

SNF RAPPORT NR. 29/01

Koordinering av nordiske systemoperatører i kraftmarkedet – gevinster ved bedret kapasitetsutnyttelse og mer fleksibel prisområdeinndeling

av

**Mette Bjørndal
Kurt Jörnsten**

SNF Prosjekt nr. 7730
Koordinering av nordiske systemoperatører i kraftmarkedet

Prosjektet er finansiert av EBL Kompetanse AS

STIFTELSEN FOR SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING
Bergen, august 2001

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale
med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo.
Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale
og i strid med åndsverkloven er straffbart
og kan medføre erstatningsansvar.

ISBN 82-491-0150-2
ISSN 0803-4036

Innhold

Forord

| | |
|--|----|
| Sammendrag og hovedresultater..... | 1 |
| 1. Introduksjon..... | 7 |
| 2. Flaskehalshåndtering i det nordiske børsområdet..... | 10 |
| 3. Modell for det nordiske børsområdet..... | 16 |
| 4. Analyser av ulike lastflyt-situasjoner..... | 24 |
| 5. Diskusjon av modell-forutsetninger og resultater..... | 30 |
| – mulige avveininger | |
| 6. Andre funksjoner der man kan oppnå besparelser..... | 36 |
| 7. Konklusjoner og anbefalinger..... | 38 |
| | |
| Vedlegg 1: Metoder for flaskehalshåndtering | 40 |
| Vedlegg 2: Bakgrunnsmateriale | 41 |
| Vedlegg 3: Modell..... | 45 |
| Vedlegg 4: Last-eksempler..... | 50 |
| | |
| Referanser..... | 64 |

Forord

Denne studien av mulige gevinster ved økt samordning av systemoperatør-funksjonen i det nordiske kraftmarkedet er utført av SNF på oppdrag av Energibedriftenes landsforening (EBL). Arbeidet med oppdraget er utført våren 2001, og ved SNF har prosjektet vært gjennomført av førsteamanuensis Mette Bjørndal (prosjektleder) og professor Kurt Jørnsten. Professor Einar Hope, forsker Balbir Singh og forsker Linda Rud har også bidratt med kommentarer og innspill.

Styringsgruppen har bestått av Finn Bjørn Ruyter (Elkem), Ivar Glende (Statnett), Leidulv Gagnat (TrønderEnergi Kraft), Petter Longva (Hydro Energi), Roger Fredheim (Statkraft), Svein Eriksen (SFO) og Svein Kamfjord (EBL). I tillegg har Johan Hovland (Elkem), Lars Vormedal (Statnett), Jørgen Kildahl (Statkraft) og Axel Collett (EBL) deltatt på møter. Det har vært avholdt 3 møter mellom SNF og styringsgruppen, og Statnett og Statkraft har bidratt med bakgrunnsmateriale for de modell-beregninger som er foretatt i prosjektarbeidet.

Vi vil takke alle bidragsyterne for verdifull bistand og konstruktivt samarbeid i forbindelse med gjennomføringen av prosjektet. Sluttrapportens innhold og de synspunkter og forslag som fremmes, er imidlertid forfatternes ansvar alene.

Bergen, 14. august 2001

Mette Bjørndal

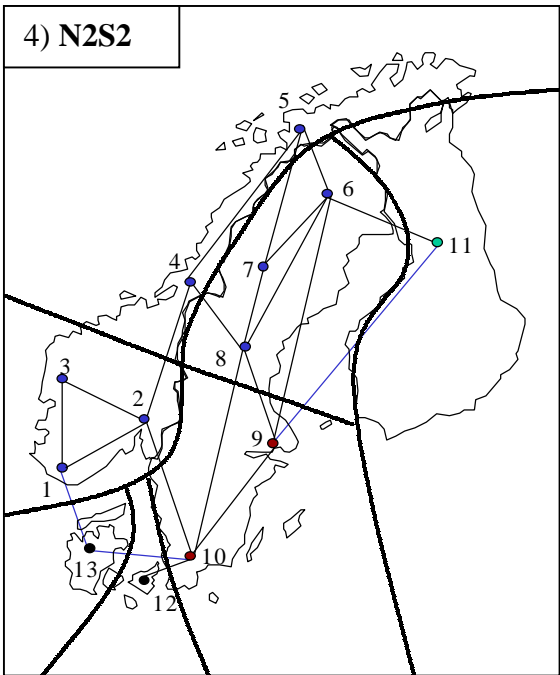
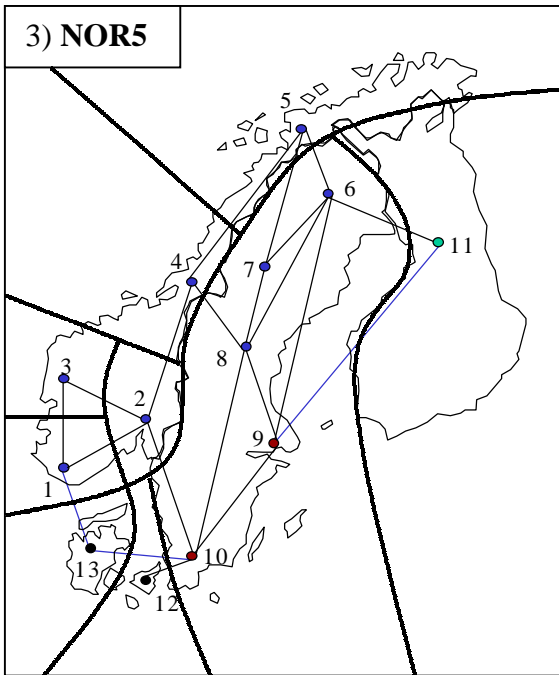
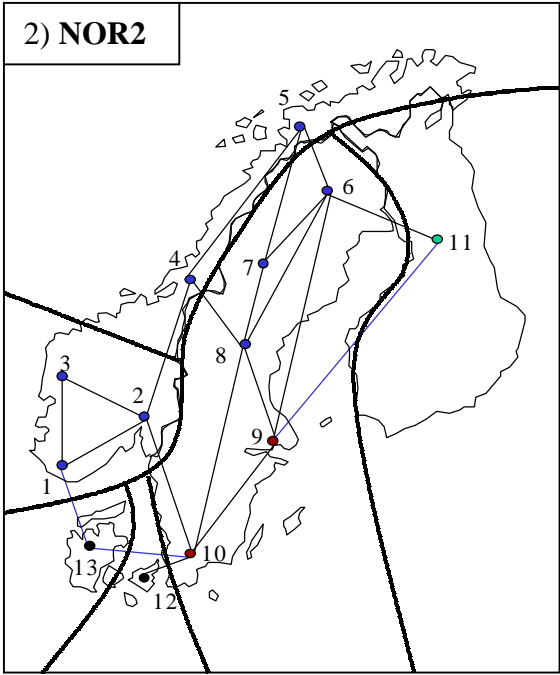
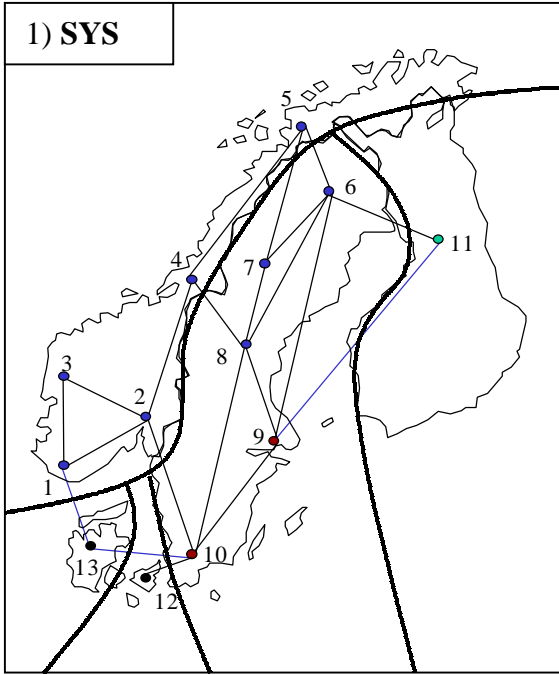
Kurt Jørnsten

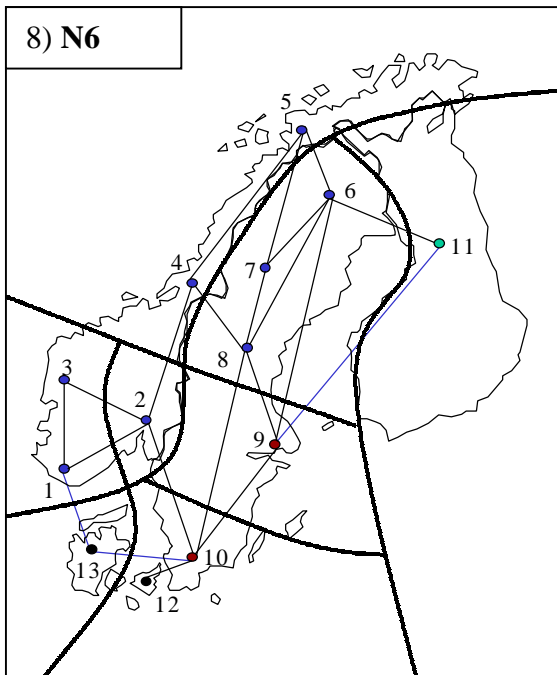
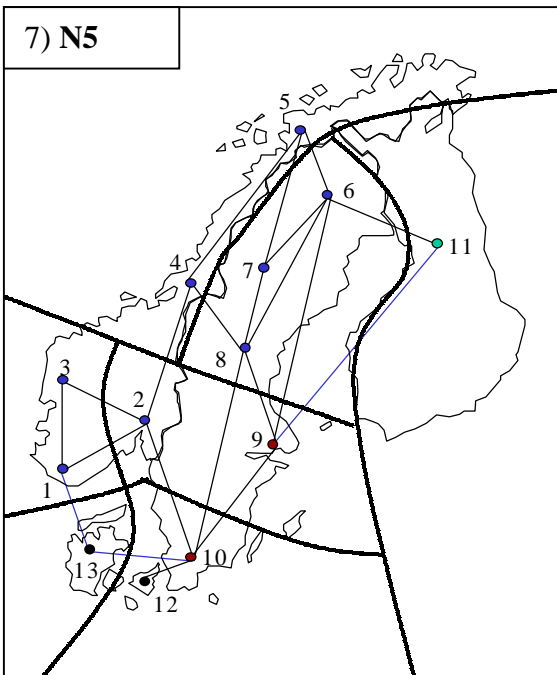
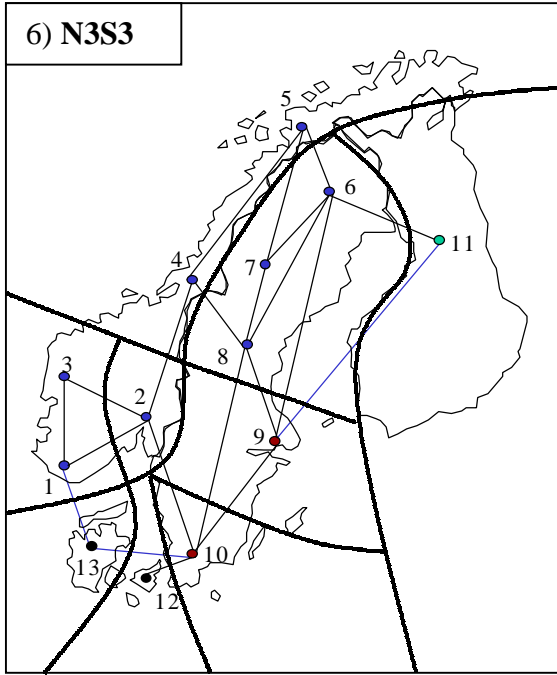
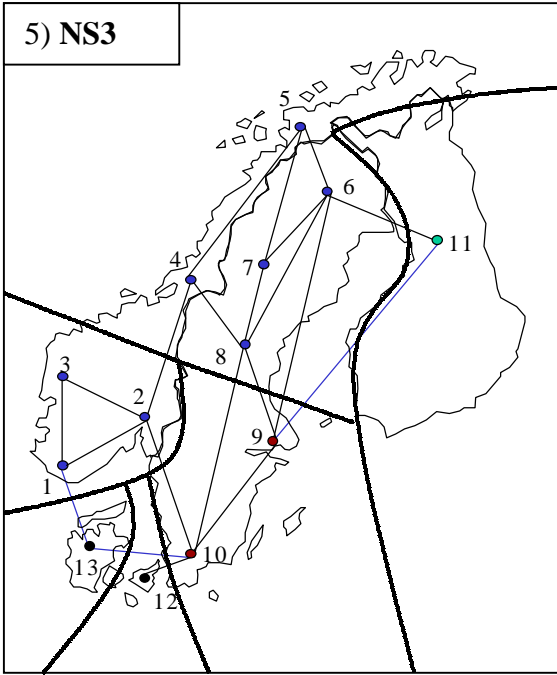
Sammendrag og hovedresultater

I rapporten vurderes mulige gevinster ved å etablere en felles systemoperatørfunksjon i det nordiske kraftmarkedet, og fokus er i første rekke på håndtering av flaskehals i overføringsnett. For å kunne si noe om størrelsesorden på potensielle gevinster som følge av en bedre utnyttelse av ressursene i det nordiske nettet, har vi gjennomført analyser av samfunnsøkonomisk overskudd (målt ved differansen mellom konsumentenes betalingsvilje og produsentenes kostnader) for en rekke forskjellige last-scenarier. I beregningene har vi benyttet en sterkt forenklet modell for det nordiske børsområdet, der tilbud og etterspørsel er representert i 13 punkter, fordelt på Norge (5 punkter), Sverige (5 punkter), Finland (1 punkt) og Danmark (2 punkter), og overføringsnett består av 21 linjer som knytter sammen disse punktene. Ved beregning av lastflyt benyttes en forenklet vekselstrøm-modell, der vi kun ser på aktiv kraft, vi ser bort fra tap, og lastflytbetingelsene som følger av Kirchhoffs lover, er lineære.

Da det har vist seg vanskelig å finne faktiske tilbuds- og etterspørselskurver på det valgte aggregeringsnivå, har vi konstruert eksempler der input-data er satt skjønnsmessig, for å finne noenlunde realistiske lastflyt-eksempler. Disse eksemplene er benyttet til å illustrere problemstillinger ved flaskehalsbehandling, og diskutere prinsipper for hvordan kapasiteten i det nordiske kraftsystemet kan utnyttes bedre. I beregningene er det gjort en rekke forenklende antakelser. For det første har vi antatt at tilbuds- og etterspørselskurver i timemarkedene angir samfunnsøkonomiske produksjonskostnader og konsumentenes faktiske betalingsvilje, vi har mao sett bort fra strategisk budgivning og utøvelse av markedsrett. I tillegg har vi antatt at de ulike løsningene ikke er forskjellige i forhold til tilpasning over tid, dvs. vi har sett bort fra tidsdynamikk, og ser hvert timemarked for seg, da vi antar at korrekte vannverdier er bygget inn i de tilbuds- og etterspørselskurver som danner utgangspunkt for markedslikevektene. Sist, men ikke minst, er de node-/sonepriser som beregnes, basert på optimalisering, dvs. maksimering av samfunnsøkonomisk overskudd, gitt de restriksjoner som gjelder for overføring i nettet. Dette medfører at de samfunnsøkonomiske kostnadene for flaskehals som finnes i beregningene, mest sannsynlig undervurderer de faktiske flaskehalskostnadene.

Som referanse for beregning av flaskehalskostnader, benyttes optimal lastflyt. Flaskehalskostnadene er definert som differansen i samfunnsøkonomisk overskudd i *ubegrenset* lastflyt (dvs. markedslikevekt der en ser bort fra kapasitetsbegrensninger i nettet) og samfunnsøkonomisk overskudd i den realiserede markedslikevekt. Flaskehalskostnaden vil være minimal i optimal lastflyt, dvs. når optimale nodepriser benyttes for å rasjonere kapasiteten. Hvert enkelt tilknytningspunkt i nettet, vil da ha en egen pris på energi. I rapporten er det vurdert hvilke ekstrakostnader som må påregnes ved ulike soneprisløsninger, dvs. markedsløsninger der vi har som tilleggsrestriksjon at det skal være en felles pris innen definerte prisområder. De ulike prisområdeinndelingene som er vurdert, er gjengitt i figurene 1)-8) under. De ulike inndelingene varierer både mhp. geografisk inndeling og antall prisområder totalt som benyttes.





Fra eksemplene som er diskutert i kapittel 4, vil vi fremheve noen prinsipielle forhold som gjelder ulike soneinndelinger:

- *Eksemplene viser at forskjellene i flaskehalskostnader for ulike løsninger kan være betydelige, og at kostnaden for en uoptimal flaskehalshåndtering kan være av samme størrelsesorden som flaskehalskostnaden i seg selv, dvs. at ved en mer optimal håndtering av kapasitetsbegrensninger, vil flaskehalskostnadene kunne reduseres vesentlig.*

I Tabell 3 i vedlegg 4 er det eksempelvis oppgitt tilbuds- og etterspørselsdata for et tenkt timemarked med et totalt nordisk forbruk på ca. 62 000 MWh. Beregningene viser at de minimale samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til flaskehals i dette timemarkedet oppnås i optimal lastflyt, og er ca. 160 000 kr. Ved å benytte en prisområdeinndeling som i figur 2) over, dvs. prisområdene følger systemoperatørens grenser, mens Norge deles inn i to områder, får vi en økning i flaskehalskostnaden til ca. 220 000 kr, altså en økning på ca. 35%.

- *Eksemplene viser også at flere prisområder generelt gir bedre løsninger (vurdert ut fra samfunnsøkonomisk overskudd), men at det i mange tilfeller ikke trengs så mange områder for å få en nær-optimal løsning.*

I Tabell 20 i vedlegg 4 er det for eksempel angitt tilbuds- og etterspørselsdata for et timemarked med totalt nordisk forbruk på ca. 50 000 MWh. I dataene er det også forutsatt et relativt stort tilbud i Nord-Sverige, f.eks. som følge av snøsmelting. Minimale flaskehalskostnader knyttet til dette timemarkedet oppnås i optimal lastflyt, og er lik 45 000 kr. Ved å benytte en prisområdeinndeling som i figur 2) over, får vi en økning i flaskehalskostnaden på ca. 42%. For dette eksempelet, vil effekten av å gå fra en todeling av Norge til en femdeling som i figur 3), være ubetydelig, mens det å dele Sverige i to områder som i figur 4), gir et samfunnsøkonomisk overskudd nesten like stort som i optimal lastflyt, dvs. flaskehalskostnaden er tilnærmet det minimale av det som er mulig å oppnå, nemlig 45 000 kr.

- *Kostnadene (og merkostnadene) referert i eksemplene, er knyttet til timemarkedene og kan derfor forstås som flaskehalskostnader per time. Dersom disse regnes om til årskostnader, indikerer eksemplene i kapittel 4 at beløpene som kan spares ved en bedre utnyttelse av flaskehals, kan være betydelige.*

En timekostnad på 100 000 kr, som vil kunne forventes i 30% av årets timer, tilsvarer f.eks. en årlig kostnad på $100\,000 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0,3 \approx 260$ millioner kr. I eksemplene i kapittel 4 har vi funnet merkostnader ved uoptimal flaskehalshåndtering som varierer fra ca. 10 000 kr per time til ca. 200 000 kr per time. Disse kostnadsanslagene er imidlertid svært sensitive for variasjoner i input-data, og det er enkelt å finne eksempler som gir enda større differanser. Anslag for merkostnader på årsbasis vil også være kritisk avhengig av varigheten av forskjellige last-situasjoner. Dersom vi igjen antar at timekostnadene referert over kan forventes i 30% av årets timer, tilsvarer det merkostnader på hhv. ca. 26 og ca. 520 millioner kr. Når vi vet at det for år 2000 var flere prisområder i det nordiske børsområdet i ca. 65% av årets timer, og at prisdifferansene var relativt store i mange av timene, vil vi anslå at de årlige besparelser som kan oppnås ved

en mer optimal/samordnet flaskehalsbehandling kan utgjøre tre-sifrede millionbeløp.

