



GROUP

**EC Group**

---

Trondheim  
Beddingen 8  
7014 Trondheim

---

Oslo  
c/o Aker Brygge Business  
Centre  
Postboks 1433 Vika  
0115 Oslo

---

T: (+47) 73 600 700  
E: firmapost@ecgroup.no

## Når nettene blir trange

REGULERING AV PRODUKSJON I DISTRIBUTJONSNETT

---

Kunde: NVE  
Referanse: Christina Sepulveda

Dato: 7. januar 2015

Ansvarlig: Jørgen Bjørndalen  
Deltagere: Linn R. Naper  
Svein Sandbakken  
Helge Schroeder

---

## Innhold

1	Introduksjon.....	3
2	Hvilket problem skal dette løse? .....	4
3	Krav til en god løsning .....	7
3.1	Må fremme effektiv ressursbruk .....	8
3.2	Nøytralitet.....	8
3.3	Må fungere selv uten fleksibilitet bak flaskehalsen .....	8
3.4	Teknisk og operasjonelt håndterbar.....	8
4	Alternative tilnærminger .....	9
4.1.1	Fem hovedalternativer.....	9
4.1.2	Tre alternativer antas gjennomførbare .....	10
4.1.3	Praktiske utfordringer kan håndteres av nettselskap .....	11
4.1.4	Muligheter for fjernstyring og tekniske muligheter.....	12
5	Økonomiske virkninger for aktørene.....	13
5.1	Ikke kostnadsfritt for nettselskapet .....	13
5.1.1	KIPE – Kostnad for ikke-produsert energi .....	15
5.2	Erstatning til produsenter som får forsert nettilknytning .....	16
5.2.1	Er det tap eller gevinst? .....	17
5.3	Virkning for eksisterende aktører bak flaskehals .....	18
6	Økonomisk effektivitet.....	18
6.1	Proratering.....	19
6.2	Regulering .....	19
6.3	Reguleringsavtaler .....	20
7	Konkret forslag til løsning .....	21

## 1 Introduksjon

Regelverket for tilknytnings- og investeringsplikt for nettselskapene fungerer slik at det ikke er anledning til å tilknytte produsenter på tidsbegrensede og/eller volumbegrensede kontrakter. Kravene om forsvarlig drift av nettet og tilknytningsplikt kan ikke ivaretas på annen måte enn at tilknytning må vente til nettet er klart.

NVE vurderer å foreta endringer i regelverket for tilknytting av ny produksjon, slik at kraftprodusenter kan slippes inn på nettet tidligere enn det som er mulig med dagens regelverk. Vi kan kalle dette for *forsert nettilknytning*. Forsert tilknytning må nødvendigvis innebære at fra tid til annen blir ønskene om innmating større enn kapasiteten i nettet. Noen må da produsere mindre enn de ellers ville gjort. Denne prosjektrapporten drøfter hvordan dette kan gjøres rent praktisk, og kommer avslutningsvis med konkrete forslag til nye prinsipper.

EUs fornybardirektiv (DIRECTIVE 2001/77/EC) krever at TSOer prioriterer fornybar energi innenfor rammen av hva det nasjonale kraftsystemet 'tåler' i den daglige driften.<sup>1</sup> Formuleringene kan åpne for spekulasjoner om det er rettslig grunnlag for å beordre fornybare kraftverk til å nedregulere dersom det oppstår lokale flaskehalser.

Poenget er imidlertid at slike krav, som denne rapporten tar til ordet for, eventuelt er nødvendige virkemidler for å få den fornybare kraften hurtigere på nett enn hva man ellers ville oppnådd. Utgangspunktet er at nettselskap gjennom tilknytningsplikten også har plikt til å investere dersom det er nødvendig for å sikre full utnyttelse av produksjonsressursene som har fått konsesjon og som ønsker tilknytning. Forsert nettilknytning er tenkt som et tilbud til produsentene der nettselskapene av ulike grunner ikke får på plass kapasitetsutvidelser til nye kraftverk er klare – ikke som en uthuling av tilknytningsplikten. På den måten kommer de nye kraftverkene tidligere i drift enn de gjør med dagens regler.

Nedenfor drøfter vi nærmere hvilket problem vårt forslag skal løse, rimelige krav til løsninger, konkrete muligheter, økonomiske virkninger for aktørene og hvilke effektivitetsvirkninger ulike løsninger kan ha.

---

<sup>1</sup> I direktivets artikkel 7 nr. 1 heter det blant annet at *"They [medlemsstatene] may also provide for priority access to the grid system of electricity produced from renewable energy sources. When dispatching generating installations, transmission system operators shall give priority to generating installations using renewable energy sources insofar as the operation of the national electricity system permits."*

## 2 Hvilket problem skal dette løse?

Nettselskapene har plikt til å tilknytte nye kraftverk til nettet. Hvis umiddelbar tilkobling ikke er 'driftsmessig forsvarlig', må berørte konsesjonærer (for nettanlegg) investere for å øke kapasiteten i nettet før tilkobling tillates. Hvis det er flere konsesjonærer involvert, for eksempel hvis flaskehalsen er i overliggende nett, eller det er flere mulige kraftverk og det foreløpig er usikkert hvilke som blir realisert, kan det være komplisert og tidkrevende å koordinere alle beslutninger og avklare hva som er de beste tiltakene i nettet. Det kan også oppstå praktiske problemer som forhindrer at aktuelle nettanlegg er ferdige i tide til et nytt kraftverk er eller kunne vært ferdigstilt.

Med dagens regelverk vil kraftverk i slike situasjoner ikke få konsesjon (og tilknytningsavtale) før det er tilstrekkelig kapasitet i nettet. Selv en kortvarig, midlertidig flaskehals, typisk i perioder med høyt tilsig og/eller lavt lokalt forbruk – som oftest i ukene etter at snøsmeltingen har startet – kan forsinke tilkobling av nye kraftverk, i verste fall i flere år. Eventuelt kan nettselskapet søke om fritak fra tilknytningsplikten hvis det mener at den samfunnsøkonomiske verdien av kraftverket og den medfølgende kapasitetsøkningen i nettet ikke er positiv.<sup>2</sup>

Denne 'digitale' tilnærmingen til kapasitet i nettet medfører at kapasitetsproblemer som kanskje bare varer noen dager eller uker i året (og kanskje ikke i alle år), hindrer utnyttelse av de aktuelle kraftressursene resten av tiden, inntil nettselskapene har utvidet kapasiteten. Hovedspørsmålet som tas opp i denne rapporten er hvorvidt det kan tenkes mellomsøkningsløsninger som bidrar til at planlagte kraftverk får nettilknytning raskere enn de får med dagens regler. Slike løsninger kan innebære at kraftverk får nettilknytning selv om de periodevis kan skape (lokale) flaskehalsproblemer, også selv om det ikke er konkrete utsikter til at flaskehalsen bygges bort i fremtiden. Hovedspørsmålene er:

- Skal vi åpne for forsert (delvis eller avbrytbar) nettilknytning?
- Hvordan skal kapasitetsproblemet håndteres rent praktisk – hvem skal produsere mindre enn de ellers ville gjort?
- Hva skal i så fall betingelsene være?
- Hvordan skal kostnadene eventuelt fordeles mellom nettselskap og andre aktører?

---

<sup>2</sup> Konsesjonssøknader for små kraftverk (inntil 10 MW) vurderes normalt etter vannressursloven, hvor nettkapasitet ikke er et vurderingstema. En forutsetning for saksbehandling er imidlertid at søker har avklart nettilknytning med nettselskapet. For større kraftverk, hvor søknader vanligvis vurderes etter energiloven, er nettilknytning et eget vurderingstema ved konsesjonsbehandlingen.

