

Rapport 2010-016

**Ny prisstrategi for  
sentralnettet**

# **Ny prisstrategi for sentralnettet**

Utarbeidet for  
Statnett SF

## **Innhold:**

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....	1
1 INNLEDNING .....	6
1.1 Bakgrunn og problemstilling .....	6
1.2 Om rapporten .....	7
2 PRINSIPPER FOR SAMFUNNSØKONOMISK EFFEKTIVE NETTARIFFER. 8	
2.1 Tariffer som gir prissignaler .....	8
2.1.1 Kort sikt .....	8
2.1.2 Optimale langsiktige prissignaler .....	10
2.1.3 Optimale priser gir et residuallt inntektsbehov .....	11
2.2 Inndekning av det residuale inntektsbehovet.....	12
2.2.1 Prisfølsomhet i etterspørselen som fordelingsprinsipp mellom kundergrupper.....	12
2.2.2 Geografisk differensiering av residuale ledd? .....	20
2.2.3 Effekt eller energi som avregningsgrunnlag? .....	21
2.2.4 Behov for harmonisering av residuale tariffer? .....	22
2.3 Oppsummering.....	24
3 RAMMEVILKÅR FOR PRISSTRATEGIEN .....	25
3.1 Føringer på tariffene .....	25
3.2 Utviklingen i sentralnettskostnader .....	26
3.3 Utvikling i produksjon og forbruk .....	27
3.3.1 Kraftproduksjon .....	27
3.3.2 Kraftforbruk .....	27
4 MULIGE ELEMENTER I PRISSTRATEGIEN .....	30
4.1 Energiledet .....	30
4.2 Flaskehalsinntekter og salg av overføringsrettigheter .....	31
4.2.1 Flaskehalsinntekter i det ordinære energimarkedet .....	31
4.2.2 Salg av overføringsrettigheter.....	32
4.3 Inntekter fra salg av regulerkraft og systemtjenester.....	34
4.4 Anleggsbidrag .....	34
4.5 Systemtariffer.....	35
4.6 Eierskap til nettanlegg .....	37
4.7 Transittkostnader .....	37
4.8 Oppsummering.....	38
5 ALTERNATIVE MODELLER FOR DE RESIDUALE LEDDENE.....	40
5.1 Residuale ledd for innmating .....	40
5.1.1 Handlingsrommet innenfor gjeldende nasjonale og internasjonale retningslinjer.....	40
5.1.2 Alternative modeller for innmating .....	43
5.1.3 Innfasingstariffen .....	45
5.2 Uttak 1: Business as usual – videreføring av k-faktor .....	46
5.2.1 Modellen .....	46
5.2.2 Konsekvenser.....	46
5.2.3 Felles tariffing av regional- og sentralnett.....	50
5.3 Uttak 2: Avregning på grunnlag av faktisk uttak.....	51
5.3.1 Modellen .....	51
5.3.2 Konsekvenser.....	52

5.3.3	Felles tariffing av regional- og sentralnett.....	53
5.4	Uttak 3: Nettoavregning.....	54
5.4.1	Modellen .....	54
5.4.2	Konsekvenser.....	54
5.4.3	Felles tariffing av regional- og sentralnett.....	56
5.5	Oppsummering.....	56
6	FORSLAG TIL PRISSTRATEGI.....	58
	REFERANSER.....	60
	VEDLEGG 1: DAGENS TARIFFMODELL I SENTRALNETTET .....	62
	VEDLEGG 2: SYSTEMTARIFFER I ANDRE LAND.....	66

## Sammendrag og konklusjoner

### Resymé

*Kostnadene i sentralnett vil trolig øke betydelig de neste årene. Statnetts prisstrategi vil være avgjørende for hvorvidt inntektsbehovet i sentralnett kan dekkes på en samfunnsøkonomisk effektiv måte. Statnett bør bygge videre på hovedelementene i dagens system med hensyn til tariffer som skal gi prissignaler, og bør i tillegg vurdere å innføre en egen tariff som gir signaler om kostnadene ved systemdriften. De residuale leddene for innmating bør utformes på samme måte som i dag, gitt nasjonale og internasjonale føringer på tariffutforming og -nivåer, men nivået bør vurderes økt noe. For uttak bør de residuale leddene avregnes på grunnlag av faktisk forbruk og differensierte satser for ulike kundegrupper, med de laveste satsene for kraftintensiv industri, i stedet for dagens k-faktor-modell. k-faktor-modellen vil som følge av kostnadsøkningene i sentralnett over tid gi svært sterke lokaliseringssignaler som er tilfeldige og potensielt samfunnsøkonomisk uheldige.*

### Bakgrunn

Kostnadene i sentralnett er ventet å øke betydelig de neste 10 årene som følge av omfattende investeringsplaner. Disse kostnadene må dekkes av kundene i sentralnett, det vil si kraftprodusenter og forbrukere. Sentralnettstariffene er hovedkilden til dekning av kostnadene, men også andre elementer er relevante, særlig anleggsbidrag og handelsinntekter fra utenlandsforbindelser. Bruken av ulike virkemidler må ses i sammenheng, og vil til sammen utgjøre en *prisstrategi* for sentralnett. Prisstrategien vil være svært viktig for å oppfylle energilovens formål om en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet, og vil ha betydelige fordelingsvirkninger.

### Problemstilling

Statnett SF har bedt Econ Pöyry om å utarbeide et uavhengig forslag til en prisstrategi for sentralnett. Prisstrategien skal ivareta følgende hovedhensyn:

- *Samfunnsøkonomisk effektivitet.* Med samfunnsøkonomisk effektivitet sikter vi til nettkundenes beslutninger om forbruk og produksjon av kraft på kort og lang sikt (investeringer).
- *Robusthet.* Med robusthet forstår vi i denne sammenhengen hvor enkel tariffmodellen er, hva som kreves av informasjon for Statnett og aktørene, modellens legitimitet blant nettkundene og i hvilken grad modellen er i samsvar med overordnede føringer for tariffutforming i den norske reguleringen og i EUs direktiver og forordninger.

Samfunnsøkonomisk effektivitet er det primære vurderingskriteriet, men det er klart at en teoretisk effektiv modell som ikke samtidig er robust, neppe vil være noen god løsning i praksis.

Arbeidet er i utgangspunktet avgrenset til de residuale leddene, det vil si de tariffene som skal gi kostnadsdekning etter at inntektene fra øvrige tariffledd som skal gi prissignaler samt andre inntektskilder (som flaskehalsinntekter) er trukket fra. De residuale leddene må imidlertid vurderes i lys av andre elementer i prisstrategien, herunder marginaltapsleddet, ordningen med områdepriser og ulike former for inntekter fra handel med andre kraftsystemer. Vi vurderer i den forbindelse også om det kan være

grunnlag for å introdusere nye tariffer i tillegg til de eksisterende variable tariffene og de residuale leddene.

## Konklusjoner og tilrådinger

### *Grunnleggende prinsipper for prisstrategien*

Det har vært gjort omfattende utredninger og analyser av samfunnsøkonomisk optimale nettariffer både i Norge og internasjonalt gjennom flere tiår. Med utgangspunkt i de teoretiske og praktiske erfaringene legger vi til grunn følgende prinsipper for prisstrategien:

- Alle kunder, både innmating og uttak, bør dekke de kostnadene de er direkte opphav til. Dette vil dels skje gjennom områdepriser og marginaltapsleddet, dels gjennom anleggsbidrag (ideelt sett også i det maskede nettet). Manglende prissignaler gir gale incentiver til drift og investeringer, herunder lokalisering av ny produksjon, noe som vil føre til for høye nettkostnader over tid og et ineffektivt system. Innføringen av et felles norsk-svensk marked for elsertifikater øker betydningen av å gi riktige prissignaler til ny kraftproduksjon.
- Sentralnettet er å betrakte som et kollektivt gode i den forstand at forsyningssikkerheten i hele nettet kommer alle nettkunder til gode og ved at økt forbruk hos én aktør ikke reduserer forsyningssikkerheten for de andre nettkundene. I den grad det siste ikke er tilfelle, vil marginaltapsledd og områdepriser gi signaler om verdien av å redusere forbruket (eventuelt kan Statnett gripe inn direkte med tiltak som systemvern). I det perspektivet blir de residuale leddene å betrakte som inngangsbilletten til et spleiselag som gir alle nettbrukerne mulighet til å forbruke kraft med et gitt nivå på forsyningssikkerheten. Alle kunder bør derfor betale et residuall ledd som er større enn null.
- Nivået på de residuale tariffene for uttakskunder bør differensieres på grunnlag av den langsiktige prisfølsomheten i etterspørselen etter kraft. Kunder i kraftintensiv industri er særlig viktige i den forbindelse, ettersom disse normalt har små muligheter til å velte kostnadsøkninger over i prisene på produktene de selger og fordi energikostnader utgjør en betydelig andel av totalkostnadene i virksomheten (selv om det kan være til dels betydelige variasjoner mellom ulike industrigrener). Nedleggelse av industri kan utløse behov for betydelige nettinvesteringer (for eksempel ved at det blir store regionale kraftoverskudd), og det er derfor uheldig om høye residuale ledd for industrien gir for sterke signaler om nettkostnader. Vi understreker at dette bare gjelder de residuale leddene, ikke de øvrige tariffene som skal gi samfunnsøkonomisk riktige prissignaler (jf. forrige kulepunkt).
- Innmating bør avregnes på grunnlag av energi som i dag og ikke effekt. Effektbaserte residuale ledd gir gale incentiver til å investere i effektkapasitet og valget mellom ulike produksjonsteknologier.
- Det er ikke ønskelig å differensiere de residuale leddene geografisk på generelt grunnlag, verken for innmating eller uttak. Generell differensiering vil prinsipielt gi for sterke eller for svake lokaliseringssignaler avhengig av situasjonen. Behovet for prissignaler ivaretas i hovedsak gjennom tariffene for løpende bruk av nettet, håndtering av flaskehalsen gjennom prisområder samt anleggsbidrag.
- Samlokalisering som er gunstig ut fra *systembelastningen* vil generelt bli belønnet gjennom tariffens variable ledd og anleggsbidrag. En uttakskunde bør derfor ikke

uten videre få et lavere avregningsgrunnlag for det residuale leddet bare på grunn av at kunden er tilknyttet det samme punktet som en produsent. Effekten av samlokalisering kan fort gi incentiver til lokaliseringsvalg som er samfunnsøkonomisk uheldige. Signalene via et residualløddet justert for samlokalisering har ikke nødvendigvis noen sammenheng med de langsiktige kostnadene knyttet til økt uttak i et gitt punkt i nettet, og de kan fort bli sterkere enn samfunnsøkonomisk riktige prissignaler via marginaltap, områdepriser og anleggsbidrag.

#### *Avregning basert på faktisk uttak i stedet for k-faktor*

Kostnadene i sentralnettet ventes å øke kraftig de neste ti årene. Med dagens k-faktor-modell vil det på sikt ha flere konsekvenser som ikke er ønskelige:

- De beregnede k-faktorene i de ulike punktene vil bli enda mer forskjellige enn i dag. Det kan i sin tur føre til at de residuale leddene gir for sterke signaler om lokalisering av forbruk. Svært forskjellige avregningsgrunnlag etter justering for k-faktor kan også komme i strid med mål om tariffutjevning.
- Tariffregningen for kraftintensiv industri vil øke i takt med kostnadene med mindre det gjøres justeringer av formelen (i praksis øke parameteren  $c$ ). Slike justeringer forsterker imidlertid de geografiske forskjellene i de residuale leddene ytterligere.

Til erstatning for k-faktor-modellen bør Statnett derfor vurdere å gå over til avregning basert på faktisk uttak ( gjerne gjennomsnittlig effektuttak i referansetimer som i dagens modell), uavhengig av lokalisering og eventuell innmating i hvert enkelt punkt. Ideelt sett bør tariffsatsene differensieres mellom uttakskundene ut fra prisfølsomheten i elforbruket, som avhenger av i hvilken grad nettkundene kan velte kostnadsøkninger over i produktprisene og hvor stor andel kraftkostnadene utgjør av de totale kostnadene. I praksis kan det imidlertid være nødvendig å differensiere ut fra nettrelaterte forhold som brukstid og størrelse på forbruket og operere med to kategorier, for eksempel kraftintensiv industri og øvrig uttak.

Med avregning på grunnlag av faktisk uttak vil samlokalisering i utgangspunktet ikke belønnes særskilt. Prinsipielt er det gode samfunnsøkonomiske grunner til ikke å differensiere avregningsgrunnlaget for de residuale leddene ut fra forholdet mellom innmating og ulike typer uttak i et punkt. Sentralnettet er som nevnt i stor grad et kollektivt gode som alle nettkunder har nytte av, uavhengig av om uttak og innmating er samlokalisert eller ikke. En nettkunde som har et topplastuttak som er vesentlig mindre enn tilgjengelig vintereffekt i et punkt, kan meget vel trenge den fulle nettkapasiteten i punktet (og det bakenforliggende sentralnettet) for å dekke sitt uttak i andre deler av året når kraftverket i punktet ikke produserer. Tariffing på grunnlag av forholdet mellom innmating og uttak, som i k-faktor-modellen, sier på den måten svært lite om hvilken nytte uttakskunden har av nettet og hvilke kostnader uttaket påfører systemet.

I den grad det av andre hensyn enn samfunnsøkonomisk effektivitet er ønskelig å reflektere samlokalisering mellom innmating og uttak, kan det likevel vurderes å gjøre justeringer. Vi understreker imidlertid at faktisk uttak, uavhengig av lokalisering, må være det primære, og at effekten av samlokalisering på de residuale leddene ikke må gi for sterke signaler. Det vil også gjøre tariffmodellen mer komplisert dersom de residuale leddene skal gi signaler om verdien av samlokalisering uten at det oppstår nye vridninger og samfunnsøkonomiske tap.

### *Potensial for økte inntekter spesielt fra etablert kraftproduksjon*

Det er et betydelig potensial for økte inntekter fra kraftproduksjon, spesielt eksisterende vannkraftverk. Økte residuale ledd for disse kraftverkene vil ikke gi samfunnsøkonomiske tap av betydning dersom tariffene blir riktig utformet (for eksempel basert på lønnsomheten i de aktuelle verkene slik at det også tas hensyn til løpende vedlikeholdsbehov og reinvesteringer). Fra et beskatningsteoretisk perspektiv er etablert kraftproduksjon derfor et godt skatteobjekt for å dekke nettets residuale inntektsbehov.

For ny kraftproduksjon, og i noen tilfeller ved rehabiliteringer og utvidelser i eksisterende verk, er det derimot gode argumenter for å begrense de residuale tariffleddene mest mulig for å unngå at de samfunnsøkonomisk marginale prosjektene blir bedriftsøkonomisk ulønnsomme. Dette kan i praksis gjøres på flere forskjellige måter, for eksempel ved tidsbegrenset tariffritak eller en opptrapping av tariffgrunnlaget over tid. Innfasingstariffen, som økonomisk er en form for negative anleggsbidrag (med en standardisert sats), er dessuten fortsatt et relevant virkemiddel i regioner med særlig store kraftunderskudd og begrenset nettkapasitet, selv om virkningen trolig er marginal med dagens nivå på rabatten. Nye prosjekter skal likevel betale de kostnadene de påfører systemet gjennom anleggsbidrag og tariff for løpende bruk av nettet for å gi mest mulig riktige signaler om lokalisering og løpende produksjon.

På kort sikt er det imidlertid vanskelig å øke inntektene fra innmating vesentlig. Det skyldes norske forskriftskrav om differensiering av tariffene på grunnlag av relevante nettforhold og foreslåtte tak i EU på residuale ledd for innmating. Handlingsrommet innenfor gjeldende retningslinjer bør imidlertid utnyttes så langt det er mulig.

### *Statnett bør vurdere å innføre systemtariffer for både innmating og uttak*

Kostnadene til systemdrift (primærreserver, sekundærreserver, ramping, økt behov for effekt til opp- og nedregulering, reaktive leveranser med mer) er ventet å øke sterkt de nærmeste årene. Hovedårsaken er økt handel med andre land som resulterer i hyppige endringer i kraftflyten både over utenlandsforbindelsene og internt i det norske nettet. Statnett bør derfor vurdere å innføre en *systemtariff*. Kostnadene ved systemdriften er ikke direkte synlige for nettkundene i dagens modell. Innføring av en systemtariff bidrar til å oppfylle energilovforskriftens krav om at "tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet". Kostnadene er knyttet til relevante nettforhold, det vil si hyppige og store endringer i kraftflyten, og de lar seg dessuten identifisere og kan i betydelig grad henføres til ulike grupper av nettkunder, og de. En systemtariff vil på denne måten gi riktigere prissignaler enn dagens modell.

Både produsenter og forbrukere bør betale systemtariffen, i tråd med de samme prinsippene som vi la til grunn for anbefalingen av avregning basert på faktisk uttak. Grunnlaget for systemtariffen kan også inkludere transittkostnader i henhold til den europeiske kompensasjonsordningen. Systemtariffer er for øvrig i bruk i flere europeiske land, både overfor innmating og uttak.

For uttakskundene innebærer innføringen av en systemtariff i praksis bare en omfordeling mellom de residuale leddene og den nye tariffen. Den gir altså ingen nettoøkning i tariffkostnadene for uttak. Det er heller ikke sikkert at det er nødvendig å lage en egen tariff for uttak. For innmating er det derimot et poeng å gi signaler om kostnadene for systemet ved hyppige endringer i produksjonen. I teorien er det trolig optimalt å knytte systemtariffen til konsekvensene for kraftflyten og systemkostnadene av produksjonsendringer for det enkelte kraftverk. I praksis kan det være imidlertid

være nødvendig å basere tariffen på energiproduksjon, eventuelt med unntaksbestemmelser basert på størrelse eller produksjonsteknologi.

*Handelsinntekter bør samordnes med tariffene over tid*

Økt handel med utlandet vil også gi økte handelsinntekter, både i det ordinære markedet og fra salg av systemtjenester. Det er ønskelig å videreføre dagens ordning der disse inntektene går til reduksjon av tariffene for uttak i det norske nettet. Det er imidlertid grunn til å vente betydelige svingninger i inntektene fra år til år. Med dagens modell vil dette kunne føre til store svingninger i de residuale tariffene. Dette kan unngås ved å innføre en utjevningsordning, for eksempel ved å bruke gjennomsnittlige handelsinntekter over en lengre periode i stedet for årets handelsinntekter (for eksempel femårige rullerende gjennomsnitt).

Handelsinntektene bør for øvrig fortsatt tilfalle Statnett på løpende basis og ikke selges i form av finansielle overføringsrettigheter (såkalte FTR). Finansielle overføringsrettigheter kan i teorien bidra til risikoavlastning for Statnett ved at framtidige handelsinntekter sikres. Dette er en sikkerhet som Statnett neppe trenger. Salg av overføringsrettigheter vil også eksponere Statnett for risiko knyttet til utfall av utenlandsforbindelser. Det reiser dessuten regulatoriske utfordringer ved at Statnett vil ha muligheter og incentiver til å påvirke verdien av overføringsrettighetene. Heller ikke for markedsaktørene kan vi se at finansielle overføringsrettigheter gir vesentlige gevinster. En FTR er i prinsippet identisk med motsatte posisjoner i de finansielle markedene som er knyttet sammen.

## Innledning

### Bakgrunn og problemstilling

Kostnadene i sentralnettet er ventet å øke betydelig de neste 10 årene som følge av omfattende investeringsplaner. Disse kostnadene må dekkes av kundene i sentralnettet, det vil si kraftprodusenter og forbrukere. Sentralnettstariffene er hovedkilden til dekning av kostnadene, men også andre elementer er relevante, særlig anleggsbidrag og handelsinntekter fra utenlandsforbindelser. Bruken av ulike virkemidler må ses i sammenheng, og vil til sammen utgjøre en *prisstrategi* for sentralnettet. Prisstrategien vil være svært viktig for å oppfylle energilovens formål om en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet, og vil ha betydelige fordelingsvirkninger.

Statnett SF har bedt Econ Pöyry om å utarbeide et uavhengig forslag til en prisstrategi for sentralnettet. Prisstrategien skal ivareta følgende hovedhensyn:

- *Samfunnsøkonomisk effektivitet.* Med samfunnsøkonomisk effektivitet sikter vi til nettkundenes beslutninger om forbruk og produksjon av kraft på kort og lang sikt (investeringer).
- *Robusthet.* Med robusthet forstår vi i denne sammenhengen hvor enkel tariffmodellen er, hva som kreves av informasjon for Statnett og aktørene, modellens legitimitet blant nettkundene og i hvilken grad modellen er i samsvar med overordnede føringer for tariffutformingen i den norske reguleringen og i EUs direktiver og forordninger.

Samfunnsøkonomisk effektivitet er det primære vurderingskriteriet, men det er klart at en teoretisk effektiv modell som ikke samtidig er robust, neppe vil være noen god løsning i praksis.

Prisstrategien omfatter i prinsippet alle mulige kilder til inntekter for Statnett, inklusive anleggsbidrag og handelsinntekter fra utenlandsforbindelser og ved flaskehals mellom prisområder på Nord Pool. Problemstillingen i denne rapporten er i utgangspunktet avgrenset til de residuale leddene, det vil si de tariffene som skal gi kostnadsdekning etter at inntektene fra øvrige tariffledd som skal gi prissignaler samt andre inntektskilder (som flaskehalsinntekter) er trukket fra. De residuale leddene må imidlertid vurderes i lys av andre elementer i prisstrategien, herunder marginaltapsleddet, ordningen med områdepriser og ulike former for inntekter fra handel med andre kraftsystemer. Vi vurderer i den forbindelse også om det kan være grunnlag for å introdusere nye tariffer i tillegg til de eksisterende variable tariffene og de residuale leddene.

Analysen gjøres med utgangspunkt i en situasjonsbeskrivelse pr. 2020, men de prinsipielle konklusjonene vil i stor grad være gyldige både før og etter dette tidspunktet. Vi drøfter både tariffmodeller og mekanismer som er innenfor og utenfor gjeldende nasjonale og internasjonale føringer for tariffer. Målet er å åpne for en bredest mulig diskusjon av de mulige elementene i prisstrategien. Samtidig er det klart at modeller som er i tråd med gjeldende rammevilkår i Norge og internasjonalt vil være enklere å ta i bruk og mer robust. Anbefalingene våre vil derfor dels bestå i å peke på de beste modellene innenfor gjeldende og antatte kommende føringer i Norge og EU, dels i å peke på hvordan endringer i det overordnede rammeverket kan gi rom for samfunnsøkonomisk riktigere løsninger på sikt.

## Om rapporten

Rapporten har følgende innhold:

- I kapittel 2 beskriver vi prinsippene for samfunnsøkonomisk effektive residuale tariffer.
- I kapittel 3 beskriver vi sentrale rammevilkår for prisstrategien, herunder nasjonale og internasjonale regulatoriske føringer, kostnadsutvikling i sentralnettet og forventet produksjon og forbruk av kraft på 10-15 års sikt.
- I kapittel 4 beskriver vi og drøfter mulige elementer i prisstrategien for å avklare hvorvidt andre faktorer enn de residuale leddene kan spille en viktig rolle.
- I kapittel 5 analyserer vi ulike modeller for de residuale leddene for uttak og innmating, med vekt på modellene for uttak.
- I kapittel 6 oppsummerer vi analysen i et konkret forslag til prisstrategi.

Dagens tariffmodell og praksis for systemtariffer i noen utvalgte land er beskrevet i egne vedlegg.

## Prinsipper for samfunnsøkonomisk effektive nettariffer

I dette kapitlet drøfter vi prinsippene for samfunnsøkonomisk effektive nettariffer, med vekt på tariffene som skal dekke det residuale inntektsbehovet.<sup>1</sup> Vi beskriver imidlertid først kort prinsippene for hvordan tariffene bør utformes for å gi samfunnsøkonomisk riktige prissignaler før vi drøfter de residuale tariffene.

### Tariffer som gir prissignaler

#### Kort sikt

Nettet betraktes gjerne som et naturlig monopol. Et naturlig monopol er kjennetegnet ved at kostnadsfunksjonen er subadditiv, som litt forenklet innebærer 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.

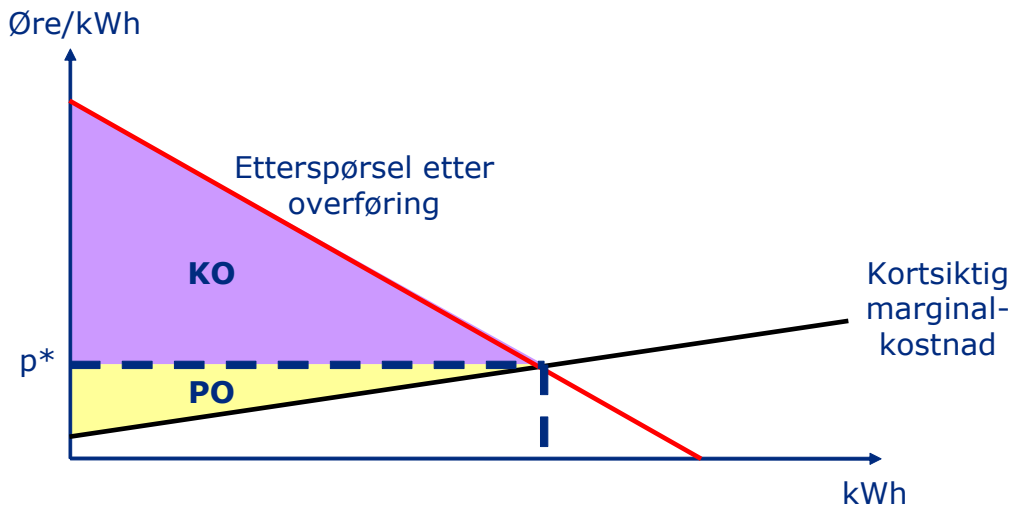
#### Optimale priser når kapasiteten i nettet ikke er begrenset

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).

---

<sup>1</sup> Vi henviser til Econ Pöyry (2008a) for en grundigere diskusjon av residuale tariffene. En generell analyse av samfunnsøkonomisk optimale priser på kraft, inklusive overføring, finnes blant annet i Schweppe et al. (1988) og Bråten (1999, 2000). Brunekreeft et al. (2005) gir en oversikt over den nyere debatten på området. Se også Laffont og Tirole (1993) og Joskow (2005) for historiske oversikter over teoriutviklingen når det gjelder prising av monopoltenester.