- *Eksempelene illustrerer også at avhengig av last-situasjon, og hvilke flaskehalsersom er mest begrensende, vil forskjellige soneinndelinger naturlig nok være best. Dette betyr at dersom man ønsker å benytte faste soner, må disse velges med omhu, basert på blant annet de samfunnsøkonomiske kostnadene i hver enkel last-situasjon og varigheten av last-situasjonene, og valget av prisområdeinndeling vil kunne innebære en avveining mellom stor kostnad ved atypiske last-situasjoner og lang varighet for mer typiske last-situasjoner.*

At det eksisterer to metoder for å håndtere flaskehals i det nordiske nettet, kan medføre en dårligere kapasitetsutnyttelse, og større prisdifferanser enn nødvendig. Motkjøp, som skal benyttes internt i prisområdene, og for mer kortvarige kapasitetsproblemer, innebærer en bedriftsøkonomisk kostnad for systemoperatøren, som dermed har incentiver til å benytte spotmarkedet også for kapasitetsbegrensninger internt i prisområdene. Dette kan gjøres på to måter: enten ”direkte” ved å sette områdeprisene slik at interne overføringsbegrensninger er oppfylt, eller ”indirekte” ved å endre kapasitetene på snittene mellom prisområdene slik at kapasitetsbegrensninger innad i prisområdene overholdes. Eksempelene i kapittel 4 viser at en ”indirekte” styring av flaskehals kan være svært kostbar, og Tabell 9 og Tabell 11 i vedlegg 4 viser kostnadsforskjellene ved ”direkte” og ”indirekte” behandling av en flaskehals på linje 2-3, dvs. mellom Øst- og Vest-Norge. I optimal lastflyt er de totale flaskehalskostnadene i utgangspunktet lik ca. 160 000 kr. Ved å se bort fra begrensningen på linje 2-3, og heller redusere kapasiteten på linje 2-10 mellom Øst-Norge og Sverige, øker flaskehalskostnaden i optimal lastflyt til omtrent 350 000 kr, altså mer enn en fordobling. Kostnadsforskjellene ved å benytte (område)prisene til å løse kapasitetsproblemet på linje 2-3, i stedet for å endre på kapasiteten på linje 2-10, er tilsvarende store også for de ulike prisområdeinndelingene. Som vist i Tabell 1, vil også prisdifferansene kunne øke betydelig ved en ”indirekte” styring av kapasiteten, disse prissignalene er ikke basert på reelle flaskehals, og kan derfor være misvisende.

Ved en oppdeling av Norden i prisområder, vil det være en samfunnsøkonomisk gevinst ved å kunne operere nettet som en helhet, uavhengig av nasjonale grenser og systemoperatører, og la de faktiske overføringsbegrensninger, både hva gjelder lokalisering og overføringskapasitet, bestemme områdeinndelingen.

Når det gjelder motkjøp versus prisområder, har vi argumentert for at et rent motkjøpssystem ikke nødvendigvis vil være bedre for konkurransen i markedet. Et motkjøpssystem vil kunne innebære en annen fordeling både av overskudd og risiko på aktørene i markedet, og det kan være bedre for likviditeten i spotmarkedet at det er færre priser å forholde seg til. At man har en felles markedspris er imidlertid til en viss grad en illusjon i og med at det må kjøpes opp- og nedregulering for å finne en mulig markedsløsning. Dersom dette gjøres på den samfunnsøkonomisk mest effektive måten, og kraftsystemet utnyttes optimalt, vil de marginale verdiene av energi i de ulike tilknytningspunktene samsvare med de optimale nodeprisene. Dette

forutsetter dog en informasjonstilgang og fleksibilitet som neppe er til stede i dagens regulerkraftmarked.

Ved valg av antall prisområder og inndeling av det nordiske børsområdet, vil det måtte foretas en avveining mellom prissignaler til produksjon og forbruk, investerings signaler til nett, samt likviditet i de geografiske markedene. Det vil uansett være en fordel å kunne se det nordiske nettet under ett, og la de faktiske overføringsbegrensningene bestemme prisområdeinndelingen.

Avslutningsvis er det i rapporten nevnt andre funksjoner der det kan være mulig å oppnå gevinster med en felles nordisk systemoperatør-funksjon. Flere av disse, som bedret revisjonskoordinering og koordinering av investeringer i nettet, har sitt utspring i en bedre samlet utnyttelse av overføringsressursene i nettet. I arbeidet har vi fokusert på funksjoner og potensielle fordeler av større grad av koordinering. Det ligger ikke innenfor prosjektet å ta opp organisering av en eventuell felles nordisk driftskoordinering. Det er imidlertid klart at hvilke gevinster som i praksis lar seg realisere, også vil avhenge av hvordan systemoperatør-ansvaret organiseres. Gitt dagens organisering, er det de nordiske systemoperatørene som gjennom sitt samarbeid vil bestemme hvor effektiv den nordiske driftskoordineringen kan bli.

1. Introduksjon

Det nordiske børsområdet består i dag av 4 land, Norge, Sverige, Finland og Danmark. Mens koblingen gjennom et integrert overføringsnett på den ene side er en forutsetning for et integrert marked, utgjør håndtering av nettet og systemansvar en viktig premiss for et godt fungerende marked. Vi har i dag 5 forskjellige nasjonale systemoperatører, med til dels ulike systemer og ulik grad av koordinering. Erfaringer med store prisforskjeller mellom prisområdene i Norden, og duplisering og mulig suboptimalisering av funksjoner, tyder på at det kan være gevinster med en felles nordisk systemoperatør-funksjon.

Formålet med prosjektet har vært å kartlegge mulige gevinster ved en koordinering av nordiske systemoperatører. I denne omgang har målsetningen vært å fokusere på gevinster ved samordning/koordinering av systemoperatørens *funksjoner*. Spørsmålet om *organisering* av en nordisk systemoperatør og forholdet til dagens nasjonale systemoperatører, samt spørsmålet om en felles nordisk *regulator* har ikke blitt behandlet innenfor prosjektets ramme.

Systemansvaret omfatter en rekke ulike funksjoner, og aktuelle områder for besparelser gjennom samordning kan være flere, eksempelvis

- felles revisjonskoordinering og flaskehalshåndtering,
- felles driftsplanlegging og overordnet driftskoordinering,
- ens prinsipper for tariffing av nettkunder,
- felles marked for regulerkraft, effektreserve og systemtjenester generelt, og
- felles systemplanlegging, herunder investeringer i nettet.

Innenfor hvert område står en overfor både spørsmålet om det er gevinster ved samordning, og hvordan disse kan realiseres. Siden problemstillingene i tillegg henger sammen og kan påvirke hverandre, utgjør dette et omfattende problemkompleks.

Et område som har vært spesielt i søkelyset, er håndtering av kapasitetsbegrensninger i nettet. Prosjektet har derfor i hovedsak bestått av en mer spesifikk analyse med fokus på flaskehalshåndtering. I det nordiske børsområdet har man valgt en tilnærming med prisområder, dvs. børsområdet består av et antall soner, med felles

pris innenfor hver sone, og der motkjøp benyttes til å løse kapasitetsproblemer internt i prisområdene. Prinsippet med prisområder er utgangspunkt for analysen av flaskehalshåndtering.

For tiden følger grensene mellom prisområdene de nasjonale grensene, og det er forskjell på hvilke systemer som velges internt i hvert enkelt land. I Norge har man eksempelvis flere prisområder, mens man i Sverige løser alle interne kapasitetsproblemer med motkjøp. Denne organiseringen kan gi opphav til ineffektivitet i markedet, bl.a. har vedvarende og til dels store forskjeller i områdeprisene tendert mot nasjonale energimarkeder. Videre kan det bidra til svekket tillit til prisdannelsen, redusert likviditet i spotmarkedet, og problemer knyttet til bruk av finansielle sikringsinstrumenter. Ved å bruke landegrensene som sonegrenser, og til dels faste prisområder innad i Norge, stilles det også spørsmål ved om vi får prissignaler som har sitt opphav i faktiske/reelle flaskehalser.

Mindre justeringer innenfor dagens eksisterende soneprissystem, der en ser det nordiske børsområdet under ett, vil kunne bidra til en mer effektiv utnyttelse av nettet. Eksempelvis bør man vurdere antall prisområder som defineres, om disse bør være fleksible eller faste, og hvordan grensedragningene mellom de ulike sonene bør velges. I valg av system kan det være motstridende hensyn, eksempelvis kan flere soner som bestemmes avhengig av last-situasjon sikre en nær optimal utnyttelse av kraftsystemet, samtidig ønsker en rekke aktører kun et fåtall faste prisområder da dette antas å redusere usikkerhet (bunnrisiko) og bedre likviditeten i de geografiske markedene, noe som viktig for tilliten til prisdannelsen i spotmarkedet og hedgingeffektiviteten til finansielle instrumenter.

I arbeidet med å anslå effektiviseringspotensialet som følger av felles regler for flaskehalshåndtering, har vi tatt utgangspunkt i en stilisert modell over det nordiske børsområdet. Ved analyse av flaskehalser, benyttes ofte en "DC" modell, dvs. en vekselstrøm-modell der man ser på aktiv kraft, der man ser bort fra tap og der lastflytbetingelsene er lineære. I prosjektet har vi tilpasset en modell som gjenspeiler vesentlige karakteristika ved det nordiske markedet, og med denne modellen som utgangspunkt har vi undersøkt en rekke av problemstillingene knyttet til et integrert soneprissystem som basis for flaskehalshåndtering.

Rapporten er bygget opp som følger: I kapittel 2 gis en oversikt over prisområder og motkjøp som metoder for å rasjonere overføringskapasitet, og i vedlegg 1 gis referanser til andre fremgangsmåter som er beskrevet i litteraturen. I kapittel 3 følger en beskrivelse av modellen som er benyttet for det nordiske børsområdet, ytterligere detaljer finnes i vedlegg 3, mens vedlegg 2 inneholder bakgrunnsmateriale som er benyttet ved kalibrering av modellen. Dette materialet er ikke tilpasset modellens aggregeringsnivå, vi har derfor måttet basere inngangsdata i stor grad på skjønsmessige vurderinger. I kapittel 4 refereres beregninger av samfunnsøkonomisk overskudd for forskjellige last-scenarier og prisområdeinndelinger, løsningene er ytterligere dokumentert i vedlegg 4. Fra disse eksemplene finnes anslag på merkostnader per time for ikke å håndtere flaskehals optimalt. I kapittel 5 diskuteres modell-forutsetninger og de resultater som fremkommer. Kapittel 6 angir andre områder der det kan oppnås fordeler ved en bedre samordning av systemsvaret i Norden, og kapittel 7 gir konklusjoner og anbefalinger.

2. Flaskehalshåndtering i det nordiske børsområdet

I litteraturen er det beskrevet en rekke forskjellige mekanismer for å håndtere kapasitetsbegrensninger i kraftsystemer. I vedlegg 1 er det gitt en kort beskrivelse av noen av disse, samt referanser til litteratur. I dette kapitlet fokuserer vi på prinsippene som er valgt i det nordiske systemet.

Når vi løser optimal lastflyt problemet (tilsvarende problem (1)-(5) i vedlegg 3) finner vi verdien av kraft i hver enkelt node. I en markedsløsning kan vi realisere optimal lastflyt ved å sette prisen på energi i hver node, dvs. nodeprisen, lik denne optimalverdien (Schweppe m.fl. [8]). De optimale nodeprisene er derfor entydige i den forstand at de angir optimal verdi av energi i hver enkelt node, og andre mekanismer for å håndtere flaskehalser må være konsistente med disse optimale nodeverdiene for å kunne gi optimal løsning. Optimale nodepriser kan derfor benyttes som en referanse når man skal vurdere andre metoder for flaskehalshåndtering.

Pga. spesielle egenskaper ved elektriske nett (ref. Kirchhoffs lover for parallell kraftflyt i vekselstrømnett) kan optimale nodepriser ha en del egenskaper som i første omgang kan virke overraskende (se også Wu m.fl. [13]). I tilfeller med en eller flere overbelastede linjer kan for eksempel to noder ha ulik pris, selv om den direkte linjen som forbinder nodene ikke er overbelastet¹. Som en følge, kan alle nodene i nettet ha forskjellig pris, selv om bare en enkelt linje er begrenset. Årsaken til dette fenomenet ligger i at Kirchhoffs lover medfører at enhver handel gjør bruk av alle linjer i nettet, inkludert den som er begrensende for løsningen. Noen vil forverre kapasitetsbelastningen, andre vil avlaste den overbelastede linjen, og dette reflekteres i nodeprisene.

Sonepriser, som ble valgt som hovedprinsipp i driftsplanleggingsfasen i det norske kraftsystemet, er en tilnærming til et rent nodeprissystem. Tilnærmingen innebærer at man stiller som et ekstra krav til prissystemet at noder som ligger innen definerte

¹ Dette vil f.eks. ikke være tilfelle i "vanlige" transportnett der vi kan rute transporten for å oppnå systemoptimum.

prisområder skal ha samme pris (ref. optimeringsformulering (1)-(6) i vedlegg 3). Dette ekstra kravet kan føre til at det samfunnsøkonomiske overskudd som er mulig å oppnå, reduseres. På den annen side kan en slik reduksjon oppveies av at man oppfatter et system med færre priser som enklere.

Markedsklarering i et soneprissystem, vil kunne følge en prosess omtrent som beskrevet under:

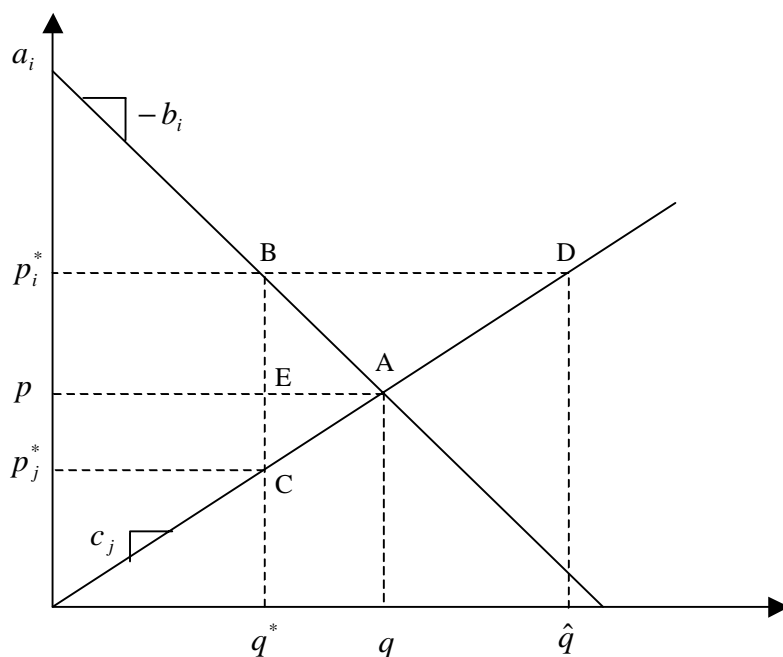
- 1) En ser bort fra begrensninger i nettet, og markedet klareres basert på anmeldte bud. Dette frembringer systemprisen p .
- 2) Hvis den lastflyt som følger, medfører kapasitetsproblemer i nettet, deles nettet inn i prisområder. Hvis vi antar at to soner defineres, vil sonen med netto innlevering kalles lavpris-området og sonen med netto uttak kalles høypris-området.
- 3) Netto overføring mellom områdene reduseres slik at kapasitetsbegrensningene i nettet overholdes.
- 4) Hvert prisområde klareres så separat, dette gir en pris i hvert område, p_l er prisen i lavpris-området og p_h prisen i høypris-området. Hvis lastflyt i markedslivekten som følger, fremdeles medfører kapasitetsproblemer, gjentas prosessen fra steg 3. Hvis nye begrensninger brytes, gjentas prosessen fra steg 2), og nye områder kan bli dannet.
- 5) Nettinntekten (fra kapasitetsavgifter) er lik prisdifferansen multiplisert med overføringen mellom områdene.

I Bjørndal og Jørnsten [2] analyseres egenskaper ved soneprismetoden, og det vises at soneprising i et masket nett kan være vanskelig dersom det skal gjøres optimalt, dvs. med minst mulig avvik fra optimal lastflyt. I kapittel 3, samt vedlegg 3, beskrives hvordan vi beregner optimale soneprisløsninger, og hvordan faktisk prisområdeklarering kan avvike fra vår optimaliserte soneprismodell.

I driftsplanleggingsfasen i det nordiske kraftsystemet eksisterer to ulike prinsipper for flaskehalshåndtering side om side. Systemoperatørens områder danner egne prisområder, i tillegg deles Norge inn i flere områder. Flaskehalser innad i de definerte prisområdene skal løses vha. motkjøp. Et rendyrket motkjøpsprinsipp innebærer en felles markedspris, og at systemoperatøren kjøper oppregulering og/eller

nedregulering hos produsenter og forbrukere for å redusere overføring over flaskehalsene.

Figur 1 kan illustrere noen av forskjellene mellom node-/sonepriser og motkjøp. I figuren vises ubegrenset og begrenset lastflyt for et eksempel med to noder, i og j , som er forbundet med en linje med overføringskapasitet q^* . Node i består av konsumenter med etterspørselsfunksjon $p_i = a_i - b_i q_i$, der q_i er etterspurt kvantum ved pris p_i , og a_i og b_i er positive parametre. Node j består av tilbydere med aggregert tilbudsfunksjon gitt ved $p_j = c_j q_j$, der q_j er etterspurt kvantum ved pris p_j og c_j er en positiv parameter. Vi ser bort fra tap.



Figur 1 Ubegrenset og begrenset lastflyt

Ubegrenset lastflyt tilsvarer punkt A, denne kan imidlertid ikke oppnås fordi overføring q da vil være større enn kapasiteten q^* . Dersom vi deler vårt enkle nett inn i to prisområder, blir node i høypris-området (netto uttak) og node j lavpris-området (netto innlevering). Når overføringen mellom prisområdene justeres ned til q^* , får vi soneprisene p_i^* og p_j^* , med produsert og konsumert kvantum lik q^* . Siden vi kun har

to noder i nettet, tilsvarer dette selvsagt optimal lastflyt. Reduksjonen i samfunnsøkonomisk overskudd (dvs. den samfunnsøkonomiske kostnaden) som følge av kapasitetsbegrensningen tilsvarer arealet av trekant ABC. Nettinntekten vil være lik $(p_i^* - p_j^*)q^*$, som er positiv².

Figuren kan også illustrere hvorfor det ikke er mulig å ha en uniform markedspris uten å rasjonere produsenter eller konsumenter. Ved å øke markedsprisen fra p i eksemplet, reduseres forbruket, og i punkt B er etterspurt kvantum slik at overføringslinjen kan håndtere det. Imidlertid vil produsentene ønske å tilby \hat{q} ved denne prisen, og produksjonen må avkortes eller rasjoneres. Å tilby produsentene den optimale node-/soneprisen p_j^* er selvsagt et alternativ, men da har vi ikke lenger en uniform markedspris. Et annet alternativ er å kjøpe ut en del av produksjonen ved å kompensere produsentene med differansen mellom p_i^* og produksjonskostnaden, altså motkjøp. Den billigste måten å gjøre dette på er å kompensere produsentene med de høyeste marginalkostnadene. I figuren impliserer dette en (bedriftsøkonomisk) kostnad for systemoperatøren lik arealet av trekant BCD. (Den samfunnsøkonomiske kostnaden av flaskehalsen vil fremdeles være lik arealet av trekant ABC.) Dersom både produsenter og forbrukere kan ta del i nedreguleringen, kan systemoperatøren realisere optimal lastflyt på billigste måte (bedriftsøkonomisk) ved å ta utgangspunkt i en markedspris på p , og kompensere de dyreste produsentene med ACE og forbrukerne med lavest betalingsvilje med ABE. De bedriftsøkonomiske kostnadene er da lik de samfunnsøkonomiske kostnadene ABC.

