

Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett - prissetting og incentiver

Konsulentrapport utarbeidet for NVE

THEMA Consulting Group



Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett – prissetting og incentiver

Ekstern rapport nr 8-2019

Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett - prissetting og incentiver

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Christina Sepúlveda

Forfatter: THEMA Consulting Group

Trykk: NVEs hustrykkeri

ISBN: 978-82-410-1823-7

Sammendrag: Gjennomgang av aktuelle virkemidler som kan være aktuelle dersom andre enn systemansvarlig skal kunne benytte regulering av produksjon og forbruk eller andre fleksibilitetsressurser, for å håndtere flaskehals i eget regional- og distribusjonsnett.

Emneord: Regulering, isentiver, prissetting, systemansvarlig, fleksibilitetsressurser, DSO, regionalnett, distribusjonsnett

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Epost: nve@nve.no

Internett: www.nve.no

Februar 2019

Forord

I det pågående arbeidet med utvikling av nettselskapenes ansvar og oppgaver er håndtering av flaskehalsen et sentralt tema. I dag er det Statnett som systemansvarlig som håndterer flaskehalsen i regional- og transmisjonsnettet. Gjennom systemansvarsforskriften er systemansvarlig gitt ansvaret og rettigheter til å utvikle markedsløsninger for å løse flaskehalsen i løpende drift. I gitte situasjoner kan systemansvarlig gi pålegg som griper inn i aktørenes agering. Systemansvarsforskriften pålegger systemansvarlig i flere tilfeller å betale aktørene ved pålegg. Det er i dagens regulering også lagt vekt på at Statnett er nøytral og uavhengig av produksjonsinteresser.

Utnyttelse av fleksibilitet kan i enkelte tilfeller være den kostnadsriktige løsningen sammenliknet med å alltid investere i nett. Det er en forutsetning at nettselskap og eierne av fleksibilitetsressurser har riktige insentiver til å agere samfunnsmessig rasjonelt. Dersom andre enn systemansvarlig skal håndtere flaskehalsen oppstår spørsmål om hvordan fleksibilitet bør prises og hvilke insentiver nettselskap, produsenter og forbrukere har. I tillegg er det et spørsmål om nettselskap faktisk er nøytrale nok ved utnyttelse av fleksibilitetsressurser.

For å belyse spørsmålene over ba NVE om en gjennomgang av virkemidler som kan være aktuelle dersom andre enn systemansvarlig skal benytte regulering av produksjon og forbruk eller andre fleksibilitetsressurser, for å håndtere flaskehalsen i eget regional- og distribusjonsnett.

NVE vil bruke rapporten som underlag i det videre arbeidet med utviklingen av nettselskapenes ansvar og oppgaver.

Alle vurderinger og konklusjoner i rapporten er konsulentenes egne.

Oslo, februar 2019



Ove Flataker
direktør



Torfinn Jonassen
seksjonssjef



Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett – prissetting og incentiver

**På oppdrag fra Norges vassdrags- og energidirektorat
Januar 2019**

Om prosjektet**Om rapporten**

| | | | |
|--------------------|---|------------------|---|
| Prosjektnummer: | NVE-18-03 | Rapportnavn: | Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett – prissetting og incentiver |
| Prosjektnavn: | Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett – prissetting og incentiver | Rapportnummer: | 2018-18 |
| Oppdragsgiver: | Norges vassdrags- og energidirektorat | ISBN-nummer | 978-82-8368-043-0 |
| Prosjektleder: | Åsmund Jenssen | Tilgjengelighet: | Offentlig |
| Prosjektdeltakere: | Malin Wikum Kristine Fiksen Julian Hentschel Berit Tennbakk | Ferdigstilt: | 17. januar 2019 |

Brief summary in English

Increasing congestion problems in the distribution grid raise the issue of a DSO role with corresponding measures for congestion management. Local flexibility markets, bilateral agreement and an expanded scheme for cost of energy not served are all possible measures. However, there are practical issues in all models that need to be resolved, including risk of strategic behaviour, neutrality of DSOs and liquidity in local markets. It is also important that the DSOs face the economic costs of upwards or downwards regulation of consumption and generation through the regulation.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybde-kunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHold

| | | |
|-------|---|-----------|
| 1 | INNLEDNING..... | 14 |
| 1.1 | Bakgrunn og problemstilling..... | 14 |
| 1.2 | Om rapporten | 15 |
| 2 | FLASKEHALSER OG FLASKEHALSHÅNTERING I DET NORSKE NETTET. 16 | |
| 2.1 | Situasjoner hvor nettselskapene kan få bruk for reguleringsressurser | 16 |
| 2.2 | Fleksible ressurser har ulike egenskaper | 17 |
| 2.3 | Behov for flaskehalshåndtering på lavere nettnivåer | 18 |
| 2.3.1 | <i>Generelt om håndtering av flaskehalser på lavere nettnivåer.....</i> | <i>18</i> |
| 2.3.2 | <i>Eksempler på konkrete flaskehalsproblemer i dag</i> | <i>19</i> |
| 2.4 | Virkemidler som benyttes for å håndtere flaskehalser i dag | 20 |
| 2.4.1 | <i>Administrative pålegg.....</i> | <i>20</i> |
| 2.4.2 | <i>Bilaterale avtaler.....</i> | <i>20</i> |
| 2.4.3 | <i>Egne markedsløsninger.....</i> | <i>20</i> |
| 2.4.4 | <i>Tariffutforming</i> | <i>21</i> |
| 2.4.5 | <i>Incentiver i dagens regulering av nettselskapene.....</i> | <i>21</i> |
| 2.5 | Oppsummering | 21 |
| 3 | KRITERIER FOR EFFEKTIV FLASKEHALSHÅNTERING | 23 |
| 3.1 | Overskuddsområde | 23 |
| 3.1.1 | <i>Basismodell</i> | <i>23</i> |
| 3.1.2 | <i>Redusert overføringskapasitet.....</i> | <i>24</i> |
| 3.2 | Underskuddsområde | 25 |
| 3.2.1 | <i>Basismodell</i> | <i>25</i> |
| 3.3 | Flaskehalser i områder med både produksjon og forbruk..... | 26 |
| 3.4 | Oppsummering | 26 |
| 4 | VIRKEMIDLER OG INCENTIVER FOR NETTSELKAPENE..... | 28 |
| 4.1 | Typer av virkemidler | 28 |
| 4.2 | Administrative pålegg og dagens KILE-ordning | 28 |
| 4.2.1 | <i>Beskrivelse</i> | <i>28</i> |
| 4.2.2 | <i>Incentiver for nettselskapene</i> | <i>29</i> |
| 4.2.3 | <i>Konsekvenser for kundene</i> | <i>30</i> |
| 4.3 | Administrative pålegg med utvidet KILE-ordning..... | 30 |
| 4.3.1 | <i>Beskrivelse</i> | <i>30</i> |
| 4.3.2 | <i>Incentiver for nettselskapet til å velge riktig reguleringsobjekt.....</i> | <i>30</i> |
| 4.3.3 | <i>Konsekvenser for nettkundene</i> | <i>33</i> |
| 4.4 | Systemdriftskostnader i inntektsrammen | 34 |
| 4.5 | Oppsummering | 34 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5 | VIRKEMIDLER OG INCENTIVER FOR NETTKUNDENE | 36 |
| 5.1 | Tariffer | 36 |
| 5.1.1 | <i>Generelle effekttariffer</i> | 36 |
| 5.1.2 | <i>Utkoblbart/fleksibelt forbruk</i> | 37 |
| 5.1.3 | <i>Situasjonsspesifikke tariffer</i> | 37 |
| 5.2 | Markedsordninger | 37 |
| 5.2.1 | <i>Kortsiktige fleksibilitetsmarkeder</i> | 38 |
| 5.2.2 | <i>Langsiktige fleksibilitetsmarkeder</i> | 40 |
| 5.2.3 | <i>Bilaterale avtaler</i> | 41 |
| 5.2.4 | <i>Nøytralitet</i> | 42 |
| 5.2.5 | <i>Koordinering</i> | 42 |
| 5.3 | Oppsummering | 42 |
| 6 | LANGSIKTIGE INCENTIVVIRKNINGER | 44 |
| 6.1 | Utvidet KILE-ordning | 44 |
| 6.2 | Markedsløsninger og økonomisk regulering av nettselskapene | 45 |
| | REFERANSELISTE | 46 |
| | VEDLEGG: LITTERATUR OM OPTIMAL FLASKEHALSHÅNDTERING | 47 |

SAMMENDRAG

Flaskehalsen i regional- og distribusjonsnettet ventes å øke framover, men muligheten til å håndtere dem effektivt vil også øke. Målet er en effektiv håndtering av flaskehalsen der de samfunnsøkonomiske kostnadene minimeres. Dette fordrer at nettkundene med lavest betalingsvilje for overføring tilpasser seg gjennom opp- eller nedregulering og at nettselskapet blir stilt overfor kostnadene ved tiltakene. En utvidet DSO-rolle for nettselskapene er en mulig løsning, men reiser flere regulatoriske spørsmål. De mest aktuelle virkemidlene for en DSO er lokale fleksibilitetsmarkeder, bilaterale avtaler og en utvidet KILE-ordning der både produksjon og forbruk og opp- og nedregulering er inkludert. Det er praktiske utfordringer ved alle disse virkemidlene, herunder å sette riktig nivå på kompensasjon i en utvidet KILE-ordning og risiko for lokal markedsrett, lav likviditet, strategisk atferd fra nettkundene og nøytralitetsutfordringer i markedsbaserte ordninger. Virkemidler for flaskehalsbehandling vil også påvirke investeringsincentivene.

Bakgrunn og problemstilling

I de senere årene har det pågått en diskusjon om DSO-rollen og overføring av ansvar fra Statnett til underliggende nettkonsesjonærer. Et ansvar som kan være aktuelt å overføre er håndtering av flaskehalsen i regionalnettet ved bruk av fleksible ressurser, med tilhørende virkemiddelbruk. Innføring av systemansvarsvirkemidler i regional- og eventuelt distribusjonsnettet reiser flere regulatoriske spørsmål. Så å si alle underliggende nettkonsesjonærer av en viss størrelse er del av vertikalt integrerte konsern. Dette skaper noen nøytralitetsutfordringer som må håndteres. Videre er det avgjørende at alle aktører i kraftsystemet gjør de riktige avveiningene mellom produksjon, forbruk og overføring på kort og lang sikt for å holde nettinvesteringene på et riktig nivå.

På denne bakgrunnen har NVE bedt THEMA om å utrede følgende problemstillinger:

Hvilke virkemidler kan brukes for å håndtere flaskehalsen i regional- og distribusjonsnettet?

Hvilke incentiver har nettselskapene til å håndtere flaskehalsen i eget nett ved ulike virkemidler?

Hvilke incentiver har produsenter og forbrukere bak en flaskehals til å tilby fleksibilitet på kort og lang sikt ved ulike virkemidler?

Formålet med analysen er å gi et kunnskapsgrunnlag for NVEs videre arbeid med utviklingen av DSO-rollen og for å vurdere mulighetene til å delegerer virkemiddelbruk til dem. Vi har derfor lagt vekt på å drøfte fordeler og ulemper ved ulike alternativer. Vi har ikke tatt mål av oss til å komme fram til en entydig anbefalt løsning eller å gi en anbefaling om ansvar for flaskehalsbehandling bør delegeres eller ikke. Vi legger mest på håndtering av flaskehalsen i forbindelse med ulike driftssituasjoner, det vil si på kort sikt.

Problemet med flaskehalsen øker, men det gjør også muligheten til å håndtere dem

Det er grunn til å anta at driften av regional- og distribusjonsnettet blir mer kompleks i framtiden. Det gir seg utslag i et økt behov for flaskehalsbehandling på disse nettnivåene, og det er sannsynlig at det blir dyrere å bygge nett for å håndtere alle tenkelige driftssituasjoner enn det har vært historisk. Det skyldes blant annet utbygging av ny fornybar kraftproduksjon, herunder solceller, småskala vannkraft og vindkraft, som kobles til disse nettnivåene. Mange av de nye kraftverkene er ikke regulerbare utover at de kan kobles ut eller nedreguleres ved høy produksjon. En annen årsak er økt effektuttak i distribusjonsnettet, blant annet som følge av elektrifisering av personbiltransport.

Samtidig som det er økende utfordringer i systemdriften, får vi også flere muligheter til å håndtere flaskehalsen og finne samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativer til nettutbygging. Lagringsløsninger som batterier og hydrogen kan ventes å få økt utbredelse, og forbrukerne får økte muligheter til å respondere på prissignaler og andre styringssignaler gjennom AMS og digitalisering. AMS og digitalisering gir også netteierne tilgang på bedre data i sanntid, som er en nødvendig

betingelse for en effektiv flaskehalsbehandling på lavere nettnivåer. Videre kan det bygges inn mer fleksibilitet i fjernvarmesystemene, og det finnes også store mengder regulerbar vannkraft tilknyttet regionalnettet. I sum danner dette et system med et stort potensial for effektiv flaskehalsbehandling, gitt en hensiktsmessig ansvarsfordeling mellom aktørene og riktige virkemidler.

Samfunnsøkonomisk effektivitet krever at aktørene stilles overfor kostnadene ved flaskehals

Samfunnsøkonomisk betyr en flaskehals at det er en betalingsvilje for økt overføringskapasitet. Det finnes med andre ord en knapphetspris på kapasitet som det er nødvendig at nettkundene tilpasser seg (i et nett med gitt kapasitet). Det betyr også at det er en samfunnsøkonomisk kostnad ved flaskehals i form av økte produksjonskostnader (for eksempel på grunn av innestengt billig produksjon) eller tapt konsumentoverskudd (for eksempel på grunn av lavere forbruk).

En samfunnsøkonomisk effektiv behandling av flaskehals krever at de samlede systemkostnadene minimeres. Det krever at nettkundene med lavest betalingsvilje for overføring tilpasser seg gjennom opp- eller nedregulering sin produksjon eller sitt forbruk. På lang sikt må kostnadene påført aktørene (nettselskap og nettkunder) på grunn av flaskehals avveies mot kostnadene ved nettinvesteringer eller andre tiltak som kan avlaste flaskehalsene.

I diskusjonen om alternative virkemidler er det et sentralt kriterium at aktørene gis incentiver til å tilpasse seg slik at de samlede kostnadene ved behandling av flaskehals minimeres. Det innebærer at aktørene stilles overfor kostnadene når de har reell påvirkningsmulighet på flaskehalsene. Både nettselskaper, forbrukere og produsenter kan gis incentiver.

Rett til utkobling uten kostnader for nettselskapene gir risiko for feil behandling av flaskehals

En ordning som har vært diskutert for regional- og distribusjonsnettet er at nettselskapene gis rett til å beordre utkobling av produksjon og forbruk, eller generelt opp- eller nedregulering. Nettselskapene ser da ikke de samfunnsøkonomiske kostnadene ved knapphet eller kostnadene ved å bruke ulike fleksibilitetsressurser, med mindre det er snakk om utkobling av forbruk som medfører KILE-kostnader for nettselskapene. Videre er det bare de kundene som faktisk reguleres som ser kostnadene ved flaskehalsen. Det trenger ikke å være de billigste reguleringsobjektene, spesielt ikke dersom nettselskapene ikke ser noen kostnader ved reguleringen.

I tillegg er det betydelige utfordringer knyttet til nøytralitet der hvor nettselskapet er en del av et konsern med egen kraftproduksjon (eller for den saks skyld forbruk). Dersom det skal innføres systemansvarsvirkemidler i regional- og distribusjonsnettet, må det etableres incentiver for nettselskaper og/eller kunder for at de riktige tiltakene skal velges. Spørsmålet blir da hvordan kundene og nettselskapene hver for seg og i fellesskap kan få de riktige incentivene.

Flere mulige virkemidler som kan gi incentiver til effektiv flaskehalsbehandling

En teoretisk optimal løsning er at nettkundene stilles overfor knapphet på overføringskapasitet gjennom lokale markedspriser (nodepriser), som har prinsipielle likhetstrekk med behandlingen av flaskehals i engrosmarkedet gjennom prisområder. I praksis er det vanskelig å tenke seg at det etableres lokale markedspriser på lavere nettnivåer, i hvert fall med dagens teknologiske løsninger og markedsdesign, men det kan være en aktuell løsning på lengre sikt når digitaliseringen er fullført både i nettet og på kundesiden. Det er imidlertid flere andre alternativer som kan realiseres nå.

Når det gjelder nettselskapene, er én mulighet å utvide KILE-ordningen. KILE stiller nettselskapene overfor de estimerte samfunnsøkonomiske kostnadene ved å koble ut forbruk. Lignende ordninger kan prinsipielt tenkes for oppregulering av forbruk samt opp- eller nedregulering av produksjon. En annen mulighet er å inkludere systemdriftskostnader i inntektsrammegrunnlaget, det vil si utbetalinger fra nettselskapet i forbindelse med opp- eller nedregulering av forbruk og produksjon i henhold til markedsbaserte priser, jf. den økonomiske reguleringen av Statnett som systemansvarlig.

Blant de kunderrettede virkemidlene kan vi skille mellom to underkategorier:

- *Markedsbaserte virkemidler.* Her sikter vi til ordninger der det etableres prissignaler om kapasitetsknapphet i et marked. Områdepriser og lokale fleksibilitetsmarkeder er eksempler

på slike ordninger. Betalinger til markedsaktørene kan inngå som en del av inntektsrammegrunnet for også å gi nettselskapene incentiver.

- *Incentivbaserte virkemidler.* I denne kategorien plasserer vi nettselskapenes bruk av tariffer til å gi signaler om knapphet, herunder effekttariffer og rabattordninger som utkoblbart forbruk. Forskjellen fra markedsbaserte ordninger er at prissignalet fastsettes administrativt. For nettselskapene innebærer bruk av tariffer bare en omfordeling mellom nettkunder.

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de prinsipielle incentiveegenskapene til ulike virkemidler.

| Ser kostnadene ved flaskehalser? | | |
|--|--|--|
| Virkemiddel | Nettselskaper | Nettkunder |
| Administrative pålegg – dagens KILE-ordning | Nei, bare KILE ved nedregulering av forbruk | Ja, men bare kundene som reguleres, får ikke kompensasjon med mindre de har individuelle avtaler |
| Administrative pålegg – utvidet KILE-ordning | Ja, gitt utvidet KILE-ordning som dekker både produksjon og forbruk og opp- og nedregulering | Ja, men bare kundene som reguleres, kompensasjon avhengig av utforming av ordningen |
| Tariffer | Nei | Ja, men bare kundene som tilpasser seg får en gevinst gjennom lavere tariffkostnader |
| Lokale fleksibilitetsmarkeder (spesialregulering) | Ja, hvis betaling for regulering inngår i inntektsrammegrunnet | Ja, kundene som reguleres, men de får også kompensasjon |
| Bilaterale avtaler | Ja, hvis utbetalinger under avtalen inngår i inntektsrammegrunnet | Ja, men bare de som har avtale |

Oppsummering alle aktører: Mange mulige virkemidler for flaskehalshåndtering, alle har svakheter

At de riktige aktørene gis incentiver, er imidlertid ikke tilstrekkelig til at vi får de riktige løsningene. Vi må også sikre at incentivene blir riktige. Det er flere praktiske utfordringer som må håndteres. Det er uansett ikke ønskelig at nettselskapene gis rett til å beordre opp- og nedregulering uten at de samtidig påføres kostnader som må dekkes innenfor inntektsrammen, enten det skjer gjennom KILE og lignende ordninger for produksjon eller gjennom utbetalinger innenfor markedsbaserte ordninger. I tabellen nedenfor oppsummerer vi noen av de viktigste egenskapene ved de forskjellige modellene, som vi utdyper i det følgende.

| Modell | Incentiver for nettselskapene | | | Incentiver for nettkundene | |
|-------------------------------|---|--|---|---|---|
| | Utvidet KILE-ordning | Systemdriftskostnader i inntektsrammene | Tariffer | Bilaterale avtaler | Markedsordninger |
| Praktiske utfordringer | Vanskelig å fastsette riktige kostnader for forbruk. Lokal markedsrett kan gi muligheter for strategisk atferd fra kundene. | Effektive markeder vanskelige å etablere lokalt. Praktiske utfordringer ved mange små aktører. | Vanskelig å lage tariffer som treffer faktisk kapasitetsknapphet. | Transaksjonskostnader og forhandlinger. Finner ikke nødvendigvis de billigste kildene til fleksibilitet. Bør ideelt baseres på auksjoner. | Manglende likviditet og risiko for strategisk atferd. Nøytralitet også en mulig utfordring. |

Nettselskapene: Flere praktiske utfordringer med incentivordninger, men også mulige løsninger

Nettselskapene påføres en kostnad ved utkobling av forbruk gjennom KILE-ordningen i dag. Det er mulig å tenke seg en utvidet KILE-ordning som omfatter produksjon, både opp- og nedregulering, samt oppregulering av forbruk (for eksempel dreie seg om ulike lagringsteknologier eller fjernvarme som kan bytte mellom el og andre energibærere). Nettselskapet vil da få incentiv til å velge de billigste reguleringsobjektene, uavhengig av om de berørte kundene kompenseres direkte eller ikke. Effektiviteten i ordningen avhenger av hvorvidt kostnadene blir riktig fastsatt i ordningen.

En ulempe er at KILE-funksjonene gjenspeiler de gjennomsnittlige kostnadene ved utkobling av forbruk. De gjennomsnittlige kostnadene vil generelt avvike fra de marginale kostnadene ved å koble ut en begrenset andel av forbruket til en kunde. For eksempel kan forbruk til oppvarming eller lading av elbiler på marginen ha lav avsningsverdi. KILE gir da signaler om for høye samfunnsøkonomiske flaskehalskostnader. Det bør derfor ideelt sett etableres egne kostnadsfunksjoner for opp- og nedregulering av forbruk, noe som vil være administrativt krevende.

