

Rapport 2006-002

**Tariffering av
energimålte kunder i
distribusjonsnettet**

econ

Tariffering av energimålte kunder i distribusjonsnettet

Utarbeidet for
Norges vassdrags- og
energidirektorat

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
1 INNLEDNING	5
1.1 Bakgrunn og problemstilling	5
1.2 Vurderingskriterier.....	6
1.3 Om denne rapporten.....	6
2 OVERFØRING AV ELEKTRISITET	7
2.1 Etterspørsel	7
2.2 Kostnadsstrukturen	9
2.2.1 Makrobildet.....	9
2.2.2 Mikrobildet	10
2.2.3 Kostnader i praksis: Dimensjonering av distribusjonsnett	11
2.2.4 Observasjoner og refleksjoner	16
3 OPTIMALE TARIFFER I TEORIEN	18
3.1 Optimale priser på kort sikt	18
3.2 Optimale priser på lang sikt.....	20
3.3 Tariffer som dekker det residuale inntektsbehovet.....	22
4 ANALYSE AV ALTERNATIVE FORSLAG.....	25
4.1 Tariffer i distribusjonsnett i Norge 2005	25
4.2 Analyse av alternative tariffmodeller	29
4.2.1 100 prosent energiledd.....	29
4.2.2 100 prosent fastledd.....	32
4.2.3 Fastledd basert på installert effekt eller sikringsstørrelse.....	34
4.2.4 Fastledd basert på maksimalt effektuttak.....	35
4.2.5 Fastledd basert på normtall fra timeprofiler	37
4.2.6 Fastledd basert på betalingsvilje for leveringskvalitet.....	37
4.2.7 Fastledd basert på areal.....	38
4.3 Samlet vurdering.....	39
5 REGULATORISKE VEIVALG	41
5.1 Samfunnsøkonomisk vurdering av tariffer for inndekning av det residuale inntektsbehovet	41
5.2 Harmonisering	42
5.2.1 Harmonisering av tariffnivå.....	42
5.2.2 Harmonisering av tariffstruktur	45
REFERANSER.....	47
VEDLEGG 1: DAGENS TARIFFREGELVERK (UTDRAG)	48
VEDLEGG 2: FASTLEDD I ANDRE LAND.....	50

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

I denne rapporten drøfter vi kriteriene for samfunnsøkonomisk effektiv tariffing av energimålte kunder i distribusjonsnettet (husholdninger, fritidsboliger og mindre næringskunder), det vil si kunder som ikke har timemåling eller effektmåling. Tariffene bør baseres på variable ledd som gjenspeiler kortsiktige marginalkostnader i nettet (i praksis overføringstap) og faste ledd som i minst mulig grad påvirker forbrukernes beslutninger om valg av energiløsninger, både på kort og lang sikt. Høye energiledd og effektbaserte fastledd kan gi samfunnsøkonomisk uheldige prissignaler i forhold til de marginale langsiktige nettkostnadene. Et fastledd pr. måler er i utgangspunktet fullstendig nøytralt, men er i noen grad sårbart for strategisk tilpasning ved at forbrukerne velger fellesmåling. Dette er imidlertid ikke nødvendigvis noe stort problem i praksis.

Bakgrunn

Tariffer for overføring av elektrisitet spiller en viktig rolle som prissignal til produsenter og forbrukere av elektrisitet på kort og lang sikt. I distribusjonsnettet kan tariffene særlig påvirke sluttbrukernes valg av energibærer til oppvarming. Utformingen av nettariffene har også betydelige fordelingsvirkninger mellom ulike kundegrupper og mellom kunder med forskjellig forbruk. Tariffene består normalt av et variabelt ledd pr. kWh og et fastledd som er uavhengig av det løpende energiforbruket. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har ansvaret for å fastsette retningslinjer for hvordan nettariffene skal utformes.

Problemstilling

Vi drøfter følgende spørsmål i denne rapporten:

Hva kjennetegner samfunnsøkonomisk optimale nettariffer?

Hvilke praktiske muligheter finnes med hensyn til alternative utforminger av fastleddet, og hvilke incentiv- og fordelingsegenskaper har alternative modeller?

Vi konsentrerer oss om tariffene til energimålte sluttkunder i distribusjonsnettet, det vil i praksis si husholdninger, hytter og mindre næringskunder. Samspillet mellom nettariffer, avgiftspolitik og støtteordninger for alternativer til elektrisitet drøftes ikke. Vi gjør heller ikke vurderinger av tariffene ut fra politiske mål om bruk av elektrisitet kontra alternativer til el, men konsentrerer oss om nettariffer og nettkostnader isolert sett. Målet er å gi innsikt i nettariffenes virkemåte fra et

samfunnsøkonomisk perspektiv med utgangspunkt i kostnader og nytte ved *infrastrukturen* for transport av elektrisitet. Denne innsikten kan i sin tur benyttes som innspill til mer helhetlige vurderinger av tariffregelverket.

Konklusjoner og tilrådinger

Vi trekker følgende konklusjoner fra analysen:

- Kostnadsstrukturen gjør elnettet til et naturlig monopol. Det finnes i praksis ikke ett enkelt dimensjoneringskriterium for distribusjonsnett. Det er derfor ingen veldefinert sammenheng mellom egenskaper ved den enkelte nettkunde og kostnadsnivå utover kostnader til overføringstap og administrative kostnader. Det er vanskelig å fordele de totale nettkostnadene i henhold til entydige kriterier på en samfunnsøkonomisk effektiv måte.
- Det er fra et samfunnsøkonomisk perspektiv ønskelig at energileddet også for energimålte kunder settes til et nivå som svarer til kostnadene ved de marginale tapene i konsesjonsområdet. Høye energiledd gir samfunnsøkonomiske tap i form av for lav nettutnyttelse på kort sikt og for høy lønnsomhet av alternativer til el (når infrastrukturkostnadene vurderes isolert sett). Det er i prinsippet mulig å bruke todelte tariffer (i form av variable ledd som reflekterer marginalkostnader og faste ledd som er mest mulig nøytrale) som til sammen gir riktigere prissignaler enn tariffer bestående utelukkende av energiledd.
- Fastledd basert på installert effekt gir kundene incentiver til å redusere installert effekt (i praksis ved å redusere sikringsstørrelsen), og kan gi gale signaler i forhold til de marginale langsiktige nettkostnadene. Bruk av tariffledd basert på maksimalt effektuttak vil ha lignende virkninger. Et fastledd pr. måler er i utgangspunktet fullstendig nøytralt, men er i noen grad sårbart for strategisk tilpasning ved at forbrukerne velger fellesmåling. Dette er imidlertid ikke nødvendigvis noe stort problem i praksis.

Elnettet er et naturlig monopol

Så å si alle sluttbrukere av energi ønsker å være tilknyttet elnettet for å dekke etterspørsel etter elspesifikt forbruk og eventuelt oppvarming. Elnett er kjenetegnet ved høye faste kostnader og lave variable kostnader. På kort sikt er det bare kostnadene ved overføringstap som varierer med det løpende forbruket. I distribusjonsnett utgjør tapkostnadene typisk i underkant av 10 prosent av de samlede kostnadene. Heller ikke på lengre sikt er det noen klar sammenheng mellom elforbruk målt i kWh og kostnadsnivået i nettet. Kostnadsstrukturen gjør elnettet til et *naturlig monopol*.

Det finnes i praksis ikke ett enkelt dimensjoneringskriterium for distribusjonsnett. Valg av nettløsning og tilhørende kostnader er en funksjon av forventet energiforbruk, maksimalt effektbehov, kundekrav til leveringskvalitet, komponentstandarder og forskjellige myndighetskrav knyttet til leveringskvalitet, HMS-krav osv. Det er derfor ingen veldefinert sammenheng mellom egenskaper ved den enkelte nettkunde og kostnadsnivå utover kostnader til overføringstap og administrative kostnader. Selv om kostnadene ved kundespesifikke investeringer kan fordeles kollektivt på nettkundene som er involvert i utbyggingen, vil det likevel gjenstå en betydelig andel av de totale nettkostnadene som det er vanskelig å fordele i henhold til entydige og enkle kriterier.

Optimale variable tariffledd gir ikke kostnadsdekning

Den optimale prisen på overføring av elektrisitet kan utledes ved hjelp av samfunnsøkonomisk teori. En variabel overføringstariff som bare reflekterer marginale tap og eventuelle kapasitetsknappheter i nettet gir optimal utnyttelse av overføringskapasiteten. På den andre siden gir marginalkostnadsprising ikke full dekning av nettkostnadene. Det følger av at nettet er et naturlig monopol.

Generelt må tariffen som skal gi riktige prissignaler relateres til de marginale kostnadene ved å utvide elnettet. På grunn av kostnadsstrukturen i nettet vil de totale kostnadene ved å utvide kapasiteten, normalt være høyere enn marginalkostnaden. Inntekter fra tariffen som reflekterer kortsiktige marginalkostnader, kundespesifikke kostnader og eventuelle prissignaler vil ikke være tilstrekkelig til å dekke de samlede nettkostnadene. For å oppnå kostnadsdekning er det derfor nødvendig å innføre tariffen som kan dekke det *residuale inntektsbehovet*. Det samfunnsøkonomiske optimalitetskriteriet for slike tariffen er at de skal virke minst mulig vridende på så vel nettkundenes løpende utnyttelse av nettet som beslutninger om investeringer i ny kapasitet i det samlede energisystemet. For energimålte kunder i distribusjonsnettet er den viktigste beslutningen valg av oppvarmingsløsning, for eksempel el kontra fyringsolje, gass eller fjernvarme.

Store variasjoner i norsk tariffpraksis

Det er store variasjoner mellom konsesjonsområder, både med hensyn til tariffnivå og -struktur, for energimålte kunder i distribusjonsnettet. Variasjonene i nivå henger delvis sammen med nivået på de totale nettkostnadene i de ulike områdene, men det er også store variasjoner mellom nettselskaper med noenlunde samme kostnadsnivå. I alle nettselskaper er energileddet for de aktuelle kundene relativt høyt, og vesentlig høyere enn hva som må antas å være kostnadene ved marginale tap. Grunnlaget for fastleddet er også svært varierende. Noen selskaper opererer med differensierte fastledd for ulike typer energimålte kunder, mens andre bruker tariffen differensiert ut fra sikringsstørrelse og/eller installert effekt.

Den samfunnsøkonomiske anbefalingen: Lavere energiledd, høyere fastledd

Det er mulig å bruke påslag i energileddet utover marginalkostnaden ved det løpende forbruket for å dekke kostnadene i nettet. Særlig på lang sikt vil imidlertid høye energiledd gi samfunnsøkonomiske tap ved at nettkundene får et prissignal som reflekterer *gjennomsnittskostnaden* og ikke marginalkostnaden i nettet. Samtidig er det mulig å bruke todelt tariffen (energiledd pluss fastledd) som i mindre grad enn et rent energiledd påvirker sluttbrukernes valg. Det er derfor ønskelig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv at energileddet også for energimålte kunder settes til et nivå som svarer til kostnadene ved de marginale tapene i konsesjonsområdet. Det betyr at energileddet må settes vesentlig lavere enn i dag de fleste steder.

Lavere energiledd medfører at fastleddet må økes for å dekke det residuale inntektsbehovet, ettersom de totale nettkostnadene fortsatt må dekkes. Utformingen av fastleddet blir derfor viktig for sluttbrukernes valg av energiløsninger:

- Et fastledd basert på installert effekt vil gi kundene incentiver til å redusere installert effekt (i praksis ved å redusere sikringsstørrelsen). Det kan gi gale samfunnsøkonomiske signaler ettersom slike tariffer vil reflektere gjennomsnittskostnader og ikke marginale kostnader. Bruk av tariffledd basert på maksimalt effektuttak vil ha lignende virkninger. Tariffer basert på maksimal effekt kan likevel ha en samfunnsøkonomisk begrunnelse dersom de brukes til å rasjonere knapp kapasitet i distribusjonsnett. Det krever i så fall at det er innført automatisk måleravlesning slik at prissignalene kan gis når kapasiteten faktisk er knapp. Slike samfunnsøkonomisk optimale effekttariffer vil imidlertid ikke gi kostnadsdekning (og kundene er ikke lenger energimålte).
- Et fastledd pr. måler er i utgangspunktet fullstendig nøytralt, men er i noen grad sårbart for strategisk tilpasning ved at forbrukerne velger fellesmåling. Dette er imidlertid ikke nødvendigvis noe stort problem i praksis.

Fastleddet for de energimålte kundene kan i teorien også baseres på brukenes betalingsvilje for leveringskvalitet eller bolig-/næringsareal. Slike tariffer er imidlertid vanskelige å utforme i praksis som følge av manglende arealdata av tilstrekkelig høy kvalitet og problemer med å avsløre betalingsvilje for kvalitet.

Regulatoriske veivalg

Dagens tarifforskrift gir mange riktige prinsipielle anvisninger, men uheldig praktisering av regelverket bør unngås. Det kan tale for strengere håndheving av regelverket eller at regelverket eksplisitt utelukker tariff typer som ikke er ønskelige.

På lengre sikt kan det være ønskelig at nettselskapene i større grad enn i dag følger samme praksis med hensyn til tariffing av de energimålte kundene i distribusjonsnett, gitt at praksisen bygger på samfunnsøkonomiske kriterier. Hva harmonisering av tariffer angår, er det ikke hensiktsmessig at NVE fastsetter krav til nivået på energi- eller fastledd. Det skyldes de store variasjonene i nett-kostnader mellom konsesjonsområder. En bedre samfunnsøkonomisk tariff-utforming kan i stedet oppnås ved å stille krav til fordelingen av inntektene mellom fastledd og energiledd, eller ved å stille krav til at energileddet i hvert enkelt konsesjonsområde skal beregnes på grunnlag av de marginale tapene ved uttak i området.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Tariffer for overføring av elektrisitet spiller en viktig rolle som prissignal til produsenter og forbrukere av elektrisitet på kort og lang sikt. I distribusjonsnett kan tariffene særlig påvirke sluttbrukernes valg av energibærer til oppvarming. Utformingen av nettariffene har også betydelige fordelingsvirkninger mellom ulike kundegrupper og mellom kunder med forskjellig forbruk. Tariffene består normalt av et variabelt ledd pr. kWh og et fastledd som er uavhengig av det løpende energiforbruket. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har ansvaret for å fastsette retningslinjer for hvordan nettariffene skal utformes, men nettselskapene har i praksis betydelig frihet til å bestemme a) fordelingen mellom faste og variable tariffledd og b) grunnlaget for fastleddet for energimålte kunder.

Vi drøfter følgende spørsmål i denne rapporten:

Hva kjennetegner samfunnsøkonomisk optimale nettariffer?

Hvilke praktiske muligheter finnes med hensyn til alternative utforminger av fastleddet for energimålte sluttkunder i distribusjonsnett, og hvilke incentiv- og fordelingsegenskaper har alternative modeller?

Vi konsentrerer oss om tariffene til energimålte sluttkunder i distribusjonsnett, det vil i praksis si husholdninger, hytter og mindre næringskunder. Vi kommenterer imidlertid også kort tariffkonsekvensene av å innføre timemåling og automatisk måleravlesning for disse kundegruppene. Samspillet mellom nettariffer, avgiftspolitik og støtteordninger for alternativer til elektrisitet drøftes ikke. Vi gjør heller ikke vurderinger av tariffene ut fra politiske mål om bruk av elektrisitet kontra alternativer til el, men konsentrerer oss om nettariffer og nettkostnader isolert sett. I en fullstendig samfunnsøkonomisk vurdering av den optimale dimensjoneringen av kraftsystemet - produksjon, nett og forbruk - må også energikostnader, miljøvirkninger og andre forhold tas med i betraktningen. Målet i denne rapporten er å gi nødvendig innsikt i nettariffenes virkemåte fra et samfunnsøkonomisk perspektiv med utgangspunkt i kostnader og nytte ved *infrastrukturen* for transport av elektrisitet. Denne innsikten kan i sin tur benyttes som innspill til mer helhetlige vurderinger av tariffregelverket.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra NVE.

1.2 Vurderingskriterier

Prinsipper for utforming av tariffer i Norge er nedfelt i Olje- og energi-departementets Forskrift til energiloven og NVEs Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer. Hovedprinsippene som alle nettselskaper er ansvarlig for å følge inkluderer:

1. Nettselskapet plikter å tilby alle som etterspør netjtjenester *ikke-diskriminerende* og objektive punktтарiffer og vilkår.
2. Tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om *effektiv utnyttelse* og *effektiv utvikling* av nettet.
3. Tariffene kan differensieres etter *objektive og kontrollerbare* kriterier basert på relevante nettforhold.

I vår analyse av alternative tariff typer vil vi ta det for gitt at alle som etterspør netjtjenester vil bli tilbudt nettilknytning på ikke-diskriminerende vilkår. Vi vurderer derimot alternativene ut fra kravene om (1) *effektiv utnyttelse og utvikling av nettet*, (2) *objektivitet og kontrollerbarhet* og (3) *relevans*. Med relevans forstår vi graden av samsvar mellom tariffgrunnlag og kostnadsforhold i nettet. I tillegg tar vi med et fjerde vurderingskriterium som NVE ikke eksplisitt nevner, men som er sentralt, nemlig at tariffene som utformes må være *administrativt håndterbare*.

Samlet kan disse kriteriene ses som en operasjonalisering av energilovens overordnede formål om at ”produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi [skal foregå] på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.” Samfunnsøkonomisk effektive nettariffer er med andre ord en nødvendig betingelse for at lovens formålsparagraf skal oppfylles.

1.3 Om denne rapporten

Rapporten er disponert som følger:

- I kapittel 2 drøfter vi noen sentrale egenskaper ved etterspørselen etter overføring av elektrisitet og kostnadsstrukturen i elnettet med utgangspunkt i økonomisk teori og empiri fra norske nettselskaper.
- I kapittel 3 drøfter vi hvordan samfunnsøkonomisk optimale priser for kraftoverføring kan utformes.
- I kapittel 4 analyserer vi utvalgte forslag til alternative utforminger av fastleddet fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.
- I kapittel 5 oppsummerer vi hovedkonklusjonene og gjør noen avsluttende refleksjoner.

Supplerende stoff er plassert i egne vedlegg.

2 Overføring av elektrisitet

Tema for dette kapitlet er etterspørselen etter overføring og nettilknytning og kostnadsstrukturen i elnettet. Vi ser først på etterspørselen etter overføring. Deretter drøfter vi kostnadsstrukturen basert på landsdekkende data for nett-virkningsheten fra NVE og casestudier av kostnader i distribusjonsnett.

2.1 Etterspørsel

Forbrukernes etterspørsel etter investeringer i elektrisitetsnett er avledet av etterspørselen etter tjenester som benytter energi som innsatsfaktor:

- Noen slike tjenester - som datautstyr og infrastruktur for ulike medier og kommunikasjonsmidler - er elspesifikke i den forstand at bare elektrisitet kan dekke forbrukernes etterspørsel.
- Andre tjenester - som oppvarming - kan derimot også dekkes av andre energibærere, for eksempel fjernvarme eller naturgass.

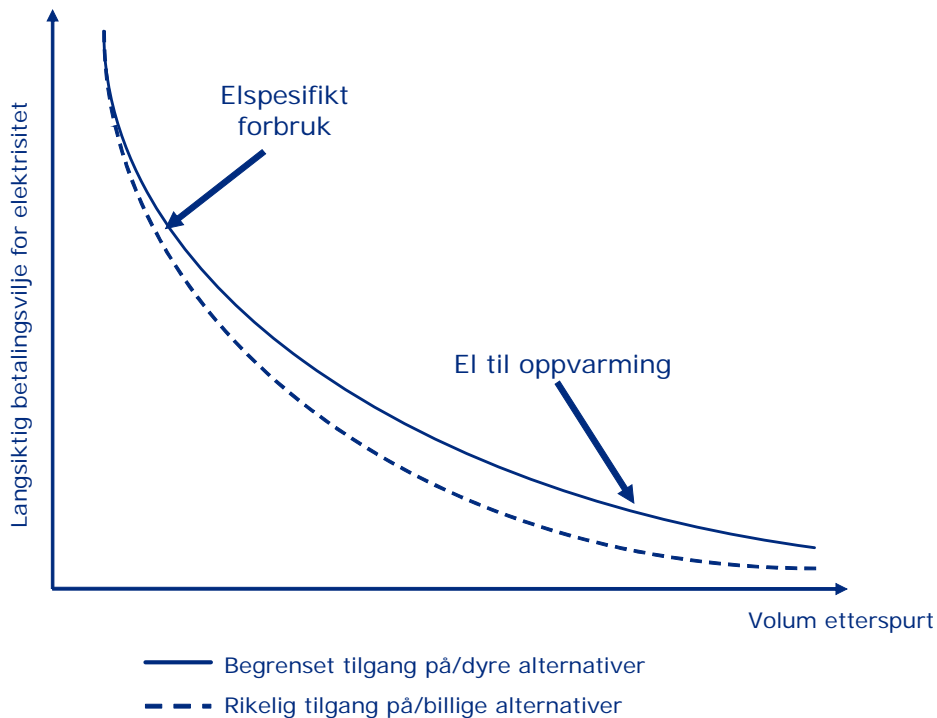
Hvis forbruket er helt avhengig av tilknytning til nettet, vil betalingsviljen være høyere enn dersom avhengigheten av nettet er lavere. Det er selvsagt også andre faktorer som avgjør betalingsviljen, som muligheten til å ta ut effekt på ulike tidspunkter, på bestemte steder og med en gitt kvalitet og spenningsnivå. Det at det finnes et betydelig elspesifikt forbruk med svært stor nytte pr. kWh, gjør imidlertid at konsumentoverskuddet ved selve tilknytningen er stort. I praksis vil derfor så å si alle forbrukere ønske å være tilknyttet elektrisitetsnett. I prinsippet kan det elspesifikke forbruket dekkes uten nettilknytning, men i normale tilfeller er kostnadene da langt større.¹ Forbrukere og kraftprodusenter vil også etterspørre forsterkninger og nye linjer etter hvert som forbruket og produksjonskapasiteten vokser. Over tid vil det også være nødvendig å skifte ut anlegg, og det kan være ønskelig å oppgradere nettløsningene.

