidrag vil derfor ha et lavere tariffgrunnlag for øvrige uttakskunder, og dermed tariffnivå, sammenliknet med et selskap som ikke beregner anleggsbidrag.

Anleggsbidrag er i henhold til gjeldene regelverk et individuelt beregnet investeringstilskudd som fastsettes på bakgrunn av de anleggskostnader (arbeidstimer, materiell, utstyr) en ny tilknytning eller forsterkning utløser. Gjeldene regelverk gir ikke nettselskapet pålegg om å kreve anleggsbidrag, men nettselskapene plikter å ha en ikke-diskriminerende og objektiv praksis. Dersom et nettselskap velger å

ha en praksis med innkrevning av anleggsbidrag, skal dette gjelde overfor alle kunder, uansett kundegruppe.

Regelverket rundt anleggsbidrag skiller i hovedsak mellom tre type nettanlegg; kundespesifikke nett, radielle fellesanlegg og maskete nett. Bestemmelsen gir nettselskapet rett til å kreve anleggsbidrag opptil 100 pst. av kostnadene i kundespesifikke nettanlegg. Radielle nett kan forstås som nettanlegg som forsyner en avgrenset og identifiserbar kundegruppe. I radielle fellesanlegg kan nettselskapet kreve anleggsbidrag som dekker en forholdsmessig andel av kostnadene. Med forholdsmessig andel menes at kunden ikke skal belastes kostnader som skyldes at kapasiteten i overføringsanleggene overgår kundens effektbehov. Det gjelder også kostnader som skyldes at standardkomponentene overstiger kundens behov.

I maskete nett åpner dagens regler for bruk av anleggsbidrag kun i ekstraordinære tilfeller. NVE har i enkeltvedtak aldri akseptert anleggsbidrag i maskede nett. NVE foreslo i april 2009 å endre § 17-5 slik at nettselskapene under visse forutsetninger kunne kreve anleggsbidrag for investeringer også i maskete nett. Forslaget innebar at anleggsbidrag for investeringer i maskete nett kunne fastsettes dersom én eller flere tilknytninger entydig utløser investeringen. Behandlingen av den forslåtte regelendringen om anleggsbidrag er inntil videre stilt i bero.

Differensiering av anleggsbidrag

Nettselskapene er etter kontrollforskriftens § 13-1 bokstav c) pliktig til å tilby alle som etterspør netjtjenester ikke-diskriminerende punktтарiffer og vilkår. Etter kontrollforskriftens § 13-1 bokstav e) kan tariffene differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold. I utgangspunktet er anleggsbidrag differensiert på bakgrunn av at investeringskostnadene varierer mellom ulike prosjekter. I tilfeller der flere aktører tilknyttes samme nettanlegg skal anleggsbidraget differensieres etter kriterier basert på relevante nettforhold. NVE har tidligere kun ansett effektbruk og linjelengde som relevante nettforhold.

Flere nettselskap opererer i dag med bunnfradrag på anleggsbidraget. Dette innebærer at anleggsbidraget maksimalt settes lik anleggskostnad fratrukket tilknytningsgebyr og bunnfradrag. NVE har ikke funnet det hensiktsmessig å pålegge nettselskapene å innkreve anleggsbidrag. Forskriftsbestemmelsen kan derfor anses som et øvre tak ved fastsetting av anleggsbidragets størrelse, og innebærer at de nettselskapene som ønsker det kan dekke en andel av investeringene gjennom for eksempel bunnfradrag.

Bruken av bunnfradrag medfører at antall kunder som må bekoste anleggsbidrag synker. Dette kan innebære lavere administrative kostnader hos nettselskapet. Den delen av anleggskostnaden som blir dekket av nettselskapet gjennom et bunnfradrag, vil inngå i nettselskapet kapitalgrunnlag på ordinært vis og medføre økte tariffer for nettselskapets uttaks kunder. Nettselskapet står i henhold til dagens forskrift fritt til selv å sette et bunnfradrag som de finner hensiktsmessig innenfor sitt nettområde. NVE har i enkeltvedtak stadfestet at det ikke eksisterer relevante nettforhold som gjør en differensiering av bunnfradraget mulig etter dagens regelverk.

Anleggsbidrag og reinvesteringer

Reinvesteringer eller fornyelser kan ikke finansieres gjennom innkreving av anleggsbidrag. Dette følger indirekte av § 17-5 i kontrollforskriften, og er også lagt til grunn i NVEs forvaltningspraksis. Når nettselskapet krever anleggsbidrag må det derfor vurderes hvorvidt endringen også utgjør en reinvestering eller fornyelse av eksisterende anlegg. Selv om reinvesteringskostnader ikke kan ligge til grunn for beregningsgrunnlaget for anleggsbidrag, kan anleggsbidraget justeres for merkostnadene ved en fremskyndet reinvestering. Et av formålene ved utforminger av tariffer, og da også

anleggsbidragene, er blant annet å gi brukerne signaler om de samfunnsøkonomiske kostnadene ved tilknytning og bruk av elektriske anlegg. Etter NVEs vurdering er det et riktig prissignal ovenfor kunder som utløser reinvesteringer at de skal dekke merkostnadene ved reinvesteringer.

Fordeling av kostnader over tid

Av kontrollforskriftens § 17-5 sjuende ledd fremgår det at anleggsbidrag kan fordeles mellom kunder som blir tilknyttet på tidspunkt for ferdigstillelse og kunder som blir tilknyttet på et senere tidspunkt, men senest ti år etter ferdigstillelse. Fordelingen kan skje i form av en etterberegning av anleggskostnadene når nye kunder blir tilknyttet eller ved at nettselskapet forskutterer anleggskostnadene og fastsetter anleggsbidraget andelsvis overfor de kunder som etter hvert blir tilknyttet.

Hensikten med bestemmelsen er å ivareta de problemer som kan oppstå i de tilfeller da kostnadene ved å tilknytte seg til nettet er store, og det samtidig er stor usikkerhet mht hvor mange kunder som vil knytte seg til nettanlegg. Regelen innebærer at den første som etterspør tilknytning, ikke bekoster hele anleggskostnaden. Dersom eksisterende og fremtidige brukere har en betalingsvilje som er større eller lik investeringskostnaden innebærer det et samfunnsøkonomisk tap dersom investeringen ikke blir gjennomført, ved at samfunnet går glipp av samfunnsøkonomiske lønnsomme prosjekt.

Bruk av anleggsbidrag kan medføre at ingen ønsker å være den som ber om tilknytning først. NVE vurderer dette som en utilsiktet tilpasning og har derfor funnet det hensiktsmessig å tillate nettselskap å fordele anleggsbidraget mellom kunder som blir tilknyttet i løpet av ti år etter ferdigstillelse av anlegget. Regelen om maksimum ti års fordelingsperiode trådte i kraft 1.januar 2002 og ga nettselskapene et klart hjemmelsgrunnlag til å fordele anleggskostnader på tilknytninger etter ferdigstillelse av anlegg, men med en tidsbegrensning på ti år.

3.2.4 Praksis i noen andre land

Sverige

Tariffene er regulert i Ellagen, som gir nettselskapene relativt stor frihet til å fastsette tariffene.

De to største svenske distribusjonsselskapene, Vattenfall og Fortum har til sammen ca 1.7 mill abonnementer. Begge har valgt en grunnstruktur med et fastledd og et energiledd, der fastleddet er differensiert etter sikring.

Hos Vattenfall finner vi trekk av utjevning ved at energileddet er likt over hele landet, men med en geografisk differensiering av fastleddet. Vattenfall har delt Sverige i to områder og differensierer fastleddet mellom Sverige Nord og Sverige Sør. Fastleddet er høyest i Sverige Nord.

I Fortum er det betydelig variasjon mellom de 11 nettområdene hvor Fortum eier nett. Dette gjelder både fastledd og energiledd. Fortum praktiserer også et betydelig innslag av "spesialtariffer".

For en beskrivelse av praksis i Sverige ved beregning av anleggsbidrag se kapittel 6.4 Grønne sertifikater og anleggsbidrag.

Danmark

Regional- og distribusjonsnettet i Danmark består av 10 regionale nettselskap og totalt ca 100 distribusjonsnettselskap, hvorav de 5 største selskapene har 45 % av kundene.

Distribusjonsnettselskapenes tariffutforming/-fastsettelse godkjennes i forkant av regulator (DERA). Flere av selskapene benytter den metoden som er anbefalt av den danske bransjeorganisasjonen, og som er godkjent av DERA.

Hvert enkelt av de ca 100 distribusjonsnettselskapene fastsetter sin egen tariff som gjenspeiler selskapets kostnader. Distribusjonsnettene kostnader til overliggende nett inngår som en del av distribusjonsnettstariffen til sluttkundene. Kostnader til overliggende nett utgjør normalt kostnader til sentralnett. Mens noen distribusjonsnettskunder må betale kostnader til overliggende regionalnett i tillegg. Hvorvidt regionalnettet inngår i kostnader til overliggende nett er avhengig av om det lokale nettselskapet eier regionalnettet.

Finland

Regional- og distribusjonsnettet i Finland består av 14 regionalnettselskap og ca 90 distribusjonsnettselskap.

Hvert enkelt distribusjonsnettselskap fastsetter sin egen tariff som gjenspeiler selskapets kostnader. Tariffene varierer derfor mellom de ulike selskapene, men innenfor hvert enkelt selskap må tariffene være uavhengig av geografisk lokalisering. Husholdningskunder betaler normalt et fastledd som avhenger av sikringsstørrelse.

Nettselskapenes tillatte inntekt er basert på økonomiske og tekniske rapportering til regulator. Regulator (Energy Market Authority) beregner tillatt inntekt til hvert nettselskap i en reguleringsperiode på 4 år. Etter en reguleringsperiode beregnes det en mer-/mindreinntekt for kommende periode. Som i Norge får ett selskap en samlet tillatt inntekt, og nettselskapene skal selv fordele tillatt inntekt på eventuelle nettnivå. Regulator benytter effektivitetsmålinger ved fastsettelse av tillatt inntekt.

Regulator godkjenner ikke nettselskapenes tariffastsettelse i forkant, men kontrollerer tariffene gjennom revisjoner og behandling av klagesaker.

Storbritannia

I Storbritannia finnes det 14 større selskap med konsesjon til å drive distribusjonsnett, såkalte DNOs (distribution network operators). Disse selskapene har hittil selv fått lov til å bestemme hvordan tariffene skal utformes. Deretter godkjennes tariffen av OFGEM (regulator). Denne praksisen har imidlertid ført til stor variasjon både i metode og nivå fra selskap til selskap.

Fra og med 2010 har OFGEM som mål å innføre krav om felles tariffutforming. Tariffnivået vil imidlertid fortsatt gjenspeile selskapsmessige forskjeller, og som følge av dette varierer tariffene fra selskap til selskap.

Tyskland

I Tyskland er det om lag 850 selskap definert som distribusjonsnett. Tariffene hos selskapene antas å være sammenliknbare gitt like rammevilkår. Tillatt inntekt for et distribusjonsnettselskap justeres derfor for å ta hensyn ulike faktorer som befolkningstetthet og forbruk, andel kabel vs luftlinje osv. Gitt disse forholdene sammenliknes gjennomsnittstariff pr spenningsnivå, og for selskap med tariffen blant de øvre 30 % stilles det krav om at tariffen begrunnes nærmere.

Del 3: Tariffutjevning og anleggsbidrag

4 Sentralnettets utstrekning

Ved inngangen av 2009 igangsatte NVE et arbeid for å vurdere en utvidelse av dagens sentralnettsordning til også å gjelde dagens regionalnett. NVE legger til grunn at en utvidelse av sentralnettet vil medføre en gevinst sammenliknet med dagens ordning.

Bakgrunnen for arbeidet er blant annet ønske om å unngå at tariffen gir uheldige lokaliseringssignaler på bakgrunn av regionale historiske kostnader, unngå at tariffvirkninger av investeringer fører til underinvesteringer (bl.a. av hensyn til forsyningsikkerhet), gjøre det enklere å gjennomføre felles investeringer i regionalnettsanlegg, bidra til enklere håndtering av transitt mellom dagens regional og sentralnett, og harmonisere metoden og beregningene av marginaltapene.

I tiden fremover er det forventet å komme betydelige investeringer i regionalnettet. En stor del av investeringene vil komme som en følge av økt utbygging av fornybar energi. Da potensialet for utbygging av ny kraft ikke er jevnt fordelt i landet, vil utbyggingen føre til relativt store tarifføkninger i enkelte regioner. En utvidelse av sentralnettet vil medføre at kostnadene ved nettinvesteringer fordeles på flere enn kun uttaks kunder regionalt.

SNF har på oppdrag for NVE gjennomført en utredning som ser på de samfunnsøkonomiske konsekvensene av den tariffutjevningen en utvidelse av sentralnettet medfører. Utredningen ble ferdigstilt i oktober 2009¹⁰.

4.1 Dagens sentralnett

Dagens sentralnett består i hovedsak av linjer og anlegg med spenning på 420 kV og 300 kV, og i tillegg 132 kV linjer og anlegg i de deler av landet dette er høyeste spenning. Videre inngår all nedtransformering til regionalnett i sentralnettet, og den norske delen av utenlandsforbindelser.

Dagens sentralnett ble opprinnelig fastsatt av Statnett i 1997. Statnetts avgjørelse ble imidlertid klaget inn til NVE, og deler av NVEs avgjørelse ble igjen påklaget til departementet. Departementet fattet endelig vedtak om sentralnettets utstrekning i 1998. Det ble i vedtaket lagt vekt på at sentralnettet skal være et landsomfattende og sammenhengende nett, sørge for sentrale utvekslingspunkt i alle regioner og ha en viktig funksjon i forhold til å knytte seg til andre lands sentralnett. I 2001 fattet NVE vedtak om at enkelte radialer skulle tas inn i sentralnettet, og i 2002 ble all nedtransformering til regionalnettet vedtatt å inngå i sentralnettet. Begrunnelsen for endringene i både 2001 og 2002 var hensynet til kostnadsfordeling og tariffing alene.

NVE legger til grunn at sentralnettet i all hovedsak er en ordning for felles tariffing av kunder tilknyttet de nettanlegg som er definert å inngå i sentralnett. Spørsmål om sentralnettets utstrekning handler om hensynet til felles tariffing og kostnadsfordeling. Felles tariffing sikrer enhetlige tariffer. Spesielt er dette viktig ved fastsettelse av marginale tapsprosent som benyttes i energiledet. I sentralnettet legges hele det nordiske kraftsystemet til grunn, mens hvert enkelt regionalnettselskap ikke nødvendigvis har tilgang til denne informasjonen på en enkel måte. Enhetlige tariffer innebærer også en utjevning av kostnadene i anleggene. Dermed unngår man andre tariffledd som gjenspeiler anleggs- og områdespesifikke historiske kostnader.