Problemstillingen kan karakteriseres ytterligere ved noen observasjoner:

- Småkraftverk tilknyttet ofte på 22 kV i distribusjonsnettet. Et typisk småkraftverk har liten eller ingen magasinkapasitet, og kan dermed maksimalt produsere det som tilfeldigvis er tilsiget i øyeblikket. Distribusjonsnettene er normalt tilknyttet et regionalnett i en eller flere regionalnettstrafoer ( gjerne 22/66 kV trafo). Problemet oppstår hvis kapasiteten i disse trafoene er mindre enn den samlede (netto) innmatingen i det aktuelle distribusjonsnettet dersom det tilknyttet et nytt kraftverk. Unntaksvis kan det være en linje i regionalnettet, eller en forbindelse i 22-kV-nettet frem til regionalnettstrafoen (for eksempel et radielt fellesanlegg) som er den begrensende faktor. Dette har ikke stor prinsipiell betydning for selve problemet, men kan ha betydning for løsninger.<sup>3</sup>
- Anleggsbidrag vil i de fleste tilfeller *ikke* kunne bidra til å løse problemstillingen, ettersom trafo mellom distribusjonsnett og regionalnett normalt regnes som en del av det maskete nettet, hvor det etter Kontrollforskriftens § 17-5 normalt ikke er adgang til å kreve anleggsbidrag.
  - Dersom utbedring av flaskehalsen kan gjøres med tiltak nettselskapet kan kreve anleggsbidrag for<sup>4</sup>, kan problemstillingen bli løst på den måten (fordi anleggsbidrag kan redusere usikkerhet for nettselskapet). Dette vil ofte være tilfellet for linjen fra produksjonsenhetens tilknytningspunkt hos nettselskapet frem til transformering til regionalnett.
    - Dersom verdien av produksjonen som ellers vil gå tapt er større enn det eventuelle anleggsbidraget, vil tiltakshaveren naturligvis takke ja til tilknytningen med anleggsbidrag. I motsatt fall vil (formodentlig) tiltakshaveren takke nei, og kraftverket blir ikke realisert.
  - Situasjonen i radielle fellesanlegg kan imidlertid være mer komplisert. På grunn av store sprang i kapasitetsstørrelse på ulike anlegg kan en

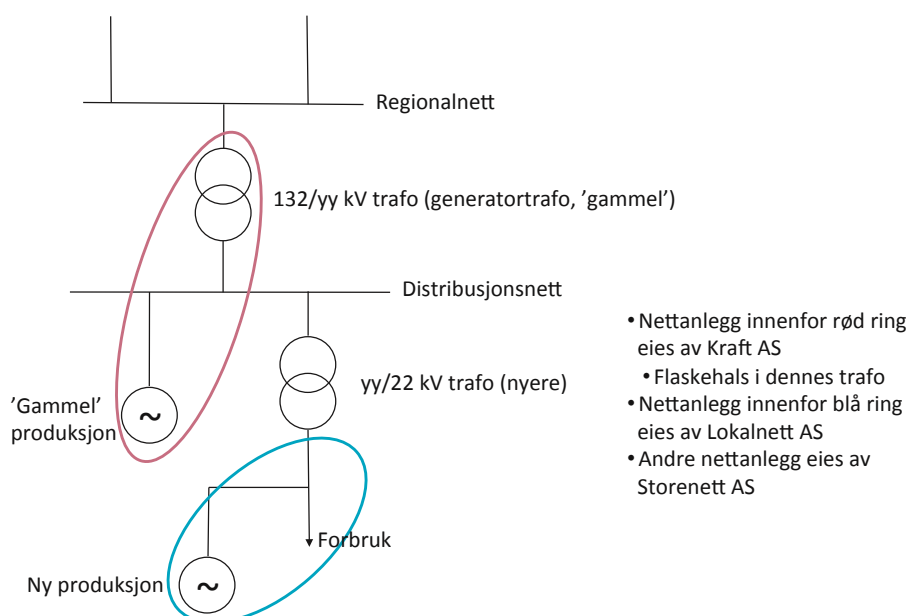
---

<sup>3</sup> Når produksjon skal tilknyttet i distribusjonsnettet er det første spørsmålet om overføringsnettet frem til regionalnett er sterkt nok. Problemet er gjerne å holde spenningen innenfor forskriftsmessige krav ved tilknytning langt ute på radialer, eller termisk belastning ved tilknytning nærmere transformeringpunktene. Vanligvis kan en bøte på dette ved å øke tverrsnittet i overføringsnettet. Når en gjør dette, vil det ikke lenger være noe kapasitetsproblem frem til transformeringpunktet. For slike oppgraderinger av radielt driftet nett kan det normalt fastsettes anleggsbidrag.

<sup>4</sup> Det kan tenkes minst to eksempler hvor dette er tilfellet: Hvis flaskehalsen er på en radial mellom kraftverket og det mer ordinære nettet (hvor dagens regler åpner for bruk av anleggsbidrag) eller hvis forbudet mot anleggsbidrag i masket nett bortfaller.

eventuell kapasitetsutvidelse være vesentlig større enn kapasitetsbehovet for kraftverket som 'skaper' flaskehalsen. Da er det ikke åpenbart at anleggsbidrag er en god mekanisme for å avklare situasjonen – det kan være det er bedre å gi nettilknytning mot at produksjonen reduseres i en kort periode hvor det er for liten kapasitet.

- **For resten av denne rapporten vil vi fokusere på problemer som av ulike grunner ikke løses med anleggsbidrag. Anleggsbidrag er i og for seg et slags førstevalg, men det løser altså ikke alt.**
- Regionalnettet som er berørt vil i mange tilfeller tilhøre et annet selskap enn det aktuelle distribusjonsnettet som tilknytter produksjonen. Det har en viss betydning for så vel tekniske som organisatoriske forhold ved en eventuell løsning.
- I mange tilfeller vil de andre aktørene 'bak' den samme regionalnettstrafoen være andre kraftverk med like dårlige reguleringsmuligheter, og forbrukere med begrenset nytteverdi av økt forbruk når lokal produksjon eventuelt er 'for høy'.
  - Vi kan imidlertid ikke utelukke at det kan finnes fleksible anlegg/aktører bak flaskehalsen. En del steder skjer det lokale uttaket via en trafo som er knyttet til en generatortrafo som da har produksjon på den ene siden og forbindelse til regionalnettet på den andre siden, jf. skissen nedenfor. Generatortrafoen er typisk dimensjonert for å ta imot kraft fra et (gammelt) magasinverk, og eies ofte av den lokale og dominerende produsenten. Et nytt kraftverk som mater inn der det lokale forbruket tas ut, vil da ofte møte flaskehals først når man kommer til generatortrafoen. Dermed er det ikke nettselskapets trafo som er for liten, men produsentens.



- Noen case involverer meget kompliserte koordineringsproblemer med (mange) småkraftinvestorer og et eller flere nettselskap. Nettselskapet har kanskje fått en betinget konsesjon for kapasitetsutvidelse, for eksempel en regionalnettstrafø, hvor betingelsen er at det kommer ny produksjon i et visst omfang. Med dagens regler må alle vente med å gjennomføre investering til alle aktører er klare for å ta investeringsbeslutning. Spørsmålet er om det ville være bedre om de første prosjektene fikk nettilknytning selv om det skaper lokale flaskehals, i påvente av avklaring om investeringsbeslutning for de andre kraftverkene og nettselskapet vet om og hvordan de får gjennomført kapasitets-utvidelsen eller ikke. Finnes det en hensiktsmessig løsning på dagens 'digitale' tilnærming, vil den trolig også redusere kompleksiteten i dette koordineringsproblemet.