For produksjon er verdsettelsen av fleksibilitet i praksis enklere siden kostnadene ved opp- eller nedregulering henger sammen med kraftprisen og produksjonskostnader, som er vesentlig enklere å observere og måle på en objektiv måte enn endringer i konsumentoverskuddet. Det er likevel ikke uten videre enkelt å etablere de nødvendige kostnadsfunksjonene i praksis.

Dersom ordningen utformes som en direkte kompensasjonsordning (i motsetning til den eksisterende KILE-ordningen), kan nettkundene ha incentiver og muligheter til å skape flaskehals for å få kompensasjon. Muligheten til strategisk tilpasning gjelder generelt ved lokal markedsmakt, men kan også bli et problem ved forutsigbare flaskehals av en viss varighet, særlig for produksjon med reguleringsevne.

Nettselskapene: Kostnader ved markedsbaserte ordninger kan også gi gode incentiver

Nettselskapenes utbetalinger gjennom markedsbaserte ordninger kan defineres som systemdriftskostnader som inngår som en del av kostnadsgrunnlaget for inntektsrammene. Nettselskapene får da incentiver til å avveie kostnader ved bruk av fleksible ressurser kontra andre tiltak, herunder nettinvesteringer, noe som gir incentiv til å velge de billigste fleksible ressursene.

Inkludering av systemdriftskostnader i inntektsrammereguleringen er i prinsippet enklere enn en utvidet KILE-ordning fordi NVE ikke trenger å lage administrative regler for nivået på kompensasjonen. Systemdriftskostnadene er i stedet en funksjon av prisdannelsen i de lokale fleksibilitetsmarkedene. Effektiviteten i ordningen avhenger av det finnes velfungerende lokale markeder som gir en riktig pris ved regulering av produksjon og forbruk.

Nettkundene: Tariffer er neppe et effektivt virkemiddel som incentiv til flaskehalsbehandling

Tariffer vil gi prissignaler til nettkundene som kan være relevante i forbindelse med flaskehals. Det er imidlertid ikke samfunnsøkonomisk effektivt å bruke tariffer til flaskehalsbehandling med mindre tariffene fastsettes slik at de gir riktig dimensjonerte signaler om faktisk kapasitetsknapphet i plan- eller driftsfasen. Effekttariffer vil neppe være tilstrekkelig treffsikre til å løse flaskehalsproblemer i driften, men er bedre egnet til å gi langsiktige prissignaler om knapphet.

UKT-ordningen med rabatt på tariffen til fleksible kunder gir tilgang på fleksibilitet i faktiske knapphetssituasjoner, men det er fortsatt et prissignal som er fastsatt administrativt. Det er heller ikke noen garanti for at det er de riktige ressursene som er med på ordningen.

Nettkundene: Markedsbaserte virkemidler gir riktig incentiv, men det er mange praktiske utfordringer

Markedsbaserte virkemidler kan utformes på en rekke forskjellige måter. En mulighet er å bruke lokale bud i Statnetts regulerkraftmarked til å håndtere flaskehals også på lavere nettnivåer gjennom spesialregulering. Aktørene vil da få betalt differansen mellom spotpris og bud for opp- eller nedregulering, som i teorien vil gi et prissignal som tilsvarer den implisitte optimale lokale prisen ved nodeprising. Det er imidlertid ikke sannsynlig at dette vil gi tilstrekkelig tilgang på fleksible ressurser der behovet oppstår, på grunn av minimumskrav til budstørrelse og for grov geografisk oppløsning. Endringer i Statnetts produktdefinisjoner og bruk av aggregatorer kan redusere problemene, men det er likevel usikkert om det vil være tilstrekkelig volum på riktig sted.

Et annet moment er at eventuell lokal markedsmakt også kan utnyttes i forbindelse med spesialregulering. Det gjelder spesielt produsenter med reguleringsevne, noe som er relevant ved forutsigbare flaskehals i regionalnettet. En produsent med reguleringsevne i et overskuddsområde kan for eksempel få betalt for nedregulering ved å by inn en mengde produksjon som overstiger overføringskapasiteten og dermed få betalt for produksjonen flere ganger. Ved forutsette og varige

flaskehalsen kan aktørene få muligheter til å agere strategisk også i situasjoner der de ikke har markedsrett i utgangspunktet. Dette gjelder ikke bare ved bruk av bud fra Statnetts regulerkraftmarked, men også i lokale fleksibilitetsmarkeder som er designet ut fra de samme prinsippene. Her vil det imidlertid være forskjeller i incentiver og muligheter for strategisk atferd med hensyn til både reguleringsevne og størrelse om man ser på aktører i regional- eller distribusjonsnettet, samt det lokale tilbudet av reguleringsressurser.

Nettselskapene kan også kjøpe opsjoner på opp- eller nedregulering mot å betale en reservasjonspris, samt at de eventuelt betaler for aktivering ved knapphet. Slike kontrakter kan redusere risikoen for strategisk atferd i driftstimen fordi betalingen er fastlagt på forhånd, men det er fortsatt en risiko for at aktørene agerer strategisk for å skape en flaskehals. Lokal markedsrett kan også gi feil kontraktspriser. Dersom aktiveringsprisen bakes inn i reservasjonsprisen kan incentivene til å skape flaskehalsen reduseres, men risikoen for tilbyderne øker.

Bilaterale avtaler mellom nettselskaper og aktører med fleksibilitet er en annen mulighet. Disse kan designes slik at de gir minst mulig rom for strategisk tilpasning fra nettkundenes side. Samtidig stiller det krav til forhandlingsstyrke, informasjon og kompetanse hos nettselskapene. Dersom det er mange aktuelle leverandører av fleksibilitet i et område, vil det også være en risiko for at feil aktører velges ut. I det siste tilfellet vil det imidlertid også være bedre muligheter til å etablere generelle markedsordninger eller benytte auksjoner eller prekvalifisering som et supplerende virkemiddel. Aggregatører vil i denne sammenhengen kunne være viktige aktører for å sikre at det etableres et tilstrekkelig stort tilbud av lokal fleksibilitet. Samtidig reiser det nye spørsmål om risiko for strategisk atferd dersom det etableres lokale monopoler eller oligopoler for fleksibilitet.

Nettselskapenes nøytralitet kan være en utfordring ved samtlige markedsbaserte ordninger. Det skyldes at nettselskapet kan få informasjon om bud og reguleringskostnader hos aktører som er konkurrenter til produsenter i samme konsern som nettselskapet. Regelverket for selskapsmessig og funksjonelt skille vil trolig bidra til å redusere slike utfordringer, men vil neppe fjerne dem. Dette er imidlertid også et empirisk spørsmål knyttet til lokale eierforhold og hvorvidt det er den integrerte produksjonen som ligger bak de relevante flaskehalsene i regional- og distribusjonsnettet.

Virkemidler for flaskehalshåndtering har også konsekvenser for investeringsincentivene

Ulike virkemidler for flaskehalshåndtering har også langsiktige incentivvirkninger, både hos nettselskapene og nettkundene.

Hvis nettselskapene ikke har noen kostnader ved flaskehalshåndtering, enten gjennom en utvidet KILE-ordning eller ved at systemdriftskostnader inkluderes i inntektsrammen, vil de ha incentiver til å underinvestere i nettanlegg som fjerner flaskehalsen.

Administrative pålegg gir ikke direkte lokaliseringssincentiver for nettkundene, men forventninger om hyppige utkoblinger uten kompensasjon gjør det mindre attraktivt med lokalisering bak en flaskehals.

Markedsbaserte ordninger vil gi aktører bak en flaskehals kompensasjon dersom de må nedreguleres eller oppreguleres. Gitt at aktørene er pristakere og de får den riktige kompensasjonen, vil de i praksis tilpasse seg som om de får markedsprisen på kraft, uavhengig av lokalisering. Det kan gi suboptimale investeringsincentiver. Anta at en produsent vurderer å etablere seg i et overskuddsområde der det allerede er risiko for flaskehalsen i deler av året. I en idealmodell vil produsenten få en lavere pris enn den generelle markedsprisen og vil få svekket lønnsomhet av investeringen. Dersom produsenten i stedet får betalt for nedregulering, vil kraftverket i praksis tjene markedsprisen på hele produksjonen, inklusive den andelen som må nedreguleres. Krav om anleggsbidrag og andre tariffelementer, samt konsesjonsprosessen for etablering av ny produksjon, vil imidlertid bidra til å redusere feiltilpasningen i praksis.

SUMMARY

Network congestion at both regional and distribution network levels is expected to increase in future, but so too will the options to manage it effectively. The ultimate objective is congestion management that minimises socio-economic costs. This requires that network customers with the lowest willingness to pay for transfer capacity adjust their net withdrawals through up- or down-regulation and that the cost of these actions are passed on to the network companies. An expanded DSO role for the networks is one possible solution, but raises several regulatory issues. The most relevant instruments that could be used to support a DSO role are local flexibility markets, bilateral contracts and a revised KILE solution that includes production, consumption and up- and down-regulation. There are practical challenges involved with all of these instruments, including setting the right level of compensation in any revised KILE solution and dealing with the risks of local market power, low liquidity, strategic behaviour by network customers and discrimination in any market-based solution. The choice of instruments used for congestion management will also affect investment incentives.

Background and problem definition

Recent years have seen discussion of the role of DSOs and of a transfer of responsibility from Statnett to underlying network licensees. One area that may be suitable to transfer is responsibility for the relief of network congestion in the regional network through the use of flexible resources, along with delegated control of the associated instruments. The introduction of system operations activity at the regional and, possibly, distribution network levels raises several regulatory questions. Virtually all underlying network licensees above a given size are part of a vertically-integrated business. This creates a risk of discrimination that needs to be addressed. Furthermore, it is crucial that all actors in the power system strike the right balance between production, consumption and transmission capacity in the short and long term to keep network investment at the right level.

In this context, NVE asked THEMA to investigate the following issues:

What instruments could be used to manage congestion in the regional and distribution networks?

What incentives do the network companies have to manage network congestion in their own network through various means?

What incentives do producers and consumers behind transmission constraints have to offer up flexibility in the short and long term through various means?

The purpose of the analysis is to provide a foundation for NVE's further work on the development of the DSO role and to assess the possibility of delegating control of network management instruments to DSOs. We have therefore focussed on discussing the advantages and disadvantages of various alternatives. We have not sought to propose a definitive recommendation as to the appropriate solution or to recommend whether congestion management responsibility should be delegated. Instead, we focus on congestion management in different operational circumstances in the short term.

Congestion problems are worsening, but so too are the options to manage them

There is reason to believe that the operation of the regional and distribution networks will become more complex in the future. This is reflected in the increased need for congestion management at these network levels, and it is likely that it will be costlier to build network infrastructure capable of handling all conceivable operating conditions in the future. This is partly due to the development of new renewable generation capacity, including solar PV, small-scale hydro and wind, connected to the lower network tiers. Many of these generators cannot adjust their output beyond disconnecting

themselves, or regulating down excessive production. Another cause is increased power consumption within the distribution network, due in part to the electrification of car transport.

While there are increasing challenges associated with system operation, there are also additional opportunities to manage congestion and find net beneficial alternatives to network reinforcement. Storage solutions like batteries and hydrogen can be expected to become more widespread, and consumers will have greater opportunities to respond to price and other control signals through smart meters and digitalisation. Smart metering and digitalisation will also provide network owners with access to better real-time data, which is necessary for the effective management of congestion at lower network levels. In addition, greater flexibility can be built into district heating systems and there already exists substantial amounts of dispatchable hydropower capacity connected to the regional network. Overall, this provides for a system with significant potential for the effective management of network congestion, provided that there is an appropriate division of responsibilities between actors and that the right instruments are in place.

Socio-economic efficiency requires players to be faced with the costs of congestion

The presence of congestion implies that there is a willingness to pay for greater transmission capacity. In other words, there is a scarcity price for capacity to which network customers must respond (in a network with fixed capacity). It also implies that there is a socio-economic cost associated with congestion in the form of higher production costs (for example due to locked-in low-cost generation) or lower consumer surplus (for example due to reduced consumption).

The efficient management of network congestion requires the minimisation of total system costs. This requires that those customers with the lowest willingness to pay for transmission adjust their production or consumption through up- or down-regulation. In the long term, the costs of congestion to the affected actors (network companies and customers) needs to be weighed against the costs of network investment or other measures capable of relieving the congestion.

In the discussion of alternative instruments, a key assessment criterion is whether the incentives given to actors to adjust their production or consumption work to minimise the costs of congestion management. This requires that players are faced with the relevant costs and benefits of their actions when their actions influence congestion. Network companies, consumers and producers can all be given incentives.

A zero-cost right to disconnect poses a risk that congestion will be mishandled

One possibility that has been discussed for the regional and distribution networks is granting the network companies the right to order the disconnection of consumers or generators, or more generally to compel up- or down-regulation. Network companies would not then see the socio-economic costs associated with congestion or the costs associated with different sources of flexibility, unless disconnecting consumers entailed a KILE cost for the network companies. In addition, only those customers subject to network orders would see the costs associated with the congestion. These customers need not reflect the lowest cost source of flexibility, particularly as the network companies responsible for selecting the solution would not be exposed to the costs of their decision.

In addition, there are significant challenges related to the neutrality of the network where the network company is part of a group with its own generation assets (or for that matter consumption). If system management responsibility is to be introduced at the regional and distribution network level, incentives for network companies and / or customers will need to be established that ensure that the correct solutions are selected. The question therefore becomes how network customers and companies can, both individually and as a group, be given the right incentives.

Several possible means to provide incentives for efficient congestion management

A theoretically optimal solution is for grid customers to be faced with the shortage of transmission capacity through local market prices (nodal prices), similar to the handling of transmission bottlenecks in the wholesale market through the use of distinct price areas. In practice, it is difficult

to imagine that locational pricing would be used at lower network levels, at least with current technology and as part of the current market design, but this could become a relevant solution in the longer term following the digitalisation of both the network and the customer interface. There are however several other alternatives that could be realised now.

With regard to the grid companies, one option is to expand the KILE scheme. KILE exposes the network companies to the estimated socio-economic costs of disconnecting consumption. A similar approach could conceivably cover the upward regulation of consumption, and the up- or down-regulation of production. Another possibility is to include the operational costs incurred in the regulated revenue cap, i.e. by using the payments required of network companies for up- / down-regulation relative to market-based prices, cf. the economic regulation of Statnett as system operator.

Among the customer-oriented tools, we can distinguish between two sub-categories:

- *Market-based instruments.* Here, we focus on schemes that establish price signals reflecting the scarcity of capacity as part of a market. Area prices and local flexibility markets are examples of such schemes. Payments to market actors could be included within the network revenue cap regulation as a means of providing the network companies with appropriate incentives.
- *Incentive-based instruments.* This category covers the use of network tariffs to provide scarcity signals, including capacity-based tariffs and discounts such as those related to interruptible contracts. The differences from market-based schemes is that the price signals are set administratively. For network companies, the use of tariffs implies that any changes are limited to a redistribution of costs among grid customers.

In the table below, we summarise the incentive properties of various instruments.

| Instrument | Exposed to the costs of congestion? | |
|--|--|--|
| | Network companies | Network customers |
| Administrative order – current KILE scheme | No, only KILE related to the down-regulation of consumption | Yes, but only the customers subject to down-regulation, and only customers with individual KILE agreements are compensated |
| Administrative order – extended KILE scheme | Yes, given an extended KILE scheme that covers both production and consumption, and both up- and down-regulation | Yes, but only the customers subject to regulation. Compensation dependent on design of scheme. |
| Tariffs | No | Yes, but only the customers who adjust benefit from a lower tariff cost |
| Bilateral contracts | Yes, if payments under the contracts are included in the revenue cap | Yes, but only those with a contract |
| Local flexibility markets | Yes, if payments for flexibility services are included in revenue cap | Yes, for the customers who are activated. They also receive an income. |

Summary for all actors: Many possible instruments for congestion management, all of which have weaknesses

Providing incentives to the right actors is not sufficient to ensure the correct solutions. We also need to ensure that the incentives themselves are correct. There are several practical challenges that need to be addressed. Regardless, it is not desirable for network companies to be given the right to require up- or down-regulation unless they are also exposed to the resultant costs under their regulated revenue cap, whether it be through an extended KILE scheme for generation or through payments made as part of a market-based mechanism. In the table below, we summarise some of the most important features of the various models, which we discuss further below.

| Model | Incentives for network companies | | Incentives for network customers | | |
|-----------------------------|--|---|---|--|---|
| | <i>Extended KILE scheme</i> | <i>Operating costs within the revenue cap</i> | <i>Tariffs</i> | <i>Bilateral contracts</i> | <i>Market-based schemes</i> |
| Practical challenges | Difficult to set the right cost for consumption. Local market power may create opportunities for strategic behaviour by customers. | Effective markets difficult to establish locally. Practical challenge of involving many small actors. | Difficult to create tariffs that reflect actual scarcity value. | Transaction costs and negotiation. Doesn't necessarily include cheapest sources of flexibility. Ideally based on auctions. | Lack of liquidity and risk of strategic behaviour and discrimination. |

Network companies: Several practical challenges with incentive schemes, but also possible solutions

Network companies currently incur a cost when disconnecting consumption through the KILE scheme. It is possible to envisage similar arrangements for production, both for up- and down-regulation, as well as for the upward regulation of consumption (for example related to different storage technologies or district heating that can switch between electricity and other energy carriers). Under such arrangements, network companies would have an incentive to choose the cheapest solutions, regardless of whether the affected customers are compensated directly or not. The efficiency of the scheme depends on whether the costs imposed under the scheme are an accurate reflection of the affected parties' true costs.

One drawback is that the KILE calculations reflect the average cost of disconnecting a consumer. This average cost will generally not equal the marginal cost of constraining off a limited share of a customer's consumption. For example, demand for heating or for the charging of electric cars may have a relatively low marginal value associated with the lost load. Using KILE would then result in an excessively high estimate of the socio-economic costs of congestion. Separate cost calculations should ideally therefore be established for the upward or downward regulation of consumption, which will be administratively demanding.

For production, the valuation of flexibility is far easier since the costs of upward or downward regulation are related directly to the power price and the generator's production costs, which are far easier to observe and measure in an objective manner than changes in consumer surplus. Nevertheless, it is not trivial to establish the necessary cost functions in practice.

If the scheme is a direct compensation scheme (as opposed to the current KILE scheme), network customers may have incentives and opportunities to create congestion so as to trigger compensation. Strategic behaviour of this type would generally be possible where there are cases of local market power but could also become a problem where there are predictable bottlenecks of a known duration, especially where there are dispatchable generators capable of exploiting this information.

Network companies: Costs of market-based schemes can also provide appropriate incentives

Network companies' payments through market-based schemes could be defined as operating costs and included as part of the cost base within the revenue cap. Network companies would then be incentivised to weigh up the cost of using flexibility against possible alternatives, including network investment. They would also be encouraged, where relevant, to choose the cheapest sources of flexibility.

Including system operating costs in the revenue cap regulation is in principle simpler than developing an extended KILE scheme because it avoids the need for NVE to set appropriate rules governing the level of compensation. Instead, system operating costs would be a function of prices in the local flexibility market. The efficiency of the scheme depends on the existence of well-functioning local

markets that give the right price for the upward and downward regulation of production and consumption.

Network customers: Tariffs are unlikely to be an efficient means to manage congestion

The price signals that tariffs send to network consumers may relate to network congestion. However, it wouldn't be economically efficient to use tariffs for congestion management unless the tariffs were set such that they provided appropriately sized signals of the actual degree of capacity scarcity during planning or operations. Capacity tariffs are unlikely to be sufficiently accurate to enable congestion management on an operational timescale and are better suited to providing long-term signals about the level of scarcity.

The UKT scheme with discounted tariffs for flexible customers provides flexibility in the event of insufficient network capacity, but still relies on a price signal that is set administratively. There is also no guarantee that the right sources are included within the scheme.

Network customers: Market-based instruments provide the right incentives, but pose several practical challenges

Market-based instruments can be designed in several different ways. One possibility would be to redispatch plants to manage congestion at lower network levels using local bids submitted as part of Statnett's balancing market. The actors would then be paid the difference between the spot price and their bid for up- or down-regulation. This would, in theory, provide a price signal equivalent to the optimal locational marginal price under a system of nodal pricing. However, this is unlikely to provide sufficient access to flexible resources when the need arises, owing to the minimum bid size requirement and the insufficiently precise locational detail of bids. Changes to Statnett's product definitions and the use of aggregators might alleviate these problems but would not guarantee the availability of sufficient volumes in the right places.

Another issue is local market power could be exploited as part of the redispatch process. This is especially relevant for dispatchable generators located behind predictable congestion constraints within the regional network. A generator with flexible capacity in a surplus area could, for example, be paid for down-regulation by opting to sell production that exceeds available transmission and thereby arrange to be paid several times for the same capacity. With predictable and persistent constraints, market actors would also be able to act strategically in situations in which they have no market power individually. This applies not only to bids in Statnett's regulating power market, but also to local flexibility markets designed according to the same principles. There will however be differences in the incentives and opportunities for strategic behaviour. These differences depend on the nature and size of the actor's flexibility and the local supply of flexibility more generally.

The network companies can also arrange to buy options for up- or down-regulation by paying a reservation price and possibly also an activation fee. Such contracts can reduce the risk of strategic behaviour, but there remains a risk that market actors behave strategically to manufacture congestion. Local market power could also result in inappropriate contract prices. If the cost of activation is included in the reservation price, the incentives for creating congestion are reduced, but the risks facing the suppliers of flexibility increase.

Bilateral contracts between network companies and flexibility providers are another option. These agreements can be designed to minimise the scope for strategic behaviour by flexibility providers. However, they require bargaining power, information and the relevant competencies on the part of the network companies. If there are many potential providers in an area, there is also a risk that the wrong providers are chosen; although this would also make it easier to employ general market models, auctions or prequalification as supplementary tools. Additional issues regarding strategic behaviour will arise however in the event that these contracts establish local monopolies or oligopolies for the provision of flexibility.

The neutrality of network companies may be a challenge for all of the market-based models. This is because the network company will receive information on the bids and flexibility costs of providers that compete with generators that are a part of the same corporate group as the network company.