Dette illustrerer at en motkjøpsordning som involverer alle aktørene kan realisere optimal lastflyt. Generelt, i et masket nett, må man kunne ta hensyn til hvordan de ulike aktørene påvirker den aktuelle flaskehals-situasjonen for å minimere kostnadene ved kvantumsomfordelingene. Dette betyr at for produsenter eller konsumenter som ved økt aktivitet avhjelper kapasitetsbegrensningen, vil det være aktuelt å kompensere for økt produksjon/forbruk. Det betyr også at man bør kunne plukke fra regulerlisten ikke utelukkende basert på ”merit-order”, men også basert på hvilke endringer som

² Nettinntekten definert på denne måten (“merchandizing surplus”, ref. Wu m.fl. [13]), vil alltid være ikke-negativ i optimal lastflyt. Ved bruk av sonepriser (selv optimale sonepriser), kan nettinntekten bli negativ (Bjørndal og Jørnsten [2]).

har best effekt på flaskehalsene. I prinsippet må vi da løse et problem som mht. beregning og nødvendig informasjon er av samme kompleksitet som optimal lastflyt problemet.

Regulerkraftmarkedet brukes idag for motkjøp (spesialregulering) samt for balansehåndtering. I Figur 1 forutsettes det at tilbudskurvene for en enkel time i døgnmarkedet også brukes til motkjøp, og at systemoperatøren ved betaling for opp- og ned-regulering kan benytte prisdiskriminering (dvs. at systemoperatøren betaler kun for differansen mellom markedsprisen og produsentens marginalkostnad, på denne måten oppnås en felles markedspris, men kompensasjonen for opp- og nedregulering varierer). Dagens regulerkraftmarked fungerer ikke på denne måten da det anmeldes egne bud på opp- og nedregulering, og regulerkraftmarkedet klareres på en felles pris. Dette kan påvirke i hvilken grad det er mulig å oppnå optimal lastflyt, i tillegg representerer motkjøpet en kostnad for systemoperatøren, og måten denne kostnaden kreves inn på, kan også påvirke effektiviteten i markedet.

Å løse kapasitetsproblemer vha. priser versus motkjøp gir ulike insentiver til de ulike aktørene i markedet. For systemoperatøren er det slik at ved bruk av optimale nodepriser, så impliserer en kapasitetsbegrensning en inntekt. Man kan hevde at dette forholdet nærmest gir disinsentiver til å iverksette tiltak som fjerner eller reduserer forekomsten av flaskehals. På den annen side kan man hevde at reguleringen av nettselskapene medfører at en økning i kapasitetsavgiften vil bli fulgt av en reduksjon i fast-tariffen, og at dette dermed ikke utgjør noe sterkt insentiv. Ved motkjøp, vil flaskehals påføre systemoperatøren kostnader, og dermed insentiver til å utbedre nettet. Ulempen ved motkjøp er selvsagt at prissignalene som gis til forbruk og produksjon, er mangelfulle. Med en pris som er felles for hele markedet, gis det ikke noe signal om hvor det er gunstig å lokalisere ny kapasitet i produksjon eller forbruk.

I det nordiske nettet eksisterer som nevnt begge metoder side om side, og sammen med reguleringen av nettselskapenes inntekter og avkastning kan dette påvirke hvordan systemoperatørene velger å håndtere flaskehals. Ved å løse kapasitetsproblemer gjennom markedet, dvs. ved å bruke priser, reduseres kostnadene for

motkjøp. Dersom dette ikke påvirker inntektene³ (noe som både kan tenkes å være tilfelle under inntektsrammeregulering og under en avkastningsregulering med vide grenser for akseptabel avkastning), vil det bedriftsøkonomiske resultatet til systemoperatøren øke.

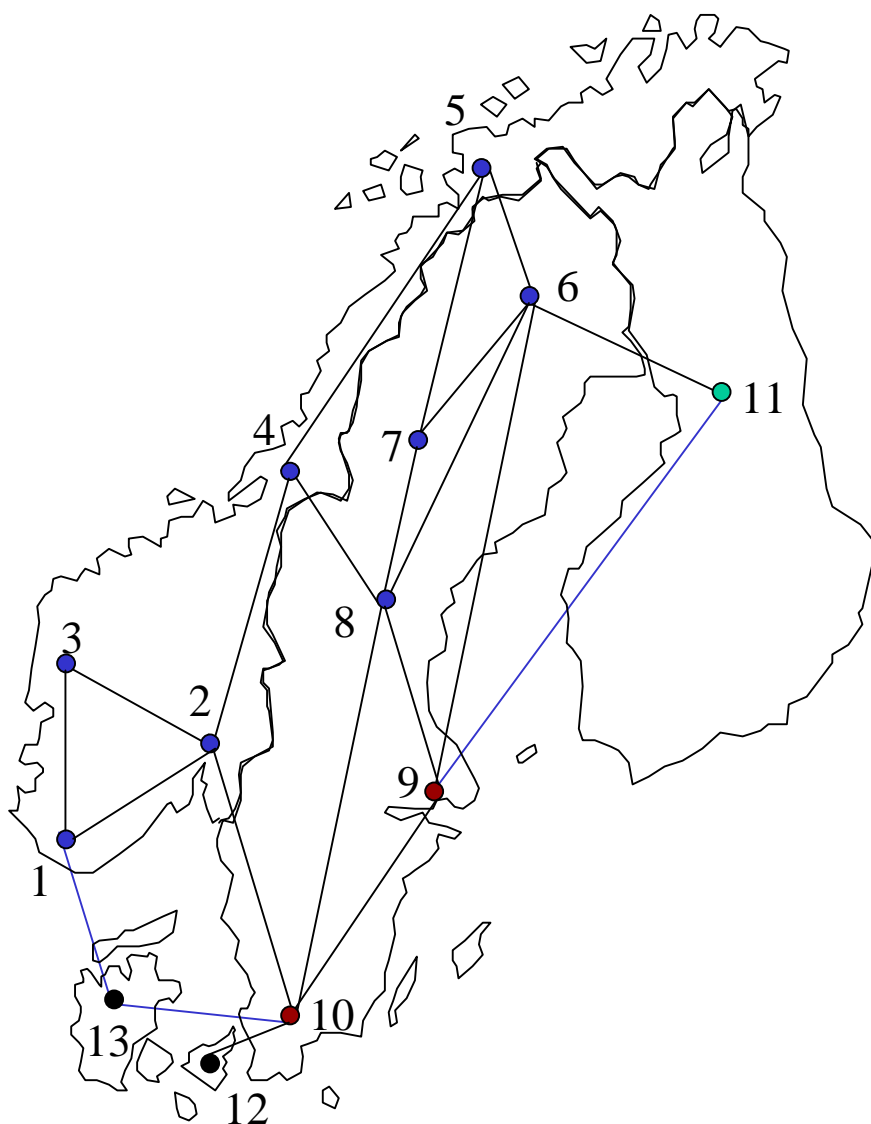
Problemstillingen er knyttet til at det for gitte tilbuds- og etterspørselskurver finnes et utall forskjellige markedslikevekter (ref. Wu m.fl. [13]). For eksempel vil ethvert sett av områdepriser som impliserer en mulig lastflyt når aktørene tilpasser seg prisen i sitt område, være en markedslikevekt, og de ulike likevektene vil være forskjellige både med hensyn til samfunnsøkonomisk overskudd og nettinntekt/motkjøpskostnad. Hvor nær man kan komme optimal lastflyt, vil avhenge av i hvilken grad man lykkes med en sentral koordinering (en sentral koordinering som for øvrig gjerne kan bruke markedsmekanismer som en del av koordineringsprosessen). Markedslikevekten vil selvsagt også påvirkes av målsetningen til systemoperatøren. Med flere systemoperatører i ett og samme børsområde kan det også tenkes at interessene ikke alltid er sammenfallende.

I de følgende kapitler vil vi gjøre beregninger som kan illustrere forbedringspotensialet som følge av en mer helhetlig behandling av flaskehalsen i det nordiske nettet. Målsetningen er å få en best mulig utnyttelse av overføringskapasiteten i nettet, målt ved det totale samfunnsøkonomiske overskudd i børsområdet.

³ Evt. at inntektene påvirkes i gunstig retning.

3. Modell for det nordiske børsområdet

For å beregne samfunnsøkonomisk overskudd ved ulike prisområdeinndelinger innenfor det nordiske børsområdet, benyttes en forenklet modell som skal representere aggregert lastflyt i Nord Pool området.



Figur 2 Nettverksmodell Norden

I Figur 2 er topologien for den valgte nettverksmodellen gjengitt. Lokalisering av produksjon og forbruk er representert ved 13 forskjellige noder. I forhold til dagens prisområdeinndelinger, og inndelingen av effektbalanse-dataene i vedlegg 2, kan et

enkelt område være representert ved flere noder i vår modell. Norge-sør er f.eks. representert ved nodene 1, 2 og 3, Norge-nord ved nodene 4 og 5, Sverige-nord består av nodene 6, 7 og 8, mens Sverige-sør er representert ved nodene 9 og 10. Linjene i figuren representerer overføringslinjer, og siden modellen vi benytter er på et såvidt aggregert nivå, vil hver linje i modellen representere flere enkeltlinjer, dvs. ulike snitt. Når det gjelder snittene som angis i kapasitetsdataene i vedlegg 2, kan et snitt være representert ved flere linjer i vår modell, eksempelvis vil den angitte overføringskapasiteten mellom Sverige-nord og Sverige-sør måtte fordeles på linjene 6-9, 8-9 og 8-10 i vår nettverksmodell. Dette betyr at vår modell er på et mer disaggregert nivå enn det som er spesifisert i datamaterialet i vedlegg 2. Når vi benytter begrepet "linje" i den videre diskusjonen, vil det være med referanse til linjene (snittene) slik de er definert i nettverksmodellen i Figur 2.

I modellen benyttes 21 linjer, de aller fleste av disse representerer vekselstrøm-leadninger, men noen, nærmere bestemt linjene 1-13, 10-13 og 9-11, er likestrøm-kabler. Skillet mellom vekselstrøm og likestrøm har betydning når vi skal regne på lastflyt i modellen. For likestrøm-kabler er det større muligheter for å "rute" kraft, vi har ikke det samme problemet med parallellflyt som vi har i et rent vekselstrøm-nett. Dette medfører at likestrøm-kablene kan benyttes til å "flytte" kraft fra et sted i nettet til et annet, eksistensen av disse kablene vil derfor ha en prisutjevneende effekt. For å få prisdifferanser mellom to noder som er knyttet sammen med en likestrøm-kabel, må likestrøm-kabelen benyttes fullt ut (dvs. kapasiteten på kabelen begrenser overføring). Dette er ikke tilfelle med vekselstrøm-leadninger, her kan det som nevnt oppstå prisdifferanser mellom to noder selv om den direkte linjen mellom nodene ikke er overbelastet.

For å beregne lastflyt i modellen, benyttes en "DC" tilnærming for lastflyt over vekselstrøm-kablene. Denne består i at vi ser bort fra tap, vi ser kun på aktiv kraft og for lastflytbetingelsene er lineære tilnærminger benyttet. Den matematiske representasjonen av Kirchhoffs lover, samt hvordan vi spesifikt tar hensyn til likestrøm-kabler, er vist i vedlegg 3. "DC" tilnærmelsen er svært vanlig å benytte ved analyse av flaskehals, se f.eks. Wu m.fl. [13], Wu og Varaiya [12], Chao og Peck [3], Schweppe m.fl. [8] og Hogan [6]. For å beregne hvordan kraften flyter i nettet, må vi kjenne admittanser for de ulike linjene. Modellen som er valgt, er på et svært

aggregert nivå, vi antar derfor at linjene har identiske admittanser, og disse settes lik 1. Når det gjelder overføringskapasiteter, er disse satt med utgangspunkt i kapasitetene angitt i vedlegg 2. I de tilfellene der et snitt angitt i vedlegg 2 er representert ved flere linjer i vår modell, er kapasiteten fordelt skjønnsmessig på våre enkeltlinjer, som oftest med like stor overføringskapasitet på alle linjene som tilhører snittet. Dette er selvsagt en grov tilnærming, på linje med den aggregeringen av det nordiske kraftsystemet som i utgangspunktet er foretatt. Kapasitetsdata for de 21 linjene i modellen fra Figur 2 er vist i Tabell 2 i vedlegg 3.

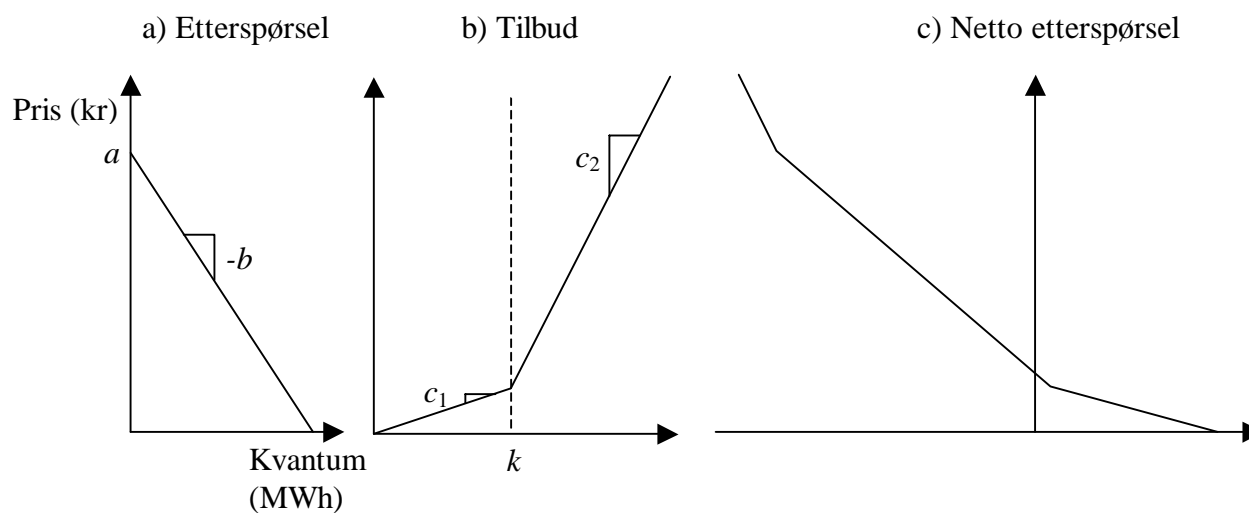
I hver node har vi både produksjon og forbruk. Vi har valgt å benytte lineære etterspørselskurver, som vist i Figur 3 del a). For hver node angis en kurve ved hjelp av to parametre, nemlig skjæringspunktet med prisaksen, a , og helningen på kurven, $-b$. Vi har valgt å benytte samme a -verdier⁴ for alle nodene, mens verdiene av b for de ulike nodene reflekterer markedsstørrelse. Vi har tatt utgangspunkt i en omtrentlig fordeling av konsumet i Norden gitt ved følgende tabell:

| NODE | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|-------------------------|---|----|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|
| %-andel av etterspørsel | 3 | 13 | 6 | 6 | 2 | 2 | 2 | 8 | 14 | 14 | 20 | 4 | 6 |

Tilbudskurvene antas å være stykkevis lineære som vist i Figur 3 del b). Knekkpunktet inntreffer ved kvantum lik k , og k -verdiene for de ulike nodene er bestemt i forhold til installert effekt, som er angitt i effektbalansetabellen i vedlegg 2. For Norge og Sverige trenger vi en finere oppdeling av installert produksjonseffekt, eksempelvis må installert effekt for Norge-sør fordeles på nodene 1, 2 og 3. Omtrentlig fordeling av effektkapasitet for produksjon innad i Norge er hentet fra Johnsen m.fl. [7], for Sverige er tallene satt etter skjønn. Helningen på tilbudskurvene er bestemt ut fra produksjonskapasiteten i nodene, samt hvilke energikilder som

⁴ a -verdien kan tolkes som en maksimalpris, imidlertid antas det at kvantum lik 0 er utenfor det relevante intervallet for markedstilpasning, og at innenfor det relevante intervallet er en lineær kurve en rimelig tilnærming til etterspørselen.

dominerer i de ulike nodene. I den forbindelse har vi tatt hensyn til marginalkostnadene for ulike energikilder som er angitt i priskrysset i vedlegg 2.



Figur 3 Tilbuds- og etterspørselskurver

Netto etterspørsel i en node finnes ved, for gitt pris, å trekke tilbudt mengde fra etterspurt mengde. Netto etterspørselskurven vil da ha en form som vist i Figur 3 del c), der kurvens skjæringspunkt med prisaksen angir ved hvilken pris noden går fra å være netto uttaks punkt til å bli netto innleveringspunkt. Netto etterspørselskurven er også stykkevis lineær.

Ved en kalibrering av modellen som angitt over, er det klart at vi får en grov tilnærming av det nordiske kraftsystemet. Det har imidlertid vært vanskelig å få tak i ”virkelige” data på det aggregeringsnivået som er valgt, lastflyt-eksemplene vi analyserer i neste kapittel blir derfor grove anslag på hvilke effekter som kan påregnes ved ulik grad av koordinering av flaskehalser i det nordiske børsområdet.

Tilbuds- og etterspørselsfunksjonene som benyttes i eksemplene, angir tilbud og etterspørsel i timemarkedene, dvs. en enkel time i døgnet⁵. Ved klarering av

⁵ Når vi refererer til kvantum produsert/konsumert, veksles det av og til mellom effektstørrelser (MW) og energistørrelser (MWh), i timemarkedene blir tallstørrelsene like.

timemarkedene, finner vi systempris, optimal lastflyt samt markedsløsninger for ulike prisområdeinndelinger. Målsetningen er å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd gitt de tilbuds- og etterspørselsfunksjoner som er angitt. Dette gjøres ved å maksimere differansen mellom konsumentenes betalingsvilje (gitt ved arealet under etterspørselskurven) og produsentenes kostnader (gitt ved arealet under tilbudskurven). Systemprisen fremkommer ved å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd uten å ta hensyn til kapasitetsbegrensninger i nettet. Dette tilsvarer å aggregere hele det nordiske markedet, og markedet vil klarere ved en felles pris, da vi i modellen vår ser bort fra tap.

Optimal lastflyt finnes ved å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd gitt lastflytbetingelser (dvs. Kirchhoffs lover og energibalansen) og kapasitetsbetingelser. Dersom noen av kapasitetsbetingelsene er bindende, vil vi kunne få ulike priser i alle noder, i et vekselstrøm-system kan dette som nevnt inntreffe selv om vi kun har *en* bindende begrensning. Ved beregning av de ulike soneløsningene, legger vi på en tilleggsrestriksjon, nemlig at prisene skal være uniforme innenfor de angitte sonene. I vedlegg 3 er de relevante matematiske modeller nærmere spesifisert.

Måten de forskjellige løsningene finnes på, innebærer en rekke antagelser. For det første finner vi for de ulike soneinndelingene optimale sonepriser, dvs. løsningene som angis her, vil være de best tenkelige løsninger i et soneprissystem, og sannsynligvis ikke de som faktisk realiseres i praksis, der en rekke forenklinger gjøres i forbindelse med markedsklarering. I praksis finnes f.eks. ikke tilbuds- og etterspørselsdata på nodenivå innenfor prisområdene når timemarkedene klareres. Bud spesifiseres kun på de ulike anmeldingsområdene, og kapasitetene som det styres etter, er kapasiteter på snitt og ikke på enkeltlinjer. Dette medfører at man gjerne må redusere kapasiteten over snittet mer enn egentlig påkrevet, for å være sikker på å være innenfor kapasiteten på enkeltlinjene, med den følge at utnyttelsen av nettet kan bli dårligere enn det som strengt tatt var nødvendig.