Innledningsvis er det verdt å merke seg at en eventuell løsning som fører til en oppmyking av reglene for nettilknytning kan ha flere virkninger. For det første kan det ikke utelukkes at det kan finnes flaskehals med så lite omfang (lite volum og/eller sjelden forekomst) at det faktisk ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å utvide nettkapasiteten. 'Løsningen' kan da i prinsippet tenkes som en permanent ordning for å slippe kraftverket på nett uten å investere i økt nettkapasitet. I utgangspunktet er det rimelig å oppfatte en slik tilnærming som en uthuling av tilknytningsplikten. Vi legger derfor til grunn at løsningen ikke skal utformes med en slik anvendelse for øyet – i slike situasjoner vil man normalt forvente at nettselskapet eventuelt søker om fritak fra tilknytningsplikten. (Om løsningen likevel kan benyttes for slike tilfeller, eller i påvente av at forbruksvekst skal få flaskehalsen til å forsvinne over tid, er et helt annet spørsmål – som vi ikke går inn på her.)

For det andre vil situasjonen i den daglige driften av nettet rent teknisk være den samme enten årsaken er at man som en midlertidig løsning har sluppet kraftverk på nett tidligere enn man ville gjort med dagens regler, eller man har et uvanlig koblingsbilde i nettet som følge av feil eller vedlikehold. I begge tilfeller må driftssentralen påvirke flyten slik at man ikke overstiger termiske grenser for trafoer og andre komponenter. Dermed kan det tenkes at løsningen som skal sikre tidligere nettilknytning også kan benyttes i andre situasjoner. Vi legger imidlertid ikke vekt på dette når vi nedenfor drøfter løsningen på problemet som er i fokus for denne rapporten.

### 3 Krav til en god løsning

Samfunnet stiller en rekke krav til nettvirksomheten, så som likebehandling, kostnadseffektivitet, tilgjengelighet og pålitelighet. Ut fra disse kravene kan vi utlede en rekke kriterier for et godt opplegg for tidlig tilknytning av produksjon i distribusjonsnett og håndtering av eventuelle flaskehals som måtte oppstå.

### 3.1 Må fremme effektiv ressursbruk

Hensynet til effektiv drift og utvikling av kraftnettet er grunnleggende for alle konkrete regler for tilknytning til, bruk av og betaling for netjtjenester i Norge. Det fører blant annet til at man alltid må vurdere hvordan nye regler påvirker incentivene til både nettselskap, direkte berørte nettkunder og eventuelt også andre og mer indirekte berørte nettkunder. Et sentralt krav til et nytt regelverk er derfor at man i størst mulig grad sikrer at nødvendig nedregulering i perioder med flaskehals gjennomføres til lavest mulig kostnad. I praksis vil dette være en avveining mellom verdien av produksjonen som hindres og administrative kostnader ved flaskehalsbehandling.

### 3.2 Nøytralitet

Et fundamentalt krav til nettvirksomheten er at ethvert nettselskap skal behandle alle kunder likt. For nettselskap som har en eiermessig tilknytning til selskap som også har produksjon tilknyttet eget nett innebærer dette en interessekonflikt. Ordninger og regler for nettilknytning bør derfor utformes slik at det er enkelt å verifisere at nettselskapene opptrer nøytralt og ikke gir fordeler til 'egne' nettkunder.

### 3.3 Må fungere selv uten fleksibilitet bak flaskehalsen

Det ligger i sakens natur at man ikke kan ta for gitt at det finnes fleksible produsenter eller forbrukere bak den type flaskehalsen vi vurderer her. Aktuelle ordninger kan dermed ikke baseres på at tilbuds- og etterspørselskurver ikke er vertikale. Antagelig er det tvert imot hovedregelen at alt forbruk og all produksjon bak slike flaskehalsen er tilnærmet fullstendig uelastiske. Men der slike anlegg finnes, åpner det for rimeligere måter å håndtere problemet på enn avkortning av produksjon fra ikke-regulerbare ressurser. Slike unntak bør være mulig, men ikke skape unødig plunder og heft for nettselskapet.

### 3.4 Teknisk og operasjonelt håndterbar

Nettselskapene er avhengige av at kapasitetsgrenser overholdes. Man kan ikke ha ordinær drift over kapasitetsgrensene. Det betyr at nettselskapene må kunne ha en viss kontroll med at eventuell nedregulering faktisk finner sted og eventuelt vet hva de skal gjøre dersom driften nærmer seg en grense. En ordning med delvis eller avbrytbar nettilknytning må derfor kunne kontrolleres og håndheves løpende av nettselskapet som 'eier' flaskehalsen. Et høyst realistisk scenario er at flaskehalsen finnes i et overliggende nett til det aktuelle distribusjonsnettet. Dessuten er det nok mange driftssentraler i regionalnettet som preges



av travelhet og mange kompliserte situasjoner. Det stiller visse krav til den praktiske gjennomføringen av avbrytbar nettilknytning. Ordningen må kunne håndheves gjennom flere ledd og må sikre klare og effektive kommunikasjonslinjer til og fra av driftssentraler med lav bemanning.

## 4 Alternative tilnærminger

Med utgangspunkt i problemdefinisjonen er utfordringen å overholde termiske grenser i berørte snitt mellom distribusjons- og regionalnett, typisk i noen timer, dager eller uker i året – inntil kapasiteten er utvidet. Som presisert foran lar vi ikke det faktum at dette også kan være problemstillingen også ved helt alminnelige feil eller utkoblinger i nettet påvirke valg av løsning. Det er tvilsomt om lokalt forbruk kan økes på en meningsfylt måte. Derfor er det kraftproduksjonen bak flaskehalsen som må begrenses.

### 4.1.1 Fem hovedalternativer

Det mest nærliggende er åpenbart at 'det siste' kraftverket som ble tilknyttet må redusere innmatingen når det er (fare for) flaskehals. I så fall kan vi snakke om en avbrytbar tilknytningsavtale, eller b-tilknytning om man vil. Mange vil oppfatte det som intuitivt 'rettferdig' at det er det kraftverket som 'fyller opp nettet' som må redusere sin produksjon. Så lenge det bare er ett kraftverk som er står bakerst i køen, er det lett å tenke seg hvordan dette kan foregå. Dersom to eller flere kraftverk har fått tilknytning samtidig, kan det bli mer komplisert. Med mindre kraftverket har magasin, vil nedreguleringen bety tapt kraftproduksjon. Vi har kalt denne metoden for *Regulering*.

Et alternativ er at nettselskapet undersøker hos samtlige produsenter bak flaskehalsen: Hvem har lavest kostnad ved å regulere ned? Med en slik tilnærming har nettselskapet påtatt seg ansvaret med å få regulert produksjonen ned, mens det siste kraftverket får en helt ordinær tilknytningsavtale. Vi har kalt dette for *Motkjøp*.

En variant av motkjøp er at det siste kraftverket selv får anledning til å finne frem til noen som kan nedregulere til en lavere kostnad enn man kan i eget kraftverk. Vi har enkelte eksempler på dette allerede, der NVE har gitt tillatelse til at nettselskap tilknytter ny kraft før nettkapasiteten er utvidet. Det siste kraftverket har da inngått en *Reguleringsavtale* med et annet kraftverk.

Et nytt alternativ er at alle produsenter bak en flaskehals får samme prosentvise krav til nedregulering. Som ved motkjøp, vil det siste kraftverket ha samme rettigheter til innmating som alle andre – men nettselskapet får anledning til å beordre nedregulering av både nye

og gamle kraftverk bak flaskehalsen. Med *Proratering* vil alle produsenter bak flaskehalsen bli behandlet likt. Noen vil antagelig si at alle blir behandlet like dårlig.