Figur 2.1 Optimal nettariff på kort sikt uten kapasitetsbegrensninger

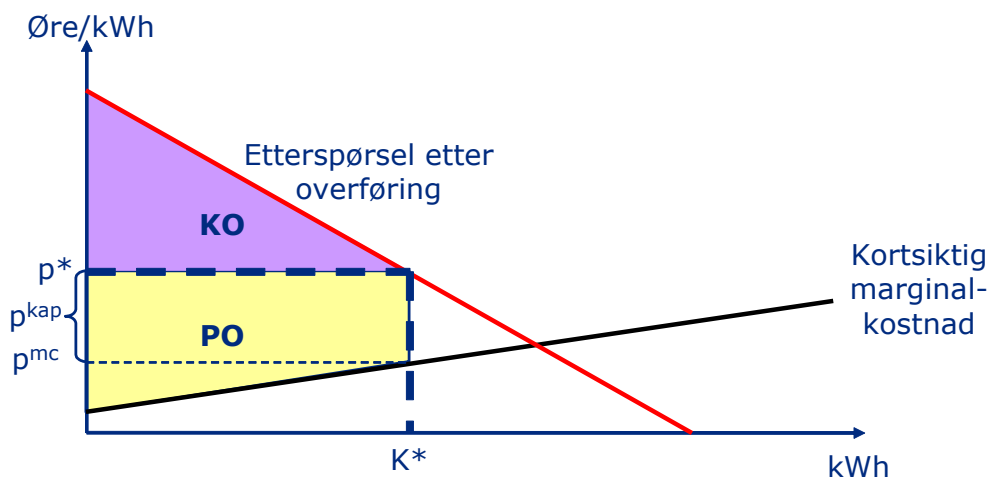


### Optimale priser når kapasiteten er knapp

Hvis den tilgjengelige nettkapasiteten er fullt utnyttet, er det optimalt å innføre en avgift 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 utnytter ulikheter i forbrukernes betalingsvilje til å fordele kapasiteten (til forskjell fra rasjonering i henhold til administrative prosedyrer, som ikke nødvendigvis gir samsvar mellom betalingsvilje og nettdagang).

Figur 2.2 Optimal nettariff på kort sikt med kapasitetsbegrensninger



## Optimale langsiktige prissignaler

Diskusjonen i forrige avsnitt gjaldt optimale priser for løpende bruk av nettet. Marginaltap og kapasitetsavgifter vil også gi langsiktige prissignaler om verdien av ulike lokaliseringer av produksjon og forbruk av kraft. For eksempel vil etablering av ny produksjon i et overskuddsområde typisk få en lavere inntekt pr. kWh enn andre steder som følge av positive marginaltapssatser og eventuelt lavere områdepriser. Dersom det er snakk om en tilstrekkelig stor mengde ny produksjon, kan etablering i et slikt område øke overskuddet og føre til enda lavere inntekter pr. kWh.

De kortsiktige prissignalene bør imidlertid suppleres med andre spesifikke langsiktige signaler, for eksempel i form av anleggsbidrag. Anleggsbidrag kan brukes i flere situasjoner:

- Ved kundespesifikke investeringer (investeringer som utløses av én enkelt kunde eller lett identifiserbar gruppe av kunder) er det klart at det er optimalt å stille de aktuelle kundene overfor kostnadene ved nettinvesteringene som de utløser. Det kan for eksempel gjelde en ny produksjons- eller forbruksradial eller forsterkninger i radielle fellesanlegg.
- Ved investeringer i det maskede nettet er det mer krevende å bruke anleggsbidrag, men prinsipielt er det mulig å bruke anleggsbidrag også i noen slike tilfeller. Et av kravene må være at det er en entydig sammenheng mellom én aktør eller gruppes etterspørsel etter overføringskapasitet og investeringsbehovet i det maskede nettet (jf. NVE, 2009).

Bruk av anleggsbidrag eller tilsvarende virkemidler er nødvendig for å sikre en samfunnsøkonomisk effektiv utvikling av kraftsystemet på lang sikt. Det gjelder ikke minst i en situasjon der det skal bygges mye nett som følge av at det etableres ny produksjon og/eller forbruk. I Norge og Norden er problemstillingen særlig aktuell i forbindelse med utbygging av ny fornybar kraftproduksjon som følge av EUs fornybardirektiv og nasjonale og internasjonale klimapolitiske mål. Uten at produsenter stilles overfor nettkostnadene de påfører systemet, risikerer vi å få utbygging av fornybar produksjon på steder med høye nettkostnader. Det fører til redusert samfunnsøkonomisk effektivitet og potensielt betydelige merkostnader.<sup>2</sup>

Et kompliserende moment med hensyn til langsiktige prissignaler er at utvidelsen av kapasiteten typisk skjer i større sprang (jf. Bråten, 2000, Joskow og Tirole, 2005, og Econ Pöyry, 2007, for en drøfting av betydningen av sprangvise investeringer). Når kapasiteten først skal utvides, kan det lønne seg å bygge ut mer enn hva den marginale etterspørselen etter overføringskapasitet og prissignalene isolert sett tilsier. Dette skyldes dels at komponenter bare finnes i gitte størrelser, og dels at kostnader til planlegging, gravearbeid osv. oppviser store skalafordeler. Det er derfor ikke nødvendigvis slik at den som utløser en investering skal betale hele kostnaden ved investeringen.

Samspillet mellom de langsiktige signalene som følger av tariffen for bruk av nettet – marginaltap og områdepriser – og investeringer er også komplisert. Årsaken er at kapasitetsøkninger gjerne skjer på en slik måte at prissignalene som er til stede ex ante (for eksempel høyere områdepriser i et underskuddsområde), forsvinner etter at en nettinvestering er foretatt (for eksempel en ny overføringslinje inn til

---

<sup>2</sup> Econ Pöyry (2009c) samt NVE (2010) inneholder analyser av hvordan anleggsbidrag er nødvendig for å sikre en samfunnsøkonomisk optimal utbygging av fornybar kraftproduksjon i et felles norsk-svensk sertifikatmarked.

underskuddsområdet). Investeringen er likevel samfunnsøkonomisk lønnsom dersom betalingsviljen er høyere enn kostnaden. Dersom kapasiteten kunne utvides i uendelig små sprang, ville det være mulig å utvide inntil den marginale betalingsviljen var akkurat lik kostnaden.

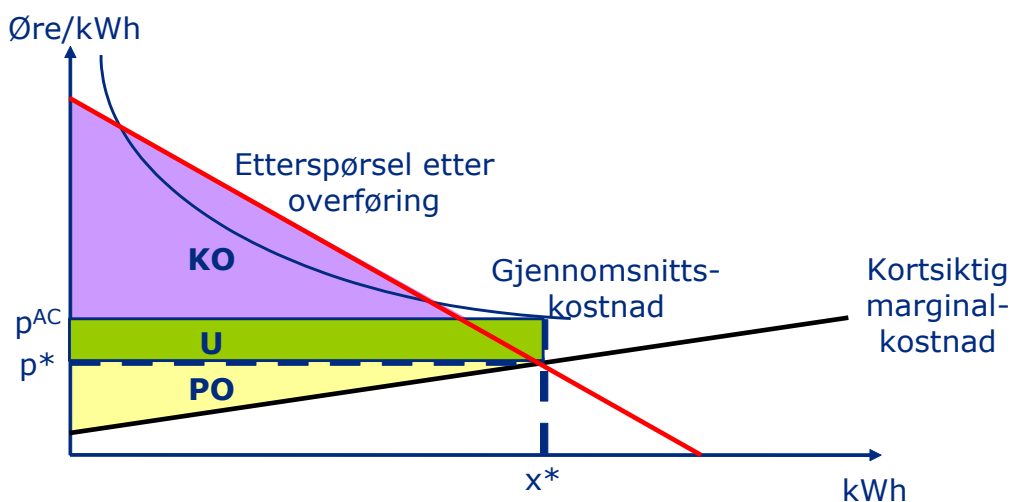
Endelig er elnettet i stor grad et kollektivt gode der mange investeringer er til nytte for samtlige nettkunder. Et kollektivt gode er kjennetegnet ved at den optimale mengden av godet bestemmes av summen av alle aktørers betalingsvilje for godet og marginalkostnaden ved å produsere denne samlede mengden (jf. tiltak som gir økt forsyningssikkerhet). Det vil derfor mange ganger være vanskelig å bruke anleggsbidrag eller andre virkemidler for å gi prissignaler overfor enkeltaktører eller grupper av aktører i forbindelse med investeringer som har en utpreget karakter av å utvikle den kollektive dimensjonen av nettet.<sup>3</sup>

I sum betyr dette at anleggsbidrag og tariffer for løpende bruk av nettet er nødvendig for å gi riktige langsiktige prissignaler, men det vil aldri kunne gis riktige signaler om verdien av nettinvesteringer i alle sammenhenger.

### Optimale priser gir et residuall inntektsbehov

I et langsiktig perspektiv er gjennomsnittskostnadene i elnettet fallende. Siden gjennomsnittskostnadene er fallende, vil ikke samfunnsøkonomisk riktige priser for bruk av nettet dekke alle kostnadene. Det gjelder også om vi inkluderer inntektene fra samfunnsøkonomisk riktige langsiktige prissignaler som anleggsbidrag, jf. diskusjonen i forrige avsnitt. 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 i dette tilfellet.

Figur 2.3 Marginale nettariffer vs. residuall 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

<sup>3</sup> Dette utelukker ikke at anleggsbidrag kan brukes i det maskede nettet i en del tilfeller, men det begrenser altså mengden av situasjoner hvor det er relevant.

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 har ovenfor sett på tariffen som reflekterer de kortsiktige marginalkostnadene i nettet. I tillegg vil tariffen som gir andre typer prissignaler bidra til å dekke deler av det samlede inntektsbehovet:

- Kapasitetsavgifter eller områdeprisforskjeller vil bidra til å redusere det residuale inntektsbehovet. Det skal imidlertid mye til før slike avgifter gir kostnadsdekning. Da er det i så fall ikke usannsynlig at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å utvide kapasiteten for å fjerne flaskehalsene, noe som jo i neste omgang gir økte kostnader og lavere kapasitetsavgifter, og dermed økt behov for tariffen som dekker det residuale inntektsbehovet.
- Anleggsbidrag og tilknytningsgebyrer er egnet til å dekke kostnadene ved kundespesifikke investeringer (og eventuelt deler av kostnadene ved investeringer i fellesanlegg som utløses i den forbindelse), men vil ikke gi full kostnadsdekning generelt ettersom mange av investeringene nettopp ikke er kundespesifikke.
- En kan i prinsippet også tenke seg tariffen som reflekterer sannsynligheten for avbrudd (jf. Bråten, 2000). Slike tariffen kan utformes som en stigende funksjon av belastningen i nettet. Igjen er det lite sannsynlig at full kostnadsdekning vil oppnås dersom nivået på tariffene skal reflektere de forventede samfunnsøkonomiske kostnadene ved avbrudd. Avbruddsrisikoen vil være høyere i nett der kapasiteten er knapp (i tillegg til at konsekvensene ved en feil i en komponent vil få større konsekvenser jo større forbruket er i utgangspunktet), slik at tariffene i praksis vil ligne kapasitetsavgifter.
- NVE har varslet at det skal innføres krav om automatisk måling for alle sluttbrukere i løpet av noen få år. Det gir økte muligheter for løpende prising av så vel kraft som overføring ut fra kapasitetssituasjonen i nettet og kraftsystemet for øvrig samt marginale tap, og potensialet for å hente inntekter fra forskjellige tariffen som reflekterer prissignaler vil øke. Slike tariffen vil imidlertid neppe føre til at det residuale inntektsbehovet dekkes fullt ut, gitt at de er riktig utformet.

## Inndekning av det residuale inntektsbehovet

### Prisfølsomhet i etterspørselen som fordelingsprinsipp mellom kundegrupper

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:

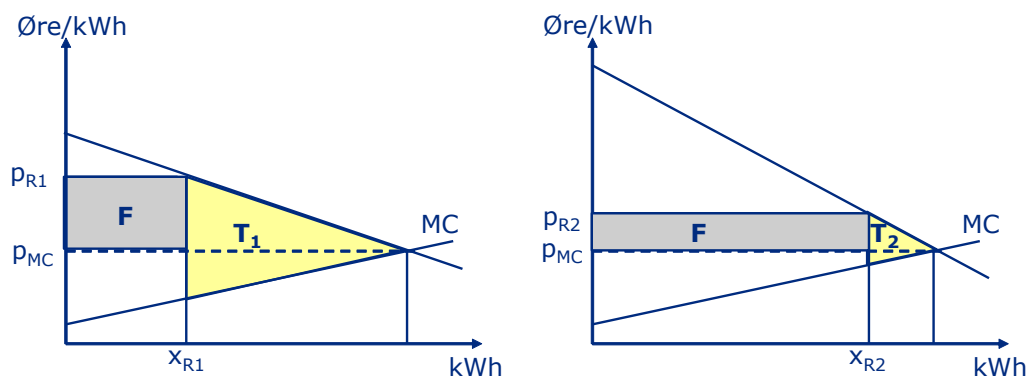
- *Ramsey-priser*. Ramsey-Boiteux-priser, eller bare Ramsey-priser, vil si priser som er differensiert i forhold til etterspørselstettheten til ulike kunder eller kunde-

grupper. Ideen er at kundene med minst prislelsom 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 prislelsomheten i etterspørselen. Ulempen med Ramsey-priser er at de krever detaljert informasjon om prislelsomheten 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 prislelsom 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 venstre delen av figuren viser vi virkningen av å dekke inn hele det residuale inntektsbehovet ved et påslag i prisen til kunden med mest prislelsom 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 prislelsomme etterspørselen. Forbruket reduseres til  $x_{R2}$  når prisen økes til  $p_{R2}$ . Da blir det samfunnsøkonomiske tapet  $T_2$ .

Figur 2.4 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  $F$ . Også for slike fastledd er det mulig å bruke Ramsey-prinsippet som utgangspunkt – fastleddene bør utformes slik at de i minst mulig grad påvirker etterspørselen etter overføring av kraft på kort og lang sikt.

Diskusjonen ovenfor tok utgangspunkt i forskjellige typer sluttbrukere av elektrisitet, men det prinsipielle resonnetet er i store trekk også gyldig for kraftproduksjon.

### **Prisfølsomheten i etterspørselen for ulike kundegrupper**

#### *Produksjon*

Produsentenes etterspørsel etter kraftoverføring på kort og lang sikt avhenger av kraftprisen og kostnadene i det enkelte kraftverk. Nettariffer som medfører at produsentenes variable kostnader overstiger kraftprisen, fører til at marginalkostnaden ved å produsere blir for høy, slik at produsenten velger å la kraftverket stå. Nettariffer som medfører at de fulle kostnadene ved et nytt kraftverk (eller ved en reinvestering) blir høyere enn de forventede kraftprisene, vil tilsvarende føre til at investeringer blir ulønnsomme og dermed ikke gjennomført. Atferdsvirkningene på kort og lang sikt henger selvsagt også sammen med avregningsgrunnlaget for den residuale tariffen, om det er effekt, energi eller noe annet. Vi kommer tilbake til spørsmålet om effekt- kontra energiavregning av innmating nedenfor.

Det er videre klart at prisfølsomheten i etterspørselen etter overføring vil variere mellom produksjonsteknologier og kraftverk. Det gjelder både på kort sikt og lang sikt:

- Vannkraftverk har svært lave marginalkostnader. Elvekraftverk vil normalt produsere det som kommer av tilsig og i liten grad påvirkes av tariffer eller andre kostnadselementer. I vannkraft med reguleringsevne som disponeres ut fra vannverdi vil heller ikke vannverdien påvirkes i noen særlig grad av residuale tariffer ved moderate tariffnivåer. For investeringsbeslutninger i vannkraft vil derimot residuale tariffer kunne spille en stor rolle. De fulle kostnadene ved vannkraftprosjekter varierer mye, og det vil så å si alltid finnes ett eller flere prosjekter som er marginale ved et gitt forventet kraftprisinivå. Residuale tariffer på innmating vil derfor kunne medføre samfunnsøkonomiske tap ved at investeringer utsettes eller erstattes av andre og dyrere prosjekter (for eksempel nye kraftverk i andre land og eventuelt tilhørende nettinvesteringer).
- Vindkraftverk har svært lave marginalkostnader og vil normalt produsere når det blåser og verket er tilgjengelig for produksjon. Investeringsincentivene vil imidlertid åpenbart påvirkes av en residual tariff på samme måte som for vannkraft. De residuale tariffene vil imidlertid i noen grad kompenseres gjennom støtteordninger, direkte ved investeringsstøtte som beregnes residuallt, indirekte i et sertifikatmarked, men ikke ved støtte som gis i form av et fast påslag pr. kWh (dette vil for så vidt også gjelde vannkraft som er berettiget til støtte).
- I termiske kraftverk med relativt høye marginalkostnader, som gasskraft, vil de residuale tariffene kunne føre til endrede produksjonsbeslutninger i stor

utstrekning, avhengig av forholdet mellom brenselpriser og kraftpriser. For alle termiske kraftverk vil residuale tariffen gi svekkede investeringsincentiver i forhold til det samfunnsøkonomisk optimale.

### *Kraftintensiv industri*

Forbruket i kraftintensiv industri samt treforedling varierer, men har vært i størrelsesorden 35-40 TWh årlig siden slutten av 1990-tallet.<sup>4</sup> Kraftintensiv industri opererer i et internasjonalt konkurranseutsatt marked. Høye energikostnader i Norge kan føre til midlertidig nedstengning av industrivirksomhet på kort sikt og flytting av virksomhet til andre land på lang sikt. Mange industribedrifter har langsiktige kraftkontrakter som gjør at de ikke nødvendigvis er eksponert for den løpende markedsprisen på kraft.<sup>5</sup> Slike kontrakter omfatter ikke nødvendigvis nettartiffer eller områdepriser. En residual tariff basert på energi kan derfor ha innvirkning på bedrifters produksjonsbeslutninger både på kort og lang sikt, selv om de har langsiktige kraftkontrakter.

Prisfølsomheten i industriens etterspørsel etter kraftoverføring kan være komplisert på kort sikt. For eksempel kan kontraktsforpliktelser gjøre det mer lønnsomt å opprettholde produksjonen til tross for høye energikostnader, dersom stans krever at forpliktelsene dekkes ved å kjøpe inn fra andre leverandører til en enda høyere kostnad. På sikt vil imidlertid produksjon stenges ned når energikostnadene er så høye at driftsmarginen blir negativ (og forventes å forbli negativ over lengre tid). Det vil være betydelige forskjeller mellom bedrifter og bransjer med hensyn til prisfølsomheten, men det prinsipielle poenget er det samme.

På lengre sikt kan en bedrift godt drive med overskudd i Norge, men dersom overskuddet øker ved å flytte virksomheten til et annet land med lavere energikostnader, vil det være lønnsomt å legge ned i Norge likevel. Det er med andre ord alternativverdien av å produsere i andre land som setter et tak på mulighetene for å dekke inn residuale nettkostnader fra industrien.<sup>6</sup> Dette er prinsipielt illustrert i figuren nedenfor på en forenklet måte, hvor vi viser ulike nivåer på produksjonskostnadene i industrien fordelt på komponentene kapital- og driftskostnader knyttet til industrianleggene, variable kraftkostnader (variable nettartiffer og kraftpris), CO<sub>2</sub>-kvotekostnader (EU ETS) og residuale nettartiffer. Ytterst til høyre viser vi nivået på produksjonskostnaden internasjonalt, mens vi til venstre viser to ulike nivåer på produksjonskostnaden i Norge avhengig av de residuale nettartiffene. Lengst til venstre er de residuale nettartiffene i Norge antatt å være så høye at industrien legges ned på grunn av dårlig absolutt lønnsomhet. I midten er de residuale nettartiffene lave nok til at det er lønnsomt å produsere i Norge, men for høye sammenlignet med andre land.

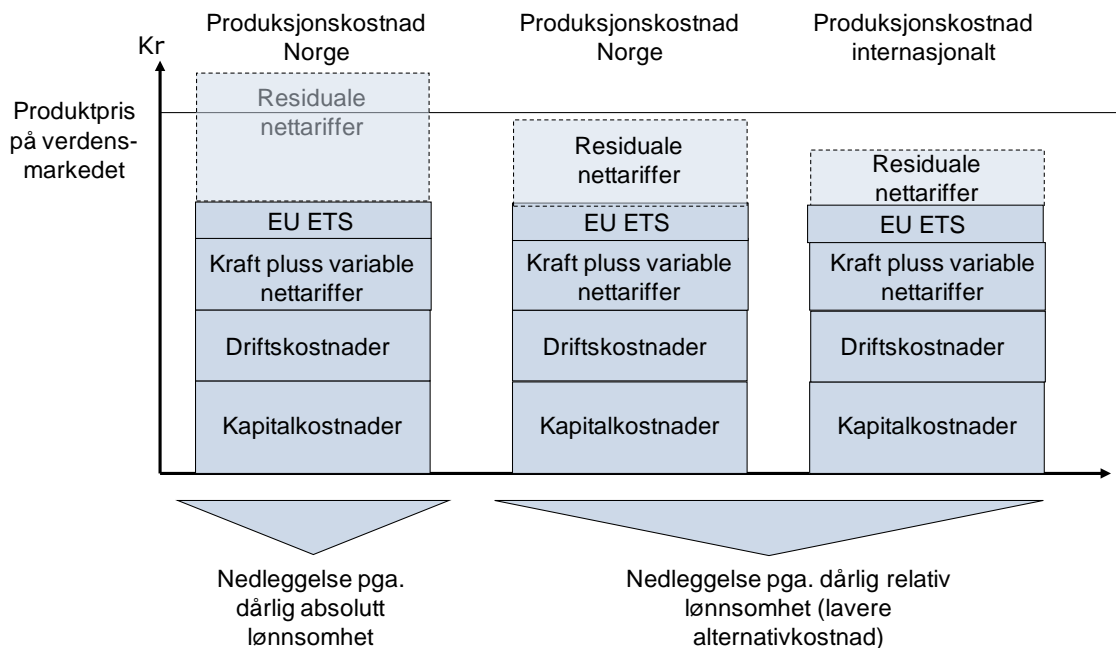
---

<sup>4</sup> I offisiell statistikk brukes betegnelsen kraftintensiv industri om bedrifter som driver med produksjon av kjemiske råvarer, jern, stål og ferrolegeringar, aluminium og andre metaller. Vi bruker betegnelsen kraftintensiv industri om både kraftintensive bedrifter i henhold til Statistisk sentralbyrås definisjon og treforedling.

<sup>5</sup> Dette gjelder i hvert fall de historiske kontraktene med stortingsbestemte vilkår, som er under utfasing (den siste kontrakten løper ut i 2011), selv om selskapene også innenfor disse kontraktene har hatt visse muligheter til å selge kraft tilbake til markedet. Nye kontrakter inngått på kommersielle vilkår vil ofte være rene finansielle kontrakter med full frihet til å respondere på de løpende kraftprisene i markedet.

<sup>6</sup> Høye residuale tariffen som gjør fortsatt lokalisering i Norge ulønnsomt vil selvsagt også gjøre investeringer i ny virksomhet innen kraftintensiv industri ulønnsomme.

Figur 2.5 Betydningen av residuale nettariffer for lønnsomheten av kraftintensiv industri – prinsippskisse



Hvorvidt nedstengning av kraftintensiv industri utgjør et samfunnsøkonomisk tap, avhenger av flere forhold:

- Alternativverdien av kapital, arbeidskraft og råvarer i industrien, det vil si hvorvidt innsatsfaktorene kan kaste mer av seg i andre sektorer i norsk økonomi.
- Omstillingskostnader som følge av nedleggelsene.
- Eventuelle nettinvesteringer for å ta hensyn til endret kraftflyt og etterspørsel etter overføring på lang sikt (jf. også Statnett, 2002 og 2008).
- Virkninger på CO<sub>2</sub>-utslipp globalt.

I dette perspektivet vil høye residuale tariffer for kraftintensiv industri i regionalnettet utgjøre en *risiko* for samfunnsøkonomiske tap, uten at vi kan slå fast at det entydig *vil* føre til det. Ut fra et Ramsey-prinsipp er det imidlertid klart at kraftintensiv industri bør skjermes mot høye residuale tariffer, med mindre kostnadsøkningene i nettet er direkte knyttet til industriens forbruk. I så fall bør kostnadsøkningene i betydelig grad bli fanget opp av tariffene for løpende bruk av nettet samt anleggsbidrag, og det er ikke opplagt at de residuale tariffene er noe egnet virkemiddel for å gi prissignaler utover det som følger av markedsdesign og tariffer.

Det er imidlertid ikke opplagt at tariffene skal være de samme for alle bedrifter og bransjer. Graden av konkurranse og prisfølsomhet med hensyn til residuale tariffer varierer mellom industrigrupper. McKinsey og Ecofys (2006), IEA (2008) samt EU-kommisjonen (2008) inneholder analyser av europeisk kraftintensiv industris eksponering for internasjonal konkurranse med vekt på betydningen av kostnader ved CO<sub>2</sub>-kvoter. De sentrale kriteriene for å vurdere graden av internasjonal konkurranse i disse analysene er bedriftenes evne til å velte kostnadsøkninger over i produktprisene og kraft- og energikostnader i forhold til totale kostnader. Jo lavere evne til å velte kostnadsøkninger over i prisene, og jo større andel kraft og energi utgjør av totale produksjonskostnader, desto mer er bedriftene utsatt for konkurranse, og desto større er sannsynligheten for at kostnadsøkninger (som for eksempel kan skyldes CO<sub>2</sub>-kvoter)

kan medføre nedleggelse. Disse kriteriene er særlig oppfylt i produksjon av primæraluminium og deler av papirindustrien (jf. særlig analysen i McKinsey og Ecofys, 2006). De samme kriteriene kan benyttes for å vurdere industriens prisfølsomhet overfor residuale tariffier. Ut fra samfunnsøkonomisk teori om residuale tariffier betyr det at satsene ideelt sett bør differensieres mellom bransjer og eventuelt bedrifter.

### *Petroleumsvirksomhet*

Kraftforbruket i petroleumssektoren er kjennetegnet ved at det i stor grad er knyttet til stedbundne naturressurser. Det er ofte visse frihetsgrader ved valg av ilandføringspunkter for gass og plassering av landanlegg, samt nøyaktig hvor en henter elektrisiteten fra nettet, men det er normalt ikke noe valg å gå utenom Norge. Valget mellom kraft fra land eller forsyning fra gassturbiner på plattformene offshore er derimot en viktig parameter, innenfor de rammene som settes av den overordnede politikken. For ilandføring av gass eller andre typer landanlegg er kraft fra land normalt ikke til å komme utenom, selv om en også i disse tilfellene kan stå overfor et valg mellom nettilknytning og bygging av egne dedikerte kraftverk som ikke nødvendigvis har noen fysisk kobling til landnettet (jf. Melkøya).

Betalingsviljen til et petroleumsprosjekt for nettilknytning avhenger av lønnsomheten i det underliggende prosjektet. For marginalt lønnsomme prosjekter vil enhver residual nettartiff kunne velte prosjektet eller føre til at en annen energiløsning velges, dersom operatøren faktisk har frihet til å velge (det vil si at elektrifisering ikke er et absolutt krav). For prosjekter med en lønnsomhet utover en normalavkastning, som genererer renprofitt i samfunnsøkonomisk forstand, vil det finnes et betydelig grunnlag for å dekke nettets residuale inntektsbehov.