While unbundling requirements are likely to reduce such problems, it is probably not possible to eliminate them entirely. This is ultimately an empirical question related to local ownership structures and whether the integrated generation lies behind the relevant network constraints.

Congestion management tools also impact investment incentives

These various congestion management tools also affect long-term incentives, both for the network companies and their customers.

If the network companies do not see any costs of congestion management, either through KILE or by including their system operation costs in the revenue cap, they will not be sufficiently incentivised to invest in network assets to alleviate congestion.

Administrative orders do not give direct locational signals to customers, but an expected high frequency of regulation without compensation would make it less attractive to invest behind a network constraint. Market-based schemes will give market actors behind a constraint compensation if they are regulated up or down. Assuming that these actors are price takers and are given the correct level of compensation, they will behave exactly as if they received the market price of electricity regardless of their specific location. This can result in suboptimal investment incentives. Imagine a generator considering an investment in a surplus area that is already subject to the risk of congestion during parts of the year. Under an ideal market model, the generator would receive a lower price on average than the general market price and be less profitable as a result. If the generator is instead fully compensated for any down-regulation, it will be able to earn the general market price on its entire production capacity, including that part which is constrained off. Connection charges and other tariffs, as well as the licensing process for new generation, will however reduce the risk of such inappropriate investments being realised in practice.

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Statnett har som systemansvarlig det overordnede ansvaret for driften av kraftsystemet. Rammeverket for Statnetts utøvelse av systemansvaret er gitt gjennom forskrift om systemansvar. Statnetts virkemidler omfatter blant annet retten til å pålegge produsenter å endre sin produksjon. Av den grunn er Statnett organisert som et eget selskap som er eiermessig atskilt fra produksjonsinteresser.

I de senere årene har det utviklet seg en diskusjon om DSO-rollen i kjølvannet av blant annet endringer i EUs regelverk og innføringen av en ny paragraf i energiloven om koordinering i distribusjonsnett, samt anbefalingene fra Ekspertgruppen for et bedre organisert strømmnett i 2014. Det foregår flere prosjekter i regi av blant annet Statnett, Energi Norge og enkeltstående nettselskaper. Et særlig aktuelt spørsmål er hvorvidt deler av Statnetts ansvar og oppgaver bør overføres til underliggende nettkonsesjonærer. Et av de mest aktuelle ansvarene å overføre er håndtering av flaskehals i eget nett ved bruk av fleksible ressurser, med tilhørende virkemiddelbruk. Ansvaret kan omfatte både regionalnettet og distribusjonsnett.

Innføring av systemansvarsvirkemidler i regional- og eventuelt distribusjonsnett reiser flere regulatoriske spørsmål, både knyttet til selve virkemiddelutformingen og det faktum at de aller fleste underliggende nettkonsesjonærer av en viss størrelse er del av vertikalt integrerte konsern eller har produksjon på eiersiden. NVE peker på at disse underliggende konsesjonærene i dag håndterer flaskehals i eget nett gjennom produksjon i eget konsern, ofte uten kompensasjon. I prinsippet vil også andre produsenter og forbrukere kunne bidra med reguleringsressurser eller fleksibilitet som kan løse flaskehalsproblemer. Dersom nettselskapene skal benytte virkemidler for å håndtere flaskehals er det avgjørende at de opptrer på en nøytral måte. Både nettselskap og vertikalt integrert kraftprodusent må altså ha incentiver til å opptre samfunnsmessig rasjonelt.

Overføring av ansvar for flaskehals håndtering kan bidra til en mer effektiv systemdrift, og kan også redusere behovet for nettinvesteringer. Det er derfor viktig å finne gode løsninger for utnyttelse av fleksibiliteten i underliggende nett. En videre overføring av formelt ansvar til underliggende konsesjonærer og en samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av fleksibiliteten i underliggende nett krever likebehandling og nøytralitet fra nettselskapenes side. Videre er det avgjørende at produsenter og forbrukere har incentiver til å tilby fleksibilitet til en samfunnsøkonomisk riktig pris, slik at alle aktører i kraftsystemet gjør de riktige avveiningene mellom produksjon, forbruk og overføring på kort og lang sikt.

På denne bakgrunnen har NVE bedt THEMA om å utrede følgende problemstillinger:

Hvilke virkemidler kan brukes for å håndtere flaskehals i regional- og distribusjonsnett?

Hvilke incentiver har nettselskapene til å håndtere flaskehals i eget nett ved ulike virkemidler?

Hvilke incentiver har produsenter og forbrukere bak en flaskehals til å tilby fleksibilitet på kort og lang sikt ved ulike virkemidler?

Formålet med analysen er å gi et kunnskapsgrunnlag for NVEs videre arbeid med utviklingen av DSO-rollen og mulighetene for å delegerer virkemiddelbruk. Vi har derfor lagt vekt på å drøfte fordeler og ulemper ved ulike alternativer og har ikke hatt som mål å komme fram til en entydig anbefalt løsning. Vi drøfter heller ikke om det er samfunnsøkonomisk effektivt at DSO'er gis et ansvar for håndtering av flaskehals på lavere nettnivåer, men sett på hvilke forutsetninger som må være oppfylt for at det skal være hensiktsmessig og hvilke virkemidler som er særlig aktuelle å bruke.

Vi legger mest vekt på å drøfte problemstillingen innenfor rammen av et statisk nett med en gitt kapasitet og en gitt mengde produksjon og forbruk. Det vil si at vi legger mest vekt på håndtering av flaskehals i forbindelse med ulike driftssituasjoner. Videre legger vi mest vekt på å se behovet for fleksible ressurser ut fra et DSO-perspektiv, hvilket innebærer at vi hovedsakelig drøfter hvordan DSO'er skal håndtere flaskehals i eget nett ved hjelp av lokale fleksible ressurser. Vi kommer

imidlertid også inn på implikasjonene for investeringsincentiver og langsiktig utvikling og utnyttelse av nettet.

1.2 Om rapporten

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra NVE, og har følgende innhold:

- I kapittel 2 beskriver vi hva som kjennetegner flaskehalsen i nettet og hvordan flaskehalsen håndteres innenfor dagens regulering og markedsdesign i Norge. Her omtaler vi både transmisjonsnettet og lavere nettnivåer.
- I kapittel 3 definerer vi kriteriene for samfunnsøkonomisk effektiv flaskehalsbehandling med utgangspunkt i et sett av eksempler med ulike flaskehalsituasjoner og stiliserte lokale markedsforhold.
- I kapittel 4 drøfter vi virkemidler for flaskehalsbehandling i regional- og distribusjonsnettet som gir incentiver til nettselskapene.
- I kapittel 5 ser vi på incentivene til produsenter og forbrukere ved ulike typer markedsbaserte virkemidler og tariffier.
- I kapittel 6 drøfter vi kort implikasjonene av ulike metoder for flaskehalsbehandling for de langsiktige incentivene til nettinvesteringer og investeringer i produksjon og forbruk.

Supplerende stoff er plassert i vedlegg.

2 FLASKEHALSER OG FLASKEHALSHÅNDTERING I DET NORSKE NETTET

I dette kapitlet beskriver vi hva som kjennetegner flaskehalser i nettet på ulike nivåer og hvordan ulike typer kraftproduksjon og -forbruk kan avhjelpe flaskehalser. Deretter beskriver vi virkemidlene som er tilgjengelige for Statnett og andre nettselskaper og gir eksempler på konkrete flaskehalsproblemer i dagens norske nett.

I første omgang ser vi på drift i et statisk nett, altså tar vi investerings- og tilknytningsregimet for gitt.

2.1 Situasjoner hvor nettselskapene kan få bruk for reguleringsressurser

En flaskehals oppstår når nettets overføringskapasitet ikke er tilstrekkelig for å dekke etterspørselen. Vi har to hovedkategorier av flaskehalser:

- *Overskuddsområde.* Ønsket produksjon i et område overstiger forbruk og eksportkapasitet. Flaskehalsen håndteres ved redusert produksjon eller økt forbruk.
- *Underskuddsområde.* Ønsket forbruk i et område overstiger produksjon og importkapasitet. Flaskehalsen løses ved redusert forbruk eller økt produksjon.

I tillegg til opp- og nedregulering kan en flaskehals avlastes på lang sikt ved å bygge ut nettet. Ulike lagringsløsninger kan også bidra til å håndtere en flaskehals. Lagringsløsninger inkluderer både batterier og lagring av energi som for eksempel hydrogen eller varmt vann.

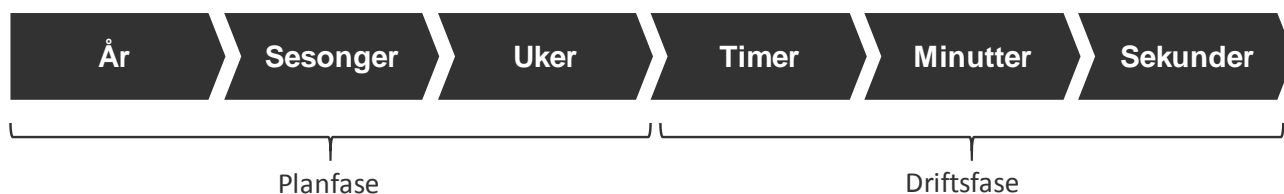
Både flaskehalsene og de fleksible ressursene som skal håndtere flaskehalsene har varierende egenskaper. Det er derfor avgjørende å bruke riktig fleksibel ressurs i den gitte situasjonen.

Flaskehalsens egenskaper vil ha betydning for hvordan den bør håndteres. Flaskehalser kan være planlagt eller uforutsett. En planlagt driftsstans kan oppstå som følge av revisjoner av linjer og trafoer. Driftsforstyrrelser, for eksempel hendelser som medfører at komponenter i nettet faller ut, kan skape en uforutsett flaskehals. Videre kan flaskehalser være varige eller forbigående, og oppstå som en engangshendelse eller med gjentakende intervaller. En forutsett og varig/gjentakende flaskehals må dermed gjerne håndteres på en annen måte enn en forutsett flaskehals som er et engangstilfelle.

For å håndtere flaskehalser må fleksibilitetsressursene være tilgjengelige for nettselskapene. Her trengs det virkemidler. Dersom flere virkemidler benyttes, er det viktig å se på samspillet mellom de ulike virkemidlene.

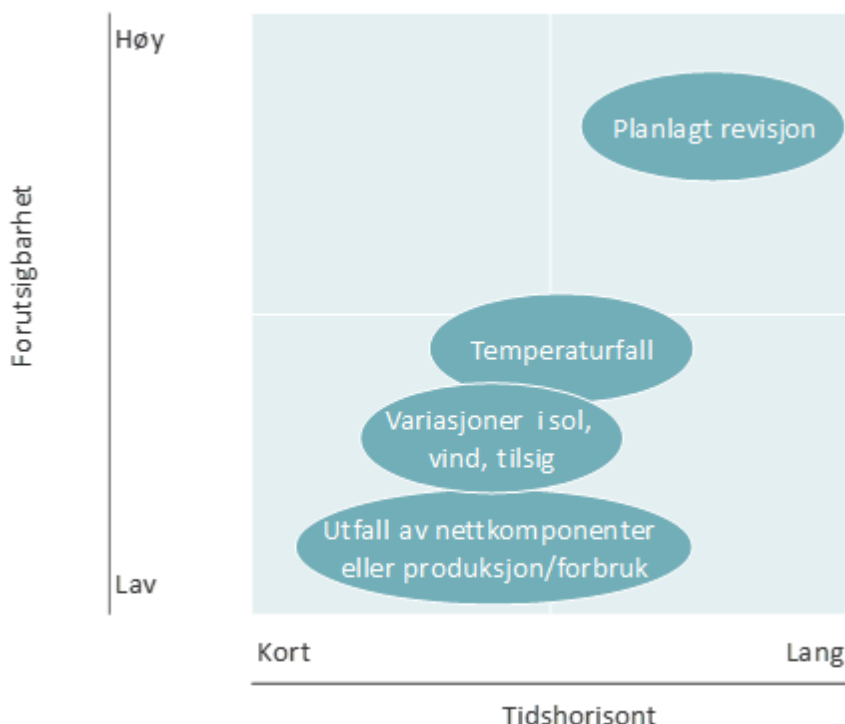
For å håndtere flaskehalser på en optimal måte er det sentralt å ha en helhetlig tilnærming fra planleggingsfasen fram til driftstimen. Ved å sikre tilgang på tilstrekkelige ressurser i planfasen kan både forutsette og uforutsette flaskehalser håndteres på en kostnadseffektiv måte, jf. figuren nedenfor.

Figur 1: Tidshorisont for flaskehalsbehandling



På lang sikt må investeringer vurderes. Noen flaskehalser kan håndteres ved bruk av fleksible ressurser. Hva som betegnes som optimal håndtering av flaskehalser kan endres, f.eks. som følge av mulighetene som digitalisering av kraftsystemet gir. For å kunne vurdere hva som vil være den optimale håndteringen kreves riktig kompetanse og ressurser. Hva riktig kompetanse og ressurser er vil også kunne endres over tid, og også her er digitalisering sentralt.

I figuren nedenfor oppsummerer vi forskjellige typer flaskehalser ut fra varighet, forutsigbarhet og typiske årsaker.

Figur 2: Kategorier av flaskehals og typiske årsaker

2.2 Fleksible ressurser har ulike egenskaper

I et nett med gitt kapasitet må flaskehals håndteres gjennom fleksible ressurser, enten fra produksjon eller forbruk. For å forstå hva slike ressurser kan bidra med er det viktig å ha kunnskap om ressursenes egenskaper. Tabellen nedenfor gir en oversikt over mulige løsninger på flaskehalsproblemer på et overordnet nivå. Vannkraft med reguleringsevne, termisk kraftproduksjon, batterier og fjernvarmeanlegg med muligheten til å bytte mellom el og andre energibærere er eksempler på teknologier som kan løse flere typer flaskehalsproblemer. Forbruk i alminnelig forsyning og industri er mest egnet til å håndtere underskuddssituasjoner, mens uregulerbar kraftproduksjon (uten batterier eller andre former for lagring) bare kan bidra til å løse overskuddssituasjoner.

Tabell 1: Egenskaper ved ulike typer produksjon og forbruk

| | Produksjon | Forbruk |
|---|---|--|
| Underskuddsområde -Oppregulering av produksjon -Nedregulering av forbruk | Vannkraft med reguleringsevne Termisk kraftproduksjon | Alminnelig forsyning Industri Fjernvarme med el Batterier |
| Overskuddsområde -Nedregulering av produksjon -Oppregulering av forbruk | Vannkraft med reguleringsevne Termisk kraftproduksjon Elvekraft Vindkraft Solceller | Fjernvarme med el Batterier |

Hva som er best egnet i den konkrete situasjonen, avhenger av de tekniske egenskapene til de ulike fleksible ressursene. Relevante egenskaper til fleksible ressurser kan oppsummeres i følgende:

- *Rampinghastighet.* Ramping handler om hvor raskt ressursen kan aktiveres og bidra på ønsket måte i systemet. En uforutsett hendelse vil kreve mye raskere rampingtid enn planlagte hendelser.
- *Hyppighet.* Fleksible ressurser vil kreve ulik grad av «hviletid» mellom hver aktivering, som har betydning for hvor ofte ressursene kan levere.

- *Effektleveranse.* Hvor stor effekt utgjør aktiveringen?
- *Energileveranse.* Energileveransen handler om varigheten av aktiveringen til gitt effekt.
- *Lokalisering.* For balansering av frekvens er ikke lokalisering av fleksibilitetsressursen viktig, mens dette er avgjørende for flaskehalshåndtering.

Kostnadene ved utnyttelse av de fleksible ressursene varierer mellom teknologier og type regulering:

- For regulerbar vannkraft er kostnaden knyttet til alternativverdien av å produsere kraft på et annet tidspunkt. Det gjelder både ved opp- og nedregulering. Denne kostnaden kan være svært lav dersom prisvariasjonene er små. Batterier vil ha lignende kostnadsegenskaper.
- For termisk kraftproduksjon og ikke-regulerbar kraftproduksjon vil kostnaden ved nedregulering være lik det tapte dekningsbidraget ved ikke å produsere. Termisk kraftproduksjon vil ha en kostnad ved oppregulering som er relatert til start- og stoppkostnadene i det aktuelle kraftverket og eventuelle negative dekningsbidrag som følge av at marginkostnaden er høyere enn markedsprisen på kraft.
- For forbruk i alminnelig forsyning er kostnaden ved nedregulering knyttet til avsavnsverdien ved at hele eller deler av forbruket nedreguleres. Kortvarige begrensninger i forbruket til oppvarming eller lading av elbiler kan være relativt billig. Elspesifikt forbruk, eksempelvis knyttet til drift av datautstyr og elektronisk kommunikasjon, vil derimot være vesentlig dyrere pr. enhet effekt eller energi. Kostnaden kan også avhenge av årstid og tid på døgnet. Kostnadsfunksjonene i KILE-ordningen gir et bilde av hva slags avsavnsverdier det kan være snakk om, men det er viktig å være klar over at dette er gjennomsnittsverdier og ikke nødvendigvis noe godt estimat på de marginale avsavnsverdiene ved at deler av forbruket kuttet.
- Industriforbruk har også varierende kostnader avhengig av produksjonsprosess og hvorvidt det er snakk om utkobling av hele eller deler av virksomheten.
- For fjernvarme som kan bytte mellom el og andre energibærere vil forholdet mellom kraftpris (og nettarrifer) og andre energipriser være en viktig faktor. Avhengig av hva som er den supplerende energibæreren kan det også være snakk om start- og stoppkostnader.

I alle tilfeller kan også skade eller økt slitasje på utstyr som reguleres være en kostnadsdrivende faktor.

2.3 Behov for flaskehalshåndtering på lavere nettnivåer

Det norske kraftmarkedet er i dag delt inn i fem budområder. Prisforskjeller mellom områdene skyldes begrensninger i overføringsnettet, dermed reflekterer prisen denne knappheten. Hvert område består imidlertid av flere noder. Budområdene tar ikke hensyn til de fysiske begrensningene innad i områdene, som for eksempel ved en flaskehals.

Det oppstår imidlertid også flaskehals i distribusjons- og regionalnettet, hvor de regionale og lokale nettselskapene er konsesjonærer. Disse løses enten av nettselskapene selv eller ved hjelp av Statnetts spesialregulering. NVE har i sitt arbeid fått innspill om flere tilfeller hvor nettselskapene i dag må håndtere flaskehals i regional- eller distribusjonsnettet. Energi Norge (2018) inneholder konkrete innspill fra nettselskaper vedrørende behov og mulige løsninger med hensyn til flaskehalshåndtering. I det følgende beskriver vi noen typiske flaskehalssituasjoner med utgangspunkt i Energi Norge og NVEs arbeid.

2.3.1 Generelt om håndtering av flaskehals på lavere nettnivåer

Ifølge nettselskapene selv håndteres flaskehals i distribusjonsnettet manuelt og løsningen er personavhengig. Driften skjer via mannskap ute i nettet ved at man kobler om manuelt. Nettselskapene planlegger driften per uke, og følger denne planen med mindre det skjer noe spesielt, som for eksempel varsel om uvær.

Noen nettselskaper inngår i vertikalt integrerte konsern med kraftproduksjon. Flaskehals-håndteringen er ulik avhengig av om nettselskapet er vertikalt integrert eller ikke. Nettselskaper som er vertikalt integrert gjør generelt mer selv, det vil si uten å kontakte Statnett. Disse har mulighet til å benytte produksjon i eget konsern til å håndtere flaskehals. Slik innsats kompenseres som regel ikke.

Å håndtere flaskehals ved hjelp av vertikalt integrert kraftproduksjon er mulig fordi man ofte har felles driftssentral med kraftproduksjon. Dette skaper nøytralitetsutfordringer. Selskapsmessig og funksjonelt skille kan hjelpe på disse nøytralitetsutfordringene, men på den andre siden vil det gjøre det vanskeligere å utnytte kraftproduksjon i samme konsern.

Nettselskap som ikke er vertikalt integrert har i praksis få muligheter til å håndtere flaskehals selv, og må støtte seg på Statnetts assistanse. Uten noen egen kraftproduksjon har de ikke innsyn i noen aktørers produksjonsplaner, mens Statnett har full oversikt i hvert fall i transmisjonsnettet.

Nettselskapene har varierende grad av kunnskap og ressurser, og de har varierende grad av bemanning på sine driftssentraler. Noen nettselskap argumenterer derfor for at det burde kreves en viss størrelse og kompetanse for å innta en DSO-rolle, hvor lokalt systemansvar kan tenkes å inngå. Et av argumentene for at systemansvaret i distribusjons- og regionalnettet skal overføres til nettselskapene er at Statnetts lands- og regionsentraler mangler lokal kunnskap. Den lokale kunnskapen er det nettselskapene som sitter på. Nettselskapene legger derfor inn meldinger om de lokale forholdene til Statnett.

2.3.2 Eksempler på konkrete flaskehalsproblemer i dag

Økt produksjon i ikke-regulerbare kraftverk

I områder med mye uregulerbar produksjon kan det oppstå flaskehals i perioder med høy produksjon og eventuelt også lavt forbruk. Flaskehals grunnet høy produksjon oppstår gjerne som følge av økt produksjon i vindparker ved kraftig vind eller i elvekraftverk ved høy snøsmelting. Problemene kan oppstå både ved driftsforstyrrelser og i forbindelse med planlagt arbeid. I slike situasjoner vil det være nødvendig å nedregulere produksjonen. Økt forbruk er vanskelig å se for seg som en aktuell løsning gitt dagens forbrukssammensetning (økt utbredelse av batterier kan endre bildet på lengre sikt).

Problemene oppstår gjerne langt nede i nettet (22 kV) hvor Statnett normalt sett ikke opererer eller har oversikt over produksjonsressurser og drift. Nettselskapene har sjelden tilgang til produksjonsplaner til for eksempel vindkraftverk. I en uforutsett flaskehalsituasjon kan det å kontakte Statnett for å få dem til å ordne problemet ta for lang tid. I stedet kan det lokale nettselskapet bli nødt til å kontakte kraftverkseiere pr. telefon for å be om regulering av produksjonen slik at overføringsgrensene overholdes.