En 'utvidelse' av denne modellen ville være å likestille både forbruk og produksjon bak flaskehalsen, og lage et separat anmeldingsområde. I så fall ville man (i prinsippet) ved kapasitetsproblemer fått definert en *Områdepris* som fordelte nedreguleringen mellom aktørene i henhold til deres kostnader. Det siste kraftverket har da en tilknytningsavtale på samme vilkår som alle andre.

En vesentlig forskjell mellom disse modellene er hvilke objekter reguleringen presumptivt kan foretas hos, og hvordan man finner frem til hvem som skal regulere ned. Alternativene oppsummeres i tabellen nedenfor.

Metode	Regulerings-objekt	Initiativ-tager	Konsept
<b>1) Regulering</b>	'Siste' kraftverk	Nettselskap	Det sist tilknyttet kraftverket må redusere innmatingen når det er (fare for) flaskehals. Nettselskapet gir ikke ordinær tilknytningsavtale, men en avbrytbar variant.
<b>2) Motkjøp</b>	Kraftverk utvalgt etter bud	Nettselskap	Nettselskapet innhenter tilbud om nedregulering fra flere/alle produsenter bak flaskehalsen. Det sist tilknyttede kraftverket får helt ordinær nettavtale.
<b>3) Regulerings-avtale</b>	Kraftverk utvalgt etter bud	'Siste' kraftverk	Som 2), men her har det sist tilknyttet kraftverket initiativet (muligheten) til å finne en rimeligere nedregulering enn de selv kan foreta.
<b>4) Proratering</b>	Alle kraftverk	Nettselskap	Alle kraftverk bak flaskehalsen får redusert sin innmating prosentvis like mye (fysisk avkorting).
<b>5) Områdepris</b>	Alle aktører	Nettselskap	I prinsippet kan det etableres flere prisområder i Elspot. Alternativt kan nettselskapet invitere samtlige aktører bak flaskehalsen til å redusere produksjon eller øke forbruk.

#### 4.1.2 Tre alternativer antas gjennomførbare

Som kjent er områdepris 'hovedregelen' for flaskehalsbehandling i sentralnettet når det gjelder langvarige flaskehals. Poenget er å stille alle aktører i et overskuddsområde overfor den samme prisen, og dermed gi et identisk signal om å tilpasse produksjon eller

forbruk til kapasiteten som er tilgjengelig. Dersom forutsetningene for perfekt konkurranse er oppfylt, finnes det ikke noen rimeligere måte enn dette å tilpasse etterspørselen etter overføring til den faktiske kapasiteten. Da fordeles den nødvendige reguleringen mellom alle tenkelige reguleringsobjekter i henhold til kostnadene for fleksibilitet hos den enkelte ressurs: De mest fleksible ressursene reduserer produksjon (eller øker forbruket) mest, mens uelastiske ressurser ikke tilpasser seg overhodet, eller prorateres dersom fleksibiliteten er for liten (avkorting av bud).

Områdepris er antagelig det teoretisk mest elegante utgangspunktet, inntil man tar i betraktning hvordan dette kan gjennomføres i praksis bak en flaskehals i distribusjonsnettet. For det første krever en markedsbasert tilnærming (som både områdepris og motkjøp kan kalles) en viss fleksibilitet hos i hvert fall noen aktører for å være hensiktsmessig. Et hovedproblem med flaskehals i regional- eller distribusjonsnettet er at både forbruk og annen produksjon må antas å være relativt lite fleksibel og dermed uegnet for rimelig nedregulering. For det annet vil det antagelig være både svært komplisert og forholdsvis kostbart for Nord Pool Spot å definere en god del 'rare', relativt små og kortvarige prisområder. Om hvert enkelt nettselskap alternativt skulle utvikle sin egen tilnærming ved siden av Elspot blir det neppe billigere. Dessuten medfører nøytralitetsplikten for nettselskapene og det faktum at nettselskapene ofte har en selskapsmessig tilknytning til lokal produksjon en viss bekymring for hensiktsmessigheten av en slik tilnærming.

Tilsvarende argumenter kan fremsettes mot motkjøp, som eventuelt var tenkt som en klar parallell til tilsvarende ordning i sentralnettet. Forskjellen mellom motkjøp og områdepris er først og fremst hvem man henvender seg til for å finne reguleringsobjekter. Vi velger derfor å se bort fra både områdepris og motkjøp. De er gode teoretiske 'idealer', men neppe hensiktsmessige til vårt formål. (Vi kommer likevel tilbake til en mulighet som ligner motkjøp i kapittel 5.1.1.)

Vi fortsetter derfor analysen med tre modeller; regulering, der bare nye kraftverk nedreguleres, proratering, der alle produsenter bak flaskehalsen (både nye og 'gamle') må nedregulere prosentvis like mye, og reguleringsavtaler. Både proratering og regulering kan kombineres med reguleringsavtale, og kan tenkes som en ordning der de som får beskjed om å nedregulere selv leter etter aktører med større fleksibilitet og som kan nedregulere til en lavere kostnad.

#### **4.1.3 Praktiske utfordringer kan håndteres av nettselskap**

Alle disse tre kan gjennomføres ved at nettselskapet gir beskjed til de aktuelle reguleringsobjektene om at det må nedreguleres. Ett sentralt spørsmål er om beskjeden

skal gis på forhånd, basert på en prognose av et eller annet slag, eller om det skal komme 'i realtid', når driftssentralen har indikasjoner på at en trafo er i ferd med å få for høy belastning (for eksempel via en temperatur-alarm eller lignende).

I normaldrift behøver ikke nettselskapene i dag lage prognoser for å se om nettet holder – det gis jo ikke tilknytning med mindre det er tilstrekkelig kapasitet i nettet. Ved avbrudd på grunn av feil eller arbeid med nettet kan det imidlertid allerede i dag være behov for å tilpasse produksjonen eller koblinger i nettet for å unngå overbelastninger på enkelte komponenter. I noen utstrekning lages da en form for prognoser for belastningen i nettet. Dersom nedreguleringen skal varsles på forhånd, må berørte nettselskaper i større utstrekning og mer rutinemessig enn i dag lage prognoser for belastningen over aktuelle snitt. Da kan det neppe unngås at nettselskapene tenker worst case og dermed initierer nedregulering i større omfang og varighet enn de strengt tatt måtte. Fordelen er at varsling på forhånd gir de berørte kraftverkene muligheten til å tilpasse sine bud i Elspot slik at de ikke pådrar seg ekstra ubalanseomkostninger.

Nedregulering i driftstimen vil trolig kreve at nettselskapene kan fjernstyre kraftverkene, for eksempel om de ikke får kontakt med driftsansvarlig. Vi har grunn til å tro at mange driftssentraler vil kvie seg for et slikt ansvar, især hvis det er mange kraftverk som eventuelt skal ha instruks om regulering. Normalt har nettselskapene fra før mulighet til å koble ut kraftverk fra driftssentralene i tilfelle akutte situasjoner eller feil krever rask handling. Innkobling, eller finregulering, har til nå vært en oppgave for eierne eller deres driftsansvarlige representanter. Selskap med mange flaskehalsen i sitt nett kan måtte øke bemanningen på driftssentralen, i hvert fall i perioder med høy produksjon. Fordelen med en slik tilnærming er formodentlig at prognosefeil eller forsiktighet ved prognostisering ikke skaper unødig nedregulering.