¹⁰ SNF. ”Samfunnsøkonomiske konsekvenser ved harmonisering av tariffene i regional- og sentralnettet”, Jørgen Bjørndalen og Frode Skjeret SNF-rapport nr. 19/2009

I praksis er sentralnettet en landsomfattende fellesnettsordning. Fellenett er definert i kontrollforskriften som ”*Nettområde med minimum felles tariff, måling og avregning. Et fellesnett består av anlegg fra flere nettselskap, og ansvarlig for fellesnettet benevnes som operatør.*”

Statnett er gjennom omsetningskonsesjonen utnevnt som operatør for sentralnettet. Operatørrollen omfatter ansvar for å utforme tariffen innenfor gjeldende regelverk, måling og avregning av tilknyttede kunder, samt fordeling av inntekter og nettap på hvert av de involverte nettselskapene. Pr 1.1. 2009 er det 21 nettselskap som eier sentralnettsanlegg. Statnett er den største anleggseieren med eierandel på ca 89 pst.

Det fastsettes ikke en egen inntekstamme for sentralnettsordningen. Ordningene fungerer ved at Statnett som operatør leier inn anleggene fra involverte nettselskap. Leiesatsen er fastsatt på bakgrunn av den andel av inntektsrammen hvert av nettselskapene har avsatt for sine nettanlegg, og som skal tariffes gjennom ordningen. Samlet inntektsramme for berørte nettselskap endres ikke som følge av at anlegg inngår i sentralnettsordningen.

Det er i dag ca 90 tilknyttede kunder til sentralnettet, fordelt på produksjon, industri og underliggende nettselskap.

4.2 Utvidet sentralnett

NVE legger til grunn at en utvidelse av sentralnettet innebærer en utvidelse av dagens tariffingsordning. Det vil medføre at flere nettanlegg blir omfattet av felles tariffing og kostnadsfordeling.

Ønsket virkning

Ved å utvide sentralnettet unngås situasjoner hvor dagens regionalnettstariff gir uheldige lokaliseringssignaler på bakgrunn av regionale historiske kostnader. I dag kan tariffen hos regionalnettene være svært forskjellige uten at dette gjenspeiler kostnader ved den enkelte kundes tilknytning¹¹. En utjevning av dagens tariffen vil bidra til å sikre at lokale historiske nettkostnader ikke påvirker hvor etablering av nytt forbruk skjer.

Videre er det ønskelig (bl.a. med hensyn til forsyningsikkerhet) å unngå at nettselskapene underinvesterer fordi de vektlegger hensynet til tariffvirkninger for kundene i regionen i sine investeringsbeslutninger.

I tillegg kan felles tariffing og kostnadsfordeling gjøre det enklere for regionalnettsselskap å gjennomføre felles investeringer, og bidra til enklere håndtering av transitt mellom dagens regional og sentralnett.

Enhetlig tariffutforming vil også bidra til å harmonisere metoden og beregningene av marginaltapene.

En utvidelse av sentralnettet vil medføre at fremtidige kostnader ved nettinvesteringer fordeles på flere enn kun uttakskunder regionalt. Blant annet vil dette omfatte investeringene som vil komme som en følge av økt utbygging av fornybar energi. Potensialet for utbygging av ny kraft ikke er jevnt fordelt i landet. Dagens tariffing vil imidlertid innebære at utbygging av ny produksjon kan føre til relativt store tarifføkninger i enkelte regioner. Dette anses som en utilsiktet konsekvens av dagens system.

¹¹ SNF. ”Samfunnsøkonomiske konsekvenser ved harmonisering av tariffene i regional- og sentralnettet”, Jørgen Bjørndalen og Frode Skjeret SNF-rapport nr. 19/2009

4.2.1 Forutsetninger for en utvidelse av sentralnettet

I arbeidet med en utvidelse av sentralnettet har NVE lagt til grunn at det i all hovedsak dreier seg om en utvidelse av dagens tarifforderingsordning. Andre forhold enn tariffing og kostnadsfordeling skal i minst mulig grad påvirkes.

Anlegg som faller inn under kontrollforskriftens § 17-1 om *produksjonsrelaterte nettanlegg* skal ikke inngå i sentralnettet og skal tarifforderingsmessig håndteres som i dag av nettselskapet som eier anlegget.

En utvidelse av sentralnettet berører ikke eierskapet til anleggene som inngår i ordningen, og det har ingen betydning for ordningene hvem som eier anleggene. Den økonomiske reguleringene av nettselskapene endres ikke ved at anlegget inngår i sentralnettet. Nettselskapenes inntektsramme vil være uendret og selskapene vil som i dag være sikret en rimelig avkastning over tid, gitt effektiv drift og utvikling av nettet. Statnett som netteier reguleres etter en annen modell enn øvrige nettselskap. Dette endres ikke som følge av endringer i sentralnettets utstrekning og ulike tarifforderinger.

En utvidelse av sentralnettet påvirker ikke nettselskapenes plikter i henhold til vilkår i konsesjoner, krav i forskrifter osv. For eksempel gjelder tilknytningsplikten for selskapet som har elektrisk konsesjon for anleggene det ønskes tilknytning til. Det vil derfor være det enkelte regionalnettselskapet som må foreta nødvendige investeringer ved behov for kapasitetsøkninger. Dette gjelder uavhengig av om anleggene er definert å inngå i sentralnettet.

En videreføring av dagens sentralnettsordning innebærer at Statnett vil være sentralnettsoperatør for et utvidet sentralnett. NVE legger til grunn at en endring i sentralnettets utstrekning kun har betydning for tariffing av nettanlegg og tilknyttede kunder. Statnetts ulike roller, som anleggseier, systemansvarlig og utredningsansvarlig påvirkes ikke av sentralnettets utstrekning. I de tilfellene hvor begrepet sentralnett benyttes for å beskrive noe annet enn tarifforderingen, som for eksempel i forskriften om energiutredninger vil NVE vurdere behovet for å endre forskriften

Som sentralnettsoperatør vil det i henhold til gjeldende regelverk være Statnett som har ansvaret for at det fastsettes tariff for det utvidede sentralnettet i tråd med forskriftens overordnede prinsipper. Etter NVEs vurdering bør det legges vekt på at sentralnettstariffen så langt som mulig skal være stabil over tid. Dette gjelder både tariffmodell og – nivå. Uforutsigbarhet og store årlige variasjoner rundt fastsettelse av sentralnettstariffen kan ha betydning for kundenes tilpasning. NVE anser dette som uheldig. NVE vurderer derfor om nærmere prinsipper for sentralnettstariffen bør forskriftsfestes.

Skille mellom distribusjonsnett og sentralnett

Ut fra hensynet til enhetlige tariff og kostnadsfordeling forutsetter NVE at et utvidet sentralnett skal omfatte hele dagens regionalnett. Regionalnett er i kontrollforskriften definert som anlegg mellom distribusjonsnett og sentralnett. Videre er distribusjonsnett i samme forskrift definert som anlegg med spenning til og med 22 kV, med mindre annet er bestemt. Grensen mellom regionalnett og distribusjonsnett er i tråd med dette ikke entydig.

NVE legger til grunn at grensen mellom et utvidet sentralnett og distribusjonsnett bør fastsettes ut fra en avveining av hva som anses som et hensiktsmessig skille med hensyn til praktiserbarhet og administrasjon. Dette tilsier at spenningsnivå fastsettes som kriterium for om anlegg skal inngå i sentralnettet.

NVE mener transformering i all hovedsak bør inngå i sentralnettet, men at det i enkelttilfeller vil måtte gjøres en vurdering i forhold til hensiktsmessighet. Ut i fra hensynet til graden av tariffutjevning som ønskes, vil dette påvirke vurderingen av om nedtransformering skal inngå i et utvidet sentralnett eller ikke.

Ved å innlemme nedtransformering vil imidlertid antall anleggseiere i sentralnettet øke betydelig. Dette vil også gjelde for næringskunder i regionalnettet som selv eier transformatoren.

NVE mener det må gjøres en separat vurdering av nettanlegg på inntil 132 kV som er bygget innenfor områdekonsesjon i byområder.

4.3 Tariffering i sentralnettet

4.3.1 Dagens praksis

Sentralnettstariffen består av energiledd og andre tariffledd. Energileddet for både produksjon og forbruk avregnes på bakgrunn av en marginaltapssats beregnet pr punkt, multiplisert med systempris og løpende utveksling, jf kap. 3.2.

Ved tariffering av andre tariffledd avregnes produksjon og forbruk adskilt. Statnett fastsetter årlig en tariffsats for produksjon i øre/kWh og en sats for forbruk i kr/MW. For 2010 er innmatingstariffen satt til 0,8 øre/kWh. Det foreligger pr dags dato et utkast til bindende retningslinjer for EU som innebærer at innmatingstariffen i de øvrige nordiske landene skal ligge mellom 0 - 0,7 euro/MWh. Det antas at når disse retningslinjene vedtas vil de gjelde for Norge tilsvarende. Statnett avregner all produksjon som mater inn i både sentralnett og regionalnett. I tillegg fastsetter Statnett en innfasingstariff for definerte områder.

Tariffsatsen for andre tariffledd for forbruk har som formål å sikre inndekning av faste kostnader i for anlegg som inngår i sentralnettet. Satsen fastsettes som residualen etter forventede variable inntekter (bl.a. fra energiledd og flaskehalsinntekter).

Avregningsgrunnlaget for forbruk er basert på gjennomsnittlig beregnet totalforbruk i topplast. Totalforbruk fremkommer som målt forbruk mot sentralnettet pluss underliggende produksjon i topplast. Dette grunnlaget justeres deretter med en faktor k , som gjenspeiler forholdet mellom produksjon (tilgjengelig vintereffekt) og forbruk (totalforbruk i topplast) i det enkelte utvekslingspunktet. Konsekvensen av denne modellen er at samlokalisering av produksjon og forbruk i et område gir en redusert tariffkostnad til sentralnettet, sammenliknet med for forbruk i områder uten produksjon. Begrunnelsen for modellen er ønske om å korrigere for forskjeller i lokalt behov for sentralnett.

Videre behandles kraftintensiv industri¹² som en egen kundegruppe. Ved beregning av k -faktoren inngår gjennomsnittlig industriforbruk i topplast slik at jo høyere andel industriforbruk, jo lavere blir k -faktoren og dermed avregningsgrunnlaget for forbruk definert som kraftintensiv industri. Ved tariffering benyttes tariffsatsen for forbruk multiplisert med avregningsgrunnlaget.

Statnett har de senere årene lagt vekt på at årlige inntekter skal være lik årlige kostnader. På grunn av til dels store svingninger i både kostnader og de variable inntektene har dette ført til betydelige årlige variasjoner i tariffsatsen for forbruk. Dette har påvirket tariffkostnaden til både kraftintensiv industri og øvrig forbruk.

¹² Kraftintensiv industri er definert som forbruk over 15 MW i topplast og brukstid over 7000 timer. Fra 2010 er forbruk til petroleumsrelatert virksomhet tatt ut av denne kundegruppen.

4.3.2 Utvidet sentralnett

NVE legger til grunn at dagens prinsipper for fastsettelse av sentralnettstariffen i all hovedsak bør videreføres ved en utvidelse av sentralnettet. Formålet med utvidelsen er enhetlig tariffing av et større nettområde, og det er ønskelig at eksisterende kunder i sentralnettet i minst mulig grad blir berørt av utvidelsen.

Marginaltap

Energileddet i et utvidet sentralnett skal fastsettes på grunnlag av enhetlige marginaltapsberegninger for alle utvekslingspunkt som inngår i sentralnettet. I dag benyttes systemspris som grunnlag for energileddet i sentralnettet og det er fastsatt et administrativt tak på +/- 15 pst. Etter NVEs vurdering kan dette videreføres. NVE legger imidlertid til grunn at målsettingen er at det prissignalet som gis er så riktig som mulig, og at det bl.a. kan være hensiktsmessig å vurdere om blant annet taket på satsen bør endres.

For eksisterende kunder i regionalnettet vil energileddet kunne endres noe som følge av forskjeller i praksis mellom dagens sentralnett og regionalnettene. NVE legger likevel til grunn at dersom regionalnettet i dag har et energiledd som gjenspeiler belastningen på et samlet nettsystem for ulike produksjons- og lastsituasjoner som er representative for hvert tidsavsnitt vil omfanget av endringen være begrenset. Forskjeller i praksis i forhold til Statnetts øvre tak på marginaltapsatsen, og bruk av systempris eller områdepris, kan imidlertid i enkelte tilfeller medføre større endringer.

Innmatning

Tariffing av andre tariffledd for produksjon påvirkes ikke ved en utvidelse av sentralnettet. I tråd med gjeldende regelverk skal innmatingstariffen i regionalnettet være lik tariffen i sentralnettet.

Produksjonsnært uttak

For forbruk mener NVE at prinsippene i k-faktormodellen bør videreføres. Dette innebærer at tariffkostnaden i områder med både forbruk og produksjon vil være lavere enn i områder med kun forbruk. NVE legger videre til grunn at modellen kan utformes slik at avregningsgrunnlaget for kundene i dagens sentralnett i minst mulig grad påvirkes.

I dag fastsetter Statnett en k-faktor for hvert utvekslingspunkt i sentralnettet. Ved en utvidelse av sentralnettet vil ikke punktvis k-faktor være hensiktsmessig. Dette vil kun si noe om samlokalisering av forbruk og produksjon i underliggende distribusjonsnett. NVE mener at det istedenfor kan beregnes områdevis k-faktorer. Ved inndelingen i områder bør det legges vekt på nettmessige forhold, slik at k-faktoren fortsatt gjenspeiler lokalt behov for nett.

Kraftintensiv industri

NVE anser det som hensiktsmessig at kraftintensiv industri videreføres som egen kundegruppe i et utvidet sentralnett. Ved beregning av områdevis k-faktorer vil det imidlertid ikke være hensiktsmessig at kraftintensiv inngår i selve k-faktorberegningen. NVE foreslår istedenfor at det gjennomføres en generell justering av avregningsgrunnlaget for industrien som tilsvarer den justeringen som gjøres gjennom dagens k-faktor, og deretter at hver enkelt industribedrift får avregningsgrunnlaget justert med den områdevis k-faktoren. Dette avregningsgrunnlaget multipliseres med tariffsatsen for forbruk.

Eksisterende uttaks kunder i regionalnettet

For nye sentralnettskunder vil endringene i tariffen avhenge av flere forhold. En utjevning av tariffkostnader vil føre til endringer i tariffsats, og endring i tariffmodell kan føre til et annet avregningsgrunnlaget enn det som legges til grunn i dag. Summen av endret tariffsats og endring i avregningsgrunnlag kan gi enten høyere eller lavere tariffkostnader enn i dag.

For å unngå at eksisterende uttaks kunder i regionalnettet bli påført vesentlige økonomiske tap som følge av utvidelse av sentralnettet, mener NVE det er hensiktsmessig med overgangsordninger på inntil 5 år.

Tariffvirkninger i distribusjonsnettet

Ved en utvidelse av sentralnett vil ikke fremtidige økning i kostnadene i dagens regionalnett gi lokale tariffvirkninger i distribusjonsnettet.

Tariffen til uttaks kundene i distribusjonsnett vil endre seg tilsvarende endringen i tariffkostnaden til det utvidede sentralnettet, sammenliknet med dagens tariffkostnad til regionalnettet. Det er i dag ingen direkte sammenheng mellom kostnadsnivået i distribusjonsnettet og kostnadsnivået i regionalnettet. Uttaks kundene i distribusjonsnett med lave kostnader kan få redusert tariff til sentralnettet, mens kundene i distribusjonsnett med høye kostnader kan få økt tariff, og motsatt.