For det andre antar vi at tilbuds- og etterspørselskurvene representerer faktiske kostnader og betalingsvilje, vi tar mao ikke hensyn til forekomst av strategisk budgivning. Når vi beregner arealene under kurvene, antar vi altså at disse representerer

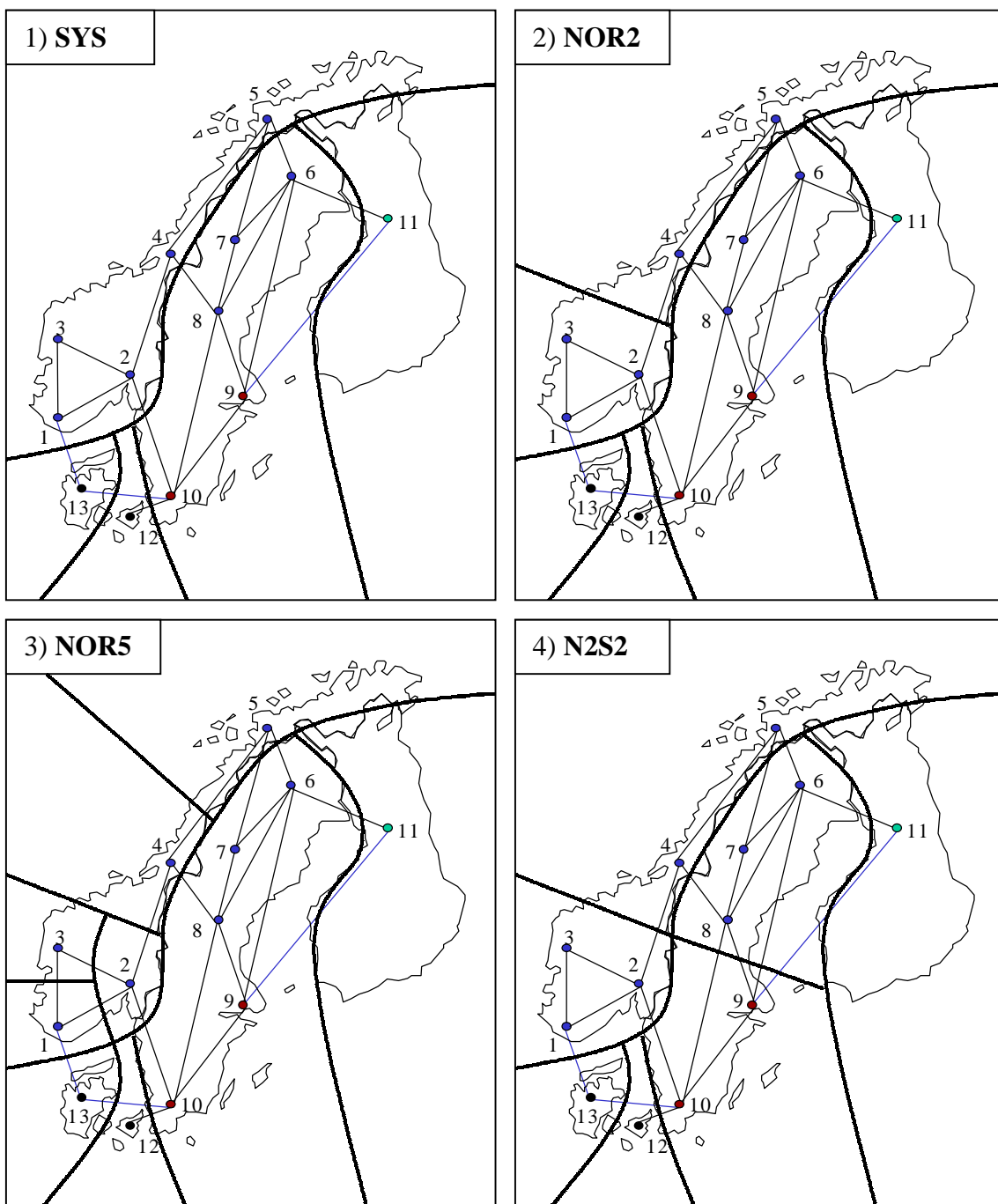
det korrekte samfunnsøkonomiske overskudd. Vi tar heller ikke hensyn til tidsdynamikken, da vi antar at korrekte vannverdier er innbakt i tilbudskurvene.

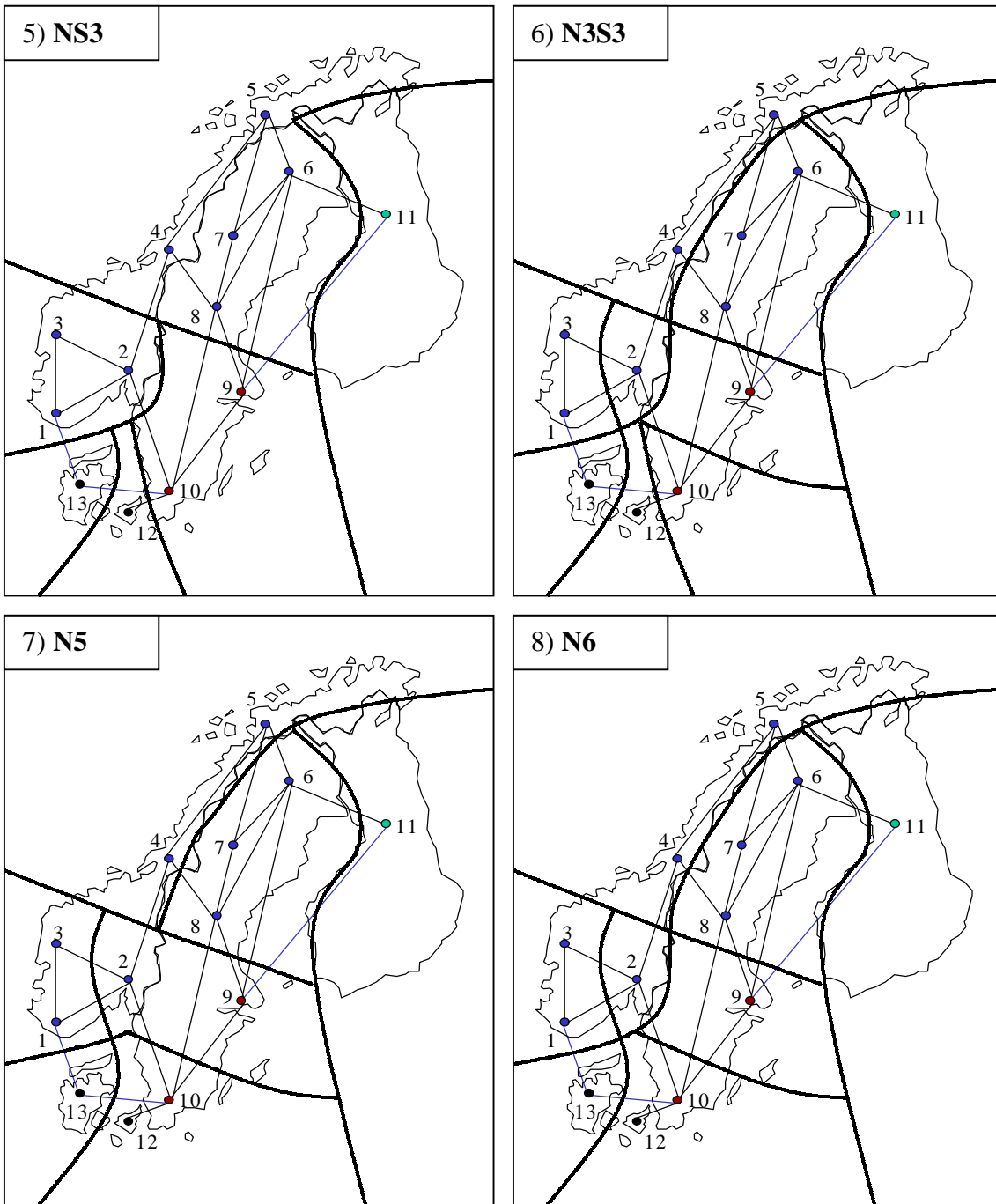
For det tredje har vi ikke tatt hensyn til import/eksport fra/til områder utenfor det nordiske børsområdet. Det er imidlertid en rekke kabler ut av Norden, eksempelvis til Tyskland, Polen og Russland. Avhengig av hvem som har kontroll med overføring over disse kablene, kan disse også brukes strategisk. En ikke-optimal utnyttelse av forbindelsene kan forsterke kapasitetsproblemer innefor det nordiske kraftsystemet, man kan også tenke seg at man kunne utnyttet kablene på en slik måte at overbelastninger ble avhjulpet, men at enkelte aktører ikke har insentiver til å få til slike ordninger. Dette er helt klart en problemstilling som er svært interessant når de europeiske energimarkedene skal integreres, vi vil imidlertid se bort fra denne problemstillingen i det videre arbeidet. Prinsippene som diskuteres i rapporten videre, vil imidlertid også kunne være gyldige for koordinering innenfor et fremtidig integrert *europisk* energimarked.

Da en hovedmålsetning med prosjektet er å vurdere hvilke samfunnsøkonomiske gevinster man kan oppnå ved en mer optimal flaskehalshåndtering, der det nordiske børsområdet ses under ett, uavhengig av nasjonale grenser og den geografiske plasseringen til de ulike systemoperatørene, ønsker vi å vurdere forskjellige alternative prisområdeinndelinger i det nordiske nettet. I listen under, og vist i Figur 4, gjengis ulike soneinndelinger som vil bli benyttet i eksemplene i neste kapittel.

- 1) **SYS**: prisområdene følger systemoperatørene, dvs. soneinndelingene er gitt ved følgende: $\{(1,2,3,4,5), (6,7,8,9,10), (11), (12), (13)\}$, der parentesene () indikerer at nodene med nummer 1, 2, 3, 4 og 5 tilhører en sone (Norge), nodene med nummer 6, 7, 8, 9 og 10 tilhører en annen sone (Sverige) og Finland (node 11), Danmark-øst (node 12) og Danmark-vest (node 13) er egne soner.
- 2) **NOR2**: to soner i Norge, dvs. inndeling $\{(1,2,3), (4,5), (6,7,8,9,10), (11), (12), (13)\}$.
- 3) **NOR5**: fem soner i Norge, dvs. inndeling $\{(1), (2), (3), (4), (5), (6,7,8,9,10), (11), (12), (13)\}$.
- 4) **N2S2**: to soner i Norge, to i Sverige, dvs. inndeling $\{(1,2,3), (4,5), (6,7,8), (9,10), (11), (12), (13)\}$.

- 5) **NS3**: tre soner totalt i Norge og Sverige, Norge-sør, Sverige-sør og Nord, dvs. inndeling $\{(1,2,3), (4,5,6,7,8), (9,10), (11), (12), (13)\}$.
- 6) **N3S3**: tre soner i Norge, tre i Sverige, dvs. inndeling $\{(1,3), (2), (4,5), (6,7,8), (9), (10), (11), (12), (13)\}$.
- 7) **N5**: fem soner i Norge, Sverige og Danmark-øst, dvs. inndeling $\{(1,3), (2,9), (4,5), (6,7,8), (10,12), (11), (13)\}$.
- 8) **N6**: seks soner i Norge, Sverige og Danmark-øst, dvs. inndeling $\{(1,3), (2), (9), (4,5), (6,7,8), (10,12), (11), (13)\}$.





Figur 4 Soneinndelinger

4. Analyser av ulike lastflyt-situasjoner

I dette kapitlet vil vi sammenligne de samfunnsøkonomiske kostnadene ved ulike soneløsninger (ref. Figur 4 i kapittel 3). Når flaskehalsen håndteres vha. prisområder, beregnes optimale sonepriser gitt tilbuds- og etterspørselsfunksjoner i hver enkel node, lastflyt-betingelser for nettverksmodellen som er valgt, samt kapasitetsbetingelser på (et utvalg av) linjene i modellen (ref. Tabell 2 i vedlegg 3). Ytterligere data for lastflyt-eksemplene som er utarbeidet, er gitt i vedlegg 4.

Høylast

Vi ser i første omgang på et timemarked med høy etterspørsel, tilbuds- og etterspørselsdata er gitt i Tabell 3 i vedlegg 4. I optimal lastflyt gir dette et samlet nordisk forbruk på ca. 62500 MWh (ref. Tabell 4), som tilsvarer ca. 86% av forbruksprognosen for lastnivå ved 10 års vintertemperatur,⁶ som er angitt i data for effektbalansen for 2001/2002 i vedlegg 2.

Ved beregning av markedsløsninger, tar vi først (del A) i vedlegg 4) kun hensyn til kapasitetsbegrensninger på mellomriksforbindelsene, dvs. linjer som knytter sammen noder som befinner seg i området til to forskjellige systemoperatører. Samfunnsøkonomisk overskudd (SO) ved ubegrenset lastflyt (ULF), optimal lastflyt (OLF) og de ulike soneinndelingene definert i kapittel 3, er (alle tall er oppgitt i 1000 kr) (ref. Tabell 5 i vedlegg 4):

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 64160 | 64153 | 64158 | 64158 | 64159 | 64151 | 64159 | 64136 | 64159 |

Samfunnsøkonomiske kostnader for flaskehalsene på mellomriksforbindelsene vil avhenge av hvilken markedsløsning som realiseres, og vil minst være lik differansen mellom samfunnsøkonomisk overskudd i ubegrenset lastflyt og optimal lastflyt, altså $64275 - 64160 = 115$ (dvs. 115 000 kr). Vi ser også at vi kommer relativt nær optimal lastflyt ved å benytte prisområder heller enn nodepriser, og at forskjellene mellom de

⁶ Dette er laveste vintertemperatur som forventes å inntreffe i en 10-årsperiode.

ulike soneinndelingene heller ikke er store⁷. Dette er kanskje ikke så overraskende i og med at løsningene over, ikke tar hensyn til kapasitetsbegrensninger internt i områdene til systemoperatørene. Ser vi på lastflyt, som er gitt i Tabell 6 i vedlegg 4, er det klart at en rekke interne kapasitetsbegrensninger er overskredet. Det gjelder eksempelvis på linjene 2-3, 2-4, 4-5, 6-9 og 8-10. Når vi skal vurdere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved flaskehalsene i det nordiske nettet i denne last-situasjonen, må vi også ta hensyn til de samfunnsøkonomiske kostnadene ved de interne flaskehalsene. Hvis markedsklarering bestemmes kun med henblikk på kapasitetsbegrensningene på mellomriksforbindelsene, vil interne flaskehalsen måtte løses ved motkjøp. Dette impliserer en samfunnsøkonomisk kostnad som følge av de kvantumsomfordelinger som realiseres ved motkjøpet. Motkjøpet representerer også en bedriftsøkonomisk kostnad for systemoperatørene (ref. diskusjon i kapittel 2), noe som kan gi incentiver til å håndtere flaskehalsen gjennom markedet, og dette kan tenkes gjort på forskjellige måter.

I del B) i vedlegg 4 viser vi hvordan man kan endre fastsatt kapasitet på en mellomriksforbindelse, for på den måten å redusere last på en linje som er intern i et prisområde. Vi antar at kapasiteten på linje 2-10 reduseres fra 2000 MW til 1340 MW. Last over linje 2-3 blir da redusert (ref. Tabell 8), og ligger for de ulike løsningene under eller tilnærmet lik kapasitetsbegrensningen på 2800 MW. Samfunnsøkonomisk overskudd (ref. Tabell 7) for de ulike løsningene er (alle tall i 1000 kr):

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 64067 | 64050 | 64064 | 64064 | 64066 | 64058 | 64067 | 64033 | 64067 |

Vi ser at i forhold til ved en fastsatt kapasitet på 2000 MW på linje 2-10, får vi en reduksjon i samfunnsøkonomisk overskudd, men løsningene er ikke direkte sammenlignbare fordi det ikke er tatt hensyn til motkjøpskostnader. Disse vil kunne være forskjellige for de to tilfellene. Med kapasitet på linje 2-10 satt til 1340 MW, er lastflyt over linje 2-3 og 6-9 redusert, og dette vil kunne trekke i retning av reduserte

⁷ Unntaket er N5, med et samfunnsøkonomisk overskudd som ligger noe lavere enn de andre. Denne soneinndelingen, som knytter Øst-Norge (node 2) sammen med Midt-Sverige (node 9), er en soneinndeling som kan være interessant å vurdere i det faktiske nordiske kraftsystemet. I vår modell, som har en svært grov representasjon av søndre del av Sverige, er denne varianten ikke et naturlig valg, noe resultatene også viser.

motkjøpskostnader. På den annen side øker belastningen på linjene 2-4 og 4-5, og dette vil kunne trekke i motsatt retning. Totaleffekten på motkjøpskostnadene er derfor usikker, og vil også avhenge av hvordan regulerkraftmarkedet fungerer (ref. diskusjon i kapittel 2). En øvre grense for hva som kan oppnås, er samfunnsøkonomisk overskudd i optimal lastflyt, der man tar hensyn til alle flaskehalsener til sin reelle verdi (ref. størrelsen 64113 i neste eksempel).

Det er imidlertid ikke nødvendig å endre på kapasitetsbegrensningene på mellomriksforbindelsene for å ta hensyn til flaskehalsener internt i systemoperatørens områder. Dette kan også gjøres direkte ved å sette priser slik at også interne flaskehalsener overholdes. I del C) i vedlegg 4 har vi beregnet markedsløsninger slik at alle kapasitetsbegrensningene gitt i Tabell 2 i vedlegg 3 overholdes. Samfunnsøkonomisk overskudd (ref. Tabell 9) for de ulike løsningene blir (alle tall i 1000 kr):

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 64113 | 64051 | 64056 | 64089 | 64080 | 64076 | 64105 | 64104 | 64105 |

Vi ser at kostnaden for flaskehalsene minst vil være lik $64275 - 64113 = 162$, og at valg av soneinndeling kan ha stor effekt. Å velge prisområder etter systemoperatørens grenser gir i eksemplet en ekstra flaskehalskostnad på $64113 - 64051 = 62$, som tilsvarer et tillegg i flaskehalskostnadene på ca. 38%. Vi ser også at løsninger med samme antall soner, men ulik inndeling kan være ganske forskjellige. Forskjellen mellom NOR5 (5 områder i Norge) og N3S3 (3 områder både i Norge og Sverige) er lik 16, eller 10% av flaskehalskostnadene. Løsningene med 3 soner i Norge og 3 i Sverige (N3S3), samt løsningene med hhv. 5 og 6 soner totalt i Norge/Sverige/Danmark-øst (N5 og N6) kommer alle relativt nær optimal lastflyt når det gjelder samfunnsøkonomisk overskudd. I dette tilfellet er de samfunnsøkonomiske overskuddene direkte sammenlignbare, i og med at alle flaskehalsener, også de som oppstår internt i systemoperatørens områder, er tatt hensyn til.

I følgende eksempel vil vi fokusere på effekten av flaskehalsener på linje 2-3, og vi vil se nærmere på forskjellen mellom å håndtere flaskehalsener direkte gjennom priser og indirekte gjennom å endre på kapasiteter andre steder i nettet. Hvis vi ser bort fra

flaskehalsen på linje 2-3, men tar hensyn til alle de andre begrensningene, vil vi få en situasjon med overlast på linje 2-3. I del D) i vedlegg 4, har vi imidlertid redusert kapasiteten på overføring over linje 2-10 fra 2000 MW til 940 MW. Dette medfører en reduksjon av overføring på linje 2-3 slik at kapasitetsbegrensningen på denne linjen er (tilnærmet) oppfylt (se lastflyt i Tabell 12). Samfunnsøkonomisk overskudd (ref. Tabell 11) for de forskjellige prisområdeinndelingene blir (igjen er alle tall i hele 1000 kr):

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 63922 | 63839 | 63840 | 63841 | 63904 | 63885 | 63920 | 63874 | 63920 |

I forrige eksempel så vi at optimal lastflyt med ”riktig” verdi på kapasiteten på linje 2-10 (dvs. 2000 MW) har samfunnsøkonomisk overskudd lik 64113, noe som medfører flaskehalskostnader på 162. Ved å endre verdien på kapasiteten på linje 2-10, kan vi ikke oppnå høyere samfunnsøkonomisk overskudd enn 63922 i optimal lastflyt. Differansen er lik $64113 - 63922 = 191$, som medfører en total flaskehalskostnad på $162 + 191$, dvs. 353 000 kr, hvilket betyr at å styre kapasitetsutnyttelsen på en linje (her linje 2-3) ”indirekte” gjennom å ”flytte” begrensningen til andre linjer (her til linje 2-10) kan falle svært dyrt.