Figuren nedenfor illustrerer hvordan den langsiktige etterspørselskurven etter elektrisitet kan se ut. Betalingsviljen for elektrisitet måles langs andreaksen, mens etterspurt volum måles langs førsteaksen. Betalingsviljen for det elspesifikke forbruket er svært høy og tilnærmet ufølsom for endringer i prisen (den bratte delen av kurven). Etterspørselen etter el til oppvarming er derimot følsom for

¹ Et mulig unntak kan for eksempel være bruk av solceller til hyttestrøm. Lokal kraftproduksjon hos sluttbruker kan generelt være en erstatning for nettilknytning, men ofte vil slike sluttbrukere likevel ønske å være tilknyttet nettet for å ha muligheten til å selge overskuddsproduksjon eller ha tilgang på en reserveløsning.

prisendringer (den flattere delen av kurven). I figuren viser vi to mulige forløp for etterspørselen. Den heltrukne kurven reflekterer at det er begrenset tilgang på alternativer til el til oppvarmingsformål (for eksempel fjernvarme), eventuelt at kostnadene ved alternativene er høye. Den stiplede kurven viser en situasjon der det er tilgang på alternativer til relativt lave kostnader. Betalingsviljen for det elspesifikke forbruket er derimot den samme uansett tilgang på alternativer.

Figur 2.1 Mulige profiler på den langsiktige etterspørselen etter elektrisitet



Vi har så langt diskutert betalingsviljen for å være *tilknyttet* nettet. Betalingsviljen for kapasitetsutvidelser eller kvalitetsøkninger vil imidlertid følge et lignende forløp. Også her vil nettkunder med tilgang på (billige) alternativer ha en lavere betalingsvilje enn kunder uten slik tilgang. Generelt vil betalingsviljen for elnettinvesteringer avhenge av følgende forhold:

- Kostnadene ved å frambringe den etterspurte energien ved lokal kraftproduksjon uten nettilknytning (elspesifikt forbruk) og/eller andre energibærere (termisk forbruk)
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Kostnadene ved overføringstap i nettet
- Kostnadene ved avbrudd og variasjoner i spenningskvalitet
- Flaskehalskostnader

På kort sikt vil kunder med alternative oppvarmingskilder installert ha en mer prisfølsom etterspørsel enn kunder uten slike alternativer. Den mest fleksible gruppen vil være de som både har elektrisk oppvarming og tilgang på ett eller flere alternativer. Disse vil kunne bytte mellom energibærere når (de relative) energiprisene varierer. Kunder med bare alternativ oppvarming vil ventelig ha den minst prisfølsomme etterspørselen. Et sted mellom disse ytterpunktene finner vi

kunder med bare elektrisk oppvarming. For disse er det mulig å respondere på kraftprisen ved å redusere innetemperaturen, noe som gir en viss grad av fleksibilitet. For kunder med bare alternativ oppvarming vil reduksjon i det elsespesifikke forbruket være den eneste muligheten, men denne delen av etterspørselen er i utgangspunktet lite prisfølsom.

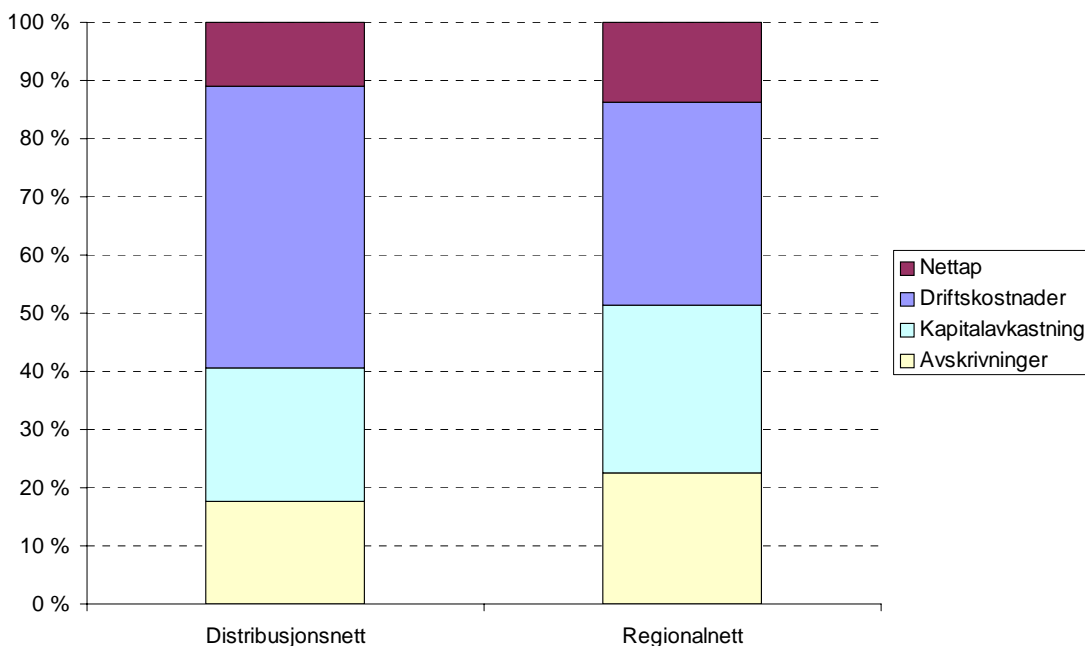
2.2 Kostnadsstrukturen

2.2.1 Makrobildet

I distribusjonsnett (spenningsnivå fra 22 kV og lavere) utgjør kapitalkostnadene i form av avskrivninger og avkastning på kapitalen grovt regnet i underkant av halvparten av de samlede nettkostnadene. På høyere nettnivåer er andelen kapitalkostnader vesentlig høyere. De variable kostnadene på kort sikt er i all hovedsak overføringstap, som normalt utgjør i underkant av 10 prosent av totalkostnadene (avhengig av kraftprisen, det vil si prisen på energien som går med til dekke tapene). Kostnader til drift og vedlikehold er i praksis uavhengige av det løpende forbruket i et kortsiktig perspektiv. På lang sikt vil også disse kostnadene variere med forbruksnivået, men sammenhengen mellom energiforbruk og kostnader til drift og vedlikehold er ikke lineær.

I figuren nedenfor viser vi kostnadsstrukturen i det norske distribusjons- og regionalnettet i 2003 på grunnlag av tall fra den økonomiske og tekniske rapporteringen til NVE. Kapitalavkastningen er basert på bokført nettkapital og en rente på 8 prosent. Tapskostnadene er relativt høye som følge av den høye spotprisen i 2003 (ca. 29 øre/kWh). Tapene i regionalnettet er lavere målt som andel av overført energi på grunn av det høyere spenningsnivået, men tapskostnadene målt i kr. utgjør en høyere andel av de samlede kostnadene i regionalnettet.

Figur 2.2 Kostnadsstruktur i distribusjons- og regionalnettet



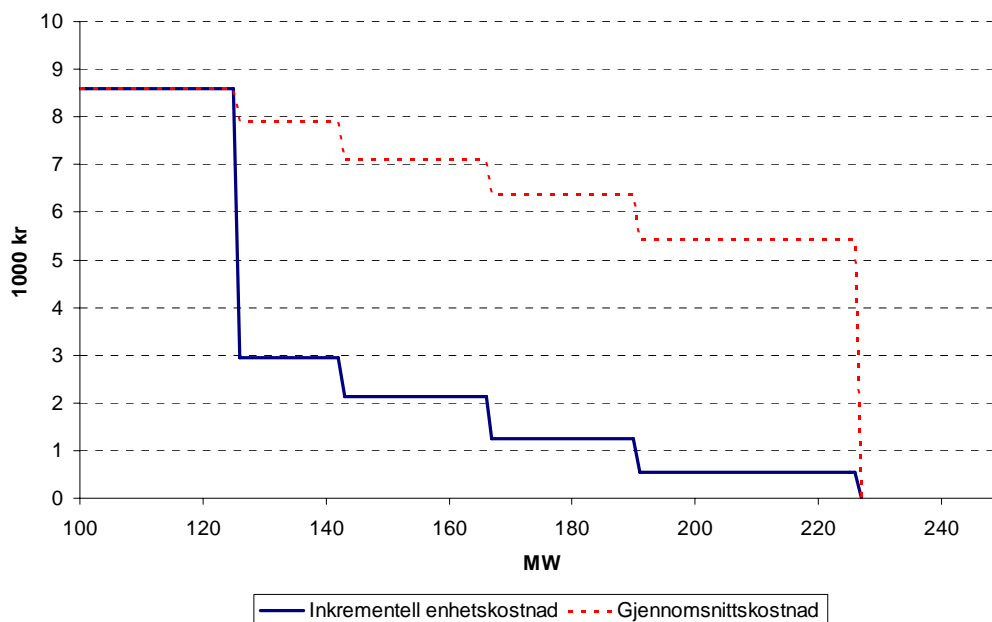
Kilde: NVE, ECON

2.2.2 Mikrobildet

Vi skal i dette avsnittet se på et konkret eksempel på hvordan kostnadsstrukturen i nettet ser ut på anleggsnivå. Vi tar utgangspunkt i et eksempel basert på en tenkt investering i en 132 kV-linje (hentet fra Sand, 2003). Det finnes fem ulike alternativer for valg av tverrsnitt, hvor den samlede investeringskostnaden er en stigende funksjon av tverrsnittet. Den dyreste løsningen koster ca. 14 prosent mer enn den billigste. Det største tverrsnittet gir ca. 1,8 ganger så stor maksimal overføringsevne som det minste ved et spenningsnivå på 132 kV.

I figuren nedenfor har vi illustrert den inkrementelle enhetskostnaden eller marginalkostnaden ved å øke kapasiteten. Den første delen av kurven viser gjennomsnittskostnaden i 1000 kr/MW (for én km linje) ved å bygge linja med den minste overføringsevnen, mens de neste delene viser gjennomsnittskostnaden pr. MW kapasitet ved å bygge ut ekstra kapasitet for hvert enkelt trinn. Det koster ca. 8600 kr. pr. MW å bygge ut det første trinnet. Velger vi det nest minste tverrsnittet, koster den ekstra kapasiteten (utover kapasiteten som det minste tverrsnittet gir) ca. 3000 kr. pr. MW. Det er også interessant å se på forholdet mellom den inkrementelle enhetskostnaden og den totale gjennomsnittskostnaden ved de forskjellige tverrsnittene. Gjennomsnittskostnaden er vist ved den stiplede kurven i figuren. Vi ser at gjennomsnittskostnaden er størst ved alle tverrsnitt unntatt det minste - da er de to kostnadene like pr. definisjon.

Figur 2.3 *Inkrementelle enhetskostnader og gjennomsnittskostnader pr. MW ved ulike tverrsnitt*



Kilde: SINTEF Energiforskning, ECON

Tilsvarende skalaegenskaper gjør seg gjeldende også for andre typer nettanlegg, særlig linjer, kabler og transformatorer. For investeringer i målere, toveiskommunikasjon og IT-utstyr kan kostnadsstrukturen se annerledes ut. Innslaget av sprangvise investeringer og fallende marginalkostnader er antakelig mindre enn for andre nettanlegg (med unntak av selve etableringen av ny IT-infrastruktur og lignende investeringer med engangspreg). Slike investeringer utgjør imidlertid en

beskjeden andel av de samlede nettinvesteringene sammenlignet med linjer, kabler og transformatorer.

Et annet moment er at eksemplet ovenfor viser kostnadsstrukturen for et enkeltstående nettanlegg. Når vi ser på samlede løsningsvalg, kan bildet være litt annerledes. For eksempel kan valg av stor kapasitet på en linje stille andre krav til valg av transformatorløsninger etc. enn hva en svakere dimensjonert linje ville ha gjort. I neste avsnitt skal vi se nærmere på et mer sammensatt eksempel på dimensjonering av distribusjonsnett.

2.2.3 Kostnader i praksis: Dimensjonering av distribusjonsnett

Når et nytt boligfelt skal bygges, vil som regel det lokale nettselskapet trekkes inn i prosessen for å avklare hvordan de nye installasjonene skal kobles til det eksisterende nettet. Dette er fordi husholdningene har en svært høy betalingsvilje for å være tilknyttet elnettet som følge av elspesifikt forbruk.

For å få en bedre forståelse av kostnadene ved ulike dimensjonerings av distribusjonsnett har vi utarbeidet et eksempel på prosjektering av elnett i et nytt boligfelt. Eksemplet er basert på intervjuer med et utvalg nettselskaper. Vårt utgangspunkt er å se på hvordan valg av nettløsning og tilhørende komponenter påvirker kostnader. I tillegg vil vi si noe om andre forhold som må ivaretas ved dimensjonering av lavspentanlegg. Med denne tilnærmingen ønsker vi å avdekke hvorvidt dimensjoneringskostnader kan kobles mot en eller flere direkte observerbare størrelse(r). Alle kostnadsanslagene nedenfor er basert på innspill fra utvalget nettselskaper vi har intervjuet. Anslagene er neppe representative for landet sett under ett, men vi er i denne sammenhengen ikke interessert i å lage representative kostnadsanslag for utbygging av lavspent distribusjonsnett. Derimot er vi interessert i de relative kostnadene ved ulike dimensjonerings i et gitt konsesjonsområde. For det formålet er tallene nedenfor tilstrekkelige.

Forutsetninger

Vi legger følgende forutsetninger til grunn:

- Det skal bygges et nytt boligfelt med 40 eneboliger som benytter strøm til oppvarming. Ønsket installert effekt pr. bolig er beregnet til ca. 15 kW.
- Boligene skal forsynes med strøm fra en ny sentralt plassert² nettstasjon på feltet.
- Det skal settes ut 6 kabelskap ved vei, med ett kortslutningsvern for hver bolig.
- Om 5 år skjer det sannsynligvis ny utbygging av 20 eneboliger som skal forsynes fra samme nettstasjon.

² Det er sjelden en nettstasjon vil bli optimalt plassert i nytt boligfelt. Dette skyldes at arealutnyttelse og boligbeliggenhet ofte er styrende kriterier når et nytt boligfelt skal bygges. Endring av forutsetningen om optimal plassering påvirker ikke de prinsipielle konklusjonene fra analysen.

Dette er en ganske typisk dimensjoneringsbeslutning i sentrale strøk, men er mindre relevant i distriktene. Mange av de prinsipielle økonomiske egenskapene vil likevel være relevante for andre typer utbygginger.

Det finnes i prinsippet mange løsninger for å forsyne et slikt nytt boligfelt med elektrisitet. Vi har valgt å se på to alternativer for å illustrere kostnadsstrukturen ved nettutbygging. Før vi beskriver alternativene er det viktig å forklare begrepene *termisk kapasitet* og *økonomisk tverrsnitt*. *Termisk kapasitet* referer til den maksimale tekniske belastningen en strømkabel tåler og måles i ampere (A). Et større kabeltverrsnitt (mm^2) vil ha en høyere termisk kapasitet enn et mindre kabeltverrsnitt under samme fysiske forhold. En kabel vil imidlertid sjelden belastes opp mot termisk kapasitet fordi kabelen da kan bli overopphetet, noe som både øker de fysiske tapene og risikoen for at kabelen går i stykker.

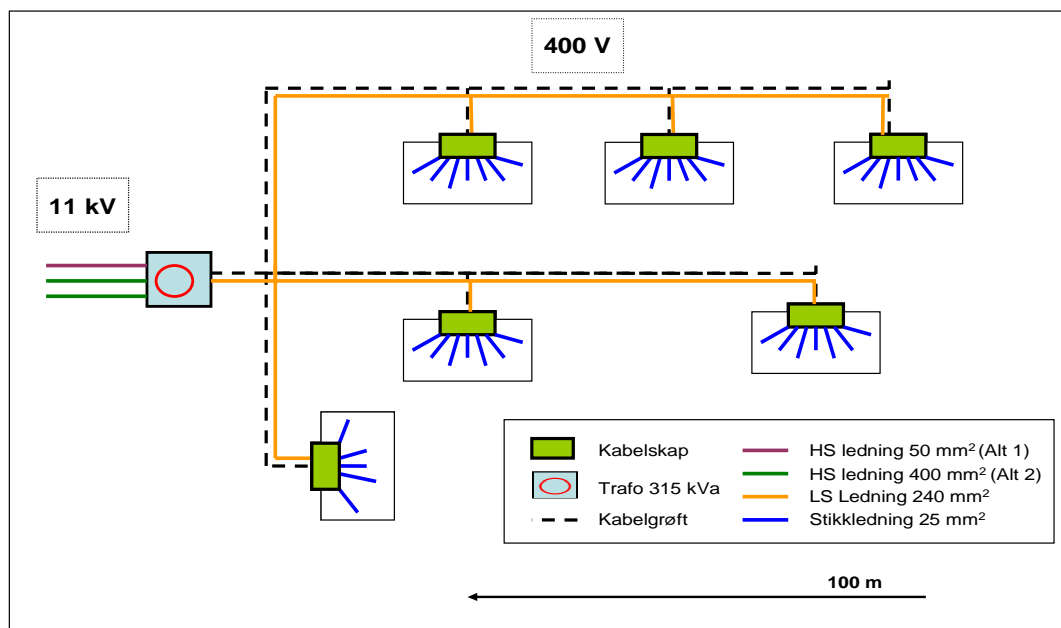
Fysiske tap, som er en viktig dimensjoneringsparameter, er ikke bare avhengig av kabelens temperatur. Tapene øker også med lengden av kabeloverføringen. Derfor velger nettselskaper i utgangspunkt større kabeltverrsnitt på lange overføringer, mens det er tilstrekkelig med mindre kabeltverrsnitt på kortere overføringer.

Når nettselskapene beregner *økonomisk tverrsnitt*, tar de hensyn til kabelens termiske kapasitet, kostnad pr. meter, fysiske tap, levetid og forventet belastning. Det vil si at nettselskapene beregner optimal belastning målt i ampere med utgangspunkt i disse hovedparametrene fra et bedriftsøkonomisk (og i noen tilfeller samfunnsøkonomisk) perspektiv for ulike kabeltverrsnitt.

Alternative løsninger

Vi ser på to forskjellige løsninger for forsyningen av det nye boligfeltet. Alternativ 1 og 2 med tekniske komponenter er illustrert i figuren nedenfor.

Figur 2.4 Tilførsel av elektrisitet til et nytt boligfelt



- *Alternativ 1.* Høyspentanlegget bygges her noe forenklet med enkel satellittkiosk og transformatorbrytere. Tilførselskabelen på 11 kV har kabeltverrsnitt (50 mm^2) som isolert sett gir en kostnad på 175 kr. pr. meter

og økonomisk tverrsnitt på ca. 70 A.³ Med tverrsnitt 50 mm² har man dimensjonert for å dekke effektbehovet til de 40 eneboligene pluss en eventuell andre fase utbygging av 20 eneboliger. På lavspentsiden for hovedkabelen som skal føres langs veien til kabelselskapene, en total kabellengde på cirka 550 m, velges tverrsnitt 240 mm². På stikkledningene inn til hver av installasjonene, en avstand på ca. 25 meter, klarer man seg med 25 mm². Ved denne siste dimensjoneringen sparer man isolert sett cirka 113 kr. pr. meter (165 kr. pr. meter vs. 52 kr. pr. meter). Alternativ 1 kan imidlertid gi mer avbrudd for nettkunder ved feil eller arbeid på eller nær tilførselskabel. Det kan også tenkes at eneboligene konverteres til hybler. Da vil ikke den valgte dimensjoneringen nødvendigvis være tilstrekkelig for å dekke det økte kraftbehovet.