Investeringer og anleggsbidrag

NVE legger til grunn at ved investeringer i nye anlegg eller forsterkning av eksisterende nettanlegg skal det benyttes samme praksis for anleggsbidrag for alle nettanlegg som inngår i et utvidet sentralnett. Det er likevel nettselskapet som eier anlegget, som har ansvaret for investeringer, og som skal beregne anleggsbidraget overfor den som ber om tilknytning eller forsterkning av anlegg.

Stabile tariffer

Etter NVEs vurdering bør forutsigbare og stabile rammebetingelser tillegges vekt ved tariffutformingen i et utvidet sentralnett. Dette gjelder både fastsettelse av tariffmodell og -sats. I dag fastsetter Statnett en prisstrategi som angir tariffmodell for sentralnett som gjelder for 3 år. Selv om gjeldende tariffingsmodell i stor grad er uendret siden innføringen i 2003, mener NVE at det av hensyn til forutsigbarhet kan være hensiktsmessig å binde tariffmodellen i et utvidet sentralnett for en lengre periode.

Kommende års investeringer i regional- og sentralnett vil innebære at tariffen for uttak må øke. NVE mener imidlertid at det så langt som mulig skal legges vekt på å hindre årlige svingninger i tariffen.

For å sikre stabilitet både når det gjelder tariffnivå og tariffstruktur mener NVE det bør vurderes om nærmere prinsipper for sentralnettstariffen skal forskriftsfestes.

Konkrete tariffberegninger

NVE har ikke vurdert det som hensiktsmessig å be Statnett foreta konkrete tariffberegninger på nåværende tidspunkt. Før det kan gjennomføres slike beregninger må det utarbeides en konkret tariffmodell.

4.4 Praktisk gjennomføring

NVE legger til grunn at en utvidelse av sentralnettet i all hovedsak innebærer en utvidelse av dagens sentralnettsordning, og kan gjennomføres uten større endringer i forhold til dagens praksis.

Innleie av anlegg

Statnett som operatør vil måtte inngå leieavtale med alle berørte nettselskap. Leiesatsen for anleggene skal i tråd med kontrollforskriftens § 12-3 gjenspeile *andelen inntektsramme for eget nett til tariffierungsgrunnlaget for fellesnettet*. Dagens praksis innebærer at alle nettselskap får tildelt en samlet inntektsramme for sine nettanlegg fra NVE. Nettselskapet har deretter selv ansvar for å fordele inntekstrammen på ulike nettanlegg etter objektive fordelingsnøkler. Hvilke kriterier som skal legges til grunn for denne fordelingen er imidlertid ikke nærmere angitt, og etter det NVE kjenner til er det ulik praksis hos selskapene. NVE mener derfor at det kan være hensiktsmessig at NVE fastsetter fordelingen av inntektsrammen for anleggene som skal inngå i sentralnettet eller at fordelingen godkjennes av NVE. Dette vil i tillegg sikre at kostnader som tilhører distribusjonsnettet ikke blir henført sentralnettet.

Fordeling av mer-/mindreinntekt håndteres som i dagens sentralnett.

Marginaltapsberegninger

For å kunne gjennomføre beregning av marginaltapsprosent for et utvidet sentralnett må alt dagens regionalnett modelleres. Statnett har antydnet at en slik modellering vil ta om lag et år.

Avtale med kunder

En utvidelse av sentralnettet vil medføre at antall kunder i sentralnettet øker. Statnett som sentralnettsoperatør vil være ansvarlig for felles tariffing, måling og avregning av alle kundene i sentralnettet. Dette innebærer at Statnett vil måtte inngå en *nettleieavtale* med alle kundene.

Det vil imidlertid fortsatt være nettselskapet som eier anlegget den enkelte kunde er tilknyttet som må ha *tilknytningsavtale* med kundene tilknyttet eget nett. NVE ser imidlertid at det kan være hensiktsmessig å vurdere hvordan disse avtalene kan samordnes, for å hindre unødvendig administrasjon for både nettselskap og kunder.

Tap på fordring

Økning i antall kunder i sentralnettet vil også kunne øke risikoen for tap på fordringer. NVE legger til grunn at det er Statnett som operatør som er ansvarlig for tariffing, måling og avregning, og dermed også for tap på fordringer. Dette tapet skal føres som en driftskostnad, som igjen vil inngå i inntektsrammen til Statnett og tariffierungsgrunnlaget til sentralnettet.

Måling og avregning

Sentralnettsoperatøren vil være ansvarlig for måling og avregning av alle tilknyttede kunder til et utvidet sentralnett. Dette omfatter produsenter, kraftintensiv industri og større næringskunder direkte tilknyttet sentralnettet, og underliggende distribusjonsnett. NVE har fått opplyst fra flere nettselskap at det i dag ikke alltid er målinger mellom regional- og distribusjonsnett, eller at målerne som er installert ikke oppfyller kravet som avregningsmåler.

En utvidelse av sentralnettet forutsetter at det installeres nødvendig måleutstyr i alle utvekslingspunkt. NVE har i dag ikke full oversikt over omfanget eller hvilke kostnader som må påregnes.

Tidspunkt for gjennomføring

Av regnskapsmessige og praktiske hensyn ser NVE det som hensiktsmessig at en utvidelse av sentralnettet skjer med virkning fra et årsskifte.

NVEs vurdering er at det minimum vil være behov for to hele års forberedelser fra det året det fattes endelig vedtak om et utvidet sentralnett. Dette innebærer at dersom det fattes vedtak om et utvidet sentralnett i løpet av 2010, vil utvidelsen kunne skje med virkning fra 1. januar 2013.

4.5 Oppsummering

Gjennom en utvidelse av dagens sentralnettsordning til å omfatte hele dagens regionalnett, vil man unngå at tariffen gir uheldige lokaliseringssignaler på bakgrunn av regionale historiske kostnader, unngå underinvesteringer på grunn av hensynet til tariffvirkninger av investeringer, gjøre det enklere å gjennomføre felles investeringer i regionalnettsanlegg fordi tariffvirkningen blir jevnt fordelt, bidra til enklere håndtering av transitt mellom dagens regional- og sentralnett, og sikre harmonisering av metoden og beregningene av marginaltapene.

Potensialet for utbygging av ny kraftproduksjon er ikke jevnt fordelt i landet, og utbygging vil, med dagens ordning, føre til relativt store tarifføkninger for uttak i enkelte regioner. En utvidelse av sentralnettet vil medføre at kostnadene ved nettinvesteringer fordeles på flere enn kun uttakskunder regionalt.

En utvidelse av dagens sentralnettsordning berører ikke eierskapet til anleggene som inngår i ordningen, og det har ingen betydning for sentralnettsordningen hvem som eier anleggene. Andre forhold enn tariffing og kostnadsfordeling bør i minst mulig grad påvirkes. Dette innebærer blant annet at dagens prinsipper for fastsettelse av sentralnettstariffen i all hovedsak bør videreføres. Formålet er enhetlig tariffing av et større nettområde. Det er ønskelig at eksisterende kunder i dagens sentralnett i minst mulig grad blir berørt av utvidelsen. Ved utformingen av sentralnettstariffen bør det legges vekt på at både tariffmodell og –nivå holdes stabile over tid. NVE vil vurdere om nærmere prinsipper for sentralnettstariffen i et utvidet sentralnett bør forskriftsfestes.

5 Nasjonale tariffer

I dette kapittelet gjennomgås forslaget om nasjonale tariffer og alternativer for tariffutjevning for uttakskundene i distribusjonsnettet. NVE legger til grunn at formålet med tariffutjevningen i all hovedsak er å hindre at det kun er forbrukskunder lokalt som belastes kostnader utløst av nettselskapenes plikt til å tilknytte ny produksjon.

Fra 1. januar 2010 er nettselskapene pliktig til å investere i nødvendige nettanlegg for å kunne tilknytte ny kraftproduksjon som er samfunnsøkonomisk rasjonelle, noe som kan medføre betydelige kostnader som med dagens tariffing vil måtte dekkes lokalt. Det vil igjen kunne medføre en uforholdsmessig høy kostnad som må dekkes inn gjennom tariffen til forbruk i nettområder med potensial for mye ny kraftproduksjon. Dagens organisering av nettvirksomheten innebærer at hvert av de ca 130 distribusjonsnettsselskapene tarifferer tilknyttede kunder på bakgrunn av tillatt inntekt for egen nettvirksomhet. Ved utjevning av tariffene mellom distribusjonsnettsselskapene vil kostnadene ved ny produksjon kunne fordeles på flere uttakskunder enn kun forbruk lokalt.

5.1 Nasjonale tariffer

NVE legger i den videre gjennomgangen til grunn at det med nasjonale tariffer menes at like distribusjonsnettskunder over hele landet skal betale lik tariff. Gjennom en harmonisering av tariffene, vil ikke tariffnivået lokalt gjenspeile lokale kostnadsforhold. Investeringer i nett vil ikke dekkes bare av kunder lokalt, men bli fordelt på alle distribusjonsnettskunder i hele landet.

En ordning med nasjonale tariffer kan gjelde for alle kundegrupper i distribusjonsnettet, eller kun husholdningskunder. Innføring av felles nasjonale tariffer i distribusjonsnettet vil i tillegg verken utelukke eller forutsette et utvidet sentralnett, jf gjennomgangen i kapittel 4 om sentralnettets utstrekning. Eventuelle alternativer som ikke omfatter alle kundegrupper og utvidet sentralnett, vil imidlertid være vanskeligere å administrere.

Etter NVEs vurdering er det hensiktsmessig å videreføre de overordnede prinsippene i gjeldende regelverk og praksis ved utforming av en nasjonal tariff. Gjeldende prinsipper for tariffutforming bidrar til å sikre at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, samt å gi signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet, jf kapittel 3.1.

Lik tariff for alle

En felles nasjonal tariff vil innebære at like kunder blir avregnet etter samme tariffsats og tariffstruktur uavhengig av geografisk lokalisering. I prinsippet kan innføring av lik tariff for alle like kunder sammenliknes med å ha kun ett nettselskap i hele landet. Eksempelvis vil husholdningskunder på Østlandet, bli avregnet etter samme tariff som husholdningskunder på Vestlandet. Tariffkostnadene for to forskjellige husholdninger kan likevel variere avhengig av forbruksmønster. Tilsvarende vil en nasjonal tariffordning som også skal omfatte næringskunder innebære like tariffer for næringskunder uavhengig av geografisk lokalisering. I tillegg vil næringstariffen kunne være differensierte på ulike spenningsnivå, og på den måten oppfylle forskriftens krav om at tariffene skal være referert til kundenes tilknytningspunkt i nettet.

Tariffstrukturen i en nasjonal tariff kan bestå av kun fastledd, fastledd og energiledd eller bare energiledd. Ved en tariff som kun består av fastledd, vil alle innenfor samme kundegruppe betale det samme, uavhengig av forbruk. Motsatt vil en tariff som består av kun energiledd føre til at kundenes tariffkostnader er hundre prosent avhengig av løpende forbruk. I ECON-rapport om *Tariffing av energimålte kunder i distribusjonsnettet* er konsekvensene av kun fastledd eller kun energiledd

vurdert. Gitt forutsetningen om at tariffene skal bidra til effektiv utnyttelse og effektiv utvikling vil energiledd som er høyere enn marginaltapskostnaden generelt gi feil prissignaler, og inndekning av residuale kostnader gjennom et fastledd vil være samfunnsøkonomisk mest effektivt.

I den videre gjennomgangen av nasjonale tariffen er det lagt til grunn at det innføres en lik tariff som består av likt fastledd og likt energiledd for alle like kunder i distribusjonsnettene i hele landet.

5.2 Konsekvenser av felles nasjonale tariffen

5.2.1 Effektivitetsvirkninger

En utjevning av nettets faste kostnader vil etter NVEs vurdering isolert sett medføre en samfunnsøkonomisk gevinst. I tråd med de overordnede prinsippene for tariffutforming skal inndekning av faste kostnader i minst mulig grad påvirke bruken av nettet. Ved innføring av nasjonale tariffen vil ikke lenger uttakskundene tilpasse sin bruk av nettet på bakgrunn av lokale historiske kostnader, alder på nett, selskapets DEA-resultater m.m.

Effektivitetsvirkningene av nasjonale tariffen vil i stor grad avhenge av hvordan tariffene utformes i praksis. NVE legger til grunn at de overordnede prinsippene for tariffutforming kan videreføres, og at en nasjonal tariff som i dag vil bestå av et fastledd og et energiledd. Og videre at en andel av de faste kostnadene hentes inn gjennom energileddet. De langsiktige effektivitetsvirkningene av nasjonale tariffen vil dermed i hovedsak være de samme som for dagens tariffen i distribusjonsnettet.

En harmonisering av tariffene vil kunne medføre at enkeltkunder opplever en vesentlig endring i tariffkostnadene. Nasjonale tariffen betyr at alle kunder betaler en tariff som gjenspeiler gjennomsnittskostnadene for alle distribusjonsnettene. I praksis innebærer dette en omfordeling av kostnader i distribusjonsnettene. Kunder i nettselskap som i dag har høye tariffen vil få lavere tariffen, mens kunder som i dag har lave tariffen vil oppleve en tarifføkning. Det vil særlig være de som i dag har de høyeste og laveste tariffene som vil oppleve den største tariffendring.

Endringer i kundenes tilpasning som følge av en omlegging av hvordan de faste kostnadene i nettet blir inndekket gjennom tariffene, vil normalt være et samfunnsøkonomisk tap. På kort sikt vil en omfattende omlegging av tariffene innebære at mange kunder kan oppleve betydelig endringer i sine tariffkostnader. Uttakskunder kan ha foretatt sine valg om lokalisering, størrelsen på sikringen eller effektuttak på grunnlag av dagens tariff. Endringer i tariffnivå og -struktur kan ha en betydelig økonomisk konsekvens for enkeltkunder. For kunder som får økte tariffkostnader kan konsekvensen av tariffendringen være at næringsvirksomhet legger ned eller flytter, husholdninger gjennomfører investeringer som endrer størrelsen på boligens hovedsikring, eller gjennomfører andre samfunnsmessige unødvendige investeringer for å tilpasse seg til nye tariffen.

Energileddet

En videreføring av dagens praksis innebærer at energileddet i distribusjonsnettet i tillegg til marginale tap dekker en andel av de faste kostnadene i nettet. Marginale tapskostnader varierer imidlertid mellom uttakspunkt ulike steder i nettet. En harmonisering av dagens energiledd (øre/kWh) vil dermed ha som konsekvens at kundene innad i hver tariffgruppe dekker en ulik andel av de faste kostnadene i nettet. Kunder i områder med lave marginaltap ved uttak vil dekke en relativt høyere andel av de faste kostnadene, mens kunder i områder med høye marginaltap dekker en relativt lavere andel av faste kostnader. I prinsippet kan dette sammenliknes med at noen kunder skattelegges mer enn tilsvarende kunder i andre områder. En slik utjevning av energileddet vil kunne gi et økt effektivitetstap

sammenliknet med dagens praksis, avhengig av hvor stor andel av de faste kostnadene som dekkes gjennom energileddet.