Noen nettselskaper uttrykker at selv om de har begrensede muligheter til å håndtere problemet er det de som får en kostnad i form av KILE-kostnader når forbruk må kobles ut. Derfor foreslår enkelte nettselskaper at de bør få tilgang til produksjonsplaner og rett til å beordre regulering av produksjon og/eller forbruk. Installasjon av systemvern er et annet tiltak som nevnes, noe som bare Statnett kan fatte vedtak om med dagens regler.

Manglende evne til å levere nok effekt til forbruk

I andre situasjoner kan nettselskapene oppleve at de ikke greier å levere nok effekt i områder med underskudd på kraft med begrenset eller liten tilgang til lokal produksjon. Effektknappheten kan være svært kortvarig, gjerne noen få timer i året med særlig høyt forbruk. For eksempel finnes det hyttefelt der det er effektknapphet hver påskeaften. I andre tilfeller kan det være driftsforstyrrelser eller planlagt arbeid som skaper flaskehals. Uansett vil nettinvesteringer være et dyrt tiltak for å håndtere knappheten.

Effekttariffer kan i teorien hjelpe, men sannsynligvis er ikke etterspørselen elastisk nok til at det løser problemet. Effekttariffer vil også gi incentiver når det ikke er effektproblemer, som kan føre til

underutnyttelse av nettet. Også i disse situasjonene etterspørres det muligheter for nettselskapene til å be om produksjonstilpasning eller installere systemvern for å håndtere flaskehalsene som oppstår.

2.4 Virkemidler som benyttes for å håndtere flaskehalsen i dag

Nedenfor beskriver vi virkemidlene som brukes for å håndtere flaskehalsen i det norske nettet i dag, både i transmisjonsnettet og på lavere nettnivåer. I første omgang beskriver vi virkemidlene overordnet. I kapittel 4 og 5 vil vi vurdere virkemidlene i detalj.

2.4.1 Administrative pålegg

Statnett har gjennom systemansvarforskriften myndighet til å gjennomføre tvangsmessig utkobling av forbruk ved effektknapphet. Systemansvarlig kan også pålegge konsesjonæren å tilpasse sine produksjonsplaner til eventuelle begrensninger som har oppstått i overføringsnettet på grunn av revisjoner eller driftsforstyrrelser (produksjonstilpasning).

Statnett kan også kreve installasjon og drift av systemvern, det vil si utstyr for automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet.

Statnetts virkemiddelbruk gjennom enkeltvedtak er i utgangspunktet underlagt forvaltningsloven og offentleglova, men det gjelder unntaksvilkår for systemkritiske vedtak (som blant annet kan omfatte visse typer bruk av systemvern og tvangsmessig utkobling av forbruk).

Statnett påføres kostnader ved virkemidlene (med unntak av produksjonstilpasning), enten gjennom direkte kompensasjon til de berørte produsentene eller forbrukerne eller indirekte via KILE-ordningen.

Nettselskaper på lavere nivåer har mulighet til å koble ut kunder gjennom vilkårene i kundenes tilkynningsavtaler. Det vil typisk gjelde situasjoner der kundens anlegg skaper forstyrrelser i nettet, ved vedlikehold, feilsøking og feilretting og utvidelser eller ombygging av nettet. Noen relevante flaskehalsituasjoner kan tenkes å bli omfattet av slike bestemmelser. Nettselskapene påføres kostnader i den grad det er snakk om utkobling av forbruk som medfører KILE-ansvar.

2.4.2 Bilaterale avtaler

Systemansvarlig kan inngå bilaterale avtaler, vanligvis med produksjon, men også forbruk er aktuelt. Dersom en flaskehals oppstår har parten med den fleksible ressursen forpliktet seg til å bidra. Systemansvarlig må nødvendigvis kompensere for dette. Avtalen kan være mer eller mindre langsiktig, og kontraktens utforming vil være sentral for å sikre riktige incentiver for begge parter.

2.4.3 Egne markedsløsninger

Som systemansvarlig er Statnett ansvar for å håndtere flaskehalsen i regional- og sentralnettet. Statnett benytter både markedsdesign og virkemidler innad i markedet for å håndtere flaskehalsen. Statnett fastsetter budområder for å håndtere store og langvarige flaskehalsen i regional- og sentralnettet. Separate elspotområder skal settes ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område. Resterende flaskehalsen håndteres via regulerkraftmarkedet (mFRR aktiveringsmarked). I dag benyttes spesialregulering med ressurser fra regulerkraftmarkedet til flaskehalsbehandling. Aktivering av bud til håndtering av flaskehalsen internt i et budområde kalles *spesialregulering* eller *motkjøp*, og her settes en *pay-as-bid*-pris, altså aktiveres hvert bud til prisen som ble gitt i budet.

Statnett benytter mFRR kapasitets- og aktiveringsmarked for å håndtere flaskehalsen. mFRR kapasitetsmarkedet eller regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) er et opsjonsmarked (sesong- og ukesprodukter) der aktører kompenseres for å garantere at de vil by inn ressurser i mFRR aktiveringsmarkedet.

Det er også mulig å tenke seg lokale fleksibilitetsmarkeder i regional- og distribusjonsnettet, selv om slike ikke finnes i praksis i Norge i dag. THEMA (2015) inneholder en diskusjon av slike markeder og oppsummerer internasjonale erfaringer.

2.4.4 Tariffutforming

Effekttariffer kan gi incentiver til forbrukerne om å fordele strømforbruket sitt over tid. Effekttariffer kan utformes på forskjellige måter, hvor f.eks. det blir dyrere for forbrukeren å bruke mye strøm på en gang eller på spesifikke tidspunkt i løpet av en dag. Avhengig av utformingen kan derfor effekttariffer bidra til å redusere eller fjerne flaskehals. Dagens effekttariffer for store forbrukere i distribusjonsnettet har ingen direkte kobling til faktiske flaskehals situasjoner.

Forbrukere kan oppnå lavere nettleie med utkoblbar tariff (UKT-avtale). Med en slik avtale går de med på at nettselskapet (eventuelt systemansvarlig) kan koble dem ut. Tariff rabatten vil typisk variere med varslingstid og varighet av utkoblingen.

2.4.5 Incentiver i dagens regulering av nettselskapene

Dagens regulering av nettselskapene inneholder elementer som kan påvirke nettselskapenes håndtering av flaskehals. Særlig viktig i denne sammenhengen er KILE-ordningen, som påfører nettselskapene kostnader ved utkobling eller nedregulering av forbruk. KILE-kostnadene er basert på den estimerte betalingsviljen til forbrukerne av strøm. KILE-kostnadene gir incentiver til å unngå ikke-levert energi til sluttbrukere generelt og til å velge kundene med de laveste KILE-kostnadene dersom utkobling ikke kan unngås. Det finnes ikke noen tilsvarende ordning overfor produsenter, og det er derfor heller ingen incentiver for nettselskapene til å unngå utkobling av produksjon (med unntak av produksjon i samme konsern).

Det planlegges også endringer i reguleringen som kan endre incentivene fra slik de er i dag.

- *Investeringer vs. drift.* Dagens regulering av nettselskapene har elementer som favoriserer investeringer over drift. Det skyldes bruken av outputvariabler i DEA-modellene som er knyttet til at det bygges fysiske nettanlegg. En investering som gir økt output og samtidig reduserer en flaskehals, vil da være mer lønnsomt enn et driftstiltak som er like dyrt og som har samme effekt på flaskehalsen. I tillegg kommer ordningen med at kalibreringstillegget i kostnadsnormen fordeles ut fra selskapenes kapitalgrunnlag. Da blir det bedriftsøkonomisk mer gunstig å velge investeringer framfor driftstiltak fordi det gir en høyere andel av kalibreringspotten, alt annet likt. Slik favorisering kan gi incentiver til ineffektiv håndtering av flaskehals og overinvesteringer i nett (THEMA, 2016). NVE vurderer å gjøre endringer som vil redusere eller fjerne denne favoriseringen.¹
- *Svakere bånd til produksjon.* Reguleringen innrettes mot å svekke båndene mellom nettselskapene og vertikalt integrerte deler, som kraftprodusenter og kraftleverandører. Det kan redusere nøytralitetsutfordringene, men kan også redusere nettselskapenes handlingsrom til å håndtere flaskehals.

2.5 Oppsummering

Det er grunn til å anta at driften av regional- og distribusjonsnettet blir mer kompleks i framtiden og at behovet for flaskehals håndtering på disse nettnivåene vil øke. Det skyldes blant annet utbygging av ny fornybar kraftproduksjon, herunder solceller, småskala vannkraft og vindkraft, som kobles til disse nettnivåene. Mange av de nye kraftverkene er ikke regulerbare utover at de kan kobles ut eller nedreguleres ved for høy produksjon. En annen driver er økt effektuttak i distribusjonsnettet, blant annet som følge av elektrifisering av personbiltransport. I tillegg til behovene i regional- og distribusjonsnettet er også Statnett i økende grad interessert i å benytte fleksible ressurser i andre konsesjonærers nett til å håndtere flaskehals i transmisjonsnettet.

¹ <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201840696/2556115>

Samtidig som det er økende utfordringer i systemdriften, får vi også nye løsningsmuligheter. Lagringsløsninger som batterier og hydrogen kan ventes å få økt utbredelse, og forbrukerne får økte muligheter til å respondere på prissignaler og andre styringssignaler gjennom AMS og digitalisering. Videre kan det bygges inn mer fleksibilitet i fjernvarmesystemene, og det finnes også store mengder regulerbar vannkraft tilknyttet regionalnettet. I sum danner dette et system med et stort potensial for effektiv flaskehalshåndtering, gitt en hensiktsmessig ansvarsfordeling mellom Statnett og andre nettselskaper og en riktig utforming av virkemidlene.

3 KRITERIER FOR EFFEKTIV FLASKEHALSHÅNDTERING

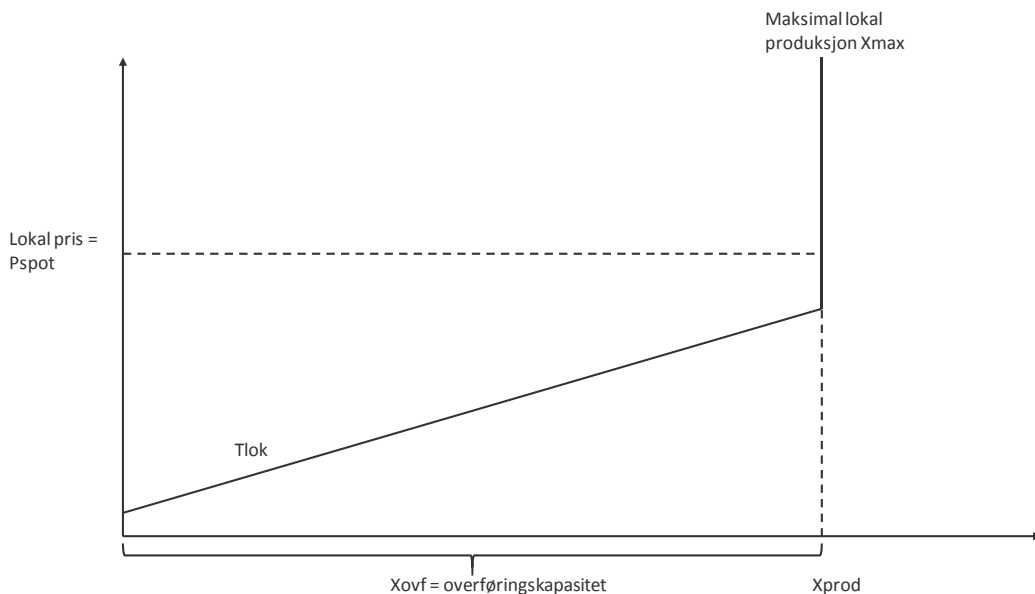
I dette kapitlet utleder vi kriteriene for samfunnsøkonomisk effektiv flaskehalshåndtering i regional- og distribusjonsnettet og kravene til optimale virkemidler. Vi tar utgangspunkt i to stiliserte eksempler med et overskuddsområde og et underskuddsområde på kraft med utelukkende produksjon eller forbruk, før vi diskuterer mer komplekse situasjoner.

3.1 Overskuddsområde

3.1.1 Basismodell

Vi ser først på et område som utelukkende har kraftproduksjon og dermed har permanent overskudd av kraft. I figuren nedenfor viser vi normalsituasjonen med full utnyttelse av overføringskapasiteten. Vi har tegnet en stigende tilbudskurve T_{lok} . X_{max} er den maksimale lokale produksjonen. Prisen er gitt utenfra ved P_{spot} , som vi antar er upåvirket av produksjon (og eventuelt forbruk) i det lokale området vi ser på. Ved en lokal flaskehals vil altså markedsprisen ikke påvirkes. Ved denne prisen produserer den lokale kapasiteten maksimalt, og overføringskapasiteten er også fullt utnyttet. Overføringskapasiteten er gitt ved linjestykket merket X_{ovf} i figuren. Vi ser bort fra markedsrett og annen strategisk atferd og legger til grunn at alle produsentene er pristakere i utgangspunktet.

Figur 3: Tilbud av kraft i overskuddsområde



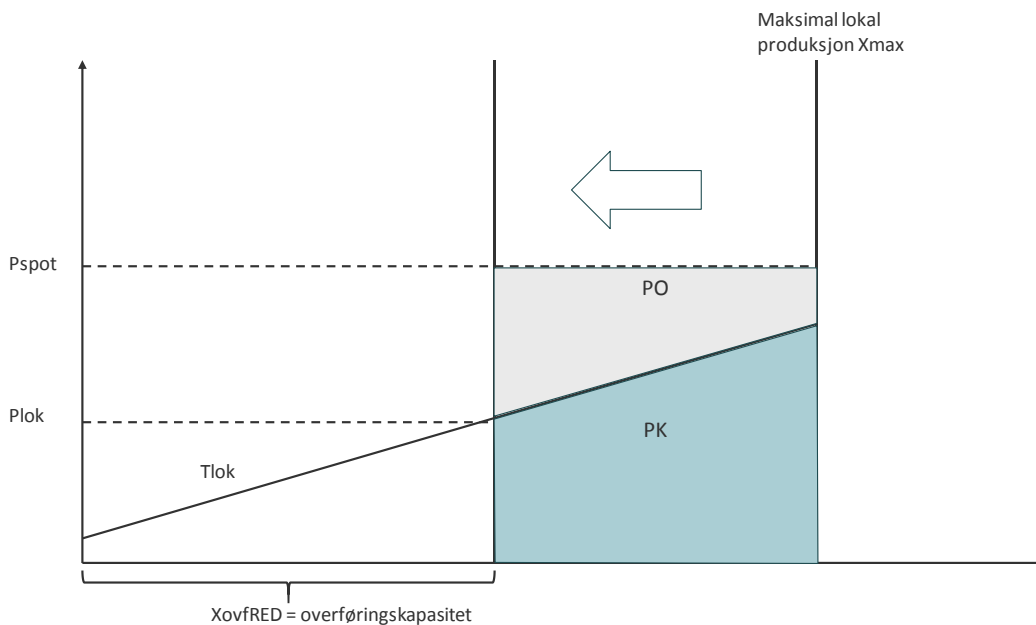
Tilbyderne til venstre i figuren vil typisk være produksjon med lave marginalkostnader. Vindkraft, elvekraft og solkraft er eksempler på slike teknologier. Til høyre i figuren vil vi typisk finne termisk kraftproduksjon med brenselkostnader som en viktig del av marginalkostnaden som bys inn i markedet. Vannkraft med reguleringssevne vil imidlertid også ligge til høyre så lenge magasinkapasiteten ikke er bindende. Årsaken er at en vannkraftprodusent med magasin kan velge å produsere vannet i den aktuelle timen eller spare det til et senere tidspunkt. Det er da alternativverdien av å produsere vannet på et annet tidspunkt (vannverdien) som utgjør tilbudskurven for disse produsentene. Dersom magasinet er fullt, må vannet produseres eller spilles, og da vil det være marginalkostnaden som bestemmer tilbudet. Denne marginalkostnaden vil være lav, som for elvekraft eller vindkraft. Fornybar produksjon med batterier eller annen lagringskapasitet kan også havne i kategorien med høye produksjonskostnader. Den underliggende økonomiske logikken er den samme som for vannkraft med reguleringssevne.

3.1.2 Redusert overføringskapasitet

Et av casene vi har beskrevet hvor nettselskapene i dag opplever flaskehals er ved utfall eller driftsforstyrrelser. Slike hendelser kan gjøre at overføringskapasiteten reduseres, og vi får innestengt kraftproduksjon.

Vi ser derfor på en teoretisk situasjon hvor overføringskapasiteten blir begrenset til X_{ovfRED} som følge av en feil i nettet. I en teoretisk perfekt løsning vil det etableres en lokal pris P_{lok} som er lavere enn P_{spot} og som sørger for full utnyttelse av den tilgjengelige overføringskapasiteten. Dersom produsentene i området tilpasser seg denne prisen, vil den dyreste produksjonen falle ut og overføringsbegrensningen vil bli overholdt. Siden tapet av produsentoverskudd er lavere enn dersom den billigere produksjonen bortfaller, er dette den samfunnsøkonomisk optimale løsningen. Dette er illustrert i figuren nedenfor.

Figur 4: Redusert overføringskapasitet i et overskuddsområde med bare produksjon



Gitt at det ikke er mulig å etablere en slik lokal pris (vi er innenfor ett av Statnetts budområder og i regionalnettet, og vi ser bort fra nodeprising), må nettselskapet som har det lokale systemansvaret sørge for at produksjonen tilpasses den tilgjengelige overføringskapasiteten. Alternativt må produsentene stilles overfor flaskehalskostnaden på andre måter.

Differansen mellom P_{spot} og den optimale lokale prisen kan nå tolkes som en skyggepris på overføringskapasitet. Arealet markert med PO (produsentoverskudd) i figuren viser den samlede kostnaden for produsentene som nedreguleres. De taper inntekter tilsvarende spotprisen, men sparer samtidig produksjonskostnadene under tilbudskurven, markert med arealet PK i figuren. Nettotapet blir da lik PO.

Tapet for produsentene ledsages også av en samfunnsøkonomisk kostnad fordi de samlede systemkostnadene øker. I utgangspunktet er produksjonen i området vi ser på blant de billigste tilbyderne i markedet, og for en gitt etterspørsel må da produksjonen i andre kraftverk øke. Anta at det finnes et kraftverk utenfor området som kan produsere mengden som bortfaller på grunn av flaskehalsen ($X_{\text{max}} - X_{\text{ovfRED}}$) til en kostnad tilsvarende P_{spot} . Da vil produksjonskostnadene øke med arealet tilsvarende (PO+PK), men de reduseres med PK som tilsvarer kostnadene ved den innestengte produksjonen. Nettoøkningen i produksjonskostnader blir da lik arealet PO.

Hvis bortfallet av den lokale produksjonen også påvirker markedsprisen på kraft, vil flaskehalsen i tillegg medføre kostnader for konsumentene utenfor området. Redusert forbruk som følge av høyere pris vil gi et redusert konsumentoverskudd. Produksjonskostnadene vil også øke med mer enn tapet av produsentoverskudd i området bak flaskehalsen.

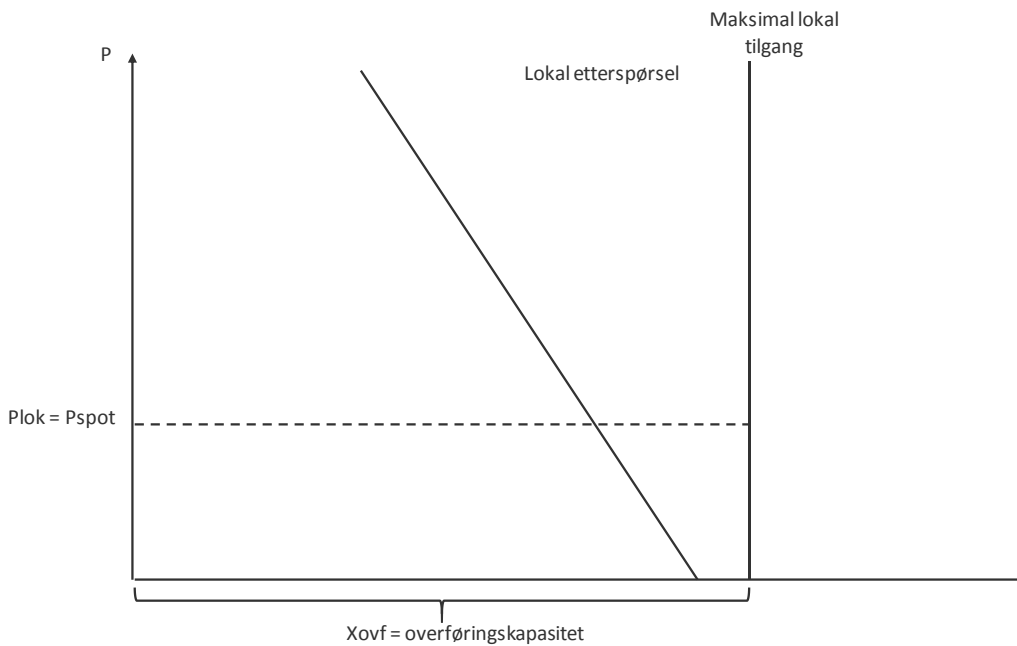
3.2 Underskuddsområde

3.2.1 Basismodell

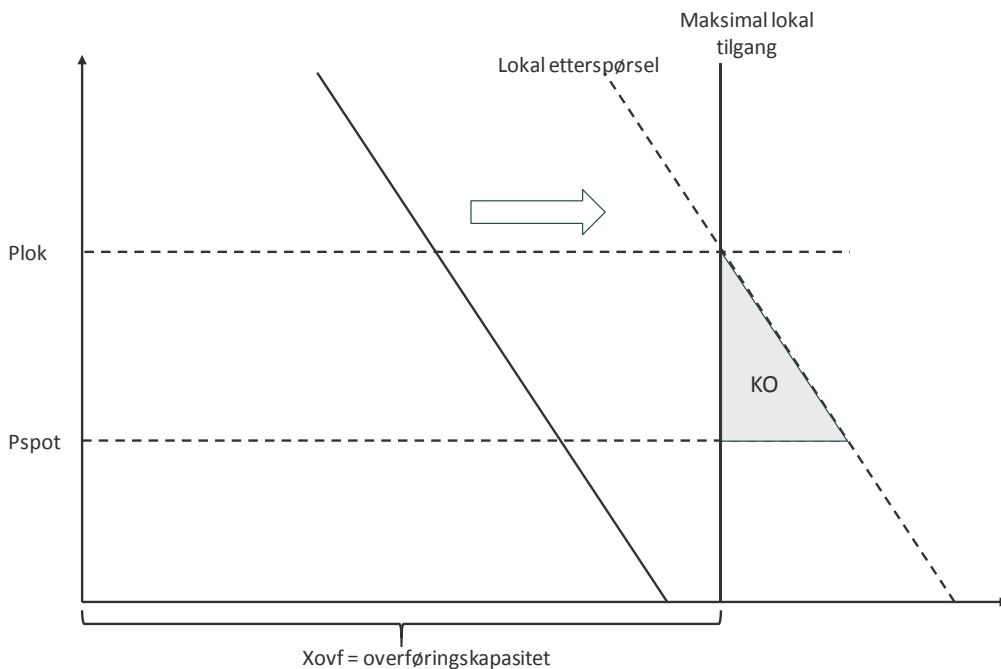
En flaskehals kan oppstå dersom ønsket forbruk i et område overstiger summen av den mulige produksjonen og importkapasiteten. Da oppstår et underskuddsområde som løses med oppregulering, det vil si økt produksjon eller redusert forbruk.