Vi kan illustrere virkningen av en residual tariff for et petroleumsprosjekt ved følgende eksempel:

- Et prosjekt krever investeringer 50 milliarder kroner, og har en antatt levetid på 15 år. Prosjektet bruker 1 TWh kraft fra land pr. år.
- Investors avkastningskrav er 10 prosent reelt før skatt.
- Anta at prosjektet gir en avkastning på 15 prosent reelt før skatt før residuale tariffier. Det svarer til nettoinntekter etter fradrag for løpende kostnader til energi, drift og vedlikehold med en nåverdi på 65 milliarder kroner. Dette innebærer en betydelig meravkastning utover investors avkastningskrav, men nivået er ikke nødvendigvis urealistisk.<sup>7</sup>
- Anta nå at prosjektet må betale en residual tariff på 5 øre/kWh, det vil si 50 millioner kroner pr. år. Ved et avkastningskrav på 10 prosent har dette en nåverdi på ca. 380 millioner kroner. Netto nåverdi av prosjektet reduseres altså til ca. 24,6 milliarder. Avkastningen av prosjektet går ned til ca. 14,9 prosent. En dobling av den residuale tariffen til 10 øre/kWh reduserer avkastningen til 14,75 prosent.

---

<sup>7</sup> Selv om de ikke ligger så fjernt fra for eksempel Ormen Lange-prosjektet, med 66 milliarder kroner i investeringer (inklusive gassrørledningen Langeled), 32,4 milliarder i anslått netto nåverdi ved en diskonteringsrente på 7 prosent reelt før skatt (alle kronebeløp i 2003-kroner), en internrente på 17,4 prosent reelt før skatt og ca. 1,2 TWh årlig kraftforbruk de første årene. Jf. St.prp. nr. 41 (2003-2004).

En residual tariff vil på denne måten redusere avkastningen, men virkningen er altså beskjedent i vårt eksempel. Så lenge det finnes en meravkastning på minst 0,25 prosent reelt før skatt, vil prosjektet kunne bære en residual tariff på minimum 10 øre/kWh.

Eksemplet illustrerer at det kan finnes en betydelig betalingsvilje for nettilknytning i petroleumsprosjekter utover det som følger av kraftpriser og kortsiktige marginalkostnader. Merk imidlertid at vi ikke har tatt hensyn til alternativkostnaden ved å velge egen kraftforsyning via gassturbiner eller dedikerte kraftverk uten tilknytning til landnettet i eksemplet. Hvis slik forsyning er mulig teknisk eller politisk, kan det begrense betalingsviljen for nettilknytning sammenlignet med vårt eksempel.

Mulighetene for å dekke det residuale inntektsbehovet fra petroleumssektoren vil altså avhenge av prosjektøkonomien, som igjen er særlig avhengig av prisene på petroleumsprodukter samt kostnadene ved å utvinne olje og gass. Med høye oljepriser vil "skattegrunnlaget" fra petroleumsvirksomhet tilknyttet nettet være betydelig, til tross for sektorens begrensede kraftforbruk.<sup>8</sup>

### *Alminnelig forsyning*

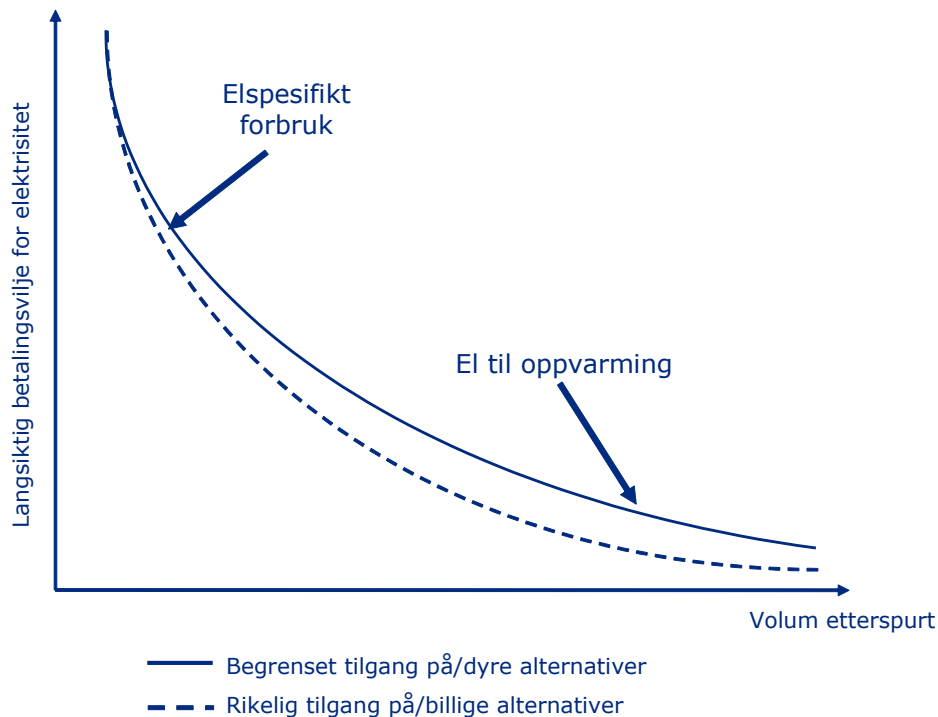
Betalingsviljen for nettilknytning er generelt høy pr. kWh i alminnelig forsyning. Det skyldes at nettet er helt nødvendig for det elspesifikke forbruket knyttet til belysning, data- og kommunikasjonsutstyr og lignende. Mange av nettkundene har dessuten bare elektrisk oppvarming og dårlig eller ingen tilgang til alternative oppvarmingsløsninger.

Figuren nedenfor illustrerer hvordan den langsiktige etterspørselskurven etter elektrisitet og overføring kan se ut i alminnelig forsyning. 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 prisendringer (den flatere 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.

---

<sup>8</sup> De samlede fordelingsvirkningene må likevel ses i lys av at staten gjennom særskatten for petroleumsvirksomhet dekker 78 prosent av en nettariff betalt av særskattepliktig offshorevirksomhet.

Figur 3.5 Mulige profiler på den langsiktige etterspørselen etter elektrisitet i alminnelig forsyning



Betalingsviljen til særlig deler av alminnelig forsyning er altså betydelig, og mye tyder på at den er økende over tid. Dette underbygges av anslag på verdien av leveringskvalitet i alminnelig forsyning (som henger sammen med betalingsviljen for å være tilknyttet nettet), jf. avsningsverdiene som er kartlagt i tidligere undersøkelser av SINTEF og SNF (se Samdal et al., 2002). I tillegg bidrar selve mengden elforbruk i alminnelig forsyning til et betydelig grunnlag for inndeckning av det residuale inntektsbehovet.

Residuale tariffer for alminnelig forsyning kan likevel påvirke tilpasningen på flere måter:

- En energitariff pr. kWh løpende forbruk vil føre til en lavere nettutnyttelse enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt på kort sikt. Prisfølsomheten i etterspørselen i alminnelig forsyning er imidlertid relativt liten, spesielt på helt kort sikt, slik at betydningen av dette ikke nødvendigvis blir særlig stor i praksis.
- På lang sikt vil en residual energitariff dessuten gi ekstra incentiver til å velge andre oppvarmingsløsninger enn elektrisitet, utover det som følger av kraftpriser, tariffer som reflekterer kortsiktige prissignaler, anleggsbidrag, avgifter og eventuelle støtteordninger for alternative løsninger. Det kan gi opphav til samfunnsøkonomiske tap dersom den residuale tariffen fører til at elektrisitet velges bort i tilfeller hvor elektrisitet er den beste løsningen.
- Tariffer på installert eller maksimal effekt vil også gi incentiver til å investere i alternative oppvarmingsløsninger, noe som kan gi opphav til samfunnsøkonomiske tap.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Se ECON (2006) for en nærmere analyse av residuale ledd for alminnelig forsyning.

- Residuale tariffer pr. kunde eller målepunkt vil i liten eller ingen grad påvirke nettutnyttelsen på kort sikt eller valg av oppvarmingsløsning på lang sikt.
- Det er forskjeller i prisfølsomheten til kunder innen alminnelig forsyning. Husholdninger og offentlig sektor påvirkes lite av residuale tariffer, mens en del næringskunder i distribusjonsnettet vil ha små muligheter til å velte tariffkostnadene over i produktprisene. Til forskjell fra kraftintensiv industri utgjør imidlertid energikostnadene en vesentlig mindre andel i disse bedriftene, slik at den økonomiske eksponeringen for tariffene er mindre alt i alt.

### *Samlet vurdering*

Nettet har karakter av å være et kollektivt gode som er til nytte for alle nettkunder uansett type, lokalisering og størrelse. De residuale leddene kan ses på som inngangsbilletten for i det hele tatt å ha muligheten til å mate inn eller ta ut kraft av nettet. Alle kunder tilknyttet nettet, både innmating og uttak, bør derfor betale et residuallt ledd. Nivået på inngangsbilletten må imidlertid ikke være så høyt at eksisterende kunder velger å koble seg fra nettet eller at samfunnsøkonomisk lønnsomme nytilknytninger ikke blir gjennomført (når summen av alle pris- og tariffvirkninger er tatt hensyn til). Enkelte grupper, herunder store deler av alminnelig forsyning, bør dessuten betale vesentlig mer enn andre ettersom deres etterspørsel etter overføring er lite prisfølsom sammenlignet med andre grupper.

Denne konklusjonen bygger selvsagt på en forutsetning om at alle nettkunder betaler de kostnadene de entydig er opphav til gjennom marginaltap, områdepriser og anleggsbidrag.

### **Geografisk differensiering av residuale ledd?**

Det er klart at tilknytning av ny kraftproduksjon eller nytt forbruk vil være dyrere i noen regioner sammenlignet med andre. Med dagens regelverk gis det ingen signaler om slike kostnadsforskjeller utover det som følger av marginaltapsledd, eventuelle kapasitetsavgifter, anleggsbidrag og reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg. Det er lett å innse at dette kan gi opphav til samfunnsøkonomiske tap ved at ny kraftproduksjon eller nytt forbruk lokaliseres på feil sted eller knyttes til feil nett.

I praksis kan de samfunnsøkonomiske tapene som følge av upresise prissignaler mellom nettområder begrenses av andre virkemidler:

- NVE kan avslå konsesjon for samfunnsøkonomisk ulønnsomme nettinvesteringer som utløses av feil lokalisert ny kraftproduksjon eller forbruk (jf. diskusjonen om differensiering pr. nettnivå ovenfor).
- Det er også mulig å utvide bruken av anleggsbidrag i spesielle tilfeller og sende klare signaler om riktige nettløsninger på andre måter. Statnett har for eksempel i forbindelse med mulig storstilt utbygging av vindkraft i Finnmark vurdert forskjellige økonomiske og juridiske virkemidler for å oppnå optimal koordinering mellom produksjonsinvesteringer og nett (jf. Statnett, 2004).

Et residuallt ledd som differensieres ut fra forventede framtidige nettkostnader som følge av ny produksjon eller nytt forbruk pr. nettområde, vil derfor kunne fylle et gap i dagens tariffsystem med hensyn til prissignaler. Dagens residuale ledd inneholder for øvrig et geografisk element gjennom innfasingstariffen. På denne måten gir Statnett et geografisk signal om at verdien av ny kraftproduksjon er særlig høy i enkelte regioner. Differensiering av de residuale leddene er på denne måten ikke uten presedens i dagens regelverk og tariffpraksis.

En åpenbar utfordring er imidlertid å fastsette det riktige nivået pr. nettområde. Det er flere årsaker til det:

- Det kreves betydelig med informasjon om framtidig forbruk og produksjon samt investeringskostnader ved forskjellige nettløsninger for å fastsette det riktige tariffnivået. Dessuten må tariffene oppdateres over tid for å ta hensyn til endringer i forventningene til framtidig produksjon og forbruk og tilhørende investeringsbehov. Manglende eller upresis informasjon vil føre til at noen prosjekter stilles overfor for høye kostnader gjennom de residuale leddene, mens andre slipper for billig unna. Begge deler gir samfunnsøkonomiske tap ved at ny kraftproduksjon lokaliseres på feil sted eller knyttes til feil nettnivå.
- Nettselskaper med eierinteresser i kraftproduksjon kan ha interesse av å prise netttadgang for innmating strategisk, for eksempel for å gjøre egne produksjonsprosjekter mest mulig lønnsomme.
- En eventuell differensiering mellom nettområder må baseres på forventede framtidige nettkostnader og ikke historiske kostnader. Ved å åpne for geografisk differensiering av residuale ledd for innmating er det en risiko for at nettområdene med de høyeste historiske kostnadene også får de høyeste residuale leddene, noe som vil gi gale prissignaler generelt.

I sum vil vi derfor ikke anbefale å differensiere de residuale leddene på geografisk grunnlag generelt for å gi prissignaler. Vi kommer tilbake til spørsmålet om situasjonsspesifikk differensiering, for eksempel på grunnlag av forholdet mellom innmating og uttak, kan være hensiktsmessig i kapittel 5.

### **Effekt eller energi som avregningsgrunnlag?**

Spørsmålet om de residuale tariffene bør baseres på energi eller effekt, har vært drøftet i tidligere arbeider både i Norge og internasjonalt (Stoft et al., 1997, Bråten, 1999, Statnett, 2002), og vi nøyer oss med å gjengi hovedkonklusjonene fra Bråten (1999) nedenfor.

Utformingen av de residuale tariffene for innmating og uttak bør baseres på hva som gir en samfunnsøkonomisk optimal prisstruktur i kraftmarkedet. Med prisstruktur mener vi *hvordan prisene er i ulike lastavsnitt* fra lavlast til ekstrem høylast. Fra generell økonomisk teori vet vi at en optimal prisstruktur speiler de marginale kostnadene ved å produsere varene og rasjonerer tilgjengelig kapasitet. I en optimal langsiktig løsning skal kapasiteter utbygges til et nivå der prisene dekker langsiktige marginalkostnader. I et kraftmarked med effektiv konkurranse og uten residuale tariffen vil de kortsiktige prisene bli korrekte, og i langsiktig likevekt vil markedet også realisere den optimale produksjonskapasiteten og produksjonssammensetningen og den tilhørende optimale prisstrukturen. Litt forenklet kan vi si at markedet realiserer en løsning der prisen under topplast reflekterer hva det koster å produsere topplast og prisen under lavlast reflekterer kostnadene ved å produsere grunnlast. Når prisstrukturen er slik, vil det skje en optimal avveining mellom tiltak på produsentsiden og tiltak på forbrukssiden. Forbrukerne får korrekte incentiver med hensyn til i hvilken grad de bør investere i tiltak som flytter lasten fra topplast til andre lastavsnitt og med hensyn til prioriteringen av forbruksreducerende tiltak under ulike lastavsnitt.

Både tariffen på installert effekt og tariffen på produsert energi beveger markedet bort fra den ideelle løsningen. Tariffen på installert effekt gir imidlertid mer uheldige vridningseffekter enn tariffen på produsert energi. Det skyldes at tariffen på installert effekt løfter prisene mye under topplast, mens tariffen på produsert energi gir en liten

prisøkning i alle lastavsnitt. I et vannkraftsystem kan tariffer på installert effekt føre til *lavere* priser under lavlast og høyere priser under høylast. Hovedmønsteret er likevel at lavlastprisene berøres lite, mens toppplastprisene stiger markert. Tariffer på energi-produksjon gir en *svak* prisøkning i alle lastavsnitt på lang sikt.

*Et viktig generelt resultat er at i langsiktig likevekt vil avgiftsbyrden ved tariffer på installert effekt bli båret av forbruket i de forholdsvis få toppplasttimene hvor effektkapasiteten er begrenset. Energitariffen bæres av alt kraftforbruk.* Når en liten andel av timene skal bære hele kostnaden ved tariffen, sier det seg selv at prisutslaget av tariffen må være betydelig i disse timene. Det skapes dermed en stor priskile mellom hva det koster å produsere toppplast og hva forbrukerne må betale for topplasten. Denne priskilen fører til at vi får for liten kraftproduksjon i dette lastavsnittet, og forbrukerne blir presset til å gjøre unødig dyre tiltak for å redusere forbruket i disse timene. I stedet for å utnytte ”billige” muligheter til produksjon, gjøres det kostbare tiltak for å redusere elforbruket under topplast.

*Den viktigste konklusjonen kan oppsummeres slik: Residuale tariffer på produsentenes installerte effektkapasitet fører i det lange løp til en unødvendig stor knapphet på kraft under høylast og derav følgende unødvendig høye priser under topplast. Dette gir et samfunnsøkonomisk tap som er større enn tapene ved flate energitariffer.*

Residuale tariffer basert på *maksimal innmating* (under høylast) vil på samme måte som tariffer på installert effekt gi for høye priser under høylast. Det gjelder generelt også for tariffer på (maksimalt) *uttak* under topplast. Her er det imidlertid et viktig unntak: Forbrukere som bare betaler en gjennomsnittspris, vil ikke motta markedets prissignaler under høylast og vil derfor i økonomisk forstand ”overforbruke” kraft i denne perioden.<sup>10</sup> Hvis en tariff på forbruk under topplast på en administrativ enkel måte kan redusere denne gruppens toppforbruk, vil det gi en samfunnsøkonomisk gevinst. (Strengt tatt skal forbruket til denne gruppen også *subsidiertes* under lavlast siden de ”underforbraker” kraft i dette lastavsnittet.) Behovet for denne typen tariffer blir ventelig mindre etter hvert som forbrukerne i økende grad stilles overfor løpende prissignaler (for eksempel som følge av innføring av automatiske målere).

## **Behov for harmonisering av residuale tariffer?**

Harmonisering av residuale tariffer på tvers av landegrensene er et annet spørsmål som kan reises i forbindelse med de residuale tariffene (harmonisering internt i Norge drøftes i ulike modeller for de residuale leddene i kapittel 5). For alminnelig forsyning og petroleumsvirksomhet er dette lite aktuelt, men for kraftintensiv industri og produksjon er det mer relevant:

- For kraftintensiv industri vil residuale nettatariffer påvirke lokaliseringen av industrivirksomhet. Dette betyr imidlertid ikke at de residuale tariffene bør settes til det laveste observerte nivået globalt eller at tariffene bør brukes til å korrigere for andre skjevheter (for eksempel forskjeller i arbeidskraftkostnader eller energikostnader for øvrig). Kraftintensiv industri bør betale en residual tariff ut fra et prinsipp om at alle nettbrukere har en nytte av nettet utover det som følger av de kortsiktige variable kostnadene (som igjen henger sammen med nettets karakter av kollektivt gode), men nivået bør begrenses. I tillegg bør nye

---

<sup>10</sup> Med overforbruk mener vi at man tilpasser seg ut fra den lavere gjennomsnittsprisen og ikke reduserer sitt forbruk i de aktuelle timene slik man ville gjort dersom man måtte betale den høye toppplastprisen for forbruket i de aktuelle timene.

industribedrifter betale de kostnadene de faktisk påfører nettet i form av anleggsbidrag og tariffen for bruk av nettet.

- I en lukket økonomi vil nettkostnadene ved produksjon overveltes til kundene i sin helhet i langsiktig likevekt, og hvem som betaler en residual tariff har ingen samfunnsøkonomisk betydning for det samlede forbruksnivået (utformingen av den residuale tariffen kan derimot påvirke prisstruktur og kostnadsnivå, og på den måten også markedslivevekten og forbruket, men det er et annet spørsmål). Norsk kraftproduksjon skjer imidlertid i et internasjonalt marked hvor høye residuale tariffen i Norge kan få betydning for tilpasningen til produsentene både på kort og lang sikt:
  - Harmonisering betyr lite for den løpende disponeringen av vannkraft og vindkraft. Både vannkraft og vindkraft har lave marginalkostnader, slik at en residual tariff har liten betydning for produksjonsbeslutningene. Dette gjelder også regulerbar vannkraft som normalt disponeres ut fra vannverdien, som i liten eller ingen grad påvirkes av marginalkostnadene ved produksjonen (utover at vannverdien vil ligge over marginalkostnaden). For gasskraft og andre termiske produksjonsteknologier med høye marginalkostnader kan derimot en residual tariff ha betydelig innvirkning på produksjonsbeslutningene. Slike verk kjøres ut fra forholdet mellom marginalkostnader og markedspriser, og jo høyere marginalkostnader, desto større er risikoen for at det ikke vil være lønnsomt å produsere. Høye residuale tariffen som påvirker marginalkostnadene til norske termiske kraftprodusenter vil derfor under gitte vilkår føre til en for lav kraftproduksjon i Norge og for høye samlede systemkostnader. Med vannkraftens dominerende andel i det norske kraftmarkedet, er imidlertid effekten av residuale tariffen på systemkostnadene via marginalkostnadene i termiske verk trolig begrenset.
  - Harmonisering betyr noe for investeringsincentivene innenfor alle teknologier. Alt annet likt blir investeringer i Norge mindre lønnsomt *relativt* til andre land dersom de residuale tariffen for innmating er høyere i Norge. Det betyr imidlertid ikke nødvendigvis at investeringer i Norge blir *ulønnsomt*. Kostnadsnivået ved selve produksjonsinvesteringene og eventuelle nye overføringsforbindelser med tilhørende nettførsterkninger vil også være viktig for lokaliseringen av ny produksjon i et veldesignet internasjonalt marked. Her vil også støttesystemet for fornybar kraftproduksjon spille en rolle. Med sertifikater eller investeringsstøtte vil investorer kunne få kompensert for de ekstra tariffkostnadene ved å investere i Norge sammenlignet med andre land.<sup>11</sup> Samlet sett vil manglende harmonisering innenfor et begrenset intervall trolig ha begrensede samfunnsøkonomiske kostnader. Det er forskjell på en residual tariff på 5 øre/kWh og en tariff på 1 øre/kWh – uten at vi kan si noe eksakt om hva som er det riktige nivået til enhver tid. Som vi kommer tilbake til i kapittel 5, er det dessuten mulig å utforme tariffen for innmating på en måte som gir forskjellige tariffnivåer for ulike teknologier uten at det i prinsippet påvirker incentivene på kort eller lang sikt.
  - Manglende harmonisering påvirker også de løpende overskuddene og avkastningen til eierne av kraftproduksjon. Vi har imidlertid vanskelig for å se at dette skal ha noen samfunnsøkonomisk betydning av særlig omfang.

---

<sup>11</sup> Det betyr naturligvis en økt regning for forbrukerne i neste omgang – og så reises spørsmålet om harmonisering av regelverket for nettkostnader i flernasjonale støtteordninger. Vi drøfter ikke dette nærmere her.

## Oppsummering

Vi har i dette kapitlet drøftet hvordan de residuale tariffene kan utformes i praksis ut fra samfunnsøkonomisk teori. Følgende prinsipper bør legges til grunn for Statnetts prisstrategi:

- Alle kunder, både innmating og uttak, bør dekke de kostnadene de er direkte opphav til. Dette vil dels skje gjennom områdepriser og marginaltapsleddet, dels gjennom anleggsbidrag (ideelt sett også i det maskede nettet). Manglende prissignaler gir gale incentiver til drift og investeringer, herunder lokalisering av ny produksjon, noe som vil føre til for høye nettkostnader over tid og et ineffektivt system. Innføringen av et felles norsk-svensk marked for elsertifikater øker betydningen av å gi riktige prissignaler til ny kraftproduksjon.
- Alle nettkunder bør betale et residuallt tariffledd. Nivået på de residuale tariffene for uttakskunder bør imidlertid differensieres på grunnlag av den langsiktige prisfølsomheten i etterspørselen etter kraft. Kunder i kraftintensiv industri er særlig viktige i den forbindelse, ettersom disse normalt har små muligheter til å velte kostnadsøkninger over i prisene på produktene de selger og fordi energikostnader utgjør en betydelig andel av totalkostnadene i virksomheten, selv om det kan være til dels betydelige variasjoner mellom ulike industrigrener. Nedleggelse av industri kan utløse behov for betydelige nettinvesteringer som følge store regionale kraftoverskudd, og det kan derfor være uheldig om høye residuale ledd for industrien gir incentiver til nedleggelse av virksomhet som i neste omgang gir behov for nettinvesteringer. Vi understreker at dette bare gjelder de residuale leddene, ikke de øvrige tariffene som skal gi samfunnsøkonomisk riktige prissignaler (jf. forrige kulepunkt).
- Innmating bør avregnes på grunnlag av energi som i dag og ikke effekt. En viktig begrunnelse er å ivareta samfunnsøkonomisk riktige incentiver til å investere i effektkapasitet og valg mellom produksjonsteknologier.
- Det er ikke ønskelig å differensiere de residuale leddene geografisk på generelt grunnlag, verken for innmating eller uttak. Behovet for prissignaler ivaretas i hovedsak gjennom tariffene for løpende bruk av nettet, håndtering av flaskehalser gjennom prisområder samt anleggsbidrag. Generell differensiering vil prinsipielt gi gale prissignaler (for sterke eller for svake avhengig av situasjonen).
- Samlokalisering som er gunstig ut fra *systembelastningen* vil generelt bli belønnet gjennom tariffens variable ledd og anleggsbidrag. En uttakskunde bør derfor ikke uten videre få et lavere avregningsgrunnlag for det residuale leddet bare på grunn av at kunden er tilknyttet det samme punktet som en produsent. Effekten av samlokalisering kan fort gi signaler til lokaliseringsvalg som er tilfeldige og i en del tilfeller samfunnsøkonomisk uheldige. Signalene via et residuallt leddet justert for samlokalisering har ikke nødvendigvis noen sammenheng med de langsiktige kostnadene knyttet til økt uttak i et gitt punkt i nettet, og de kan fort bli sterkere enn samfunnsøkonomisk riktige prissignaler via marginaltap, områdepriser og anleggsbidrag.

## Rammevilkår for prisstrategien

I dette kapitlet beskriver vi de sentrale rammevilkårene for prisstrategien i et 10-15-årsperspektiv:

- Regulatoriske føringer på tariffene fra lovgivning og forskrifter i Norge og EU
- Utviklingen i kostnadene i sentralnettet
- Utviklingen i produksjon og forbruk av kraft i det norske nettet, herunder en vurdering av ulike aktører langsiktige betalingsvilje for å være tilknyttet sentralnettet

## Føringer på tariffene

### Norge

Prinsipper for utforming av tariffen i Norge er nedfelt i Olje- og energidepartementets forskrift til energiloven og NVEs forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen ("kontrollforskriften"). 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 tillegg er det underforstått 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. Hvorvidt kriteriene 1.-3. ovenfor faktisk er *tilstrekkelig* til å sikre en slik oppfyllelse, er et annet spørsmål. Vi kommer tilbake til dette spørsmålet senere i rapporten.

Det er også andre deler av regelverket som er relevant for tariffene og andre mulige elementer i prisstrategien. Dette gjelder blant annet konsesjonsvilkår for kraftutveksling, Nord Pools regelverk, forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester (avregningsforskriften) og forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (systemansvarsforskriften).

### Internasjonalt

EUs eldirektiv, som er gjeldende også for Norge som følge av EØS-avtalen, inneholder lignende bestemmelser om tredjepartadgang basert på offentlig tilgjengelige tariffen som gjelder for alle nettkunder og som utformes objektivt og ikke-diskriminerende. Ytterligere bestemmelser er nedfelt i en egen bestemmelse om handel med elektrisitet mellom land (forordning 1228/2003 og 714/2009, den siste trer i kraft i mars 2011).