- *Alternativ 2.* Høyspentanlegget skal bygges med normal innsløyfing av 11 kV jordkabel med større kabeltverrsnitt (400 mm²). Prisen på kabelen er 2,4 ganger høyere enn alternativ 1, men optimal belastning/økonomisk tverrsnitt er 4 ganger større.⁴ Innsløyfing har den fordelen at boligfeltet kan forsynes fra to retninger. Dette øker forsyningsikkerheten. Det bygges også en standard betongkiosk (som gir mindre vedlikehold fordi kiosken er mindre værutsatt) med 11 kV bryteranlegg med kabel- og transformatorbrytere. På lavspentsiden velges de samme komponentene som under alternativ 1.

I tabell 2.1 viser vi kostnadene ved selve kabelen med forskjellige tverrsnitt samt den termiske kapasiteten og tilhørende optimal belastning (økonomisk tverrsnitt).

Tabell 2.1 Kostnader, termisk kapasitet og økonomisk optimal belastning for ulike kabeltverrsnitt

<i>Høyspentnett (11 kV)</i>			
Tverrsnitt	Kostnad*	Termisk kapasitet (A)	Økonomisk tverrsnitt (A)
50 mm ²	175 kr. pr. meter	185	70
150 mm ²	245 kr. pr. meter	355	130
240 mm ²	305 kr. pr. meter	455	170
400 mm ²	420 kr. pr. meter	600	280
<i>Lavspentnett (400 V)</i>			
Tverrsnitt	Kostnad*	Termisk kapasitet (A)	Økonomisk tverrsnitt (A)
16 mm ² Cu	110 kr. pr. meter	100	
25 mm ²	52 kr. pr. meter	100	17,5
50 mm ²	66 kr. pr. meter	150	35
95 mm ²	90 kr. pr. meter	220	67
150 mm ²	136 kr. pr. meter	290	105
240 mm ²	165 kr. pr. meter	375	170

*pris inkluderer kabeldekkbord m.m.

³ Etter hva vi erfarer er det mer vanlig å bruke 11 kV tilførselskabel i sentrale strøk, mens 22 kV gjerne velges i mer landlige områder. Endring av forutsetningen om spenningsnivå på tilførselskabelen har lite å si for konklusjonene vi trekker.

⁴ Jf. kostnadseksempel for en 132 kV-linje som vi viste ovenfor.

I tabell 2.2 viser vi de samlede kostnadene ved de to alternativene, både materiell og arbeid.

Tabell 2.2 Totale nettkostnader for alternativ 1 og alternativ 2

<i>Alternativ 1 (materiell og arbeid)</i>		<i>Alternativ 2 (materiell og arbeid)</i>	
<i>Antall</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Antall</i>	<i>Beskrivelse</i>
<i>1 stk.</i>	<i>Satellittkiosk DF, lavsp. Tavle</i>	<i>1 stk.</i>	<i>Kiosk 2K+1T høysp. anl</i>
<i>1 stk.</i>	<i>Trafo 315 kVA</i>	<i>1 stk.</i>	<i>Trafo 315 kVA</i>
<i>250 m</i>	<i>TSLE 3x1x50 mm² (11 kV)</i>	<i>250 m</i>	<i>TSLE 4x1x 400 mm² (11 kV)</i>
<i>550 m</i>	<i>FLEXI TFXP 4x240 mm² (400 V)</i>	<i>550 m</i>	<i>FLEXI TFXP 4x240 mm² (400 V)</i>
<i>1000 m</i>	<i>TFXP 400 V 4x25 mm²</i>	<i>1000 m</i>	<i>TFXP 400 V 4x25 mm²</i>
<i>6 stk.</i>	<i>Kabelskap 700</i>	<i>6 stk.</i>	<i>Kabelskap 700</i>
<i>350 m</i>	<i>Kabelgrøft</i>	<i>350 m</i>	<i>Kabelgrøft</i>
<i>350 m</i>	<i>Dekkbord</i>	<i>350 m</i>	<i>Dekkbord</i>
<i>350 m</i>	<i>Jordledning</i>	<i>350 m</i>	<i>Jordledning</i>
<i>350 m</i>	<i>Div./varselb./kabelskap</i>	<i>350 m</i>	<i>Div./varselb./kabelskap</i>
<i>Sum anleggs-kostnad</i>	<i><u>607 037 kr</u></i>	<i>Sum anleggs-kostnad</i>	<i><u>716 185 kr</u></i>

Vi ser at forskjellene er knyttet til valg av kabelløsning samt valg av betongkiosk kontra satellittkiosk.⁵

Alternative oppvarmingskilder

Distribusjonseksemplet beskrevet ovenfor vil bli annerledes hvis installasjonene i boligfeltet har tilgang til og bruker en alternativ energibærer til oppvarming (for eksempel fjernvarme eller gass). I teorien kan effektbehovet falle fra 15 kW til ca. 5 kW pr. enhet (grovt anslag). Mindre effektbehov betyr mindre transformator og dermed mindre nettstasjon med dertil lavere kostnad. Nettselskapet kan sannsynligvis redusere størrelsen på trafoen fra 315 kVA til 200 kVA. I en del tilfeller vil kabeltverrsnitt og antall kabelskap kunne reduseres, men her må nettselskapet også ta hensyn til kortslutningsverdier (se nedenfor). Det er imidlertid grunn til å vente at den prosentvise reduksjonen i kostnader er betydelig lavere enn den prosentvise reduksjonen i installert effekt og energiforbruk (om effektbehovet faller med 2/3, reduseres ikke nettkostnadene med like mye).

I praksis opplyser nettselskapene likevel ofte at de velger å "overdimensjonere" nye nettanlegg. En viktig forklaring er at leverandører av konkurrerende oppvarmingskilder ikke har leveringsplikt. Hvis en gass- eller fjernvarmeleverandør går konkurs, så har de ikke noen videre leveringsforpliktelser. I en slik situasjon vil det være nettselskapets ansvar å sørge for at det eksisterende nettet er i stand til

⁵ Den valgte traføløsningen gir en maksimal effektkapasitet på 315 kW, mens vi ovenfor antok at effektbehovet var 15 kW/bolig x 40 boliger, det vil si 600 kW. I tillegg antok vi at det var aktuelt med utbygging av ytterligere 20 eneboliger på et senere tidspunkt. Valg av traføløsning er basert på erfaringene til nettselskapene vi har intervjuet - i praksis vil effektbelastningen ofte ligge vesentlig lavere enn det maksimalbehovet som meldes inn av utbygger.

å dekke det økte effektbehovet som oppstår. På grunn av risikoen for å måtte grave opp deler av nettanleggene i framtiden, velger derfor nettselskap ofte å dimensjonere nye nettanlegg for et større forbruk enn det som initialt er forventet, selv om det finnes alternative oppvarmingsløsninger.⁶

Andre forhold

Vi har ovenfor sett på dimensjoneringen av elnett for å forsyne et nytt boligfelt med utgangspunkt i effektbehov pr. bolig, antall boliger og beliggenhet av de enkelte boligene. Det er også flere andre forhold som må ivaretas ved dimensjoneringen av slike anlegg:

- *Kostnader ved gravearbeid.* I caset er gravekostnadene regnet til 300 kr. pr. meter. Denne gravekostnaden gir ytterlig incentiv til oppdimensjonering for å unngå dobbeltarbeid hvis forbruket i området blir høyere enn først antatt.
- *Kortslutningsverdier.* Det er viktig å dimensjonere nettet slik at man har tilstrekkelig kortslutningsverdi ute ved hvert anlegg for utløsning av vern ved feil.
- *Tap.* Nettet bør dimensjoneres slik at tapet ikke overskrider 4 prosent.
- *Leveringskvalitet.* Nettet skal dimensjoneres for å kunne oppfylle kravene i forskrift om leveringskvalitet.
- *Framtidige planer i området.* Hvis det foreligger konkrete planer for utvidelse av området må dette tas hensyn til både når det gjelder plasseringen av nettstasjonen og dimensjoneringen av lavspenningkablene.
- *Plassering av kabelskap.* Plassering av kabelskap har også en innvirkning på hvilke tverrsnitt som skal benyttes på tilførselskablene. Det kan ofte være aktuelt å forsyne fra nettstasjon til et kabelskap og videre fra dette kabelskapet til neste.
- *Kostnader.* Hvis man gjennom beregninger kommer fram til at det er forsvarlig å redusere kabeltverrsnittet ute i lavspenningnettet, for eksempel fra et kabelskap til et annet, må man også se på om det kostnadmessig vil være noe å tjene på å operere med forskjellige tverrsnitt. Tilsvarende gjelder hvis et kabelskap står i kort avstand fra nettstasjonen.
- *Standarder på komponenter.* Nettselskaper har gjerne valgt seg visse typer standarder med hensyn til komponenter og typer av nettløsninger. Det får igjen konsekvenser for vedlikeholdsbehov, informasjonssystemer, arbeidsrutiner etc. Avvik fra standardløsninger kan medføre betydelige mer-kostnader i et totalperspektiv for selskapet.

⁶ Vi understreker at dette er nettselskapenes praksis og ikke vår vurdering av hva som er samfunnsøkonomisk optimal tilpasning gitt risikoen for at andre leverandører av varme kan gå konkurs. Hvis en fjernvarme- eller gassleverandør går konkurs, og det er etablert et distribusjonsnett, skulle en tro at det var mulig å selge anleggene til en ny operatør slik at leveransene kan videreføres. Det er også mulig å stille krav til leverandører av fjernvarme eller gass om å lage planer for ivaretagelse av kundenes leveranser i tilfelle konkurs. En slik bestemmelse finnes i Lov om elektronisk kommunikasjon (ekomloven), som omfatter alle leverandører av elektroniske kommunikasjonstjenester (telefon, bredbånd, kabel-tv osv.). Den aktuelle paragrafen er riktignok ikke trådt i kraft ennå, men loven viser at det er mulig å sikre leveranser med regulatoriske virkemidler. Ofte er det også det lokale nettselskapet som står for utbyggingen av fjernvarme eller gass.

De nye kundene vil også påføre nettselskapet administrative kostnader knyttet til fakturering, informasjon, måleravlesning osv. Disse kostnadene vil normalt være noenlunde de samme for hver enkelt kunde uavhengig av energiforbruk, installert effekt eller leveringskvalitet (med forbehold om at forskriftskrav om hyppigheten av fakturering og lignende kan føre til litt forskjellige kundespesifikke kostnader som faktisk avhenger av forbruksnivået - sammenhengen er imidlertid åpenbart ikke lineær).

Et annet moment er at vi ovenfor bare har sett på kostnadene ved ulike løsninger i lavspentnettet og selve tilførselskabelen og trafoen på høyspenningssiden. I praksis kan utbyggingen av et boligfelt av typen vi har sett på, medføre behov for investeringer i overliggende nett. For eksempel kan forbruksøkningen gjøre det ønskelig å forsterke høyspentdistribusjonsnett gjennom bygging av reservelinjer for å styrke leveringssikkerheten i konsesjonsområdet, eller det kan oppstå knapphet på transformeringskapasitet fra regionalnettet når forbruket øker. Kostnader til forsterkninger av det øvrige nettet vil påløpe i noen tilfeller, men ikke i andre. Kostnadene vil med andre ord være situasjonsspesifikke. Dessuten vil andre kunder ha nytte av eventuelle investeringer i overliggende nett, slik at de samlede kostnadene ikke uten videre kan tilordnes et boligfelt eller en enkeltkunde.

2.2.4 Observasjoner og refleksjoner

I det foregående har vi sett på kostnadene i nettet på et aggregert nivå og på anleggsnivå. I tillegg har vi sett på et tenkt eksempel på valg av nettløsning ved utbygging av et nytt boligfelt. Vi kan gjøre følgende observasjoner basert på disse analysene:

- Dimensjonering av nettanlegg er et flermåls beslutningsproblem hvor nettselskapet må ta hensyn til mange forhold samtidig. Skalaegenskaper ved kabelverrsnitt kan for eksempel gjøre det gunstig å "overdimensjonere" i forhold til husholdningens foreløpige energi- og/eller effektbehov for å få forbedret forsyningssikkerheten lokalt. Med dette kan nettselskapet dessuten unngå og/eller utsette framtidige nettinvesteringer som følger fra nye utbygginger eller vekst i det generelle elforbruket i samme boligfelt.
- Alternative oppvarmingskilder vil ikke nødvendigvis redusere kostnadene for nettselskapet, og kostnadene vil definitivt ikke reduseres proporsjonalt med effektkapasiteten eller energiforbruket. Dels vil også manglende leveringsplikt for tilbydere av alternative oppvarmingsløsninger gjøre det ønskelig for nettselskapet å legge til rette for at etterspørselen etter energi til oppvarming kan dekkes via elnettet uansett.
- Leveringskvalitet er i stor grad et kollektivt gode i en gitt del av nettet. I distribusjonseksemplet vårt vil alle kundene i boligfeltet oppleve den samme leveringskvaliteten når vi ser bort fra mulige hendelser som forårsaker kvalitetsavvik (avbrudd eller spenningsvariasjoner) i de kundespesifikke anleggene.
- Det er ikke noen klar sammenheng mellom nettkostnader og effekt, energi, antall kunder eller andre størrelser som er enkle å observere. I eksemplet vårt kan akkurat det samme effekt-/energiforbruket generere forskjellige nettkostnader. Bare forventet leveringskvalitet og muligheten for videre utbygging vil variere mellom de to utbyggingsløsningene. Om én eller noen

få av kundene i boligfeltet velger en lavere effektinstallasjon som følge av at de velger en alternativ oppvarmingskilde, påvirker heller ikke det nettkostnadene ut over en viss reduksjon i overføringstapene. Ettersom investeringene gjerne skjer i større sprang, enten en ser på enkeltkomponenter eller større samlede løsninger for en gitt del av nettet, kan den samme nettløsningen - og dermed det samme nivået på nettkostnadene (med unntak av tapskostnadene) - betjene mange nivåer på energiforbruk og maksimalt effektuttak.

- Nettkostnadene ved et gitt nivå på effekt, energi og leveringskvalitet vil variere mellom områder også internt i et konsesjonsområde. Det kan skyldes lokale forskjeller i naturgitte og andre rammevilkår (markslag, annen bebygelse, kommunale arealplaner osv.), men også den historiske utbyggingen av nettet i ulike områder.
- Marginalkostnaden ved å utvide overføringskapasiteten vil normalt være liten i forhold til gjennomsnittskostnaden ved kapasitetsøkningen.

Det er tre grunnleggende forhold ved kostnadsstrukturen som er sentrale i den videre diskusjonen om tariffer:

- De variable kostnadene i elnettet er beskjedne og består i all hovedsak av kostnader knyttet til overføringstap. Endringer i energiforbruket påvirker ikke kostnadene på kort sikt, og heller ikke på lang sikt trenger det være noen særlig sterk sammenheng mellom forbruket til enkeltkunder og de totale nettkostnadene.
- Det finnes i praksis ikke ett enkelt dimensjoneringskriterium for distribusjonsnett. Valg av nettløsning og tilhørende kostnader er en funksjon av forventet energiforbruk, maksimalt effektbehov, kundekrav til leveringskvalitet, komponentstandarder og forskjellige myndighetskrav knyttet til leveringskvalitet, HMS-krav osv.
- Det er ingen veldefinert sammenheng mellom egenskaper ved den enkelte nettkunde og kostnadsnivå utover kostnader til overføringstap og administrative kostnader. Kostnadene ved kundespesifikke investeringer, som de samlede direkte kostnadene i forbindelse med utbyggingen av et boligfelt, kan også fordeles kollektivt på nettkundene som er involvert i utbyggingen. Det vil likevel gjenstå en betydelig andel av de totale nettkostnadene som er vanskelig å fordele i henhold til entydige og enkle kriterier.

3 Optimale tariffer i teorien

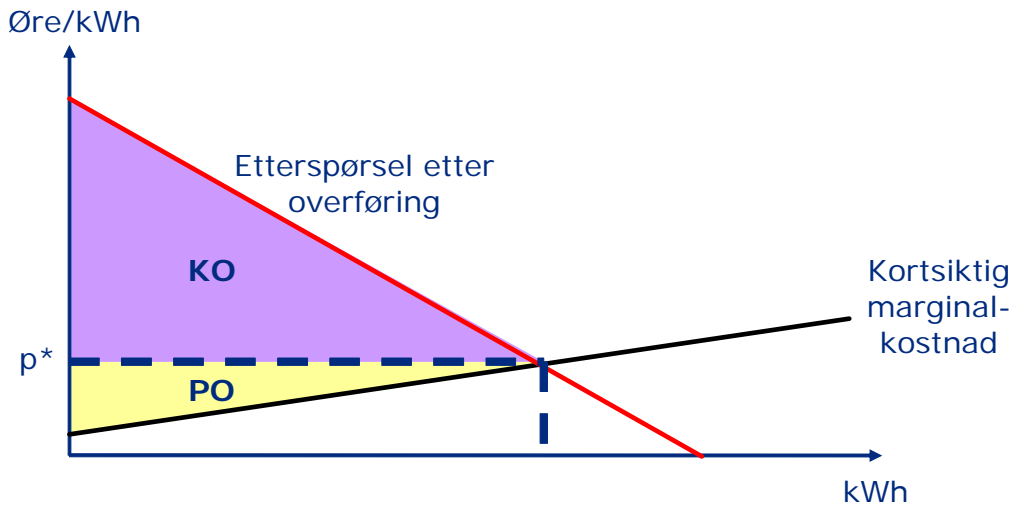
I forrige kapittel beskrev vi etterspørselen etter overføring av elektrisitet og kostnadsstrukturen i elnettet. I dette kapitlet tar vi for oss kriteriene for samfunnsøkonomisk optimal prising av overføring av elektrisitet med utgangspunkt i at elnettet utgjør et naturlig monopol. Vi drøfter først hvordan nettareffene kan utformes for å reflektere de kortsiktige marginalkostnadene i nettet. Deretter tar vi for oss hvordan langsiktige prissignaler kan gis via tariffene, før vi til slutt drøfter hvordan det totale inntektsbehovet til nettselskapene kan dekkes på en optimal måte. En generell analyse av samfunnsøkonomisk optimale priser på kraft, inklusive overføring, finnes blant annet i Schweppe et al. (1988) og Bråten (2001). Se også Laffont og Tirole (1993) og Joskow (2005) for historiske oversikter over teoriutviklingen når det gjelder prising av monopoltenester.

3.1 Optimale priser på kort sikt

Analysen i forrige kapittel viser at nettet er et naturlig monopol. Et naturlig monopol er kjennetegnet ved at kostnadsfunksjonen er subadditiv, noe som litt forenklet kan uttrykkes ved at gjennomsnittskostnadene pr. produsert enhet er fallende. En viktig innsikt fra økonomisk teori er at prising ut fra marginale nettkostnader gir samfunnsøkonomisk optimal nettutnyttelse, også når nettet utgjør et naturlig monopol. For en gitt kapasitet er det ønskelig at kapasiteten utnyttes maksimalt. Det skjer når prisen settes lik den kortsiktige marginalkostnaden, som vi forklarer nærmere i det følgende.

I figuren nedenfor viser vi den optimale kortsiktige tilpasningen i nettet med tilhørende optimal tariff. Vi ser inntil videre bort fra de faste kostnadene, både kapitalkostnader og kostnader til drift og vedlikehold som ikke varierer med det løpende forbruket på helt kort sikt. Tapene er tilnærmet kvadratiske som funksjon av overført energi, det vil si at vi har en lineært stigende kortsiktig marginalkostnad. Inntil videre ser vi bort fra knapphet på overføringskapasitet. Den optimale prisen er den som gir likhet mellom etterspørselen etter overføring og den kortsiktige marginalkostnaden (p^* i figuren). Det samfunnsøkonomiske overskuddet av overføringen blir da størst mulig (summen av produsent- og konsumentoverskuddet, henholdsvis PO og KO i figuren).