De nærmeste til å vurdere hvilken tilnærming som er mest hensiktsmessig er antagelig nettselskapene selv. Det vil ikke være overraskende om det som er optimal organisering for et nettselskap med kun ett problematisk snitt og kun ett aktuelt kraftverk er ganske forskjellig fra det som er optimalt for selskap med flere flaskehalsen og mange kraftverk bak hver flaskehals. Om nettselskapet ellers er hensiktsmessig regulert (se også kapittel 5.1 nedenfor) og selv tilbyr forsert nettilknytning når det ikke er mulig eller hensiktsmessig å oppfylle tilknytningsplikten umiddelbart, må vi kunne gå ut fra at de treffer gode valg med hensyn på praktisk gjennomføring.

#### **4.1.4 Muligheter for fjernstyring og tekniske muligheter**

Nå kan det finnes tekniske begrensninger som får betydning for hvilke anlegg som eventuelt får krav om nedregulering. Det er naturligvis lettere å stille krav til anlegg som

skal tilbys forsert nettilknytning, enn til anlegg som allerede er bygget. Imidlertid tyder mye på at behovet for ettermontering eller modifikasjoner eventuelt ikke er stort.

Ifølge leverandører av 'nøkkelferdige' småkraftverk har standarden for kontrollanlegg allerede i mange år vært slik at kraftverket kan fjernstyres fra datamaskin, nettbrett eller smarttelefon. Anleggene er bygget for å tåle varierende produksjon – ganske enkelt fordi vannføringen som utnyttes er alt annet enn stabil og det typisk ikke er magasin på oversiden. De må dessuten tåle uforutsett stans som følge av lynnedslag og at det dermed går vann forbi kraftverket uten å gjøre stor skade. For de fleste småkraftverk bygget i nyere tid skulle det dermed ikke by på spesielle tekniske problemer å redusere produksjonen med x prosent når nettselskapet ber om det. Tilsvarende skal det heller ikke være spesielt problematisk å øke produksjonen igjen når nettselskapet gir klarsignal. En skulle også tro at eventuelle problemer med start og stopp var mindre hvis det 'bare' er snakk om en mindre reduksjon og ikke full stans.

Skulle det være enkelte anlegg hvor slik fjernstyring ikke er mulig, kan det vurderes å stille krav om ettermontering. Alternativene ville være å unnlate krav om nedregulering til disse, eller krav om at de må sørge for desto større nedregulering i andre kraftverk. Eventuelt må det antagelig fastsettes regler for når krav om ettermontering kan fravikes.

## 5 Økonomiske virkninger for aktørene

Forsert nettilknytning har eller kan ha økonomiske virkninger for flere typer aktører, avhengig av hvordan løsningen(e) utformes. Vi starter her med å drøfte nettselskapenes stilling dersom de tilbyr tilknytning uten full kapasitet i nettet. Deretter fortsetter vi med å drøfte hvilke rettigheter det sist tilknyttede kraftverket bør ha. Til sist diskuterer vi hvordan situasjonen bør være for alle andre kraftverk bak samme flaskehals.

Legg merke til at vi skiller mellom den økonomiske virkningen for nettselskapene og situasjonen for produsenter som i perioder må produsere mindre enn de ellers ville gjort. Dette er parallelt med situasjonen for forbrukere som opplever strømbrudd: Mens nettselskapet får redusert sine inntekter via KILE-ordningen, vil kortvarige strømbrudd ikke utløse noen erstatning direkte til kundene. Spørsmålet om kostnad for nettselskapene kan på samme måte behandles uavhengig av spørsmålet om nedregulering skal bety erstatning til berørte produsenter.

### 5.1 Ikke kostnadsfritt for nettselskapet

Utgangspunktet er at nettselskap gjennom tilknytningsplikten også har plikt til å investere dersom det er nødvendig for å sikre full utnyttelse av produksjonsressursene som har fått

konsesjon og som ønsker tilknytning. Forsert nettilknytning er tenkt som et tilbud til produsentene der nettselskapene av ulike grunner ikke får på plass kapasitetsutvidelser til nye kraftverk er klare – ikke som en uthuling av tilknytningsplikten.

Utsettelse på å levere full netttadgang kan innebære besparelser for nettselskapet, sammenlignet med om kapasiteten ble utvidet 'umiddelbart'. Isolert sett kan det også tenkes at det lønner seg for nettselskapet å utsette eventuelle investeringer i all fremtid. Det tilsier at det ikke bør være kostnadsfritt for nettselskapene å tilby forsert tilknytning. Tvert om bør nettselskapet på en eller annen måte stilles overfor det *samfunnsøkonomiske tapet* som oppstår dersom det ikke straks klarer å ta imot all produksjonen fra kraftverkene som er (eller blir) tilknyttet. Slik kan nettselskapene også få økonomiske incentiver til å avveie mellom umiddelbar utbygging, eller en bedre planlagt og helhetlig utbygging med påfølgende nedregulering i enkelte perioder frem til nettløsningene er etablert.

Det samfunnsøkonomiske tapet ved nedregulering avhenger av verdien av kraften, størrelsen (effekten) og varigheten av nedreguleringen. Så lenge det er flaskehals er eventuell tapt energiproduksjon bak flaskehalsen verdiløs. Men hvis vi skal frem til et tall som reflekterer kostnaden ved ikke å tilby tilstrekkelig nett, må vi ta utgangspunkt i hva verdien ville vært uten flaskehals – og da må vi starte med områdeprisen i Elspot (spotprisen). Hvis nettet har for liten kapasitet, er det prisen på den andre siden av flaskehalsen som reflekterer den tapte markedsverdien av kraften.

Dernest avhenger den samfunnsøkonomiske reguleringskostnaden av lagringsmulighetene bak flaskehalsen. Uten lagringsmulighet går hele markedsverdien tapt. Med ubegrenset lagringsmulighet er det tap dersom utsatt produksjon fører til lavere forventet salgsverdi av kraften. Er omfanget av en aktuell produksjonsbegrensning større enn eventuell tilgjengelig magasinkapasitet, går deler av markedsverdien tapt, mens deler av volumet risikerer lavere salgsverdi senere.

Varigheten på nedreguleringen avhenger dels av lastforholdene i flaskehalsen og dels av hvor raskt nedregulerte kraftverk kjører produksjonen opp igjen. Hvor hurtig kraftverkene regulerer opp kan ikke nettselskapet påvirke. Nettselskapets kostnad bør derfor kun reflektere den tiden det er *nødvendig* å nedregulere. Man må derfor ha en mekanisme som dokumenterer fra netteiers side når det gis klarsignal for å gå tilbake til normal modus igjen.

Merk imidlertid at det samfunnsøkonomiske tapet ikke nødvendigvis er identisk med de berørte produsenters tap. Dersom nedregulerte kraftverk også selger elsertifikater, vil produsentene tape et antall sertifikater. Produsentens brutto tap er tapt produksjon multiplisert med summen av spotprisen og sertifikatprisen. Ettersom kvoteplikten er

definert til et bestemt antall sertifikater, må det bety at andre kraftverk på et eller annet tidspunkt må produsere mer. Det betyr igjen at det må bygges flere/større kraftverk andre steder enn vi ellers ville fått. Dersom sertifikatmarkedet er noenlunde effektivt, vil det bety en marginalt høyere sertifikatpris. En slik prisøkning reflekterer en samfunnsøkonomisk kostnad, men den er vesentlig lavere enn selve sertifikatprisen. Dermed er det sterk grunn til å tro at det samfunnsøkonomiske tapet (nedregulert volum multiplisert med summen av spotpris og marginal prisøkning på sertifikater) er lavere enn det bedriftsøkonomiske tapet for produsenter som må nedregulere – altså at 'full erstatning' er høyere enn det samfunnsøkonomiske tapet.