Flaskehalskostnadene referert over, er knyttet til timemarkedene, dvs. dette er samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til flaskehals i en gitt time, gitt tilbuds- og etterspørselskurver for angjeldende time og kapasiteten i nettet. For å finne flaskehalskostnadene på årsbasis, kan vi i prinsippet addere flaskehalskostnadene for alle årets $24 \cdot 365$ timer. I praksis kunne vi sett på en rekke ulike last-scenarier, som representerer mulige flaskehals situasjoner i det nordiske nettet. Ihht. varigheten av de ulike scenariene, kunne vi skalert opp kostnadene, og på denne måten funnet en årlig kostnad. Eksempelvis vil en flaskehalskostnad per time på 100 (dvs. 100 000 kr, siden tallene over er oppgitt i 1000 kr), og som er representativ for 30% av årets timer⁸ ha en årlig kostnad på $100 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0,3 = 262800$, dvs. ≈ 263 millioner kroner, noe som indikerer at beløpene som kan spares, kan utgjøre betydelige summer på årsbasis.

⁸ Omfanget av flaskehals i det nordiske nettet varierer, ifølge Johnsen m.fl. [7], var det i 1998 ett prisområde i 43,8% av timene, 2 områder i 32,2% av timene, 3 områder i 14,9% av timene og 4 eller flere prisområder i 9,1% av timene, dvs. det var flaskehals i nettet i 56,2% av timene (1998 er for øvrig før omleggingen til mer faste soneinndelinger).

I praksis er det slik at kapasitetsbegrensninger ofte er bindende i perioder med lettere last enn det som er utgangspunktet over. Årsaken kan være revisjon av anlegg (både nett og produksjon) og spesielle omstendigheter som gjør at produksjonen får en annen sammensetning enn det som er vanlig, og som nettet er dimensjonert ut fra. I det følgende vil vi se på et antall eksempler der vi tar utgangspunkt i en basis lastflyt og ut fra denne danner 3 scenarier som innebærer en omfordeling av tilbudet.

Basislast

Vi tar utgangspunkt i en last-situasjon der vi skalerer ned etterspørselen i forhold til høylast-eksemplet. Nærmere bestemt økes absoluttverdien på helningen i etterspørselskurvene, og nye parameterverdier er gitt i Tabell 13. I optimal lastflyt gir dette et samlet forbruk på ca 50500 MWh i timemarkedet, dette tilsvarer ca. 70% av maksimalt 10-årsforbruk (ref. Tabell 14). Samfunnsøkonomisk overskudd (i 1000 kr) er (ref. Tabell 15):

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50521 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50510 | 50511 |

Flaskehalskostnadene er relativt små, og det er liten eller ingen forskjell på hvilken markedsoppdeling man velger, for å løse kapasitetsbegrensningene.

I scenario 1), vil vi illustrere en situasjon med mye vann og dermed stort tilbud i Vest-Norge. Dette oppnås ved å halvere stigningstallene i tilbudsfunksjonene i node 1 og 3 (Tabell 17). Resultater er gitt i Tabell 18 og Tabell 19, og samfunnsøkonomisk overskudd (i 1000 kr) ved de ulike prisområdeinndelingene er gjengitt under:

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50835 | 50737 | 50719 | 50724 | 50736 | 50724 | 50724 | 50735 | 50733 | 50735 |

Flaskehalskostnaden er nå $50835 - 50737 = 98$, og ved å følge systemoperatørens grenser (SYS) får vi et tillegg i kostnaden på 18. Med dagens "normalinndeling" av nettet, dvs. 2 soner i Norge og en i de andre systemoperatørene sine områder (NOR2), blir tilsvarende tillegg i kostnaden på 13. I dette scenariet kommer vi nær optimal lastflyt for de prisområdeinndelingene der node 2 ikke er i samme sone som node 1 og 3, dvs. NOR5, N3S3, N5 og N6.

Scenario 2) kan illustrere snøsmelting og flom i Nord-Sverige. Vi halverer helningen på tilbudskurvene i node 6, 7 og 8, i tillegg øker vi verdien av k , dvs. knekkpunktet i tilbudskurvene inntreffer ved høyere kvantum enn i basislast (ref. Tabell 20). Samfunnsøkonomisk overskudd (i 1000 kr) for de ulike løsningene er (ref. Tabell 21):

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50839 | 50794 | 50774 | 50775 | 50775 | 50793 | 50791 | 50793 | 50793 | 50793 |

De samfunnsøkonomiske kostnadene som følge av flaskehalsene vil minst være lik $50839 - 50794 = 45$, og hhv. 20 og 19 høyere i soneinndelingene SYS og NOR2, noe som i så fall vil utgjøre en betydelig andel av flaskehalskostnadene. Vi ser også at det sentrale kriterium for valg av beste soneinndeling for dette scenariet, er om Sverige deles i flere soner. Effekten av å gå fra en todeling av Norge (NOR2) til en femdeling (NOR5) er ubetydelig, mens det å dele Sverige i to områder (N2S2) gir et samfunnsøkonomisk overskudd nesten like stort som i optimal lastflyt.

Til slutt lar vi scenario 3) illustrere lite vann i Midt-Norge. Helningen på tilbudskurven fordobles, og k reduseres kraftig for node 4 slik at knekkpunktet i tilbudskurven inntreffer ved et vesentlig lavere kvantum i forhold til basislast (ref. Tabell 23). Samfunnsøkonomisk overskudd (i 1000 kr) blir (ref. Tabell 24):

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50421 | 50400 | 50375 | 50385 | 50399 | 50385 | 50383 | 50385 | 50383 | 50385 |

Flaskehalskostnaden blir minst lik $50421 - 50400 = 21$, og hhv. 25 og 15 høyere ved soneinndelinger tilsvarende SYS og NOR2. I dette tilfellet vil altså ekstrakostnaden ved å la sonegrensene følge systemoperatørens områder være større enn flaskehalskostnaden i optimal lastflyt. I dette eksempelet blir det viktigste å skille ut node 4, det er det kun NOR5 som gjør, og NOR5 er den eneste inndelingen som gir en vesentlig forbedring i forhold til NOR2.

5. Diskusjon av modell-forutsetninger og resultater – mulige avveininger

Fra eksemplene som er diskutert i forrige kapittel, vil vi fremheve 4 prinsipielle forhold:

- For det første viser eksemplene at forskjellene i flaskehalskostnader for ulike løsninger kan være betydelige, og at kostnaden for en uoptimal flaskehals-håndtering kan være av samme størrelsesorden som flaskehalskostnaden i seg selv, dvs. at ved en mer optimal håndtering av kapasitetsbegrensninger, vil flaskehalskostnadene kunne reduseres vesentlig.
- For det andre viser eksemplene at flere prisområder generelt gir bedre løsninger (vurdert ut fra samfunnsøkonomisk overskudd), men at det i mange tilfeller ikke trengs så mange soner for å få en nær-optimal løsning.
- For det tredje illustrerer eksemplene at avhengig av last-situasjon, og hvilke flaskehals som er mest begrensende (dvs. har høyest skyggepris i optimal-løsningen), vil forskjellige soneinndelinger naturlig nok være best. Dette betyr at dersom man ønsker å benytte faste soner, må disse velges med omhu, basert på blant annet de samfunnsøkonomiske kostnadene i hver enkel last-situasjon og varigheten av last-situasjonene, og valget av soneinndeling vil kunne innebære en avveining mellom stor kostnad ved atypiske last-situasjoner og lang varighet for mer typiske last-situasjoner.
- For det fjerde viser eksemplene at en ”indirekte” styring av flaskehals kan være kostbar, dvs. at ved en oppdeling av Norden i prisområder vil det være en fordel å kunne operere nettet som en helhet, uavhengig av nasjonale grenser, og la de faktiske overføringsbegrensninger, både hva gjelder lokalisering og overføringskapasitet, bestemme områdeinndelingen.

Beregningene som er gjort i eksemplene, er basert på en rekke forenkende forutsetninger. For det første er selvsagt modellen en grov forenkling av det nordiske kraftsystemet, og tilbuds- og etterspørselskurver har vi måttet sette skjønsmessig, uten et særlig godt datagrunnlag. I tillegg beregnes soneprisene i en optimaliseringsalgoritme, dvs. at våre kostnadstall sannsynligvis er for optimistiske, og at faktiske kostnader gitt de antatte markedsforhold trolig ville vært høyere.

Derneft kommer at v re sonepriser baserer seg på mer presis informasjon om bud (på nodeniv ) og en optimalisering av priser basert på kapasitetene på ”enkeltlinjer”, heller enn en samlet kapasitet for overføring mellom sonene (snittkapasiteter). Dette medfører at kapasitetsstyringen blir mer presis enn det som er mulig å oppnå i praksis, der anmeldelser kun skjer på områdenivå, og kapasitetsstyringen skjer i forhold til sonesnitt. Når man ikke har nøyaktig kjennskap til hvordan lasten fordeler seg på enkeltnodene i et område, vil det også bli usikkerhet vedrørende belastningen på de enkelte linjer, og dette kan medføre at kapasiteten på snittene må settes lavere enn strengt tatt nødvendig. De samfunnsøkonomiske kostnadene som følger av en ”indirekte” kapasitetsstyring, som illustrert i kapittel 4, indikerer at man kanskje bør vurdere budprosessen i det nordiske spotmarkedet, herunder hvilken informasjon som bør gjøres tilgjengelig for systemoperatøren ved markedsklarering i tilfeller med bindende kapasitetsbegrensninger. Også når det gjelder hvilken informasjon som gjøres tilgjengelig for markedsaktørene, kan det stilles spørsmålstejn ved budprosessen. Er det for eksempel fornuftig å annonsere prisområder, eller bør man allerede i utgangspunktet kreve bud på mer disaggregert nivå, slik at annonsering ikke er nødvendig?

Vi har i modellen ikke tatt hensyn til aktørenes tilpasning over tid.   ta hensyn til tidsdynamikken i anmeldingene kan være avgjørende så sant de ulike løsningene som vurderes, gir forskjellig resultat, dvs. dersom ulike soneinndelinger har ulik innvirkning på den dynamiske tilpasningen til aktørene. Vi har valgt å se bort fra denne problemstillingen og antar at tilbuds- og etterspørselskurver ikke endres som følge av forskjellige soneinndelinger. Vi har også sett bort fra strategisk budgivning, det gjelder ikke bare mellom tidsperioder, men også i forhold til geografisk lokalisering og markedsrett. I dette ligger at vi antar at de tilbuds- og etterspørselsfunksjoner som oppgis, gir marginal betalingsvilje og marginal produksjonskostnad for de ulike aktørene.   ta hensyn til strategisk budgivning ved beregning av markedsløsninger er svært komplisert (se f.eks. Stoff [9], [10]). Spørsmålet i denne sammenheng er dessuten om de ulike sonel sningene er forskjellige mht. mulighetene for strategisk budgivning.

I et soneprissystem kan vi tenke oss at aktørene byr strategisk for å fremprovosere en oppdeling av markedet. Dette vil resultere i endrede priser, som direkte vil påvirke

aktørene. I tillegg kan enkelte aktører komme i en monopol-liknende stilling ved en oppdeling av markedet. At markedet fragmenteres, kan også medføre lav omsetning og dårlig likviditet i de geografiske markedene. Dette har vært holdt frem som innvendinger både mot soneprising (især et system med mange og fleksible soner) og et komplett nodeprissystem.

Det er imidlertid ikke slik at aktører innenfor en sone automatisk er skjermet mot konkurranse utenfra. I et masket nett (som behandles som det ved markedsklarering), kan aktørene i andre soner påvirke flaskehalsen på forskjellige måter, og prisen i en sone vil derfor fastsettes avhengig av prisene i andre soner. Mer konkret, dersom en flaskehals har oppstått og en sone er blitt definert som et underskuddsområde fordi importkapasiteten til området er begrenset, og det i denne sonen bare befinner seg *en* enkel produsent, betyr det ikke automatisk at denne har monopolmakt i sitt område. Dersom det finnes produsenter i andre soner, som ved å øke sin produksjon avhjelper den aktuelle flaskehalsen, vil det være mulig å øke overføringen til underskuddsområdet. Da kan faktisk flere priser (dvs. flere soner), som tillater en større presisjon i styringen av lasten, være en fordel for konkurransen.

Det er heller ikke slik at en motkjøpsordning nødvendigvis er fritatt for strategisk budgivning og bruk av markedsrett (se f.eks. Stoft [10]). Strategisk budgivning er tvert imot sannsynlig dersom aktørene kan forutse at flaskehalsen vil oppstå. Man kan derfor spørre seg om man ved en overgang til færre og fastere soner, som medfører hyppigere bruk av regulerkraftmarkedet til flaskehalsbehandling, bare flytter et problem fra et delmarked (spot) til et annet (reguler). En strategisk budgivning i regulerkraftmarkedet, vil også kunne påvirke budgivingen og handelen i spotmarkedet. Dersom en produsent for eksempel venter høyere priser i et regulerkraftmarked, kan dette påvirke budgivingen i spotmarkedet på en slik måte at behovet for spesialregulering øker.

Dette illustrerer for øvrig at det er viktig å ha et helhetssyn på det deregulerte elmarkedet, og at det finnes et stort behov for å utvikle analysemetoder som ser de to delmarkedene i sammenheng. Hva oss bekjent, finnes det i dag i den akademiske litteraturen ingen analysemodell som håndterer sammenhengen mellom spot- og regulerkraftmarkedet i en deregulert markedsituasjon. Det finnes heller ikke noen

klar beskrivelse av hvordan markedsutformingen bør være for å få effektivitet i de to delmarkedene som helhet. I en slik markedsdesign må man blant annet ta stilling til om markedene skal virke simultant eller sekvensielt, og den eksakte utformingen kan ha store implikasjoner for insentivene til de ulike aktørene (ref. også diskusjonen i kapittel 2). En uheldig utforming av markedet kan redusere effektiviteten i et eller begge delmarkeder, kanskje særlig siden det i stor grad er de samme aktørene som deltar i begge markedene.

Det er også viktig å ha i mente at store prisforskjeller ikke nødvendigvis er tegn på bruk av markedsrett. Prisforskjellene kan også reflektere korrekte forskjeller i verdien av energi i ulike områder. Det samfunnsøkonomiske tapet ved å avvike fra systemprisen p , er proporsjonalt med kvadratet av prisavvikene (se f.eks. Bjørndal og Jørnsten [2]). Dette er et mål på den samfunnsøkonomiske flaskehalskostnaden, og vedvarende og store prisforskjeller kan derfor være et signal om at nettet bør forsterkes. Prisdifferansene har stor innvirkning på de enkelte aktørers lønnsomhet, og mulighetene for strategiske bud og bruk av markedsrett, enten det gjelder i spot- eller regulerkraftmarkedet, tilsier at man i et deregulert marked kanskje bør bygge ut nettet mer enn det man egentlig trenger ihht. en sentralisert monolittisk planleggingsmodell, nettopp for å unngå at det bys strategisk mot kapasitetsgrensene (Stoft [9]).

Når det gjelder prisforskjeller i de ulike soneinndelingene som er vurdert, er det vanskelig å si noe om hvor prisene varierer mest. I optimal lastflyt, ved bruk av nodepriser, vil stort sett alle prisene være forskjellige, men de absolutte prisdifferansene i forhold til systemprisen er ofte mindre. Dette kan for så vidt sies å være naturlig i og med at flaskehalskostnaden er proporsjonal med kvadratet av prisavvikene, og flaskehalskostnaden er minimal i optimal lastflyt.

I Tabell 1 har vi samlet ulike prissett for høylast-eksemplet. Vi har systemprisen i andre kolonne, og listet optimale nodepriser fra hhv. del A), del C) og del D) i vedlegg 4. Prisspennet i optimal lastflyt i del A), dvs. der vi kun tar hensyn til kapasitetsbetingelsene på mellomriksforbindelsene, er naturlig nok mindre enn prisspennet i del C), der alle kapasitetsbetingelsene er tatt hensyn til ved fastsettelsen av prisene. For del A) må det i tillegg foretas motkjøp for å løse flaskehals-situasjonen.

Hvis dette gjøres på den samfunnsøkonomisk beste mulige måte, vil verdien av energi i hver node være konsistent med nodeprisene i del C). Hvilken løsning som er å foretrekke, kan diskuteres. Det som imidlertid er helt klart, er at prisvariasjonene i del D), der kapasiteten på linje 2-10 er redusert for å løse begrensningen på linje 2-3, er unødvendig store. En slik ”indirekte” styring av flaskehalsen vil altså kunne medføre både store samfunnsøkonomiske kostnader og unødvendig store prisdifferanser. Prissignalene her baseres på ikke-reelle flaskehalsen, og blir derfor feilaktige. Prisene i node 1 og 2 settes f.eks. altfor lave og gir feilaktige signaler til produksjon og forbruk i de områdene som disse representerer. Tilsvarende effekter ses også ved de ulike prisområdeløsningene (ref. vedlegg 4).

Tabell 1 Ulike prissett - høylast

| Node | Optimale nodepriser | | | |
|------|---------------------|--------|--------|--------|
| | ULF | OLF A) | OLF C) | OLF D) |
| 1 | 147,65 | 94,43 | 118,61 | 87,39 |
| 2 | 147,65 | 94,43 | 151,63 | 87,39 |
| 3 | 147,65 | 94,43 | 85,58 | 87,39 |
| 4 | 147,65 | 127,97 | 127,91 | 97,47 |
| 5 | 147,65 | 125,53 | 92,35 | 91,41 |
| 6 | 147,64 | 175,32 | 174,41 | 159,62 |
| 7 | 147,65 | 154,94 | 135,50 | 141,88 |
| 8 | 147,65 | 163,96 | 139,75 | 174,61 |
| 9 | 147,65 | 175,21 | 174,41 | 202,08 |
| 10 | 147,65 | 186,36 | 203,94 | 272,01 |
| 11 | 147,65 | 175,32 | 174,41 | 159,62 |
| 12 | 147,65 | 186,36 | 203,94 | 272,00 |
| 13 | 147,65 | 186,36 | 203,94 | 250,56 |

Oppsummering:

Ved valg av metode for å håndtere flaskehalsen, vil det måtte foretas en avveining mellom:

1) Prissignaler til produksjon/forbruk og likviditet/markedsrett

Prissignalene nedtones ved få og faste prisområder, mens likviditeten i de geografiske markedene forbedres. Virkningen på konkurransen vil vi hevde er usikker. For å ivareta hensynet til likviditet, kan man benytte omsatt volum og kanskje også antall uavhengige aktører i prisområdene som et kriterium både ved valg av antall områder i det nordiske børsområdet og ved den spesifikke

inndelingen av områdene. Dette kommer som et tilleggskriterium til de teknisk-økonomiske vurderingene som gjøres i forhold til de mest kritiske flaskehalsene.

2) Prissignaler til forbruk/produksjon og investeringssignaler til nett

Større bruk av motkjøp vil redusere signalene til produksjon og forbruk, samtidig som at kostnadene for systemoperatøren øker, og dermed synliggjøres i større grad flaskehalskostnadene for sistnevnte.

3) Fordelingsvirkninger

Vi har i liten grad berørt fordelingsvirkninger i diskusjonen. De ulike løsningene som er vurdert, har imidlertid svært forskjellig effekt på de ulike aktørene. For produsenter og forbrukere er prisen bestemmende for overskudd, og prisen i punktene varierer til dels sterkt avhengig av hvilken løsning som velges, noe som vises tydelig i Tabell 1. I vedlegg 4, vises også beregning av samlet nettinntekt i børsområdet for alle eksemplene. Også her ser vi at forskjellene er svært store. Konsekvensene for enkeltaktører ved valg av ulike løsninger, kan faktisk ofte være større enn virkningen på samfunnsøkonomisk overskudd totalt.