Figur 3.1 Optimal nettariff på kort sikt uten kapasitetsbegrensninger

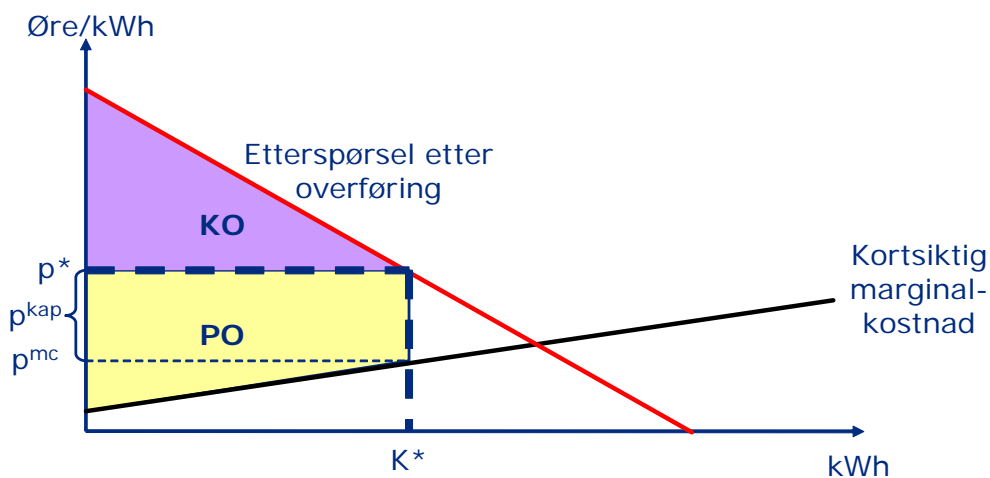


Optimale priser når kapasiteten er knapp

Hvis den tilgjengelige nettkapasiteten er fullt utnyttet, er det optimalt å innføre en kapasitetsavgift for å rasjonere kapasiteten. En parallell er områdeprisene på Nord Pool, som gjenspeiler flaskehalsen i det nordiske overføringssystemet. I praksis vil en slik kapasitetsavgift fungere som et variabelt effektledd som er null i timene med ledig kapasitet.

I figuren nedenfor har vi innført en kapasitetsbegrensning K^* som viser den maksimale mulige overføringen innenfor en gitt periode (for eksempel en time). Vi ser at den optimale prisen p^* nå kan dekomponeres i et ledd som reflekterer den kortsiktige marginalkostnaden (p^{mc}) og et kapasitetsledd (p^{kap}) som sikrer at etterspørselen etter overføring akkurat er lik den tilgjengelige kapasiteten. Dette sikrer igjen at det samfunnsøkonomiske overskuddet av kraftoverføringen blir størst mulig, gitt den tilgjengelige kapasiteten. Det skyldes at prismekanismen ulikheter i forbrukernes betalingsvilje (til forskjell fra rasjonering).

Figur 3.2 Optimal nettariff på kort sikt med kapasitetsbegrensninger

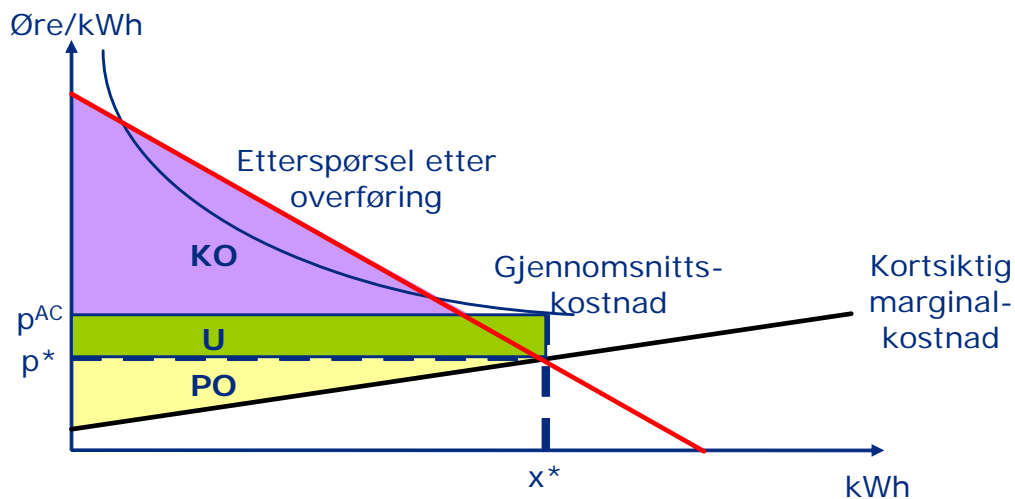


3.2 Optimale priser på lang sikt

Vi så ovenfor på den stiliserte situasjonen der bare de kortsiktige kostnadene er inkludert. Imidlertid har nettselskapet også faste kostnader som må dekkes inn. I et langsiktig perspektiv er gjennomsnittskostnadene i elnettet fallende. Siden gjennomsnittskostnadene er fallende, vil ikke samfunnsøkonomisk riktige variable priser dekke alle kostnadene, Nettet utgjør på denne måten et naturlig monopol.

I figuren nedenfor viser vi den bedriftsøkonomiske kontra den samfunnsøkonomisk optimale tilpasningen når vi tar med de faste kostnadene. Den kortsiktige marginalkostnaden er fortsatt stigende, mens den langsiktige gjennomsnittskostnaden, hvor også de faste kostnadene er inkludert, er fallende som vist i figuren. Vi har sett bort fra kapasitetsbegrensninger og tilhørende kapasitetsavgifter.

Figur 3.3 Marginale nettariffer vs. residualt inntektsbehov



Vi ser direkte at pris lik marginalkostnad (p^*) gir et bedriftsøkonomisk underskudd lik arealet merket U (avgrenset av p^{AC} , p^* , x^* og andreaksen). Samlede inntekter til nettselskapet blir arealet p^*x^* , mens kostnadene er lik arealet $p^{AC}x^*$. Dette gir likevel samfunnsøkonomisk optimal nettutnyttelse gitt at summen av produsent- og konsumentoverskuddet ved pris lik marginalkostnad overstiger det bedriftsøkonomiske underskuddet (slik at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å ha et elnett). Det er tilfelle slik vi har tegnet figuren. Pris lik gjennomsnittskostnad (p^{AC}) fører til et redusert forbruk sammenlignet med det samfunnsøkonomisk optimale nivået (faktisk må prisen settes over p^{AC} for at kostnadene skal dekkes).

Vi ser også at tariffledd som reflekterer marginale tap gir et bidrag til dekning av inntektsbehovet. Det skyldes at marginaltapene er stigende med elforbruket, slik at de gjennomsnittlige tapskostnadene pr. kWh vil være lavere enn tapskostnaden pr. kWh ved det marginale forbruket. Bidraget fra marginaltapedet vil imidlertid i praksis ikke være tilstrekkelig til å dekke de totale nettkostnadene.

De faste kostnadene skaper et *residualt inntektsbehov* utover det som inntektene fra tariffen som reflekterer kortsiktige marginalkostnader. Spørsmålet er nå hvordan det residuale inntektsbehovet kan dekkes inn. Kapasitetsavgifter kan

åpenbart bidra, men vil neppe være nok til å gi dekning av de samlede nettkostnadene. Det ser vi av følgende enkle illustrasjon:

- De samlede kostnadene i distribusjonsnett er ca. 9 milliarder kr. inklusive kapitalavkastning (gitt en rente på 8 prosent).
- Det samlede uttaket i distribusjonsnett er ca. 70 TWh på landsbasis. Anta for illustrasjonens skyld at marginaltapene er 10 prosent for alt forbruk i distribusjonsnett og at kraftprisen er 25 øre/kWh. Det gir en samlet inntekt fra marginaltapsledd på 70 TWh x 10 prosent x 25 øre, som er 1,75 milliarder kr. Tapsleddet gir et dekningsbidrag ettersom de marginale tapene er større enn de gjennomsnittlige.
- Det residuale inntektsbehovet er da i størrelsesorden 7 milliarder kr. eller mer. Kapasitetsavgiften må da være 10 øre/kWh i gjennomsnitt for at nettkostnadene skal dekkes.

Vi kan gjøre et tilsvarende resonnement for høyere nettnivåer. I sentralnett finnes det kapasitetsavgifter i form av områdepriser på Nord Pool som gir opphav til flaskehalsinntekter som fordeles mellom de nordiske systemoperatørene. Disse inntektene motregnes Statnetts øvrige inntektsramme slik at andre (faste) tariffledd kan settes ned. Flaskehalsinntektene har aldri vært store nok til å dekke Statnetts totale inntektsbehov.⁷

Vi har ovenfor sett på tariffier som reflekterer de kortsiktige marginalkostnadene i nettet. I tillegg kan deler av inntektsbehovet tenkes dekket av tariffier som gir andre typer prissignaler:

- Anleggsbidrag og tilknytningsgebyrer er egnet til å dekke kostnadene ved kundespesifikke investeringer (og eventuelt deler av kostnadene ved investeringer i fellesanlegg som utløses av de kundespesifikke investeringene), men vil ikke gi full kostnadsdekning generelt. I eksemplet vi analyserte i kapittel 2, er det mulig å kreve inn selve utbyggingskostnaden for boligfeltet i form av et anleggsbidrag. Hva de nye nettkundene skal dekke av øvrige nettkostnader, er derimot ikke opplagt.
- Kunder med timemåling kan få prissignaler fra overliggende nett gjennom kapasitetsavgifter som reflekterer knapphet på kapasitet i regional- eller sentralnett. Slike prissignaler har imidlertid ingen betydning for dekningen av inntektsbehovet i distribusjonsnett. (Her ser vi i utgangspunktet også bare på energimålte kunder.)
- En kan i prinsippet også tenke seg tariffier som reflekterer sannsynligheten for avbrudd. Slike tariffier kan utformes som en stigende funksjon av belastningen i nettet. Igjen er det lite sannsynlig at full kostnadsdekning vil oppnås dersom nivået på tariffiene skal reflektere de forventede samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd. Avbruddsrisikoen vil være høyere i nett der kapasiteten er knapp, slik at tariffiene i praksis vil ligne

⁷ Statnett håndterer flaskehalsler internt i prisområder ved hjelp av såkalte spesialreguleringer, som innebærer at Statnett kjøper opp- eller nedregulering bak flaskehalsler for å balansere forbruk og produksjon gitt den tilgjengelige overføringskapasiteten. Dette er en ren utgift for Statnett i motsetning til kapasitetsavgiftene fra døgnetmarkedet. Statnett kunne potensielt hatt større flaskehalsinntekter dersom alle flaskehalsler var blitt håndtert ved hjelp av områdepriser eller nodepriser. Heller ikke dette ville imidlertid være nok til å dekke det residuale inntektsbehovet i sentralnett.

kapasitetsavgifter (kapasitetsavgifter eller tariffer som reflekterer sannsynligheten for avbrudd krever dessuten tilmåling for at de skal være effektive).

Siden de totale kostnadene normalt er vesentlig større enn de marginale kostnadene ved å utvide kapasiteten, vil inntekter fra tariffer som gir forskjellige typer *samfunnsøkonomisk riktige* prissignaler ikke være nok til å dekke de samlede nettkostnadene (jf. figur 2.3). Kravet til de samfunnsøkonomisk riktige prissignalene er at de reflekterer de marginale kostnadene ved å utvide kapasiteten. Inndekning av det residuale inntektsbehovet ved tariffer som gir prissignaler medfører at signalene som sendes, mange ganger blir for sterke i forhold til kostnadene ved å utvide overføringskapasiteten. Slike tariffer vil derfor generelt gi gale signaler og dermed gale valg av nettløsninger. I de tilfellene hvor de marginale kostnadene ved å øke overføringskapasiteten faktisk er betydelige, vil situasjonsspesifikke signaler (for eksempel i form av anleggsbidrag) være bedre egnet. Vi kan igjen bruke eksemplet fra kapittel 2 for å illustrere poenget: Anta at kundene i det nye boligfeltet får et ekstra prissignal (utover marginale tap og anleggsbidrag) basert på egenskaper ved sitt eget forbruk, for eksempel i form av en energi- eller effekttariff. Da får de incentiver til å redusere installert effekt eller energiforbruket, selv om kostnadene for nettet ved det nye forbruket er tilnærmet null.

Et annet kompliserende moment er at utvidelsen av kapasiteten typisk skjer i større sprang, jf. drøftingen av kostnadsstrukturen i kapittel 2. Når kapasiteten først skal utvides, kan det lønne seg å bygge ut mer enn hva den marginale etterspørselen etter overføringskapasitet isolert sett tilsier. Dette skyldes dels at komponenter bare finnes i gitte størrelser, og dels at kostnader til planlegging, gravearbeid osv. oppviser store skalafordeler. Alt i alt innebærer forekomsten av sprangvise investeringer blant annet at de samfunnsøkonomisk optimale prissignalene vil være situasjonsspesifikke. Bruk av generelle tariffer til å gi supplerende prissignaler skaper derfor risiko for feilinvesteringer og gal nettutnyttelse.⁸

Sprangvise investeringer gjør det også vanskelig å *finansiere* nettinvesteringer via tariffer som gir optimale prissignaler. Det lar seg gjøre å lage forbruksavhengige tariffer som både gir prissignaler og sørger for tilstrekkelig finansiering av investeringer i tillegg. Slike tariffer vil med stor sannsynlighet føre til underinvesteringer i nettet ettersom de pr. definisjon må være store nok til å dekke kostnadene ved investeringer. Siden gjennomsnittskostnaden ved en utvidelse av kapasiteten normalt er høyere enn marginalkostnaden, må tariffer som på en eller annen måte avhenger av forbruket også være høyere enn de kortsiktige marginalkostnadene dersom de skal gi kostnadsdekning.

3.3 Tariffer som dekker det residuale inntektsbehovet

I prinsippet er det mulig å bruke generelle skatter til å dekke det residuale inntektsbehovet. I praksis er det likevel vanlig med brukerbetaling, ettersom

⁸ Betydningen av sprangvise investeringer er drøftet i blant annet Bråten (2001) og Joskow og Tirole (2005).

finansiering via skattesystemet normalt har samfunnsøkonomiske kostnader ved at det påvirker beslutninger om arbeidsinnsats og investeringer. Brukerbetaling har dessuten vært normen i kraftsektoren. Historisk har det likevel vært noe nettfinsiering over statsbudsjettet via statsstøtte til bygging av nettanlegg. I dag finnes det en ordning med statlige tilskudd til tariffutjevning, som bidrar til å redusere tariffene for nettkunder i strøk med særlig høye kostnader, uten at nettselskapets inntekter reduseres.

Spørsmålet blir dermed hvordan ulike former for brukerbetaling kan brukes til å dekke behovet for residuale inntekter. Følgende samfunnsøkonomiske kriterier bør legges til grunn for vurderingen:

- Optimal nettutnyttelse
- Riktige investeringer i nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisitet

Den samfunnsøkonomiske litteraturen om inndekning av residuale inntektsbehov i regulerte naturlige monopoler omhandler særlig to hovedtyper av priser:⁹

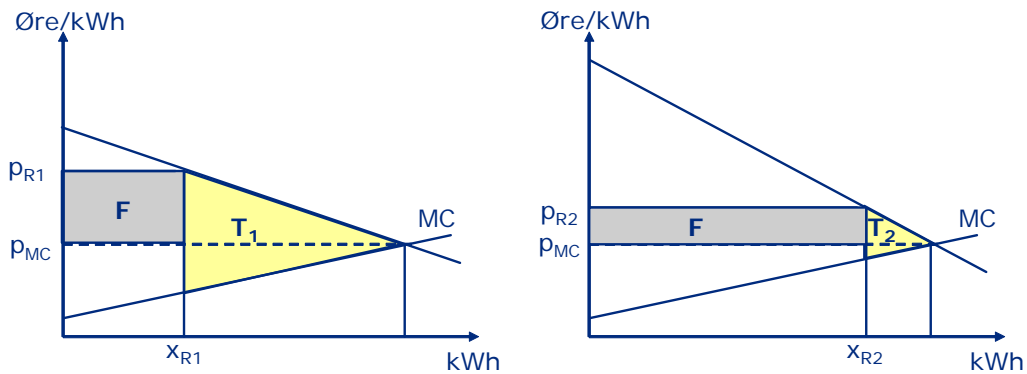
- *Ramsey-priser.* Ramsey-Boiteux-priser, eller bare Ramsey-priser, vil si priser som er differensiert i forhold til etterspørselselastisiteten til ulike kunder eller kundegrupper. Ideen er at kundene med minst prisfølsom etterspørsel betaler det største påslaget relativt sett (i forhold til marginalkostnaden ved å forsyne de aktuelle kundene). En slik differensiering sikrer at nettselskapet får dekket kostnadene samtidig som vridningene i etterspørselen i forhold til den samfunnsøkonomisk optimale løsningen (der alle kundene stilles overfor en pris lik marginalkostnad) blir minst mulige. Ramsey-prising vil innebære et påslag i energileddet som varierer mellom kunder ut fra prisfølsomheten i etterspørselen. Ulempen med Ramsey-priser er at de krever detaljert informasjon om prisfølsomheten i etterspørselen, og de kan oppfattes som urimelige fra et fordelingsperspektiv.
- *Todelte tariffer.* Med todelte tariffer betaler nettkundene et variabelt ledd pr. kWh og et fastledd som kan utformes på forskjellige måter. Kravet til det variable leddet er at det reflekterer kortsiktige marginalkostnader (som overføringstap og kapasitetsbegrensninger). Det faste leddet skal ideelt sett oppfylle kravene om optimal nettutnyttelse og samfunnsøkonomisk riktige investeringer, det vil si virke minst mulig vridende på nettbrukernes beslutninger om bruk av nettet på både kort og lang sikt.

Figuren nedenfor gir en stilisert og forenklet framstilling av prinsippet om Ramsey-priser. Vi ser på et elnett med to kunder, der den ene har mer prisfølsom etterspørsel etter overføring enn den andre. Som tidligere er det på kort sikt en stigende marginalkostnadskurve. Vi ser bort fra kapasitetsbegrensninger. Det residuale inntektsbehovet er gitt ved arealet F i figuren. Anta at begge i utgangspunktet betaler den samme prisen p_{MC} som er lik marginalkostnaden. I den

⁹ I henhold til Berg (1984) vil såkalte Aumann-Shapley-priser gi kostnadsdekning for monopolen og fordele felleskostnader rettferdig mellom ulike produkttyper. De kan kalkuleres uten kjennskap til etterspørselsforholdene, men krever i stedet detaljert kunnskap om kostnadsforholdene i monopolvirksomheten. Aumann-Shapley-priser er lite omtalt i litteraturen om naturlige monopoler, og har ikke særlig praktisk relevans i elnettet.

venstre delen av figuren viser vi virkningen av å dekke inn hele det residuale inntektsbehovet ved et påslag i prisen til kunden med mest prisfølsom etterspørsel (den flateste av de to etterspørselskurvene). Prisen må da økes til p_{R1} , som fører til at kunde 1 reduserer sitt forbruk til x_{R1} . Det gir opphav til et samfunnsøkonomisk tap som følge av det reduserte forbruket. Både produsent- og konsumentoverskuddet reduseres, men noe av tapet for produsentene kompenseres ved en omfordeling fra konsument- til produsentoverskudd som følge av den høyere prisen. Tapet er gitt ved arealet merket med T_1 . I den høyre delen viser vi virkningen for kunden med den minst prisfølsomme etterspørselen. Forbruket reduseres til x_{R2} når prisen økes til p_{R2} . Da blir det samfunnsøkonomiske tapet T_2 .

Figur 3.4 Inndekning av residuall inntektsbehov via påslag i variabel pris



Vi ser direkte at det samfunnsøkonomiske tapet T_1 er større enn T_2 . Det skyldes at prisen til kunde 1 må økes relativt mye for at det samme beløpet F skal dekkes inn. Gitt at det residuale inntektsbehovet skal dekkes inn via et påslag i energileddet, vil det være ønskelig å sette prisen til kunde 1 lik marginalkostnaden og la kunde 2 dekke hele det residuale inntektsbehovet. Det gir den minste forbruksreduksjonen samlet sett.

(Egentlig må prisen til kunde 1 økes enda mer for at de faste kostnadene skal dekkes. Det skyldes at nettselskapet får et dekningsbidrag fra marginaltapsleddet fordi marginaltapene er stigende. Vi har for enkelhets skyld sett bort fra denne virkningen i figuren.)

Med optimale todelte tariffer vil begge kundene betale en variabel pris lik den kortsiktige marginalkostnaden p_{MC} . Det gir maksimal nettutnyttelse. I tillegg betaler hver av dem et fastledd, som kan være likt eller forskjellig avhengig av hvordan fastleddet er utformet. Den eneste betingelsen er at summen av fastleddene skal være lik arealet F .

4 Analyse av alternative forslag

I de foregående kapitlene har vi drøftet de teoretiske kriteriene for samfunnsøkonomisk optimale nettariffer. I dette kapitlet beskriver vi først tarifferingspraksis i Norge i dag, før vi analyserer et utvalg alternative modeller for utformingen av fastleddet for energimålte kunder. Modellene er vurdert ut fra de fire vurderingskriteriene vi presenterte innledningsvis:

1. Effektiv utvikling og utnyttelse av nettet
2. Objektivitet og kontrollerbarhet
3. Relevans
4. Administrativ håndterbarhet

I tillegg drøfter vi kort fordelingsvirkningene av ulike tariffgrunnlag på et overordnet nivå.