I figuren nedenfor viser vi et enkelt eksempel der det bare er lokal etterspørsel uten produksjon. Hele forbruket må derfor dekkes av import. Vi antar at det i utgangspunktet ikke er noen overføringsbegrensning og at den optimale lokale prisen er lik spotprisen P_{spot} . Vi antar igjen at spotprisen er upåvirket av markedsforholdene i det lokale område vi ser på.

Figur 5: Forbruk av kraft i et underskuddsområde



Det er to hendelser som kan skape en flaskehals i denne situasjonen: Økt lokal etterspørsel eller redusert overføringskapasitet. I figuren nedenfor illustrerer vi et tilfelle der etterspørselen øker, for eksempel som følge av et raskt og betydelig temperaturfall. Etterspørselskurven skifter til høyre.

Figur 6: Flaskehals som følge av etterspørselsøkning i et underskuddsområde

Vi ser av figuren at overføringskapasiteten ikke er tilstrekkelig til å dekke etterspørselen gitt en markedspris lik P_{spot} . I en idealmodell vil det etableres en lokal pris P_{lok} som er høyere enn markedsprisen slik at overføringsgrensene overholdes. Uten en slik lokal pris må nettselskapet som har ansvaret for flaskehalshåndteringen sørge for at forbruket tilpasses den tilgjengelige overføringskapasiteten.

Uansett hvordan flaskehalshåndteringen utøves i praksis får vi et samfunnsøkonomisk tap lik arealet KO (konsumentoverskuddet), som representerer nettoverdien av forbruket som ikke blir dekket som følge av flaskehalshåndteringen. Konsumentoverskuddet kan knyttes til nyttereduksjonen som redusert forbruk vil representere for forbrukere, for eksempel i form av tapt komfort eller utfall av elspesifikt forbruk som datakommunikasjon. Forbrukerne av strøm kan også oppleve tapte inntekter, for eksempel industribedrifter som opplever produksjonsstans.

3.3 Flaskehals i områder med både produksjon og forbruk

Vi har i de foregående avsnittene diskutert flaskehalshåndtering i to stiliserte eksempler der det utelukkende befinner seg produksjon eller forbruk bak en flaskehals. I praksis vil vi også se mange eksempler på potensielle flaskehals med både produksjon og forbruk lokalt. De prinsipielle vurderingene vi gjorde ovenfor av de stiliserte tilfellene vil fortsatt gjelde. Flaskehals har reelle samfunnsøkonomiske kostnader i form av tapte konsumentoverskudd og/eller økte produksjonskostnader. En optimal løsning i driften krever i prinsippet at nettkundene stilles overfor flaskehalskostnadene gjennom lokale priser.

3.4 Oppsummering

Flaskehals i nettet har samfunnsøkonomiske kostnader i form av økte produksjonskostnader (for eksempel på grunn av innestengt billig produksjon) eller tapt konsumentoverskudd (for eksempel på grunn av lavere forbruk).

En samfunnsøkonomisk effektiv håndtering av flaskehals krever at de samlede systemkostnadene minimeres. Da må nettkundene med lavest betalingsvilje for overføring nedregulere sin produksjon eller sitt forbruk, eller kundene med de laveste kostnadene ved oppregulering av produksjon eller forbruk må tilpasse seg. Det betyr at de må stå overfor de riktige incentivene gjennom markedspriser eller andre signaler for at flaskehalshåndteringen skal være effektiv.

I den videre analysen vil se på to hovedgrupper av virkemidler:

1. Virkemidler innrettet mot nettselskapene
2. Virkemidler innrettet mot å påvirke nettkundenes tilpasning

Det er viktig å påpeke innledningsvis at virkemidlene ikke er gjensidig utelukkende. Det er mulig å kombinere forskjellige virkemidler innrettet mot kundene eller nettselskapene, og det er selvsagt også mulig å gi incentiver til både kunder og nettselskaper samtidig.

4 VIRKEMIDLER OG INCENTIVER FOR NETTSELSKAPENE

I forrige kapittel drøftet vi hva som kjennetegner de optimale løsningene for håndtering av flaskehalser i nettet generelt og konkluderte med at det er behov for virkemidler innrettet mot nettselskapene eller kundene i fravær av markeder der det etableres lokale knapphetspriser som sikrer at kundene tilpasser seg slik at overføringsgrenser overholdes. I dette kapitlet drøfter vi virkemidler innrettet mot nettselskapene.

4.1 Typer av virkemidler

Nettselskapene kan håndtere flaskehalser på to måter prinsipielt:

1. De kan gi kunder ordre om å regulere produksjon eller forbruk.
2. De kan kjøpe regulering av produksjon eller forbruk i et marked.

Nettselskapenes incentiver avhenger av hvorvidt de ser en kostnad ved reguleringen eller ikke.

Når det gjelder beordring av regulering eller administrative pålegg, vil nettselskapene i dagens modell bli påført en kostnad gjennom KILE-ordningen, som stiller nettselskapene overfor de estimerte samfunnsøkonomiske kostnadene ved å koble ut forbruk.

Lignende ordninger kan tenkes for oppregulering av forbruk samt opp- eller nedregulering av produksjon. Vi vil bruke betegnelsen «utvidet KILE-ordning» for å dekke alle kombinasjonene av produksjon og forbruk samt opp- og nedregulering (EC Group, 2015, bruker eksempelvis KIPE om en ordning for nedregulering av produksjon). En utvidet KILE-ordning vil gi nettselskapene incentiver knyttet til regulering, men vil også gi signaler til kundene dersom kundene gis direkte kompensasjon ved opp- eller nedregulering. I dagens KILE-ordning medfører nedregulering av forbruk en generell tariffreduksjon som gis til alle kunder hos nettselskapet med mindre det foreligger en individuell KILE-avtale. Med en individuell KILE-avtale får den berørte kunden en direkte utbetaling.

Ved bruk av markedsbaserte virkemidler overfor kundene, som vi drøfter i detalj i neste kapittel, er det mulig å tenke seg incentivordninger knyttet til systemdriftskostnader, det vil si utbetalinger fra nettselskapet i forbindelse med opp- eller nedregulering av forbruk og produksjon i henhold til prisene som etableres i de lokale fleksibilitetsmarkedene. Det vil si at systemdriftskostnadene inngår i kostnadsgrunnlaget for inntektsrammene og de sammenlignende effektivitetsanalysene som ligger til grunn for nettselskapenes kostnadsnormer. Dette virkemidlet har likhetstrekk med den økonomiske reguleringen av Statnett som systemansvarlig.

Tariffer innebærer derimot bare en omfordeling mellom nettkunder innenfor nettselskapenes inntektsrammer, og har ingen incentivvirkninger for nettselskapene. Derimot kan tariffene gi nettkundene prissignaler om flaskehalser, og vi drøfter derfor tariffer i neste kapittel.

I det følgende drøfter vi incentivvirkningene for nettselskapene av ulike virkemidler. Vi vil se på tre hovedmodeller:

1. Administrative pålegg med dagens KILE-ordning
2. Administrative pålegg med en utvidet KILE-ordning
3. Systemdriftskostnader i inntektsrammen

For di noen av disse virkemidlene også kan ha konsekvenser for nettkundene, drøfter vi imidlertid også kort mulige incentivvirkninger for kundene selv om virkemidlene i utgangspunktet er innrettet mot nettselskapene.

4.2 Administrative pålegg og dagens KILE-ordning

4.2.1 Beskrivelse

Med administrative pålegg sikter vi her til virkemidler av samme type som Statnett har som systemansvarlig, det vil si produksjons- og belastningsfrakobling, produksjonstilpassing og

systemvern. Nettselskapene gis altså anledning til å beordre utkobling eller nedregulering av produksjon.

Ved nedregulering av forbruk påføres nettselskapene en kostnad gjennom KILE-ordningen. Vi forutsetter i dette avsnittet at KILE er identisk med dagens reguleringsmodell. Kostnaden er basert på de estimerte avsavnsverdiene til ulike kundegrupper. Avsavnsverdiene differensieres ut fra sesong, klokkeslett, ukedag og hvorvidt avbruddet er varslet eller ikke. Ved regulering av produksjon eller oppregulering av forbruk påløper det ikke kostnader for nettselskapene.

4.2.2 Incentiver for nettselskapene

Administrative pålegg innebærer at nettselskapene ikke ser kostnadene ved knapphet på kapasitet, med unntak av nedregulering av forbruk. Dette gir generelt gale incentiver, både fordi det er en rekke situasjoner der nettselskapene står overfor null i kostnad og fordi KILE i dagens ordning trolig ikke gir riktige signaler om kostnadene ved nedregulering.

Med dagens regulering vil nedregulering av forbruk for å håndtere en flaskehals som hovedregel utløse KILE-kostnader. Unntak gjelder blant annet forbruk som kobles ut i henhold til avtaler om utkoblbart forbruk (UKT) eller som har solgt fleksibilitet i Statnetts organiserte markeder. En ulempe er at KILE-funksjonene gjenspeiler de gjennomsnittlige kostnadene ved utkobling av forbruk. De gjennomsnittlige kostnadene vil generelt avvike fra de marginale kostnadene ved å koble ut en begrenset andel av forbruket til en kunde. For eksempel kan forbruk til oppvarming eller lading av elbiler på marginen ha lav avsavnsverdi. KILE gir da feil signaler om de samfunnsøkonomiske flaskehalskostnadene, og vi får ikke en effektiv flaskehalsbehandling.

For kunder på individuelle avtaler kan det stille seg annerledes dersom avtalene inneholder en riktig beregnet kompensasjon for nedregulering. Etter hva vi kjenner til, er det imidlertid ikke mange individuelle KILE-avtaler som har vært inngått, og det er også betydelige administrative kostnader ved å skulle inngå slike avtaler til en samfunnsøkonomisk riktig pris.

Ved nedregulering av produksjon i et overskuddsområde er det en risiko for at produksjon med høy samfunnsøkonomisk verdi (lave marginalkostnader) blir koblet ut i stedet for dyr produksjon fordi nettselskapet mangler informasjon om kostnadene ved å bli utkoblet (differansen mellom spotpris og produksjonskostnad). Tilsvarende vil det heller ikke ved oppregulering av produksjon eller forbruk påløpe noen kostnader for nettselskapet.

Administrative pålegg kan gi riktig samfunnsøkonomisk resultat dersom nettselskapet ikke har alternative reguleringsressurser. Det gjelder imidlertid bare på kort sikt. På lengre sikt vil nettinvesteringer normalt være et alternativ. Muligheten til å bruke administrative pålegg kan da føre til underinvesteringer i nettet dersom nettinvesteringer samfunnsøkonomisk sett er billigere enn opp- eller nedregulering over tid (se også kapittel 6 for en drøfting av de langsiktige incentivene).

Nøytralitet er en annen utfordring som bidrar til feil incentiver innenfor en modell med administrative pålegg og dagens KILE-ordning. Et nettselskap som er integrert med kraftproduksjon har incentiver og muligheter til å favorisere egen produksjon og skjermes den mot regulering. Nettselskapenes nøytralitet kan være et mindre problem i forbindelse med situasjoner der utkobling av forbruk er det eneste alternativet. Det avhenger imidlertid av hva som er de lokale løsningsmulighetene. Et nettselskap kan for eksempel være i samme konsern som et fjernvarmeselskap som har muligheten til å skifte mellom el og andre energibærere. Da får vi i prinsippet de samme nøytralitetsutfordringene som i tilfellet med overskuddsområde og produksjon.

Det er mulig å tenke seg at NVE som regulator kan gripe inn dersom nettselskapene åpenbart bruker utkobling på feil måte eller i for stor grad. Samtidig blir det ressurskrevende dersom regulator skal følge opp mange lokale nettselskaper på denne måten.

Utfordringene knyttet til incentiver og manglende nøytralitet forsterkes når vi ser på situasjoner med både produksjon og forbruk bak en flaskehals. Informasjonsproblemet øker kraftig i omfang og kompleksitet. I tillegg er det enkelte strukturelle forhold som bidrar til risikoen for suboptimal flaskehalsbehandling:

- Overskuddsområder: Det finnes ingen KILE-ordning for oppregulering av forbruk eller nedregulering av produksjon. I prinsippet kan nettselskapene velge reguleringsobjekter helt tilfeldig uten at det får økonomiske konsekvenser for dem selv.
- Underskuddsområder: Nettselskapene har incentiver til å beordre oppregulering av produksjon dersom slike muligheter finnes, siden det er gratis sammenlignet med nedregulering av forbruk.

4.2.3 Konsekvenser for kundene

Nettkundene ser i utgangspunktet ingen flaskehalskostnader med mindre de faktisk kobles ut eller beordres til oppregulering.

De billigste produsentene har i prinsippet incentiver til å informere nettselskapet om kostnadene ved at de blir nedregulert for å redusere sannsynligheten for nedregulering i en knapphetssituasjon. Det er imidlertid usikkert om dette har noen praktisk betydning i og med at nettselskapet ikke har noen incentiver til å ta hensyn til slik informasjon. De dyreste produsentene har uansett ikke slike incentiver.

Forventninger om flaskehals gir også incentiver til å planlegge produksjonen slik at mest mulig av produksjonen skjer i periodene hvor det ikke er flaskehals. Dette gjelder produsenter med reguleringsevne eller med andre muligheter for lagring.

4.3 Administrative pålegg med utvidet KILE-ordning

4.3.1 Beskrivelse

KILE-ordningen stiller i dag nettselskapene overfor en kostnad ved nedregulering av forbruk. Vi tenker oss i denne sammenhengen en utvidet incentivmekanisme som også stiller nettselskapene overfor kostnadene ved opp- og nedregulering av både produksjon og forbruk. For enkelhets skyld vil vi omtale ordningen som en utvidet KILE-ordning, selv om den omfatter langt mer enn bare kostnader ved ikke-levert energi.

Kostnadene ved opp- og nedregulering av produksjon avhenger av kraftprisen og produksjonskostnadene. I tilfellet med behovet for oppregulering av produksjon vil markedsprisen på kraft i utgangspunktet være lavere enn marginalkostnaden ved produksjonen (eller vannverdien). Den implisitte lokale prisen er likevel høyere som følge av flaskehalsen og en tilhørende positiv skyggepris på kapasitet. I tilfellet med nedregulering er det motsatt. KILE-kostnaden i en utvidet ordning bør ideelt sett være tett knyttet til løpende kraftpriser og faktiske produksjonskostnader.

Kostnadene ved nedregulering av forbruk vil avhenge av det tapte konsumentoverskuddet. Dette vil variere både mellom kundegrupper og hva slags type forbruk det er snakk om hos den enkelte kunden.

Oppregulering av forbruk innenfor en slik ordning kan prinsipielt omfatte muligheter for å kreve at forbrukere lagrer elektrisitet eller at fjernvarme med elkjeler og alternative varmekilder bytter til el fra andre energibærere. Kostnaden ved oppregulering vil avhenge av hva slags type etterspørsel det er snakk om.

Det er en forutsetning at nettselskapet ikke er avkastningsregulert, det vil si at selskapet ikke er garantert kostnadsdekning uansett hva det foretar seg. Det er oppfylt i dagens norske inntektsrammeregulering.

4.3.2 Incentiver for nettselskapet til å velge riktig reguleringsobjekt

Nettselskapene vil med denne modellen stå overfor kostnader ved alle former for flaskehalshåndtering og på den måten ha incentiver til å velge reguleringsobjekter ut fra kostnadene som er fastsatt gjennom KILE-ordningen. Det er imidlertid ikke gitt at incentivene vil være riktige.

Som diskutert i forrige avsnitt gir KILE ikke signaler om marginale reguleringskostnader, men en gjennomsnittlig avsnavsverdi. Her vil det være store variasjoner både mellom kundegrupper og for

ulike typer forbruk hos den enkelte kunden. Det bør derfor ideelt sett etableres egne kostnadsfunksjoner for nedregulering av ulike typer forbruk. Det er opplagt at det vil være administrativt krevende.

Kostnadene ved oppregulering vil også være vanskelige å estimere, selv om det for noen typer forbruk prinsipielt vil være mulig å utlede en kostnad på grunnlag av markedspriser på kraft. Det kan gjelde forbrukere med muligheter for lagring. For fjernvarme med el og andre energibærere må relative markedspriser reflekteres i ordningen. Igjen vil det være åpenbare administrative utfordringer.

Det er heller ikke gitt at kostnadene ved regulering av produksjon vil være reflektert på en tilstrekkelig god måte. Kostnaden ved regulering avhenger av kraftprisen og produksjonskostnadene, samt mulighetene til å flytte produksjon mellom perioder. En forutsetning for at KILE-ordningen skal gi førstbest-løsningen er derfor at den bygger på faktiske kraftpriser og produksjonskostnader (eller vannverdi for vannkraftproduksjon med reguleringsevne). Det er trolig mulig å lage en praktisk ordning som i betydelig grad ivaretar disse hensynene, selv om den ikke blir teoretisk perfekt.

Samlet sett er det likevel betydelige praktiske utfordringer med å designe en utvidet KILE-ordning som gir riktige signaler til nettselskapene om kostnadene ved flaskehals. En KILE-ordning vil i prinsippet være egnet både for kortvarige og langvarige flaskehals samt både uforutsette og planlagte flaskehals. Kostnadene ved regulering vil imidlertid variere mellom ulike situasjoner, noe som bidrar til de administrative utfordringene.

KILE og nøytralitet

Diskusjonen ovenfor er generell og tar ikke hensyn til nettselskapenes incentiver til å opptre nøytralt. Vi skal i dette avsnittet drøfte hvorvidt nettselskapene har incentiver til å opptre nøytralt når de er en del av et konsern som også driver kraftproduksjon eller regulerbart forbruk. Vi vil illustrere analysen ved hjelp av eksemplet med nedregulering av produksjon i et overskuddsområde.

For enkelhets skyld legger vi til grunn at nettselskapet i utgangspunktet ikke kan overvelte noe av kostnadene på kundene direkte via tariffene, men at de er gjenstand for en ren outputregulering. Dagens norske inntektsrammeregulering har en overveltningfaktor på 40 prosent når vi ser bort fra diskontering og tidsforsinkelser, fordi selskapenes egne kostnader utgjør 40 prosent av grunnlaget for inntektsrammen. En avkastningsregulering innebærer 100 prosent overvelting.

Vi ser på tilfellet med én produsent med høy nedreguleringskostnad og én med lav nedreguleringskostnad bak en flaskehals. Den dyre produsenten med høy nedreguleringskostnad (det vil si lave marginalkostnader, til venstre på tilbudskurven) er integrert med nettselskapet, mens den billige med lav reguleringskostnad er uavhengig. Selv om nettselskapet skulle være ilagt krav om selskapsmessig og funksjonelt skille, er det likevel klart at det har incentiver og muligheter til å maksimere overskuddet på konsernnivå gjennom strategisk atferd.

Vi antar at KILE-kostnaden for nettselskapet er 10 enten den dyre eller den billige produsenten kobles ut. Vi antar videre at kostnaden ved nedregulering er 15 for den dyre produsenten og 5 for den billige og at produsenten får utbetalt KILE direkte.

Da får vi følgende resultater:

- Hvis nettselskapet velger den dyre produsenten, som altså er en del av samme konsern, taper nettselskapet 10 gjennom KILE. Produsenten taper 15 på ikke å produsere, men får betalt 10 gjennom KILE. Nettotapet til produsenten blir 5. Samlet kostnad for konsernet blir 15. Det samfunnsøkonomiske tapet er 15, som er lik det tapte produsentoverskuddet hos den dyre produsenten som nedreguleres (KILE-betalingen er bare en omfordeling).
- Hvis nettselskapet velger den billige uavhengige produsenten, taper nettselskapet 10 gjennom KILE, mens det nå er den billige uavhengige produsenten som taper 5 (fordi det tapte produsentoverskuddet er lavere enn for den integrerte produsenten). Samlet kostnad for konsernet blir 10. Samfunnsøkonomisk gir dette et tap på 5, som er lik det tapte produsentoverskuddet. Dette er åpenbart et bedre samfunnsøkonomisk resultat når flaskehalsen først har oppstått og må håndteres.