Dagens praksis som innebærer at nettselskapene selv bestemmer fordelingen av faste kostnader mellom fastleddet og energileddet, fører til at det allerede i dag er variasjoner i energileddets andel av de faste kostnadene. Det er derfor uklart om virkningen av nasjonale tariffier og et likt energiledd for alle vil være positiv eller negativ med hensyn til samfunnsøkonomisk effektivitet.

I Ot.prp.nr 62 vises det til at prinsippet om at energileddet gjenspeiler belastningen på nettet bør videreføres. Dette prinsippet ble også lagt til grunn ifm behandlingen i Stortinget. En videreføring av prinsippet om at energileddet skal gjenspeile belastningen på nettet innebærer at energileddet varierer mellom ulike områder. En nasjonal tariff vil dermed ikke kunne bestå av likt fastledd og energiledd.

5.2.2 Aktørene

Nettselskapene

Innføring av nasjonale tariffier vil ikke endre de økonomiske insentivene nettselskapene har til å foreta investeringer. Netteier vil som i dag være sikret rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift og utvikling av nettet.

Enkelte nettselskap tar i dag hensyn til lokale tariffvirkninger ved investeringsbeslutninger ("gapestokkeeffekten"). NVE er også kjent med at enkelte selskap velger å ikke ta ut hele inntektsrammen for selskapet, for å holde tariffen for kundene lav.

Bortfallet av koblingen mellom kostnader lokalt og tariffen lokalt vil kunne føre til at nettselskapene i større grad gjennomføres investeringer, uavhengig av tariffvirkningene. Nasjonale tariffier vil derfor kunne øke selskapenes vilje til å gjennomføre investeringer som har betydning for forsyningssikkerheten.

Innføring av nasjonale tariffier vil ikke påvirke de insentivene som ligger i KILE-ordningen. Nasjonale tariffier endrer hva kundene i et område betaler, men ikke inntektene og kostnadene til det enkelte selskapet.

Nasjonale tariffier innebærer at tariffene i distribusjonsnettet fastsettes på bakgrunn av samlet tillatt inntekt for alle distribusjonsnett. Dette vil føre til at noen selskap vil få tariffinntekter som overstiger tillatt inntekt, mens andre ikke får tilstrekkelige tariffinntekter. Målsettingen er imidlertid kun at kundene skal få en utjevnet tariff, mens selskapenes avkastning skal være uendret. Innføring av nasjonale tariffier forutsetter at det innføres et system for omfordeling av de samlede tariffinntektene slik at alle selskap får en tariffinntekt som tilsvarer tillatt inntekt. Avhengig av hvordan og hvor ofte tariffinntektene omfordeles, kan dette få ha en virkning for likviditeten i selskapene sammenliknet med i dag.

Gjennom tilsyn har NVE avdekket at ulike lokale hensyn har innvirkning på flere nettselskaps fastsettelse av tariffene. Tilpasning til lokale forhold har blant annet ført til at det ikke bare er nivået på tariffen som vil endres, men også kundegruppeinndelingen og tariffstrukturen. Ved innføring av nasjonale tariffier vil inndelingen i tariffgrupper og fastsettelse av tariffnivået i hver gruppe sentraliseres. Det lokale nettselskapet vil ikke lenger få innflytelse på tariffstrukturen og tariffnivået innenfor sitt nettområde.

Ut over tarifffastsettelse påvirker ikke en nasjonal tariff nettselskapenes rettigheter og plikter.

Forbrukskunder

Innføringen av nasjonale tariffer vil føre til at nesten samtlige forbrukskunder i distribusjonsnettet får en annen tariff, og dermed endrede tariffkostnader enn den de har i dag. Tariffen for kunder i områder som i dag har høye tariffer vil gå ned, mens tariffen for andre vil gå tilsvarende opp.

På bakgrunn av nettselskapenes innrapporterte tariffstatistikk for 2009¹³ har NVE har gjort beregninger som viser endring i årlig tariffkostnad for husholdninger med forbruk på 20 000 kWh. For utvalgte nettselskap blant de med lavest tariff i dag, vil kostnadsøkningen for en husholdningskunde være på 500 - 1000 kroner. For nettselskap som i dag har høy tariff i vil kostnadsreduksjonen til husholdningskundene være ca 1 500 kroner, mens kundene i nettselskapet med de høyeste kostnadene vil få en reduksjon på ca 3 200 kroner.

De faktiske tariffvirkningene vil avhenge av hvordan tariffene utformes. Dette gjelder forhold som inndeling i kundegrupper, fordeling av kostnader mellom tariffleddene, fastsettelse av tariffnivå mellom kundegrupper og på ulike spenningsnivå.

Innenfor dagens regelverk har nettselskapene relativt stor frihet ved tariffutformingen både med hensyn til tariffstruktur, fordeling av faste kostnader mellom fastledd og energiledd, og inndeling i kundegrupper. Gjeldende regelverk muliggjør en praksis som innebærer differensiering av tariffen etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold. Det er ikke uvanlig at nettselskapene differensierer tariffen med utgangspunkt i sikringsstørrelse eller bruksområde (husholdning/frididsbolig/næring). Dette er begrunnet i at det er relevante nettforhold som er objektive og kontrollerbare. Kriteriene for inndeling i de ulike kundegruppen varierer ofte fra selskap til selskap. Et eksempel på dette er sikringsstørrelsen som skiller mellom kundegruppene liten og stor næring. Enkelte nettselskap har innført effektavregning for alle sine kunder.

Inndeling i kundegrupper for eksempel husholdning og næring, vil kunne videreføres med nasjonale tariffer. Kriteriene for inndeling vil imidlertid for mange være forskjellig fra i dag. Mange nettselskap har i tillegg en finere kundeinndeling, enn det som vil være hensiktsmessig å videreføre for en nasjonal tariff. Mange kunder vil derfor oppleve å bli plassert i en ny kundegruppe enn tidligere, med følgende endring i tariff og tariffkostnad. Endring i tariffstruktur kan derfor ha like stor betydning for kundenes kostnader som tariffutjevning.

NVE har gjort tariffberegninger for et utvalg av tilfeldig valgte nettselskap og en tenkt næringskunde (forbruk på 400 000 kWh, hovedsikring på 250 A og en antatt effektfordeling over året). Ved å beregne tariffkostnader for denne næringskunden basert på tariffstruktur og tariffnivå hos hvert av nettselskapene, vil årlig tariffkostnad varierer fra 117 100 kroner til 31 915 kroner. Ved å fastsette en nasjonal tariff for næringskunder som tilsvarer struktur og nivå som benyttes hos enkelte selskap i dag, viser beregningene at en nasjonal tariff vil kunne føre til økte årskostnader for denne næringskunden. Dette gjelder også dersom kunden i dag er tilknyttet et nettselskap som har høye kostnader.

I oversikten nedenfor fremgår selskapenes nettkostnader (øre/kWh) beregnet med utgangspunkt i nettselskapenes tiltatte inntekt dividert på samlet forbruk i kWh i det aktuelle nettområdet. Selskap med høye nettkostnader vil normalt måtte ha et høyt tariffnivå for å få dekket sine kostnader. Nettselskapenes frihet ved tariffutformingen med hensyn på tariffstruktur kan imidlertid ha stor betydning for tariffkostnadene til enkelte kundegrupper.

13 <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Nettleiestatistikk/Nettleiestatistikk-husholdninger---2005-og-senere/>

Nettselskap	Tariffstruktur	Årlig tariffkostnad	Nettkostnad (øre/kWh)
Nasjonal tariff	<ul style="list-style-type: none"> - Tariffen består av fastledd (kr/kunde/år), effektledd (kr/kW/år) og energiledd (øre/kWh). - Effektleddet avregnes på bakgrunn av kundens høyeste effektavlesning (målt en time) i løpet av en mnd, som vektet med hhv 100%, 75% og 50% for vinter, vår/høst og sommer. Snitt av de tre høyeste verdiene utgjør effektgrunnlaget. 	117 100	20,7
A	<ul style="list-style-type: none"> - Tariffen består av fastledd, effektledd og energiledd. - Effektleddet avregnes på bakgrunn av kundens høyeste effektavlesning (målt en time) i løpet av året. Dersom avlesningen ikke er registrert om vinteren reduseres grunnlaget med 40 pst 	106 768	22,4
B	<ul style="list-style-type: none"> - Tariffen består av fastledd, effektledd og energiledd. - Effektleddet differensieres med ulik sats pr måned. - Effektleddet avregnes på bakgrunn av kundens høyeste effektavlesning (målt en time) i løpet av måneden. 	115 645	21,5
C	<ul style="list-style-type: none"> - Tariffen består av fastledd, og energiledd. 	89 000	28,8
D	<ul style="list-style-type: none"> - Tariffen består av fastledd, effektledd og energiledd. - Både effektledd og energiledd har differensiert sats for sommer/vinter 	31 915	17,0

	- Effektleddet avregnes på bakgrunn av kundens høyeste effektavlesning (målt en time) i løpet av en mnd, som vektet med hhv 100%, 75% og 50% for vinter, vår/høst og sommer. Snitt av de tre høyeste verdiene utgjør effektgrunnlaget.		
E	- Tariffen består av fastledd, effektledd og energiledd. - Effektleddet avregnes på bakgrunn av kundens høyeste effektavlesning (målt en time) i vinterperioden.	95 800	23,1

Tabell 1 Årlig tariffkostnader for en næringskunde hos ulike nettselskap

Fornybar produksjon

En innføring av nasjonale tariffen vil ikke ha noen direkte innvirkning for kraftprodusentenes investeringsbeslutninger. For produksjon er praksis ved beregning av anleggsbidrag den avgjørende nettkostnaden for investeringsbeslutningen. Se kapittel 6 om anleggsbidrag.

Forholdet til andre energibærere

Elektrisitet er den dominerende energibæreren i det norske varmemarkedet. I 2008 utgjorde elektrisitet 78 %¹⁴ av den totale energibruken i norske husholdninger, og en betydelig del av energibruken benyttes til oppvarming.

Alternative energibærere til oppvarming konkurrerer med elektrisitet. For husholdninger og for mindre næringskunder, vil det være energileddet i tariffen som påvirker konkurranseforholdet til andre energibærere. Endring i fastleddet vil ikke påvirke konkurranse, fordi kundene uansett vil være tilknyttet nettet. Ved nasjonale tariffen vil energileddet i mange området endres i fra dagens nivå. Dette vil få innvirkning på konkurransen i det lokale markedet for oppvarming.

For større næringskunder kan også nivået på fastleddet og effektleddet påvirke valg av oppvarmingsløsning. Endringer i disse tariffleddene som følge av nasjonale tariffen, vil kunne påvirke konkurranseforholdet i det lokale varmemarkedet.

14 SSB : <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energiregn/>

Fjernvarme

Ved innføring av nasjonale tariffer kan fjernvarme øke sin konkurranseevne i områder fjernvarme i dag ikke er lønnsom, og omvendt. En innføring av nasjonale tariffer vil sannsynligvis føre til økte tariffer hos nettselskap som i all hovedsak forsyner tettbebygde strøk. Konkurranseevnen til fjernvarme vil i disse områdene øke.

En innføring av nasjonale tariffer vil ikke bare endre alternativkostnaden til fjernvarme, det vil også kunne medføre en endring av prisen for bruk av fjernvarme. Det følger av hvordan prisen for fjernvarme til kunder med tilknytningsplikt i dag er regulert. Prisen på fjernvarme til disse kundene er regulert etter energilovens § 5-5 første avsnitt. Her heter det:

”Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av varme. Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde.”

Etter energilovens § 5-5 er det kun prisen på fjernvarme til kunder med tilknytningsplikt som er regulert. De resterende kundene har et reelt valg til å ikke tilknyttes et fjernvarmeanlegg, og prisen er for disse kundene i utgangspunktet markedsbasert.

Ordlyden i avsnittets andre ledd; *”prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde”*, viser at reguleringen av fjernvarmeprisen er utformet i form av et pristak med prisen for elektrisk oppvarming som referansepris. En endring av referanseprisen, endrer i så måte pristaket for fjernvarme.

Med ordlyden *”prisen på elektrisk oppvarming”* menes prisen på kraft, prisen på overføring av kraft og offentlige avgifter. Med *”vedkommende forsyningsområde”* menes kraftprisen, prisen på overføring av kraft og offentlige avgifter i de enkelte distribusjonsnettselskapenes nettområder. Siden disse forholdene varierer mellom de enkelte nettområdene, vil også referanseprisen til fjernvarme variere mellom de enkelte nettområdene.

Med *”prisen på overføring av kraft”* har NVE i sin forvaltningspraksis lagt til grunn kostnadene gjennom energileddet. Fastledd og effektledd er ikke inkludert i referanseprisen. Distribusjonsnettselskapenes fastsettelse av energileddet vil derfor ha betydning for både alternativkostnaden og referanseprisen til fjernvarme i det aktuelle området. Ved en innføring av nasjonale tariffer vil energileddet for like kundegrupper være likt i hele landet, noe som innebærer en utjevning av fjernvarmens alternativkostnad og konkurranseevne. Fjernvarmens referansepris vil da kun variere med ulikheter i kraftpris og offentlige avgifter.

En innføring av nasjonale tariffer vil også endre lønnsomheten til allerede utbygde fjernvarmeanlegg. Det har i disse anleggene blitt tatt investeringsbeslutning på bakgrunn av forventet pris for elektrisk oppvarming i det aktuelle forsyningsområdet, og en endring av tariffene i forsyningsområdet vil endre referanseprisen og dermed lønnsomheten for fjernvarmeanlegget. Noen fjernvarmeanlegg vil kunne oppleve økt lønnsomhet, mens andre fjernvarmeanlegg vil kunne oppleve redusert lønnsomhet. Lønnsomheten vil trolig øke for etablerte fjernvarmeanlegg i nettområder som forsyner tettbebygde strøk.

En innføring av nasjonale tariffer vil fjerne eventuelle insentiver til å legge en relativt stor andel av de faste kostnadene i nettet på energileddet, for å på den måten øke konkurranseevnen til fjernvarme i området. Dette vil spesielt kunne være aktuelt for konsern som både innehar områdekonsesjon og konsesjon for fjernvarmeanlegg.

5.2.3 Regulatoriske konsekvenser

Nasjonale tariffer vil stille strengere krav til den økonomiske reguleringen av nettselskapene.

I distribusjonsnettet kan de tariffmessige konsekvensene bli tatt hensynt til når beslutningen om å investere skal tas. Dette kan i dag føre til at det underinvesteres.

Når koblingen mellom egne kostnader og tariffen til lokale kunder forsvinner, vil det kun være den økonomiske reguleringen som hindrer overinvestering. Koblingen mellom kostnader lokalt og tariffen lokalt innebærer en viss selvregulerende mekanisme i forhold til overinvesteringer ("gapestokkeeffekten"). Nasjonale tariffer forutsetter derfor i større grad enn i dag en økonomisk regulering, hvor nettselskapene inntekter blir regulert på bakgrunn av effektiv drift.