Nedregulering fører også til at tapene i nettet blir annerledes enn de ellers ville ha vært. Men hvorvidt tapene blir høyere eller lavere er usikkert – det beror på hvilke investeringer nettselskapene ellers ville gjort (hvis de måtte utbedret flaskehalsen 'straks'). Dermed er det også usikkert om nedreguleringen fører til endrede tapskostnader for de berørte produsentene.

Konklusjonen er derfor at i den grad nettselskapene for å ivareta sikkerheten i nettet må be om redusert innmating i distribusjonsnettet (på grunn av at de har tilknyttet kraftverk 'før' tiden), må de belastes en kostnad som reflekterer det samfunnsøkonomiske tapet kapasitetsknappheten medfører. For kraftverk uten reguleringsmulighet kan det samfunnsøkonomiske tapet anslås til det tapte volumet multiplisert med områdeprisen korrigert for marginaltap i tilknytningspunktet (som igjen også skal reflektere tap i overliggende nett). For kraftverk med magasin (som ikke er eller blir fylt opp i overskuelig fremtid) vil tapet være betydelig lavere.

### **5.1.1 KIFE – Kostnad for ikke-produsert energi**

Det er nærliggende å håndtere kostnaden for nettselskapet som en ren avkorting i selskapets inntektsramme, på samme måte som KILE-ordningen virker når det er forbruk som rammes av nettproblematikk. En KIFE-ordning innebærer med dagens økonomiske regulering at selskapet får dekket 40 % av kostnaden over inntektsrammen etter 2 år. Vi ser ingen sterke argumenter for at denne kostnaden skal behandles på annen måte enn øvrige kostnader i nettselskapet.

En mulighet, men ikke en nødvendighet, er at nettselskapet inngår individuelle KIFE-avtaler med kraftprodusenter (parallelt med dagens individuelle KILE-avtaler). Dette kan gjøre det enklere å fange spredningen i reelle kostnader ved ikke-produsert energi, da det er tenkelig at dette kan variere mellom ulike type kraftprodusenter (også ikke regulerbare). Individuelle KIFE-avtaler kan oppfattes som motkjøp, jf. tabellen foran. I fall KIFE-avtale skal inngås med

kraftverk i eget konsern, må det sikres at vanlige regler om internpriser (armlengdes avstand) overholdes.

## 5.2 Erstatning til produsenter som får forsert nettilknytning

Både begrensningene i reglene for bruk av anleggsbidrag som er nevnt i kapittel 2, og prinsippene for tariffing av nett<sup>5</sup> fører til at produsenter som ønsker tilknytning til nettet ikke nødvendigvis eksponeres for alle kostnader som tilknytningen medfører. Det kan føre til høy etterspørsel etter nettjenester. Konesjonsbehandlingen og nettselskapenes mulighet til å søke fritak for tilknytningsplikt for samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter reduserer dette problemet til en viss grad, selv om det ikke blir eliminert. Uansett gjenstår et fordelingsproblem, i den forstand at de fleste oppfatter det som urimelig hvis uttaks kunder i et område må bekoste betydelige oppgraderinger av nettet som primært er til nytte for produsenter.

Med bakgrunn i dette kan en stille spørsmål ved om det er rimelig og hensiktsmessig at produsenter som ikke får full nettilknytning skal motta full eller delvis erstatning for produksjon som eventuelt går tapt ved nedregulering. Som forklart foran, kan full erstatning være større enn det samfunnsøkonomiske tapet ved eventuell nedregulering. Det kan samtidig hevdes at tidligere tilknytning enn man ellers ville fått, i seg selv er en gevinst som kan være større enn det isolerte tapet ved nedregulering. I så fall er det ikke noe tap som skal kompenseres.

Behovet for å gi erstatning for nedregulert produksjon kan analyseres med utgangspunkt i det samfunnsmessige behovet for å gi korrekte prissignaler til både nye og eventuelle eksisterende kraftverk bak flaskehalsen. På kort sikt, så lenge flaskehalsen per definisjon ikke kan utbedres, er det et faktum at samfunnet ikke kan nyttiggjøre seg kraften som ikke kan mates inn – det er jo nettopp det som er problemet. For den kortsiktige disponeringen er det dermed ikke noe poeng å sikre produsenten inntekter for den 'unødvendige' produksjonen – snarere tvert imot. *En kortsiktig og isolert betraktning tilsier derfor at null erstatning gir riktige incentiver til produsenter.*

I et langsiktig perspektiv er det viktig å tenke på at ikke bare kan nettkapasiteten tilpasses etterspørselen. Også etterspørselen etter nett kan tilpasses, for eksempel ved at kraftverk planlegges større enn de 'bør' være. Satt på spissen kan for høy erstatning medføre for høy

---

<sup>5</sup> Vi sikter da særlig til det faktum at nett er naturlig monopol og at kostnadsriktige priser derfor kun dekker en del av de samlede nettkostnader. Ingen nettkunder dekker dermed 'sin' nettkostnad fullt ut, selv om alle bidrar til 'spleiselaget' gjennom ulike residuale tariffledd.



etterspørsel etter tilknytning, for eksempel i form av for store eller for mange prosjekter. Motsatt vil lav eller ingen erstatning stimulere tiltakshavere til å vurdere muligheter for magasin eller annen fleksibilitet, eller finne andre måter å minimere tapet ved nedregulering.

Et sentralt poeng er dessuten at et tilbud om forsert tilknytningsavtale, som ikke er omkostningsfri for nettselskapet, kun er et tilbud. Dersom produsenten mener at nåverdien av prosjektet er større om han i stedet utsetter investeringen til nettkapasiteten er utvidet, kan man ganske enkelt takke nei til tilbudet. Samlet sett mener vi derfor produsenter som berøres av avkorting ikke skal ha direkte kompensasjon for det fra nettselskapets side.

Hvorvidt null erstatning vil oppleves rettferdig er naturligvis et annet spørsmål. Aktører som kommer tidligere på nett enn de ellers ville ha gjort, og som foretrekker et slikt alternativt fremfor å vente ytterligere, tar stilling til dette når de velger forsert tilknytning. For øvrig er det et poeng at nettselskapets eventuelle utbetalinger av erstatning til en viss grad (40 %) blir dekket av uttakskundene (gjennom nettreguleringen og tariffingsprinsippene). Fordelingsproblemet nevnt over (at uttakskundene dekker de økte kostnadene som økt innmating forårsaker) vil dermed eventuelt øke med erstatningens størrelse.

### 5.2.1 Er det tap eller gevinst?

Premisset ovenfor er at et tilbud om forsert tilknytningsavtale innebærer et tap for samfunnet og for produsent(e) som berøres.

Isolert sett betyr en stans i et uregulert kraftverk tap av elektrisk energi. På den annen side er hensikten med en ordning med forsert nettilknytning å få nye kraftverk hurtigere på nett (eller i et større omfang, eller til en lavere kostnad) enn hva vi ellers kan få til. Dermed bidrar ordningen til at det blir produsert mer kraft enn vi ellers ville fått.

Tapet diskutert ovenfor kan sees som en 'korreksjon' av denne gevinsten. Det er nærliggende å tro at nettovirkningen er en gevinst i alle praktiske anvendelser – både for samfunnet og for den enkelte aktør. For hvert eneste prosjekt er det for så vidt et løsbart problem å anslå netto virkning, men det blir en beregning under forholdsvis stor usikkerhet, idet en må anslå hva aktørene (nettselskap og produsenter) ville gjort dersom nettselskapet ikke kunne tilby forsert tilknytning.