Vi ser på 7 forskjellige forslag som hver for seg reflekterer ekstremtilfeller, for eksempel ved å innføre en modell basert på 100 prosent energiledd. Formålet med å drøfte ekstremtilfellene er å identifisere særtrekk ved å benytte ulike tariffgrunnlag. Vi ser på følgende modeller i analysen:

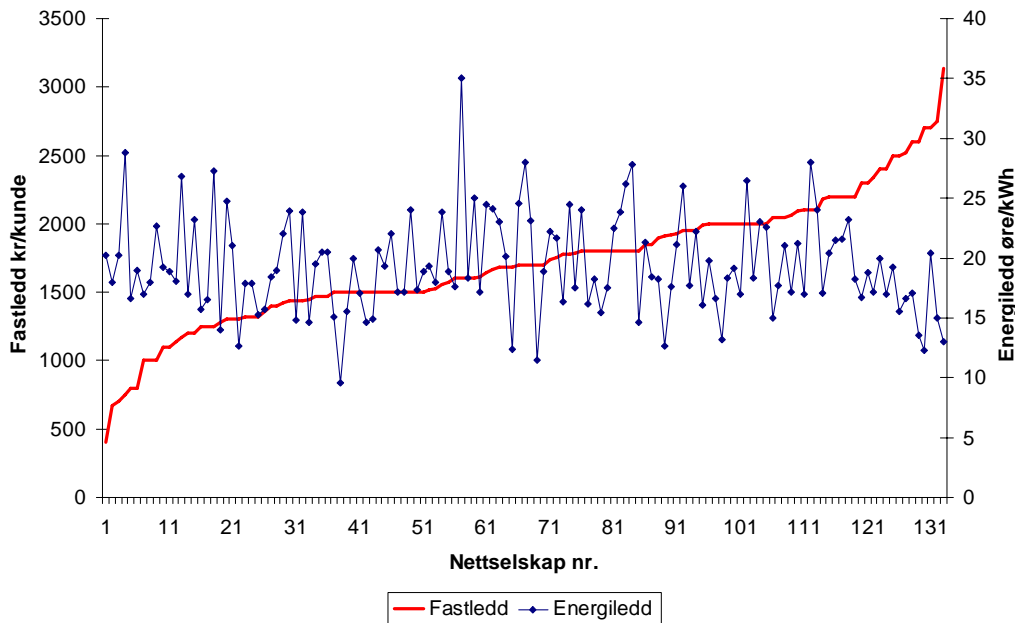
1. 100 prosent energiledd, eventuelt med krav til sesongdifferensiering
2. 100 prosent fastledd pr. måler, eventuelt differensiert pr. kundegruppe
3. Fastledd basert på installert effekt eller sikringsstørrelse
4. Tariffer basert på maksimalt effektuttak
5. Fastledd med utgangspunkt i normtall for energi og effekt basert på timeprofiler for forbruk
6. Tariffer basert på krav til leveringskvalitet
7. Fastledd basert på boligareal

4.1 Tariffer i distribusjonsnett i Norge 2005

I figuren nedenfor viser vi tariffene for husholdningskunder i distribusjonsnett i 2005. Langs venstreaksen måler vi fastleddet, mens energileddet måles langs

høyreaksen. Nettselskapene er ordnet i stigende rekkefølge etter nivået på fastleddet (den tykke røde kurven). Enkelte selskaper som er atypiske distribusjonsnett er utelatt (typisk industriselskaper, kraftprodusenter og lignende med områdekonsesjon for et begrenset antall nettanlegg under 22 kV). Tallene er hentet fra NVEs tariffstatistikk for 2005. Vi ser at det er betydelige variasjoner i nivået på både fastleddet og energileddet. Det er en svak tendens til at selskaper med høye fastledd har lave energiledd og omvendt (korrelasjonskoeffisienten er $-0,13$).

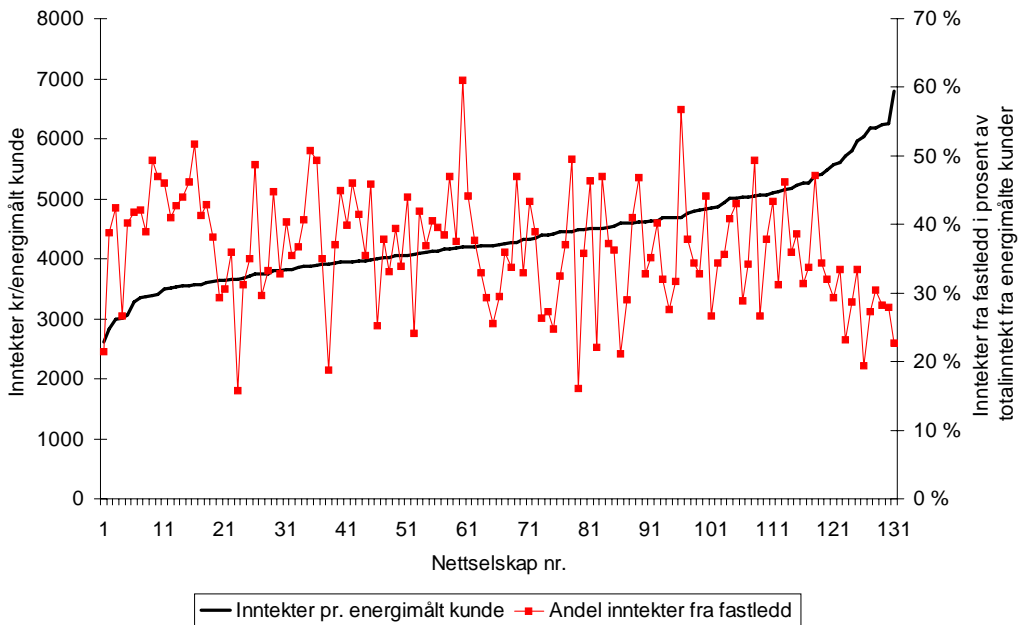
Figur 4.1 *Fastledd (kr/kunde) og energiledd (øre/kWh) for husholdningskunder i norske nettselskaper 2005*



Kilde: NVEs tariffstatistikk 2005

De store variasjonene i tariffnivåer har dels sammenheng med tariffpraksis, men også variasjoner i kostnadsnivå. I figuren nedenfor viser vi langs den venstre aksene tariffinntektene pr. energimålt kunde i distribusjonsnett i 2003 basert på data fra den økonomiske og tekniske rapporteringen til NVE fra nettselskapene (2003 er det siste året med tilgjengelige data pr. januar 2006). Det gir et brukbart bilde på forskjeller i kostnadsnivå mellom nettselskapene. Selskapene er ordnet i stigende rekkefølge ut fra inntekter pr. energimålt kunde (den tykke svarte kurven). Langs den høyre aksene måler vi andelen som inntekter fra fastledd utgjør av de totale tariffinntektene fra de samme energimålte kundene (igjen basert på tall fra den økonomiske og tekniske rapporteringen). Det gir et godt inntrykk av tariffstrukturen i hvert enkelt nettselskap. Vi ser av figuren at det er store variasjoner mellom nettselskapene i tariffstruktur også når vi korrigerer for kostnadsnivå, men det er en svak tendens til at selskaper med lave kostnader har høyere fastledd enn selskaper med høye kostnader (korrelasjonskoeffisienten er $-0,28$).

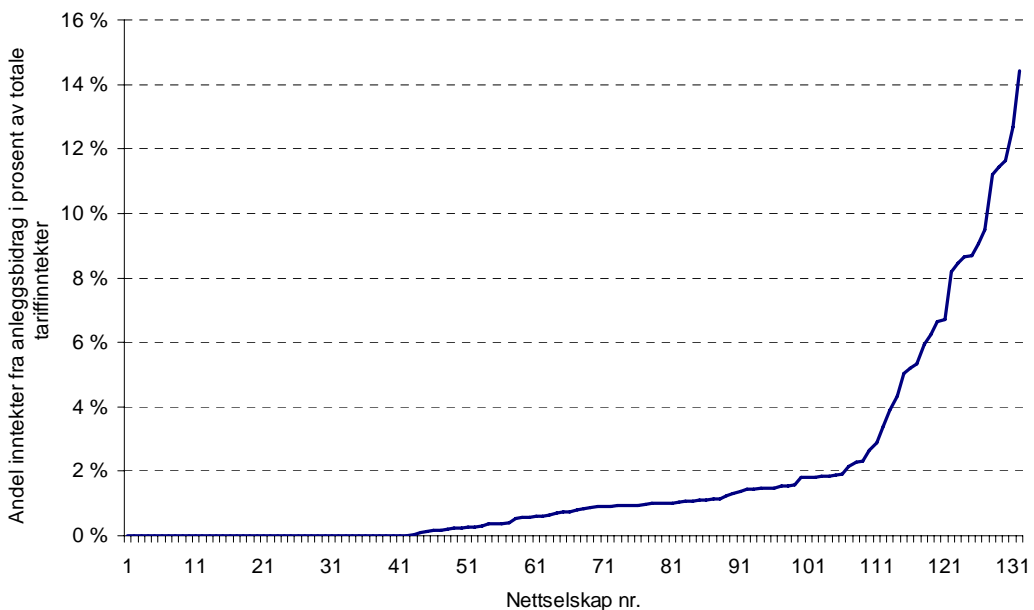
Figur 4.2 *Inntekter pr. energimålt kunde og fastledd som andel av totale inntekter i norske nettselskaper 2003*



Kilde: NVE, økonomisk og teknisk rapportering 2003

Figurene over viser tariffstrukturen pr. selskap basert på de ordinære tariffinntektene. For å få et komplett bilde, må vi også se på hva nettselskapene krever inn i anleggsbidrag. Basert på informasjon fra notene om årets tilgang på forskjellige typer nettanlegg i NVEs økonomiske og tekniske rapportering for 1996-2003 har vi grovt anslått gjennomsnittlig årlig inntekt fra anleggsbidrag pr. nettselskap og deretter dividert det estimerte årlige anleggsbidraget med totale tariffinntekter pr. distribusjonsnett. Fordelingen er vist i figuren nedenfor.

Figur 4.3 *Estimerte inntekter fra anleggsbidrag som andel av totale tariffinntekter i norske distribusjonsnett*

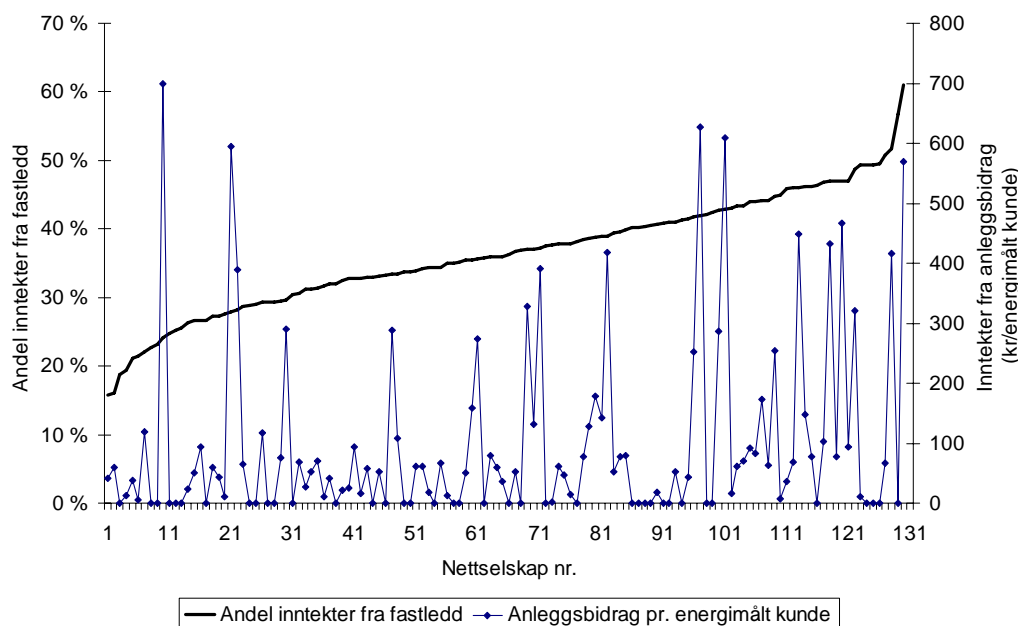


Kilde: NVE, økonomisk og teknisk rapportering 2003

Det er som vi ser betydelige variasjoner mellom selskapene med hensyn til anleggsbidrag. Dels kan det skyldes forskjeller i utbyggingstakt i de enkelte konsesjonsområdene, men antakelig spiller selskapskultur og historikk en større rolle.¹⁰

Det er også interessant å se på sammenhengen mellom bruken av anleggsbidrag og tariffstruktur. I figuren nedenfor sammenligner vi andelen inntekter fra fastledd for de energimålte kundene i 2003 langs venstreaksen med gjennomsnittlig anleggsbidrag pr. år målt i kr. pr. energimålt kunde langs høyreaksen (ett selskap er utelatt som følge av tvil om datakvaliteten). Det er ikke mulig å fordele inntektene fra anleggsbidrag på ulike typer kunder, og bildet kan bli et annet dersom vi ser på alle kunde grupper. Dette gir likevel en viss illustrasjon av fordelingen mellom fastledd, energiledd og anleggsbidrag. Det er en viss tendens til at selskaper med høye fastledd også bruker mye anleggsbidrag (korrelasjonskoeffisienten er 0,21).

Figur 4.4 Anleggsbidrag pr. energimålt kunde og fastledd som andel av totale inntekter i norske nettselskaper 2003



Kilde: NVE, økonomisk og teknisk rapportering 1996-2003

Det er også betydelige forskjeller mellom selskapene med hensyn til avregningsgrunnlaget for fastleddet. I tabellen nedenfor viser vi noen eksempler på utformingen av fastleddet i et utvalg store norske nettselskaper. Vi har ikke gjort noen fullstendig kartlegging av praksis i samtlige norske distribusjonsnett, men ønsker i stedet å illustrere noen av variantene som brukes i praksis. Som vi ser, er bruk av fastledd pr. måler med differensiering mellom kunde grupper mye brukt,

¹⁰ De estimerte årlige anleggsbidragene summerer seg til ca. 170 millioner kr. Det må ses i lys av samlede investeringer i distribusjonsnett på ca. 1,5-2 milliarder pr. år de siste årene. I 2003, som foreløpig er det eneste året med rapportering av nyinvesteringer og reinvesteringer separat, var rapporterte nyinvesteringer i distribusjonsnett 1,36 milliarder. 214 millioner kr. var finansiert ved anleggsbidrag.

mens ett selskap i utvalget opererer med fastledd differensiert ut fra installert effekt eller sikringsstørrelse.

Tabell 4.1 Grunnlaget for fastleddet for et utvalg norske nettselskaper 2005

Nettselskap	Avregningsgrunnlag
Agder Energi Nett BKK Skagerak Nett	Samme fastledd for alle energimålte husholdningskunder
Skagerak Nett Troms Kraft Nett	Høyere fastledd for næringskunder enn for husholdninger og fritidsboliger
Hafslund Nett Lyse Nett Troms Kraft Nett	Høyere fastledd for fritidsboliger enn for husholdninger
Eidsiva energi Nett	Fastledd differensiert etter kombinasjoner av sikringsstørrelse og spenning (~installert effekt)
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	Differensiering ut fra direktekoblet eller trafokoblet måler
Agder Energi Nett BKK Nett Hafslund Nett	Lavere fastledd for næringskunder
Eidsiva energi Nett Fortum Distribution Lyse Nett Trondheim Energiverk Nett	Lavere fastledd for husholdninger i blokk

Kilde: Selskapenes internettsider.

Som vi har sett, er det store variasjoner mellom konsesjonsområder, både med hensyn til tariffnivå og -struktur, for energimålte kunder i distribusjonsnett. Variasjonene i nivå henger delvis sammen med nivået på de totale nettkostnadene i de ulike områdene, men det er også store variasjoner mellom nettselskaper med noenlunde samme kostnadsnivå. I alle nettselskaper er energileddet for de aktuelle kundene relativt høyt, og vesentlig høyere enn hva som må antas å være kostnadene ved marginale tap. Grunnlaget for fastleddet er også svært varierende. Noen selskaper opererer med differensierte fastledd for ulike typer energimålte kunder, mens andre bruker tariffen differensiert ut fra sikringsstørrelse og/eller installert effekt.

4.2 Analyse av alternative tariffmodeller

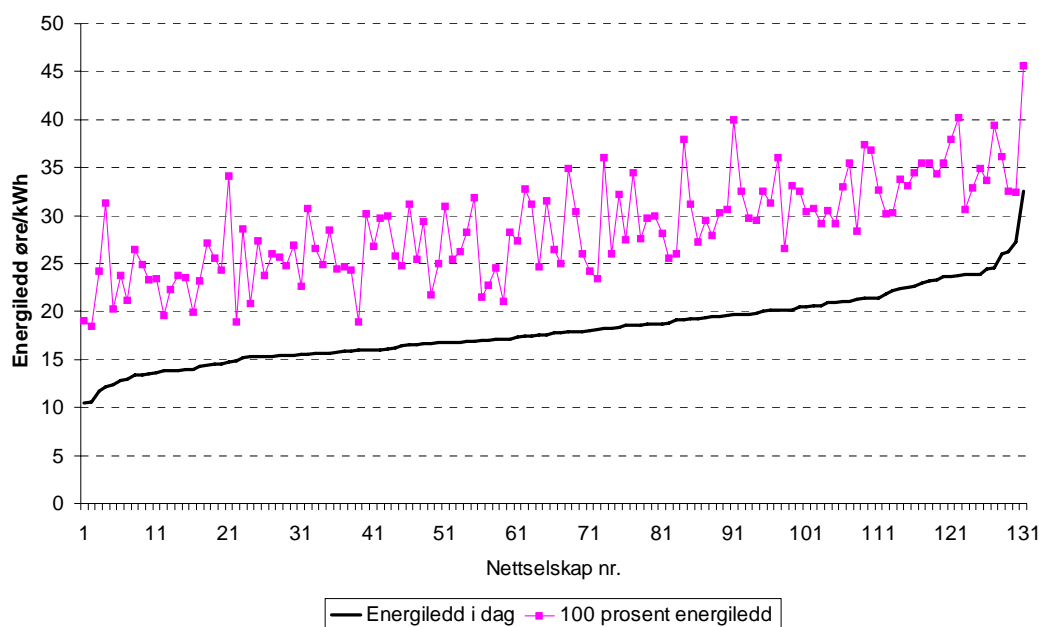
4.2.1 100 prosent energiledd

Vi ser først på en modell der hele inntektsbehovet dekkes via energileddet. Fastleddet er med andre ord satt til null. I figuren nedenfor illustrerer vi virkningene på tariffene av modellen. Vi har tatt utgangspunkt i tariffinntektene pr. nettselskap fra energimålte kunder i distribusjonsnett slik de ble registrert i

NVEs økonomiske og tekniske rapportering for 2003. Deretter har vi delt de registrerte inntektene på sum levert energi for de aktuelle kundegruppene. Det gir som resultat et veid energiledd for energimålte kunder. Metoden gir på den måten ikke fullt samsvar mellom nettselskapenes faktiske tariffier i 2003 og våre beregnede tariffier. Vi er imidlertid ikke ute etter å lage eksakte tariffprognoser, men illustrere de prinsipielle virkningene av ulike modeller. For det formålet er vår metode tilstrekkelig. For å forenkle framstillingen ser vi inntil videre bort fra anleggsbidrag.

Nettselskapene er rangert i stigende rekkefølge etter nivået på energileddet i dag (den tykke svarte kurven). Vi ser av figuren at energileddet øker betraktelig i forhold til i dag. For noen selskaper er det snakk om en dobling, og ett selskap kommer ut med et veid energiledd i størrelsesorden 45 øre/kWh.

Figur 4.5 Veid energiledd pr. selskap ved inndekning av residuelt inntektsbehov via energileddet



Kilde: NVE, ECON

Et høyere energiledd enn i dag vil generelt ha følgende incentivvirkninger:

- Nettutnyttelsen vil reduseres noe, selv om virkningen kan være ganske beskjeden som følge av at prisfølsomheten i etterspørselen til de energimålte sluttkundene er lav i hvert fall på kort sikt.
- Investeringer i alternativer til elektrisitet vil bli mer lønnsomme enn hva kostnadene ved å velge elnett isolert sett tilsier. En nettkunde som velger alternativer til oppvarming vil spare et relativt høyt beløp pr. kWh.

De langsiktige incentivvirkningene er de viktigste i denne sammenhengen. Det skyldes at investeringer i energisystemet av denne typen normalt har lang levetid, og kostnadene ved feilinvesteringer kan på den måten bli betydelige.