Nettselskapet har her incentiv til å velge den uavhengige og billige produsenten fordi det minimerer konsernets tap. I dette tilfellet får vi derfor riktig løsning samfunnsøkonomisk til tross for at KILE ikke reflekterer den enkelte produsentens reguleringskostnad.

Vi får det samme utfallet dersom KILE reflekterer de faktiske reguleringskostnadene til den enkelte produsenten, men fordelingsvirkningene endres i tilfellet med nedregulering av den uavhengige produsenten (som ikke lenger får ekstra betalt utover marginalkostnaden).

Dersom den integrerte produksjonen er den billigste å nedregulere, vil det uansett maksimere overskuddet for konsernet ved at den egne produksjonen kobles ut:

- Hvis den egne produksjonen kobles ut, taper nettselskapet 10. Produsenten taper 5, men får betalt 10. Sum for konsernet blir et tap på 5.
- Hvis den uavhengige produksjonen kobles ut, taper nettselskapet fortsatt 10, mens den egne produsenten taper 0 (og får betalt 0). Sum for konsernet blir et tap på 10
- Vi får igjen de riktige utfallet samfunnsøkonomisk. Det samme gjelder ved en skreddersydd KILE der produsentene får betalt sin faktiske marginalkostnad for nedregulering (som tilsvarer en teoretisk optimal markedsløsning).

I det tilfellet der KILE implementeres som en generell ordning med tariffreduksjon i stedet for direkte utbetaling (som dagens KILE-ordning) får vi derimot et annet resultat når det er billigst å koble ut den egne produsenten. Da vil produsenten som reguleres ikke bli kompensert. Ved å velge den egne produsenten taper nå konsernet 15, mens det taper 10 ved å velge den uavhengige produsenten til tross for at denne er dyrere. Dersom den uavhengige produsenten er billigst, vil det uansett lønne seg for nettselskapet å velge denne i tråd med den samfunnsøkonomisk optimale løsningen.

I tabellen nedenfor oppsummerer vi de bedriftsøkonomiske virkningene for konsernet i de ulike situasjonene. Den samfunnsøkonomisk riktige løsningen er uthevet, mens den bedriftsøkonomisk optimale er understreket. Der hvor et utfall er både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk optimalt er det både uthevet og understreket.

Tabell 2: Eksempel – bedriftsøkonomisk lønnsomhet i konsernet av nedregulering med KILE-ordning

| Konsernets overskudd ved ulike alternativer | Egen produksjon billigst | | Uavhengig produksjon billigst | |
|---|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | Velge egen produksjon | Velge uavhengig produksjon | Velge egen produksjon | Velge uavhengig produksjon |
| Felles KILE- kompensasjon for nedregulering | -10-(5-10) = <u>-5</u> | -10 | -10-(15+10) = -15 | <u>-10</u> |
| Skreddersydd kompensasjon for nedregulering | <u>-5</u> | -15 | -15 | <u>-5</u> |
| Generell ordning, samme KILE- kostnad for all produksjon | -10-5 = -15 | <u>-10</u> | -10-15 = -25 | <u>-10</u> |

På dette grunnlaget kan vi konkludere med at en KILE-ordning i prinsippet gir nettselskapet riktige incentiver til å velge riktig reguleringsobjekt så lenge produsentene får utbetalt kompensasjonen direkte. Det gjelder også selv om KILE-beløpet ikke er riktig fastsatt.

Resultatene ovenfor bygger på en forutsetning om at nettselskapet er 100 prosent outputregulert (ingen direkte overvelting av kostnader i inntektsrammen), men de vil generelt holde så lenge nettselskapet ikke er avkastningsregulert.

I tilfellet med bare uavhengige produsenter vil nettselskapet generelt ha riktige incentiver med en skreddersydd ordning der nettselskapets kostnader er lik de faktiske reguleringskostnadene. Dersom utbetalingen er uavhengig av den faktiske reguleringskostnaden, er derimot nettselskapet indifferent mellom de ulike produsentene, noe som gir risiko for suboptimale valg av reguleringsobjekter.

4.3.3 Konsekvenser for nettkundene

Vi har ovenfor drøftet incentivvirkningene for nettselskapene av å innføre en utvidet KILE-ordning. Avhengig av utformingen av ordningen kan også nettkundenes incentiver påvirkes. Det utdyper vi i det følgende.

Dersom ordningen utformes som en direkte kompensasjonsordning (i motsetning til den generelle KILE-ordningen), kan nettkundene ha incentiver og muligheter til å skape flaskehals for å få kompensasjon. Det gjelder generelt ved lokal markedsrett, men kan også bli et problem ved forutsigbare flaskehals av en viss varighet, særlig for produksjon med reguleringsevne. Det siste poenget kan illustreres ved følgende eksempel:

- Anta at en produsent med reguleringsevne befinner seg i et område med begrenset overføringskapasitet og at det i tillegg finnes flere produsenter med ikke-regulerbar kapasitet i det samme området.
- Anta videre at produsenten ser at det vil bli en flaskehals i morgen som følge av høy lokal produksjon (for eksempel i vårfloppen, eller en periode med forventet sterk vind). Produsenten velger å by inn sin produksjon til en kostnad som er lavere enn den forventede markedsprisen, som fører til at kraftverket blir plukket ut til å produsere i døgnet.
- Det lokale nettselskapet vil da observere at det blir en flaskehals, og må gjøre tiltak for å håndtere situasjonen. Gitt at KILE-ordningen skiller mellom ulike typer produksjon og at KILE-kostnaden blir høyere jo høyere reguleringskostnaden er, er det sannsynlig at den regulerbare vannkraften blir nedregulert siden den forventningsmessige reguleringskostnaden er lavere enn for vindkraft og elvekraft. Den regulerbare produsenten får en kompensasjon lik KILE. Kompensasjonen for nedregulering er uavhengig av produsentens faktiske bud. Merk at kompensasjonen må være høyere enn det tapte produsentoverskuddet for at strategien skal være lønnsom for produsenten.
- Hvis det er ledig kapasitet i magasinet, er det risikofritt for produsenten å bli nedregulert siden vannet kan spares og produseres på et senere tidspunkt. Produsenten får på den måten dobbelt betalt i form av KILE og markedsprisen på kraft når den faktisk produseres.
- Med en lokal pris som gjenspeiler flaskehalsen, vil den lokale (node-)prisen bli lav og produsenten få et signal om å spare vannet. Produsenten får i dette tilfellet ikke betalt for ikke å produsere.

I eksemplet ovenfor har vi antatt at det bare er én produsent med reguleringsevne bak flaskehalsen, men det kan vises at de samme incentivene og budgivingen oppstår med flere aktører av samme type så lenge flaskehalsen er forutsigbar og har en viss varighet.

ECON (1998) inneholder en analyse av incentivene til budgiving i forbindelse med ulike typer flaskehalsituasjoner og lokale konkurranseforhold, jf. også diskusjonen av markedsbaserte ordninger i neste kapittel. Analysen der refererer til en situasjon der produsenter kan velge å by inn i regulerkraftmarkedet eller døgnet, men de underliggende økonomiske mekanismene er de samme.

Vi kan prinsipielt også få lignende situasjoner der det er forbrukere med lave reguleringskostnader bak en flaskehals. Det kan for eksempel være forbrukere med egen lokal produksjon og lagringsmuligheter.

4.4 Systemdriftskostnader i inntektsrammen

Vi har innledningsvis i kapitlet pekt på at kostnadene ved markedsbaserte ordninger også kan gi incentiver til nettselskapene. Nettselskapenes betaling for kjøp av regulering gjennom markedsbaserte ordninger kan defineres som systemdriftskostnader som inngår som en del av kostnadsgrunnlaget for inntektsrammene. Det vil være prinsipielt samme modell som gjelder for Statnett (se Oslo Economics, 2016, for en nærmere analyse av incentivene i reguleringen av Statnett). Nettselskapene vil da ha incentiver til å avveie kostnadene ved ulike reguleringsobjekter mot hverandre og velge den billigste løsningen som minimerer de samlede systemkostnadene. Incentivvirkningene er prinsipielt de samme som i KILE-ordningen (eller for alle andre nettkostnader som må dekkes innenfor inntektsrammen).

Inkludering av systemdriftskostnader i inntektsrammereguleringen er i prinsippet enklere enn en generell KILE-ordning fordi NVE ikke trenger å lage administrative regler for nivået på kostnadene. De er i stedet en funksjon av prisdannelsen i de lokale fleksibilitetsmarkedene eller via bilaterale avtaler. Hvis de underliggende prisene reflekterer samfunnsøkonomisk effektive priser, blir også signalene til nettselskapene via den økonomiske reguleringen riktige.

Det er også her et spørsmål om nettselskapene har incentiver til å opptre nøytralt. Diskusjonen er i utgangspunktet tilsvarende den vi hadde for en utvidet KILE-ordning ovenfor. I dette tilfellet vil imidlertid de berørte kundene alltid få en kompensasjon, og kompensasjonen vil også reflektere den samfunnsøkonomiske reguleringskostnaden gitt at de underliggende markedene er effektive og gir riktige priser. Så lenge nettselskapene ikke er avkastningsregulert, vil det være optimalt også for integrerte nettselskaper å velge de billigste løsningene uavhengig av om det er produksjon i eget konsern eller ikke. Prinsipielt har de altså incentiver til å opptre nøytralt, gitt at de underliggende markedene er effektive. Effektiviteten i lokale fleksibilitetsmarkeder drøftes i neste kapittel.

4.5 Oppsummering

Vi har i dette kapitlet drøftet incentiveegenskapene for virkemidler innrettet mot nettselskapene. I tabellen nedenfor gir vi en oversikt over de prinsipielle incentiveegenskapene ved de ulike virkemidlene. Det er viktig å påpeke at inkludering av systemdriftskostnader i inntektsrammene krever en lokal markedsordning for fleksibilitet, som vi drøfter nærmere i neste kapittel. Bruk av administrative pålegg kombinert med dagens eller en utvidet KILE-ordning krever ikke egne virkemidler innrettet mot kundene i tillegg, men administrative pålegg med ulike KILE-ordninger kan også gi incentiver til nettkundene.

Tabell 3: Prinsipielle incentiveegenskaper ved virkemidler for flaskehalshåndtering innrettet mot nettselskapene

| Virkemiddel | Ser kostnadene ved flaskehalser? | |
|---|--|--|
| | Nettselskaper | Nettkunder |
| Administrative pålegg – dagens KILE-ordning | Nei, bare KILE ved nedregulering av forbruk | Ja, men bare kundene som reguleres, får ikke kompensasjon med mindre de har individuelle avtaler |
| Administrative pålegg – utvidet KILE-ordning | Ja, gitt utvidet KILE-ordning som dekker både produksjon og forbruk og opp- og nedregulering | Ja, men bare kundene som reguleres, kompensasjon avhengig av utforming av ordningen |
| Systemdriftskostnader i inntektsrammen | Ja, basert på kostnadene ved kjøp av regulering i lokale fleksibilitetsmarkeder | Ja, men bare kundene som deltar i de lokale fleksibilitetsmarkedene, og de får også kompensasjon gjennom markedsprisen |

Det er praktiske utfordringer ved alle de aktuelle virkemidlene som vi oppsummerer i tabellen nedenfor.

Tabell 4: Praktiske utfordringer ved virkemidler for flaskehalshåndtering innrettet mot nettselskapene

| Virkemiddel | Praktiske utfordringer |
|---|--|
| Administrative pålegg – dagens KILE-ordning | Vanskelig å fastsette riktige kostnader for regulering av forbruk. Ingen signaler om kostnadene ved regulering av produksjon. |
| Administrative pålegg – utvidet KILE-ordning | Vanskelig å fastsette riktige kostnader for regulering av forbruk og produksjon. Lokal markedsmakt kan gi muligheter for strategisk atferd fra kundene ved en ordning basert på direkte kompensasjon |
| Systemdriftskostnader i inntektsrammen | Avhengig av effektiviteten i lokale fleksibilitetsmarkeder (se neste kapittel). |

5 VIRKEMIDLER OG INCENTIVER FOR NETTKUNDENE

I forrige kapittel drøftet vi virkemidler innrettet mot nettselskapene. I dette kapitlet er temaet virkemidler som er innrettet mot å påvirke kundenes atferd. Blant de kunderettede virkemidlene vil vi skille mellom to underkategorier:

1. Incentivbaserte virkemidler. I denne kategorien plasserer vi nettselskapenes bruk av tariffer til å gi signaler om knapphet. Forskjellen fra markedsbaserte ordninger er at prissignalet fastsettes administrativt.
2. Markedsbaserte virkemidler. Her sikter vi til ordninger der det etableres prissignaler om kapasitetsknapphet i et marked. Områdepriser og nodepriser er eksempler på slike ordninger der kapasitetsknappheten reflekteres direkte i prisene som alle lokale markedsaktører står overfor. En annen mulighet er å betale produsenter og forbrukere for regulering gjennom egne lokale markedsordninger, for eksempel etter mønster av regulerkraftmarkedet. Vi vil bruke betegnelsen lokale fleksibilitetsmarkeder om slike ordninger og legge hovedvekten på disse i den videre analysen (nodepriser er omtalt i kapittel 3 og i vedlegg).

5.1 Tariffer

Tariffer kan teoretisk gi signaler om overskudd eller underskudd av kraft i et område, eksempelvis ved at forbrukskundene stilles overfor en høyere tariff i et underskuddsområde. Vi vil se på tre kategorier av tariffer: Generelle effekttariffer, tariffer for utkoblbart eller fleksibelt forbruk samt situasjonsspesifikke tariffer.

5.1.1 Generelle effekttariffer

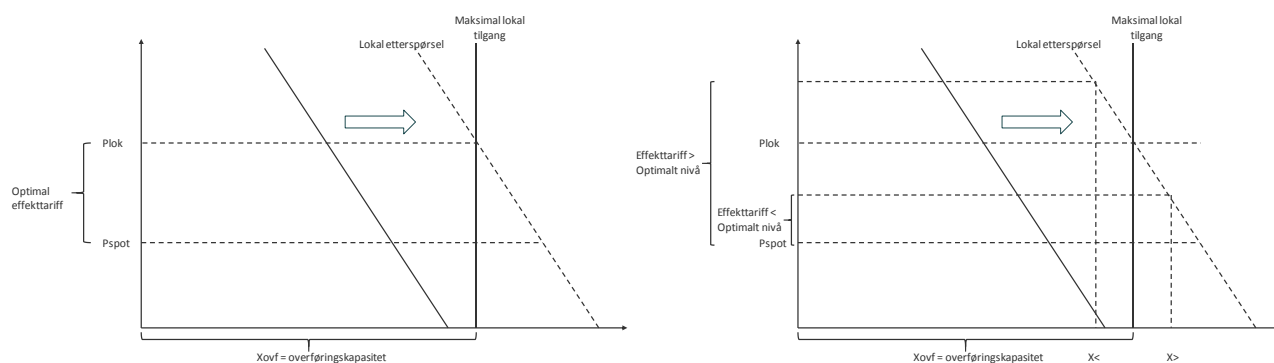
Vi ser først på generelle effekttariffer der det fastsettes en knapphetspris på overføringskapasitet. Dette er lite egnet ved uforutsette flaskehalsen som oppstår i driften med kort eller ingen varslingsstid, men kan være bedre egnet ved forutsette flaskehalsen av en viss varighet.

Tariffer fungerer bare optimalt dersom det er snakk om kapasitetsavgifter i situasjoner med begrenset overføringskapasitet, som i praksis vil si nodeprising. Andre former for (effektbaserte) tariffer skaper risiko for underutnyttelse av nettet ved at det sendes prissignaler om redusert innmating også når kapasiteten ikke er fullt utnyttet. En åpenbar praktisk utfordring er å sette det riktige nivået på tariffen i driftstimen (eller i forkant, dersom det er snakk om en planlagt flaskehals). I prinsippet krever det kjennskap til etterspørsels- og tilbudskurvene bak flaskehalsen. Effekttariffer vil derfor neppe være tilstrekkelig treffsikre til å løse flaskehalsproblemer i driften, men er bedre egnet til å gi langsiktige prissignaler om knapphet.

Effekttariffer vil bare være egnet til å løse situasjoner med nedregulering av produksjon eller forbruk, ikke oppregulering, med mindre det åpnes for negative effekttariffer. Det siste kan være praktisk vanskelig å gjennomføre.

Generelle effekttariffer gir heller ikke noen sikkerhet for at forbruk og produksjon responderer på faktisk effektknapphet, i motsetning til områdepriser eller nodepriser som sikrer balanse gjennom markedstilpasningen og tilhørende produksjons- og forbruksplaner (at produksjon og forbruk kan avvike fra planlagte nivåer i driftstimen, håndteres ved andre virkemidler).

I figuren nedenfor har vi illustrert poenget med utgangspunkt i eksemplet fra forrige kapittel med et underskuddsområde uten lokal produksjon. I figuren til venstre viser vi tilpasningen med en optimal effekttariff. For å rasjonere den tilgjengelige kapasiteten må tariffen være lik differansen mellom den implisitte lokale markedsprisen (nodeprisen) og spotprisen. Til høyre i figuren viser vi tilpasningen når tariffen settes til feil nivå. Ved en høyere pris enn den implisitte lokale prisen får vi et forbruk $X <$ som gir et samfunnsøkonomisk tap i form av underutnyttelse av nettet. Ved en lavere pris får vi et forbruk $X >$ som overstiger den tilgjengelige kapasiteten og ekstra samfunnsøkonomiske kostnader som følge av behov for særskilt regulering (utkobling) for å overholde overføringsgrensen. Resonnementet blir helt analogt for produksjon.

Figur 7: Tilpasning av forbruk til effekttariffer

5.1.2 Utkoblbart/fleksibelt forbruk

Ordningen med utkoblbart forbruk gir en generell rabatt på forbrukstariffen uten at det er knyttet til faktisk kapasitetsknapphet. Rabatten er fastsatt administrativt. Ordningen kan karakteriseres som en opsjon på utkobling med gratis aktivering sett fra nettselskapets side. Siden ordningen ikke innebærer noen kostnad for nettselskapet, kan ordningen bare fungere effektivt dersom kundene under ordningen står overfor den samfunnsøkonomisk riktige knapphetsprisen. Dette er i praksis vanskelig å få til, jf. diskusjonen av generelle effekttariffer ovenfor. Det er heller ikke noen garanti for at alle relevante reguleringsobjekter er omfattet av ordningen.

En rabatt i nettleien er dessuten ikke like interessant for produksjon som det er for forbruk fordi tariffnivået i utgangspunktet er mye lavere (1,3 øre/kWh inklusive systemdriftskostnader, pluss et energiledd som kan være positivt eller negativt, men uansett i sum vesentlig lavere enn gjennomsnittstariffen for sluttbrukere i distribusjonsnettet). En negativ UKT-ordning der produksjonsselskapet får utbetalt en kompensasjon heller enn å motta en rabatt kan være en løsning (jf. negative energiledd eller negative anleggsbidrag som tidligere har vært diskutert), men det endrer ikke de prinsipielle svakhetene ved ordningen.

5.1.3 Situasjonsspesifikke tariffer

Statnett har historisk brukt en ordning med rabatt på det faste leddet i innmatingstariffen dersom nettmessige forhold tilsier at det er ønskelig med mer kraftproduksjon. Dette er primært en ordning for å stimulere til investeringer i spesifikke områder. Det er mulig å tenke seg at det defineres lignende tariffer som gjøres gjeldende for alle forbrukere eller produsenter i et avgrenset geografisk område. Ordningen kan tenkes å ha en viss innvirkning på omfanget av flaskehalsen på sikt, men er ikke særlig godt egnet til å håndtere konkrete flaskehalsen i driften. Det skyldes at tariffen er generell og at det er vanskelig å se for seg at den skal gi riktig verdsetting av knapp overføringskapasitet i den konkrete situasjonen.

5.2 Markedsordninger

I dette avsnittet diskuterer vi forskjellige markedsordninger for håndtering av flaskehalsen. Vi vil bruke betegnelsen lokale fleksibilitetsmarkeder som felles betegnelse for de forskjellige variantene av generelle markedsordninger der alle nettkunder i prinsippet kan delta.

Vi vil dele den videre analysen i to deler:

1. Kortsiktige markeder for fleksibilitet, for eksempel etter mønster av regulerkraftmarkedet, der nettselskapene kjøper fleksibilitet løpende i henhold til behovene etter hvert som de oppstår.
2. Langsiktige markeder for fleksibilitet, for eksempel opsjonsmarkeder, der nettselskapene i forkant sikrer seg tilgang til fleksibilitet og aktiverer ressursene dersom behovet oppstår.

Mange av de samme egenskapene vil også kjennetegne bilaterale avtaler der nettselskapet betaler for regulering i henhold til en skreddersydd avtale som er inngått med et begrenset antall kunder. Vi

diskuterer derfor også hvordan bilaterale avtaler kan brukes til å frambringe tilsvarende resultater med utgangspunkt i forhandlingsbaserte løsninger mellom nettselskaper og kunder. Avslutningsvis kommenterer vi kort noen generelle krav til markedsordninger som må oppfylles i alle tilfeller.

5.2.1 Kortsiktige fleksibilitetsmarkeder

Definisjon

Med kortsiktige fleksibilitetsmarkeder sikter vi til ordninger der nettselskapene kjøper fleksibilitet løpende, for eksempel gjennom daglige auksjoner. Vi vil bruke regulerkraftmarkedet og spesialreguleringer som utgangspunkt for diskusjonen av incentivvirkninger. Det vil si at vi ser på et lokalt marked der aktørene daglig byr inn en kostnad ved regulering av ulike volumer produksjon og forbruk bak en potensiell flaskehals. Markedet kan brukes til å håndtere både varige forutsette flaskehals og kortvarige uforutsette flaskehals.

Incentivegenskaper

Lokale fleksibilitetsmarkeder kan i prinsippet gi riktige incentiver til aktørene om de samfunnsøkonomiske kostnadene ved flaskehals. I praksis er det imidlertid flere utfordringer.