Den europeiske samarbeidsorganisasjonen for reguleringsmyndigheter i energisektoren, ERGEG, har i tilknytning til denne bestemmelsen utarbeidet et utkast til retningslinjer for tariffing for EUs medlemsland (se ERGEG, 2005a og 2005b). Disse retningslinjene er i sin nåværende utgave primært rettet inn mot å regulere tariffnivået for kraftproduksjon.

### NVEs utredning om den samlede reguleringen av nettet

NVE har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet utredet den samlede reguleringen av nettet, inklusive regelverket for tariffing og anleggsbidrag (NVE, 2010). I utredningen kommer NVE med følgende anbefalinger av relevans for Statnetts prisstrategi:

- Regional- og sentralnettet bør tariffes samlet. Energileddet skal baseres på enhetlige marginaltapsberegninger for alle utvekslingspunkter i det utvidede sentralnettet. De residuale leddene for uttak bør baseres på en områdevis k-faktor. Innmatingstariffen skal ikke påvirkes.
- Anleggsbidrag bør betales av både produksjon og forbruk i tråd med dagens regler. Anleggsbidrag i masket nett bør innføres, i tråd med NVEs forskriftsforslag fra 2009.

Vi kommer tilbake til detaljene i anbefalingen i analysen senere.

## Utviklingen i sentralnettskostnader

Sentralnettskostnadene er ventet å stige fra om lag 5 milliarder i 2010 til det dobbelte i 2020. Det meste av kostnadsøkningen skyldes høye investeringer i sentralnettet de kommende årene. Ifølge Statnett (2009) kan det dreie seg om 18-43 milliarder i samlede investeringer avhengig av hvilket scenario en legger til grunn, med ca. 34 milliarder som forventningsnivå. Investeringene omfatter blant annet nye 420 kV-ledninger, spenningsoppgradering, nye transformatorstasjoner og reinvesteringer, og ikke minst nye utenlandsforbindelser.

Nye utenlandsforbindelser er spesielt interessante i forbindelse med prisstrategien. Tabellen nedenfor gir en oversikt over prosjektene som planlegges av Statnett før 2020.

Tabell 3.1 Oversikt over Statnetts planlagte utenlandskabler før 2020

	Motparts-land	Kapasitet MW	Norsk andel investeringskostnad MNOK 2009	Status	Anslått idriftsettelse
Skagerrak 4 (SK4)*	Danmark	600	1 310	Konsesjonssøknad sendt desember 2009	Tidligst slutten av 2014
SydVestlinken	Sverige	1200	1 580		2015-2016
NorNed 2	Nederland	700	2 600		2015-2017
Nord.Link	Tyskland	1400	5 500		2016-2018**
NSN	England	1200-1400	6 000	Partnerskap inngått mellom Statnett og National Grid	2016-2020

Kilde: Statnetts Nettutviklingsplan 2009. \*100 MW er reservert til system- og balansetjenester de første 5 årene. \*\*Statnett/E.ON Netz står bak Nord.Link-prosjektet. Lyse Energi og Agder Energi samarbeider med et tysk og sveitsisk selskap om et konkurrerende prosjekt, kalt NorGer. De har tidligere opplyst at prosjektet tidligst kan starte opp i 2014.

Utenlandskablene vil også medføre behov for forsterkninger i nettet innenlands. I tillegg kommer en økning i kostnadene til overføringstap og systemdrift (kostnader til primærreserve, sekundærreserve, ramping, effekt til opp- og nedregulering, reaktive leveranser) som følge av økt kraftutveksling.

## Utvikling i produksjon og forbruk

### Kraftproduksjon

Norsk kraftproduksjon er ventet å øke betydelig de neste årene:

- Eksisterende middelproduksjon i vannkraftsystemet er om lag 122 TWh. Flere TWh kan komme til, spesielt ved etablering av et norsk-svensk marked for elsertifikater der vannkraft er berettiget til støtte. Ifølge Econ Pöyry (2008) kan det dreie seg om investeringer i norsk vannkraft på inntil 10 TWh i et 2020-perspektiv, gitt det vi vet om selskapenes konsesjonssøkte og planlagte prosjekter og forventet kostnadsnivå. Produksjonen i eksisterende vannkraftverk er dessuten ventet å øke med ca. 2 TWh som følge av klimaendringer og økt tilsig.
- Det er bygd ut om lag 1 TWh vindkraft, og 3-5 TWh vindkraft er ikke urealistisk i et 10-15 årsperspektiv gitt norske politiske mål og det planlagte sertifikatmarkedet.
- To gasskraftverk er bygd på Kårstø og Mongstad. Avhengig av faktisk driftstid, kan disse tenkes å bidra med inntil 4-5 TWh på årsbasis. Flere gasskraftverk enn dette virker lite sannsynlig før 2020 som følge av norsk klimapolitikk og sannsynlige krav om CO<sub>2</sub>-fangst og –lagring for nye gasskraftverk.

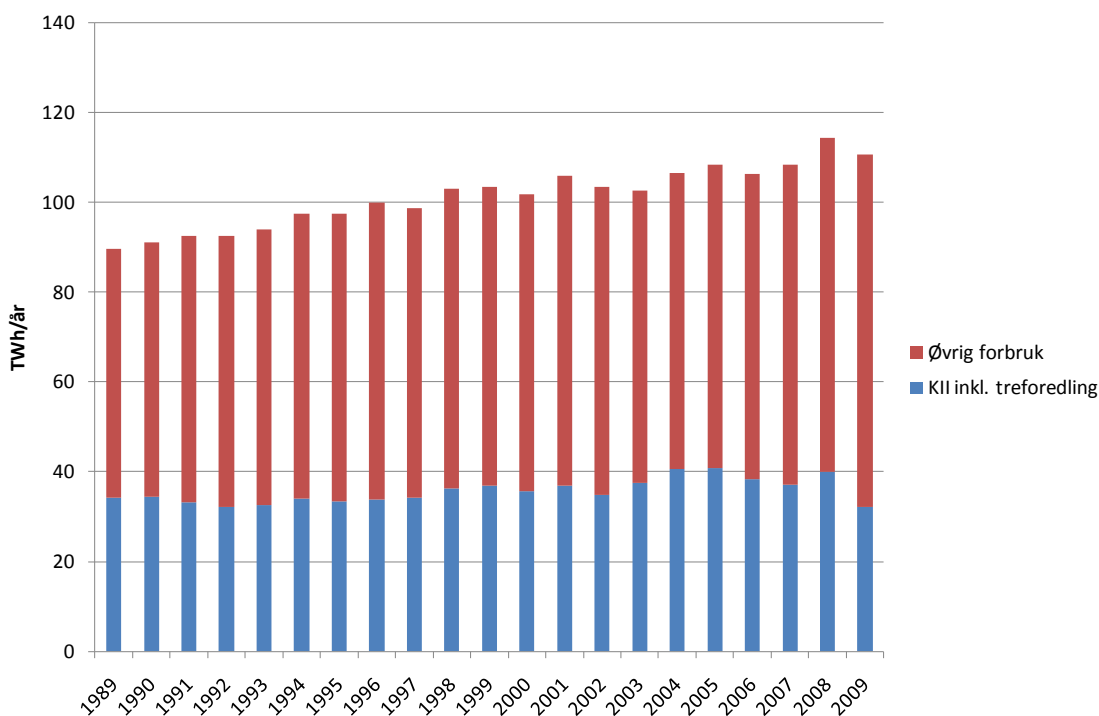
Andre produksjonsteknologier vil neppe få stort gjennomslag i det norske kraftsystemet på flere tiår. Det gjelder kullkraft, kjernekraft og fornybare teknologier som bølgekraft. Biobasert kraftvarme kan få noe utbredelse, men vil neppe utgjøre noen stor potensiell inntektskilde for sentralnettet.

Totalt gir dette et sannsynlig avregningsgrunnlag for innmating på 130-140 TWh innen 2020, enda mer på lengre sikt.

### Kraftforbruk

Figuren nedenfor viser utviklingen i nettoforbruket av kraft i Norge de siste 20 årene (eksklusive overføringstap og forbruk i pumpekraftverk), fordelt på kraftintensiv industri inklusive treforedling og øvrig forbruk.

Figur 3.1 Netto kraftforbruk 1989-2009. TWh/år



Kilde: Statistisk sentralbyrå

I det følgende drøfter vi utfallsrommet for forbruket av kraft i ulike sektorer på 10-15 års sikt.

### Kraftintensiv industri

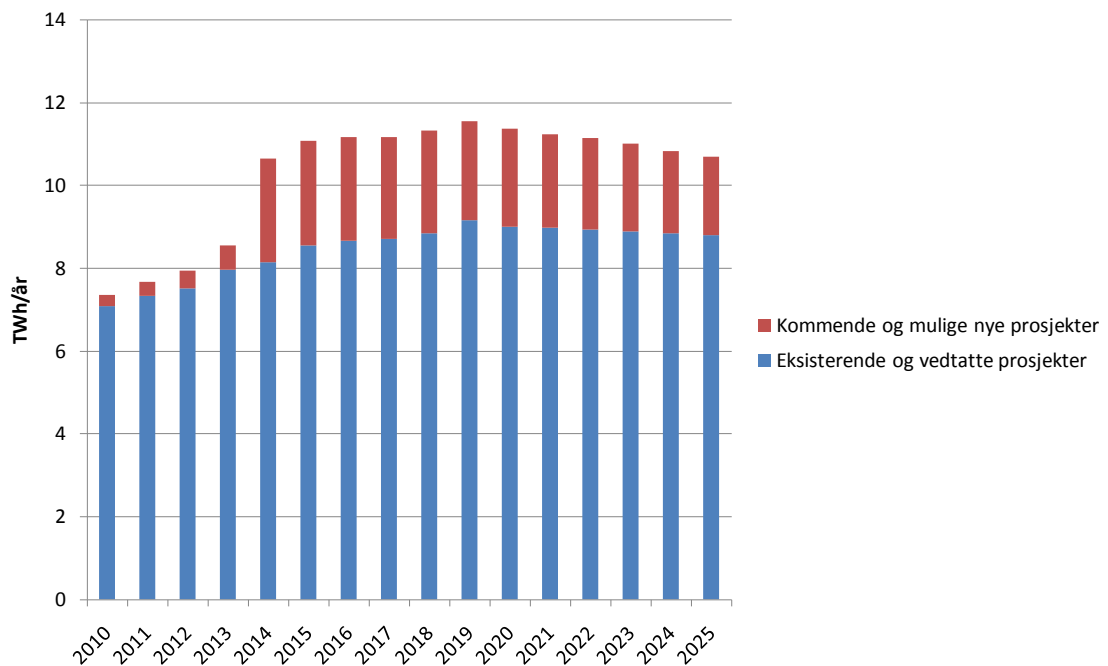
Forbruket i kraftintensiv industri samt treforedling varierer, men har vært i størrelsesorden 35-40 TWh årlig siden slutten av 1990-tallet.<sup>12</sup> Utfallsrommet for industriens forbruk på lang sikt er relativt stort. Eksisterende kraftkontrakter på stortingsbestemte vilkår er under utfasing, og noe nytt industrikraftregime er ikke innført (med unntak av mindre forhold som statlige garantier som faller innenfor EU-regelverket). Usikkerhet om krafttilgangen som følge av den mer restriktive hjemfallsordningen som ble vedtatt i 2009 er et annet moment. Det virker lite sannsynlig at kraftintensiv industri skal ha et høyere forbruk enn de historiske toppnivåene (ca. 40 TWh) på 10-15 års sikt, men forbruket kan bli vesentlig lavere, kanskje 30 TWh eller enda mindre.

### Petroleumssektoren

Petroleumssektorens kraftforbruk er voksende som følge av økt forventet forbruk i eksisterende installasjoner (Ormen Lange, Snøhvit, Troll/Kollsnes) og nye vedtatte utbygginger som skal bruke kraft fra land (Gjøa, Valhall, Goliat). Norsk klimapolitikk tilsier dessuten at kraft fra land vil være hovedregelen for nye utbygginger med mindre kostnadsforhold eller begrensninger i kraftsystemet tilsier noe annet. I et 2020-perspektiv vil petroleumssektoren trolig ha et forbruk på 8-12 TWh. På lengre sikt vil fortsatte krav til elektrifisering trekke i retning av økt forbruk, mens lavere aktivitetsnivå og utfasing av virksomhet trekker i retning av lavere forbruk.

<sup>12</sup> I offisiell statistikk brukes betegnelsen kraftintensiv industri om bedrifter som driver med produksjon av kjemiske råvarer, jern, stål og ferrolegeringer, aluminium og andre metaller. Vi bruker betegnelsen kraftintensiv industri om både kraftintensive bedrifter i henhold til Statistisk sentralbyrås definisjon og treforedling.

Figur 3.2 Kraftforbruk i petroleumssektoren 2010-2025. TWh/år



Kilde: Oljedirektoratet, Olje- og energidepartementet, Econ Pöyry

### Alminnelig forsyning

Forbruket i alminnelig forsyning, i denne sammenhengen definert som forbruket tilknyttet distribusjonsnettet, har ligget i størrelsesorden 70 TWh de siste årene.

- Befolkningsvekst og økonomisk vekst trekker i retning av økt forbruk. Det samme gjelder økt bruk av elektrisitet til nye formål, som transport (elbiler og ladbare hybridbiler).
- Mer effektiv energibruk i bygninger og økt bruk av fjernvarme trekker i retning av redusert forbruk. Det samme gjelder forventet lavere bruk av energi til oppvarming som følge av klimaendringer.

I sum er grunn til å vente at alminnelig forsyning vil ligge på et forbruksnivå i nærheten av dagens, med et visst utfallsrom i begge retninger.

### Samlet forbruk

Det er naturligvis mange usikre faktorer knyttet til det framtidige forbruket av kraft, men basert på vurderingene av de viktigste sektorene ovenfor, virker det rimelig å anta at forbruket vil øke noe fra dagens nivå, med mindre det skjer større nedleggelser innen kraftintensiv industri. Det tilsier et nettoforbruk av kraft på minimum 110 TWh, kanskje opp mot 120 TWh etter at overføringstap og forbruk i pumpekraftverk er trukket fra.

## Mulige elementer i prisstrategien

I dette kapitlet drøfter vi mulige elementer i prisstrategien. Formålet er å identifisere hvilke elementer som bør inngå i prisstrategien og grovt anslå hva de kan tenkes å bidra med til dekningen av kostnader i sentralnettet. Det danner bakgrunnen for drøftingen av de residuale leddene for innmating og uttak i neste kapittel.

### Energileddet

Kostnadene til overføringstap svarer i dag om lag til inntektene fra energileddet. Økt forbruk og innmating vil øke avregningsgrunnlaget for energileddet. Dette vil imidlertid også medføre økte tap alt annet likt, med mindre økningene skjer i punkter som er svært gunstige for nettet (for eksempel ved at ny produksjon lokaliseres i underskuddsområder og nytt forbruk i overskuddsområder). Det er derfor en direkte sammenheng mellom kostnadene til overføringstap og inntektene fra energileddet. Bidraget til dekning av kostnader utover de direkte tapskostnadene er derfor ikke nødvendigvis svært stort. Det betyr også at energileddet trolig ikke vil begrense behovet for inntekter fra de residuale tariffene i noen særlig grad.

Inntektpotensialet fra energileddet begrenses dessuten av to andre forhold:

- I og med at nettet er et naturlig monopol, vil de variable kostnadene i form av tap normalt utgjøre en begrenset andel av de samlede kostnadene (kanskje 10-15 prosent, avhengig av kraftprisen). Selv om marginaltapene er større enn gjennomsnittstapene, vil likevel inntektene fra et marginaltapsledd ikke være tilstrekkelig til å gi kostnadsdekning.
- Tapsmarginalene er symmetriske, slik at innmating og uttak får samme marginaltapsprosent i et gitt punkt, men med motsatt fortegn. I en del punkter blir det utbetalt penger til kundene, mens det i andre punkter er netto innbetaling til Statnett. Historisk har energileddet ofte gitt en nettoinntekt til Statnett (det vil si at inntektene fra energileddet har oversteget tapskostnadene), men ikke alltid. Nivået på inntektene har dessuten typisk bare vært om lag 20 prosent av Statnetts bruttoinntekter. Selv om taket på marginaltapene som legges til grunn for energileddet skulle bli opphevet, er det ikke grunn til å tro at det vil gi vesentlig høyere inntekter fra energileddet. Det er relativt få punkter som ligger på eller nær taket i dag.
- Kraft som utveksles over utenlandsforbindelsene belastes ikke kostnadene ved overføringstap med dagens regelverk. Det skaper en kostnadskomponent som må dekkes via de øvrige tariffene, enten det er energileddet for innmating og uttak internt i Norge eller de residuale leddene. Denne komponenten vil øke når overføringskapasiteten mot utlandet øker.

Energileddet kan tenkes å gi større inntekter dersom metoden for beregning av energileddet endres. Aktuelle parametre er valg av referansepunkt for de fysiske tapsberegningene og valget mellom områdepris eller systempris. Energileddet er selvsagt nødvendig for å gi samfunnsøkonomisk riktige lokaliseringssignaler, og målet med energileddet må derfor være å gi riktige signaler, ikke at det skal bidra til kostnadsdekning. En innretning av energileddet for å gi kostnadsdekning kan føre til gale prissignaler. I sum er det derfor ikke grunn til å vente eller ønske at energileddet skal bidra med vesentlig kostnadsdekning utover kostnadene til overføringstap. Det er ikke et tema for denne rapporten å drøfte nærmere hvordan energileddet skal utformes i

praksis, herunder hvorvidt det bør settes et tak på marginaltapsprosenten og om systempris eller områdepris bør legges til grunn.

## Flaskehalsinntekter og salg av overføringsrettigheter

### Flaskehalsinntekter i det ordinære energimarkedet

Statnett mottar handelsinntekter fra kabler mellom Norge og land utenfor Norden basert på prisforskjellene mellom markedene og den utnyttede kapasiteten på kablene. I tillegg mottar Statnett en andel av flaskehalsinntektene som oppstår som følge av prisforskjeller mellom prisområder i Norden og internt i Norge. I dagens økonomiske regulering av Statnett inngår kostnadene ved utenlandsforbindelser i grunnlaget for inntektsrammen og finansieres på den måten i sin helhet via de ordinære tariffene. Handelsinntekter kommer derfor til fradrag i Statnetts øvrige inntekter og fører til reduserte tariffer (i praksis reduserte residuale ledd). Jo høyere flaskehalsinntekter, desto mindre blir behovet for inntekter fra de residuale tariffene.

I tabellen nedenfor viser vi flaskehalsinntektene i 2008 og 2009 i millioner kroner. Dette er selvsagt bare to år, men tallene illustrerer to interessante forhold: Flaskehalsinntektene kan bli betydelige, men de kan også svinge svært mye på kort tid.

Tabell 4.1      *Flaskehalsinntekter 2008 og 2009. Millioner kroner*

	2008	2009
Flaskehalsinntekter Norden	416	200
Handelsinntekter kabler	468	191
Sum	884	297

Kilde: Statnett

Utenlandskablene, inklusive nødvendige nettførsterkninger på land, vil åpenbart medføre en betydelig økning i Statnetts kapitalgrunnlag og inntektsramme. De direkte investeringene bare i de planlagte kablene pr. 2020 beløper seg til nærmere 17 milliarder kroner, jf. tabell 3.1 ovenfor. Om vi antar at kablene har en levetid på 25 år og at avkastningen på kablene i form av handelsinntekter er 5 prosent reelt pr. år (jf. Statnetts diskonteringsrente for nettinvesteringer), gir det en årlig handelsinntekt til Norge på 1200 millioner kroner gitt 17 milliarder i investeringer i utenlandsforbindelser. I praksis kan inntektene komme til å bli vesentlig høyere, selv om det er betydelig usikkerhet knyttet til de årlige nivåene.

Selv om utenlandskablene skulle gi en svært høy avkastning, vil de ikke eliminere behovet for residuale tariffer. Med flere utenlandskabler vil nivået på handelsinntektene øke, men det er samtidig grunn til å vente at inntektene vil svinge mer fra år til år. Det gjelder definitivt dersom vi ser på én og én kabel isolert sett, men det gjelder trolig også dersom vi ser på en portefølje av kabler. Det skyldes at de viktigste faktorene som bestemmer handelsinntekten i stor grad er felles for alle kabler, som tilsigsforholdene i det norske vannkraftsystemet, brenselspriser og konjunktursituasjonen i Nord-Europa. Det vil si at svingningene i de årlige handelsinntektene er av en systematisk karakter som bare i liten grad lar seg diversifisere gjennom flere kabler, selv om svingningene også må ses i forhold til at de samlede sentralnettskostnadene går opp. En differanse på 500 millioner i handelsinntekter fra ett år til det neste betyr mindre for tariffsatsene når kostnadsgrunnlaget er 10 milliarder enn 5 milliarder.

Et annet relevant moment er at nye utenlandsforbindelser også vil kreve nettførsterkninger innenlands, som jo vil føre til et økt residuallt inntektsbehov.

Nettobidraget fra handelsinntektene på utenlandsforbindelsene til dekning av det samlede residuale inntektsbehovet i sentralnettet vil derfor være mindre enn brutto handelsinntekter. Det er neppe heller samfunnsøkonomisk lønnsomt med uendelig mange kabler.

### **Utjevning av svingninger over tid**

Svingninger i handelsinntektene vil gi betydelige årlige utslag i tariffene dersom det som i dagens modell skal være et samsvar mellom årlige inntekter og kostnader i sentralnettet. Slike utslag er ikke nødvendigvis ønskelige, selv om svingningene i prinsippet ikke medfører samfunnsøkonomiske kostnader av betydning.

En begrensning av de årlige svingningene i sentralnettstariffene kan oppnås enkelt ved å benytte rullerende gjennomsnitt av handelsinntektene over en lengre periode, for eksempel fem år eller enda lengre perioder. Periodelengden må ses i forhold til de årlige forventede variasjonene og hvor lang tid det ventes å ta mellom forekomsten av topp og bunn i utfallsrommet. Dersom det er sannsynlig med 4-5 år med svært høye eller svært lave inntekter etter hverandre, må periodelengden overstige 5 år for at Statnett skal oppnå den ønskede utjevningseffekten. Det er nok lite sannsynlig at det vil være tilfelle. En annen mulighet er å sette et tak på handelsinntektene som går til utjevning hvert år. Det siste vil i praksis fungere som en egen mer-/mindreinntektssaldo for handelsinntekter som over tid skal balansere i null, men som kan ha betydelige avvik i positiv eller negativ retning i det enkelte år.

### **Salg av overføringsrettigheter**

Handelsinntektene kan benyttes av Statnett løpende (eventuelt gjennom en utjevningsordning over tid), men det er også mulig å tenke seg at Statnett selger rettighetene til å innkassere handelsinntektene til høystbydende for kortere eller lengre perioder. Dette er ekvivalent med å selge såkalte *finansielle overføringsrettigheter* (Financial Transmission Rights eller FTR som det gjerne omtales i litteraturen). Disse gir innehaveren rett til å motta en inntekt lik prisdifferansen mellom to noder (eller markeder) ganget med kapasiteten på forbindelsen mellom nodene.<sup>13</sup>

Salg av overføringsrettigheter kan ha flere virkninger for Statnett og markedsaktørene:

- Salg av overføringsrettigheter reduserer i utgangspunktet Statnetts eksponering for risiko knyttet til handelsinntekter. Med den økonomiske reguleringen vil imidlertid inntektene og risikoprofilen til sentralnettet i sin helhet bestemmes av kostnadsutviklingen og målt effektivitet, ikke finansieringen. Verdien av redusert risiko knyttet til handelsinntektene er derfor null for Statnett. Statnetts risikoeksponering med hensyn til handelsinntekter er dessuten bare et samfunnsøkonomisk problem dersom det medfører at selskapet utfører sine oppgaver som systemansvarlig nettselskap på en uheldig måte, enten i driften eller ved at selskapet under- eller overinvesterer.
- Salg av overføringsrettigheter vil eksponere Statnett for risiko knyttet til tilgjengelighet av utenlandsforbindelsene. I utgangspunktet kan for eksempel Statnett være forpliktet til å betale ut prisforskjellen mellom Norge og et land utenfor Norden selv om forbindelsen ikke er tilgjengelig. Ved en varig feil kan det eksponere Statnett for svært høye beløp. Denne risikoen kan trolig begrenses i

---

<sup>13</sup> Finansielle overføringsrettigheter er drøftet nærmere i Econ Pöyry (2009a), og vi henviser til dette notatet for ytterligere litteraturreferanser.

noen grad gjennom avtalene som inngås med kjøperne av overføringsrettighetene (for eksempel ved å stille krav om tilgjengelighet av kapasitet for at overføringsrettighetene skal gi utbetaling), men det vil igjen redusere prisen på rettighetene, og det vil kreve nokså kompliserte avtalevilkår som vil være ressurskrevende å utforme og overholde. Utformingen av avtalene vil dessuten påvirke Statnetts incentiver med hensyn til systemdrift, vedlikehold og reparasjoner. Det fordrer i sin tur at den øvrige reguleringen av Statnett motvirker eventuelle uheldige incentiver.

- Overføringsrettigheter gjør Statnetts incentiver med hensyn til fastsettelse av overføringsgrenser og andre forhold knyttet til systemdriften enda mer kompliserte.<sup>14</sup> Det kan medføre betydelige samfunnsøkonomiske kostnader dersom systemdriften blir suboptimal.
- Overføringsrettigheter kan gi mindre risiko for markedsaktørene knyttet til prisforskjeller mellom markeder. Verdien av en overføringsrettighet er imidlertid i prinsippet akkurat det samme som å holde motsatte posisjoner i terminprodukter i de finansielle markedene i hver ende av en kabel. Verdien for aktørene med hensyn til risikodemping vil derfor avhenge av de tilgjengelige produktene og prisdannelsen i de finansielle markedene som er knyttet sammen. I forhold til systemprisen i Norden kan vi ikke se at overføringsrettigheter gir noe vesentlig bidrag til redusert risiko. Ved interne flaskehalsar i Norden er diskusjonen mer komplisert ettersom det er begrensede muligheter til å prissikre seg mot områdepriser (på grunn av lav likviditet og begrenset varighet av de tilgjengelige produktene, Contracts for Differences). Begrenset likviditet i de finansielle markedene utenfor Norden er et annet kompliserende element som kan trekke i retning av at overføringsrettigheter kan ha en verdi likevel. Lav likviditet i de eksisterende markedene er imidlertid en indikasjon på at markedet for finansielle overføringsrettigheter ikke nødvendigvis blir særlig likvid heller.
- Overføringsrettigheter skaper også nye og mer kompliserte incentiver for markedsaktørene, ikke minst produsentene i de ulike markedene. Avhengig av situasjonen kan incentivene og mulighetene for utøvelse av markedsrett både øke og reduseres.
- Prisene på overføringsrettigheter kan bli lavere enn den forventede verdien av handelsinntektene. Blant annet avhenger prisene av kjøpernes holdning til risiko. Risiko knyttet til framtidige handelsinntekter trekker isolert sett i retning av en lavere verdi enn den forventede sett fra de mulige kjøpernes side (i motsatt retning trekker eventuelt Statnetts risikoaversjon). Statnett vil dessuten sitte med mer informasjon og delvis kontroll over verdien på overføringsrettighetene (gjennom allokeringen av overføringskapasitet). Dette vil trolig føre til at aktørenes betalingsvilje for handelsinntektene vil reflektere en negativ risikopremie og dermed lavere pris enn forventet verdi. I neste omgang betyr dette at finansiering av utenlandsforbindelser gjennom salg av overføringsrettigheter blir dyrt for Statnett, sammenlignet med lån eller egenkapital kombinert med løpende handelsinntekter.