Inndekning av det residuale inntektsbehovet via energiledd gir dessuten betydelige svingninger i tariffene når forbruket endrer seg. Anta at elforbruket går

ned med 10 prosent. Da må tariffene pr. kWh øke med 11,11 prosent for at nettselskapenes inntekter skal være uendret. Dette vil i sin tur gjøre alternativer til elektrisitet mer lønnsomme, noe som i neste omgang fører til enda høyere energiledd på grunn av lavere forbruk. Bruk av 100 prosent energiledd samsvarer dessuten dårlig med den underliggende kostnadsstrukturen i nettet. Nett-kostnadene varierer som vi har vist tidligere, bare i beskjeden grad med det løpende forbruket.

Administrativt vil inndekning av det residuale inntektsbehovet via energileddet være uproblematisk (selvsagt med forbehold om målernøyaktighet og riktig rapportering av forbruket fra kundene til nettselskapet).

Med energileddet som residualløst ledd vil kunder med høyt elforbruk dekke en proporsjonalt høyere andel av nettkostnadene (nettokostnadene etter fradrag for anleggsbidrag og andre direkte betalinger til nettselskapet).

Nettselskaper som eier fjernvarmenett eller gassnett kan ha incentiver til å ha høye energiledd og lave fastledd for å øke konkurransekraften til alternativer til el. Inntektsrammereguleringen sikrer at selskapene får dekket nettkostnadene uansett, selv om incentiver knyttet til økt overført volum i inntektsrammene (for eksempel gjennom effektivitetsmålingene) kan redusere incentivene til å vri tariffstrukturen i en samfunnsøkonomisk uheldig retning.

Energiledd med krav til døgn-/sesongvariasjoner

I dagens tarifforskrift stilles det krav om at netteier skal tilby tariffen med tidsdifferensiert energiledd til alle kunder i distribusjonsnett som i forskrift er pålagt måleravlesning flere ganger i året, det vil si alle husholdninger med forventet årlig strømforbruk høyere enn 8000 kWh. Det er fullt mulig å basere inndekningen av det residuale inntektsbehovet på energiledd som differensieres over døgnet eller mellom sesonger. De prinsipielle egenskapene blir i store trekk som for et konstant energiledd. Det vil imidlertid være noe mer samsvar mellom nivået på energileddet og kostnadene ved overføringstapene gitt at energileddet settes høyere på dagtid og/eller om vinteren. Da vil tariffene være høyere i perioder med høy forventet belastning av nettet. Dette er imidlertid et relativt grovt virkemiddel, og er dessuten bare relevant for en liten andel av nettkostnadene.

Energiledd differensiert pr. kundegruppe

Differensiering av energileddet ut fra prisfølsomhet i etterspørselen vil være samfunnsøkonomisk bedre dersom påslaget i energileddet fastsettes slik at kundene med det mest fleksible forbruket betaler mindre i fastledd enn andre kunder. En vil da få en tilnærming til Ramsey-priser i tariffingen.

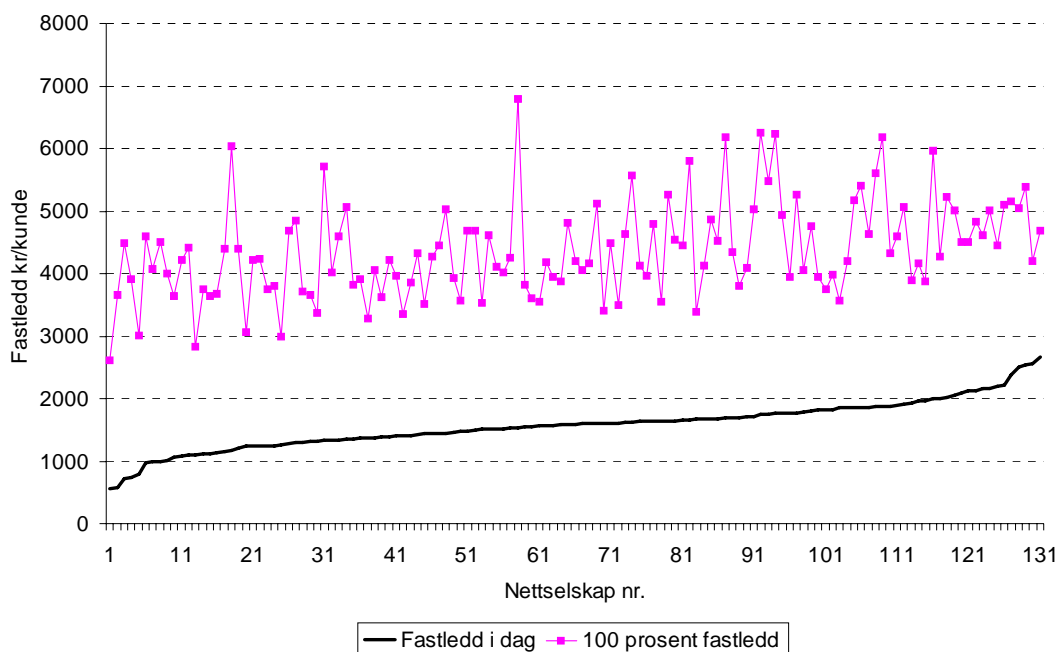
Differensieringen må ventelig gjøres sjablonmessig for å være praktisk gjennomførbar. Én mulighet er å ta utgangspunkt i hva slags oppvarmingsmuligheter kundene har. Som diskutert i kapittel 2 vil den mest fleksible gruppen vil være de som både har elektrisk oppvarming og tilgang på ett eller flere alternativer. Kunder med bare alternativ oppvarming vil derimot være minst fleksible. Kunder med bare elektrisk oppvarming kommer i en mellomstilling. Selv sjablonbasert differensiering krever imidlertid detaljert informasjon om energiforbruket og tilgjengelige oppvarmingskilder for hver enkelt kunde.

Selv om et slikt differensiert energiledd har bedre samfunnsøkonomiske egenskaper enn et udifferensiert energiledd, er det imidlertid ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk optimalt. Fortsatt er samsvaret mellom kostnadsstrukturen i nettet og tariffstrukturen dårlig, og prissignalene til nettkundene blir gale både med hensyn til den løpende nettutnyttelsen og valg av oppvarmingsløsning. En riktig utformet todelt tariff vil være bedre enn et rent energiledd, selv med perfekte Ramsey-priser.

4.2.2 100 prosent fastledd

I forrige avsnitt så vi på en ekstremmodell der fastleddet settes til null og energileddet dekker hele inntektsbehovet. Det er naturligvis også mulig å sette energileddet til null og utelukkende basere tariffene på et fastledd pr. kunde eller måler. I figuren nedenfor ser vi på hvordan nivået på fastleddet endrer seg når energileddet settes til null. Selskapene er rangert i stigende rekkefølge etter nivået på fastleddet (den tykke svarte kurven). Vi har igjen tatt utgangspunkt i tariffinntektene pr. nettselskap fra energimålte kunder i distribusjonsnett for 2003. Deretter har vi delt de registrerte inntektene på antall kunder i de aktuelle kunde-gruppene. Det gir som resultat et gjennomsnittlig fastledd pr. kunde for energimålte kunder.

Figur 4.6 *Gjennomsnittlig fastledd for energimålte kunder pr. selskap ved inndeckning av residualt inntektsbehov via fastledd*



En modell med 100 prosent fastledd har følgende prinsipielle egenskaper:

- Den løpende nettutnyttelsen må ventes å bli høyere enn med et positivt energiledd. Som følge av den lave prisfølsomheten i etterspørselen blir imidlertid virkningen ikke nødvendigvis særlig stor.
- Marginalkostnaden ved å velge el til oppvarming blir null ettersom sluttbrukerne normalt vil velge å være tilknyttet nettet uansett. Det eneste kravet er at fastleddene ikke blir så høye at de overstiger konsument-

overskuddet ved å være tilknyttet nettet. (Forbrukerne kan selvsagt fortsatt få prissignaler via anleggsbidrag.)

I et kortsiktig perspektiv gir en modell med høye fastledd pr. måler godt samsvar med kostnadsstrukturen i nettet. På lengre sikt er sammenhengen svakere, men sett i forhold til utfordringene med å fordele de residuale kostnadene på en entydig måte, gir høye fastledd pr. måler også et brukbart samsvar mellom tariffstruktur og kostnadsstruktur.

Administrativt vil modellen med bare fastledd være fullt håndterbar, men det vil oppstå incentiver til å innføre fellesmåling av anlegg for å redusere kostnadene for hver enkelt kunde tilknyttet fellesmåleren. Mulighetene til å innføre slik fellesmåling vil imidlertid i praksis være begrenset til kunder som ligger noenlunde nær hverandre og der hvor det fysisk ligger til rette for fellesmåling. Et annet moment er at fastleddene pr. kunde vil øke betraktelig dersom mange velger fellesmåling, ettersom nettselskapenes inntektsrammer vil ligge fast. Alternativt kan referansepunktet for fastleddet legges til nettstasjonen og ikke den individuelle måleren. Hvordan kundene tilknyttet nettstasjonen fordeler fastleddet mellom seg, trenger nettselskapet ikke å engasjere seg i.

En fordel med å bruke bare fastledd er at nettariffene blir mer forutsigbare og i større grad i samsvar med kostnadsstrukturen i nettet, i hvert fall på kort sikt. Endringer i forbruket får bare konsekvenser via de løpende kostnadene til overføringstap, som utgjør en mindre andel av de samlede nettkostnadene. Det blir ikke nødvendig å endre tariffene av andre grunner. Kundene vil i utgangspunktet betale det samme enten de bruker mye eller lite energi.

Fastledd differensiert pr. kundegruppe eller forbrukstype

Ovenfor antok vi at alle energimålte kunder stod overfor det samme fastleddet. Det er imidlertid mulig å tenke seg at fastleddet differensieres mellom forskjellige kundegrupper, for eksempel etter kundetype (husholdning, fritidsbolig, mindre næring, enebolig vs. blokk etc.). Incentiveegenskapene til modellen blir i all hovedsak de samme som om fastleddet pr. kundegruppe er likt (igjen forutsatt at konsumentoverskuddet ved nettilknytning er høyere enn fastleddet), selv om en kanskje kunne tenke seg at kundene fikk incentiver til å rapportere feil kundetype til nettselskapet. Det er imidlertid ikke gitt at det blir noe stort problem i praksis.

Det er også mulig å tenke seg at fastleddet differensieres ut fra kunde- eller forbrukstype, for eksempel ved å kreve et høyere fastledd fra kunder som bare har elektrisk oppvarming. Dette krever naturligvis informasjon om installasjoner hos den enkelte kunde. Virkningene på den samfunnsøkonomiske effektiviteten trenger ikke å være særlig store, men differensieringen kan ha visse fordelingsvirkninger.

4.2.3 Fastledd basert på installert effekt eller sikringsstørrelse

Det er en definert fysisk sammenheng mellom installert effekt og sikringsstørrelse hos sluttbrukere i distribusjonsnett.¹¹ Vi behandler derfor tariffiffer differensiert ut fra installert effekt og sikringsstørrelse samlet i diskusjonen.

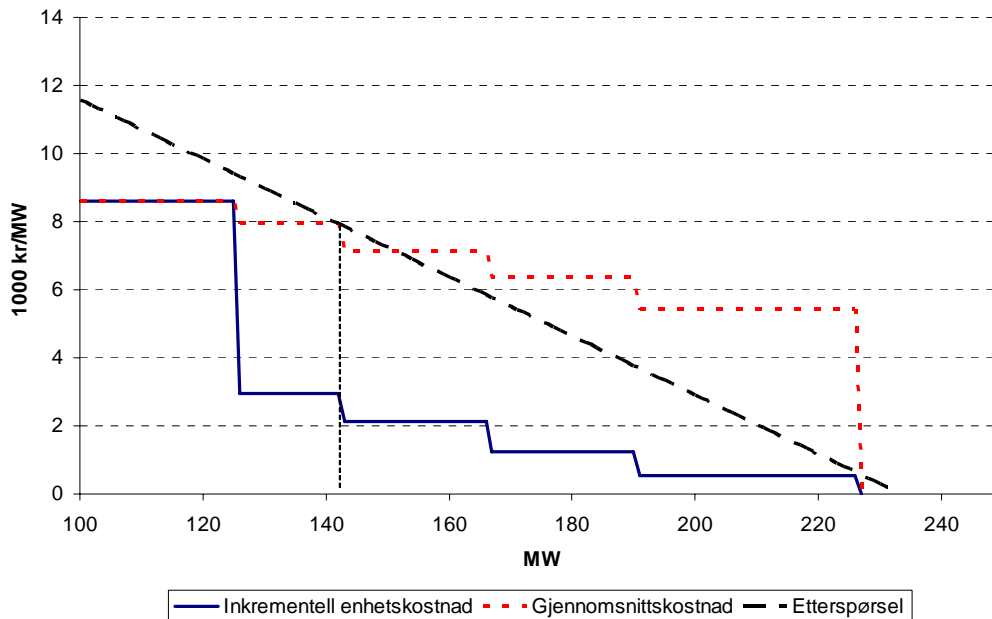
En tariff basert på installert effekt vil i praksis gi incentiver for sluttbrukerne til å redusere effektkapasiteten. En tariff basert på installert effekt som skal bidra til dekning av det residuale inntektsbehovet, må reflektere de *gjennomsnittlige* kostnadene pr. kW i det enkelte nett. Disse gjennomsnittskostnadene vil normalt være større enn de marginale kostnadene ved å utvide kapasiteten. Nettkundene får dermed et galt prissignal samfunnsøkonomisk sett.

Når man skal dimensjonere nettet fram til et uttakspunkt er *marginalkostnadene for overføringskapasitet vanligvis sterkt avtakende*, jf. diskusjonen i kapittel 2. Det betyr at det ikke koster så mye ekstra å dimensjonere for mer overføring når man likevel bygger en linje. Nettariffer som på en eller annen måte avhenger av egenskaper ved forbruket, som for eksempel effektbaserte tariffiffer, ligger over kostnaden ved å øke kapasiteten, kan føre til at man ikke får en optimal utnyttelse av skalafordelene i nettet. Hvis prissignalene til alt forbruk (i området hvor man skal dimensjonere nytt eller forsterket nett) reflekterer *gjennomsnittlige* ekspansjonskostnader, vil man få underinvestering i nettet (alt annet likt).

I figuren nedenfor illustrerer vi hvordan valg av kapasitet påvirkes når kundene står overfor en tariff på installert effekt som reflekterer gjennomsnittskostnaden i nettet. Kapasiteten kan dimensjoneres i fem ulike trinn, og kostnadene ved en økning fra ett nivå til det neste er lik *merkostnaden ved å øke kapasiteten dividert på den ekstra kapasiteten man oppnår* (den inkrementelle enhetskostnaden eller marginalkostnaden i dette tilfellet). I tillegg viser vi den samlede gjennomsnittskostnaden ved hvert av de fem trinnene, som altså er høyere enn marginalkostnaden. Kostnadskurvene er hentet fra 132 kV-eksemplet i kapittel 2. I figuren har vi videre antatt at etterspørselen (den lineært fallende stiplede kurven, som også reflekterer kostnadene ved alternativer til elektrisitet) er så stor at det er optimalt å bygge ut til det laveste trinnet i figuren (litt over 220 MW). I dette punktet er etterspørselen etter overføringskapasitet lik marginalkostnaden ved å utvide systemet.

¹¹ Installert effekt er produktet av sikringsstørrelse og spenningsnivå (når vi ser bort fra reaktiv effekt). Sammenhengen mellom effekt, spenningsnivå og sikringsstørrelse blir litt mer komplisert dersom vi tar hensyn til forskjellen mellom enfase- og trefaseanlegg. Det endrer imidlertid ikke de prinsipielle konklusjonene vi trekker.

Figur 4.7 Optimal løsning vs. løsning ved tariff på installert effekt



Vi får da følgende situasjon:

- Forbruksbaserte tariffer som reflekterer marginale ekspansjonskostnader (pluss eventuelt kortsiktige marginalkostnader i form av overføringstap) vil ikke være i nærheten av å dekke totale kostnader. De totale kostnadene vil være gitt ved arealet under marginalkostnadskurven. Slike tariffer vil imidlertid gi samfunnsøkonomisk optimal dimensjonering av nettet.
- Tariffer basert på installert effekt som reflekterer totale gjennomsnittskostnader pr. kW fører til at man ikke utnytter de gunstige skaleegenskapene ved dimensjonering av nettet. I figuren vil den aktuelle kunden velge trinn 2 med en overføringskapasitet på litt over 140 MW dersom han stilles overfor en tariff basert på gjennomsnittskostnaden.

Installert effekt har ingen sammenheng med de kortsiktige nettkostnadene. På lengre sikt er det en viss sammenheng mellom installert effekt og totale nettkostnader, men den er ikke enkel å identifisere, jf. diskusjonen i kapittel 2.

Det vil være fullt mulig administrativt å basere tariffene på installert effekt, selv om det krever detaljert informasjon om kundenes anlegg. Tariffer basert på installert effekt kan imidlertid også gi nettkundene incentiver til å redusere sikringsstørrelsen og på den måten gi opphav til samfunnsøkonomiske tap knyttet til for lave nettinvesteringer og for høye administrative kostnader hos nettselskaper og kunder.

Kunder med høyt energiforbruk vil ventelig dekke en høyere andel av det residuale inntektsbehovet enn kunder med lavt forbruk. Det er en høy korrelasjon mellom installert effekt og energiforbruk.

4.2.4 Fastledd basert på maksimalt effektuttak

Vi kan tenke oss to typer av tariffer basert på maksimalt effektuttak:

- Faktisk målt effektuttak pr. time (krever timemåling)
- Tariffing basert på en fysisk begrensning på effektuttaket på et nivå lavere enn installert effekt, eventuelt kombinert med en høyere tariff for uttak over et visst nivå (dette kan sammenlignes med en tariff basert på abonnert effekt eller ”overforbruk”)

I praksis vil disse ha mange av de samme virkningene, og vi skiller ikke mellom dem i analysen. Vi er primært opptatt av tariffier for energimålte kunder, men det er likevel relevant å knytte noen kommentarer til tariffing av kunder i distribusjonsnett under forutsetning av timemåling ettersom nye måler teknologier vinner utbredelse.

Tariffer basert på maksimal effekt har åpenbart en samfunnsøkonomisk funksjon dersom kapasiteten i nettet er begrenset, jf. diskusjonen i kapittel 3 om optimale kortsiktige priser på overføring. Kapasitetsforholdene i nettet varierer fra sted til sted.

- I mange deler av nettet finnes det et betydelig overskudd av kapasitet. Ofte vil man ha overskudd i overskuelig framtid. For alle praktiske formål er økt overføring under topplast i slike tilfeller gratis bortsett fra en økning i nettapene (når nettet er intakt).
- I enkelte deler av nettet kan man være i en situasjon hvor kapasiteten er presset og hvor det kan bli nødvendig med forsterkninger. I slike tilfeller kan en økning i etterspørselen etter overføringskapasitet presse fram forsterkninger. Tilleggs kostnaden pr. kW/kWh for den effekten/energien som utløser det økte kapasitetsbehovet kan bli svært høy. I slike tilfeller er derfor en økning i elforbruket relativt dyr.

Generelle tariffier basert på maksimal effekt som skal gi kostnadsdekning, vil gi gale prissignaler og føre til samfunnsøkonomisk uheldige investeringer. Generelle effekttariffer vil reflektere de gjennomsnittlige nettkostnadene i konsesjonsområdet, mens de marginale kostnadene ved en nettutvidelse vil være beskjedne. Videre vil maksimalt effektuttak ikke nødvendigvis være godt egnet til å fordele nettkostnader i henhold til kostnadsansvar. Med utgangspunkt i eksemplet fra kapittel 2, kan vi slå fast at to kunder i boligfeltet med forskjellig maksimalt effektuttak påfører nettet de samme kostnadene (utenom overføringstap).

Tariffer basert på maksimalt effektuttak reflekterer på denne måten bare i begrenset grad relevante nettforhold, og det er grunn til å tro at signalene som sendes, blir svært sterke i forhold til den tilgjengelige nettkapasiteten dersom tariffene skal brukes til å dekke det residuale inntektsbehovet. En tariff basert på maksimalt effektuttak kan også føre til ustabile tariffier etter hvert som kundene tilpasser seg ved å redusere maksimalforbruket. Lavere maksimaluttak krever høyere tariffier pr. MW, som igjen gir incentiver til ytterligere effektreduksjoner.

Tariffer basert på maksimal effekt kan modifieres til å gi mindre samfunnsøkonomiske skadevirkninger. Effekttariffer med avtakende satser pr. kW jo høyere effektuttaket er, oppviser et vesentlig bedre samsvar med den underliggende kostnadsstrukturen (jf. dagens regler for tariffing av effektmålte kunder i distribusjonsnett).