Nasjonale tariffer vil kunne øke oppmerksomheten om tariffbetaling fra enkeltgrupper i samfunnet, og følgelig økt press for å oppnå spesialtariffer. Den totale tillatte inntekten til nettselskapene vil likevel være uendret av en omfordeling mellom kundegrupper. Enhver reduksjon i tariffen for enkelte, må derfor bety økt tariff for de øvrige.

5.3 Praktisk gjennomføring

Fastsettelse av en nasjonal tariff

Nasjonale tariffer innebærer at tariffen fastsettes sentralt, for eksempel av NVE. Sentralt fastsatte tariffer forutsetter endring i tarifforskriftens § 13-1 første ledd hvor det står at "*alle nettselskap er ansvarlige for at det utarbeidet tariffer som er punktbaserte etter følgende prinsipper:[...]*). Det vil sentralt måtte fastsettes kriterier som skal vektlegges ved inndeling i kundegrupper, og hvor mange kundegrupper det skal deles inn i. Prinsippet om at tariffene kan differensieres etter kriterier ikke-diskriminerende og objektive kriterier som er kontrollerbare og basert på relevante nettforhold taler for å ha kun et fåtall, men klart avgrensede kundegrupper for eksempel husholdning og næring differensiert basert på for eksempel sikringsstørrelse.

Som en videreføring av dagens tariffpraksis bør tariffene for husholdningskunder bestå av fastledd og energiledd, mens næringskunder betaler fastledd, effektledd og energiledd. Ved innføring av AMS¹⁵ vil det i større grad også kunne være aktuelt å innføre effektledd for husholdningskunder. Nivået på tariffen avhenger av hvordan kostnadene fordeles mellom fastledd/effektledd og energiledd. Før det er tatt beslutninger om denne fordelingen og gjennomført en kartlegging av antall kunder og deres forbruk i de ulike kundegruppene, er det derfor ikke mulig å si noe om selve tariffnivået for enkeltgrupper ved en nasjonal tariff. Innplassering i nettet i forhold til nettnivå og eventuell differensiering på grunnlag av effekt vil også påvirke tariffnivået.

Uavhengig av de valg som gjøres om selve tariffstrukturen, vil den samlede tariffinntekten fra nasjonale tariffer fra husholdnings- og næringskunder måtte tilsvare summen av alle distribusjonsnetts inntektsrammer og kostnader til overliggende nett. Samlet tillatt inntekt utgjør om lag 15 mrd kroner¹⁶ i året.

Oppgjør og administrative kostnader

Ved innføring av en nasjonal tariff kan avregning og fakturering av nettkundene enten skje ved at nettselskapene fakturerer egne kunder, og at det foretas et utjevningsoppgjør mellom selskapene, eller via en sentral oppgjørsenhet.

¹⁵ Avanserte måle- og styringssystem

¹⁶ NVE 2008-tall

Det første alternativet innebærer at nettselskapene har ansvar for å avregne og fakturere kunder tilknyttet eget nett. Noen selskap vil få en høyere tariffinntekt enn det inntektsrammen tilsier, mens andre får en lavere inntekt. For at alle selskap skal få en inntekt som tilsvarer tildelt inntektsrammen må tariffinntektene i etterkant omfordeles mellom selskapene gjennom et utjevningsoppgjør.

Et utjevningsoppgjør forutsetter at selskapene som har mottatt for lite i tariffinntekter får overført inntekter fra selskap som har mottatt for mye. Dette kan gjennomføres ved at selskap som har mottatt for mye i tariffinntekter betaler inn til NVE overskytende tariffinntekt, og at NVE deretter betaler ut til de selskapene som har mottatt for lav inntekt. Det samlede omfanget av inn- og utbetalingene vil utgjøre om lag 1 mrd kroner.

Selve oppgjørsbeløpet beregnes av NVE på bakgrunn godkjente regnskap. Dette innebærer at inn-/utbetalinger først vil skje ved utgangen av året etter tariffingsåret. NVE ser at for selskap som får lavere tariffinntekt enn tillatt vil dette ha betydning for finansielle forhold. For å redusere den finansielle ulempen kan det foretas ett eller flere mellomoppgjør basert på foreløpige tall. For NVE vil en slik oppgjørsløsning innebære økt ressursbruk til kontroll og gjennomføring av inn- og utbetaling. Ressursbruken vil blant annet være avhengig av hvor ofte det gjennomføres oppgjør mellom nettselskapene.

Det andre alternativet innebærer at avregning og fakturering samles i en egen oppgjørsenhet. Alle kunder i distribusjonsnettene vil dermed motta faktura fra og betale til oppgjørsenheten. Deretter fordeles og utbetales tariffinntektene i forhold til nettselskapenes inntektsramme. Nettselskapene vil dermed tilnærmet ha samme inntektsstrøm som i dag.

Oppgjørsenheten vil ha ansvaret for årlig å fakturerer og fordele tariffinntekter tilsvarende samlet tillatt inntekt i distribusjonsnettene på ca 15 mrd kroner. Etter NVEs vurdering innebærer opprettelse av en egen oppgjørsenhet en betydelig prosjektrisiko. Dette gjelder både i forhold til det økonomiske omfanget, men også i forhold til enhetens ansvar for innsamling av avregningsdata fra ca 2,7 millioner distribusjonsnettskunder. Et av spørsmålene som må avklares er enhetens ansvar for kundehåndtering.

NVE legger til grunn at opprettelsen av en egen oppgjørsenhet må utredes nærmere før en eventuell beslutning om å velge dette alternativet.

Under begge alternativene for oppgjør vil det være behov for å håndtere fordeling av mer-/mindreinntekt. Ved fastsettelse av den nasjonale tariffen vil det være en risiko for at denne settes for høyt eller for lavt, og dermed at faktiske tariffinntekter avviker fra samlet tillatt inntekt. En løsning er at mer-/mindreinntekten fordeles mellom nettselskapene pro rata i henhold til tillatt inntekt. Håndtering av mer-/mindreinntekt vil ha en betydelig økonomisk virkning for nettselskapene.

I dag har nettselskapene oversikt over mer-/mindreinntekt ved utgangen av året, og kan dermed velge å justere tariffnivået for påfølgende år. En oppgjørsløsning som innebærer at det foretas et utjevningsoppgjør basert på godkjente regnskap innebærer at man først får oversikt og kan fordele mer-/mindreinntekt året etter utgangen av tariffåret. Den nasjonale tariffen vil dermed tidligst bli justert to år etter at mer-/mindreinntekten oppsto. På det tidspunktet er imidlertid ikke mer-/mindreinntekten for det inneværende året kjent, og man risikerer at tariffen justeres i feil retning. Dette vil påvirke den finansielle konsekvensen for nettselskapene. Hvordan dette slår ut for det enkelte selskap vil avhenge av om den nasjonale tariffen gir høyere eller lavere tariffinntekter enn tillatt inntekt.

Et alternativ kan være at staten overtar den finansielle virkningen ved mer-/mindreinntekt, ettersom tariffnivået fastsettes sentralt. Dette innebærer at staten må finansierer eventuell mindreinntekt. Basert på historiske tall anser NVE det som sannsynlig at avvik mellom faktisk og tillatt inntekt i ett år kan være på 15 pst, dvs. at finansieringsbehovet vil være på om lag 2,3 mrd kroner. Man vil ha et visst

grunnlag for å justere tariffen etter ett år, men et endelig oppgjør vil først skje etter to år. Underliggende forhold kan føre til en mindreinntekt også for påfølgende år, og finansieringsbehovet øker ytterligere.

Ved en løsning som innebærer en egen oppgjørsenhet vil man i større grad ha oversikt over faktiske inntekter i løpet av året, og tariffen kan justeres allerede påfølgende år for å ta hensyn til eventuell mer-/mindreinntekt.

5.4 Alternativer til nasjonal tariff

Dersom formålet er å sikre en utjevning av kostnadene i nettet, og at nye investeringer ikke kun belastes kundene lokalt kan dette oppnås på andre måter enn gjennom en full harmonisering av tariffene.

5.4.1 Tariffstøtteordning - dagens ordning

Fra og med 2000 ble det innført en ordning for direkte reduksjon av tariffene i områder med høyest overføringskostnad. Dagens ordning ble innført etter at den tidligere statsstøtteordningen ble avvirket i 1999. Formålet med tariffstøtteordningen er å redusere tariffene for uttakskundene tilknyttet distribusjonsnettet med høye kostnader. Midlene til ordningen bevilges årlig over statsbudsjettet. Tariffstøtte over statsbudsjettet innebærer imidlertid at man fraviker prinsippet om at nettet skal være brukerfinansiert.

Kriteriet for tildeling av tariffstøtte er nettselskapenes gjennomsnittlig nettkostnad per kWh for uttak i det enkelte selskap sitt leveringsområde. Denne gjennomsnittskostnaden beregnes ved å ta utgangspunkt i nettselskapets tillatt inntekt og trekke fra inntekter fra andre enn forbrukerkundene i det aktuelle nettet. Deretter divideres den gjenværende tillatte inntekten på samlet forbruk i kWh i det aktuelle nettområdet. Nettselskapene som får tildelt støtte må trekke støttebeløpet fra tillatt inntekt. Dermed vil tariffinntektene fra kundene bli redusert tilsvarende støttebeløpet. Tariffstøtteordningen er kun ment som en støtte til uttakskundene i det aktuelle området, og ordningen påvirker ikke nettselskapets økonomiske insentiver med hensyn på effektiv drift og investeringer.

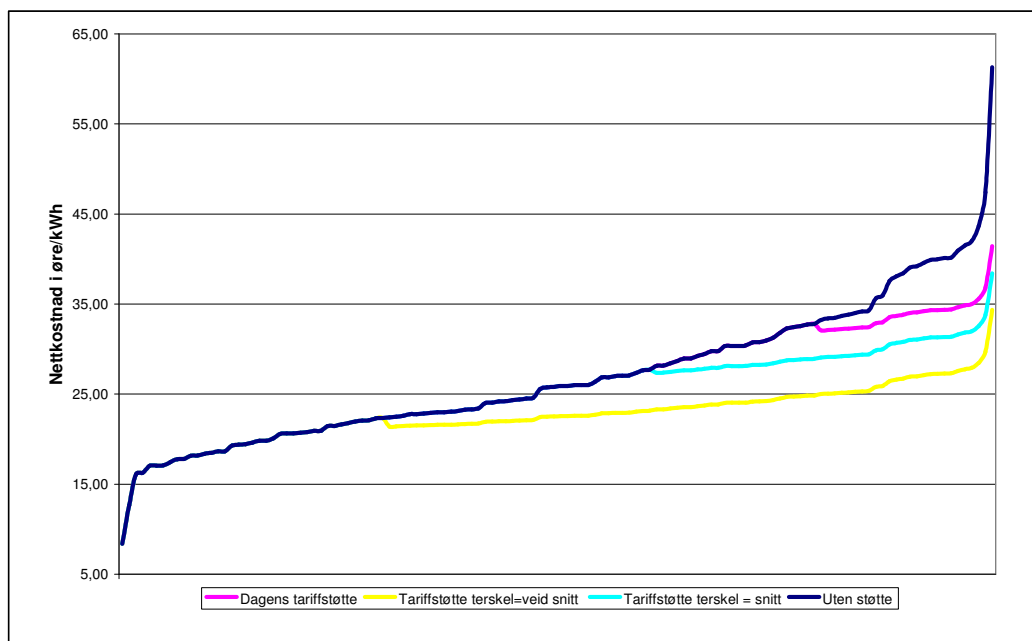
Med utgangspunkt i det bevilgede støttebeløpet beregnes det årlig en terskelverdi for nettkostnader som gir grunnlag for støtte. Midlene fordeles slik at hvert distribusjonsselskap, som har nettkostnad som overstiger terskelverdi, mottar 2/3 av differansen mellom terskelverdi og den gjennomsnittlige nettkostnaden i selskapet. Kundene i distribusjonsnettet med høyest gjennomsnittlig nettkostnad får den største reduksjonen i tariffen. Dette selskapet vil likevel fortsatt ha høyest gjennomsnittlig nettkostnad etter at støtten er tildelt. Distribusjonsselskap hvor støtten til forbrukere blir mindre enn 1 øre/kWh i forhold til gjennomsnittlig nettkostnad, omfattes ikke av ordningen, da den tariffmessige virkningen blir relativt beskjedne i forhold til de administrative kostnadene.

Dagens ordning har ikke som formål å sikre full utjevning av tariffene. En full utjevning vil innenfor dagens ordning innebære at alle skal ha samme tariff som nettselskapet med lavest nettkostnad, dvs. under 10 øre/kWh. Det nødvendige støttebeløpet vil måtte tilsvare differansen mellom terskelverdi og nettkostnad/kWh i hvert enkelt selskap. En slik ordning forutsetter derfor en bevilgning over statsbudsjettet på om lag 7,8 mrd kroner.

NVE har gjennomført beregninger hvor terskelverdien er satt lik veid gjennomsnittlig nettkostnad for landet. Når 2008-tall legges til grunn blir terskelverdien 20,8 øre/kWh. Dersom støtten skal sikre selskapene 2/3 av differansen mellom terskelverdi og tariffene i de enkelte nettselskap, må det bevilges 698 millioner kroner. En ordning som innebærer at terskelverdi settes lik veid

gjennomsnittskostnad ville i 2008 ført til at 70 pst av nettselskapene mottok tariffstøtte. Disse selskapene har om lag 47 pst av kundene i distribusjonsnettene. Alle beregninger er eksklusive mva og avgifter.

Figuren under viser gjennomsnittlig nettkostnad for hvert nettselskap og hvordan ulike omfang av tariffstøtte reduserer nettkostnaden. Uten støtte vil nettkostnad i selskapene lengst til høyre i figuren ligge opp mot 40 øre/kWh, og for noen få selskap over dette. Dagens tariffstøtte på 60 mill. kroner innebærer lavere nettkostnad for disse selskapene. Dersom terskelverdien istedenfor settes lik veid gjennomsnitt vil flere selskap omfattes av ordningen.



Figur 3: Virkningen av tariffstøtte ved ulike terskelverdier. Kilde: NVE

Ved å ta utgangspunkt i det uveide gjennomsnittet, vil terskelverdien være 26,99 øre/kWh. Med dagens ordning vil det dermed være nødvendig med en bevilgning på ca. 180 millioner kroner.

Dagens tariffstøtteordning innebærer at det gis støtte lik 2/3 av differansen mellom terskelverdi og gjennomsnittlig verdi. Sammenliknet med nasjonale tariffen vil derfor ”gapstokkeeffekten” i tariffen delvis opprettholdes.

Den nåværende utjevningsordningen har etter NVEs vurderinger fungert bra og etter intensjonene. Et viktig moment er at ordningen lar seg kombinere med en videreføring gjeldende prinsipper for tariffutforming og den økonomiske reguleringen av nettselskapene.

NVE legger til grunn at en økning i omfang av dagens tariffstøtteordning, vil være enkel å administrere. NVE sitter på alle nødvendige data gjennom nettselskapenes regnskapsrapportering til å foreta den årlige tildelingen og selskapene slipper blant annet å søke om få tildelt midler. Beregninger vi har foretatt viser at bevilgninger utover 60 millioner kroner har en sterkt avtagende virkning og konsekvensen for tariffnivået til uttakskundene i nettselskapene som mottar støtte vil etter hvert være svært beskjeden. En økning i bevilgningene vil i hovedsak føre til at flere kunder omfattes, men tariffvirkningen for disse vil være liten.