---

<sup>14</sup> For eksempel kunne man tenke seg at Statnett fikk incentiver til å minimere verdien av overføringsrettighetene gjennom en strategisk allokering av tilgjengelig kapasitet på ulike utenlandsforbindelser. Det er selvsagt utfordrende i praksis, men Statnett vil jo som systemoperatør ha et informasjonsfortrinn overfor både reguleringsmyndigheter og markedsaktører.

Alt i alt vil den beste løsningen for Statnett være å bruke de løpende handelsinntektene og ikke selge overføringsrettighetene. Salg av overføringsrettigheter gir ingen samfunnsøkonomiske gevinster av betydning, men fører snarere til en økt administrativ byrde for Statnett, markedsaktørene og regulator og skaper mer kompliserte incentiver for Statnett som kan være uheldige. Det er dessuten ikke usannsynlig at prisen på overføringsrettighetene vil være lavere enn de forventede handelsinntektene. I så fall blir reduksjonen i de residuale tariffleddene mindre enn de ellers ville ha blitt. Hvorvidt dette er et samfunnsøkonomisk problem, avhenger selvsagt av modellen for de residuale tariffleddene (som vi drøfter i neste kapittel), men det vil uansett være en utfordring for legitimiteten til prisstrategien dersom innehaverne av overføringsrettighetene kan høste ekstragevinster over tid.

## **Inntekter fra salg av regulerkraft og systemtjenester**

I dagens situasjon er verdien av utenlandsforbindelsene primært basert på utveksling av kraft i spotmarkedet. I framtiden kan imidlertid inntekter fra salg av regulerkraft og system- og balansetjenester komme til å spille en viss rolle ved siden av den ordinære kraftutvekslingen. For eksempel er deler av kapasiteten på den planlagte Skagerrak 4-forbindelsen reservert handel med system- og balansetjenester i en periode på 5 år. Verdien av handelen med slike tjenester vil i prinsippet tilsvare verdien av handelen med energi i de ordinære markedene ved at det er en prisdifferanse mellom Norge og landene vi handler med.

Verdien av handelen med regulerkraft og systemtjenester vil redusere det residuale inntektsbehovet i sentralnettet og dermed de residuale tariffleddene. Samtidig må denne verdien ses i forhold til den samlede kapasiteten på kablene for å unngå dobbelttelling av mulige gevinster med hensyn til inntektsbehovet. 1 MW overføringskapasitet kan ikke både brukes til handel med energi og regulerkraft/systemtjenester på samme tidspunkt.

Et annet spørsmål er hvordan salget av regulerkraft og systemtjenester kan organiseres for å maksimere inntektene til Norge og Statnett. Det faller imidlertid utenfor rammen av denne rapporten å drøfte dette nærmere.

## **Anleggsbidrag**

Som nevnt i forrige kapittel bør Statnett benytte seg av anleggsbidrag i størst mulig grad, både ved kundespesifikke investeringer og det maskede nettet.

I praksis er det likevel begrenset hvor stor andel av Statnetts investeringer som vil kunne finansieres ved anleggsbidrag, selv om det åpnes for anleggsbidrag i det maskede nettet også. Mange av investeringene i sentralnettet er jo nettopp investeringer som gjøres ut fra hensynet til det samlede systemet (utenlandsforbindelser, anlegg som knytter landsdeler sammen, investeringer som bidrar til økt forsyningssikkerhet nasjonalt) eller en større gruppe kunder (for eksempel alminnelig forsyning i en region, som Midt-Norge, Bergensområdet eller Osloområdet). I disse tilfellene er det ofte vanskelig å bruke anleggsbidrag.

Anleggsbidrag er derfor et nødvendig virkemiddel for å bidra til samfunnsøkonomisk effektivitet i utviklingen av kraftsystemet, men vil ikke gi store reduksjoner i det residuale inntektsbehovet.

Et regneeksempel kan illustrere virkningen av anleggsbidrag på det residuale inntektsbehovet i sentralnettet:

- Anta at en nettinvestering på 1 milliard kroner finansieres uten krav om anleggsbidrag. Vi ser bort fra eventuelle virkninger av kostnadsnormen på inntektsrammen, det vil si vi antar at Statnett måles til å være 100 prosent effektivt slik at kostnadsnormen er lik Statnetts faktiske kostnader.<sup>15</sup>
- Nettinvesteringen avskrives over 25 år, det vil si 40 millioner kroner pr. år.
- NVEs referanserente ved fastsettelse av inntektsrammene er 8 prosent. Avkastningselementet i inntektsrammene det første året investeringen er i drift, er dermed 1 milliard x 8 prosent, det vil si 80 millioner kroner.
- Statnetts inntektsramme vil øke med 120 millioner kroner det første året investeringen er i drift (over tid vil avkastningselementet reduseres som følge av at investeringen avskrives). Dette må dekkes av Statnetts kunder gjennom de ordinære tariffene.
- Dersom investeringen hadde vært finansiert ved anleggsbidrag – selvsagt forutsatt at slik finansiering er innenfor regelverket – ville derfor inntektsbehovet i sentralnettet ha blitt redusert med 120 millioner kroner i idriftsettelsesåret.

Gitt typiske regnskapsmessige avskrivningstider i sentralnettet på 20-50 år og NVE-renter rundt 8 prosent, kan vi altså anta at anleggsbidrag reduserer Statnetts årlige inntektsbehov med under 10 prosent av kostnadene ved de aktuelle investeringene. Om Statnett finansierer investeringer for 5 milliarder med anleggsbidrag i løpet av de neste 10 årene, vil det redusere inntektsbehovet i sentralnettet pr. 2020 med i underkant av 500 millioner sammenlignet med en situasjon med inntektsrammefinansiering alene.

## Systemtariffer

Vi beskrev i kapittel 3 den forventede utviklingen i kostnadene til systemdriften som følge av økt utenlandshandel. Kostnader til systemdrift dekkes i enkelte land gjennom egne tariffer (jf. vedlegg 2), men systemtariffer er ikke en del av det norske tariffsystemet i dag. Aktørene betaler gebyrer og kostnader i forbindelse med balanseavregningen, men dette utgjør en mindre andel av Statnetts kostnader. En systemtariff er etter vår vurdering et interessant alternativ for Statnett som et nytt element i prisstrategien:

- Kostnadene til systemdriften er ikke direkte synlige for markedsaktørene i dagens tariffsystem. En systemtariff supplerer derfor dagens prissignaler.
- En systemtariff vil ikke gi vesentlige bidrag til inndekning av det residuale inntektsbehovet ettersom grunnlaget for tariffen vil være nivået på systemdriftskostnadene (jf. diskusjonen av energiledd ovenfor). Uten en systemtariff blir imidlertid beløpet som må dekkes av de residuale tariffene større enn det ellers ville ha vært. Kostnadene til systemdriften vil måtte dekkes uansett, enten det finnes en egen systemtariff eller ikke (selv om nivået på kostnadene kan tenkes å bli påvirket dersom tariffen medfører en endret atferd hos produsenter og/eller forbrukere). For uttakskundene innebærer en systemtariff i utgangspunktet bare en omfordeling mellom den residuale tariffen og den nye systemtariffen, mens det for innmating kan dreie seg om en nettoøkning avhengig av hvordan det residuale leddet for innmating fastsettes (i den grad nettoregningen for innmating øker, vil selvsagt kostnadene for uttak gå ned). Gitt at

---

<sup>15</sup> Vi henviser til NVE (2010) for en nærmere beskrivelse av den økonomiske reguleringen av norske nettselskaper.

systemtariffen kan utformes på en måte som ikke gir uheldige incentiver til løpende forbruk og innmating eller investeringer, vil lavere residuale ledd også begrense de samfunnsøkonomiske kostnadene ved inndekningen av det residuale inntektsbehovet i sentralnettet.

- Kostnadene til systemdriften kan identifiseres i Statnetts regnskaper og i prinsippet henføres til aktørene som utløser kostnadene (gjennom endringer i produksjon og forbruk) i betydelig grad. Kostnadene er videre relatert til relevante nettforhold. På denne måten ligner systemdriftskostnadene mye på kostnadene til overføringstap.
- Gitt at NVE regulerer Statnetts samlede inntekter på en hensiktsmessig måte og at systemtariffen ikke ses separat fra Statnetts kostnader og inntektsramme for øvrig, vil innføringen av en systemtariff ikke påvirke Statnetts incentiver til optimal drift og utvikling av sentralnettet.

I tillegg må tariffen kunne utformes på en måte som gir riktige incentiver til markedsaktørene og som samtidig er praktisk håndterbar. Dette spørsmålet krever grundigere analyser, men noen foreløpige betraktninger kan gjøres:

- Tariffen bør betales både av produksjon og forbruk. Kostnadene til systemdriften er en del av de samlede kostnadene ved å ha et sentralnett som kommer alle nettkunder til gode, selv om en del av *endringene* i kostnadene kan henføres til (grupper av) enkeltaktører.
- Den teoretisk optimale systemtariffen bør sannsynligvis baseres på aktørens *endringer* i produksjon og forbruk. Den optimale tariffen er imidlertid trolig avhengig av situasjonen i kraftsystemet. I noen tilfeller vil en gitt endring i innmatingen medføre store økninger i kostnadene til systemdriften, mens i andre tilfeller vil virkningen være null. Det må også vurderes nærmere om en tariff basert på endringer i produksjon og forbruk kan gi uheldige incentivvirkninger knyttet til budgivingen i spotmarkedet og eventuelt regulerkraftmarkedet, samt Statnetts kjøp av automatisk sekundærregulering fra produsenter (LFC, Load Frequency Control). For produsenter vil en systemtariff basert på endringer i innmatingen fungere på samme måte som en start-/stoppkostnad for termiske kraftprodusenter som de må ta hensyn til i sin budgiving. Spørsmålet er imidlertid hvor stort avregningsgrunnlaget blir og hvordan produsentene eventuelt kan tilpasse seg for å unngå tariffen eller velte kostnadene over i markedsprisene. Dette er også i stor grad et spørsmål om nivået på systemkostnadene og den tilhørende tariffen. Om tariffgrunnlaget for innmating er 100 millioner kroner, er det i utgangspunktet en tariff på under 0,1 øre/kWh om den fordeles på all norsk produksjon på mer enn 120 TWh. Om de relevante produksjons*endringene* i stedet summerer seg til 10 TWh, blir tariffen i gjennomsnitt 1 øre/kWh. Med et grunnlag på 1 TWh blir tariffen hele 10 øre/kWh. Virkningene av tariffen på markedsaktørens tilpasning er større jo mindre grunnlag den fordeles på. Et annet moment er at utformingen av tariffen og incentivvirkningene kan påvirke Statnetts etterspørsel etter systemtjenester og dermed kostnadene ved systemdriften.
- En enklere variant kan være å benytte energi som avregningsgrunnlag for innmating etter mønster av det ordinære residuale leddet. Det gir et generelt signal til alle produsenter og er på den måten mindre effektivt som prissignal, men er til

gjengjeld enklere å implementere i praksis.<sup>16</sup> Energiavregning er brukt i blant annet Storbritannia, Danmark og Nederland (riktignok med en del justeringer av avregningsgrunnlaget, jf. vedlegg 2). For uttak kan energi eller effekt i referansetimer brukes, jf. de ordinære residuale leddene. Over tid kan tariffen selvsagt videreutvikles i retning av en teoretisk optimal løsning.

## Eierskap til nettanlegg

Statnett eier i dag om lag 90 prosent av sentralnettet samt anlegg i regionalnettet, og er eiere på norsk side av utenlandsforbindelsene i og utenfor Norden. Det kan finnes andre argumenter for (eller mot) at andre enn Statnett skal eie anlegg i sentralnettet, inklusive utenlandsforbindelser, men her er formålet å drøfte om eierskap er et egnet virkemiddel i prisstrategien.

For prisstrategien er spørsmålet om eierskap lite relevant. Kostnadene ved anleggene som eies av andre må fortsatt dekkes via tariffene (vi ser bort fra eventuelle virkninger på kostnadsnivået av organiseringen av eierskapet). Dersom det er snakk om utenlandsforbindelser, vil del- eller heleierskap for andre aktører enn Statnett (på norsk side) føre til at handelsinntektene tilfaller andre enn Statnett. Med mindre de aktuelle anleggene defineres utenfor den ordinære inntektsrammereguleringen, vil imidlertid konsekvensene for nettarene bli akkurat som om Statnett hadde eid anleggene direkte. Gitt at det dreier seg om anlegg som naturlig hører inn under sentralnettet, vil de bli tildelt en inntektsramme av NVE som går inn i sentralnettsordningen på linje med eksisterende anlegg som ikke eies av Statnett.

Dersom anleggene som eies av andre ikke skal inngå i sentralnettsordningen eller bli tildelt en inntektsramme, oppstår det en rekke regulatoriske spørsmål og utfordringer med hensyn til den samfunnsøkonomiske effektiviteten i systemet. Et eksempel kan være såkalte merchant cables, det vil si overføringskabler mellom land som eies av andre enn de systemansvarlige nettselskapene direkte og som er fritatt for krav om tredjepartsadgang.

Et beslektet spørsmål er om Statnett kan velge å dekke kostnadene ved enkeltstående anlegg utenfor inntektsrammen. Regulatorisk er det vanskelig å se hvordan det skal la seg gjøre i praksis, ettersom hva som er regulert monopolvirksomhet defineres gjennom kontrollforskriften. Det er også vanskelig å se hvilke samfunnsøkonomiske gevinster det eventuelt skulle gi. Snarere vil slik organisering av eierskap og finansiering føre til et mindre transparent system med uklare konsekvenser for Statnetts incentiver og den samfunnsøkonomiske effektiviteten. Det vil formodentlig fortsatt være snakk om anlegg som skal tariffes på grunnlag av kostnadene.

## Transittkostnader

Europeiske systemansvarlige nettselskaper har i flere år arbeidet med å utvikle et system for å kompensere for kostnader ved transitt av kraft mellom land (ITC, eller Inter TSO Transit Compensation Scheme). Hittil har Norge vært en netto betaler under ordningen. Transittkostnadene i fremtiden er vanskelige å anslå, men de vil utgjøre en del av tariffgrunnlaget for sentralnettet på linje med andre kostnader. Det er antakelig vanskelig og lite hensiktsmessig å lage et eksplisitt prissignal knyttet til

---

<sup>16</sup> Det er mulig å tenke seg at det differensieres mellom produsenter ut fra størrelse (påstemplet merkeytelse) og/eller magasinkapasitet. Dette reiser en del nye praktiske spørsmål, og enkelte differensieringskriterier kan komme i konflikt med forskriftskravene om differensiering ut fra relevante nettforhold.

transittkostnadene, ettersom nivået på kostnadene i stor grad avhenger av det totale tilstanden til kraftsystemet og forholdene i landene vi er fysisk tilknyttet.

Transittkostnadene kan om ønskelig inngå som en del av grunnlaget for en systemtariff, eller de kan inngå i grunnlaget for de residuale tariffene. Argumentet for å inkludere transittkostnadene i systemtariffen må i så fall være at de er beslektet med kostnadene til systemdrift via endringene i kraftflyten. Det kreves imidlertid som nevnt en nærmere vurdering av utformingen av systemtariffen med utgangspunkt i hva slags prissignaler det er riktig å sende og incentivvirkningene av ulike modeller, og det bør også gjøres en nærmere vurdering av forholdet mellom atferden hos produsenter og forbrukere, kraftsystemets tilstand og ulike typer kostnader (systemdrift, tap, flaskehals, transitt).

Dersom transittkostnadene skulle bli negative (slik at Norge blir en netto mottaker av penger), vil det kunne brukes til å redusere de residuale tariffene på samme måte som handelsinntekter.

## Oppsummering

Vi har i dette kapitlet drøftet mulige elementer i Statnetts prisstrategi utenom de residuale leddene for å avklare hvordan ulike elementer eventuelt skal inkluderes i prisstrategien, og hva de kan tenkes å bidra med i kronebeløp.

- Energiledet er et helt sentralt virkemiddel som prissignal på kort og lang sikt, og vil neppe gi betydelige bidrag til å redusere det residuale inntektsbehovet gitt at det utformes optimalt. Energiledet bør heller ikke brukes til å dekke inn det residuale inntektsbehovet, ettersom det kan svekke rollen som prissignal.
- Handelsinntekter fra utenlandsforbindelser i og utenfor Norden samt mellom norske prisområder er en potensielt betydelig inntektskilde etter hvert som handelskapasiteten mellom Norge og land utenfor Norden økes. Inntektene bør benyttes løpende til å redusere de residuale tariffleddene i tråd med dagens ordning, men Statnett bør vurdere å innføre en mekanisme som utjevner svingningene over tid. Salg av overføringsrettigheter har liten samfunnsøkonomisk betydning, og har heller ikke noen vesentlig betydning for Statnett bedriftsøkonomisk.
- Inntekter fra salg av regulerkraft og systemtjenester som tilfaller Statnett, bør inngå i Statnetts inntekter på samme måte som handelsinntekter fra de ordinære energimarkedene (det vil si gå til reduksjon av øvrige tariffen).
- Anleggsbidrag bør benyttes i størst mulig grad, også i det maskede nettet dersom regelverket åpner for det. Virkningen på det residuale inntektsbehovet i sentralnettet er likevel begrenset.
- Statnett bør vurdere å innføre systemtariffer for å supplere prissignalene i dagens system og dekke kostnadene knyttet til systemdriften. Dette vil trolig bare gi et begrenset bidrag til å dekke det residuale inntektsbehovet, men er potensielt viktig for den samfunnsøkonomiske effektiviteten på lengre sikt. Innføringen av slike tariffen reiser imidlertid flere spørsmål av praktisk og prinsipiell karakter som bør utredes nærmere. Kostnader til transittkompensasjon kan om ønskelig tas inn i grunnlaget for systemtariffene.
- Eierskap til nettanlegg bør ikke brukes som et element i prisstrategien.

I sum betyr dette at de residuale tariffleddene for innmating og uttak vil være svært viktige for inndekningen av det totale inntektsbehovet i sentralnettet. Andre elementer vil bidra, men neppe med store beløp utover det som kreves for å dekke spesifikke

kostnader til overføringstap, systemdrift og enkelte investeringer som er egnet til å bli finansiert ved anleggsbidrag. Et mulig unntak er handelsinntekter fra utenlandsforbindelsene, men disse inntektene vil for det første trolig svinge betydelig over tid, og for det andre vil økte handelsinntekter også kreve økte kostnader til investeringer og systemdriften. Utformingen av de residuale leddene er tema for neste kapittel.

## Alternative modeller for de residuale leddene

I forrige kapittel konkluderte vi med at de residuale tariffleddene for innmating og uttak fortsatt vil dekke hovedtyngden av inntektsbehovet i sentral- og regionalnettet på lang sikt (2020 og videre). De residuale leddene bør i likhet med i dag baseres på energi for innmating og effekt for uttak, men utformingen av avregningsgrunnlaget og fordelingen av kostnader kan skje på mange måter. I dette kapitlet analyserer vi hvordan de residuale leddene kan utformes i som ledd i en prisstrategi for sentralnettet. Vi tar først for oss innmating separat, før vi drøfter tre ulike modeller for de residuale leddene for uttak:

- Business as usual – videreføring av k-faktor
- Avregning på grunnlag av faktisk uttak, med ulike satser for ulike kundegrupper
- Nettoavregning basert på forholdet mellom innmating og uttak i hvert punkt i nettet

For hver av modellene for uttak drøfter vi i detalj konsekvensene ved en fortsatt separat tariffisering av sentralnettet og deretter mulige konsekvenser ved en felles tariffisering av regional- og sentralnett. Hver modell kan i prinsippet kombineres med en hvilken som helst modell for innmating. Valg av modell for innmating vil primært påvirke kronebeløpet som må dekkes gjennom de residuale leddene for uttak.

Vi drøfter i utgangspunktet modellene for uttak i sine rendyrkede former for å synliggjøre de prinsipielle forskjellene, men vi drøfter også hvordan modellene kan raffineres for å justere virkemåten.

Vi ser bort fra utkoblbart forbruk i analysen. Slikt forbruk spiller en beskjedne rolle for kostnadsdekningen i sentralnettet i dag, og spesielle tariffer for utkoblbart forbruk i sentralnettet er under utfasing som følge av nye forskriftskrav fra 2009. Fram til 2012 vil det imidlertid gjelde en overgangsordning (Statnett, 2010).

## Residuale ledd for innmating

### Handlingsrommet innenfor gjeldende nasjonale og internasjonale retningslinjer

På kort sikt er det trolig vanskelig å øke inntektene fra innmating vesentlig. Det skyldes som tidligere nevnt at det er foreslått tak på residuale ledd for innmating på EU-nivå. Handlingsrommet innenfor EUs kommende retningslinjer bør imidlertid utnyttes så langt det er mulig. Vi henviser til Econ Pöyry (2007 og 2008a) for grundigere analyser av hvordan det residuale tariffleddet påvirker incentivene til løpende produksjon og investeringer, men gjengir her de viktigste faktorene som påvirker den samfunnsøkonomiske effektiviteten dersom det residuale leddet for innmating økes ut fra nivået som har vært de seneste årene.

En økt residual tariff basert på løpende eller gjennomsnittlig energiproduksjon vil øke marginalkostnaden for et kraftverk. Vi kan bruke dagens norske tariffregler som en illustrasjon:<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> Jf. Statnetts tariffhefte for 2010 og vedlegg 1.

- Avregningsgrunnlaget for innmatingstariffens faste ledd i 2010 er gjennomsnittlig årsproduksjon i perioden 1999-2008.
- 1 kWh økt produksjon i dag vil ikke få direkte innvirkning på tariffene, men dersom produsenten forventer at avregningsgrunnlaget vil bli oppdatert over tid, vil økt produksjon i dag føre til høyere tariffregning i framtiden.
- Anta at tariffgrunnlaget oppdateres årlig, det vil si at tariffene for 2011 baseres på produksjonen i 2000-2009, tariffene i 2012 på produksjonen i 2001-2010 osv.<sup>18</sup> 1 kWh økt produksjon i 2010 vil da øke tariffgrunnlaget med 0,1 øre/kWh pr. år i hele perioden 2012-2021. Med en tariffsats på 0,56 øre/kWh og en diskonteringsrente på 7 prosent reelt før skatt gir 1 kWh økt produksjon i dag en økt residualtariff på 0,34 øre/kWh i nåverdi sett fra 2010. En sats på 0,8 øre/kWh tilsvarer med de samme forutsetningene en økning i nåverdi på ca. 0,5 øre/kWh.

Ved en energitariff basert på løpende produksjon vil marginalkostnaden selvsagt øke med tariffnivået pr. kWh. Selv om marginalkostnaden øker, vil ikke nødvendigvis virkningen på produksjonsbeslutningene være særlig stor. Virkningen er i stor grad teknologiavhengig:

- For vindkraft er marginalkostnaden ved produksjon relativt lave, i praksis ned mot null i den enkelte driftstimen. En energitariff i størrelsesorden 0,56 øre/kWh vil derfor ikke påvirke produksjonen med mindre kraftprisene er tilnærmet null. Tariffen kan sannsynligvis være flere øre/kWh før produksjonen påvirkes i nevneverdig grad. Selv om det som gjerne klassifiseres som variable kostnader pr. kWh kan være i størrelsesorden 9-10 øre/kWh,<sup>19</sup> er dette kostnader som i stor grad er uavhengig av produksjonen i den enkelte timen. Det kan for eksempel dreie seg om kostnader til drift og periodemessig vedlikehold som på sikt er korrelert med produksjonsvolumet, men som ikke påvirker beslutningen om drift på kort sikt (kostnadene til bemanning i tilknytning til beredskap og vedlikeholdsbehov påvirkes ikke av 1 kWh økt produksjon).
- Et vannkraftverk uten reguleringsevne (elvekraftverk) vil i stor grad kjøres på samme måte som et vindkraftverk og ikke bli påvirket av en energitariff med mindre tariffen blir så høy at den overstiger forventet kraftpris fratrukket variable driftsavhengige kostnader.
- For et vannkraftverk med reguleringsevne er bildet noe mer komplisert, men det er grunn til å anta at produksjonsbeslutningene ikke påvirkes noe særlig av energitariffer i nærheten av dagens norske nivå. Produksjonen i vannkraftverk med reguleringsevne disponeres ut fra en beregnet vannverdi, som reflekterer alternativverdien av å flytte vann til andre perioder.<sup>20</sup> Vannverdien avhenger blant annet av forventet tilsig, magasinkapasitet, produksjonskostnadene i termiske

---

<sup>18</sup> Som er i tråd med praksis de seneste årene.

<sup>19</sup> Gjennomsnittlige drifts- og vedlikeholdskostnader for et norsk vindkraftverk utgjorde 9,6 øre/kWh i 2007 ifølge NVEs produksjonsstatistikk for vindkraft, men det er store forskjeller. Pr. produsert kWh varierte de innrapporterte driftskostnadene fra 2 til 21 øre/kWh.

<sup>20</sup> Dette gjelder selv om vannkraftsystemet er en del av et større kraftmarked der kraftprisen settes i spill med land som har andre tariff. Samlet produksjon i vannkraftsystemet er gitt av tilsiget og vil ikke bli endret av en energitariff. Allokeringen av produksjon over tid er gitt av reguleringsevne og prisforskjeller. En tariff som er like stor i alle perioder påvirker ikke optimal allokering av produksjonen mellom perioder og når produksjonsmønsteret ligger fast blir også markedsprisene de samme som uten tariffen. Konsumentprisene endres altså ikke. På kort sikt fungerer derfor en energitariff som en inndragning av profitt fra produsentene og belastes ikke forbrukerne. Det samme vil for øvrig være tilfelle for en tariff på installert effekt i vannkraftverk.

kraftverk i Norge og andre land samt overføringsbegrensninger. Selve marginalkostnaden i et vannkraftverk, som normalt er svært lav og i praksis bare bestående av nettatariffer og produksjonsavhengige skatter,<sup>21</sup> har normalt liten innvirkning på vannverdien. En flat energitariff som påvirker vannverdien likt i alle perioder, vil pr. definisjon ikke endre incentivene til å flytte produksjon. Det er antakelig mulig å konstruere spesialtilfeller med ekstreme tilsigssituasjoner (for eksempel under vårflom med tilnærmet fulle magasiner) der produksjonen faktisk påvirkes, men disse situasjonen vil oppstå for sjelden til at det påvirker det samfunnsøkonomiske regnestykket.