Selv om samfunnet netto tjener på en ordning med forsert tilknytning, tilsier argumentene ovenfor at nettselskapet bør stilles overfor samfunnets tap ved nedregulering isolert sett. Gevinsten knyttet til forsert tilkobling kan samfunnet i dag sikre seg ved selve tilknytningsplikten – endringen vi diskuterer modifierer kun vilkårene for tilknytning som nettselskapene kan tilby.

### 5.3 Virkning for eksisterende aktører bak flaskehals

Den generelle anbefalingen om kapasitetsallokering basert på økonomisk teori er at alle brukere som konkurrerer om den samme ressursen bør stå overfor samme pris. Slik er det i sentralnettet, der bruken av anmeldingsområder (områdepriser) og marginaltapsledd fører til at samtlige produsenter i et område påvirkes like sterkt om det oppstår flaskehals ut av området. Motkjøp og spesialregulering representerer kun i begrenset grad et brudd på dette. Overført til vår problemstilling betyr det at dersom tilknytning av nye kraftverk skaper behov for nedregulering av produksjon i en periode, skal nye og gamle produsenter stilles overfor samme krav om nedregulering. Det ideelle er som forklart i kapittel 4.1.2 en områdepris lik for alle. Det nest beste blir et prosentvis likt nedreguleringskrav.

Dagens digitale tilnærming ved tilknytning av produksjon i distribusjonsnettet fører til at eksisterende produsenter i praksis har en slags garanti mot kostnadsøkning/verdifall selv om det kommer mer produksjon bak en flaskehals. Det kan ha uheldige effektivitetsvirkninger, ved at verdien av fleksibilitet blir lavere for aktørene enn den kan være for samfunnet. Ikke minst kan dette ha betydning for den langsiktige tilpasningen for aktørene, for eksempel i form av hvordan kraftverk designes og planlegges.

Følgelig kan en stille spørsmål ved om det er rimelig og hensiktsmessig at andre aktører, og spesielt andre produsenter, bak den samme flaskehalsen skal skjermes fra virkningene av en flaskehals. Rettferdighet er som kjent subjektivt og kan begrunne et standpunkt om at de som 'alltid' har vært der, og som kanskje til og med har bekostet dagens nettanlegg, må få operere uhindret av eventuelle nye aktørers behov. Nye aktører kan på sin side vise til at de gjennom nettariffene betaler minst like mye for nettet som de etablerte aktørene, og derfor burde ha samme krav på 'ytelse' fra nettet.

Vi kan ikke se noen tungtveiende samfunnsøkonomiske fordeler ved å la eksisterende kraftverk få mate inn uhindret, mens et nytt kraftverk, som synliggjør knappheten må ta all nedregulering. Selv om det kan virke urettferdig for de etablerte aktørene, mener vi derfor det i utgangspunktet er ønskelig at behovet for eller krav om nedregulering blir synliggjort for alle aktører bak aktuelle flaskehals. Spørsmålet er hvorvidt det finnes praktiske ordninger som tilfredsstiller dette.

## 6 Økonomisk effektivitet

Hovedskillet mellom de tre metodene vi går videre med fra kapittel 4, går mellom hvilke objekter som nedreguleres når behovet inntreffer, og hvordan reguleringsobjektene velges

ut. Nedenfor drøfter vi effektivitetsegenskaper ved modellene, sett i lys av diskusjonen i kapittel 5 om ønskede økonomiske egenskaper for involverte aktører.

## 6.1 Proratering

Ved proratering vil samtlige kraftprodusenter bak en flaskehals avkortes like mye (relativt sett) i perioder med begrenset nettkapasitet. Det betales ikke kompensasjon for begrenset nettilgang og krav om nedregulering jamfør diskusjonen ovenfor. Dette innebærer at ulempene ved knapp overføringskapasitet i utgangspunktet fordeles likt mellom alle kraftverk bak flaskehalsen, og alle får et sterkt incentiv til å lete etter andre måter å overholde lastgrensene i nettet.

Kostnaden for det enkelte kraftverk kan imidlertid variere. Dels kan det være forskjeller med hensyn til tapte elsertifikat og dels kan det være noen anlegg som faktisk har mulighet for å ta vare på vannet de eventuelt 'sparer'. Mens forskjeller knyttet til elsertifikater ikke har stor samfunnsøkonomisk betydning, vil ulik reguleringsevne ha stor betydning for kostnaden ved regulering. Med proratering tas det ikke hensyn til individuelle forskjeller i kostnader ved nedregulering. Men ettersom vi kan gå ut fra at kraftverket som utløser behovet for nedregulering ikke har magasin, åpner proratering en mulighet for *lavere* nedreguleringskostnad enn om hele nedreguleringen legges på det nyeste kraftverket.

Dersom vi i stedet hadde fått til en velfungerende ordning som minner om områdepris, ville en enda større del av nedreguleringsvolumet skjedd i anlegg med magasin og relativt lav reguleringskostnad. Som nevnt i kapittel 4 har vi imidlertid ingen tro på at en slik variant er gjennomførbar i praksis.

På denne bakgrunn kan vi konkludere at proratering har rimelig gode egenskaper og er et godt alternativ til lokale prisområder. Vissheten om at det *kan* finnes enda mer effektive løsninger enn den fordelingen av nedregulering som oppstår, innebærer at en likevel ikke bør blokkere for enda bedre løsninger som aktørene eventuelt finner frem til på egenhånd. Proratering kan derfor med fordel kombineres med en generell åpning for reguleringsavtaler. At det ikke utbetales erstatning til de berørte kraftverkene bidrar til at aktører uten magasin har betalingsvilje for å kunne 'utnytte' andre aktørers magasin.

## 6.2 Regulering

Regulering innebærer at nettselskapet i perioder med knapphet på overføringskapasitet ber det sist tilknyttede kraftverket redusere produksjon. Eksisterende kraftverk bak flaskehalsen vil da kunne fortsette som før. På samme måte som for proratering betales det ikke kompensasjon for begrenset nettilgang og krav om nedregulering jamfør diskusjonen i kapittel 5.

Med mindre det sist tilknyttede kraftverket har magasineringsmulighet, er det helt sikkert at det ikke finnes dyrere metoder for å håndtere flaskehalsen. Men er det ingen kraftverk med magasin bak flaskehalsen, finnes det heller ingen billigere metode samfunnsøkonomisk sett, før nettkapasiteten er tilpasset behovet. Finnes det ingen kraftverk bak flaskehalsen som ikke får tildelt elsertifikater, eksisterer det heller ikke noen bedriftsøkonomisk rimeligere måte å nedregulere produksjonen. Men er det 'gamle' verk uten sertifikatinntekter, vil tapet ved eventuell nedregulering der være lavere enn tapet for det sist tilknyttede kraftverket.

Uten erstatning for nedregulering vil det sist tilknyttede kraftverket ha sterke incentiver til å inngå en reguleringsavtale med eventuelle magasinverk og/eller eldre kraftverk uten sertifikatinntekter. Metoden kan derfor med fordel kombineres med åpning for reguleringsavtaler.

### 6.3 Reguleringsavtaler

Den eller de aktører som blir regulert enten via proratering eller direkte som det sist etablerte kraftverket, kan i prinsippet stilles fritt til å kjøpe billigere nedregulering av andre. På den måten åpner man for en mer effektiv nedregulering rent økonomisk, dersom aktørene med krav om nedregulering klarer å finne frem til rimeligere ressurser enn de selv rår over. Som forklart i avsnittene foran bør både proratering og regulering kunne kombineres med frivillige reguleringsavtaler inngått mellom aktører bak flaskehalsen. I så fall er det nærliggende å foreslå at nettselskapene skal pålegges å respektere slike avtaler som aktørene legger frem. De samfunnsmessige fordelene ved å la muligheten for reguleringsavtaler stå åpen kan være vesentlige.