5.4.2 Finansiering av tariffutjevning

Et alternativ til å finansiere tariffstøtte over statsbudsjettet er en selvfinansierende ordning som innebærer en omfordeling mellom nettselskapene ved at det legges et påslag på tariffen. Påslaget kan eksempelvis legges på tariffen til alle forbrukerkundene i distribusjonsnettet, eller kun på kundene i nettselskap som i dag har lavest nettkostnad.

I begge tilfeller beregner NVE årlig støttebeløpet som er nødvendig for å sikre ønsket utjevning av nettselskapenes kostnader. Støtten fordeles etter de samme fordelingskriteriene som benyttes ved dagens ordning.

Flatt påslag

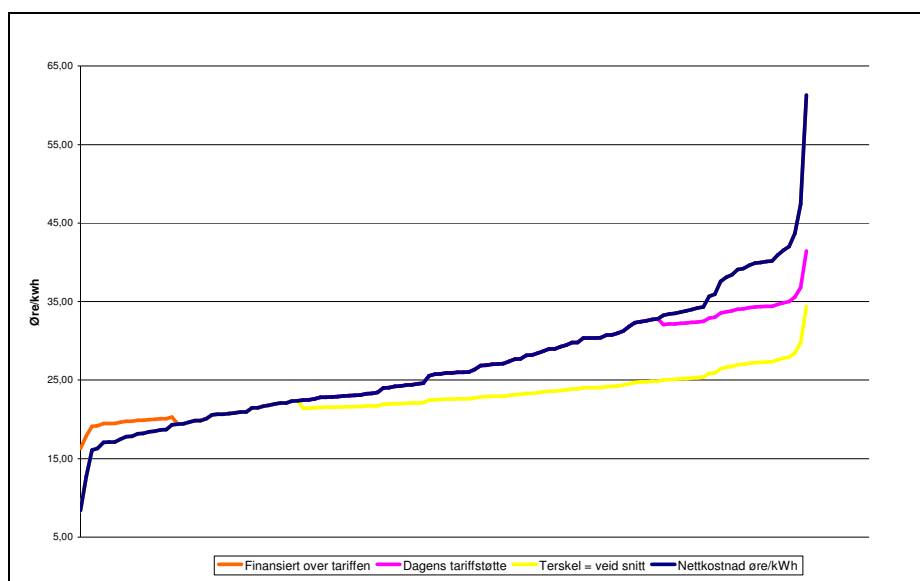
Alle nettselskap får en økning i tillatt inntekt fordelt etter andel levert energi. Dette beløpet må dermed hentes inn gjennom økte tariffer for alle kundene i området.

NVE har foretatt beregninger som viser virkningen av en slik ordning for nettkostnaden til selskapene. For å videreføre en støtteordning på 60 mill kroner vil nettkostnaden i alle nettselskapene øke med ca. 0,08 øre/kWh. For en husholdningskunde med forbruk på 20 000 kWh i året innebærer dette 16 kroner i økte tariffkostnader. Dersom målsettingen er en utjevning tilsvarende uveid gjennomsnitt vil det nødvendige støttebeløpet være om lag 180 mill kroner og nettkostnaden vil øke med 0,26 øre/kWh. Dette tilsvarer 52 kroner i økte tariffkostnader.

Omfordeling fra kunder i nett med lave kostnader

Dersom formålet med støtteordningen er tariffutjevning, vil høyest måloppnåelse sikres ved at kun uttakskunder med lavest nettkostnader får et påslag på tariffen.

Figur 4 viser en situasjon hvor samme metodikk benyttes for både innbetaling som for støtte, dvs. at nettselskap med lavere nettkostnad enn terskelverdi innbetaler 2/3 av differansen mellom terskelverdi og selskapets gjennomsnittlige nettkostnad per kWh. Distribusjonsselskap hvor innbetalingen blir lavere enn 1 øre/kWh i forhold til gjennomsnittlig nettkostnad, omfattes ikke av ordningen.



Figur 4: Virkningen av tariffstøtte ved ulike terskelverdier. Kilde: NVE

Ordning vil innebære en omfordeling av kostnader fra uttakskunder i nettområder med høye nettkostnader til uttakskunder i områder med lave nettkostnader. I prinsippet er dette det samme som oppnås ved nasjonale tariffer.

Figuren skisserer en situasjon der terskelverdien er satt lik veid gjennomsnittlig nettkostnad for landet. Nødvendig støttebeløp utgjør 698 millioner kroner. I underkant av 20 nettselskap vil måtte øke tariffene for sine kunder. Disse selskapene har om lag 41 pst av alle kundene i distribusjonsnettene. Nettkostnaden i disse selskapene vil øke med mellom 1 og 8 øre/kWh.

En finansiering av tariffstøtten gjennom et påslag på tariffene, vil dersom den nåværende ordning beholdes, ikke innebære vesentlige endringer for NVE i arbeidet med å tildele tilskuddene. Kostnadene med å administreres innbetalingene fra nettselskapene, antas å utgjøre en større del av de samlede administrasjonskostnadene. Organiseringen av finansieringsordningen må utredes nærmere.

Økning i nettselskapenes tillatte inntekt for å finansiere tariffstøtten forutsetter forskriftsendringer.

5.5 Oppsummering nasjonale tariffer og tariffutjevning

En utjevning av nettets faste kostnader vil etter NVEs vurdering isolert sett kunne ha positive konsekvenser. I tråd med de overordnede prinsippene for tariffutforming skal inndekning av faste kostnader i minst mulig grad påvirke bruken av nettet. Ved innføring av nasjonale tariffer vil ikke lenger uttakskundene tilpasse sin bruk av nettet på bakgrunn av lokale historiske kostnader, alder på nett, selskapets DEA-resultater m.m.

Full utjevning av kostnadene i distribusjonsnettene kan oppnås gjennom innføring av nasjonale tariffer. Dette innebærer likt tariffnivå og -struktur for alle like kunder i hele landet.

Distribusjonsnettskunder som i dag har høye tariffer får en tariffreduksjon, mens kunder med lave tariffer vil oppleve en kostnadsøkning.

En nasjonal tariff vil innebære en utjevning av både nettets faste kostnader og marginaltapskostnadene. Utjevning av energileddet vil kunne føre til økt effektivitetstap sammenliknet med dagens praksis. En videreføring av prinsippet om at energiledd skal gjenspeile belastningen på nettet innebærer at det ikke vil være anledning til å ha en nasjonal tariff som består av likt energiledd for alle.

På grunn av dagens forskjeller i både tariffnivå og -struktur kan virkningen av en slik omlegging bli betydelige. For enkeltkunder kan innføring av nasjonale tariffer føre til et betydelig økonomisk tap. Konsekvensen av tariffendringen kan være at næringsvirksomhet legger ned eller flytter, husholdninger gjennomfører investeringer som endrer størrelsen på boligens hovedsikring, eller gjennomfører andre samfunnsmessige unødvendige investeringer for å tilpasse seg til nye tariffer.

Koblingen mellom kostnader lokalt og tariffen lokalt innebærer en viss selvregulerende mekanisme hos nettselskapene i forhold til overinvesteringer ("gapestokkeeffekten"). Nasjonale tariffer forutsetter i større grad enn i dag en økonomisk regulering hvor nettselskapenes inntekter blir regulert på bakgrunn av effektiv drift.

Ved nasjonale tariffer vil det påløpe kostnader til administrasjon, knyttet enten til at NVE fastsetter tariffen og gjennomfører et utjevningsoppgjør av tillatt inntekt mellom nettselskapene, eller til opprettelsen av en egen oppgjørsenhet.

Dersom NVE foretar et utjevningsoppgjør basert på nettselskapenes regnskap vil det være et tidsetterslep både i forhold til omfordeling av tariffinntekt mellom nettselskapene, og i forhold til

justering av den nasjonale tariffen for å ta hensyn til mer-/mindreinntekt. Dette tidsetterslepet vil ha en økonomisk virkning for nettselskapene. Ved en egen oppgjørsenhet, vil tariffinntektene kunne fordeles løpende og den nasjonale tariffen kan justeres årlig. Opprettelsen av en egen oppgjørsenhet er imidlertid forbundet med en betydelig prosjektrisiko, og bør eventuelt utredes nærmere.

For å jevne ut tariffnivået for uttakskundene har NVE vurdert ulike støtteordninger som et alternativ til nasjonale tariffen. Dagens støtteordning innebærer at det bevilges penger over statsbudsjettet som tildeles nettselskapene med høyest nettkostnad pr kWh. Støtte fører ikke til full utjevning, men reduserer forskjellene i tariffene. Støtteordningen anses som treffsikker og fungerer etter intensjonene. Utformingen av ordningen gjør det mulig å videreføre prinsippene som ligger til grunn for den økonomiske reguleringen og tariffutformingen. Ordningen anses som enkel å administrere og kan enkelt utvides.

Alternativt til dagens støtteordning, kan nettkostnadene omfordeles fra uttakskunder i områder med høye kostnader til kunder i områder med lave kostnader. Nettselskap med lave kostnader henter inn en økt tariffinntekt fra sine kunder. Denne økte inntekten fordeler NVE til nettselskap med høye nettkostnader, som dermed kan ha lavere tariffen for sine uttakskunder. En slik ordning anses som relativt enkel å administrere. Dersom man i tillegg til utjevning av tariffnivå ønsker lik tariffstruktur kan det oppnås gjennom endringer i kontrollforskriften.

6 Anleggsbidrag

NVE er bedt om å vurdere ulike modeller for anleggsbidrag for produksjon, som kan redusere den økonomiske byrden ved utbygging av nett til ny fornybar produksjon. I utgangspunktet er inndekning av anleggsbidrag et forhold som er uavhengig av nettselskapenes effektivitet og avkastning¹⁷.

Forholdet til nettselskapenes økonomiske insentiver ved utbygging av nett til fornybar produksjon er drøftet i kapittel 2. NVE vil i dette kapittelet gjennomgå ulike modeller for redusert anleggsbidrag ved etablering av fornybar produksjon, samt se på ulike finansieringsmodeller for disse kostnadene. NVE vil også vurdere hvordan bruken av anleggsbidrag påvirker et pliktig elsertifikatmarked.

I mange tilfeller, blant annet av naturgitte grunner, etableres produksjonen i områder med begrenset overføringskapasitet i nettet. Det forventes en økning i nettinvesteringer de neste ti årene sammenlignet med nivået for de foregående ti år. Tilknytning av ny fornybar kraftproduksjon vil i løpet av kommende år føre til behov for nettutbygging, og det er en problemstilling om hvordan kostnadene som genereres som følge av denne utbyggingen skal fordeles. Totalt er det planlagt investeringer for ca 10,5 mrd i regionalnett og 26,0 mrd kroner i sentralnett i perioden 2008-2017.¹⁸ I regionalnett er lastutvikling og tilknytning av ny produksjon de sterkeste drivkreftene for nettinvesteringer med henholdsvis 33 % og 32 % av de totale planlagte investeringene.

6.1 Formål med anleggsbidrag

Generelt er tariffene, herunder anleggsbidrag, nettselskapenes virkemiddel for å hente inn inntekter til dekning av kostnader i nettet og gi nettkundene signaler om kostnaden ved tilknytning til og bruken av nettet. Gjeldende regler for utforming av tariffen har som formål å bidra til den overordnede målsettingen om effektiv utnyttelse av eksisterende nett og en effektiv utvikling av nettet fremover. Anleggsbidrag er ett av virkemiddelene som gir kundene prissignaler. Prissignaler har generelt som formål å stimulere brukere av nettet til å tilpasse sin adferd på en måte som fremmer en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Tariffene til ulike kunder bør av denne grunn reflektere marginalkostnadene ved bruk av nettet, samt de kostnader som direkte kan identifiseres til enkeltkunder.

Anleggsbidrag gir prissignaler om kostnader ved etableringen, herunder signaler om hvor det er mest lønnsomt å lokalisere seg, hvilke prosjekter som er mest lønnsomme, samt hvorvidt etableringen er samfunnsøkonomisk lønnsom. Dagens bruk av anleggsbidrag har i tillegg til å være et prissignal en viktig funksjon i forhold til kostnadsfordelingen mellom nettselskapets kunder.

Kostnadsfordeling

Dagens tariffsystem og gjeldende regelverk innebærer at dersom nettselskapet ikke benytter anleggsbidrag, vil kostnadene måtte dekkes inn gjennom økte tariffen for de andre kundene i nettet. I 2008 ble det innkrevet ca 964 millioner kroner i anleggsbidrag. Dersom man fjerner anleggsbidrag som virkemiddel vil det medføre en kostnadsoverveltning fra nye til gamle kunder tilsvarende en slik sum årlig. I tillegg vil nettselskapene som dekker investeringskostnaden få en rimelig avkastning på investeringen, som vil medføre ytterligere tarifføkninger. NVE vil igjen bemerke at en endret

¹⁷ Anleggsbidrag regnes som tilskudd til den faktiske investeringen og skal trekkes fra investeringskostnaden før aktivering i nettselskapets balanseoppstilling. Bruk av anleggsbidrag og nivået på anleggsbidrag påvirker kun periodiseringen og kostnadsfordelingen mellom kundegrupper, slik at de samlede innbetalinger fra kundene samlet sett over tid ikke påvirkes.

¹⁸ Nasjonal utbyggingsutredning for overføringsanlegg i elkraftsystemet, NVE Rapport nr 14-2009

kostnadsfordeling også har en effektivitetsmessig virkning. Et grunnleggende prinsipp for prissetting i henhold til samfunnsøkonomisk effektivitet er at brukeren av et gode skal betale merkostnaden ved sitt forbruk.¹⁹

I tillegg til en fordeling mellom kunder i det aktuelle nettet, innebærer bruken av anleggsbidrag også en omfordeling mellom nye og gamle produsenter. Redusert bruk av anleggsbidrag vil gjøre ny kraftproduksjon mer lønnsom. Dette kan føre til at det samlede tilbudet av kraft øker, som vil bidra til redusert kraftpris.

Signaler om lokalisering

Gjennom bruk av anleggsbidrag synliggjøres det overfor kunden at tilknytningskostnadene varierer avhengig av lokalisering. Ved bruk av denne typen signaler ønsker man å bidra til at ny produksjon og nye forbrukskunder velger å lokalisere seg der hvor det er ledig kapasitet i nettet, eller i områder av nettet hvor det å bygge ny kapasitet er rimeligst. Dette for å oppnå en effektiv nettdimensjonering.

Beslutning om lokalisering vil ofte være påvirket av en rekke andre forhold enn det som er optimalt for nettet. Etablering av ny produksjon vil i mange tilfeller være avhengig av naturgitte forhold, som vassdragets lokalisering, vindforhold, eiendomspriser osv. Uansett om anleggsbidrag gir et svakt signal når det gjelder lokalisering, vil det likevel være en faktor som tiltakshaver bør ta hensyn til ved vurdering av om produksjonsanlegget er lønnsomt.