- I termiske kraftverk basert på kull, gass eller bio, vil marginalkostnaden påvirkes. Dette er kapasitet som i mange situasjoner kan utgjøre marginalkapasiteten i det nordiske markedet, selv om konkurransebildet for ulike teknologier vil variere en god del over tid med endringer i brenselspriser, nivået på forbruket og produksjonen osv. For bio (og avfall) vil dessuten tilgangen på brensel og kostnadene variere mye. Omfanget av termisk kraftproduksjon er beskjedent i Norge i dag, men ett 430 MW gasskraftverk er i drift på Kårstø, og et gassbasert kraftvarmeverk er i ferd med å bli satt i ordinær drift på Mongstad. Videre er det uttrykt en sterk politisk vilje til å fremme bruken av bioenergi, noe som ventelig vil gi økt biobasert kraftvarmeproduksjon. Gitt at slike teknologier kostnadmessig vil være i nærheten av den marginale produksjonen (markedsprisen) i Norden, kan selv en energitariff på under 1 øre/kWh påvirke produksjonsbeslutningene og gi opphav til et samfunnsøkonomisk tap lik differansen mellom kraftpris og marginalkostnad i verkene som ikke produserer som følge av den residuale tariffen. Det er imidlertid vanskelig å anslå dette tapet uten svært detaljerte beregninger av produksjonstilpasningen i Norden over en lengre periode, og tapet vil uansett være beheftet med usikkerhet.

På lang sikt er spørsmålet hvordan investeringene i kraftproduksjon påvirkes av de residuale tariffene. Det gjelder både nye kraftverk og reinvesteringer eller oppgraderinger/utvidelser i eksisterende kraftverk. Spørsmålet om investeringer må i likhet med den kortsiktige produksjonstilpasningen ses i et nordisk perspektiv. Investeringer i norsk kraftproduksjon vil generelt bli mindre lønnsomme som følge av en residual energitariff. Det er imidlertid interessante forskjeller mellom teknologier:

- Nye vannkraftprosjekter med enhetskostnader (inklusive kapitalkostnader) lavere enn forventet framtidig markedspris kan være lønnsomme også etter en eventuell energitariff. Samtidig er det store spenn i kostnadene ved vannkraftprosjekter, og noen prosjekter vil alltid være marginale. Jo mer lønnsomt et prosjekt er, desto større andel av de residuale nettkostnadene kan det bære. Lønnsomheten av enkeltprosjekter er imidlertid vanskelig å anslå uten detaljert informasjon om kostnadsforholdene, og den vil også være beheftet med betydelig usikkerhet.
- I etablerte vannkraftverk vil en residual energitariff i utgangspunktet bare redusere overskuddet og ikke føre til nedleggelse, men visse investeringer vil likevel bli påvirket. Særlig såkalte O/U-prosjekter (opprusting og utvidelser) i eksisterende vannkraftverk kan tenkes å bli påvirket, men også ordinære reinvesteringer på visse vilkår (typisk utskifting av driftsmidler i relativt dyre verk).

---

<sup>21</sup> Eiendomsskatten kan ses som en produksjonsavhengig skatt i denne sammenhengen ettersom den baseres på faktisk produksjon og normerte salgspriuser i gjennomsnitt over 5 år eller gjennomsnittlig produksjon over en 7-årsperiode (dersom beregnet eiendomsskattegrunnlag med utgangspunkt i historiske inntekter og kostnader overstiger en fastsatt maksverdi).

- Investeringer i fornybar kraftproduksjon som er berettiget til offentlig støtte (vindkraft eller biobasert kraftproduksjon) vil ikke nødvendigvis påvirkes av en residual energitariff. Dette avhenger av støtteordninger og –nivåer. For eksempel vil dagens norske ordning med investeringsstøtte basert på individuell prosjektlønnsomhet i prinsippet kompensere en kraftutbygger for tariffkostnader, ettersom investeringsstøtten settes slik at nåverdien av prosjektet blir null.<sup>22</sup> Med andre støttesystemer – eller fravær av støtte – kan utfallet for prosjektlønnsomheten bli et annet.
- Termiske kraftprosjekter basert på gass uten CO<sub>2</sub>-fangst antas gjerne å være marginale gitt dagens kraft- og gasspriser, eller til og med ulønnsomme. I den grad prosjektene er marginale, vil imidlertid en residual energitariff føre til at investeringer skjer i andre teknologier i Norge eller i andre land. Investeringer i termisk kraftproduksjon uten CO<sub>2</sub>-fangst er ikke aktuell politikk i Norge i dag, men dette kan endre seg over tid.

Virkningene på ny kraftproduksjon kan dessuten begrenses ved å etablere avregningsgrunnlaget for tariffen over tid i stedet for å bruke forventet produksjon fra dag 1 (for eksempel ved å legge til grunn faktisk gjennomsnitt over siste ti år, inklusive årene hvor kraftverket ikke har vært i drift). Dette er imidlertid mer komplisert for reinvesteringer og O/U-prosjekter.

Samlet sett vil en begrenset økning i det residuale leddet for innmating ikke medføre vesentlige samfunnsøkonomiske tap på kort eller lang sikt. Vi har ikke gjort detaljerte kvantitative analyser, men et nivå på 1-1,5 øre/kWh kan tjene som et utgangspunkt for videre diskusjon og analyser.

## Alternative modeller for innmating

### Høyere tariffnivå

Et generelt høyere residuall tariffnivå for innmating utover de grensene som blir satt av internasjonale rammevilkår kan ha samfunnsøkonomiske kostnader som er høyere jo høyere tariffen blir. Det skyldes virkningen av høye residuale ledd for incentivene til å investere i alle typer ny kraftproduksjon. Dersom høye residuale ledd fører til at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i norsk produksjonskapasitet i stedet skjer andre steder (eller ikke i det hele tatt), innebærer det et samfunnsøkonomisk tap. Bildet er noe mer komplisert for fornybare produksjonsteknologier som mottar støtte, men det endrer ikke den prinsipielle konklusjonen. Som nevnt ovenfor kan imidlertid skadevirkningene begrenses gjennom måten avregningsgrunnlaget etableres på.

Et høyt residuall ledd vil dessuten øke marginalkostnaden for gasskraftverk som allerede er bygd og redusere sannsynligheten for at disse kommer til å produsere.

En mulighet er å øke tariffen for utvalgte produksjonsteknologier, for eksempel etablert vannkraftproduksjon. Det norske forskriftskravet om differensiering av tariffene på grunnlag av relevante nettf forhold begrenser imidlertid mulighetene til å differensiere på grunnlag av produksjonsteknologi. En betydelig økning i den residuale tariffen for etablert vannkraft kan også føre til for svake incentiver til å investere i O/U-prosjekter og rehabilitering av eksisterende verk.

---

<sup>22</sup> Konklusjonen gjelder ikke uten forbehold – blant annet må investors avkastningskrav være lik myndighetenes kalkulasjonsrente ved beregning av prosjektøkonomi og støttebeløp, og eventuelle tak på støtten (kronebeløp eller prosent av totale prosjektkostnader) kan også føre til at tariffkostnadene ikke nødvendigvis kompenseres fullt ut.

## Lønnsomhetsbasert tariff

Det er mulig å tenke seg andre modeller for innmating som oppfyller krav til samfunnsøkonomisk effektivitet, men som kan være problematiske i forhold til gjeldende lov og forskrifter, særlig kravet om differensiering etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold. En særlig interessant mulighet er å introdusere en lønnsomhetsbasert residual tariff:

- Verdien av nettilknytning for kraftproduksjon avhenger av økonomien i det enkelte kraftverk, som igjen i stor grad avhenger av kraftprisen (og brenselpriser i termiske verk). Prinsipielt er det fullt mulig å basere de residuale leddene på de løpende overskuddene innen kraftproduksjon. Samfunnsøkonomisk har dette den fordel at de residuale tariffene kan utformes på en teoretisk nøytral måte som ikke påvirker incentivene verken på kort eller lang sikt.<sup>23</sup> Det innebærer også en automatisk differensiering mellom teknologier og nye og gamle prosjekter. Det er selvsagt viktig at systemet utformes slik at det forventede tariffnivået er økonomisk bærekraftig for de forskjellige teknologiene slik at de velger fortsatt å være tilknyttet nettet og gjøre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i ny kraftproduksjon. Dette forventede nivået trenger selvsagt ikke å være null.
- Inntektene fra de lønnsomhetsbaserte tariffene vil variere over tid. Alminnelig forsyning vil måtte bære risikoen knyttet til innbetalingene. I perioder med høye kraftpriser og dermed høye inntekter fra kraftproduksjon, må for eksempel de residuale leddene for alminnelig forsyning reduseres (alt annet likt).

For kraftproduksjon – og særlig vannkraftproduksjon som er grunnrenteskattepliktig (alle verk med mer enn 5500 kVA påstemplet merkeytelse i henhold til gjeldende regler) – vil de praktiske utfordringene ved å innføre en lønnsomhetsbasert tariff være små. Vannkraftverk som betaler grunnrenteskatt, må levere informasjon om produksjon pr. time til skattemyndighetene, som deretter beregner grunnrenteskattepliktig inntekt som produktet av spotpris og produksjon pr. time (med unntak for konsesjonskraft og kraft levert i henhold til langsiktige kontrakter som oppfyller visse vilkår). I den forbindelse samles det også inn detaljert økonomisk informasjon om vannkraftproduksjonen pr. selskap og verk. Den samme informasjonen kan benyttes til å beregne en lønnsomhetsbasert residual tariff for vannkraftproduksjon.<sup>24</sup>

For vindkraft, gasskraft og vannkraft som ikke er grunnrenteskattepliktig vil tilsvarende detaljert informasjon om produksjon i prinsippet være tilgjengelig fra Statnett, men her vil gode økonomiske data måtte hentes fra andre kilder. Det er imidlertid mulig å tenke seg at det kan lages et eget tariffregnskap basert på antatt representative nøkkeltall for økonomien i forskjellige typer kraftproduksjon, uten at dette trenger å kreve svært mye administrasjon. Det er også mulig å indeksere tariffen i forhold til kraftprisen.

Potensialet for inntekter fra en lønnsomhetsavhengig tariff kan illustreres ved å se på de historiske tallene for grunnrenteskatten for vannkraftproduksjon:

---

<sup>23</sup> Dette dreier seg egentlig om å utforme en nøytral skatt på kraftproduksjon, jf. NOU 2000:18 for en beskrivelse av det teoretiske grunnlaget for nøytrale særskatter. Det er riktignok ikke alle elementer som er avklart i praksis, blant annet hva slags renter som skal brukes for å kompensere investor for forskyvning av skattefradrag i tid, men prinsipielt og praktisk er det fullt mulig å innføre en samfunnsøkonomisk effektiv residual tariff basert på de samme prinsippene som nøytrale skatter (jf. Econ Pöyry, 2008a). Dette gjelder for så vidt industri og petroleumsvirksomhet også, ikke bare kraftproduksjon.

<sup>24</sup> Det er viktig at incentivvirkningene av en lønnsomhetsbasert tariff for kraftproduksjon, som vil ligne en særskatt, vurderes i lys av det øvrige skattesystemet for kraftproduksjon.

- I 2006 var grunnrenteskatten 3,75 milliarder kroner eller 3,1 øre/kWh gitt produksjonen på 121 TWh samme år. Skattesatsen var 27 prosent det året.<sup>25</sup>
- I 2007 var provenyet 2,64 milliarder eller 1,9 øre/kWh gitt en produksjon på ca. 137 TWh. Dette året var skattesatsen økt til 30 prosent.

Den bakenforliggende grunnrenteinntekten, som litt forenklet er lik spotpriser pr. time ganget med produsert volum (korrigert for konsesjonskraft og visse langsiktige kontrakter), fratrukket driftskostnader, eiendomsskatt, avskrivninger og en friinntekt basert på skattemessig bokført verdi, var henholdsvis 14 og 9 milliarder kroner i de to årene.<sup>26</sup> Grunnrenteinntekten vil variere over tid med kraftpriser, produksjonsvolum og kostnadsutviklingen i bransjen, men dette tilsier uansett at en lønnsomhetsavhengig tariff vil kunne gi vesentlig høyere inntekter fra etablert vannkraftproduksjon enn dagens residuale ledd for innmating uten store samfunnsøkonomiske kostnader.<sup>27</sup>

## Innfasingstariffen

Innfasingstariffen innebærer en lavere residual innmatingstariff for kraftverk i spesielle områder med nettutfordringer. Ved en ordinær tariff på 0,8 øre/kWh og en innfasingstariff på 0,1 øre/kWh betyr dette en rabatt på 0,7 øre/kWh. Alt annet likt vil altså en produksjoninvestering i et område med innfasingstariff tjene 0,7 øre/kWh mer enn investeringer i andre områder. I praksis vil innfasingstariffen nok tendere til å ha karakter av å komme i tillegg til de eksisterende prissignalene knyttet til marginaltap og områdepriser.

Innfasingstariffen har åpenbart beskjedent betydning for prosjektlønnsomheten ettersom nivået er såpass lite i forhold til kostnadene ved ny kraftproduksjon og forventede kostnader. Rabatten utgjør for eksempel med dagens nivå bare rundt 1 prosent av de fulle kostnadene ved nye vindkraftverk på land, noe mer for de fleste av vannkraftprosjektene som er under planlegging.<sup>28</sup>

Ved en eventuell omlegging av tariffen for nye kraftverk generelt (opptrapping av avregningsgrunnlaget i stedet for forventet middelproduksjon fra dag 1) vil dessuten betydningen av innfasingstariffen reduseres ytterligere.

Det er videre klart at innfasingstariffen virker ulikt for ulike produksjonsteknologier fordi den er tidsbegrenset. For et vannkraftverk med levetid i 50-60 år vil innfasingstariffen bety mindre enn for gasskraft eller vindkraft med 20-25 års levetid.

Et enkelt regneeksempel kan illustrere virkningen av tariffen på verdien av ulike investeringer i ny kraftproduksjon som er marginalt lønnsomme ved en reell kraftpris på 40 øre/kWh, det vil si at netto nåverdi av prosjektene er null ved dette kraftprisenivået (for vindkraft kan vi for eksempel anta at dette er etter støtte). Vi legger til grunn et realavkastningskrav på 7 prosent før skatt og en levetid på henholdsvis 20 år (gasskraft

---

<sup>25</sup> Vi har ikke korrigert for at en liten andel av produksjonen var fritatt for grunnrenteskatt det året (verk med påstemplet merkeytelse under 5500 kVA), men det spiller liten rolle for estimatet på 3,1 øre/kWh.

<sup>26</sup> For vannkraft innebærer for øvrig skattesystemet at staten dekker 58 prosent av en tarifføkning gjennom skatt på alminnelig inntekt (28 prosent) og grunnrenteskatten (30 prosent). I tillegg kan tarifføkninger på visse vilkår påvirke eiendomsskatten også.

<sup>27</sup> En økt tariff vil selvsagt redusere overskuddet i selskapene og potensialet for utbytte til de i all hovedsak offentlige eierne.

<sup>28</sup> Støttebeløpene som er tildelt Høg-Jæren vindpark, starter totalkostnaden for vindkraft på land trolig på rundt 60 øre/kWh. Dette er et relativt gunstig prosjekt sammenlignet med andre norske vindkraftprosjekter.

og vindkraft) og 60 år (vannkraft).<sup>29</sup> En innfasingstariff på 0,7 øre/kWh (0,8 minus 0,1) gir følgende konsekvenser for prosjektlønnsomheten:

- Gasskraft og vindkraft blir lønnsomt ved 39,40 øre/kWh i stedet for 40 øre.
- Vannkraft må ha 39,55 øre/kWh for å oppnå lønnsomhet.

Selv om innfasingstariffen innebærer en viss diskriminering av vannkraftinvesteringer, er virkningen så liten at den neppe vil ha praktisk betydning.<sup>30</sup>

Innfasingstariffen har administrativt sett den fordel at den er fastlagt på forhånd, både geografisk område og nivå. Det gjør tariffen vesentlig mindre sårbar overfor strategisk atferd og lobbyvirksomhet enn for eksempel en generell adgang til å benytte såkalte negative anleggsbidrag (dette er også drøftet i Econ Pöyry, 2007).

Samlet sett er innfasingstariffen neppe noe svært viktig virkemiddel for å påvirke incentivene til å investere i ny produksjon, men den gir et signal som i seg selv har en verdi ved å peke på problemområder i nettet, og den gjør neppe stor samfunnsøkonomisk skade heller.

## Uttak 1: Business as usual – videreføring av k-faktor

### Modellen

Modellen bygger på følgende prinsipper:

- Avregningsgrunnlaget i kW beregnes i hvert enkelt punkt i en referansetime på grunnlag av faktisk uttatt effekt, justert for k-faktor, målt som gjennomsnitt av uttaket i referansetimene over 5 år. k-faktor er en funksjon av samlet forbruk i punktet, utkoblbart forbruk, uttaket i kraftintensiv industri og tilgjengelig vintereffekt samt en faktor  $c$  (jf. detaljert beskrivelse i vedlegget).
- Alt forbruk avregnes til en felles sats pr. kW uttak i referansetimen, justert for k-faktor.

### Konsekvenser

#### Tariffnivåer og kostnadsfordeling mellom uttakskunder

På bakgrunn av diskusjonen av innmatingstariffer ovenfor og andre mulige elementer i prisstrategien, er det sannsynlig at de residuale tariffene for uttak må øke signifikant. Innenfor en k-faktor-modell vil det gi følgende konsekvenser:

- Tariffene for alle uttakskunder vil i utgangspunktet øke. Økningen i tariffregningen pr. kunde blir proporsjonal med økningen i det residuale inntektsbehovet for alle kunder. dersom det ikke gjøres endringer i parameteren  $c$  og dersom forholdet mellom innmating, uttak og kraftintensiv industri forblir

---

<sup>29</sup> I praksis burde vi ha gjort regnestykket etter alle skatter for å ta hensyn til særegenhetene ved skattesystemet for vannkraft, men målet her er å illustrere den prinsipielle virkningen, ikke tallfeste den med en høy grad av presisjon.

<sup>30</sup> At vannkraftinvesteringer er gjenstand for enkelte vridende særskatter (spesielt eiendomsskatt og konsesjonskraft), medfører at et marginalt lønnsomt vannkraftprosjekt før skatt vil være mindre lønnsomt enn andre teknologier etter skatt. Vår konklusjon med hensyn til den isolerte virkningen av innfasingstariffen holder imidlertid.

uendret i hvert punkt. Det betyr også økt tariffregning for industrien på linje med andre kunder.

- Dersom det er ønskelig å unngå en slik økning for industrien, jf. diskusjonen av samfunnsøkonomisk effektive residuale tariffer tidligere, må  $c$  justeres. Dersom  $c$  justeres, betyr imidlertid det at den proporsjonale økningen i tariffregningen i punkter med mye kraftintensiv industri blir lavere enn den relative økningen i den samlede residuale tariffregningen. I punkter med lite industri blir den proporsjonale økningen større enn økningen i samlet tariffregning. Det betyr at spredningen i tariffregning pr. MW uttak blir større mellom ulike punkter i nettet. Virkningen kan bli svært stor.
- I en del underliggende regional- og distribusjonsnett blir tarifføkningene svært store. Økningen blir særlig stor i de punktene som har lite kraftintensiv industri tilknyttet, men det er også sannsynlig at enkelte industribedrifter i regionalnettet vil stå overfor relativt store tarifføkninger.

Følgende eksempel kan illustrere virkningene mer presist:

- Anta at den totale residuale tariffregningen som skal dekkes av uttak er lik 100.
- Anta videre at det er to uttakskunder i nettet tilknyttet hvert sitt punkt. I det ene punktet (A) er uttaket 50, mens forbruket i kraftintensiv industri er 0. I det andre punktet (B) er uttaket 100, i sin helhet i kraftintensiv industri. Tilgjengelig vintereffekt og utkoblbart forbruk er null i begge punktene.  $k$ -faktor blir da 1 i punkt A og 0,5 i punkt B når vi for enkelhets skyld setter  $c$  til 1.
- Avregningsgrunnlaget blir dermed 50 i både A og B og den tilhørende tariffen 1 (100 dividert med 100). Begge kundene får en total regning på 50.
- Anta nå at den residuale tariffregningen øker til 150, men at uttaket er uendret. Alt annet likt vil avregningsgrunnlaget fortsatt være 50 i hvert av punktene, men tariffen må øke til 1,5 for at kostnadene skal dekkes (150 dividert med 100). Den totale tariffregningen øker altså med 50 prosent for begge uttakskundene slik at de betaler 75 hver.
- Dersom tarifføkningen skal begrenses for kraftintensiv industri, må  $c$  økes, for eksempel til verdien 3. Da blir avregningsgrunnlaget i B ikke lenger 50, men 25 fordi  $k$ -faktor reduseres til 0,25. Tariffen blir nå 150 dividert med 75 (50 pluss 25), det vil si 2. Kunden i A betaler 100, mens industrien i B betaler 50. Hele tarifføkningen bæres altså av alminnelig forsyning.

Dette er selvsagt et svært stilisert eksempel, men viser hvordan en  $k$ -faktor-modell vil fungere når tariffnivået øker.

### **Samfunnsøkonomiske konsekvenser**

En videreføring av  $k$ -faktor-modellen vil gi følgende samfunnsøkonomiske konsekvenser:

- $k$ -faktor-modellen innebærer i utgangspunktet at det gis lokaliseringssignaler via de residuale leddene. Jo lavere  $k$ -faktor i et gitt punkt, desto større gevinst av å velge lokaliseringen i dette punktet. Slike lokaliseringsvalg vil være relevante i hvert fall for enkelte industrikunder og kanskje også petroleumsvirksomhet avhengig av den detaljerte modellutformingen. Signalene kan bli så sterke at de overdøver supplerende virkemidler som anleggsbidrag, marginaltapsledd og områdepriser og på den måten gir opphav til samfunnsøkonomisk uheldige

tilpasninger dersom det er optimalt å velge lokalisering i punktet med høy k-faktor i stedet for punktet med lav k-faktor og lav tariffregning.

- k-faktor-modellen belønner indirekte uttak med høy brukstid og antatt fleksibilitet i etterspørselen. Som diskutert i kapittel 2 er det ikke gitt at dette vil bli fullt ut belønnet gjennom andre tariffer, og på den måten kan k-faktor spille en rolle ved at incentivene alt i alt blir bedre. Det er imidlertid ikke sannsynlig at k-faktor er den optimale løsningen på problemet med manglende signaler, og det er heller ikke sannsynlig at doseringen og parametervalgene er optimale. k-faktor bestemmes jo i realiteten endogent av kostnadsnivået i sentralnettet og de valgte parametrene for å beregne innmating og uttak samt definisjonen av kraftintensiv industri.
- k-faktor begrunnes også noen ganger med at det fordeler kostnadene ut fra hvilke kunder som har størst nytte av nettet (jf. NVE, 2010). k-faktor er imidlertid ikke nødvendigvis noe egnet virkemiddel i så henseende. Vi kan illustrere dette poenget med følgende eksempel:
  - Anta at en uttakskunde er lokalisert i et punkt med betydelig kraftproduksjon. Uttaket er 50, mens tilgjengelig vintereffekt er 100. Brukstiden for uttaket er 8000 timer, 2000 timer for produksjon.
  - Anta nå at den faktiske produksjonen er 50 pr. time i de timene kraftverket produserer. Om vi antar at uttaket er 50 i 8000 timer (og null i årets resterende timer), betyr det at ”importen” til punktet er 50 i 4000 timer pr. år. Om produksjonen er 100 (full kapasitet) i de timene kraftverket står, øker antall timer med ”import” til 6000. Bare i det tilfellet hvor kraftverket produserer 50 i alle 8000 timer hvor uttaket skjer (det vil si en brukstid på 4000 timer i stedet for 2000), vil nettobelastningen på linja inn til punktet være 0. Også i dette tilfellet må imidlertid linja (og hele det bakenforliggende sentralnettet) dimensjoneres og være tilgjengelig i tilfelle kraftverket stanser på grunn av feil eller vedlikehold.

k-faktor kan altså gi et svært lavt avregningsgrunnlag for uttaket, men samtidig må nettet både fram til kunden og det samlede kraftsystemet dimensjoneres slik at uttaket i topplast kan dekkes selv om kraftverket står stille. Kraftsystemet for øvrig må jo også dimensjoneres slik at det er tilstrekkelig kapasitet til å dekke alt bruttoforbruk.<sup>31</sup> Sammenhengen mellom k-faktor og nytten av sentralnettet er med andre ord ikke entydig. Et annet moment er at nytten av nett i stor grad også reflekteres gjennom de variable tariffleddene og anleggsbidrag.

- Med mindre det gjøres justeringer i  $c$ , vil de residuale tariffkostnadene for kraftintensiv industri øke på linje med andre kunder, jf. eksemplet vi viste i forrige avsnitt der tariffregningen økte proporsjonalt i punktene A og B med uendret  $c$ . Det øker risikoen for samfunnsøkonomisk uheldige utfall dersom industri legger ned virksomheten som følge av for høye residuale tariffer (det vil si tariffer som ikke gjenspeiler kostnadene industrien påfører kraftsystemet).
- Økte absolutte forskjeller i tariffnivå vil forsterke lokaliseringssignalene som ligger i k-faktor-modellen i dag. Det vil være samfunnsøkonomisk uheldig rent prinsipielt dersom k-faktor ikke reflekterer kostnadsforskjeller på en god måte og

---

<sup>31</sup> Spørsmålet om dimensjonering er vesentlig mer komplisert enn at nettet bare skal dekke behovet for kapasitet for topplastuttaket, ikke minst i et vannkraftsystem med store avstander mellom forbruk og produksjon samt handelsmuligheter med utlandet, men uttaket i topplast er naturligvis ett av flere kriterier.

dersom andre prissignaler (områdepriser, marginaltap og anleggsbidrag) er utilstrekkelige. De absolutte forskjellene i tariffnivå blir enda sterkere dersom  $c$  justeres for å begrense økningene for kraftintensiv industri. Vi henviser igjen til eksemplet i forrige avsnitt.