Det finnes allerede noen slike avtaler i Norge, der et småkraftverk har inngått avtale med det lokale kraftselskapet om å 'bytte' reguleringsforpliktelse mot betaling. Bakgrunnen for disse avtalene er at NVE har akseptert 'begrenset' tilknytning for en periode, basert på klare premisser – nettopp i et forsøk på å myke opp dagens lite fleksible regler for tilknytning av produksjon.

Med en reguleringsavtale forhandles det i praksis om fordelingen av den bedriftsøkonomiske forskjellen mellom nedregulering hos de(n) som har fått kravet og en eller flere aktører med lavere kostnader. Som forklart over er det to hovedgrunner til eventuelle forskjeller: reguleringsmuligheter og grønne sertifikater. Det er nærliggende å tro at dersom det finnes anlegg med reguleringsmulighet og uten grønne sertifikater, vil disse tilhøre det 'store' etablerte kraftselskapet i distriktet. Motparten kan være enten alle kraftverk bak flaskehalsen eller det sist etablerte kraftverket. Mange småkraftverk eies av personer og små selskaper med lokal tilknytning, men utenfor det lokale energiselskapet.

Det kan tilsi en viss skjevhet mellom forhandlingsposisjoner for reguleringsavtaler, med mulighet for misbruk av dominerende stilling. Slikt misbruk er imidlertid ulovlig etter konkurranseloven og eventuelt en sak for Konkurransetilsynet. Vi må slik sett kunne gå ut fra at det ikke vil være en reell problemstilling til hinder for å 'institusjonalisere' reguleringsavtaler.

## 7 Konkret forslag til løsning

Denne rapporten har analysert i alt tre modeller for å få ny produksjon inn på nettet raskere enn det som er mulig med dagens regelverk: 1) nedregulering av sist etablerte kraftverk, 2) proratering der alle kraftprodusenter bak flaskehalsen nedreguleres prosentvis like mye og 3) reguleringsavtaler. Sistnevnte kan med fordel kombineres med en av de to første. Aktører som får pålegg om å nedregulere, bør stå fritt til å lete etter andre aktører med større fleksibilitet og vilje til å nedregulere i stedet. Sett fra nettselskapets side er det i praksis kun to modeller som aktuelle: Regulering eller proratering.

Vi har ovenfor drøftet de økonomiske virkningene for aktørene i situasjoner der en eller flere produsenter slippes inn på nettet til tross for at tilgangen til nettkapasitet i enkelte perioder da blir for liten. Hovedkonklusjonen er at nettselskap som på den måten ikke tilbyr full kapasitet skal eksponeres for den samfunnsøkonomiske kostnaden ved dette gjennom en reduksjon i sin inntektsramme. Forslaget er at dette håndteres gjennom en såkalt KIPE-ordning (Kostnad for Ikke Produsert Energi) som bør ha klare likhetstrekk med dagens KILE-ordning.

Spørsmålet om nettselskapenes kostnad kan behandles helt uavhengig av spørsmål vedrørende eventuell kompensasjon for kraftverk som befinner seg bak den aktuelle flaskehalsen og får pålegg om nedregulering. Når det gjelder en eventuell kompensasjon, finner vi i drøftingene ovenfor ingen tungtveiende argumenter for at verken det sist etablerte kraftverket, eller eventuelt andre aktører som får sin produksjon avkortet, skal ha noen form for økonomisk kompensasjon for det eventuelle tapet de påføres. De er ikke fratatt noen rettigheter – de opplever (økt) konkurranse om en knapp ressurs.

Hovedskillet mellom de tre modellene går på hvilke objekter som nedreguleres når behovet inntreffer, og hvordan reguleringsobjektet velges ut. De ulike modellene er vurdert opp mot hverandre med tanke på økonomiske effektivitet. Konklusjonen er at proratering kombinert med mulighet for å finne billigere nedregulering via private reguleringsavtaler vil gi den samfunnsøkonomisk sett mest effektive løsningen. Ved proratering avkortes samtlige aktører like mye i perioder med begrenset nettilgang. Så lenge det ikke betales kompensasjon til aktørene, fordeles ulempene ved knapp overføring mellom alle

kraftverkene (men hvis noen har reguleringsmuligheter, blir fordelingen ikke like jevn som områdepris kunne gitt). Samtidig gis alle et incentiv til å finne rimeligere løsninger.

Hvilken løsning som bør og kan velges avhenger av hvilke type og antall kraftverk som befinner seg bak flaskehalsen. I tilfeller der det kun er en kraftprodusent bak flaskehalsen, er regulering av denne eneste mulig løsning og det vil heller ikke finnes billigere metoder rent samfunnsøkonomisk sett. Befinner det seg flere kraftverk bak flaskehalsen, er proratering kombinert med muligheten for at aktørene inngår individuelle avtaler om nedregulering den løsningen som vil sikre den samfunnsøkonomiske mest effektive løsningen. Nedregulering av kun det sist tilknyttede kraftverket er ikke nødvendigvis dyrere, men det kan ikke bli billigere enn å regulere alle 'litt'. Med proratering får man dessuten synliggjort for alle at fleksibilitet kan være verdifullt, også langt ute i distribusjonsnettet.

Nettselskapenes nøytralitet må ivaretas gjennom den løsningen som velges. Det som kan vekke bekymring er at nettselskapene, eller deres søsterselskaper, typisk har eierskap til et eller flere kraftverk bak en flaskehals. Mistanke om at nettselskapene skjærer 'egne' kraftverk fra nedregulering bør forhindres. Våre to forslag ser ut til å løse dette problemet. For det første skal nettselskapet belastes KIPE uavhengig av hvem som eier kraftverket som nedreguleres. KIPE påvirker i så måte ikke nettselskapets eventuelle incentiver til strategisk adferd. For det andre, dersom man baserer seg på direkte regulering av siste tilknyttede kraftverk, så vil nøytralitet ikke være et relevant tema (med mindre det oppstår tvil om hvem som rent faktisk kom sist). Dersom man velger proratering og dette skal fungere, må man være sikker på at samtlige produsenter bak flaskehalsen faktisk kan nedreguleres i henhold til behovene som oppstår – også 'egne' kraftverk.

Det kan være av betydning for nettselskapet at reglene som gjelder for nedregulering ved kapasitetsbegrensninger på grunn av produksjon er enkle, og om mulig ikke avviker vesentlig fra prosedyrene som gjelder ved nedregulering ellers. Sammenholdt med egenskapene ved de to modellene vi foreslår, tilsier dette at det *kan* være opp til nettselskapene selv hvilken løsning de velger. Men vilkårene (KIPE og ingen erstatning) bør da være gitt.

Vi har ovenfor ikke drøftet hva konsekvensene burde være dersom ett eller flere kraftverk som får beskjed om nedregulering likevel ikke foretar seg noe. Vi antar at dersom manglende respons medfører uakseptable temperaturavvik på utsatte komponenter, vil nettselskapet måtte gjøre det de uansett gjør ved hendelser i nettet: utkobling av aktuelt kraftverk eller transformator. Det er vanskelig å se at berørte produsenter kan tjene på å spekulere i dette, med mindre nettselskapets anmodning om nedregulering åpenbart er basert på for høye forventninger til tilsig. Men i så fall er det tvilsomt om 'unnlattelssynden' har negative konsekvenser, og om det faktisk er behov for sanksjoner.