Vi diskuterer først situasjonen der det utelukkende er produksjon som kan bidra med fleksibilitet bak en flaskehals. Produsentene har i utgangspunktet incentiver til å by inn riktige reguleringskostnader med mindre det er snakk om lokal markedsrett. Prisen for nedregulering (dersom produksjonen aktiveres for nedregulering) vil være gitt ved differansen mellom markedsprisen på kraft og marginalkostnaden eller vannverdien til den aktuelle produksjonen. Med markedsprisen på kraft mener vi her ikke en lokal pris, men den spotprisen som er etablert i markedet utenfor området bak flaskehalsen (som vi betegnet som P_{spot} i modellen i kapittel 3). Kraftverkene med de høyeste produksjonskostnadene vil bli aktivert for regulering (det vil si de som ligger til høyre på den lokale tilbudskurven som vist i forrige kapittel). Det vil si at de tilpasser seg som om de fikk en lavere pris enn markedsprisen i det samlede markedsområdet uten flaskehals.

Tilsvarende vil prisen for oppregulering bestemmes ved differansen mellom marginalkostnad eller vannverdi og spotprisen som gjelder for hele markedsområdet. I dette tilfellet innebærer løsningen at produsentene tilpasser seg som om de får en høyere pris enn den gjeldende markedsprisen.

I teorien vil vi få den riktige samfunnsøkonomiske løsningen så lenge budene reflekterer de sanne marginalkostnadene eller vannverdiene, selv om inntektsfordelingen blir en annen enn ved nodepriser. Ved nodepriser er det alle kundene bak en flaskehals som bærer kostnadene gjennom endrede priser, mens det med lokale fleksibilitetsmarkeder bare er kundene som reguleres og nettselskapene som ser de direkte kostnadene (og kundene som reguleres får en kompensasjon).

Når det gjelder forutsette flaskehals, kan vi få andre resultater. Vannkraftprodusenter med reguleringsevne er særlig interessante. Ved forutsette flaskehals av en viss varighet (eventuelt ved gjentakelser til forutsigbare tider) vil vannverdien reduseres fordi risikoen øker for at magasinkapasiteten blir bindende (ingen muligheter til å spare vann). Da vil det uansett være optimalt både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk å produsere så mye som mulig i dag, gitt flaskehalsen. Produsentene kan imidlertid by strategisk for å bli nedregulert og få en kompensasjon. Budet må være lavt nok til at produsenten får tilslag i det ordinære markedet (det vil si lavere enn P_{spot} i modellen i kapittel 3).

Resonnementet ovenfor gjelder også selv om konkurransen i utgangspunktet skulle være velfungerende i det lokale markedet. Det sentrale poenget er at flaskehalsen har en viss varighet og at den kan forutses av aktørene, samt at det er mulig for aktørene å gjetten riktig på hvor lavt de kan by uten at de må produsere likevel hvis det er noe tilgjengelig kapasitet ut av området. De må med andre ord ikke by så lavt at de skyver produsentene med de laveste marginalkostnadene ut av markedet.

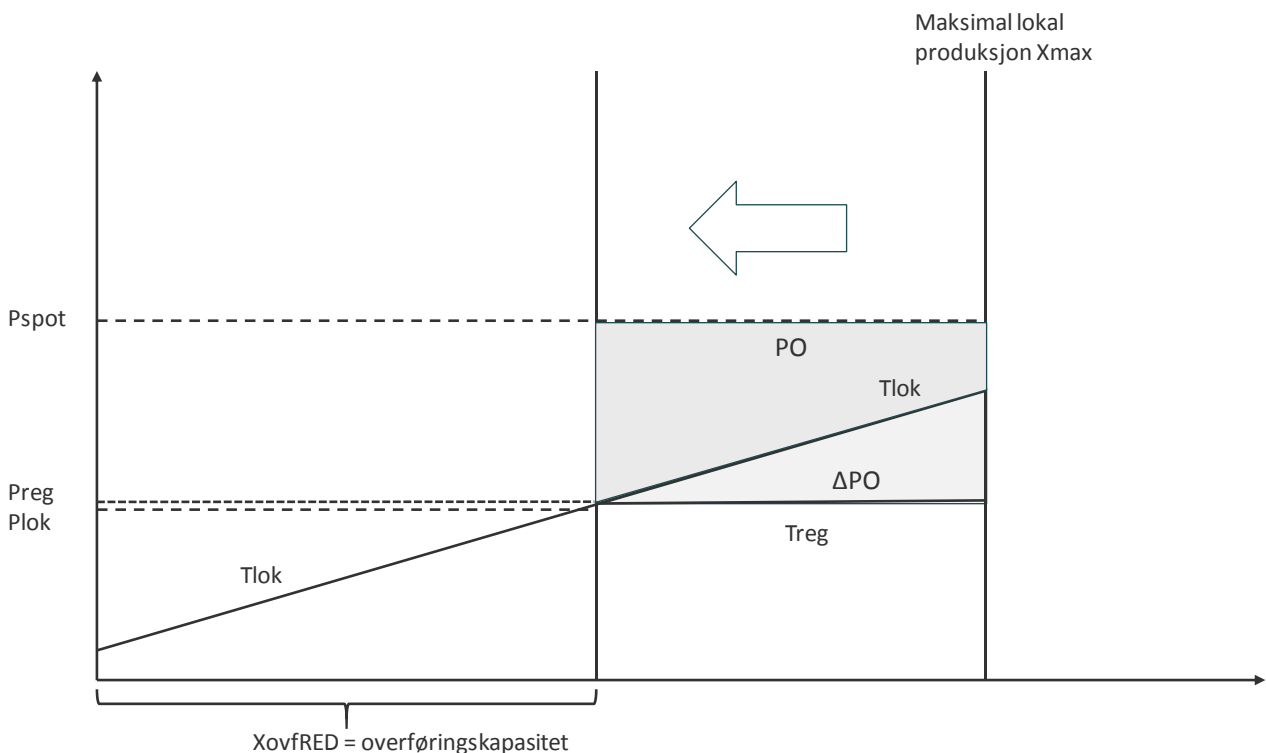
I figuren nedenfor viser vi konsekvensene av endringen i tilpassing for produsentene i en situasjon med en varig og forutsett flaskehals. I en situasjon uten strategisk budgivning vil alle produsenter by

inn nedreguleringskostnader i henhold til T_{lok} . Da vil produsentene lengst til høyre bli nedregulert og tjene arealet PO, som er lik dekningsbidraget de mister ved ikke å få produsert til P_{spot} . Produsentene med marginalkostnad lavere enn P_{lok} vil produsere og tjene P_{spot} i det ordinære markedet.

Nå vet imidlertid produsentene at produksjon tilsvarende differansen mellom X_{max} og X_{ovfRED} vil bli nedregulert. Anta at produsentene med marginalkostnader høyere enn P_{lok} i stedet for T_{lok} byr inn en tilbudskurve markert med T_{reg} i figuren, som ligger marginalt over P_{lok} i området til høyre i figuren. Den nye tilbudskurven for nedregulering blir da T_{lok} opp til P_{lok} og deretter T_{reg} , som gir en nedreguleringspris lik P_{reg} . Produsentenes inntekt ved nedregulering blir nå gitt ved arealet avgrenset av P_{spot} , X_{max} , T_{reg} og $(X_{max} - X_{ovfRED})$. Kostnadene ved ikke å produsere er null. Dette gir en økning i produsentoverskuddet ved nedregulering lik arealet markert med ΔPO . Produsentene til høyre kan altså tjene $PO + \Delta PO$ ved å by strategisk. Det eneste som kreves, er at de vet at det blir flaskehals og at de kjenner tilbudskurven til de øvrige produsentene med en tilstrekkelig grad av sikkerhet (jo mer usikre de er, desto høyere vil T_{reg} ligge i forhold til P_{lok} , men så lenge de har noe informasjon vil de by inn en kurve som ligger lavere enn T_{lok}).

Merk at produsentene til venstre på tilbudskurven (marginalkostnad lavere enn P_{lok}) ikke vil by strategisk. Hvis de byr inn en lavere nedreguleringskostnad (høyere marginalkostnader), risikerer de å bli nedregulert og gå glipp av produsentoverskuddet gitt ved differansen mellom P_{spot} og T_{lok} . Dette produsentoverskuddet må pr. definisjon være høyere enn differansen mellom P_{spot} og en tilbudskurve som ligger over T_{lok} .

Figur 8: Tilpasning av produksjon ved varig og forutsett flaskehals



Også andre typer produsenter kan ha lignende incentiver. Det gjelder åpenbart termisk kraftproduksjon (som det finnes lite av i Norge, men biokraft er en teoretisk mulighet). Vindkraft, elvekraft eller solkraft med lagringsmuligheter er et annet eksempel.

For en kraftprodusent i et overskuddsområde som nedreguleres, og har fleksible ressurser, betyr dette at produsenten får betalt to ganger for kraften: Først via kompensasjon for å ikke produsere, og deretter når kraften faktisk produseres (ECON, 1998). Forventningsmessig vil inntekten av den faktiske produksjonen for regulerbar vannkraft være lavere enn å produsere i timene med nedregulering (lavere vannverdi), men dette vil mer enn oppveies av kompensasjonen for nedregulering.

Disse eksemplene illustrerer at spesialregulering kan gi motsatte incentiver av hva som er ønskelig. Kombinasjonen av forutsette flaskehals og vannkraftprodusenter med magasin er spesielt utsatt for strategisk budgivning. Ved små og uforutsette flaskehals gir motkjøp små prisvridninger (Bråten, 2001).

I ytterste konsekvens kan det gi overinvesteringer i nett ved at kostnadene til spesialregulering blir så høye at det lønner seg for nettselskapet å øke overføringskapasiteten selv om det ikke skulle være den beste løsningen samfunnsøkonomisk.

Dersom aktørene bak en flaskehals har anledning til å utøve markedsrett, blir problemene større. Generelt kan produsenter innad i et prisområde utnytte markedsrett på to måter:

- Holde tilbake produksjon for å oppnå høyere priser enn markedsprisen (skape en flaskehals) i et underskuddsområde. Produsentene kan ha incentiver til strategisk budgivning, og kreve mer i kompensasjon enn hvilke kostnader de faktisk ville ha blitt utsatt for. I et underskuddsområde kan produsenter oppnå høyere oppreguleringspris ved å by inn høyere grensekostnader enn i det reelle ordinære markedet. På denne måten kan produsentens kompensasjon bli større enn det faktiske tapet ved å ikke produsere.
- Holde tilbake produksjon for å fjerne en flaskehals og oppnå markedsprisen i et overskuddsområde (som burde hatt lavere priser i en node- eller områdeprismodell).

I transmisjonsnettet har Statnett muligheten til å beordre produksjonstilpasning uten kompensasjon til berørte produsenter for å motvirke incentiver til strategisk atferd. Konkurransen fra forbrukssiden er en annen faktor som kan begrense mulighetene. Samtidig må det her også tas hensyn til at forbrukssiden kan lignende incentiver til å agere strategisk som en produsent med reguleringsevne.

Likviditet i områder med mye forbruk og lite produksjon

Likviditet er en generell utfordring i lokale fleksibilitetsmarkeder. I områder der forbruk er de primære reguleringsressursene kan likviditet være en spesiell utfordring. Mange store forbrukere, som kraftintensiv industri, tilbyr i dag fleksibilitet i eksisterende markeder. Forbrukere tilknyttet distribusjonsnettet er ofte små og kan være utestengt fra markedene dersom det kreves store minimumsvolumer for deltakelse, hvis transaksjonskostnadene er høye, eller på grunn av tekniske krav. Forbrukslaster kan imidlertid også aggregeres for å møte eventuelle volumkrav.

For uttakskunder er strøm en av mange innsatsfaktorer for å produsere varer og tjenester eller for å understøtte ulike gjøremål i det daglige. Ordninger knyttet til forbrukerfleksibilitet vil mest sannsynlig oppfattes som mer komplekse enn ordinære strømvtaler, og denne kompleksiteten kan derfor være en barriere for å utløse fleksibilitetspotensialet, særlig hos de minste forbrukerne. Også større forbrukere kan ha utfordringer med å forstå hva som blir konsekvensen av å tilby fleksibilitet.

Aggregatorer kan bistå forbrukere i å håndtere kompleksiteten i markedet slik at ikke hver enkelt forbruker må tilegne seg kompetanse om alle relevante markeder og hvor de kan få best betalt for å delta. På den andre siden kan aggregatorer også ha incentiver og muligheter til strategisk atferd, både gjennom lokal markedskonsentrasjon eller ved at de har bedre informasjon enn både nettselskaper og små sluttbrukere om underliggende kostnadsforhold.

Ny teknologi, styringssystemer og automatikk kan også bidra med at markedet oppfattes mindre komplekst for de aller minste forbrukerne, og slik bidrar til å redusere inngangsbarrierene til å levere fleksibilitet.

5.2.2 Langsiktige fleksibilitetsmarkeder

Definisjon

Med langsiktige markeder sikter vi til ordninger der nettselskapene inngår kontrakter om regulering i god tid i forkant av mulige flaskehalsituasjoner. Tidshorisonten vil typisk være flere måneder eller inntil ett år i forkant. Varigheten av kontraktene kan variere fra noen uker til flere måneder. Kontraktene vil gi nettselskapene en opsjon på regulering dersom behovet oppstår.

Langsiktige kontrakter kan inngås via auksjoner. Auksjonene kan være av typen omvendt auksjon hvor kjøperen, det vil si nettselskapet, spesifiserer egenskapene til produktet som ønskes kjøpt, og potensielle tilbydere konkurrerer om å tilby produktet til lavest pris. Slike auksjoner brukes for eksempel ved innskudd i Norges Bank for å håndtere basispengemengden. Lengden på kontrakten som skal inngås kan variere ut fra behovene til nettselskapet og/eller tilbyderen.

Incentiveegenskaper

Langsiktige kontrakter kan i prinsippet gi en samfunnsøkonomisk effektiv flaskehalshåndtering på samme måte som kortsiktige lokale fleksibilitetsmarkeder. Det er imidlertid flere praktiske utfordringer også her. Eventuelle problemer knyttet til lav likviditet og lokal markedsrett vil være tilsvarende som i de kortsiktige markedsordningene. Det kan imidlertid også oppstå en rekke andre problemer avhengig av markedsdesign, og fordeler og ulemper må vurderes grundig før en ordning etableres.

En mulig markedsløsning er å auksjonere kontrakter med en separat kompensasjon for faktisk aktivering pluss en opsjonspremie (tilbyders reservasjonspris). En egen aktiveringspris kan bidra til at de billigste ressursene aktiveres først. Samtidig kan en slik aktiveringspris gi incentiver og muligheter til strategisk atferd på samme måte som i de kortsiktige markedsordningene vi drøftet i forrige avsnitt. De detaljerte incentivvirkningene avhenger av hvordan aktiveringsprisen bestemmes og forholdet mellom aktiveringsprisen og markedsprisen på kraft på ulike tidspunkter.

Et alternativ er å bake aktiveringsprisen inn i reservasjonsprisen, og aktivere ressurser etter kriterier som er fastsatt på forhånd. Da vil nettkundene ikke ha incentiver til å skape flaskehalssituasjoner eller by strategisk. De kan imidlertid ha markedsrett i selve auksjonen som kan gi for høye priser og monopolprofitt til tilbyderne av fleksibilitet, som i neste omgang veltes over på nettkundene. Nettselskapenes betalingsvilje vil imidlertid være oppad begrenset til kostnaden ved nettinvesteringer (som riktignok kan være svært høy i noen tilfeller, særlig dersom det er snakk om et marginalt forbruk der flaskehalsene bare oppstår noen få timer i året). Da er eventuell markedsrett i større grad et fordelingsspørsmål enn et effektivitetsproblem, ettersom det uansett er den billigste ressursen som velges for å håndtere flaskehalsen.

Et annet mulig problem dersom det ikke er en egen aktiveringspris i kontrakten er knyttet til likviditet og prisnivå. Ved inngåelse av kontrakten vet verken nettselskapet eller tilbyderen om det kommer til å oppstå en flaskehal, eventuelt hvor mange flaskehals som kommer til å oppstå, og dermed heller ikke om aktivering vil skje. Dersom aktivering skjer, vil det representere ulik kostnad til ulike tidspunkt. Dette representerer en risiko med å inngå kontrakten sett fra tilbyders side. Det er usikkert om noen vil ønske å inngå en slik type kontrakt, og prisene kan bli høye på de kontraktene som faktisk inngås fordi tilbyderne vil inkludere betydelige risikopremier i sine bud.

På den andre siden bør det også være en dynamikk i markedet som innebærer at både nettselskaper og kunder opparbeider erfaringer om faktisk behov for fleksibilitet og kostnadene ved å tilby. Utvikling av nye tekniske løsninger (batterier, styringsteknologier med mer) bør videre kunne bidra til økt tilbud og en effektiv prisdannelse. Det finnes også måter nettselskapene kan redusere risikoen for aktuelle tilbydere på. For eksempel kan de antyde hvor mange ganger de forventer å aktivere den tilbudte fleksibiliteten, og eventuelt pålegge seg selv en ekstrakostnad hvis man overstiger x aktiveringer. I det siste tilfellet lager man imidlertid også nye incentiver til strategisk atferd fra nettkundenes side.

5.2.3 Bilaterale avtaler

I prinsippet har bilaterale avtaler mange av de samme egenskapene som en lokal markedsordning, men åpner i større grad for forhandlinger og skreddersøm. Transaksjonskostnadene kan bli både høyere og lavere enn ved en markedsordning. Viktige faktorer er nettselskapene og kundenes relative forhandlingsstyrke og kompetanse, samt antall potensielle deltakere.

Dersom det er mange aktuelle leverandører av fleksibilitet i et område, er det også krevende å velge ut de riktige aktørene å inngå avtaler med. Jo flere aktører, desto mer relevant kan det være å etablere komplette markedsordninger eller benytte auksjoner eller prekvalifisering som virkemiddel

for å finne fram til mulige avtaleparter. Aggregatorer kan spille en rolle også her ved å bidra til å identifisere relevante aktører med fleksible ressurser og sikre tilstrekkelige volumer.

Reguleringsutfordringene kan kanskje bli lavere dersom det er et begrenset antall avtaler og ikke et stort antall markedstransaksjoner som eventuelt skal kontrolleres av regulator.

5.2.4 Nøytralitet

Vi har ovenfor diskutert de spesifikke incentivene innenfor ulike typer lokale fleksibilitetsmarkeder og hvilke krav som må stilles for at ordningene skal gi samfunnsøkonomisk effektiv flaskehalshåndtering. Det er imidlertid også enkelte generelle krav som bør stilles uavhengig av hva slags markedsordning som velges. Særlig viktige spørsmål er nettselskapenes nøytralitet og koordinering mellom systemansvarlig, andre nettselskaper og markedsaktører, herunder behovet for effektiv informasjonsutveksling.

Det har betydning for incentivene dersom nettselskapet er integrert med en eller flere lokale produsenter. Dette kan imidlertid også avhenge av reguleringen av nettselskapet og den lokale konkurransesituasjonen, som diskutert i analysen av en utvidet KILE-ordning i forrige kapittel. Dersom kostnadene til flaskehalshåndtering kan overveltes i tariffene (kostnadene er viderefakturerbare på samme måte som kostnader til overliggende nett og eiendomsskatt), er nettselskapet indifferent til prisene det betaler for lokal nedregulering, og det kan da være mulig å betale for mye til egen produsent for nedregulering. I tillegg svekker det incentivene til å investere i nettanlegg dersom det skulle være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Informasjonsnøytralitet er et annet spørsmål (herunder informasjon om varigheten av flaskehalser og kostnader ved nedregulering hos andre aktører). Selv om krav til selskapsmessig og funksjonelt skille i prinsippet reduserer slike utfordringer, stiller det økte krav til tilsyn og informasjon hos regulator.

5.2.5 Koordinering

Koordineringsutfordringene har flere dimensjoner. Det bør blant annet analyseres nærmere hvorvidt nettselskapenes bruk av lokal fleksibilitet kan komme i konflikt med Statnetts behov for systemtjenester, og hvordan eventuelle konfliktsituasjoner kan løses. Her kan det tenkes mange mulige former for overordnet markedsdesign (se for eksempel smartnet-project.eu for en oversikt over mulige modeller). Etablering av markedsløsninger og effektiv koordinering krever også systemer for informasjonsutveksling mellom nettselskaper, inklusive Statnett, og kunder som deltar i fleksibilitetsmarkedene (se THEMA og EPOS, 2016 for en analyse av behov og løsningsmuligheter).

5.3 Oppsummering

Vi har i dette kapitlet drøftet virkemidler for håndtering av flaskehalser innrettet mot nettkundene på ulike nettnivåer. I tabellen nedenfor oppsummerer vi de prinsipielle incentiveegenskapene til virkemidlene.

Tabell 5: Prinsipielle incentiveegenskaper ved virkemidler for flaskehalshåndtering innrettet mot nettkundene

| Ser kostnadene ved flaskehalser? | | |
|---|---|--|
| Virkemiddel | Nettselskaper | Nettkunder |
| Tariffer | Nei | Ja, men bare kundene som tilpasser seg får en gevinst gjennom lavere tariffkostnader |
| Lokale fleksibilitetsmarkeder (tilsvarende spesialregulering) | Ja, hvis betaling for regulering inngår i inntektsrammegrunnet | Ja, kundene som reguleres, men de får også kompensasjon |
| Bilaterale avtaler | Ja, hvis utbetalinger under avtalen inngår i inntektsrammegrunnet | Ja, men bare de som har avtale |

Samtidig er det flere praktiske utfordringer som må håndteres, I tabellen nedenfor oppsummerer vi noen av de viktigste praktiske utfordringene ved de forskjellige modellene.