Signaler om samfunnsøkonomisk lønnsomhet

For produsenter av fornybar kraft vil bedriftsøkonomisk lønnsomhet innebære at inntekter gjennom kraftprisen og eventuelle støtteordninger, må overstige investeringskostnader og løpende driftskostnader ved kraftproduksjonen. Når alle samfunnsmessige kostnader belastes kraftprodusenten, og kraftprisen med støtteordninger reflekterer samfunnsmessige nyttevirksomheter av fornybar energi, vil kraftproduksjon som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsom ikke være samfunnsøkonomisk lønnsom.

Anleggsbidrag bidrar til at samfunnsmessige kostnader ved etablering av ny kraftproduksjon blir belastet kraftprodusenten, og er derfor et godt virkemiddel for å sikre at prosjekter med rimeligst total kostnader blir realisert først. Enhver produsent bør ha tilstrekkelig betalingsvillighet til å dekke merkostnader som følger av produsentens tilknytning og bruk av nettet. I motsatt fall er tilknytningen ikke samfunnsøkonomisk lønnsom.

6.2 Differensiert praksis mellom produksjon og forbruk

NVE er bedt om å vurdere muligheten for en differensiert praksis mellom produksjon og forbruk. NVE legger til grunn at bakgrunnen for å vurdere alternativer til dagens regler og praksis for anleggsbidrag er ønske om å fremme utbygging av ny produksjon. NVE har vurdert ulike løsninger gjennom å redusere anleggsbidraget ved tilknytning av fornybar produksjon. Alle modellene vil innebære en omfordeling av kostnader fra nye kraftprodusenter til uttaks kunder. Vi vil i tillegg se på anleggsbidrag som virkemiddel i en situasjon med mer omfattende offentlige støtteordninger som bidrar til å god lønnsomhet for utbygging av fornybar kraftproduksjon.

NVE vil bemerke at alle modeller som innebærer at andre enn produsenten som ber om tilknytning, dekker de direkte henførbare kostnader ved tilknytningen innebærer en subsidie til fornybar kraftproduksjon. Som påpekt over, så bryter en slik praksis med de overordnede prinsippene om at den

¹⁹ Morten Berg (1996), Anleggsbidrag i kraftoverføringsnettet, Sosialøkonomisk institutt UiO, Utredning for Norges Vassdrags- og Energiverk

som påfører kostnaden skal betale den. Man risikerer dermed en mindre rasjonell utviklingen av produksjon og nett samlet. Merkostnaden som følge av ikke rasjonell utvikling vil videre bli belastet forbruk. Det er ikke vurdert hvilken av støttesystemene som fører til den lavest mulig kostnaden for samfunnet for å oppfylle ambisjonen om fornybar energi.

Ingen anleggsbidrag for produksjon

NVE er bedt om å vurdere begrensninger i nettselskapenes anledning til å kreve anleggsbidrag ved tilknytning av produksjon. I praksis vil begrensninger i bruk av anleggsbidrag bety at man gir en subsidie til etablering av ny produksjon, og at denne støtten øker med høyere nettkostnader som medfølger etableringen. Støttebeløpet gitt til hver enkelt kraftprodusent gjennom reduksjon i anleggsbidraget vil variere betydelig mellom produksjonsprosjekter. Produsenter som ligger nærme et nett med mye ledig kapasitet vil påføre færre kostnader og motta mindre indirekte støtte, enn andre produsenter. Dette vil isolert sett medføre at støtten øker jo mindre lønnsomt produksjonsprosjektet og nett er samlet sett. Man risikerer dermed at de minst lønnsomme prosjektene realiseres først. NVE anser redusert anleggsbidrag for produksjon til å være en lite kostnadseffektiv støtteordning for fornybar energi.

Konsekvensen av å begrense nettselskapenes anledning til å kreve anleggsbidrag vil være at uttakskundene må dekke kostnadene ved enhver investering i økt overføringskapasitet som følge av produksjon. Med dagens reguleringsregime vil dette innebære at uttakskunder tilknyttet nett med mye produksjon vil måtte bekoste tilknytningene til kraftprodusentene i området. En slik praksis vil bidra til større forskjeller i tariffene mellom ulike nettselskap.

Ved utvidelse av sentralnettet vil et forbud mot innkrevning av anleggsbidrag fra produksjon medføre økt sentralnettstariff for alle. Hoveddelen av investeringene som må gjennomføres for tilknytning av småkraft oppstår derimot i distribusjonsnettet. Disse kostnadene vil selv med et utvidet sentralnett, måtte bekostes av uttakskunder i det aktuelle nettområdet. Dersom det innføres nasjonale tariffen vil fjerning av anleggsbidrag for produksjon medføre økte tariffen for alle uttakskunder omfattet av den nasjonale tariffordningen.

Ulike modeller for redusert anleggsbidrag

Ulike fradrag for produksjon vil i all hovedsak gi samme konsekvenser som begrensning i bruken av anleggsbidrag for produksjon. Effektivitetstapene som følge av fradrag vil være avhengig av fradragets størrelse og utforming. I henhold til dagens regelverk er det kun bunnfradrag som nettselskapene har mulighet til å gi. I tillegg til bunnfradrag er det mulig å tenke seg andre fradrag basert på installert effekt eller produsert kvantum. Enhver type fradrag vil innebære en omfordeling av kostnader, og medføre at kostnader som skyldes en enkelt produsents tilknytning til nettet blir belastet uttakskundene i nettområdet. Som NVE skrev overfor vil enhver reduksjon av de kundespesifikke kostnadene å anse som en støtte til produsenter. Utformingen av fradraget vil derimot gi forskjellige insentiver og gi ulik grad av støtte til ulike prosjekter.

Økt bunnfradrag for produksjon vil i utgangspunktet medføre en flat støtte til hvert enkelt produksjonsprosjekt som utløser investeringer i overføringsnettet. Bunnfradrag vil medføre at støtten øker med anleggskostnader opp til bunnfradragets størrelse. Prosjekter som utløser anleggskostnader lik eller over bunnfradraget vil måtte bekoste overskytende gjennom et anleggsbidrag. Bunnfradrag vil i en slik sammenheng medføre et gitt beløp per produksjonsprosjekt, uavhengig av hvor mye produksjon eller effekt det enkelte prosjekt bidrar med. Dette vil medføre en større støtte til små prosjekter enn store prosjekter pr produserte enhet.

Dersom målsetningen med å fordele investeringskostnadene for produksjon er å få ny fornybar energi til en lavest mulig kostnad, vil et bunnfradrag differensiert etter forventet årsproduksjon kunne være mer hensiktsmessig. Fradrag basert på produsert energi vil fortsatt gi investeringsinsentiver for de prosjekter som har lavest nettkostnader pr. produsert kvantum, og dermed ivareta deler av formålet med dagens regelverk for anleggsbidrag. Fradrag basert på produsert energi, vil kunne innebære at prosjekter mottar et fradrag på en gitt sum per produserte mengde. En slik ordning vil fungere som nåverdien av en subsidie til produksjon basert på innmatet produksjon (feed-in tariff).

6.3 Ulike modeller for finansiering av nettkostnader for tilknytning av produksjon

Modeller som innebærer at andre enn produsenten betaler anleggskostnadene, medfører at produsenten ikke får korrekt prissignal for sin tilknytning. Dersom disse kostnadene ikke skal belastes lokale uttakskunder over nettariffen, må det etableres andre finansieringskilder. Det kan for eksempel være over statsbudsjettet, Energifondet (ENOVA) eller av et særskilt fond finansiert via tariffen på nasjonalt nivå.

Som nevnt i kapittel 5 finnes det flere metoder å inndekke ulike kostnader på over nettariffene. I utgangspunktet vil direkte finansiering fra sluttbrukere, gjennom et påslag på tariffen i distribusjonsnett, gi en jevnere fordeling av de totale kostnader, enn et påslag på sentralnettstariffen. I dagens sentralnett får produksjonsnært forbruk redusert tariff. Finansiering over sentralnettstariffen medfører at forbruk som ligger langt fra produksjon betaler en større andel enn forbruk som ligger nært produksjon. I tillegg kan kostnadene innlemmes i eksisterende eller fremtidige støtteordninger for fornybar produksjon.

6.3.1 Forslag om finansiering over sentralnettstariffen

Elvekraft, Fjellkraft, Småkraft og Norsk Grønnkraft har i til Olje- og energidepartementet fremmet forslag om en ordning hvor slike kostnader blir finansiert av Statnett over sentralnettstariffen. OED har i brev til NVE av 30. september bedt NVE inkludere innspillet i utredningen.

Innspillet innebærer at: *"Den del av investeringer i eksisterende nett som skyldes fornybar produksjon finansieres av Statnett over sentralnettstariffen. Finansieringen utløses dersom investeringen er samfunnsøkonomisk lønnsom, på lik linje med investeringer i sentralnett. Dette sikrer at investeringene i nettet kan tilpasses eksisterende og planlagte kraftverk. Den del av investeringer i eksisterende nett som utgjør reinvesteringer i eksisterende nett dekkes av nettselskapet og finansieres over nettariffen som i dag". Det presiseres at "rene produksjonslinjer dekkes av utbygger som i dag".*

Elvekraft, Fjellkraft, Småkraft og Norsk Grønnkraft hevder at *"dagens finansiering av investeringer i nett hindrer utvikling av småkraftverk"*.

NVE legger til grunn at forslaget i praksis innebærer at produksjon ikke skal betale anleggsbidrag for forsterkninger av eksisterende nett, og at den andelen av kostnaden ved forsterkningen, som i dag blir henført kraftprodusenten, i fremtiden blir henført sentralnett. Forslaget slik det er utformet medfører at støttebeløpet til hver enkelt kraftprodusent vil øke med økende anleggskostnader for forsterkning av eksisterende nett. Forslaget vil dermed medføre økt støtte til kraftutbyggingsprosjekter som genererer de største nettforsterkningskostnadene. Dette vil isolert sett medføre at støtten øker jo mindre lønnsomt produksjonsprosjektet og nett er samlet sett. For å kunne forhindre samfunnsmessige lite rasjonelle prosjekter, må den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av hvert enkelt prosjekt bli vurdert av myndighetene.

K-faktormodellen som benyttes i dagens sentralnettstariff innebærer at ved samlokalisering av produksjon og forbruk belastes uttakskundene en mindre andel av de faste kostnadene i sentralnettet. Samlokaliseringsfaktoren innebærer at en innhenting av et slikt støttebeløp over sentralnettets faste ledd kan gi skjevheter i kostnadsfordeling mellom regioner. Dersom formålet med en slik finansieringsordning er å utjevne anleggskostnader nasjonalt, er det NVEs oppfatning at midlene bør innhentes på bakgrunn av faktisk forbruk i de enkelte regioner.

NVE er bedt om å vurdere mulige konsekvenser for Statnetts rolle og øvrige oppgaver i energisystemet. Etter NVEs vurdering vil ikke Statnetts rolle som utredningsansvarlig og som systemoperatør påvirkes av forslaget. Statnett vil kun ha en rolle som mottaker av faktura for kostnader som følger av en tilknytning av fornybar energi. Denne kostnaden må igjen inndrives fra uttakskunder gjennom et påslag i sentralnettstariffen. NVE vil bemerke at kraftverkene ikke nødvendigvis tilknyttes en områdekonsesjonær som er sentralnettskunde. Dette innebærer at et eventuelt anleggsbidragsoppgjør mellom distribusjonsnettseier og Statnett må håndteres særskilt utenfor det alminnelige tariffoppgjøret. NVE legger til grunn at det må vurderes hvorvidt en slik finansieringsordning må hjemles i energiloven med tilhørende forskrift. Spesielt vises det til kontrollforskriftens § 13-1 bokstav g) hvor det heter at: *"tariffene skal gi nettselskapet inntekter til dekning av kostnader innenfor tildelt inntektsramme, kostnader i overliggende nett, innbetalt eiendomsskatt og lovpålagt innbetaling til energifond"*. Etter NVEs vurdering vil det måtte hjemles i denne bestemmelsen at tariffene i tillegg skal dekke innbetalt anleggsbidrag i underliggende nett.

6.3.2 Direkte investeringsstøtte til nettanlegg

I tillegg til en generell støtte til utbygging av nettanlegg for tilknytning av fornybarproduksjon er det mulig å basere en støtte på grunnlag av en individuell vurdering av enkeltprosjekter. I utgangspunktet kan dette finansieres gjennom direkte bevilgninger over statsbudsjettet, jf den tidligere statsstøtteordningen. Et alternativ til direkte bevilget statstøtte kan være å etablere en ordning basert på finansiering over nettariffene.

En investeringsstøtte som er basert på individuell prosjektlønnsomhet og skal være utløsende for at anlegget bygges, må ta hensyn til anleggsbidraget.

Det finnes i dag en ordning for finansiering av støtte til fornybar energi gjennom et påslag i tariffen til Energifondet, som blir forvaltet av Enova SF. Dersom det skulle innføres en støtteordning for tilknytningskostnader ved tilknytning av fornybar energi, bør det vurderes en samordning av de to finansieringsformene. En samordning av slike fond vil etter NVEs vurdering redusere de administrative kostnadene ved inndrivelse av fondets midler.

Dersom investeringsstøtten skal finansieres over nettariffene, bør det vurderes et flatt påslag på tariffene i distribusjonsnettet som skissert i kapittel 5.4.2.

6.4 Grønne sertifikater og anleggsbidrag

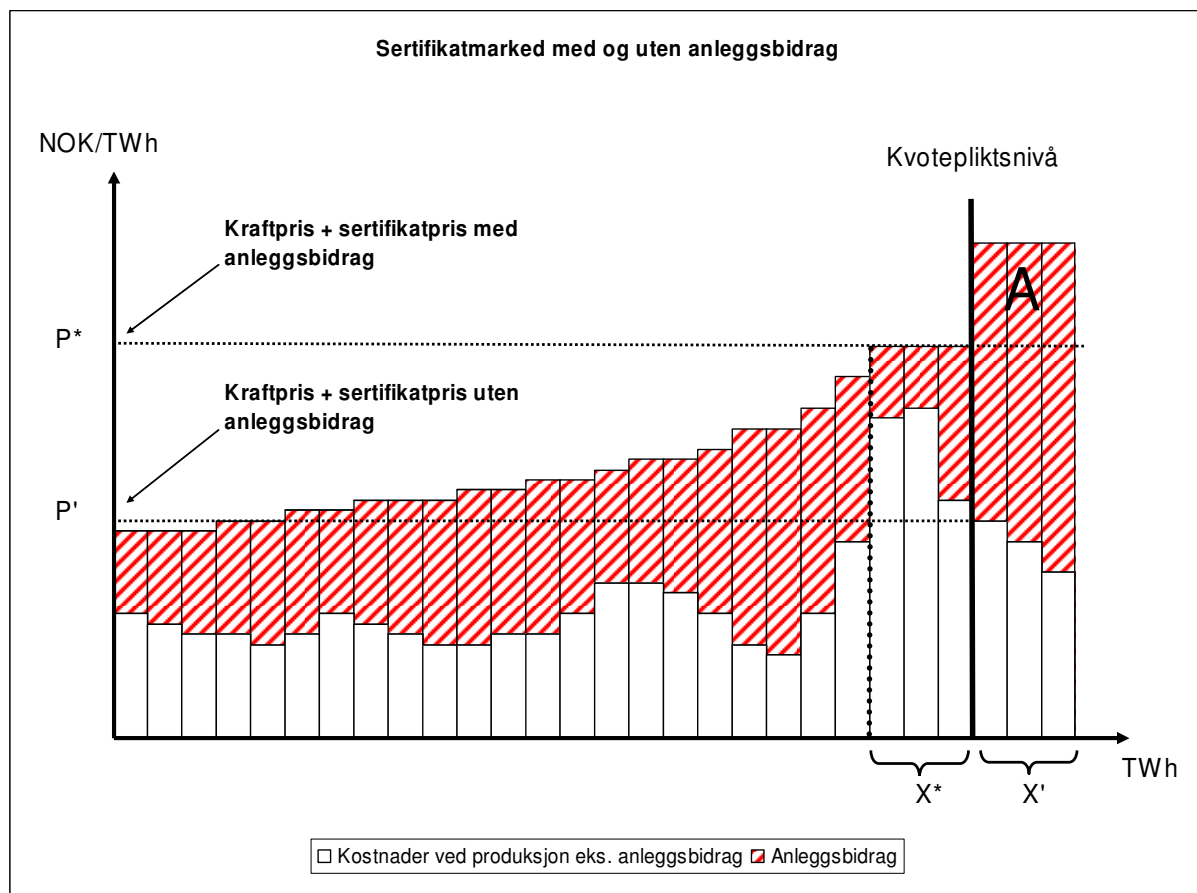
NVE har blitt bedt om å vurdere anleggsbidrag i en situasjon der kraftutbyggingen har god lønnsomhet. NVE vil i dette delkapitlet se på hvordan bruken av anleggsbidrag påvirker et pliktig elsertifikatmarked.