Gitt at utstyr for timemåling eller begrensning av effektuttak er installert hos kundene, er tariffer basert på maksimal effekt administrativt håndterbare. Kunder med høyt energiforbruk vil ventelig dekke en høyere andel av det residuale inntektsbehovet enn kunder med lavt forbruk.

4.2.5 Fastledd basert på normtall fra timeprofiler

Det er mulig å tenke seg at fastleddet for energimålte kunder avregnes på grunnlag av normtall fra timeprofiler og forskjellige egenskaper ved enkeltkundernes forbruk, for eksempel energi eller effekt:

- Én mulighet er å beregne et implisitt maksimalt effektuttak hos en kunde med utgangspunkt i kundens energiforbruk. Energiforbruket kan fordeles prosentvis pr. time over året basert på en timeprofil. Da framkommer også et beregnet maksimalt effektuttak.
- En annen mulighet er å bruke installert effekt hos kunden til å beregne et sjablonmessig energiforbruk med utgangspunkt i det løpende effektuttaket hentet fra en timeprofil. Timeprofilen kan for eksempel gi informasjon om prosentvis utnyttelse av installert effekt pr. time, som deretter kan aggregeres til et beregnet årlig energiforbruk.

Timeprofilen kan hentes fra sjablonprofiler eller faktiske data fra timemålte kunder uten at det påvirker konklusjonene.

En normtallbasert modell vil uansett kreve informasjon om observerbare egenskaper ved den enkelte nettkunden. I praksis vil det si effekt eller energi. For kundene vil tariffer basert på normtall til dekning av det residuale inntektsbehovet derfor gi incentiver til å redusere energiforbruket og/eller installert effekt. Som tidligere nevnt vil residuale tariffer som skal gi kostnadsdekning normalt være høyere enn de marginale kostnadene ved å øke forbruket både på kort og lang sikt. En modell basert på normtall vil på den måten ha mange av de prinsipielle samfunnsøkonomiske svakhetene som en modell basert på effekt eller energi, men det er mulig at incentivvirkningene blir noe svakere fordi sammenhengen mellom eget forbruk og tariffgrunnlag blir mindre synlig for den enkelte kunden.

Modeller basert på normtall vil ligne modeller basert på effekt eller energi med hensyn til administrativ håndterbarhet og fordelingsvirkninger.

4.2.6 Fastledd basert på betalingsvilje for leveringskvalitet

Det er en sammenheng mellom krav til leveringskvalitet og nettkostnader. Alt annet likt, vil høyere krav til leveringskvalitet føre til økte nettkostnader over tid. Det er neppe noen enkel lineær sammenheng gitt kostnadsstrukturen i elnettet, men leveringskvalitet kan være et minst like egnet kriterium som effekt for fordeling av kostnadene. Én mulighet er å bruke kundenes krav til leveringskvalitet ex ante til å lage differensierte tariffer som til sammen dekker det residuale inntektsbehovet. Dette vil si det samme som at inndekningen av det residuale inntektsbehovet fordeles ut fra konsumentoverskuddet til kundene. Utfordringen er å identifisere den individuelle betalingsviljen for kvalitet. Det kan tenkes gjort gjennom auksjoner hvor nettselskapene selger retten til å være

tilknyttet nettet til høystbydende. I praksis vil det kreve store ressurser, og det er ikke gitt at gevinstene med hensyn til samfunnsøkonomisk effektivitet er særlig store i forhold til andre modeller, for eksempel basert på fastledd pr. måler.

Det er selvsagt også mulig å gjøre en sjablonmessig inndeling basert på for eksempel kundenes tilgjengelige oppvarmingsløsninger, som vi kan anta er korrelert med krav til leveringskvalitet (jf. også drøftingen av prisfølsomheten i etterspørselen til ulike kategorier av nettkunder i kapittel 2). Da er vi imidlertid i praksis tilbake til en modell med differensierte fastledd pr. måler.

4.2.7 Fastledd basert på areal

I prinsippet kan fastleddet baseres på en sats pr. m² boligareal for husholdningskunder og fritidsboliger, alternativt også basert på arealet i næringsbygg. Det er selvsagt også mulig å lage forskjellige satser for ulike intervaller, men det endrer ikke de prinsipielle egenskapene til modellen. Det kan også la seg gjøre å innføre en sats pr. m² næringsareal, men det er ikke opplagt at satsen skal være den samme som for boligareal. En modell basert på areal har interessante samfunnsøkonomiske egenskaper ved at tariffgrunnlaget blir helt uavhengig av så vel den kortsiktige nettutnyttelsen som valg av energibærer til oppvarming. På den måten blir det også et visst samsvar mellom tariffgrunnlag og kostnadsforhold, i hvert fall på kort sikt. Samtidig vil det være en klar samvariasjon mellom areal og elforbruk. Jo større areal, desto større vil elforbruket normalt være. Den eksakte sammenhengen vil imidlertid være forskjellig for enkeltkunder avhengig av om de har installert alternativer til elektrisitet til oppvarming. Uansett vil kunder med store bolig- eller næringsarealer betale en større andel av nettkostnadene.

Hovedutfordringen for en modell basert på areal er behovet for informasjon om bolig- eller næringsareal hos hver enkelt energimålt kunde. Én mulig kilde til informasjon er GAB-registeret. GAB er landets offisielle register for Grunneiendommer, Adresser og Bygninger. Det meste av boligstatistikken til Statistisk sentralbyrå baseres på registeropplysninger fra GAB. Registeret ble opprettet i 1980 og brukes av norske kommuner for blant annet å registrere alle nybygg og påbygg til eksisterende boligmasse i kommunen. Et av registreringskravene er at arealet av boligenhetene i alle typer boligbygg skal registreres.

GAB har flere svakheter som gjør det vanskelig å bruke registeret som grunnlag for en alternativ modell for fastleddet. For det første inneholder GAB-registeret lite opplysninger om bygninger før 1983. Dette betyr at man ikke har en fullstendig oversikt over areal pr. boligenhet i Norge for boliger oppført før 1983. For det andre er det betydelig mangler knyttet til registeroppdatering. I dag har kommunene ansvar for løpende registrering av nybygg og påbygg/tilbygg i GAB-registeret. Det er store forskjeller fra kommune til kommune når det gjelder oppdatering av informasjon. Noen kommuner bruker betydelige ressurser på registeroppdatering, mens andre kommuner ligger flere år bak i sin registrering.¹²

¹² Areal tall brukes i dag blant annet til å beregne kommunale gebyrer for vann og avløp pr. bolighet og fastsette ligningsverdier for boliger. Det er imidlertid all grunn til å tro at disse arealtallene er beheftet med en del mangler, særlig for eldre boliger, og det vil uansett kreve administrative ressurser å overføre de aktuelle arealtallene til nettselskapenes informasjonssystemer.

I prinsippet kunne nettkunder fått ansvar for å rapportere inn boligarealtall til nettselskap, slik som det i dag gjøres med målerstander. For å redusere incentivene for strategisk underrapportering av boligareal kunne nettselskap deretter foreta jevnlige kontroller av boligarealtallene mot GAB-registeret. Videre kunne nettselskapenes kostnader knyttet til administrasjon og kontrollsjekk eventuelt dekkes av gebyrer betalt av nettkunder som feilrapporterer boligareal. Det er også mulig å tenke seg at avvik tolereres, i hvert fall innenfor visse grenser.

Over tid kan det tenkes at datagrunnlaget for boligareal vil bli vesentlig bedre som følge av at EUs bygningsenergidirektiv skal innarbeides i det norske lovverket. Direktivet innebærer at bygg som omfattes av regelverket skal ha en energiattest i form av et energimerke (som et mål på energieffektiviteten), en tiltaksliste og utfyllende informasjon som også inneholder informasjon om størrelse. Krav om energimerking omfatter følgende bygg:

- Alle nye bygg innen næring og bolig, samt bygg som gjennomgår hovedombygging
- Alle offentlige bygg større enn 1000 m²
- Alle bygg som selges eller leies ut

Det vil være enkelte unntak fra disse generelle reglene, som små, frittstående bygninger under 50 m², de fleste industribygg, landbruksbygg og hytter. Reglene er under arbeid, og detaljene er ikke ferdig utarbeidet. Forslag til lov og forskrifter skal sendes på høring i 2006. (Se www.bygningsenergidirektivet.no.)

Det vil åpenbart ta lang tid før innføringen av bygningsenergidirektivet vil gi tilstrekkelig informasjon til at boligareal kan brukes som grunnlag for tariffing av energimålte kunder. I henhold til planen skal direktivet være gjennomført i full skala i løpet av 2009. Eksisterende boliger som ikke selges eller leies ut, vil imidlertid ikke bli energimerket.

4.3 Samlet vurdering

I tabellen nedenfor oppsummer vi de viktigste egenskapene til de forskjellige tariffmodellene i lys av vurderingskriteriene vi presenterte innledningsvis. Vurderingene er gjort med utgangspunkt i at de aktuelle tariffene brukes til å dekke inn det residuale inntektsbehovet.

Tabell 4.2 Oppsummering av egenskaper ved ulike tariffmodeller

	Incentiver	Relevans	Objektivitet og kontrollerbarhet	Administrativ håndterbarhet
Energi	Lav nettutnyttelse og lav lønnsomhet av el	Dårlig samsvar med kostnadsstruktur	OK	OK
Måler/kunde	Høy nettutnyttelse og høy lønnsomhet av el	Brukbart samsvar med kostnadsstruktur	OK, men incentiver til fellesmåling	OK
Installert effekt	Høy nettutnyttelse og høy lønnsomhet av el	Godt samsvar med kostnadsstruktur på kort sikt, en viss sammenheng på lang sikt	OK, men risiko for nedsikring	OK
Maksimal effekt	Middels nettutnyttelse og høy lønnsomhet av el	Dårlig samsvar med kostnadsstruktur på kort sikt, en svak sammenheng på lang sikt	OK gitt timemåling	OK
Normtall	Avhengig av valg av normtall (effekt/energi)	Avhengig av valg av normtall (effekt/energi)	OK	OK
Leveringskvalitet	Høy nettutnyttelse og høy lønnsomhet av el	Brukbart samsvar med kostnadsstruktur	Vanskelig å identifisere individuell betalingsvilje	Ressurskrevende
Areal	Høy nettutnyttelse og høy lønnsomhet av el	Brukbart samsvar med kostnadsstruktur	Dårlig datagrunnlag	Krever systemendringer

5 Regulatoriske veivalg

Vi har i de foregående kapitlene drøftet de samfunnsøkonomiske kriteriene for optimale overføringstariffer og sett på hvordan fastleddet for energimålte slutt kunder i distribusjonsnettet kan utformes i praksis. I dette kapitlet drøfter vi kort noen mulige regulatoriske veivalg for NVE med hensyn til tariffene for de energimålte slutt kundene. Vi ser spesielt på hvilke tariffmodeller som bør unngås med utgangspunkt i dagens tariffregelverk. Vi ser videre på hvordan en kan oppnå forskjellige former for *harmonisering* av tariffen i distribusjonsnettet mellom konsesjonsområder. Det siste kan ses på som refleksjoner rundt langsiktige regulatoriske veivalg. Harmonisering kan i praksis anta flere former:

- Krav til et bestemt nivå på energi- eller fastleddet
- Krav til at energi- eller effektleddet skal ligge innenfor gitte grenser (maksimums- eller minimumsverdier eller en kombinasjon)
- Krav til at energileddet eller fastleddet skal beregnes i henhold til bestemte regler
- Krav til at de samlede tariffinntektene (eventuelt avgrenset til inntektene fra bestemte kundegrupper) skal ha en viss prosentvis fordeling mellom ulike tariffledd

5.1 Samfunnsøkonomisk vurdering av tariffen for inndekning av det residuale inntektsbehovet

Basert på vår analyse av ulike tariffmodeller for inndekning av det residuale inntektsbehovet vil vi trekke følgende konklusjoner:

- Fastledd pr. måler, alternativt differensiert pr. kundegruppe, har mange gode samfunnsøkonomiske egenskaper. Den viktigste utfordringen er knyttet til at nettkundene får incentiver til å innføre fellesmåling dersom fastleddene blir for høye. Det gir ikke nødvendigvis samfunnsøkonomiske tap med hensyn til bruken og utviklingen av nettet, men kan gi behov for stadige tariffendringer og gi administrative ekstrakostnader etter hvert som kundene tilpasser seg ved å innføre fellesmåling.
- Tariffer basert på installert effekt og maksimalt effektuttak påvirker nettkundenes investeringsincentiver ved at de gir prissignaler. Prissignalene som gis, vil generelt være slik at de overdriver de marginale kostnadene i nettet ved å øke kapasiteten. Det at investeringer skjer i sprang, gjør likevel

at det samfunnsøkonomiske tapet kan begrenses i noen grad. Det gjelder særlig for tariffer basert på installert effekt. Tariffer basert på installert effekt kan imidlertid også gi nettkundene incentiver til å redusere sikringsstørrelsen.

- Høye energiledd gir gale prissignaler på både kort og lang sikt, og samsvarer i liten grad med kostnadsstrukturen i nettet. Samlet sett vil bruk av energiledd til å dekke det residuale inntektsbehovet antakelig ha større skadevirkninger enn tariffer basert på effekt, særlig installert effekt. Det skyldes at installert effekt tross alt er en mindre påvirkbar størrelse for nettkundene enn det løpende elforbruket.

En samlet vurdering tilsier at fastledd pr. måler er å foretrekke, selv om også denne modellen har visse svakheter. Tariffer basert på installert effekt er å foretrekke framfor høye energiledd, men gir vridninger i forhold til fastledd pr. måler, og er i så måte en nestbest-løsning.

Konklusjonene over er basert på en vurdering av tariffene i distribusjonsnettet uavhengig av annen virkemiddelbruk og nettselskapenes samlede incentiver. Konklusjonene om hva som er samfunnsøkonomisk effektive tariffer for energimålte kunder i distribusjonsnett kan endre seg avhengig av hvordan andre virkemidler er utformet (reguleringen av nettselskapenes inntekter, markedsdesign, avgiftspolitik, skattesystem etc.). Vår analyse er gjort under en implisitt forutsetning av at andre virkemidler er utformet slik at de ikke gir vesentlige samfunnsøkonomiske tap. Selv om denne forutsetningen ikke skulle være oppfylt, er det likevel ikke gitt at tariffene i distribusjonsnettet vil være særlig godt egnet til å bøte på svakheter i annen virkemiddelbruk. For det første kan det være vanskelig å gjøre endringer i tariffene som faktisk reduserer eller fjerner problemer som skapes av imperfekte virkemidler andre steder; for det andre kan endringer i andre virkemidler gi mindre samfunnsøkonomiske tap enn endringer i tariffene i distribusjonsnettet for å nå et gitt mål. Konklusjonene våre er derfor fortsatt gyldige og relevante i en verden med imperfeksjoner i annen virkemiddelbruk.

5.2 Harmonisering

5.2.1 Harmonisering av tariffnivå

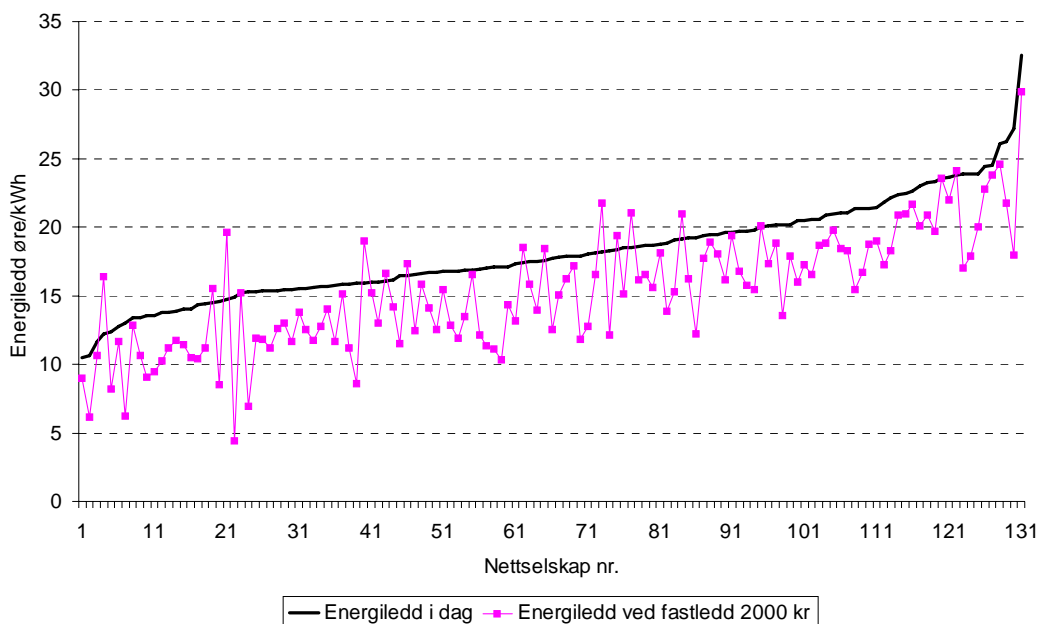
En grunnleggende utfordring knyttet til å harmonisere tariffnivået mellom konsesjonsområder er de store forskjellene i nettkostnader, som har sitt opphav i geografiske rammevilkår, effektivitet, nettstruktur og historiske investeringer. Dersom en velger å harmonisere tariffene for energimålte sluttkunder, er det derfor bare mulig å lage eksplisitte regler for én tariffstype (gitt dagens selskapsstruktur og innteksreguleringen av nettselskapene). Den andre tariffstypen må bestemmes residualt.

Harmonisering av fastledd

Vi ser først på virkningene av å harmonisere nivået på fastleddene. Energileddet må dermed bestemmes residualt. I figuren nedenfor viser vi konsekvensene for energileddet av å sette fastleddet til 2000 kr. pr. kunde (måler). Selskapene er ordnet i stigende rekkefølge etter gjennomsnittlig energiledd i dag (den tykke

svarte kurven). Vi har igjen lagt til grunn at inntektene fra de energimålte kundene skal være de samme uavhengig av tariffregler (jf. analysen i kapittel 4). Vi har lagt inntektsnivået for 2003 til grunn, basert på tall fra NVEs økonomiske og tekniske rapportering. I beregningene skiller vi ikke mellom husholdninger, fritidsboliger, jordbruk og mindre næring. Formålet er ikke å gi en eksakt beregning av tariffene for de ulike kundegruppene, men illustrere utfallsrommet på et overordnet plan og de viktigste prinsipielle virkningene.

Figur 5.1 Energiledd for energimålte kunder ved krav om fastledd lik 2000 kr. Øre/kWh



Kilde: NVE, ECON

Vi ser av figuren at energileddet endres betraktelig i mange selskaper. Samfunnsøkonomisk vil en regulering av nivået på fastleddet føre til lavere energiledd og dermed riktigere prising noen steder, og høyere energiledd andre steder. Det valgte nivået vil avgjøre den samlede virkningen. Jo høyere fastleddet settes, desto riktigere blir nivået på energileddet (med et mulig unntak for områder med høye marginale tap). Med den valgte grenseverdien på 2000 kr. vil energileddet gå ned de fleste steder. Ved et regulert fastledd på 3000 kr. får faktisk enkelte selskaper beregnet negative energiledd for de aktuelle kundegruppene.

Samtidig er det klart at energileddet fremdeles vil variere mye mellom konsesjonsområder, og det vil fortsatt være høyt i områder med høye nettkostnader. Generelt vil bruk av et absolutt krav til fastleddet føre til økte variasjoner i energileddet (målt ved standardavviket til energileddet). Det skyldes at alle kostnadsvariasjoner mellom nettområder må bæres i sin helhet av energileddet.