6. Andre funksjoner der man kan oppnå besparelser

I rapporten har vi fokusert på flaskehalshåndtering og prisområdeinndeling. I tillegg kan vi tenke oss en rekke andre funksjoner der det kan oppnås besparelser ved en bedre koordinering av aktivitetene.

- **Regulerkraftmarkedet:**

Med en felles systemoperatør-funksjon kan vi få full effekt av et felles nordisk regulermarked og felles regulerlister. En vel så viktig mulighet for effektivisering kan imidlertid ligge i utformingen av regulerkraftmarkedet og spotmarkedet sett i sammenheng (se for øvrig diskusjon i kapittel 5).
- **Systemtjenester og driftskoordinering:**

Ved en bedre koordinering av revisjoner kan formodentlig andelen timer med flaskehals i systemet reduseres. Størrelsen på de samfunnsøkonomiske gevinster som kan oppnås ved en bedre flaskehalshåndtering, indikerer derfor også størrelsen på de gevinster som kan oppnås ved bedret revisjonskoordinering. Som beskrevet for regulerkraftmarkedet vil trolig også systemtjenester kunne utføres mer effektivt når markedet ses under ett.
- **Intern effektivisering:**

Dette kan eksempelvis gjelde avregning, som kan bli overflødig. Muligheten for besparelser kan imidlertid i stor grad være avhengig av hvilken organisering man velger for en felles nordisk systemoperatør-funksjon, om man velger en sammen-slåing av eksisterende eller en overbygning på nåværende.
- **Investeringer:**

Beregningen av flaskehalskostnader sier noe om fordelene ved å investere i nye anlegg / nett som avhjelper disse. Dersom *en* enhet er systemansvarlig kan man i større grad oppnå at nettes ses under ett og at det investeres i nye anlegg der det er mest behov for det.

- Felles prinsipper for tariffing:

Med en felles systemoperatør-funksjon, vil man kunne få en harmonisering av prinsippene for tariffing for hele det nordiske markedet. En slik harmonisering, vil kunne gi en mer effektiv markedsutvikling.

7. Konklusjoner og anbefalinger

I prosjektet har vi vurdert fordeler ved en bedre utnyttelse av kapasiteten i det nordiske overføringsnettets som følge av en samordning av bruken av virkemidler for flaskehalshåndtering. I dette arbeidet er det benyttet en forenklet modell for det nordiske børsområdet, og ulike datasett er utarbeidet for å illustrere ulike last-scenarier. Ved en koordinering av systemoperatør-funksjonen vil vi kunne oppnå at reelle flaskehals, både mht. lokalisering og størrelsen på kapasiteten, danner utgangspunktet for fastsettelsen av prisområder. Dette kan medføre en bedre inndeling av overføringsnettets, som ikke nødvendigvis er basert på grensene mellom dagens systemoperatører, og mindre bruk av ”indirekte” styring av flaskehals, der man ”flytter” interne kapasitetsproblemer til grensene mellom prisområdene. Eksemplene som er gjengitt i rapporten, viser at en slik behandling av flaskehals kan ha store samfunnsøkonomiske kostnader og medføre større prisdifferanser enn nødvendig.

Ved en samordning av systemoperatør-ansvaret, vil vi kunne oppnå en bedre avveining mellom de teknisk-økonomiske vurderingene som gjøres i forhold til de mest kritiske flaskehalsene, og de mer markedsmessige hensyn som f.eks. muligheten til å oppnå en tilfredsstillende likviditet i de geografiske markedene. Med en bedre koordinering kan vi eksempelvis oppnå en forbedring ifht. førstnevnte kriterium, uten at dette går på bekostning av sistnevnte. Ved en slik avveining må man ta stilling til hva som kan være fornuftige mål for likviditeten i delmarkeder. Til tross for betydelig usikkerhet vedrørende de tilbuds- og etterspørselsparametre som er benyttet i beregningene, mener vi at eksemplene illustrerer at manglende koordinering av flaskehalshåndtering kan medføre vesentlige merkostnader, og at det er muligheter for betydelige besparelser ved økt samordning. For å kunne spesifisere mer nøyaktig mulighetene for besparelser, bør en noe utvidet nettverks-modell benyttes, sammen med at et vesentlig arbeid legges ned i utarbeiding av realistiske datasett.

I forbindelse med en bedre samordning av flaskehalshåndtering, kan det også være aktuelt å vurdere informasjonstilgangen både for systemoperatørene og markedsaktørene under budprosessen i det nordiske spotmarkedet. For å få til en mer presis kapasitetsstyring, vil det være en fordel å få oppgitt bud på enkeltnoder heller enn

bare spesifisert på prisområder. Man kan også spørre seg om det er uheldig mht. mulighetene for strategisk budgivning at prisområder annonseres til markedsaktørene før anmelding. Et annet punkt er vurderingen av hvilke flaskehalsers som skal løses ved motkjøp og hvilke som skal løses ved prisområder. Eksemplene i rapporten viser at også interne flaskehalsers kan løses ved fastsettelsen av områdepriser. En slik direkte håndtering av de interne flaskehalsene vil medføre større prisdifferanser, men samtidig reduseres behovet for spesialregulering og insentivene til å ”flytte” kapasitetsbegrensninger til sonegrensene.

Når det gjelder videre arbeid, har vi listet andre områder der det kan være muligheter for besparelser ved økt samordning, og et av disse områdene er regulerkraftmarkedet. Regulerkraftmarkedet benyttes både som balanseinstrument og for motkjøp/spesialregulering. Det er derfor en sterk kobling mellom reguler- og spotmarkedet, og dette illustrerer at det er viktig å ha et helhetssyn på det deregulerte elmarkedet, og at det finnes et stort behov for å utvikle analysemetoder som ser de to delmarkedene i sammenheng. Hva oss bekjent, finnes det i dag i den akademiske litteraturen ingen analysemodell som håndterer sammenhengen mellom spot- og regulerkraftmarkedet i en deregulert markedsituasjon, noe som gjør det vanskelig å modellere motkjøp korrekt. Det finnes heller ikke noen klar beskrivelse av hvordan markedsutformingen bør være for å få effektivitet i de to delmarkedene som helhet. I en slik markedsdesign må man blant annet ta stilling til om markedene skal virke simultant eller sekvensielt, og den eksakte utformingen kan ha store implikasjoner for insentivene til de ulike aktørene og prisdannelsen i de ulike markedene.

Vedlegg 1: Metoder for flaskehalshåndtering

I litteraturen er det beskrevet en rekke forskjellige metoder for å håndtere kapasitetsbegrensninger i elektriske nett. I tillegg til motkjøp og sonepriser, som er behandlet i kapittel 2, omfatter disse blant annet:

- **Optimale nodepriser** (Schweppe m.fl. [8]):
Følger som et resultat av beregning av optimal lastflyt (skyggepris på Kirchhoffs nodebetingelser).
Fordel: Gir verdien av energi i hver enkelt node.
Ulempe: Mange priser å forholde seg til, for beregning av prisene kreves det at privat informasjon (tilbud og etterspørsel) gis til systemoperatør.
- **Chao-Peck-priser** (Chao og Peck [3]):
Følger som et resultat av beregning av optimal lastflyt (skyggepris på kapasitetsbetingelsene).
Fordel: Konsistent med optimale nodepriser, en pris for hver begrensende overføringslinje.
Ulempe: En god markeds mekanisme for å finne prisen på overbelastede linjer mangler.
- **Coordinated Multilateral Trades** (Wu og Varaiya [12]):
Bruker informasjon fra lastflytberegninger til å koordinere handel mellom markedsaktørene, medfører verken inntekter eller kostnader for systemoperatøren.
Fordel: Ingen privat informasjon gis til systemoperatør, systemoperatøren gir kun ut koordinerende informasjon om handelsmuligheter.
Ulempe: Ingen systempris, stiller store krav til markedsaktørene.

I tillegg er ulike prinsipper for overføringsrettigheter beskrevet. Disse kan benyttes i sammenheng med prissikring, og omfatter

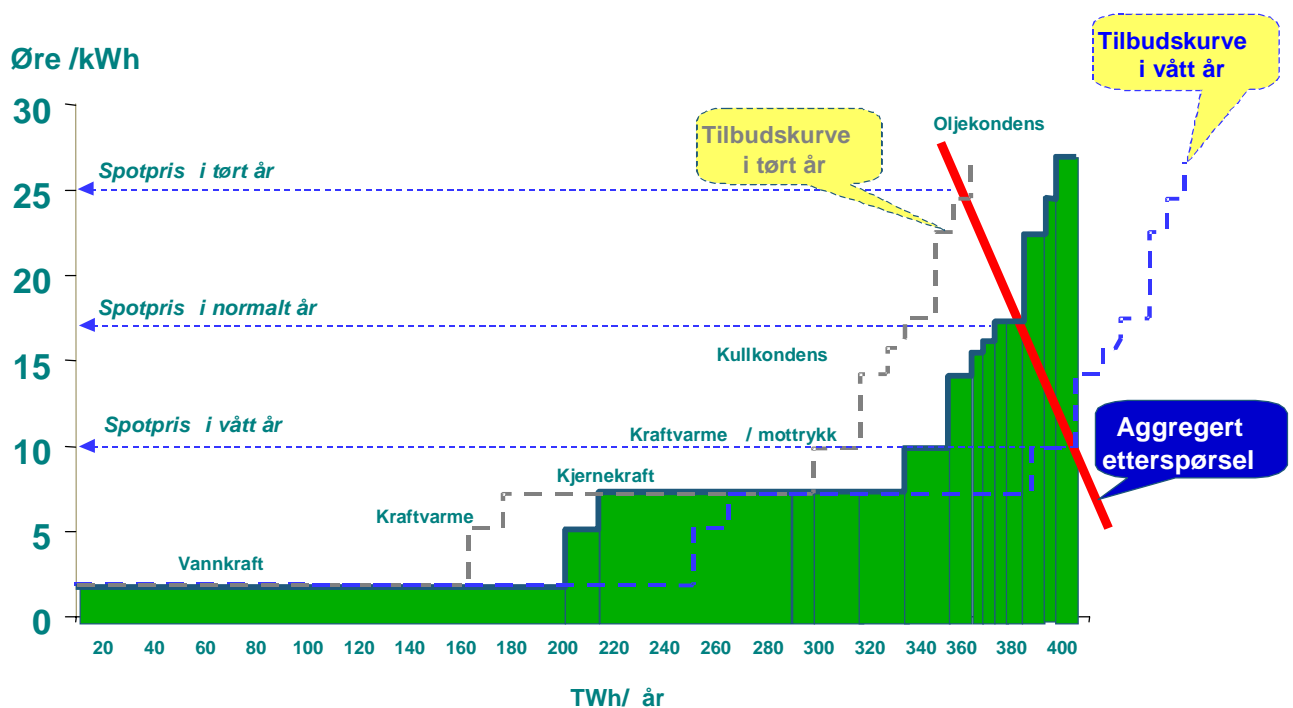
- **Transmission Congestion Contracts** (Hogan [6])
- **Flowgate Rights** (Chao m.fl. [4])

For en illustrasjon av de ulike prismekanismene, se eksempel i Bjørndal [1].

Vedlegg 2: Bakgrunnsmateriale

I dette vedlegget gjengis informasjon som er innhentet fra Statnett og Statkraft, og som er benyttet som utgangspunkt for de beregninger som er gjort. Vi har fått informasjon om effektbalansen i det nordiske kraftsystemet på et relativt høyt aggregeringsnivå. Denne oversikten viser installert effektkapasitet for ulike energikilder i de forskjellige deler av det nordiske kraftsystemet, samt kapasitetsbegrensninger for ulike snitt, som i hovedsak er knyttet til dagens prisområdeinndeling av det nordiske børsområdet. Det gis også et bilde av prisdannelsen på aggregert nivå, dvs. for Norden som helhet og med årlige data lagt til grunn.

Prisdannelsen i Norden



Effektbalansen for vintern 2001/2002. Værdene i MWh/h timeeffekt.

| | Danmark øst | Danmark vst | Finland | Norge nord | Norge syd | Sverige nord | Sverige syd | Norden |
|---|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| INSTALLERAD EFFEKT | | | | | | | | |
| Vattenkraft | | | 2938 | 7058 | 20405 | 13300 | 2650 | 46351 |
| Vindkraft | 558 | 2075 | 38 | 9 | 4 | 15 | 275 | 2974 |
| Værmekraft | 4478 | 5608 | 13876 | 35 | 270 | 502 | 14844 | 39613 |
| <i>Kæmkraft</i> | 0 | | 2656 | | | | 9455 | 12111 |
| <i>Mottryck, kraftværmee+industri</i> | 2402 | 1550 | 6430 | | 197 | 489 | 2733 | 13801 |
| <i>Kondens</i> | 1843 | 4033 | 3912 | 35 | 38 | | 1030 | 10891 |
| <i>Gasturbiner och øvrigt (2)</i> | 233 | 25 | 878 | | 35 | 13 | 1626 | 2810 |
| SUMMA INSTALLERAD EFFEKT | 5036 | 7683 | 16852 | 7102 | 20679 | 13817 | 17769 | 88938 |
| ICKE TLLGÅNGLIG EFFEKT | | | | | | | | |
| Vattenkraft | | | 417 | 707 | 2938 | 1300 | 550 | 5912 |
| Værmekraft | 565 | 844 | 1533 | | 205 | 139 | 805 | 4091 |
| Vindkraft (se sid 2 i rapporten) | 558 | 2075 | 38 | 9 | 4 | 15 | 275 | 2974 |
| SUMMA ICKE TILLGÅNGLIG EFFEKT | 1123 | 2919 | 1988 | 716 | 3147 | 1454 | 1630 | 12977 |
| SUMMA TILLGÅNGLIG INSTALLERAD EFFEKT | 3913 | 4764 | 14864 | 6386 | 17532 | 12363 | 16139 | 75961 |
| RESERVER (elproduktion) | | | | | | | | |
| Momentan | 25 | 42 | 393 | 103 | 283 | 604 | | 1450 |
| Snabb (hurtig) | 600 ***) | 300 ****) | 670 | 133 | 367 | | 1200 | ****) |
| FØRBRUKSPROGNOS INKL. ØVERF.FØRL. Lastnivå: 10 års vintertemp. (3) Timværdet | 2840 | 3890 | 13870 | 5898 | 17694 | 5700 | 22700 | 72592 |
| BALANS PER OMRÅDE UTAN ØVERFØRINGAR (4) (Fratrukket momentan- og snabbreserve) | 448 | 532 | -69 | 252 | -812 | 6059 | -7761 | |
| ØVERFØRINGAR (fysisk kapacitet MW) | | | | | | | | |
| Danmark øst-Sverige (+1960/-1960 *) | -600 | | | | | | 600 | |
| Danmark vst-Norge(+1000/-1040) | | -500 | | | 500 | | | |
| Danmark vst-Sverige:(+640/-670) | | -500 | | | | | 500 | |
| Finland-Sverige syd: (+/-550) | | | -550 | | | | 550 | |
| Finland-Sverige nord: (+1500/-1100) | | | -300 | | | 300 | | |
| Finland-Norge nord: (+150/-70) | | | | | | | | |
| Norge nord-Norge syd: (+300/-400) | | | | -200 | 200 | | | |
| Norge nord-Sverige nord:(+/-1000) | | | | | | | | |
| Norge syd-Sverige syd: (+2000/-2100**) | | | | | 200 | | -200 | |
| Sverige nord-Sverige syd: (-6500) | | | | | | -6200 | 6200 | |
| BALANS INOM NORDEL PR OMRÅDE | -152 | -468 | -919 | 52 | 88 | 159 | -111 | |
| Danmark vst-Tyskland (+/-1600) | | 1000 | | | | | | |
| Danmark øst-Tyskland (+/-600) (1) | 500 | | | | | | | |
| Finland-Ryssland (+1050) | | | 1040 | | | | | |
| Sverige-Tyskland (+/-600) | | | | | | | 370 | |
| Sverige-Polen (+/-600) | | | | | | | 200 | |
| BALANS PER OMRÅDE MED IMPORT FRÅN GRANNLÅNDERNA | 348 | 532 | 121 | 52 | 88 | 159 | 459 | |
| Bortfall av stØrsta enhet av produktion eller nt | 620 | 684 | 850 | | 600 | | 1200 | |

Øvriga kommentarer:

Leveranser till land utom Nordel

315

Frnkopplingsbar last:

450

379

308

85

Balans per område utan øverfØringar = tillgnglig effekt - reserver - fØrbruk

ØverfØringar fysisk kapacitet: + betyder øverfØring in till det fØrst angivnina området.

*) Vid hØga lastnivåer reduceras kapaciteten till Själland till cirka 800 MW. Kapaciteten till Sverige inkluderar Bornholm.

**) Hasletrappan innebär att kapaciteten reduceras till null i riktning mot Sverige vid

hØg fØrbrukning i Osloområdet.

***) 90 MW momentan reserv genom bortkoppling värmeproduktion og användning av KontekfØrbindingen.

****) Momentan reserv avser UCTE-systemet. Snabb reserv genom bortkoppling av värmeproduktion i kraftvärme.

*****) Summeras ej. Kan ej øverfØras mellan områden.Samordning sker i driftskedet.

(1) Danmark-øst: Det eksisterer ingen leveringsavtale mellom Tyskland og Danmark øst

(2) Danmark-øst: Kun hurtigstartende nØdanlg er medtaget. De resterende gasfyrede anlæg er medtaget under modtryksanlæg.

(3) Danmark-øst: AnfØrt ved 12 frostgrader og 0,6% stigning i forbrug i.f.t. max. værdi primo 2003.

(4) Danmark-øst: Heraf skal Energi E2 dække en effektforpligtelse til VEAG i Tyskland på 350 MW.

Maksimal overføringskapasitet pr 1. januar MW.

| | | 2002 MW | 2003 MW | 2004 MW |
|------------|-----------------------------------|------------|------------|------------|
| Til | Finland | | | |
| Fra | Russland i sør | 1000 | 1450 | 1450 |
| | Russland i nord (13) | 50 | 50 | 50 |
| | Nord-norge (13) | 80 | 120 | 120 |
| | Sverige i nord (12) | 1500 | 1500 | 1500 |
| | Sverige i sør (Fennoskan) | 550 | 550 | 550 |
| Til | Sverige | | | |
| Fra | Finland i Nord (12) | 900 | 900 | 900 |
| | Finland i sør (Fennoskan) | 550 | 550 | 550 |
| | Norge nord for N61° | 1000 | 1000 | 1000 |
| | Norge sør for N61° (1) | 2100 | 2100 | 2100 |
| | Danmark øst | 1700 | 1700 | 1700 |
| | Danmark vest (2) | 640 | 640 | 640 |
| | Tyskland (8) | 400 | 400 | 600 |
| | Polen (9) | 300 | 300 | 600 |
| Til | Norge | | | |
| Fra | Finland | 80 | 120 | 120 |
| | Sverige nord for snitt II (N61°) | 1000 | 1000 | 1000 |
| | Sverige sør for sn. II (N61°) (1) | 2000 | 2000 | 2000 |
| | Danmark vest (2) | 1000 | 1000 | 1000 |
| | Russland | 50 | 50 | 50 |
| Til | Danmark vest | | | |
| Fra | Sverige (11) | 670 | 670 | 760 |
| | Norge | 1000 | 1000 | 1000 |
| | Tyskland (3) | 1200 | 1200 | 1200 |
| Til | Danmark øst | | | |
| Fra | Sverige (10) | 1300 | 1300 | 1300 |
| | Tyskland (5) | 550 | 550 | 550 |
| Til | Tyskland | | | |
| Fra | Danmark vest | 1200 | 1200 | 1200 |
| | Danmark øst (5) | 600 | 600 | 600 |
| | Sverige (4 / 8) | 450 | 450 | 600 ? |
| Til | Polen | | | |
| Fra | Sverige (4) | 600 | 600 | 600 |

Kommentarer til maksimal overføringskapasitet pr 1. januar MW

(1): Økt bruk av systemvern i Norge (produksjonsfrakopling) gir i løpet av 2001 økning på +100 MW fra dagens kapasitet på 2000 MW. Sammenkopling av ledninger i Sverige (Borgvik) samt temperaturoppgradering gir økt kapasitet fra Sverige til Norge i 2001, økning fra dagens 1650 MW til 2000 MW. Under høylast/vinter er overføringskapasiteten fra Norge til Sverige vesentlig redusert på grunn av begrensninger internt i det norske nettet, "Hasletrappen". Reguleringsbånd på 150 MW er ikke trukket fra. Kapasiteten på 132 kV forbindelsen Eidskog-Charlottenberg og Lutufallet - Höljes (140 MW) er ikke medregnet.