- k-faktor fører til at alminnelig forsyning tilknyttet punkter med mye industri får betydelige rabatter både i dag og når kostnadsnivået øker. Effekten forsterkes dersom  $c$  økes for å unngå store tarifføkninger for industrien. Økte forskjeller i sentralnettstariffer mellom punkter i nettet kan bli et problem over tid for modellens legitimitet. Det er ikke en direkte samfunnsøkonomisk kostnad, men vil være viktig for stabiliteten og robustheten i modellen på lang sikt. I den forbindelse må også definisjonen av kraftintensiv industri vurderes. Jo videre definisjon (for eksempel slik at den også inkluderer petroleumsvirksomhet), desto større blir forskjellene mellom ulike punkter når totalkostnadene i systemet øker.
- k-faktor kunne eventuelt ses på som et virkemiddel for å gi prissignaler knyttet til systembelastningen. k-faktor er imidlertid ikke noe godt virkemiddel for å gi signaler om systembelastningen, og skal heller ikke fungere som noe prissignal. For det første må de residuale leddene antas å ha meget begrenset eller ingen virkning på den kortsiktige tilpasningen til uttakskunder (i tråd med intensjonen bak de residuale leddene). I den grad k-faktor er et lokaliseringssignal, er det på lang sikt. For det andre ivaretas systembelastningen mye mer presist gjennom marginaltapsledd, områdepriser, Statnetts løpende utøvelse av systemansvaret samt eventuelle systemtariffer.
- Konsekvensene for underliggende nett blir generelt store som følge av kostnadsøkningene, men med k-faktor vil økningen bli svært ujevnt fordelt. Alminnelig forsyning tilknyttet sentralnettpunkter uten kraftintensiv industri kommer dårligst ut. Alminnelig forsyning i punkter med lav k-faktor blir derimot skjermet for tarifføkningene, spesielt dersom  $c$  justeres.
- Industri tilknyttet regionalnettet i punkter som får vesentlige tarifføkninger, vil også kunne stå overfor samfunnsøkonomisk uheldige residuale tariffer, det vil si for høye (hva som er "for høyt" er avhengig av hva slags industri det er snakk om). Dette forsterkes av forventede tarifføkninger som følge av store investeringer også i regionalnettet (jf. Econ Pöyry, 2008b). I regionalnett som praktiserer k-faktor – hvilket gjelder en rekke regionalnett med større industrikunder (jf. Econ Pöyry, 2009b) – kan på den andre siden tarifføkningen for alminnelig forsyning (underliggende distribusjonsnett) bli svært høy. I regionalnett med svært mye industri må alle kostnadsøkninger uansett bæres av industrien, enten de skyldes en høyere sentralnettsregning eller investeringer i regionalnettet.

Det siste kulepunktet kan illustreres med et eksempel:

- Anta at punktene C og D begge har et initialt avregningsgrunnlag på 100, men at de har k-faktor på henholdsvis 0,25 og 1. I punktet C går 50 til kraftintensiv industri og resten til alminnelig forsyning, mens i D går alt i sin helhet til alminnelig forsyning. Om vi antar at tariffsatsen er 1, blir tariffregningen henholdsvis 50 og 100 i hvert av de to punktene.
- Anta at tariffregningen dobles som følge av kostnadsøkninger og at avregningsgrunnlaget er uendret, det vil si at tariffen blir 2. Med uendret k-faktor blir tariffregningen i C 100, fordelt med 50 hver på kraftintensiv industri og

alminnelig forsyning, mens den blir 200 i D. Dette er den samme virkningen som vi viste i eksemplet i forrige avsnitt (med punktene A og D).

- Dersom  $c$  økes slik at tariffregningen i C fortsatt blir 50, får både alminnelig forsyning og industri i C en regning på 25. Regningen i D må nå øke til 250, og dekkes av alminnelig forsyning under punktet. Den proporsjonale økningen i tariffregningen i D blir altså 150 prosent, mot 0 prosent i C.

## Felles tariffing av regional- og sentralnett

NVE har som nevnt anbefalt felles tariffing av regional- og sentralnett i sin utredning for Olje- og energidepartementet (NVE, 2010). Med felles tariffing av regional- og sentralnett vil grunnlaget for k-faktor-modellen måtte endres. Vi kan belyse konsekvensene med et stilisert eksempel:

- Anta at sentralnettet består av et uttakspunkt A og regionalnettet av et uttakspunkt B, hvor et underliggende distribusjonsnett tar ut kraft fra regionalnettet. Vi kan anta at kostnadene i både sentralnettet og regionalnettet er lik 100 (Innmating skjer i et eget punkt C i sentralnettet, uten tilknyttet uttak.)
- Uttaket i A består av 50 til en bedrift innen kraftintensiv industri og 50 til et underliggende regionalnett. De 50 som går til regionalnettet, tas ut i distribusjonsnettet i punkt B. Distribusjonsnettet består utelukkende av alminnelig forsyning.
- Med separat tariffing av de to øverste nettnivåene vil både regionalnettet og industribedriften i A betale en tariff basert på k-faktor lik 0,33. Vi antar for enkelhets skyld at  $c$  er lik 1, og da blir k-faktor  $100/(100+50) = 0,67$ . Avregningsgrunnlaget for de to sentralnettskundene blir  $33,33 + 33,33 = 66,67$ . Tariffen i A blir 100 dividert med 66,67, det vil si 1,5. Total regning blir 50 for hver av de to kundene. Distribusjonsnettet betaler en tariff for uttak i B basert på kostnadsgrunnlaget i regionalnettet, 100, og sentralnettskostnaden for regionalnettets uttak i A, 50. Tariffen til overliggende nett blir dermed  $150/50 = 3$ . Den totale tariffregningen blir 150 (pluss kostnadene i distribusjonsnettet).
- Med felles tariffing vil både A og B bli sentralnettspunkter. Uttaket i A blir nå 50 til industribedriften, mens uttaket i B blir 50 til distribusjonsnettet. Det samlede kostnadsgrunnlaget for det felles nettet blir 200.
- Anta at beregningsmåten for k-faktor blir uendret. k-faktor i A blir nå  $50/(50 + 50) = 0,5$  ettersom industribedriften står for det eneste uttaket i A. k-faktor i B blir tilsvarende  $50/50 = 1$  i og med at det ikke er noen kraftintensiv industri i distribusjonsnettet. Avregningsgrunnlaget i A blir 25 og i B 50. Tariffen blir  $200/75 = 2,67$ . Regningen for industribedriften i A blir 66,67, mens regningen i B blir 133,33.

I dette enkle eksemplet er det relativt enkelt å justere  $c$  slik at industribedriftens tariffregning forblir uendret. I en mer realistisk situasjon blir det vesentlig mer komplisert. Det norske nettet består som kjent av en rekke punkter med svært forskjellig uttak og innmating (229 punkter bare i sentralnettet i 2009). En punktvis k-faktor-modell er selvsagt fortsatt mulig å implementere, men den vil ha store omfordelingsvirkninger og gi stadig sterkere lokaliseringssincentivene på lang sikt når kostnadsgrunnlaget øker.

NVE foreslår i sin utredning å erstatte dagens k-faktor-modell med en områdevis k-faktor-beregning med utgangspunkt i forholdet mellom produksjon og forbruk.

Kraftintensiv industri bør etter NVEs syn tas ut av beregningsgrunnlaget for k-faktor og i stedet få en generell justering av avregningsgrunnlaget basert på dagens k-faktor. Dette er naturligvis mulig å gjøre, men reiser en del praktiske spørsmål. Blant annet oppstår spørsmålet om hvordan områdeinndelingen skal gjøres, og det kan bli omfattende omfordeling av tariffkostnader mellom underliggende distribusjonsnett. Også med en områdevis k-faktor er det grunn til å vente betydelige forskjeller mellom det som blir de facto tariffingsområder i det felles regional- og sentralnettet etter hvert som kostnadene vokser. Lokaliseringsincentivene vil åpenbart bli påvirket, selv om virkningen trolig blir mindre enn med punktvis k-faktor.

## Uttak 2: Avregning på grunnlag av faktisk uttak

### Modellen

Denne modellen bygger på følgende prinsipper:

- Uttakskunder utenom kraftintensiv industri betaler en fast sats pr. kW i alle punkter i nettet, uten justering for verken produksjon eller kraftintensiv industri tilknyttet det samme punktet i nettet.
- Uttakskunder i kraftintensiv industri direkte tilknyttet sentralnettet betaler en fast sats pr. kW som er vesentlig lavere enn satsen for øvrig uttak. Heller ikke for kraftintensiv industri skjer det noen justeringer av avregningsgrunnlaget med hensyn til produksjon i samme punkt eller type uttak.<sup>32</sup>
- Kraftintensiv industri i regionalnettet kan enten håndteres ved at regionalnettet betaler en høy sats som deretter fordeles mellom kundene tilknyttet regionalnettet. Alternativt kan satsen for det enkelte regionalnett fastsettes som et veid gjennomsnitt av industriforbruk med en lav sats og alminnelig forsyning med en høy sats.

Modellen bygger på denne måten på en ren bruttoavregning av uttak, men den kan suppleres med en justeringsmekanisme basert på nettouttaket i hvert enkelt punkt. En slik justeringsmekanisme kan imidlertid fort bringe modellen nær k-faktor-modellen i praksis.<sup>33</sup> Noen alternativer er forholdet mellom uttak og innmating, differansen mellom innmating og uttak i forhold til uttaket i punktet, eller rett og slett k-faktor med andre parametre.

Et annet spørsmål er hvordan avgrensningen av kraftintensiv industri skal gjøres i praksis. Dersom Statnett er begrenset til å differensiere ut fra nettmessige forhold, kan det tale for å bruke en definisjon basert på brukstid og størrelse på forbruket, noe som i så fall kan medføre at den lave satsen omfatter flere kundegrupper enn det som tradisjonelt klassifiseres som kraftintensiv industri.

---

<sup>32</sup> I den grad slike direkte rabatter for kraftintensiv industri er problematisk i forhold til EUs statsstøtteregulering, er det trolig mulig å utforme ordningen på andre måter som gir den samme virkningen. For eksempel finnes det en ordning i Tyskland med tariffrabatt etter søknad for uttak som oppfyller visse kriterier med hensyn til brukstid, størrelse på forbruket og tidspunkt for makslast som typisk vil gjelde kraftintensiv industri.

<sup>33</sup> Et annet moment i denne sammenhengen gjelder kontrollforskriftens §17-2 hvor det heter "For uttak til distribusjonsnett direkte fra felles nettanlegg tilknyttet kraftverk hvor det over året er netto innmating mot regional- eller sentralnett, skal andre tariffledd beregnes slik at hele gevinsten, sett i forhold til tariffen ved direkte tilknytning mot sentralnettet, tilfaller uttaket." Denne effekten vil i prinsippet bli borte ved en ren bruttoavregning, men vil i noen grad kunne bestå ved en justering av avregningsgrunnlaget. Alternativt må forskriften omformuleres. Vi vil anta at det kan gjøres med referanse til nettrelaterte forhold.

## Konsekvenser

### Tariffnivåer og kostnadsfordeling mellom uttakskunder

Med avregning på grunnlag av faktisk uttak vil fordelingen mellom kunder i de ulike punktene endres sammenlignet med en k-faktor-modell, alt annet likt. Fordelingen mellom kraftintensiv industri og øvrige uttakskunder kan imidlertid justeres nokså fritt på grunnlag av satsene for hver gruppe. Et eksempel kan illustrere dette:

- Anta at en industrikunde i punktet E og et regionalnett uten industri i punktet F betaler henholdsvis 50 og 200 pr. kW i utgangspunktet. Avregningsgrunnlaget er 1 for hvert av punktene/kundene.
- Anta så at kostnadsgrunnlaget øker med 250, men at uttaket er uendret. En proporsjonal fordeling av økningen tilsier at tariffen for kunden i E blir 100 og 400 for kunden i F. Tariffen for kunden i E kan holdes fast på 50, men da må satsen for kunden i F selvsagt øke til 450.

Eventuelle justeringer på grunnlag av nettuttak kan dessuten redusere den initiale omfordelingen.

### Samfunnsøkonomiske konsekvenser

En modell med avregning basert på faktisk uttak vil være godt egnet til å ivareta hensynet til kraftintensiv industri ved at tariffsatsene kan settes til et nivå som ikke skaper vesentlige vridninger i etterspørselen etter overføringskapasitet på kort eller lang sikt. Alle kunde grupper bør betale en residual tariff, gitt at alle nettbrukere har en nytte av nettet utover det som følger av de variable tariffleddene og anleggsbidrag, men alminnelig forsyning bør betale de høyeste satsene. Hva som skal være det laveste nivået, har vi ikke vurdert nærmere, men nivået på det residuale leddet for innmating kan være et referansepunkt også for den laveste satsen i en modell der forbruket avregnes på grunnlag av faktisk uttak (selvsagt omregnet fra energi til effekt).

Eventuelt kan en differensiere satsene mellom ulike industrigrupper ut fra en nærmere vurdering av den langsiktige prisfølsomheten i etterspørselen etter overføring av kraft for å øke effektiviteten ytterligere. I tilknytning til eksemplet ovenfor kunne vi for eksempel tenke oss at det var to bedrifter tilknyttet E, én som er svært utsatt for internasjonal konkurranse (liten eller ingen evne til kostnadsovervelting) og med høye energikostnader, og én som i mindre grad er konkurranseutsatt og med en mindre andel energikostnader. Da kan tariffen for kunde nr. 1 holdes uendret av hensyn til samfunnsøkonomisk effektivitet, mens tariffen for kunde nr. 2 kan øke til 100. (Tariffen for kunden i F vil da øke til 425 i stedet for 450 dersom alt uttaket i E var blitt skjermet for kostnadsøkningen.)

Modellen gir heller ingen lokaliseringssignaler utover det som følger av tariffene for bruk av nettet og anleggsbidrag. Det kan være både en fordel og en ulempe, avhengig av den aktuelle situasjonen. I dagens k-faktor-modell er det lagt en viss vekt på at det er ønskelig at de residuale leddene for uttak reflekterer nytten av nettet i ulike punkter (jf. NVE, 2010). I kapittel 2 har vi dessuten argumentert for at de variable tariffleddene og anleggsbidrag ikke gir fullgode prissignaler i alle tilfeller. Samtidig har vi i forrige avsnitt vist at k-faktor gir potensielt gale lokaliseringssignaler i en del situasjoner. Spørsmålet om k-faktor (eller varianter av k-faktor) eller avregning på grunnlag av faktisk uttak er best samlet sett, lar seg ikke besvare prinsipielt. Det er imidlertid sannsynlig at en sterk dosering av signalene til samlokalisering gjennom det residuale leddet for uttak (k-faktor) er en dårligere løsning enn avregning basert på faktisk uttak

kombinert med anleggsbidrag. Sterke signaler gjennom de residuale leddene krever i hvert fall en aktiv policy med hensyn til anleggsbidrag for å unngå ugunstige lokaliseringsvalg av nytt uttak eller økt uttak hos eksisterende kunder.

Hensynet til fleksibilitet i etterspørselen og brukstid er et annet forhold som kan begrunne differensiering av avregningsgrunnlaget for de residuale leddene. Uttak med lang brukstid og høy fleksibilitet vil imidlertid i betydelig grad være uttak som klassifiseres som kraftintensiv industri og som får lave tariffer i modellen med avregning basert på faktisk uttak. Det må heller ikke glemmes at Statnett besitter flere virkemidler for å belønne fleksibilitet (avtaler om utkobling/belastningsfrakobling, salg av systemtjenester fra uttakskunder med mer). Alternativt kan det gjøres en justering av avregningsgrunnlaget basert på nettouttaket i hvert punkt for å gi (svake) signaler i tillegg til andre tariffer, noe som avhengig av doseringen kan gi resultater som nærmer seg k-faktor.

Også i denne modellen kan underliggende nett inklusive industri tilknyttet regionalnettet bli møtt med betydelige tarifføkninger, med de potensielt negative samfunnsøkonomiske konsekvenser det kan få. Det skyldes dels de generelle kostnadsøkningene i nettet som gjør seg gjeldende i alle modeller, dels at kundesammensetningen varierer sterkt mellom regionalnettet. I noen regionalnett er det mye kraftintensiv industri, og en sentralnettstariff basert på faktisk uttak kan da føre til sterke tarifføkninger for industrien i underliggende nett, i strid med de samfunnsøkonomiske prinsippene for de residuale tariffene som vi legger til grunn. Alternativt kan satsene for uttak til regionalnett differensieres pr. punkt basert på forholdet mellom alminnelig forsyning og uttak i kraftintensiv industri fra det underliggende regionalnettet. Da begrenses virkningen for regionalnett med mye industri, mens regionalnett med bare alminnelig forsyning må bære en høyere andel når kostnadene i sentralnettet øker. Denne virkningen kan bli svært stor i enkelte nett. I regionalnett som praktiserer k-faktor for kraftintensiv industri (gitt at det fortsatt er mulig med en avregning basert på faktisk uttak i sentralnettet) kan tarifføkningen for alminnelig forsyning (underliggende distribusjonsnett) også bli svært høy som nevnt ovenfor. Eventuelt kan det innføres en utjevningsordning etter mønster av dagens modell for distribusjonsnettet, eller felles tariffing av regional- og sentralnett som vi diskuterer nedenfor. Uten felles tariffing er det trolig nødvendig med en utjevningsordning.

Et annet moment er at en eventuell vid definisjon av kraftintensiv industri (basert på nettmessige forhold og ikke økonomiske) vil medføre at effektiviteten i modellen reduseres ettersom nivået på de residuale leddene blir det samme for en større gruppe som samfunnsøkonomisk sett er litt forskjellige med hensyn til prisfølsomheten i etterspørselen etter overføring. Dette gjelder både innad i kraftintensiv industri og petroleumsvirksomhet.

## **Felles tariffing av regional- og sentralnett**

Med en avregning basert på faktisk uttak med ulike satser pr. kundegruppe vil overgangen til felles tariffing av regional- og sentralnett bli relativt enkel. All kraftintensiv industri vil stå overfor samme tariff enten den er tilknyttet dagens regionalnett eller sentralnett (når vi ser bort fra muligheten for å differensiere tariffene etter spenningsnivå).<sup>34</sup> Tilsvarende vil alle underliggende distribusjonsnett stå overfor

---

<sup>34</sup> Spenningsdifferensierte tariffer er kjent fra sentralnettet i andre land, men virker lite hensiktsmessig i Norge, hvor historiske forhold og funksjonen til ulike nettanlegg i stor grad har vært styrende for hvilket spenningsnivå

den samme tariffen uavhengig av geografisk beliggenhet. Omfordelingsvirkningene for underliggende nett vil bli betydelige i forhold til k-faktor-modellen, både eksisterende kunder som tar ut direkte fra regionalnettet og distribusjonsnett, men det kan eventuelt fordeles over en periode gjennom overgangsordninger dersom det skulle være ønskelig.

En felles tariffing av regional- og sentralnett kombinert med avregning basert på faktisk uttak vil gjøre det vesentlig enklere å skjerme industri som er dominerende kunder i sine respektive regionalnett i dag fra tarifføkninger. Tariffgrunnlaget vil da ikke lenger avhenge av kostnadene i det enkelte regionalnett inklusive overliggende sentralnettpunkt, men hele sentral- og regionalnettet nasjonalt. Dette gjør det også mulig å gjennomføre en mer samfunnsøkonomisk effektiv tariffing av de residuale leddene for ulike kundegrupper i hele regional- og sentralnettet, ikke bare kunder tilknyttet sentralnettet, ettersom ulike kundegrupper kan likebehandles ut fra samfunnsøkonomiske prinsipper nasjonalt og i mindre grad tariffes ut fra historiske forhold og andre mer eller mindre tilfeldige faktorer i hvert enkelt regionalnett og sentralnettpunkt.

En eventuell justeringsmekanisme basert på forholdet mellom innmating og uttak i hvert enkelt punkt (eller område, jf. diskusjonen om områdevis k-faktor) vil gjøre modellen mer komplisert og gi mer uoversiktlige konsekvenser for fordelingen av tariffkostnadene.

### **Uttak 3: Nettoavregning**

#### **Modellen**

Denne modellen bygger på følgende prinsipper:

- Tariffsatsen er lik for alle typer uttak.
- Uttak tariffes på grunnlag av nettottaket i hvert enkelt punkt. Nettottaket kan beregnes på grunnlag av faktisk innmating og uttak i én referansetime eller som et gjennomsnitt av flere timer, alternativt som et gjennomsnitt over flere år (basert på én eller flere timer pr. år). Nettottaket kan også beregnes på grunnlag av tilgjengelig vintereffekt og et referanseuttak.
- Ved et eventuelt negativt nettottak antar vi at tariffgrunnlaget og dermed den betalte tariffen blir null.

Vi diskuterer også kort varianter av modellen der nettoavregning kombineres med en minimumsgrunnlag (for eksempel målt som prosent av brutto uttak i punktet) eller et bruttoledd, samt betydningen av ulike satser for uttak der kraftintensiv industri betaler en lavere sats enn annet forbruk.

#### **Konsekvenser**

##### **Tariffnivåer og kostnadsfordeling mellom uttakskunder**

Ifølge Statnett hadde mer enn halvparten av punktene i dagens sentralnett negativt nettottak i tariffgrunnlaget for 2009 (målt ved differansen mellom avregningsgrunnlaget for uttak og tilgjengelig vintereffekt). Antallet punkter med

---

sentralnettet har i ulike regioner. Så vel 300 kV- som 132 kV-anlegg finner vi i dag både i regionalnettet og sentralnettet (og i enkelte byområder er det anlegg på 132 kV som omfattes av områdekonsesjoner for distribusjonsnettet).

negativt nettouttak er selvfølgelig svært sensitivt for den eksakte metoden for fastsettelse av avregningsgrunnlaget, men dette illustrerer likevel at en nettoavregning kan føre til en svært omfattende omfordeling av kostnadene ved de residuale tariffleddene.

Kraftintensiv industri vil i utgangspunktet få lavest tariff dersom den er samlokalisert med produksjon. I punkter uten innmating kan industrien oppleve å få samme tariff pr. kW som andre uttakskunder med mindre det legges til grunn en lavere sats for kraftintensiv industri (jf. diskusjonen av modellen med avregning basert på faktisk uttak i forrige avsnitt).<sup>35</sup>

Dersom man innfører et bruttoledd eller et minimum avregningsgrunnlag, vil det kunne dempe omfordelingen av kostnader. En modell basert på nettoavregning kan trolig tilpasses slik at den i betydelig grad ligner dagens k-faktor-modell. k-faktor-modellen er jo i prinsippet i utgangspunktet en bruttomodell hvor avregningsgrunnlaget justeres ut fra forholdet mellom innmating og uttak samt andelen kraftintensiv industri i hvert enkelt punkt. En nettomodell som inneholder justeringer for brutto tariffgrunnlag og kraftintensiv industri vil i praksis kunne resultere i om lag samme avregningsgrunnlag som k-faktor.

### **Samfunnsøkonomiske konsekvenser**

En modell basert på nettoavregning kan ha svært vilkårlig virkning i forhold til prinsippene for optimal inndekning av det residuale inntektsbehovet som vi beskrev i kapittel 2. Spesielt vil det være krevende å beholde lave residuale tariffer for kraftintensiv industri på en effektiv måte. Utfallet vil i stor grad avhenge av produksjonen i punktet. Industri tilknyttet et punkt uten innmating vil i utgangspunktet måtte betale tariffer for hele sitt forbruk, mens industri – og alminnelig forsyning – tilknyttet et punkt med mye innmating vil få et avregningsgrunnlag lik null. Omfordelingsvirkningene og det faktum at tariffene kan bli null i mange punkter i en rendyrket nettomodell vil dessuten trolig være kontroversielt og oppfattes som lite rimelig av ulike kundegrupper.

Det er mulig å justere avregningsgrunnlaget for å sikre en rimeligere fordeling og ivareta samfunnsøkonomisk begrunnede hensyn til industrien, for eksempel gjennom minimum avregningsgrunnlag, et supplerende bruttoledd eller differensierte tariffsatser pr. kW. Da vil imidlertid modellen fort nærme seg k-faktor-modellen i praksis. En nettoavregningsmodell med korrigerende mekanismer blir dessuten nødvendigvis komplisert å ta i bruk, og det vil være en krevende prosess å finne fram til riktig vektning av ulike parametre og fastsettelse av tariffsatser. Modellen vil være knyttet til netterelaterte forhold, men vil trolig være lite robust i den forstand at det vil kunne bli mye diskusjon og klagesaker om tariffgrunnlaget.

En nettomodell vil også ha mange av de samme svakhetene som k-faktor med hensyn til langsiktige lokaliseringssignaler for uttak, og kanskje i enda større grad. Signalene kan bli så sterke at de overdøver supplerende virkemidler som anleggsbidrag, marginaltapsledd og områdepriser og på den måten gir opphav til samfunnsøkonomisk uheldige tilpasninger. Anta at en uttakskunde med høy brukstid er lokalisert i et punkt med null nettouttak og en tariff lik null, men der kraftproduksjonen i punktet er

---

<sup>35</sup> Det er for så vidt også mulig å tenke seg en variant der kraftintensiv industri veier tyngre enn annet uttak ved beregningen av nettouttaket. Det vil i hvert fall på nasjonalt plan gjøre det mulig å oppnå en relativt lav tariffregning for industrien totalt, men vil kunne gi meget store omfordelingsvirkninger mellom bedrifter.

karakterisert ved stor reguleringsevne og lav brukstid, samtidig som ekstrapasiteten for økt uttak er liten.<sup>36</sup> En eventuell økning i uttaket i punktet vil da kunne være bedriftsøkonomisk gunstig (forutsatt at økningen ikke fører til en for stor økning i avregningsgrunnlaget i punktet), men vil kreve nettinvesteringer for å dekke behovet for økt overføringskapasitet. I et annet punkt i nettet kan det derimot være ledig kapasitet til tross for et positivt nettouttak, slik at lokalisering i det punktet ville ha vært gunstigst. Tariffer som gir prissignaler og eventuelle justeringer av avregningsgrunnlaget (minimumsuttak eller bruttoledd) vil redusere effekten av signalet via det residuale leddet, men det prinsipielle problemet består.

Også i denne modellen vil både kraftintensiv industri (i regionalnett som er tilknyttet punkter med lite innmating) og alminnelig forsyning bli rammet av høye tarifføkninger (regionalnett som praktiserer k-faktor). I en modell med et høyt innslag av nettoavregning vil dessuten omfordelingen av tariffkostnader til punkter med mye uttak og lite eller ingen innmating bli meget omfattende. Justeringsmekanismer og minimumsgrunnlag for avregning kan begrense virkningene, men fjerner dem ikke.

### **Felles tariffing av regional- og sentralnett**

Med felles tariffing av regional- og sentralnett vil en modell basert på nettoavregning ha lignende virkninger som k-faktor. Nettoavregning er fullt mulig å implementere, men gir store omfordelingsvirkninger. Balansen mellom innmating og uttak i ulike punkter vil kunne endre seg mye. For å beholde relativt lave tariffer for kraftintensiv industri vil det være nødvendig å nedjustere avregningsgrunnlaget for slikt forbruk særskilt (alternativt bruke en lavere sats i utgangspunktet).