Grønne sertifikater innebærer at produsenter som omfattes av ordningen mottar sertifikater som de kan selge i et sertifikatmarked. Omsettere av kraft vil på sin side få en plikt til å kjøpe kvoter til å dekke en andel av sin omsetning av kraft. Kvoteplikten oppfylles gjennom kjøp av sertifikater i et sertifikatmarked og vil dermed i praksis fungere som en kombinasjon av avgift på kraftforbruk og

subsidie til ny kraftproduksjon. Kvotepliktsnivået angir ønsket mengde ny kraft fra fornybare energikilder.

Innføring av et pliktig sertifikatmarked innebærer at sertifikatberettigede produsenter vil få økt betaling for sin produksjon (kraftpris + sertifikatpris). Sertifikatprisen bestemmes av investeringskostnadene i det marginale prosjekter, dvs. det dyreste prosjektet som bidrar til at kvotepliktsnivået oppnås. Investeringskostnaden ved ny produksjon i denne sammenhengen vil være alle kostnader ved selve produksjonsanlegget og eventuelt anleggsbidrag for de nødvendige nettinvesteringene. Dersom produsentene må betale anleggsbidrag vil dette føre til at sertifikatprisen øker tilsvarende økning i kostnader for det marginale prosjekter. Uten bruk av anleggsbidrag vil sertifikatprisen være lavere og kun gjenspeile kostnadene ved investeringen i selve produksjonsprosjektet.

Situasjonen er vist i figur 5, hvor den langsiktige tilbudskurven for fornybar kraft er vist med og uten anleggsbidrag. Kraftverkene er i figuren sortert etter lønnsomhet inkludert anleggsbidrag for nettilknytning. P^* og P' representerer sertifikatprisen henholdsvis med og uten anleggsbidrag.



Figur 5: Sertifikatmarkedet og anleggsbidrag.

Ved bruk av anleggsbidrag vil den økte sertifikatprisen innebære at prosjekter med lavere nettkostnader får økt avkastning enn en situasjon uten anleggsbidrag.

Uten bruk av anleggsbidrag vil forbrukerkundene gjennom tariffen måtte bekoste den delen av anleggskostnadene som ikke ble henført kraftprodusenten, noe som vil øke kostnadene for den enkelte kunde. Dette vises som det skraverte arealet i figur 5.

Manglende internalisering av nettkostnader hos kraftprodusentene, vil etter NVEs vurdering medføre risiko for feil rangering av kraftverkene etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette kan føre til at det ikke er kraftverk med de laveste totale kostnader som oppfyller kvotepliktsnivået. Dette er vist i figur 5 hvor det i situasjonen uten anleggsbidrag er kraftverkene X^* som bidrar med å oppfylle kvotepliktsnivået. Kraftverkene X^* vil i situasjonen uten anleggsbidrag ikke bli tilknyttet, til tross for at de har lavere total kostnader enn X^* .

Samfunnets samlede ressursbruk på å fremskaffe det kraftvolumet som oppfyller kvotepliktsnivået, vil dermed øke dersom det ikke kreves anleggsbidrag fra produksjon. Økningen i samfunnets samlede ressursbruk er i figur 5 representert ved arealet A. Redusert anleggsbidrag for produksjon i en situasjon med grønne sertifikater, vil etter NVEs vurdering kunne medføre økte kostnader for samfunnet.

Like rammevilkår

I et felles norsk-svensk sertifikatmarked vil det være ønskelig med likeverdige rammevilkår for at sertifikatmarkedet skal virke på en kostnadseffektiv måte²⁰. Dette innebærer like betingelser for innkreving av anleggsbidrag fra produksjon innad i det norsk-svenske sertifikatmarkedet. Jf endringer i den svenske ellagen Prop. 2008/09:141 (Förhandsprövning av nättariffer)²¹ heter det i § 9a at *”En nättariff för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät ska utformas så att nätkoncessionshavarens skäliga kostnader för anslutningen täcks. Anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutnings-punkten ska särskilt beaktas”*

Med skäliga (rimelige) kostnader blir det i proposisjonen presisert at anleggsbidraget ikke nødvendigvis vil samsvare med faktiske kostnader. Dette kan være i tilfeller der nettselskapet overdimensjonerer i forhold til kundens behov, eller i tilfeller hvor nettselskapet har benyttet komponenter eller nettløsninger som ikke kommer kunden til gode.

Den svenske regjeringen har gitt Svenska Kraftnett i oppdrag å utrede forslag til nødvendige endringer angående ansvar for nettförsterkninger av nasjonal betydning og om nettilknytning av store produksjonsanlegg for å redusere ”tröskeeffekt” for distribusjon av fornybar kraftproduksjon.²² Med ”tröskeeffekt” er det ment det forhold at en produsent som tilknyttes må betale hele nettkostnaden ved bygging eller oppgradering av et nett, inkludert kapasitet som produsenten selv ikke benytter. Av denne grunn nøler flere produsenter å være den første som tilknytter seg. Forslaget fra Svenska Kraftnett går ut på at Svenska Kraftnett gir et rentefritt lån som finansierer den del av kapasiteten som ikke er tatt i bruk av tilkommende produsenter. I den grad det ikke tilknyttes nye produsenter som benytter den ledige kapasiteten vil lånet ettergis.

NVE mener i utgangspunktet at anleggsbidragsbestemmelsen i Norge er utformet på en slik måte som dekker mye av den problematikk som er tatt opp i Svenska Kraftnetts forslag og den nye ellagen. Anleggsbidragsbestemmelsene er i Norge utformet på en slik måte at det i utgangspunktet ikke er tillatt å innkreve anleggsbidrag for reinvesteringer eller for kapasitet som overstiger kundens

²⁰ Overenskomst om prinsipper for videre utvikling av et felles marked for elsertifikater, 7. september 2009

²¹ Proposition 2008/09:141 Förhandsprövning av nättariffer. Trer i kraft 1. januar 2010.

²² Tröskeeffekter och förnybar energi, Författningsförslag, 29. oktober 2009

Tröskeeffekter och förnybar energi, En rapport till regeringen, 20. april 2009

effektbehov. Svenska Kraftnetts forslag omhandler også i stor grad anleggsbidrag i maskede nett, som kun er tillatt i ekstraordinære tilfeller i Norge. Dette sammen med nettselskaps muligheter for å fordele anleggsbidraget over tid medfører redusert behov for en slik ordning. Det skal likevel ikke utelukkes at den delen av Svenska Kraftnetts forslag som omhandler fordeling av kostnader ved restkapasitet kan være en aktuell problemstilling i Norge.

6.5 Regulatoriske konsekvenser

Dagens regelverk for anleggsbidrag gjelder likt overfor forbruk og produksjon. Mulighetene for å differensiere anleggsbidrag gjelder kun dersom det er basert på *relevante nettmessige* forhold – dvs. anleggskostnader. Et forbud eller differensiering ved innkreving av anleggsbidrag for produksjon vil kreve en endring i § 17-5 i kontrollforskriften.

NVE legger til grunn at finansieringsordninger skissert i dette kapittelet forutsetter endringer i gjeldende regelverk.

NVE har vurdert mulighetene for å differensiere anleggsbidrag i forhold til europeiske reguleringer. Det er i utgangspunktet to europeiske bestemmelser som regulerer anleggsbidrag spesifikt, forordning 714/2009 (tidligere 1228/2003), samt fornybardirektivet. Forordning 714/2009 stiller i utgangspunktet krav om at alle nettariffer skal reflektere faktiske kostnader. Slik NVE tolker det er det likevel ikke slik at tariffene må reflektere de faktiske kostnader ved hver enkelt tilknytning, men reflektere kostnadsforholdene i gjennomsnitt. Det er i forordningen nevnt at anleggsbidrag kan benyttes til å gi lokaliseringssignaler overfor et europeisk nettsystem.

Fornybardirektivet åpner opp for å pålegge nettselskap selv å dekke hele eller deler av anleggskostnadene ved tilknytning av fornybar produksjon. I dagens norske reguleringsregime vil dette innebære at uttakskundene i det aktuelle tariffområdet vil måtte bære kostnadene. Etter NVEs vurdering tillater ikke artikkel 16 i fornybardirektivet differensiering av anleggsbidragsreglementet på bakgrunn av produksjonsteknologier innenfor fornybar kraftproduksjon.

Indirekte subsidiering av nettkostnader ved tilknytning av fornybar produksjon, gjennom redusert anleggsbidrag, kan medføre økt behov for kontroll av beløpets størrelse og subsidienes omfang.

Ved tilknytning av ny produksjon som utløser behov for nettinvesteringer er utfordringen å finne frem til produksjons- og nettinvesteringene som samlet sett har lavest kostnad. Bruk av anleggsbidrag er et sentralt virkemiddel for å sortere prosjekter.

Etter 1.1.2010 har alle nettselskap en plikt til å gi tilknytning. Dersom det ikke er ledig kapasitet i nettet innebærer dette en plikt til å investere i nødvendig nettkapasitet. Nettselskapene kan søke om fritak fra denne plikten dersom produksjons- og nettanlegg samlet sett ikke er samfunnsmessig rasjonelt.

Ved tilknytning av større kraftverk til regional- eller sentralnettet, vil nettilknytningen og eventuelle investeringer i økt nettkapasitet kreve anleggskonsesjon fra NVE. Dette medfører et formelt grunnlag for å vurdere samlet lønnsomhet av tilknytningen. Gjennom konsesjonsbehandlingen kan dermed NVE legge til rette for en koordinering og sortering av prosjekter. I de tilfeller tilknytningen ikke er samfunnsmessig rasjonell kan NVE nekte konsesjon.

Småkraftverk behandles etter vannressursloven. Konsesjonsbehandlingen omfatter primært selve kraftverket og tilhørende bruk av vann. Konsesjonsbehandlingen omfatter en vurdering av muligheter for nettilknytning, men det gis ofte ikke detaljavklaring med endelig konsesjon for nettilknytningen.

Småkraft knyttes normalt til distribusjonsnettet. For nettilknytning av ny småkraft, er det etablert en praksis der slike kan gjøres av områdekonsesjonær innenfor rammen av områdekonsesjonen. Alternativt kan eier av kraftverket selv søke om anleggskonsesjon og stå for utbygging av nettilknytningen. Bruk av anleggsbidrag for nettilknytningen er viktig for å sortere prosjekter med hensyn på lønnsomhet, og er et hensiktsmessig virkemiddel for å hindre realisering av produksjons- og nettprosjekter som samlet ikke er samfunnsmessig rasjonelle.

Den regulatoriske utfordringen er å sikre en mest mulig kostnadseffektiv utvikling av produksjon og nett samlet sett, uten å minste den forenklingen som dagens etablerte praksis innebærer. Dersom anleggsbidrag reduseres eller fjernes for produksjon, vil det være nødvendig at en i alle tilfeller har myndighetskontroll av nettilknytninger i distribusjonsnettet.

Dette kan gjøres ved som et siste ledd i konsesjonsbehandlingen etter vannressursloven eller ved at nettilknytning alltid gis egen anleggskonsesjon samtidig med vannressurskonsesjonen. Dette vil innebære en viss ekstrabehandling sett mot dagens ordning og vil bety at nettilknytning må være helt avklart før det gis konsesjon. En slik ordning er håndterbar, men kan altså gi noen ulemper sammenlignet med dagens ordning.

I vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet for produksjon og nettanlegg samlet vil NVE måtte gjøre en rekke forutsetninger om fremtidige kostnader og inntekter for å tallfeste småkraftutbyggers betalingsvilje for nettanlegg. NVE vil likevel ikke ha full tilgang til samme informasjon om enkeltprosjekter som utbygger, og det vil være en risiko for at prosjekter som av aktørene vurderes som lønnsomme ikke gis konsesjon. Ved innføring av grønne sertifikater vil risikoen i NVEs vurderinger øke, ettersom det også må gjøres forutsetninger om fremtidig sertifikatpris.

6.6 Oppsummering og konklusjon

Redusert anleggsbidrag for produksjon innebærer at man fjerner seg fra målsettingen om at tariffene skal bidra til en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Dette kan medføre at de mest kostbare produksjonsprosjektene blir realisert først, og at det vil være større behov for direkte regulering for å forhindre at samfunnsmessig lite rasjonelle prosjekter blir iverksatt.

Småkraft knyttes normalt til distribusjonsnettet. For nettilknytning av ny småkraft, er det etablert en praksis der tilknytning kan gjøres av områdekonsesjonær innenfor rammen av områdekonsesjonen. Bruk av anleggsbidrag er i slike tilfeller viktig for å sortere prosjekter med hensyn på lønnsomhet, og er et hensiktsmessig virkemiddel for å hindre realisering av produksjons- og nettprosjekter som samlet ikke er lønnsomme. Dersom anleggsbidrag reduseres eller fjernes for produksjon, vil det være nødvendig med en annen kontroll av nettilknytninger i distribusjonsnettet. Etter NVEs vurdering vil det dermed være nødvendig å konsesjonsbehandle alle nettilknytninger av produksjonsanlegg også med spenning under 22 kV.

NVE har vurdert ulike finansieringsmodeller for inndekning av anleggskostnader i tilfeller der dette ikke blir dekket av produsenter gjennom et anleggsbidrag. Dersom det innføres en støtteordning for nettkostnader ved tilknytning av fornybar energi, bør det vurderes en samordning med Energifondet. Dersom det blir innført et pliktig grønt sertifikatmarked vil redusert anleggsbidrag for produksjon, ikke ha betydning for hvor mye ny kraft som blir utbygd da anleggsbidraget blir reflektert i sertifikatprisen.