(2): På grunn av forsinket utbygging av 400 kV nettet i Danmark vest er den samlede overføringskapasiteten fra Danmark vest til Norge og Sverige ca. 1200 MW. Med 600 MW overføring til Sverige er dermed kapasiteten til Norge 600 MW. Denne begrensningen forventes fjernet i løpet av 2004

(3): Importkapasiteten fra Tyskland er ved visse produksjonsfordelinger begrenset til 800 MW

(4): Kapasiteten i snitt 2 og 4 kan vara begränsande.

(5): Det finns avtal om 550 MW till Tyskland och 250 MW till Danmark öst .
Fri kapacitet för import till Danmark öst : 350 MW.

(8): Begrensninger i det tyske nettet. Forsterkning utredes.

(9): Begränsningar i det polska nätet. Emergency Power Control (EPC) utreds.

(10): Overføring fra Sverige til Danmark øst er redusert fra 1960 MW til 1300 MW i normal drift og 800 MW ved ekstrem høylast. Begrensningen skyldes flaskehals internt i det svenske nettet.

(11): Ombyggnad ger en kapacitetshöjning om 90 MW i slutet av 2003.

(12): Kapasiteten er tidvis begrenset

(13): Hele kapasiteten fra Norge nord og fra Russland nord kan ikke utnytted samtidig.

Vedlegg 3: Modell

Vi antar at vi ser på aktiv kraft i en linearisert "DC"-modell⁹ uten tap, og der reaktanser på alle linjer settes lik 1. Når antall soner, eller prisområder, K , ($K \leq n$, der n er antall noder i nettet) og allokeringen av noder til prisområdene Z_1, \dots, Z_K er bestemt, kan optimale sonepriser finnes ved løsning av følgende matematiske programmeringsproblem:

$$\begin{aligned}
 (1) \quad & \text{maks} \quad \sum_{i=1}^n \left(\int_0^{q_i^d} p_i^d(q) dq - \int_0^{q_i^s} p_i^s(q) dq \right) \\
 (2) \quad & \text{u.b.b.} \quad q_i^s - q_i^d = \sum_{j \neq i} q_{ij} \quad i = 1, \dots, n-1 \\
 (3) \quad & \sum_{ij \in L_l} q_{ij} = 0 \quad l = 1, \dots, m-n+1 \\
 (4) \quad & \sum_{i=1}^n (q_i^s - q_i^d) = 0 \\
 (5) \quad & q_{ij} \leq C_{ij} \quad 1 \leq i, j \leq n \\
 (6) \quad & \begin{cases} p_i^s(q_i^s) = p_{Z_k} \\ p_i^d(q_i^d) = p_{Z_k} \end{cases} \quad i \in Z_k, k = 1, \dots, K.
 \end{aligned}$$

Her er $p_i^d(q_i^d)$ etterspørselsfunksjonen i node i , og q_i^d er det kvantum aktiv kraft som konsumeres. $p_i^s(q_i^s)$ er tilbudsfunksjonen i node i , mens q_i^s er aktiv kraft som blir produsert i node i . m er antall linjer i nettverket, C_{ij} er termisk kapasitet på linje ij , q_{ij} er lastflyt over linjen fra i til j , og p_{Z_k} er prisen i sone Z_k . I denne modellen er både priser og kvantum variable, og de er koblet til hverandre gjennom de oppgitte tilbuds- og etterspørselsfunksjonene. m , n , K og C_{ij} er gitte parametre.

⁹ Modellen som benyttes kalles gjerne "DC", pseudo-DC eller til og med DC. Det betyr ikke at dette er en likestrøm-modell, benevnelsen har oppstått pga. at den lineære sammenhengen mellom aktiv kraft og fasevinkel i en "DC" modell er analog til relasjonen mellom strøm og spenning i et likestrøm-nett bestående av resistanser. For nærmere forklaring se f.eks. Schweppe [8], Wood og Wollenberg [11] eller Bjørndal [1].

Målfunksjonen (1) uttrykker differansen mellom konsumentenes betalingsvilje (arealet under etterspørselskurven) og produksjonskostnadene (arealet under tilbudskurven). Ligningssettene (2) og (3) representerer Kirchhoffs lover. Av type (2) er det $n-1$ uavhengige ligninger. $L = (L_1, \dots, L_{m-n+1})$ representerer en mengde av uavhengige sykler i nettet (se f.eks. Dolan og Aldous [5]), og L_l er mengden rettede kanter i en sti som gjennomløper sykel l . Ligning (4) gir energibalansen, ulikhetene gitt ved (5) er kapasitetsbetingelsene, og ligningene i (6) garanterer at prisene er uniforme over noder som tilhører samme sone/prisområde.

Ved å løse (1) (alternativt (1)-(4) for å finne lastflyt), finner vi ubegrenset lastflyt og systemprisen. Ved å løse problem (1)-(5) finnes optimal lastflyt og optimale nodepriser (se Schweppe m.fl. [8], Hogan [6], Wu m.fl. [13] eller Chao og Peck [3]). Når vi løser (1)-(6) finner vi optimale sonepriser gitt den soneinndeling som er foretatt. Fra optimeringsformuleringen er det åpenbart at samfunnsøkonomisk overskudd i optimal lastflyt er mindre eller lik samfunnsøkonomisk overskudd ved ubegrenset lastflyt, og større eller lik samfunnsøkonomisk overskudd ved bruk av prisområder. Videre er det klart at en finere inndeling av nettet (kan f.eks. oppnås ved å dele et prisområde inn i to eller flere delområder ved å tillate flere priser), ikke kan gi en reduksjon i samfunnsøkonomisk overskudd.

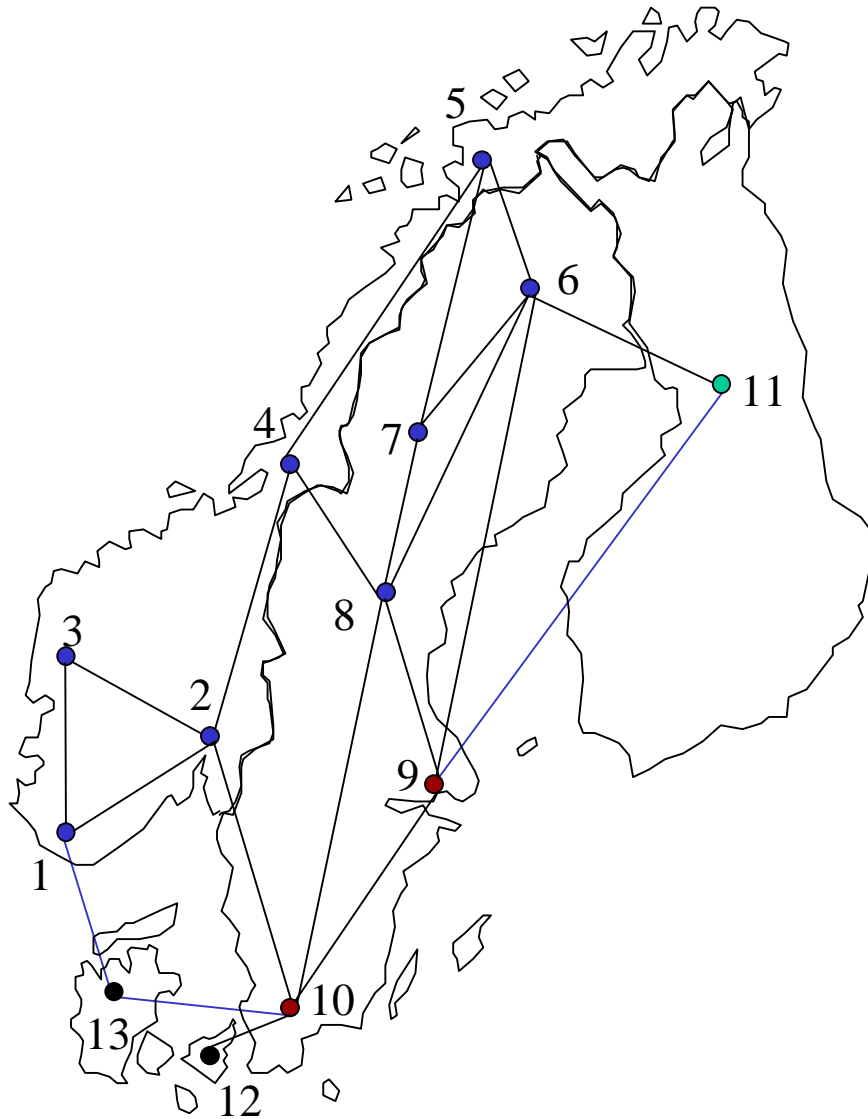
Dersom vi må løse problem (1)-(6) for å finne markedsklarering ved gitt prisområdeinndeling, trenger vi disaggregerte data, dvs. tilbuds- og etterspørselskurver for hver enkelt node. Denne fremgangsmåten stiller derfor like store krav til informasjonsmengde som dersom vi skulle løse et optimalt lastflytproblem, og representerer slik sett ingen forenkling av et fullt nodeprissystem.

En mulig ”praktisk” algoritme basert på beskrivelsen av en mulig klareringsprosedyre i et soneprissystem (ref. kapittel 2), kan ta utgangspunkt i avkorting av ubegrenset lastflyt. Når kapasitetsbegrensninger oppstår, deles nettet i prisområder og handel mellom områdene avkortes inntil kapasitetsbegrensningene er oppfylt. De enkelte områdene klareres så hver for seg og ny lastflyt beregnes. Hvis denne fremdeles medfører bindende begrensninger, gjentas prosedyren. Vi kan få

konvergensproblemer ved denne fremgangsmåten fordi det ikke nødvendigvis er slik at endepunktene for en begrenset linje skal tilhøre forskjellige prisområder (se Bjørndal og Jørnsten [2]). Et alternativ (igjen basert på beskrivelsen av det norske soneprissystemet) kan være å definere underskuddsområder (netto uttak) som høyprisområder og overskuddsområder (netto innlevering) som lavpris-områder og så justere prisene hhv. opp og ned i forhold til systempris inntil det oppståtte kapasitetsproblemet er løst. Også denne fremgangsmåten kan få konvergensproblemer idet vi ikke kan være sikre på at prisene skal justeres i den retning vi forventer (et eksempel er gitt i Bjørndal og Jørnsten [2], der overskuddsområdet også får høyest pris).

I timemarkedene i det nordiske spotmarkedet melder aktørene inn separate bud for prisområdene som defineres. Aktørene spesifiserer imidlertid ikke budene på hver enkel node innen anmeldingsområdene. Det er derfor et spørsmål om man ved å benytte ”praktiske” algoritmer virkelig vil finne optimale sonepriser. Dette spørsmålet vil ikke bli berørt her, da det er svært vanskelig å finne detaljerte beskrivelser av hvordan klarering faktisk skjer ved kapasitetsbegrensninger, herunder hvordan man bestemmer overføringskapasiteter på snittene mellom de ulike prisområdene.

Den generelle modellen gitt ved (1)-(6) er en ren ”DC”-modell. I våre beregninger må vi ta hensyn til likestrøm-kablene 1-13, 10-13 og 9-11. Dette gjøres ved å ta hensyn til strøm over disse kablene i node-betingelsene (2), men kablene inngår ikke når vi danner sykler i nettet i betingelsene av typen (3). Vi definerer nå $q_i = q_i^s - q_i^d$, dvs. netto innlevering i punkt i , og en lastvariabel q_{ij} som er slik at $q_{ij} > 0$ (< 0) dersom $i < j$ last har retning fra i til j (j til i). Vi får da følgende lastflytbetingelser (ref. Figur 2 som også er gjengitt under):



Kirchhoffs nodebetingelser (2)¹⁰:

$$q_1 = q_{12} + q_{13} + q_{1,13}$$

$$q_2 = -q_{12} + q_{23} + q_{24} + q_{2,10}$$

$$q_3 = -q_{13} - q_{23}$$

$$q_4 = -q_{24} + q_{45} + q_{48}$$

$$q_5 = -q_{45} + q_{56} + q_{57}$$

$$q_6 = -q_{56} + q_{67} + q_{68} + q_{69} + q_{6,11}$$

$$q_7 = -q_{57} - q_{67} + q_{78}$$

$$q_8 = -q_{48} - q_{68} - q_{78} + q_{89} + q_{8,10}$$

$$q_9 = -q_{69} - q_{89} + q_{9,10} + q_{9,11}$$

$$q_{10} = -q_{2,10} - q_{8,10} - q_{9,10} + q_{10,12} + q_{10,13}$$

$$q_{11} = -q_{6,11} - q_{9,11}$$

$$q_{12} = -q_{10,12}$$

$$(q_{13} = -q_{1,13} - q_{10,13})$$

¹⁰ Kun 12 av disse er nødvendige å ha med (n er lik 13).

Kirchhoffs sykelbetingelser (3)¹¹:

$$q_{13} = q_{12} + q_{23}$$

$$q_{2,10} = q_{24} + q_{48} + q_{8,10}$$

$$q_{48} = +q_{45} + q_{57} + q_{78}$$

$$q_{57} = q_{56} + q_{67}$$

$$q_{68} = +q_{67} + q_{78}$$

$$q_{69} = q_{68} + q_{89}$$

$$q_{8,10} = q_{89} + q_{9,10}$$

I tillegg kommer betingelsen om konservering av energi: $\sum_i q_i = 0$.

Når det gjelder kapasitetsbetingelsene, vil vi benytte følgende grenser for lastflyt over de ulike linjene ($C_{LO} \leq q_{ij} \leq C_{UP}$). Kapasitetene er angitt i MW, og for noen linjer (eksempelvis 6-11) er kapasiteten retningsavhengig ($C_{LO} \neq -C_{UP}$), dvs. at lenken tåler mer last i den ene retningen enn i den andre:

Tabell 2 Kapasiteter

| C_{LO} | Linje | C_{UP} | C_{LO} | Linje | C_{UP} | C_{LO} | Linje | C_{UP} |
|----------|-------|----------|----------|-------|----------|----------|-------|----------|
| -2200 | 1-2 | 2200 | -600 | 4-8 | 600 | | 7-8 | |
| | 1-3 | | -400 | 5-6 | 400 | -2000 | 8-9 | 2000 |
| -1000 | 1-13 | 1000 | -400 | 5-7 | 400 | -2000 | 8-10 | 2000 |
| -2800 | 2-3 | 2800 | | 6-7 | | -2000 | 9-10 | 2000 |
| -800 | 2-4 | 800 | | 6-8 | | -550 | 9-11 | 550 |
| -2000 | 2-10 | 2000 | -2000 | 6-9 | 2000 | -1700 | 10-12 | 1300 |
| -400 | 4-5 | 400 | -900 | 6-11 | 1500 | -640 | 10-13 | 670 |

(Dersom ingen kapasitet er oppgitt, har vi antatt at det ikke er nødvendig å ta hensyn til kapasitetsbegrensninger, da kapasiteten er tilstrekkelig for de lastsituasjoner vi har sett på.)

¹¹ Vi benytter 7 uavhengige sykler da vi ikke tar hensyn til likestrøm-kablene (m er lik 18), og Danmark-vest ikke er en del av et sammenhengende nett dersom likestrøm-kablene er borte (for dette formålet settes n derfor lik 12).

Vedlegg 4: Last-eksempler

I dette vedlegget refereres resultater fra beregninger av blant annet samfunns-økonomisk overskudd, priser og lastflyt for ulike last-situasjoner. Vi har vurdert ulik behandling av sone-interne kapasitetsbegrensninger, og vi har sett på ulike prisområdeinndelinger av det nordiske børsområdet.

Følgende last-eksempler er benyttet:

- **Høylast:**
Totalt effektforbruk på ca 62500 MW, dvs. ca. 86% av 10-årsforbruk angitt i effektbalansetabellen i vedlegg 2.
- **Basislast:**
Totalt forbruk på ca. 50500 MW, dvs. ca. 70% av 10-års-forbruk.
- Endringer ifht. basislast der etterspørsel er holdt konstant mens tilbudsfunksjonene endres:
 - 1) *Vått Vestland:* Økt tilbud i nodene 1 og 3
 - 2) *Snøsmelting Nord-Sverige:* Økt tilbud i nodene 6, 7 og 8
 - 3) *Tørt Midt-Norge:* Redusert tilbud i node 4

Høylast

Tabell 3 gir parameterverdiene som er benyttet for tilbuds- og etterspørselsfunksjonene per time i de forskjellige nodene. Da vi ikke har hatt tilgang til faktiske tilbuds- og etterspørselsfunksjoner, er anslagene i tabellen satt på basis av installert effektkapasitet i de forskjellige områdene, og ut fra en vurdering av hvilke produksjonstyper som er til stede i de ulike områdene (ref. kapittel 3/vedlegg 2 og 3).

Tabell 3 Parametre – høylast

| Node | Etterspørsel | | Tilbud | | |
|------|--------------|------|--------|-------|-------|
| | a | b | c_1 | c_2 | k |
| 1 | 2000 | 0,88 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 2 | 2000 | 0,20 | 0,016 | 0,090 | 5500 |
| 3 | 2000 | 0,50 | 0,011 | 0,10 | 9000 |
| 4 | 2000 | 0,50 | 0,023 | 0,25 | 4400 |
| 5 | 2000 | 1,50 | 0,050 | 0,25 | 2000 |
| 6 | 2000 | 1,70 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 7 | 2000 | 1,70 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 8 | 2000 | 0,50 | 0,020 | 0,10 | 5000 |
| 9 | 2000 | 0,20 | 0,018 | 0,20 | 5500 |
| 10 | 2000 | 0,20 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 11 | 2000 | 0,15 | 0,011 | 0,035 | 10000 |
| 12 | 2000 | 0,70 | 0,047 | 0,22 | 1910 |
| 13 | 2000 | 0,50 | 0,047 | 0,22 | 2545 |

I optimal lastflyt, gitt kapasitetene i Tabell 2 i vedlegg 3, har vi følgende tall for produksjon, forbruk og netto innlevering i de ulike nodene (tallene er avrundet til nærmeste MW).

Tabell 4 Produksjon og forbruk - høylast

| Node | Produksjon | Forbruk | Netto innlevering |
|------|--------------|--------------|-------------------|
| 1 | 3791 | 2138 | 1653 |
| 2 | 6185 | 9242 | -3057 |
| 3 | 7702 | 3829 | 3874 |
| 4 | 4512 | 3744 | 767 |
| 5 | 1847 | 1272 | 575 |
| 6 | 2872 | 1074 | 1798 |
| 7 | 2678 | 1097 | 1581 |
| 8 | 5397 | 3721 | 1677 |
| 9 | 5872 | 9128 | -3256 |
| 10 | 4360 | 8980 | -4621 |
| 11 | 11983 | 12171 | -187 |
| 12 | 2427 | 2566 | -139 |
| 13 | 2927 | 3592 | -665 |
| Sum | 62552 | 62552 | |

I Figur 4 i kapittel 3 er det definert 8 forskjellige prisområdeinndelinger, i det følgende ønsker vi å vurdere disse for valgte last-eksempler, og refererer her resultater for markedsklarering ved å benytte input data som ovenfor. Noen av løsningene referert under, vil kun ta hensyn til et utvalg av kapasitetsbetingelsene i Tabell 2. Vi vil også se på effekten av å styre kapasitetsutnyttelsen på en linje vha. å endre kapasiteten på andre lastbegrensninger.