## **Oppsummering**

Vi har i dette kapitlet drøftet ulike modeller for de residuale leddene for innmating og uttak:

- Potensialet for økte residuale ledd for innmating generelt er begrenset av internasjonale føringer på nivået. Generelle økninger i tariffene er dessuten problematisk samfunnsøkonomisk, spesielt på grunn av risikoen for vridninger i investeringsincentivene. Skal det hentes inn vesentlig høyere bidrag fra innmating til dekning av det residuale inntektsbehovet, krever det at en går utenfor dagens forskriftskrav om differensiering av tariffene ut fra relevante nettforhold. Innenfor rammen av dagens modell kan innfasingstariffen for ny produksjon i utvalgte områder gjerne beholdes, selv om tariffen trolig har begrenset virkning på investeringsincentivene gitt dagens dosering.
- En videreføring av k-faktor-modellen vil forsterke forskjellene i tariffregningen mellom punkter i sentralnettet og vil kunne gi uheldige lokaliseringssignaler for uttak. En punktvis k-faktor-modell vil dessuten være komplisert å ta i bruk ved en eventuell felles tariffing av regional- og sentralnett slik NVE har foreslått
- En modell basert på hel- eller delvis nettoavregning gir gale langsiktige lokaliseringssignaler for forbruk, og reiser mange praktiske spørsmål. Behovet for å justere avregningsgrunnlaget for å dempe de samfunnsøkonomiske kostnadene vil gjøre modellen svært komplisert og lite robust. Også nettoavregning vil være utfordrende ved en eventuell felles tariffing av regional- og sentralnett.

---

<sup>36</sup> Overgang til energiavregning vil dempe denne effekten, men neppe fjerne den helt.

- En modell med avregning på grunnlag av faktisk uttak kombinert med differensierte satser for ulike kundegrupper er godt egnet til å ivareta de samfunnsøkonomiske kravene til effektive residuale tariffer ved at det skilles eksplisitt mellom kunder med høy og lav prisfølsomhet i etterspørselen etter kraftoverføring på kort og lang sikt. En slik modell er dessuten best egnet ved en felles tariffing av regional- og sentralnettet.

*Tabell 5.1 Oppsummering av ulike modeller for de residuale leddene for innmating og uttak*

	Samfunnsøkonomisk effektivitet	Robusthet	
	Fast sats for all innmating innenfor gjeldende regelverk	Middels – virker relativt nøytralt på drifts- og investeringsbeslutninger, men uutnyttet potensial for tariffbetalinger fra spesielt etablert vannkraft	Høy – innenfor føringer nasjonalt og i EU
Innmating	Høyere satser og teknologi-differensiering	Middels – potensielt bedre samsvar mellom økonomisk bæreevne og tariffregning, men relativt grovt virkemiddel	Svak – i strid med forskriftskrav og kommende EU-retningslinjer
	Lønnsomhets-avhengig modell	Høy – automatisk differensiering mellom teknologier og verk ut fra økonomisk bæreevne, fungerer i prinsippet nøytralt mht. drift og investeringer	Svak – i strid med forskriftskrav og kommende EU-retningslinjer
	k-faktor	Middels – ok mht. kostnadsfordeling mellom kundegrupper, men gir potensielt sterke lokaliseringssignaler som neppe er ønskelige	Middels – store fordelingsvirkninger når kostnadene øker, krevende i forhold til felles tariffing av regional- og sentralnett
Uttak	Avregning basert på faktisk uttak med differensierte satser	Høy – ok mht. kostnadsfordeling mellom kundegrupper, ingen lokaliseringssignaler	Høy – større frihetsgrader fordi modellen er enklere, godt tilpasset felles tariffing av regional- og sentralnett
	Nettoavregning	Svak – potensielt problematisk mht. kostnadsfordeling mellom kundegrupper, og gir potensielt sterke lokaliseringssignaler som neppe er ønskelige	Lav – kan gi svært store fordelingsvirkninger, eventuelle bruttoledd eller minimumsgrunnlag gjør modellen komplisert og mer sårbar

## Forslag til prisstrategi

Innenfor det gjeldende regelverket bør Statnetts prisstrategi bygge på følgende elementer:

- Energiledd, områdepriser og anleggsbidrag bør brukes i størst mulig grad. Det gjelder også anleggsbidrag i det maskede nettet dersom regelverket åpner for det.
- Inntekter fra handel i spotmarkedet og salg av regulerkraft, system- og balansetjenester bør samordnes med tariffene for uttak, men de bør utjevnes over tid for å unngå store svingninger i de årlige tariffene. For eksempel kan et femårig snitt av handelsinntekter legges til grunn for det årlige fradraget i grunnlaget for de residuale leddene for uttak.
- Alle kostnader og inntekter ved sentralnettsanlegg bør inngå i sentralnettsordningen og inntektsrammereguleringen etter dagens modell, uavhengig av eierskap. Dette gjelder også utenlandsforbindelser.
- Systemtariffer bør vurderes innført, men den eksakte utformingen må analyseres nærmere for å finne fram til den optimale løsningen med hensyn til avregningsgrunnlag og satser. Et foreløpig utgangspunkt kan være å bruke det samme avregningsgrunnlaget som de residuale tariffene for øvrig, det vil si gjennomsnittlig energiproduksjon og maksimalt effektuttak. Både uttak og innmating bør betale systemtariffer, og kostnader knyttet til tariffkompensasjon (ITC) kan om ønskelig inngå i grunnlaget for tariffene.
- Handlingsrommet for det residuale leddet for innmating innenfor gjeldende nasjonale og internasjonale føringer bør utnyttes maksimalt, gitt at dette handlingsrommet ikke beløper seg til flere øre/kWh. Tariffer i overkant av 1 øre/kWh for all innmating (gitt at det ikke kan differensieres mellom produksjonsteknologier) kan være et referansepunkt i den forbindelse.
- Uttak bør avregnes etter faste satser for ulike typer forbruk til erstatning for k-faktor (avregning basert på faktisk uttak), med lavere satser for kraftintensiv industri enn alminnelig forsyning. Dersom hensynet til nettmessige forhold tilsier det, kan avgrensningen gjøres på grunnlag av brukstid, størrelse på forbruk og eventuelt antatt fleksibilitet i etterspørselen, selv om det skulle gi en noe mindre samfunnsøkonomisk effektiv modell ettersom mengden uttak som får rett til lavere satser fort blir større enn om en økonomisk definisjon ble lagt til grunn. For eksempel vil petroleumsrelatert virksomhet kunne havne i gruppen med lav sats.
- Samfunnsøkonomisk er det ikke ønskelig eller nødvendig å justere de residuale leddene for å ta hensyn til samlokalisering av innmating og uttak. Slik justering kan gi sterke lokaliseringssignaler som gir samfunnsøkonomiske tap dersom de residuale leddene overstyrer de riktige signalene via løpende tariffer og anleggsbidrag. Dersom praktiske eller andre hensyn tilsier det, for eksempel et ønske om å dempe omfordelingen mellom dagens sentralnettskunder ved en omlegging til avregning basert på faktisk uttak, kan det gjøres en begrenset differensiering pr. punkt eller område avhengig av sammensetningen av produksjon og forbruk. k-faktor eller en justering på grunnlag av forholdet mellom uttak og innmating er to mulige modeller. Differensieringen bør ikke gi større tallmessige utslag på tariffregningen enn det som er tilfelle i *dagens* k-faktor-modell, slik at ikke lokaliseringssignalene fra de residuale leddene blir for sterke. k-faktor gir allerede i dag betydelige forskjeller i avregningsgrunnlaget

mellom punkter i nettet, og kostnadsutviklingen kan komme til å forsterke forskjellene over tid. Det er derfor viktig å begrense utslaget en eventuell justering av avregningsgrunnlaget ut fra samlokalisering.

I tabellen nedenfor oppsummerer vi hovedelementene i forslaget.

Tabell 6.1 Forslag til prisstrategi

Tariffstype	Kundegruppe	Element i prisstrategi
Prissignaler	Innmating og uttak	Energiledd
		Områdepriser
		Systemtariff
		Anleggsbidrag
Residuale ledd	Innmating	Høyest mulig generelt nivå innenfor handlingsrom som settes av EU og nasjonale regulatoriske føringer
	Uttak	Avregning på grunnlag av faktisk uttak med differensierte satser, laveste nivå for kraftintensiv industri

På lengre sikt vurderer vi følgende elementer som særlig interessante å endre ut fra et samfunnsøkonomisk grunnlag:

- *Det residuale leddet for innmating.* Statnett bør vurdere andre modeller for innmatingstariffen basert på lønnsomheten av kraftproduksjon i stedet for nettmessige forhold eller faste satser som gjelder for alle typer innmating. Det vil kunne bidra til en mer effektiv innkreving av tariffen etter faktisk betalingsevne, og med automatisk kompensasjon for investeringer (både nyinvesteringer og reinvesteringer). Grunnrenteskattesystemet for vannkraftproduksjon er et mulig utgangspunkt for en slik modell. I prinsippet kan en tenke seg at tariffen for noen produsenter blir tilnærmet null eller i hvert fall ikke høyere enn i dag (vindkraft, gasskraft), mens andre betaler flere øre/kWh (etablert vannkraft).
- *De residuale leddene for uttak.* Differensieringen av tariffsatsene for uttakskunder bør gjøres mer finmasket i tråd med samfunnsøkonomiske kriterier. Ideelt sett bør de mest konkurranseutsatte bedriftene med høyest prisfølsomhet med hensyn til energikostnader betale de minste tariffene, slik at det skjer en differensiering innad i kraftintensiv industri også. Petroleumsvirksomhet bør betale mer enn kraftintensiv industri generelt. Eventuell differensiering på grunnlag av forholdet mellom produksjon og ulike typer forbruk pr. punkt/område, det vil si belønning av samlokalisering gjennom k-faktor eller lignende, bør nedtones ytterligere eller utfases helt.

## Referanser

- Brunekreeft, G., K. Neuhoff og D. Newbery (2005): "Electricity transmission: An overview of the current debate", *Utilities Policy*, 13 (2005), 73-93.
- Bråten, J. (1999): *Hvordan bør faste kostnader i nettet dekkes?* ECON-rapport nr. 73/99/Enfo publikasjonsnr. 463-2000.
- Bråten, J. (2000): *Prissignaler i kraftmarkedet.* ECON-rapport nr.56/2000/Enfo publikasjonsnr 464/2000.
- ECON (2006): *Tarifiering av energimålte kunder i distribusjonsnettet.* Rapport nr. 2006-002, ECON Analyse.
- Econ Pöyry (2007): *Vilkår for ny kraftproduksjon.* Rapport 2007-097, Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2008a): *Fordeling av tariffinntekter mellom produksjon og forbruk.* Rapport 2008-082, Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2008b): *Finansiering av investeringer i regional- og sentralnettet.* Rapport 2008-152, Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2009a): *Financial Transmission Rights on NorNed.* Notat 2009-011, Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2009b): *Tarifiering av kraftintensiv industri i regionalnettet.* Rapport 2009-049, Econ Pöyry.
- Econ Pöyry (2009c): *Anleggsbidrag og sertifikater.* Notat 2009-042, Econ Pöyry.
- ERGEG (2005a): *Guidelines on Transmission Tarification.* ERGEG Public Consultation 2 May 2005.
- ERGEG (2005b): *ERGEG Public Consultation on Guidelines on Transmission Tarification – Evaluation of the Comments Received.* ERGEG 18 July 2005.
- ETSO (2008): *ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2009.* June 2008.
- EU-kommisjonen (2008): *Commission services paper on Energy Intensive Industries exposed to significant risk of carbon leakage – Approach used and state of play.*
- IEA (2008): *Issues behind Competitiveness and Carbon Leakage. Focus on Heavy Industry.* IEA Information paper, International Energy Agency. OECD/IEA, October 2008.
- 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.
- Laffont, J.J. og J. Tirole (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation.* Cambridge, Massachusetts: MIT Press.
- McKinsey og Ecofys (2006): *Report on International Competitiveness. EU-ETS Review.* Report for the European Commission, December 2006.
- National Grid (2009): *The Statement of the Use of System Charging Methodology. Issue 5, revision 1.* April 2009.
- NOU 2000:18: *Skattlegging av petroleumsvirksomhet.* Finansdepartementet.

- NVE (2009): *Anleggsbidrag og fellesmåling. Forslag til endringer i forskrift nr 302 av 11. mars 1999*. Dokument nr. 6 2009, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE (2010): *Gjennomgang av den samlede reguleringen*. Notat 20.01.2010, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Ot.prp. nr.62 (2008-2009): *Om lov om endringer i energiloven*. Olje- og energidepartementet.
- Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity.
- Samdal, K., G. Kjølle, O. Kvitastein og B. Singh (2002): *Anbefaling til nye KILE-satser*. Notat 2002-11-06 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.
- St.prp. nr. 41 (2003-2004): *Utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v.* Olje- og energidepartementet.
- Statnett (2002): *Statnetts tariffprosjekt 2003*. Mai 2002.
- Statnett (2004): *Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge*. Desember 2004, Divisjon utvikling og investering.
- Statnett (2008): *Prisstrategi for perioden 2010-2012*. November 2008.
- Statnett (2009): *Nettutviklingsplan for sentralnettet 2009*. Oktober 2009.
- Stoft, S., C. Webber og R. Wiser (1997): *Transmission Pricing and Renewables: Issues, Options and Recommendations*. Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley.

## Vedlegg 1: Dagens tariffmodell i sentralnettet

Det finnes tre kilder til inntekter for Statnett i dagens modell:

- Tariffer fra uttakskunder – energiledd og residualt ledd
- Tariffer fra innmating – energiledd og residualt ledd
- Flaskehalsinntekter i Norden og mellom Norge og land utenfor Norden

Totale inntekter skal tilsvare Statnetts inntektsramme.

### Energileddet

I henhold til kontrollforskriften skal energileddet som ”(...) hovedregel fastsettes på grunnlag av marginale tapsekostnader i nettet”. Dette gjelder alle nettnivåer. Mens marginale tap er integrert i kraftprisene i noen kraftmarkeder, er marginale tap i Norge et eksplisitt tariffelement (energileddet) som varierer med tid på døgnet og plassering i nettet. Tapet varierer med hvor i nettet innmating (produksjon) og uttak (forbruk) av kraft skjer. Energileddet skal reflektere systembelastningen som den enkelte kunde påfører nettet ved at én ekstra kWh overføres, og gjenspeile de marginale tapsekostnadene en kunde påfører systemet ved å levere inn eller ta ut kraft et bestemt sted. Det er derfor definert ulike marginaltapsledd for hvert punkt i sentralnettet.

Energileddet pr. MWh er lik systemprisen (kr/MWh) ganget med marginaltapssatsen i tilknytningspunktet. Marginaltapssatser oppdateres hver uke, og det er forskjellige satser for dag (mellom kl. 6.00-22.00) og natt/helg. Satsene settes symmetrisk for innmating og uttak i et gitt punkt, slik at en marginaltapssats på 5 prosent for innmating går sammen med en sats på -5 prosent for uttak. Det er satt en administrativ grense på +/- 15 prosent for størrelsen på marginaltapsleddet, selv om den faktiske prosentsetsatsen kan være høyere i gitte tilfeller.

### Tariffer for uttak

Uttakskunder i sentralnettet, enten de er industribedrifter eller underliggende regionalnett, betaler tre hovedtyper av tariffer:

- Tariffer knyttet til løpende bruk av nettet
- Faste tariffledd som skal bidra til kostnadsdekning (residuale ledd)
- Anleggsbidrag i forbindelse med kundespesifikke tilknytninger og nettforsterkninger

Alle disse formene for betaling fra uttakskundene til nettselskapene påvirker kostnadsfordelingen i nettet samt prissignalene og incentivene til lokalisering og løpende bruk av nettet som forbrukerne står overfor, og vi beskriver derfor alle tre nærmere nedenfor.

#### *Residuale ledd*

De residuale leddene for uttak i sentral- og regionalnettet baseres på effektuttak i referansetimer. Valg av referansetimer skal så langt det er mulig ikke kunne forutsies.

I sentralnettet avregnes det residuale leddet på grunnlag av kundenes gjennomsnittlige totalforbruk i topplasttiden (gjennomsnitt over de fem foregående årene) pr. tilknytningspunkt. Avregningsgrunnlaget nedjusteres med utkoblbart forbruk hos kunden, og korrigeres med en korreksjonsfaktor pr. punkt (k-faktor), som reflekterer samlet uttak i punktet, tilgjengelig vintereffekt (produksjon), samlet forbruk i kraftintensiv

industri i punktet samt en egen korreksjonsfaktor for kraftintensiv industri. Kraftintensiv industri defineres i denne sammenhengen som forbruk over 15 MW i topplast og minimum 7.000 timers brukstid (grensen på 7.000 timer kan fravikes etter søknad dersom en bedrift ligger tett opp til den definerte grensen eller faller under i enkeltår). Dette bidrar både til å redusere tariffregningen for kraftintensiv industri samt belønne samlokalisering av produksjon og forbruk i sentralnettet.<sup>37</sup>

Avregningsgrunnlaget for uttak i sentralnettet er basert på gjennomsnittlig totalforbruk siste fem år i henhold til følgende formel:

$$F_s = \frac{F_{-1} + F_{-2} + F_{-3} + F_{-4} + F_{-5}}{5}$$

der

- $F_s$  er kundens gjennomsnittlige totalforbruk i MWh/h i topplasttimene foregående 5 år
- $F_{-n}$  er kundens totale forbruk i topplasttimen i år  $-n$

Deretter beregnes avregningsgrunnlaget slik:

$$A = k(F_s - F_u)$$

der

- $A$  er kundens avregningsgrunnlag for ordinært forbruk i et utvekslingspunkt
- $k$  er korreksjonsfaktor for avregning i et punkt
- $F_u$  er kundens gjennomsnittlig utkoblbare forbruk i MWh/h i topplasttimen foregående 5 år

Selve  $k$ -faktor beregnes slik:

$$k = \frac{F_s^{tot}}{P_t + F_s^{tot} + c \cdot KII}$$

der

- $F_s^{tot}$  er summen av  $F_s$  i punktet, det vil si for alle uttakskunder i punktet
- $P_t$  er sum tilgjengelig vintereffekt i punktet
- $KII$  er sum forbruk i kraftintensiv industri i punktet, basert på 5 års gjennomsnittlig forbruk i topplasttimen
- $c$  er korreksjonsfaktor for KII som regulerer nivået for KII (1,5 for 2010)

Satsen for det residuale leddet er 341 kr/kW i 2010, mot 163 kr/kW i 2008 og 95 kr/kW i 2009. Den store nedgangen skyldes at Statnett har opparbeidet betydelige merinntekter som skal tilbakeføres til nettkundene, blant annet på grunn av økte flaskehalsinntekter i Norden samt Statnetts andel av handelsinntektene fra NorNed-kabelen, som ble satt i drift i 2008.

---

<sup>37</sup> Utkoblbart forbruk (elkjeler med brenselstyrede reserve) skal i henhold til kontrollforskriften tilbys en lavere nettariff via et lavere fastledd (som bare skal dekke kundespesifikke kostnader for de kundene som har avtale om momentan utkobling og utstyr for fjernutkobling). Rabatten er begrunnet med verdien for nettet av fleksibelt forbruk, men er ikke lenger påbudt.

## Tariffer for innmating i sentralnettet

Kraftprodusenter betaler et residualt ledd for innmating som er basert på et tiårig gjennomsnitt av produksjonen i MWh (i 2010 er grunnlaget gjennomsnittlig produksjon 1999-2008). Satsen er 0,80 øre/kWh. I enkelte regioner gjelder en såkalt innfasings-tariff, som innebærer at ny produksjon på visse betingelser får et residualt ledd på 0,1 øre/kWh (dette drøftes nærmere nedenfor). For det residuale leddet er sentralnettets satser retningsgivende for lavere nettnivåer, slik at tariffkostnaden knyttet til det residuale leddet blir det samme uavhengig av nettnivået produksjonen er tilknyttet.

## Nettbegrunnet innfasingstariff for produksjon

Energiloven med forskrifter gir mulighet til å differensiere tariffer til nettkunder basert på relevante nettforhold og objektive og ikke-diskriminerende vilkår. Siden 2005 har det vært mulig å få redusert residual tariff for innmating (0,1 øre/kWh i stedet for det gjeldende nivået) for ny produksjon i utvalgte regioner. Statnett bestemmer hvilke områder innfasingstariffen skal gjelde for og i hvilket omfang, og inngår avtale om tariffen etter søknad fra produsenter som oppfyller kravene. Tariffen vedtas årlig og skal gjelde i 15 år fra avtale blir inngått. Tariffen gjelder for all ny produksjon i et område, og diskriminerer ikke mellom teknologiene. Når det kommer investeringsprosjekter i tilstrekkelig omfang i et område, faller innfasingstariffen bort (for nye anlegg).

I 2007 var det to slike områder: Midt-Norge (max produksjonsvolum 9 TWh) og det såkalte BKK-området (max produksjonsvolum 3 TWh). I 2006 var også Sunnhordland/Nord-Rogaland omfattet av ordningen. I løpet av 2006 kom det imidlertid søknader om investeringsplaner som til sammen oversteg det fastsatte volumet på 3 TWh, så tariffen ble ikke videreført i 2007.

## Flaskehalsinntekter

I det nordiske kraftmarkedet brukes *områdepriser*: Markedet er delt i områder ut fra (langvarige) kapasitetsbegrensninger i nettet, og prisene kan variere mellom områdene avhengig av om det er overskudd eller underskudd av kraft i det aktuelle området. Områdepriser kan ses på som en pragmatisk tilnærming til nodeprising, og fungerer som en kapasitetsavgift.

Høyere priser i et underskuddsområde stimulerer til økt produksjon og lavere forbruk. På kort sikt skjer dette i allerede eksisterende anlegg, mens det på lang sikt også påvirker lokaliseringsbeslutninger: Det er i utgangspunktet mer lønnsomt å investere i ny produksjon i et høyprisområde og i forbruk i et underskuddsområde. Ulike områdepriser signaliserer dermed hvor investeringer er mest lønnsomme, selv om signalet ikke er like presist som med nodeprising.

## Anleggsbidrag

I henhold til kontrollforskriften kan nettselskapene fastsette et anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder. Adgangen til å kreve anleggsbidrag gjelder både forbruk og produksjon. Videre heter det at "Anleggsbidrag ved forsterkning av en tilknytning kan beregnes når kunden krever økt kapasitet eller kvalitet som utløser behov for forsterkning. Anleggsbidraget skal beregnes ut fra kostnadene som følger av kundens tilknytning til nettet." Anleggsbidraget skal relateres til investeringskostnadene. Investeringer finansiert ved anleggsbidrag inngår ikke i kostnadsgrunnlaget for nettselskapenes ordinære tariffer.

Som hovedregel er det ikke adgang til å kreve anleggsbidrag i maskede nett annet enn i ekstraordinære tilfeller. Dette gjelder både forbruk og produksjon. Det betyr at anleggs-

bidrag normalt ikke kan benyttes i sentral- og regionalnettet utover rene radielle tilknytninger (linjer som går fra det maskede nettet til punkter for innmating/uttak uten tilknytning til andre punkter i nettet) eller investeringer som åpenbart er kundespesifikke (ny transformator kapasitet i et punkt kan tjene som eksempel).

Anleggsbidrag gir på denne måten signaler om kostnadene ved kundespesifikke investeringer, men i mindre grad om kostnadene ved forsterkninger som kommer flere aktører til nytte (som investeringer i det maskede nettet).

### **Produksjonsrelaterte nettanlegg**

For såkalte produksjonsrelaterte nettanlegg (”kraftledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste utvekslingspunkt i nettet”, jf. kontrollforskriften § 17-1) er produsentene forpliktet til å dekke samtlige kostnader. Slike investeringer inngår med andre ord ikke i nettselskapenes generelle tariffgrunnlag.

I et samfunnsøkonomisk perspektiv er reglene om produksjonsrelaterte nettkostnader og anleggsbidrag i stor grad sammenfallende. I dagens regelverk er den viktigste forskjellen at anleggsbidrag bare omfatter investeringskostnader, mens reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg også kan omfatte andre kostnader.

## Vedlegg 2: Systemtariffer i andre land

Ifølge ETSOs oversiktsrapport over transmisjonstariffer i Europa for 2008 er det per i dag ni europeiske land som benytter systemtariffer (ETSO, 2008). Danmark er ikke inkludert blant disse, men benytter også systemtariffer. I sum er det da i alle fall ti land som gjør dette. Vi vil i dette vedlegget kort og overordnet beskrive systemtariffene i Storbritannia, Nederland og Danmark.

### Storbritannia

I Storbritannia er systemtjenestene inkludert i den såkalte BSUoS-tariffen, eller "Balancing Service Use of System". Denne tariffen dekker kostnader det systemansvarlige nettselskapet National Grid har med å balansere kraftsystemet samt systemtjenester. Dette inkluderer da for eksempel kostnadene fra balansemarkedet, reaktiv kraft og oppstart etter en blackout.

BSUoS-tariffen beregnes og avregnes for hver halvtime, som er avregningsperioden i det britiske kraftsystemet. Alle kunder tilknyttet transmisjonsnettet betaler BSUoS-tariffen, basert på deres andel av det målte volumet i de balansenhetene (BM Unit) de tilhører. Det målte volumet er justert for transmisjonstap, men ulikt for om volumet gjelder inntak eller uttak til systemet. Alle kunder, både produksjon og forbruk, betaler BSUoS-tariffen som da er basert på antall kWh, eller energi. I 2008 lå tariffen fra -2 til 12 pund/MWh per avregningsperiode, men 80 prosent av tiden mellom 0 og 3 pund/MWh.

Kilder: <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/bsuos/rfpricescharges/> og National Grid (2009).

### Nederland

Nederland har også en egen systemtariff for å dekke kostnadene TSO Tennet har knyttet til systemtjenester slik som reguler- og reservekapasitet, og oppstart etter en blackout.

Strukturen for systemtariffen er enkel: Alle regionalnettskunder samt forbruk som er direkte tilkoblet transmisjonsnettet (380 kV eller 220 kV) betaler denne avgiften i forhold til antall kWh konsumert, eller energi. Regionalnettskundene vil deretter videre belaste forbruk tilknyttet sitt nett. Produksjon er dermed unntatt. Avgiften fastsettes årlig, og i 2007 var den 0,00117 Euro/kWh.

Kilder:

[http://www.tennet.org/english/transmission\\_system\\_services/system\\_services/system\\_services\\_tariff.aspx](http://www.tennet.org/english/transmission_system_services/system_services/system_services_tariff.aspx)

### Danmark

Det systemansvarlige nettselskapet Energinet.dk i Danmark får også dekket kostnader de har knyttet til systemtjenester som reservekapasitet og systemdrift via en egen tariff.

Systemtariffen betales kun av forbruk knyttet til transmisjonsnettet (i praksis lavere nettnivåer), og er avregnet i forhold til bruttoforbruk i kWh, dvs. energi. Avregningsgrunnlaget for laveliggende nett med såkalte nettoavregnede egenprodusenter blir derimot korrigert, for å ta høyde for at disse egenprodusentene ikke skal betale systemtariff for den del av forbruket som de dekker ved egen produksjon. Tariffen er ulik for Vest- og Øst-Danmark, og settes per kvartal. For 1. kvartal i 2010 er den på henholdsvis 1,4 og 4,7 øre/kWh.

Kilder: [http://www.energinet.dk/da/menu/Marked/Tariffer\\_priser/El+-+Tariffer/El++Tariffer+for+1+kvartal+2010.htm](http://www.energinet.dk/da/menu/Marked/Tariffer_priser/El+-+Tariffer/El++Tariffer+for+1+kvartal+2010.htm)