Tabell 6: Praktiske utfordringer ved virkemidler for flaskehalshåndtering innrettet mot nettkundene

| Virkemiddel | Praktiske utfordringer |
|---|---|
| Tariffer | Vanskelig å lage tariffer som treffer faktisk kapasitetsknapphet. |
| Lokale fleksibilitetsmarkeder (tilsvarende spesialregulering) | Manglende likviditet og risiko for strategisk atferd og markedsmakt. Nøytralitet også en utfordring, men kan begrenses gjennom inntektsrammereguleringen. |
| Bilaterale avtaler | Transaksjonskostnader og forhandlinger. Finner ikke nødvendigvis de billigste kildene til fleksibilitet. Bør ideelt sett baseres på auksjoner. |

6 LANGSIKTIGE INCENTIVVIRKNINGER

Hittil i rapporten har vi drøftet virkemidler innrettet mot nettselskapene og nettkundene innenfor rammen av et statisk nett med en gitt kapasitet og en gitt mengde produksjon og forbruk. I et kortsiktig perspektiv som dette tilstrebes optimal utnyttelse av det eksisterende kraftsystemet. De langsiktige effektene er imidlertid også viktige. På lang sikt kan man gjøre endringer i både nett, produksjon og forbruk, både med tanke på dimensjon og lokalisering. Målet blir dermed å oppnå den optimale helhetsløsningen.

Både investeringer i nett og produksjon er lønnsomt å gjøre sprangvis, og anleggene har lang levetid. Forbruksetterspørselen investeringene skal dekke er det vanskelig å estimere langt fram i tid, spesielt på grunn av teknologiske endringer. For en forbruker er det de totale elektrisitetskostnadene som påvirker deres langsiktige valg om å benytte elektrisitet til deler eller hele sitt energibehov.

Produsenters incentiver om å investere drives i stor grad av priser. For netteierne del er situasjonen annerledes. Netteierne drives av forskrifter og incentiver i nettreguleringen. Hvilke virkemidler nettselskapene har anledning til å bruke, og hvordan disse er utformet, vil derfor ha betydning.

6.1 Utvidet KILE-ordning

Et av de aktuelle virkemidlene er administrative pålegg. Ved bruk av administrative pålegg uten at nettselskapene blir pålagt en kostnad for ikke-levert eller ikke-produsert energi generelt (utvidet KILE-ordning) vil håndtering av flaskehals bli gratis for nettselskapene i de fleste tilfeller. Dermed mangler nettselskapene incentiver til å gjøre investeringer i nettet som avhjelper flaskehals. Konsekvensen av de manglende investeringene må betales av kundene som utsettes for flaskehals.

To forhold kan gjøre at en slik situasjon unngås eller reduseres:

- Dersom investeringene nettselskapene gjør, genererer en renprofitt som følge av en ikke-nøytral inntektsrammeregulering. Det vil si at investeringer er mer lønnsomme enn kapitalkostnaden til nettselskapet skulle tilsi. Da vil det være lønnsomt å overinvestere i nett på generelt grunnlag, noe som også trolig vil bidra til reduserte flaskehals. Generelt er dette ikke noen god løsning.
- Tilknytningsplikten kan redusere underinvesteringene i nett, ettersom de i noen tilfeller krever at det gjøres investeringer. Samtidig vil risikoen for utkobling eller nedregulering virke dempende på incentivene til nettkundene. Potensielle kunder som har informasjon om nettets tilstand vil i noen tilfeller kunne velge bort å tilknytte seg nettet i områder med stor risiko for utkobling eller nedregulering. For konsumenter gjelder dette gjerne store konsumenter som kraftkrevende industri.

Dersom nettselskapene ser en kostnad for ikke-levert eller ikke-produsert energi gjennom en utvidet KILE-ordning ved bruk av administrative pålegg vil ikke flaskehalsene være gratis for nettselskapene. Kostnaden nettselskapene må betale, kan enten gå direkte til aktørene som er påvirket av flaskehalsen som kompensasjon, eller til generell reduksjon av nettariffen som kommer alle kundene i nettet til gode. Incentivvirkningene for nettselskapet er de samme i begge tilfeller (med unntak av nettselskaper i samme konsern som produksjon som diskutert i kapittel 4).

Lokale fleksibilitetsmarkeder vil avsløre aktørenes faktiske ulempe med å bli koblet ut eller regulert, gitt fravær av markedsrett og strategisk atferd. På denne måten vil forbruk og produksjon med lavest verdi bli regulert, ettersom disse vil kreve den laveste kompensasjonen.

Å sette kostnaden for nettselskapet lik KILE vil ikke nødvendigvis reflektere den faktiske kostnaden flaskehals representerer for kraftsystemet, heller ikke innenfor en utvidet KILE-ordning. For eksempel er KILE-kostnaden for forbruk beregnet ved en gjennomsnittlig avsningsverdi til hele forbruket, og gitt at alt forbruk i punktet kobles ut. Denne avsningsverdien er større enn avsningsverdien ved å koble ut forbruket som har minst konsekvenser for forbrukerne, altså lavest konsumentoverskudd, som vi være situasjonen med en markedsbasert ordning. Dersom

nettselskapene ser KILE-kostnaden ved flaskehals, kan dette gi for sterke incentiver til å unngå flaskehals. Generelt stiller det store krav til NVEs beregning av kompensasjonen (eller mer generelt kostnaden som nettselskapene påføres, dersom det ikke gis direkte kompensasjon til de berørte kundene) for at incentivene skal bli riktige. Det gjelder særlig forbruk, hvor det er vanskelig å observere reguleringskostnadene direkte.

Administrative pålegg kombinert med en utvidet KILE-ordning gir ikke direkte lokaliseringincentiver for nettkundene, men erfaringer og forventninger til hyppige utkoblinger uten økonomisk kompensasjon vil gjøre det mindre attraktivt med lokalisering bak en flaskehals.

6.2 Markedsløsninger og økonomisk regulering av nettselskapene

Lokale fleksibilitetsmarkeder vil gi aktører bak en flaskehals kompensasjon dersom de må nedreguleres eller oppreguleres. Gitt at aktørene er pristakere og de får den riktige kompensasjonen vil de i praksis tilpasse seg som om de får markedsprisen på kraft, uavhengig av lokalisering. Det kan gi suboptimale investeringsincentiver ved at aktørene ikke ser flaskehalskostnadene i sin langsiktige tilpasning. Krav om anleggsbidrag og andre tariffelementer vil imidlertid bidra til å redusere feiltilpasningen i praksis.

Nettselskapene vil derimot få incentiver til å avveie utbedring av flaskehals gjennom investeringer mot bruk av lokale fleksibilitetsmarkeder, gitt at de eksponeres for kostnadene ved å bruke fleksibiliteten gjennom inntektsrammereguleringen (det vi har omtalt som å inkludere systemdriftskostnader i inntektsrammene ovenfor). I tillegg må prisdannelsen i de lokale fleksibilitetsmerkene være effektiv.

Hvorvidt incentivene for nettselskapene er optimale, avhenger videre av om nettreguleringen gir nøytrale incentiver til drift og investeringer. Som nevnt i forbindelse med diskusjonen av KILE ovenfor er det ikke uten videre gitt at denne forutsetningen er oppfylt fullt ut, men det kan uansett argumenteres for at den norske nettreguleringen fungerer vesentlig mer nøytralt enn en avkastningsregulering.

I sum kan derfor lokale fleksibilitetsmarkeder på visse vilkår gi riktige incentiver til nettselskapene. Tariff- og tilknytningsregimet er avgjørende for hvorvidt de samlede incentivene blir riktige. Dersom nettkundene etablerer seg uten hensyn til lokale flaskehals, kan vi få overinvesteringer i nett selv om nettselskapenes incentiver isolert sett er riktige.

Markedsløsninger som gir lokale priser, som nodepriser, gir direkte langsiktige incentiver for aktørene med hensyn til optimal lokalisering i nettet (men gir i utgangspunktet ikke incentiver til nettselskapene med mindre de eksponeres for prisforskjeller mellom områder eller noder i den økonomiske reguleringen). Markedsløsninger gir imidlertid ikke perfekte langsiktige incentiver i nettet. Årsaken er at investeringer i nettet gjøres sprangvis. Investeringene må også gjøres før behovet reflekteres i markedet for å sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet. Dermed er det svært utfordrende å oppnå et optimalt nivå på investeringene basert på desentraliserte beslutninger hos markedsaktørene.

REFERANSELISTE

Brunekreeft, G., K. Neuhoff og D. Newbery (2005): "Electricity transmission: An overview of the current debate", *Utilities Policy*, 13 (2005), 73-93.

Bråten, Jan (2001): *Det økonomiske samspillet mellom nett og kraftmarked*. Forskningsrapport 92/01, ECON Senter for økonomisk analyse.

Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G., & Riis, C. (2010). Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

EC Group (2015): *Når nettene blir trange*. På oppdrag for NVE.

ECON (1998): *Håndtering av overføringsbegrensninger*. ECON-rapport nr. 29/98. Utarbeidet for Olje- og energidepartementet.

Energi Norge (2018): Drift og utvikling av kraftnettet – utforming av DSO-rollen. Nye og flere utfordringer – hvordan bør ansvar og plikter utformes? 28. november 2018.

Oslo Economics (2016): Evaluering av reguleringen av Statnetts utøvelse av systemansvaret. Konsulentrapport utarbeidet for NVE. NVE-rapport 2016-82.

Schweppe, Fred C., Caramanis, Michael C., Tabors, Richard D. og Bohn, Roger E. (1988): *Spot pricing of electricity*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers.

THEMA (2015): Teoretisk tilnærming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet. THEMA-rapport 2015-37.

THEMA (2016): Nettregulering i framtidens kraftsystem. THEMA-rapport 2016-21.

THEMA og EPOS (2016): Behovet for koordinering mellom regional- og distribusjonsnett. THEMA-rapport 2016-25.

VEDLEGG: LITTERATUR OM OPTIMAL FLASKEHALSHÅNDTERING

Nodeprising

Vi forklarer i dette avsnittet hva nodeprising er og diskuterer fordeler og ulemper med både nodeprising og dagens ordning. Eksempelene vi benytter handler om transmisjonsnettet og engrosmarkedet. Dette er fordi det er her litteraturen og eksemplene finnes, men det generelle teoretiske rammeverket er relevant også på lavere nettnivåer.

Teorien om nodeprising ble utviklet av Schweppe et al. (1988). Kort sagt har kraften i praksis ulik verdi i hver enkelt node i nettet, og dette bør reflekteres i prisene for at aktørene i markedet skal kunne respondere på en måte som sikrer optimal utnyttelse, som minimerer totale kostnader.

Uten overføringsbegrensninger ville målet vært å minimere samlede produksjonskostnader, som ville sørget for at marginale produksjonskostnader var lik marginal betalingsvilje for kraft. Prisen ville dermed vært lik for alle, og ulike produsenter ville hatt ulike marginer. Virkeligheten avviker fra dette. Innmating og uttak skjer på ulike punkter. I tillegg er det overføringsbegrensninger i nettet som kan føre til flaskehalser og det faktum at kraftoverføringer gir oppgav til tap (ECON, 1998). Dermed er det de totale kostnadene som skal minimeres.

Med et masket nett med gitt forbruk og produksjon må man finne flyten i systemet. Dette gjøres ved lastflytberegninger. Optimale lastflytberegninger maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet, det vil si forbrukernes nytte minus produsentkostnader og nettap, gitt fysiske begrensninger og sikkerhetsmessige restriksjoner. Slike beregninger vil resultere i ulik pris i hver node.

Variasjonene i produksjonskostnader, overføringsgrenser og nettap fører altså til at kraften i ulike noder har ulik verdi. Når aktørene i markedet stilles ovenfor og tilpasser seg riktige priser vil man oppnå best mulig utnyttelse av både produksjon og nett (Bye et al., 2010).

Et soneprissystem lar ikke markedsaktørene reagere på prisforskjellene per node. Nettet vil dermed ikke utnyttes optimalt (produksjonen fordeles ikke optimalt mellom ulike anlegg) og føre til at produksjonskostnadene øker. Dermed oppstår effektivitetstap.

For å håndtere flaskehalser innad i prisområder benyttes i dag spesialregulering med bud fra RK-markedet. Både soneprising generelt, og spesialregulering, kan skape utfordringer. Dersom aktører kan utnytte markedsrett er utfordringene spesielt store.

Generelt hindrer soneprising, heller enn nodeprising, aktørene i å reagere på prissignaler som gjenspeiler faktiske fysiske begrensninger. Vi ser på et eksempel med et overskuddsområde. Produsenten vil alltid få systempris for kraften som produseres. Dersom overføringsbegrensninger ville ført til at det ble etablert en lavere lokal pris, ville produsentene hatt incentiver til å prøve å unngå en slik situasjon. Produsenter med fleksible ressurser ville eksempelvis prøvd å få eksportert så mye kraft som mulig ut fra noden før overføringsbegrensningen oppstod.

Spesialregulering fungerer ved at aktørene gir bud i RK-markedet hvor de angir hvilken kompensasjon de krever for å bli regulert opp eller ned. For en kraftprodusent i et overskuddsområde som nedreguleres, og har fleksible ressurser, betyr dette at produsenten får betalt to ganger for kraften. Først via kompensasjon for å ikke produsere, og deretter når kraften faktisk produseres (ECON, 1998).

Disse eksemplene illustrerer at spesialregulering kan gi motsatte incentiver enn hva som er ønskelig. Dersom aktørene bak en flaskehals har anledning til å utøve markedsrett blir problemene større. Generelt kan produsenter innad i et prisområde utnytte markedsrett på to måter:

- holde tilbake produksjon for å oppnå *høyere* priser enn generell systempris (skaper en flaskehals) i et underskuddsområde.
- holde tilbake produksjon for å *oppnå* generell systempris i et overskuddsområde (som burde hatt lavere priser)

Produsentene kan ha incentiver til strategisk budgivning, og kreve mer i kompensasjon enn hvilke kostnader de faktisk ville ha blitt utsatt for. I et underskuddsområde kan produsenter oppnå høyere oppreguleringspris ved å by inn høyere grensekostnader enn i det reelle ordinære markedet. På denne måten kan produsentens kompensasjon bli større enn det faktiske tapet ved å ikke produsere.

Videre er det uttrykt bekymring for konsekvensen av at produsenter kompenseres med en høyere pris enn deres faktiske kostnad. Ettersom spesialreguleringskostnaden dekkes via nettariffen gir disse incentiver for systemansvarlig til å redusere flaskehals. Når kostnadene for spesialregulering blir misvisende høye, kan dette gi for sterke incentiver og dermed overinvesteringer i nettet.

Kombinasjonen av forutsette flaskehals og vannkraftprodusenter med magasin er spesielt «utsatt» for strategisk budgivning. Ved små og uforutsette flaskehals gir motkjøp små prisvridninger (Bråten, 2001).

Det er tre hovedargumenter som gjerne har blitt brukt mot nodeprising:

- Nodeprising er administrativt utfordrende og det blir mange områder for markedsaktørene å forholde seg til.
- Mindre prisområder vil ha færre aktører enn større prisområder. Dermed argumenteres det for at nodeprising vil føre til økt fare for misbruk av markedsrett i små prisområder med få aktører.
- Mindre prisområder vil også føre til begrensede muligheter for prissikring og redusert likviditet i markedene. Dette øker aktørenes usikkerhet ved inngåelse av langsiktige kontrakter.

ECON har imidlertid gjort simuleringer som viser at nodeprising ikke på generell basis øker risikoen for utøvelse av markedsrett. Årsaken er at prisen i hver node ikke bestemmes av konkurransen mellom aktørene innen hver node. Prisen per node står i et bestemt forhold til prisene i de andre nodene, og på denne måten konkurrerer «alle med alle» også ved nodeprising. At det er forskjeller i pris mellom nodene betyr derfor ikke fravær av konkurranse (Bråten, 2001).

Nodeprising er i utgangspunktet mer administrativt utfordrende enn soneprising. Likevel kan det tenkes at nodeprising ikke er mer administrativt utfordrende enn andre måter å løse flaskehals på. For eksempel vil det ikke uten videre være mindre administrativt utfordrende med løsninger hvor aktører skal selge lokal fleksibilitet i distribusjonsnettet.

Det er også påpekt at valgt variant av nodeprising må eksempelvis ta hensyn til følgende;

- Markedsklareringen i én time er ikke uavhengig av den neste timen. Det kan for eksempel skyldes krav til minimum oppe- og nedetider.
- I koblede vassdrag vil produksjonen i et kraftverk påvirke hvor mye vann som føres til andre kraftverk, og dermed ha betydning for deres produksjon. I dagens system med soneprising kan vassdragseier optimalisere produksjonen etter at den totale produksjonen er bestemt i Elspot. Med nodeprising forsvinner denne muligheten (Bye et al., 2010).

Nodeprising gir optimale kortsiktige signaler og riktige løsninger i driften, gitt at budgivningen ikke er påvirket av utøvelse av markedsrett (Brunekreeft et al., 2005). Budgivning påvirket av utøvelse av markedsrett vil påvirke prisene i noden, og dermed gi ineffektive investeringsmønstre. Som ved soneprising gir heller ikke nodeprising tilstrekkelige langsiktige investerings signaler. Selv om nodeprising gir prissignaler som reflekterer begrenset overføringskapasitet, er ikke disse signalene tilstrekkelige for å utløse investeringer.

Langsiktig effektivitet krever optimale investeringer i nettet, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisk kraft. For å oppnå dette kreves mekanismer som gir incentiver til slike optimale investeringer. Nettinvesteringer gjøres optimalt i sprang, og av forsyningsikkerhetsmessige grunner før behovet reflekteres i markedsprisene. Nettet har store stordriftsfordeler grunnet lave variable kostnadene når nettet først er bygget ut. Fratrasket kundespesifikke anleggsbidrag står man igjen med en residual kostnad som ikke er relatert til en spesifikk kunde. Denne kostnaden må dekkes på mest mulig nøytral måte.

Overføringsbegrensninger kan skape høyere priser innad i en prissone med ønsket forbruk høyere enn lokal produsert elektrisitet. Dersom en investor bygger ut kraftproduksjon i denne sonen vil prisen reduseres igjen. Investoren som løste det lokale forsyningsproblemet får dermed ikke betalt i den høye lokale prisen. Dette kan gjøre at investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Samme problem har man ikke med investeringer i kraftnettet. En netteier som foretar en investering vil fordele kostnaden utover sine abonnenter. Dette kan føre til at det bygges nett i situasjoner hvor det burde bli bygget kraftproduksjon.

ECON argumenterer for at ingen generelle virkemidler vil løse slike utfordringer. Virkemidlene må være situasjonsspesifikke, bestemt av institusjoner med et overordnet helhetsansvar, for at man skal klare å realisere de beste løsningene (Bråten, 2001).

Optimale incentiver for nettselskapene

Nettselskapenes inntektsramme reduseres i dag dersom de ikke klarer å levere energi til sine abonnenter. En måte å redusere at dette skjer er å kjøre nettet forsiktig. Dette kan imidlertid øke risikoen for flaskehals. Flaskehals som fører til en høyere pris en sone betales av sluttbrukerne, og prisdifferansen mottas av Statnett. Statnett kan ikke kreve inn mer penger av den grunn, og reduserer residuall inntektsgrunnlag tilsvarende. Reduserte lastgrenser representerer dermed en omfordeling av KILE-kostnader bort fra nettselskapene.

Nettselskapene står ikke overfor flaskehalskostnader på samme måte som ikke-levert energi. Bråten (2001) argumenterer derfor for at nettselskapene har for sterke incentiver til å unngå ikke-levert energi til abonnenter enn å unngå flaskehals. Dersom det ble innført en KILE-lignende kostnad for flaskehals argumenterer de for at incentivene ville bli mer korrekt balansert. Nettselskapene får dermed styrkede incentiver til å investere og gjennomføre revisjoner på en effektiv måte. Flaskehalsavgiften burde tilsvare den samfunnsøkonomiske kostnaden av å ikke ha tilstrekkelig overføringskapasitet (Bråten, 2001).

EC Group har sett på hvordan *forsert nettilknytning* kan foregå i praksis, inkludert hvem som skal pålegges å redusere produksjon og hvordan kompensasjon skal foregå (EC Group, 2015). Rapporten mener det finnes følgende fem alternativer;

- Regulering. Innebærer at bare nye kraftverk kan nedreguleres.
- Motkjøp.
- Reguleringsavtale. Ordning der de som får beskjed om å nedregulere selv leter etter aktører med større fleksibilitet og som dermed kan nedregulere til en lavere kostnad.
- Proratering. Alle produsenter nedreguleres like mye.
- Områdepriser (nodeprising).

Motkjøp og områdepriser omtales som to teoretisk optimale ytterpunkter, som ikke anses som praktisk gjennomførbare. Derfor ser de bare nøye på de tre gjenstående alternativene. Både proratering og regulering kan kombineres med reguleringsavtale. Anbefalingen er proratering sammen med reguleringsavtaler.

Når det gjelder kompensasjon, ser man ingen grunn til å kompensere kraftverkene direkte. Årsaken er at de ikke er fratatt rettigheter, men opplever økt konkurransepress om en knapp ressurs. Når kraftprodusentene ikke kompenseres vil ulempen fordeles mellom alle kraftverkene, og alle får incentiver til å finne billige løsninger.

Hvem som nedreguleres avhenger dermed av hvilke og hvor mange kraftverk som befinner seg bak flaskehalsen.

For at nettselskapene skal få tilstrekkelige incentiver til å bygge ut nettet for å unngå situasjoner der kraftverkene må nedregulere foreslår EC Group en *KIPE-ordning*, det vil si en kostnad for ikke-produsert energi. Ordningen kan enten innføres etter samme prinsipp som KILE-kostnader, eller som individuelle avtaler med kraftprodusenter. Fordelen med individuelle avtaler er at man kan fange opp individuelle forskjeller i hva det koster for ulike produsenter å regulere ned (ulike teknologier).

Produsenter som inngår i vertikalt integrerte selskap med nettselskap må reguleres ytterligere, men anses som håndterbart med vanlige regler om internprising. Det er i den forbindelse to viktige krav som må oppfylles:

1. Nettselskapet skal belastes KIPE uansett hvem som eier kraftverket.
2. Ved proratering må man sørge for at samtlige produsenter bak en flaskehals faktisk kan nedreguleres i henhold til behovene som oppstår.



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

MIDDELTHUNSGATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no