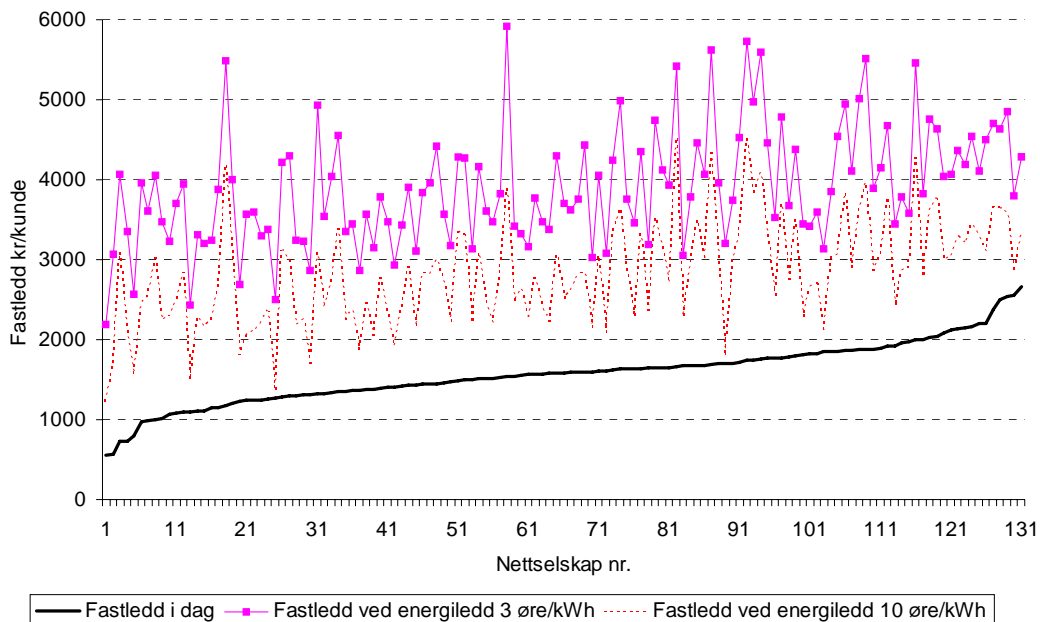
Vi kan også tenke oss at harmoniseringen skjer i form av et minimumskrav til fastleddet. Selskapene må da benytte fastledd over et nivå fastsatt av NVE, men de står fritt til å ta høyere fastledd. Figur 5.1 ovenfor kan da tolkes som det maksimale nivået på energileddet pr. selskap gitt et minstekrav på 2000 kr. i fastledd pr. kunde. Det er selvsagt også mulig å sette et tak på fastleddet. Hvis

taket settes lik 2000 kr, viser figur 5.1 hvor høyt energileddet minst må være. Bruk av et gulv gir imidlertid ventelig bedre samfunnsøkonomiske virkninger enn et tak, avhengig av nivået på gulvet eller taket. Det skyldes at et gulv må ventes å øke fastleddet en del steder og gi reduserte energiledd, mens et tak vil redusere fastleddet og øke energileddet i de konsesjonsområdene hvor taket er bindende (vi har da antatt at energileddet allerede i dag er for høyt mange steder).

Harmonisering av energiledd

Harmonisering av energileddet kan skje ved at NVE fastsetter et bestemt nivå på energileddet som reflekterer marginaltap på landsbasis og løpende kraftpriser (eventuelt for en periode av gangen). I figuren nedenfor viser vi konsekvensene av å sette energileddet til 3 øre/kWh og 10 øre/kWh. Vi har brukt det samme beregningsgrunnlaget som ovenfor, og selskapene er rangert i stigende rekkefølge etter nivået på energileddet i dag.

Figur 5.2 *Fastledd for energimålte kunder ved forskjellige krav til energileddet. Kr/kunde*



Kilde: NVE, ECON

Figuren over kan også brukes til å vise de prinsipielle virkningene av at NVE stiller krav til nettselskapene om at energileddet skal reflektere marginale tap, eventuelt pluss et lite påslag. Vi har ikke data for marginaltap pr. konsesjonsområde, men figuren over gir et bilde av konsekvensene for tariffstruktur og -nivå gitt at marginaltapene for eksempel er 10 prosent og kraftprisen 30 øre/kWh.

Samfunnsøkonomisk vil harmonisering av energiledd gi en riktigere prising av overføring gitt at energileddet går ned de fleste steder. Harmonisering vil imidlertid gi store residuale variasjoner i fastleddene. På samme måte som ved harmonisering av fastledd vil variasjonen i fastleddene øke når energileddet låses på nasjonalt nivå.

Figur 5.2 ovenfor kan også brukes til å illustrere virkningene av å fastsette tak eller gulv for energileddet. Med et tak på energileddet på 10 øre/kWh viser den stiplede midterste kurven i figuren hvor høyt fastleddet minst må være. Med et gulv på 10 øre/kWh viser den samme kurven hvor høyt fastleddet maksimalt kan være. Et tak på energileddet vil ventelig ha gunstigere samfunnsøkonomiske virkninger ved at energileddet jevnt over vil reduseres (igjen avhengig av nivået på taket).

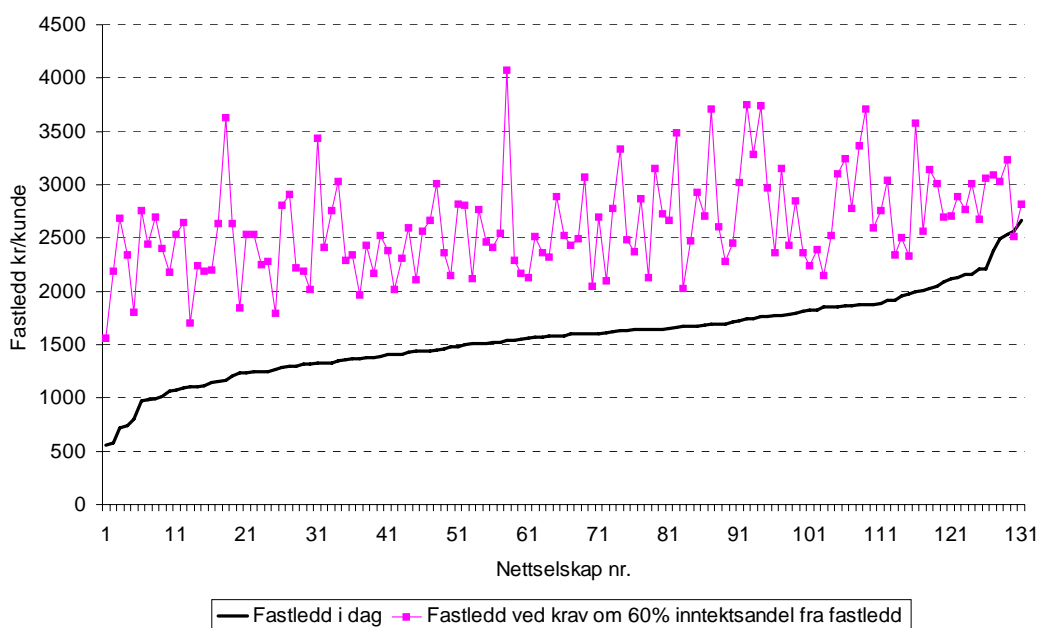
5.2.2 Harmonisering av tariffstruktur

En harmonisering av tariffstrukturen for energimålte slutt kunder kan skje ved at NVE stiller krav til at en viss andel av tariffinntektene skal komme fra fastledd. Også her kan det være mulig å benytte maksimums- og minimumsverdier som andelen må oppfylle. Slike krav til tariffstrukturen kan gi riktigere prising av netjtjenestene dersom de fører til reduserte energiledd i forhold til dagens situasjon.

I 2003 stammet ca. 1/3 av tariffinntektene fra fastledd hvis vi ser på de energimålte slutt kundene i distribusjonsnett.¹³ Vi bruker på samme måte som tidligere dataene fra NVEs økonomiske og tekniske rapportering for å illustrere virkningen av å innføre et krav om at 60 prosent av inntektene fra fastledd. (60 prosent er et vilkårlig valgt tall for å illustrere den prinsipielle virkningen.)

I den første figuren viser vi virkningene på *fastleddet* av å innføre kravet. Vi ser at ett selskap faktisk må redusere fastleddet i forhold til i dag. Det skyldes at selskapet i 2003 hentet inn mer enn 60 prosent av tariffinntektene fra energimålte kunder via fastledd. Selskapene er rangert i stigende rekkefølge etter nivået på fastleddet i dag.

Figur 5.3 *Fastledd for energimålte kunder ved krav om at minimum 60 prosent av tariffinntektene skal dekkes via fastledd. Kr/kunde*

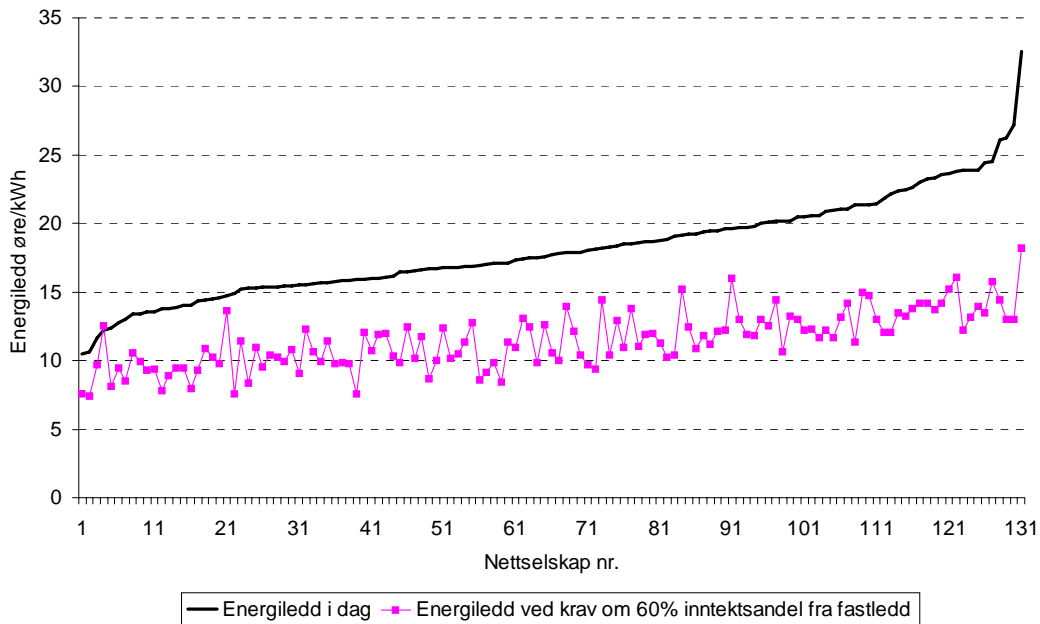


¹³ Ifølge NVEs økonomiske og tekniske rapportering for 2003. Andelen inntekter fra faste ledd er en del høyere for andre kundegrupper.

Kilde: NVE, ECON

I den neste figuren viser vi virkningene på energileddet av å innføre kravet (selskapene er rangert i stigende rekkefølge ut fra nivået på energileddet i dag). Med unntak av ett selskap reduseres energileddet. Det er også verdt å merke seg at spredningen mellom selskaper reduseres betraktelig.

Figur 5.4 Energiledd for energimålte kunder ved krav om at minimum 60 prosent av tariffinntektene skal dekkes via fastledd. Øre/kWh



Kilde: NVE, ECON

En kombinasjon av krav til fordelingen av tariffinntektene og krav om at energileddet bare skal reflektere marginaltap pluss eventuelt et beskjedent påslag vil gi klare samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter i form av riktige priser. Dette forutsetter at fastleddet utformes på en måte som er minst mulig vridende.

Det bør i prinsippet være fullt mulig å etablere enkle og håndterbare regler for hvordan marginaltapene i hvert konsesjonsområde skal beregnes i praksis og dokumenteres overfor NVE.

Referanser

- Berg, M. (1984): "Kostnadsanalyse og prissetting i et naturlig monopol", *Statsøkonomisk tidsskrift*, nr. 2, s. 67-105.
- Bråten, J. (2001): *Det økonomiske samspillet mellom nett og kraftmarked. Sammendragsrapport*. Forskningsrapport 92/01, ECON Senter for økonomisk analyse.
- Joskow, P.L. (2005): *Regulation of Natural Monopolies*. Massachusetts Institute of Technology. Prepared for the Handbook of Law and Economics, A.M. Polinsky and S. Shavell, editors. Elsevier, B.V.
- Joskow, P. og J. Tirole (2005) "Merchant transmission investment", *Journal of Industrial Economics*, Volume LIII June 2005, No. 2.
- Laffont, J.J. og J. Tirole (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge, Massachusetts: MIT Press.
- Sand, K. (2003): *Optimale investeringer i kraftnettet*. AN 03.12.61, SINTEF Energiforskning.
- Schweppe, Fred C., Caramanis, Michael C., Tabors, Richard D. og Bohn, Roger E. (1988): *Spot pricing of electricity*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers.
- STEM (2003): *Utveckling av nätavgifter*. ER 4:2003, Statens energimyndighet.

Vedlegg 1: Dagens tariffregelverk (utdrag)

Fra FOR-1999-03-11-302 Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier.

§ 13-1. Prinsipper for utforming av punkttariffer

Alle nettselskapene er ansvarlige for at det utarbeides tariffier som er punktbaserte etter følgende prinsipper:

- a) tariffiene skal refereres tilknytningspunktene.
- b) avtale med nettselskapet i tilknytningspunktet skal gi adgang til hele nettsystemet og kraftmarkedet.
- c) nettselskapet plikter å tilby alle som etterspør nettjenester ikke-diskriminerende og objektive punkttariffer og vilkår.
- d) tariffiene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet.
- e) tariffiene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold.
- f) tariffiene skal fastsettes uavhengig av avtaler om kraftkjøp/kraftsalg.
- g) tariffiene skal gi nettselskapet inntekter til dekning av kostnader innenfor tildelt inntektsramme, kostnader i overliggende nett, innbetalt eiendomsskatt og lovpålagt innbetaling til energifond.

§ 13-2. Alminnelige regler for tariffiering

Tariffiene for uttak og innmating av kraft skal utarbeides etter følgende grunnstruktur:

- a) bruksavhengige tariffledd som varierer med kundens løpende uttak eller innmating av energi.
- b) andre tariffledd.

§ 13-3. Bruksavhengige tariffledd

Bruksavhengige tariffledd består av energiledd og kapasitetsledd.

Energileddet skal som hovedregel fastsettes på grunnlag av marginale tapkostnader i nettet.

Nettselskapene kan fastsette kapasitetsledd slik at det skapes balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet. Kapasitetsleddet kan benyttes når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet.

§ 13-4. Andre tariffledd

Andre tariffledd skal dekke nettkostnader som ikke dekkes gjennom bruksavhengige tariffledd.

§ 14-1. Utforming av tariff for ordinære uttak i sentral- og regionalnett

I sentral- og regionalnett skal energileddet fra 1. januar 2003 være referert til de enkelte tilknytningspunkter. Energileddet skal tidsdifferensieres. Tidsdifferensieringen skal som et minimum være vinter dag, vinter natt/helg og sommer. Marginale tapsprosenten skal så langt som mulig beregnes med hensyn til systembelastningen i et samlet nettsystem og en produksjons- og lastsituasjon som er representativ for hvert enkelt tidsavsnitt. Når energileddet fastsettes individuelt for hvert tilknytningspunkt, skal tapsprosenten for henholdsvis uttak og innmating ha samme absoluttverdi, men motsatt fortegn.

I sentral- og regionalnett skal effektbaserte tariffledd fastsettes med utgangspunkt i kundens effektbelastning i definerte referansetimer. Referansetimene skal så langt som mulig ikke kunne forutsies av nettbrukerne. Det kan legges flere målinger til grunn. Det kan fastsettes et minimum effektgrunnlag.

§ 14-2. Utforming av tariff for ordinære uttak i distribusjonsnett

I distribusjonsnett skal kunder uten effektavregning avregnes etter et fastledd og et energiledd, slik at:

- a) fastleddet dekker kundespesifikke kostnader og en andel av de øvrige faste kostnadene i nettet.
- b) energileddet dekker marginale tapsekostnader og kan i tillegg dekke en andel av de øvrige kostnader som ikke innkreves gjennom fastleddet.

Kunder med effektavregning i distribusjonsnett skal belastes fastledd, energiledd og effektledd. Fastleddet skal som et minimum dekke kundespesifikke kostnader. Energileddet skal som et minimum dekke marginale tapsekostnader i nettet. Effektleddet skal baseres på kundens effektuttak i definerte perioder.

Det skal utarbeides separate tariff for høyspent og lavspent uttak.

For lavspent uttak skal effektleddene være kvantumsdifferensierte. Disse tariffene skal utformes slik at alle kunder betaler samme pris for uttak opp til første trinn og lavere satser ved de senere trinn. Alternativt kan tariffene fastsettes på annen måte som gir tilsvarende virkning.

Netteier skal tilby tariff med tidsdifferensiert energiledd til alle kunder i distribusjonsnett som i forskrift er pålagt måleravlesning flere ganger i året.

§ 14-3. Fellesmåling av sluttbrukere

Nettselskapene skal på forespørsel tilby boligsameier, forretningsgårder, borettslag, boligbyggelag og lignende, måling og tariffing pr. felles inntaksledning.

Vedlegg 2: Fastledd i andre land

Vi har gjort en begrenset kartlegging av tariffregelverket og praksis i et utvalg nord-europeiske land. Et viktig forbehold når man vurderer erfaringene er at utformingen av tariffingspraksis i et spesifikt land er veldig stor grad preget av hvordan energisystemet i landet er bygd opp. Dette betyr at erfaringene fra utlandet ikke nødvendigvis vil være direkte overførbare til norske forhold.

England og Wales

I England og Wales finnes det 14 distribusjonsnett, såkalte DNOer (distribution network operators), som selv får lov til å bestemme hvordan nettariffene skal utformes. Dette har ført til store sprik i fordelingen mellom faste og variable ledd og avregningsgrunnlaget for tariffene. Kravet fra regulatoren er at DNOene skal årlig levere en *Statement of Charges*-rapport som beskriver hvilken metode nettselskapet har anvendt for å beregne sine tariffer. Hovedprinsippet for tariffutformingen er at nettariffene skal reflektere nettselskapenes faktiske kostnader.

Regulatorens Ofgem har nå startet en granskningsprosess for å undersøke hvorvidt det kan være hensiktsmessig å innføre krav til felles tariffingsstruktur for samtlige nettselskap.

Finland

Fastleddet i Finland betales som en månedlig abonnementsavgift og avhenger av sikringstørrelse (for eksempel 16, 20 eller 25 Ampere). For en husholdning med elektrisk oppvarming (med årlig strømforbruk på ca. 20.000 kWh) vil energileddet være avhengig av når på døgnet strømmuttaket skjer. Satsen for uttak på dagtid mellom (kl. 0700-2200) vil typisk være høyere enn strømmuttak om natten (kl. 2200-0700). Definisjonen på dagtid og nattetid kan variere noe mellom nettselskap. Enkelte nettselskap krever også høyere satser for strømmuttak på dagtid under vinterhalvåret (1. november-31. mars).

Sverige

De fleste nettselskapene anvender en tariff med en fastdel og en variabeldel. Den faste delen varierer med sikringsstørrelse (for eksempel 16, 20 eller 25 Ampere). Den variable delen avhenger av forbruk, som normalt regnes i øre pr. kWh. Fordelingen mellom den faste delen og variable delen varierer mellom nettselskapene. Regulatoren legger seg ikke inn i hvordan nettselskap velger å utforme forholdet mellom den faste og variable delen av nett-tariffen. For eksempel kan nettselskaper ha en høy fastdel og en lav variabel del av nettariffen. Regulators overvåking og statistikk bygger bare på den totale årskostnaden for de ulike kundetyperne. I STEM (2003) viser Statens energimyndighet at andelen av inntektene som utgjøres av faste ledd har økt de siste årene.

Noen nettselskap har valgt å bare ha et fastledd. Da påvirkes ikke nettkostnaden av hvor mye strøm kunden bruker. Nettkunden kan også velge å bytte sikring hvis han/hun vil redusere sine nettkostnader. Det gjør at det maksimale effektuttaket minsker.

Danmark

Nettariffen i Danmark for en typisk husholdningskunde med forbruk på cirka 4000 kWh består i hovedsak av tre elementer.

1. *Fastleddet*: Innkreves av nettselskapet i form av en årlig abonnementsbetaling (kr/år).
2. *Energileddet*:
 - a. *Lokalnettariff* (øre/kWh) knyttet til kraftforbruk, tariffen er lik over hele døgnet.
 - b. *Systemtariff* (øre/kW) dekker nett- og systembetaling til transmisjonsnett på høyeste nivå som administreres av Energinet Danmark.

Noen husholdningskunder må også betale en *regional nettariff* hvis det lokale nettselskapet også eier regionalnett. Tariffen for regional transmisjon dekker omkostninger knyttet til transport av elektrisitet fra produsenter til det lokale nettselskapet.

Observasjoner

Praksisen i de landene vi har sett på, oppviser både likheter og forskjeller sammenlignet med norsk praksis. Både den norske og de utenlandske modellene er basert på en toprismodell (med et energi- og fastledd). Det er flere nettselskaper i Sverige og Finland som knyttet fastleddet til sikringsstørrelse. Danmark er unntaket fra toprismodellen fordi kundene også må betale en tariff til sentralnettet for leveranse av systemtjenester, og i noen tilfeller også en regionalnettariff hvis det lokale nettselskapet eier regionalnett. I samtlige land får nettselskapene stort sett bestemme selv hvordan tariffene utformes. Det kan imidlertid virke som om England og Wales er på vei bort fra denne praksisen i noen grad, og at regulatoren Ofgem vil i framtiden innføre krav om felles tariffingsstruktur for alle distribusjonsnett.