A) Vi tar kun hensyn til kapasitetsbegrensninger på mellomriksforbindelser, dvs. linjene 1-13, 2-10, 4-8, 5-6, 5-7, 6-11, 9-11, 10-12 og 10-13.

Samfunnsøkonomisk overskudd (SO) (unntatt motkjøpskostnader), nettinntekt (NI)¹² (begge avrundet til hele 1000 kr) og priser (kr/MWh) i ulike noder ved ubegrenset lastflyt (ULF), optimal lastflyt (OLF) samt de ulike soneinndelingene (SYS-N6) er gitt i Tabell 5.

Tabell 5 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - høylast A)

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 64160 | 64153 | 64158 | 64158 | 64159 | 64151 | 64159 | 64136 | 64159 |
| NI | 0 | 376 | 281 | 257 | 257 | 372 | 401 | 376 | 337 | 376 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 147,65 | 94,43 | 100,73 | 93,92 | 93,91 | 94,31 | 93,52 | 94,42 | 89,75 |
| 2 | 147,65 | 94,43 | 100,73 | 93,92 | 93,91 | 94,31 | 93,52 | 94,42 | 124,82 | 94,42 |
| 3 | 147,65 | 94,43 | 100,73 | 93,92 | 93,91 | 94,31 | 93,52 | 94,42 | 89,75 | 94,42 |
| 4 | 147,65 | 127,97 | 100,73 | 126,61 | 127,96 | 125,30 | 147,65 | 124,40 | 125,89 | 124,40 |
| 5 | 147,65 | 125,53 | 100,73 | 126,61 | 125,51 | 125,30 | 147,65 | 124,40 | 125,89 | 124,40 |
| 6 | 147,64 | 175,32 | 174,38 | 173,16 | 173,21 | 164,58 | 147,65 | 164,45 | 169,15 | 164,45 |
| 7 | 147,65 | 154,94 | 174,38 | 173,16 | 173,21 | 164,58 | 147,65 | 164,45 | 169,15 | 164,45 |
| 8 | 147,65 | 163,96 | 174,38 | 173,16 | 173,21 | 164,58 | 147,65 | 164,45 | 169,15 | 164,45 |
| 9 | 147,65 | 175,21 | 174,38 | 173,16 | 173,21 | 181,10 | 179,70 | 175,28 | 124,82 | 175,28 |
| 10 | 147,65 | 186,36 | 174,38 | 173,16 | 173,21 | 181,10 | 179,70 | 185,51 | 193,69 | 185,51 |
| 11 | 147,65 | 175,32 | 177,08 | 176,09 | 175,96 | 176,35 | 185,89 | 176,72 | 181,77 | 176,72 |
| 12 | 147,65 | 186,36 | 188,77 | 187,07 | 187,19 | 185,99 | 182,14 | 185,51 | 193,69 | 185,51 |
| 13 | 147,65 | 186,36 | 188,77 | 187,07 | 187,19 | 185,99 | 182,14 | 185,51 | 193,69 | 185,51 |

¹² Nettinntekt er definert som “merchandizing surplus” (se Wu m.fl. [13]), dette tilsvarer kapasitetsavgiften slik den beregnes i den norske tariffen.

Lastflyt for de ulike soneinndelingene er gitt i Tabell 6. Et negativt tall i rekke $i-j$, betyr at lasten har retning fra j til i . Tall i fete typer, er tall som blir referert til i hoveddelen av rapporten.

Tabell 6 Lastflyt - høylast A)

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-------------|-------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1-2 | 2488 | 1872 | 1890 | 1854 | 1853 | 1868 | 1839 | 1872 | 1699 | 1872 |
| 1-3 | -1642 | -1408 | -1377 | -1393 | -1393 | -1405 | -1382 | -1408 | -1279 | -1408 |
| 1-13 | 1034 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -4130 | -3280 | -3267 | -3247 | -3246 | -3272 | -3221 | -3279 | -2978 | -3279 |
| 2-4 | 428 | -827 | -721 | -886 | -888 | -841 | -933 | -828 | -825 | -828 |
| 2-10 | 3068 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 4-5 | 385 | -541 | -505 | -578 | -574 | -557 | -586 | -553 | -560 | -553 |
| 4-8 | 929 | 482 | 389 | 452 | 454 | 468 | 539 | 471 | 491 | 471 |
| 5-6 | 1282 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 5-7 | 59 | -89 | -168 | -121 | -121 | -106 | -41 | -106 | -106 | -106 |
| 6-7 | -1223 | -489 | -568 | -521 | -521 | -506 | -441 | -506 | -506 | -506 |
| 6-8 | -737 | 623 | 494 | 630 | 628 | 626 | 725 | 625 | 651 | 625 |
| 6-9 | 0 | 2463 | 2198 | 2504 | 2502 | 2454 | 2532 | 2468 | 2646 | 2468 |
| 6-11 | 4890 | -394 | 75 | -422 | -417 | -431 | -767 | -444 | -622 | -444 |
| 7-8 | 485 | 1112 | 1062 | 1150 | 1149 | 1132 | 1166 | 1131 | 1157 | 1131 |
| 8-9 | 737 | 1840 | 1704 | 1874 | 1875 | 1828 | 1807 | 1843 | 1995 | 1843 |
| 8-10 | 1711 | 2345 | 2332 | 2435 | 2434 | 2372 | 2394 | 2357 | 2334 | 2357 |
| 9-10 | 973 | 505 | 628 | 560 | 559 | 544 | 586 | 514 | 339 | 514 |
| 9-11 | -3760 | 550 | 19 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 |
| 10-12 | 475 | 244 | 229 | 240 | 239 | 246 | 269 | 249 | 200 | 249 |
| 10-13 | 0 | -220 | -236 | -224 | -225 | -217 | -192 | -214 | -268 | -214 |

B) Som A), dvs. vi tar kun hensyn til kapasitetsbetingelser på mellomriksforbindelser, men kapasiteten på linje 2-10 reduseres til 1340 MW.

Samfunnsøkonomisk overskudd (SO) (igjen unntatt motkjøpskostnader), nettinntekt (NI) og priser er gitt i Tabell 7, lastflyt i Tabell 8.

Tabell 7 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - høylast B)

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 64067 | 64050 | 64064 | 64064 | 64066 | 64058 | 64067 | 64033 | 64067 |
| NI | 0 | 359 | 247 | 206 | 206 | 352 | 376 | 359 | 303 | 359 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 147,65 | 87,40 | 100,62 | 87,00 | 87,01 | 87,29 | 86,59 | 87,38 | 83,98 |
| 2 | 147,65 | 87,40 | 100,62 | 87,00 | 87,01 | 87,29 | 86,59 | 87,38 | 125,89 | 87,38 |
| 3 | 147,65 | 87,40 | 100,62 | 87,00 | 87,01 | 87,29 | 86,59 | 87,38 | 83,98 | 87,38 |
| 4 | 147,65 | 130,87 | 100,62 | 132,31 | 131,32 | 130,58 | 159,76 | 129,29 | 131,85 | 129,29 |
| 5 | 147,65 | 132,11 | 100,62 | 132,31 | 133,11 | 130,58 | 159,76 | 129,29 | 131,85 | 129,29 |
| 6 | 147,64 | 184,03 | 190,14 | 184,37 | 184,33 | 173,47 | 159,76 | 173,28 | 179,12 | 173,28 |
| 7 | 147,65 | 163,08 | 190,14 | 184,37 | 184,33 | 173,47 | 159,76 | 173,28 | 179,12 | 173,28 |
| 8 | 147,65 | 173,10 | 190,14 | 184,37 | 184,33 | 173,47 | 159,76 | 173,28 | 179,12 | 173,28 |
| 9 | 147,65 | 186,17 | 190,14 | 184,37 | 184,33 | 194,45 | 195,55 | 186,25 | 125,89 | 186,25 |
| 10 | 147,65 | 201,37 | 190,14 | 184,37 | 184,33 | 194,45 | 195,55 | 200,68 | 209,92 | 200,68 |
| 11 | 147,65 | 184,03 | 177,32 | 184,43 | 184,53 | 184,73 | 187,97 | 185,24 | 191,50 | 185,24 |
| 12 | 147,65 | 201,37 | 214,26 | 202,66 | 202,57 | 201,34 | 202,05 | 200,68 | 209,92 | 200,68 |
| 13 | 147,65 | 201,37 | 214,26 | 202,66 | 202,57 | 201,34 | 202,05 | 200,68 | 209,92 | 200,68 |

Tabell 8 Lastflyt - høylast B)

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1-2 | 2488 | 1562 | 1573 | 1539 | 1539 | 1556 | 1515 | 1561 | 1363 | 1561 |
| 1-3 | -1642 | -1239 | -1223 | -1233 | -1233 | -1238 | -1226 | -1239 | -1181 | -1239 |
| 1-13 | 1034 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -4130 | -2801 | -2796 | -2771 | -2772 | -2793 | -2741 | -2800 | -2545 | -2800 |
| 2-4 | 428 | -1199 | -1094 | -1278 | -1277 | -1220 | -1360 | -1202 | -1205 | -1202 |
| 2-10 | 3068 | 1340 | 1340 | 1340 | 1340 | 1340 | 1340 | 1340 | 1340 | 1340 |
| 4-5 | 385 | -640 | -620 | -678 | -681 | -651 | -711 | -646 | -657 | -646 |
| 4-8 | 929 | 226 | 130 | 194 | 192 | 215 | 309 | 219 | 243 | 219 |
| 5-6 | 1282 | 400 | 371 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 5-7 | 59 | -156 | -255 | -194 | -193 | -175 | -99 | -176 | -175 | -176 |
| 6-7 | -1223 | -556 | -626 | -594 | -593 | -575 | -499 | -576 | -575 | -576 |
| 6-8 | -737 | 466 | 379 | 472 | 473 | 467 | 620 | 465 | 500 | 465 |
| 6-9 | 0 | 1944 | 1870 | 1991 | 1993 | 1928 | 2195 | 1947 | 2164 | 1947 |
| 6-11 | 4890 | 399 | 635 | 384 | 381 | 374 | -201 | 356 | 135 | 356 |
| 7-8 | 485 | 1022 | 1005 | 1066 | 1067 | 1042 | 1119 | 1041 | 1075 | 1041 |
| 8-9 | 737 | 1478 | 1491 | 1520 | 1519 | 1461 | 1575 | 1482 | 1665 | 1482 |
| 8-10 | 1711 | 2313 | 2304 | 2424 | 2425 | 2344 | 2391 | 2323 | 2302 | 2323 |
| 9-10 | 973 | 834 | 813 | 905 | 906 | 883 | 816 | 841 | 638 | 841 |
| 9-11 | -3760 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -90 | -550 | -550 | -550 |
| 10-12 | 475 | 154 | 77 | 146 | 147 | 154 | 150 | 158 | 103 | 158 |
| 10-13 | 0 | -318 | -402 | -326 | -326 | -318 | -322 | -314 | -374 | -314 |

C) Vi tar nå hensyn til alle kapasitetsbetingelsene i Tabell 2

Produksjon og forbruk ved optimal lastflyt (OLF) finnes i Tabell 4, Tabell 9 og Tabell 10 viser samfunnsøkonomisk overskudd (SO), nettinntekt (NI) og priser. Siden vi tar

hensyn til alle kapasitetsbetingelsene i prissettingen, vil det ikke forekomme kostnader for motkjøp.

Tabell 9 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - høylast C)

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 64113 | 64051 | 64056 | 64089 | 64080 | 64076 | 64105 | 64104 | 64105 |
| NI | 0 | 729 | 155 | 168 | 458 | 541 | 563 | 755 | 702 | 755 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 147,65 | 118,61 | 129,26 | 137,06 | 121,10 | 132,20 | 131,65 | 99,17 | 97,36 |
| 2 | 147,65 | 151,63 | 129,26 | 137,06 | 156,72 | 132,20 | 131,65 | 158,99 | 159,90 | 158,99 |
| 3 | 147,65 | 85,58 | 129,26 | 137,06 | 85,48 | 132,20 | 131,65 | 99,17 | 97,36 | 99,17 |
| 4 | 147,65 | 127,91 | 129,26 | 105,55 | 119,84 | 113,83 | 133,66 | 110,04 | 108,44 | 110,04 |
| 5 | 147,65 | 92,35 | 129,26 | 105,55 | 79,12 | 113,83 | 133,66 | 110,04 | 108,44 | 110,04 |
| 6 | 147,64 | 174,41 | 170,36 | 170,75 | 169,10 | 142,86 | 133,66 | 146,32 | 149,39 | 146,32 |
| 7 | 147,65 | 135,50 | 170,36 | 170,75 | 169,10 | 142,86 | 133,66 | 146,32 | 149,39 | 146,32 |
| 8 | 147,65 | 139,75 | 170,36 | 170,75 | 169,10 | 142,86 | 133,66 | 146,32 | 149,39 | 146,32 |
| 9 | 147,65 | 174,41 | 170,36 | 170,75 | 169,10 | 198,35 | 199,00 | 175,88 | 159,90 | 175,88 |
| 10 | 147,65 | 203,94 | 170,36 | 170,75 | 169,10 | 198,35 | 199,00 | 204,82 | 205,36 | 204,82 |
| 11 | 147,65 | 174,41 | 170,04 | 170,37 | 169,53 | 175,32 | 177,60 | 175,88 | 178,53 | 175,88 |
| 12 | 147,65 | 203,94 | 248,62 | 242,60 | 232,02 | 218,10 | 217,34 | 204,82 | 205,36 | 204,82 |
| 13 | 147,65 | 203,94 | 248,62 | 242,60 | 232,02 | 218,10 | 217,34 | 204,82 | 205,36 | 204,82 |

Tabell 10 Lastflyt - høylast C)

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1-2 | 2488 | 1726 | 1768 | 1798 | 1736 | 1779 | 1777 | 1651 | 1643 | 1651 |
| 1-3 | -1642 | -1074 | -1032 | -1002 | -1064 | -1021 | -1023 | -1149 | -1157 | -1149 |
| 1-13 | 1034 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -4130 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 |
| 2-4 | 428 | -531 | -618 | -528 | -439 | -615 | -654 | -488 | -480 | -488 |
| 2-10 | 3068 | 2000 | 1768 | 1835 | 2000 | 1824 | 1852 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 4-5 | 385 | -294 | -228 | -258 | -159 | -371 | -357 | -316 | -310 | -316 |
| 4-8 | 929 | 531 | 386 | 363 | 439 | 439 | 505 | 488 | 480 | 488 |
| 5-6 | 1282 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 5-7 | 59 | -119 | -254 | -252 | -257 | -137 | -103 | -146 | -156 | -146 |
| 6-7 | -1223 | -519 | -654 | -652 | -657 | -537 | -503 | -546 | -556 | -546 |
| 6-8 | -737 | 425 | 213 | 221 | 198 | 411 | 463 | 403 | 390 | 403 |
| 6-9 | 0 | 2000 | 1724 | 1728 | 1718 | 1922 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 6-11 | 4890 | 292 | 892 | 880 | 910 | 226 | 10 | 184 | 224 | 184 |
| 7-8 | 485 | 943 | 867 | 873 | 855 | 948 | 965 | 949 | 946 | 949 |
| 8-9 | 737 | 1575 | 1511 | 1507 | 1520 | 1512 | 1537 | 1597 | 1610 | 1597 |
| 8-10 | 1711 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 9-10 | 973 | 425 | 489 | 493 | 480 | 488 | 463 | 403 | 390 | 403 |
| 9-11 | -3760 | -105 | -550 | -550 | -550 | -71 | 65 | -48 | -182 | -48 |
| 10-12 | 475 | 139 | -128 | -92 | -29 | 54 | 59 | 134 | 130 | 134 |
| 10-13 | 0 | -335 | -627 | -588 | -519 | -428 | -423 | -341 | -344 | -341 |

D) Vi tar hensyn til alle kapasitetsbegrensningene bortsett fra på linje 2-3, men reduserer til gjengjeld kapasiteten på linje 2-10 til 940 MW.

Samfunnsøkonomisk overskudd (SO), nettinntekt (NI), priser og lastflyt blir:

Tabell 11 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - høylast D)

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 64275 | 63922 | 63839 | 63840 | 63841 | 63904 | 63885 | 63920 | 63874 | 63920 |
| NI | 0 | 707 | 79 | 85 | 90 | 705 | 795 | 691 | 639 | 691 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 147,65 | 87,39 | 93,69 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 83,39 |
| 2 | 147,65 | 87,39 | 93,69 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 132,85 | 87,39 |
| 3 | 147,65 | 87,39 | 93,69 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 87,39 | 83,39 | 87,39 |
| 4 | 147,65 | 97,47 | 93,69 | 93,71 | 93,71 | 97,25 | 140,13 | 97,98 | 98,68 | 97,98 |
| 5 | 147,65 | 91,41 | 93,69 | 93,71 | 77,66 | 97,25 | 140,13 | 97,98 | 98,68 | 97,98 |
| 6 | 147,64 | 159,62 | 212,10 | 211,90 | 211,97 | 161,94 | 140,13 | 162,83 | 169,48 | 162,83 |
| 7 | 147,65 | 141,88 | 212,10 | 211,90 | 211,97 | 161,94 | 140,13 | 162,83 | 169,48 | 162,83 |
| 8 | 147,65 | 174,61 | 212,10 | 211,90 | 211,97 | 161,94 | 140,13 | 162,83 | 169,48 | 162,83 |
| 9 | 147,65 | 202,08 | 212,10 | 211,90 | 211,97 | 249,54 | 253,83 | 202,57 | 132,85 | 202,57 |
| 10 | 147,65 | 272,01 | 212,10 | 211,90 | 211,97 | 249,54 | 253,83 | 273,67 | 289,29 | 273,67 |
| 11 | 147,65 | 159,62 | 152,77 | 152,77 | 152,77 | 153,23 | 160,58 | 159,06 | 165,78 | 159,06 |
| 12 | 147,65 | 272,00 | 337,45 | 338,16 | 337,90 | 287,14 | 291,23 | 273,67 | 289,29 | 273,67 |
| 13 | 147,65 | 250,56 | 250,56 | 250,56 | 250,56 | 250,56 | 250,56 | 250,56 | 250,56 | 250,56 |

Tabell 12 Lastflyt - høylast D)

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1-2 | 2488 | 1562 | 1552 | 1562 | 1562 | 1562 | 1562 | 1562 | 1329 | 1562 |
| 1-3 | -1642 | -1239 | -1227 | -1239 | -1239 | -1239 | -1239 | -1239 | -1171 | -1239 |
| 1-13 | 1034 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -4130 | -2801 | -2778 | -2801 | -2801 | -2801 | -2801 | -2801 | -2501 | -2801 |
| 2-4 | 428 | -800 | -800 | -800 | -800 | -800 | -800 | -800 | -800 | -800 |
| 2-10 | 3068 | 940 | 940 | 940 | 940 | 940 | 940 | 940 | 940 | 940 |
| 4-5 | 385 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 |
| 4-8 | 929 | 84 | -90 | -89 | 74 | -90 | 140 | 107 | 139 | 107 |
| 5-6 | 1282 | 400 | 271 | 272 | 400 | 272 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 5-7 | 59 | -244 | -400 | -400 | -285 | -400 | -222 | -276 | -277 | -276 |
| 6-7 | -1223 | -644 | -671 | -672 | -685 | -672 | -622 | -676 | -677 | -676 |
| 6-8 | -737 | 84 | 39 | 39 | 74 | 39 | 140 | 107 | 139 | 107 |
| 6-9 | 0 | 1418 | 1412 | 1413 | 1256 | 1412 | 1264 | 1424 | 1667 | 1424 |
| 6-11 | 4890 | 1259 | 1500 | 1500 | 1484 | 1500 | 1225 | 1278 | 1042 | 1278 |
| 7-8 | 485 | 728 | 710 | 711 | 759 | 710 | 762 | 782 | 816 | 782 |
| 8-9 | 737 | 1334 | 1373 | 1374 | 1182 | 1374 | 1124 | 1317 | 1528 | 1317 |
| 8-10 | 1711 | 1656 | 1830 | 1829 | 1666 | 1830 | 1600 | 1633 | 1601 | 1633 |
| 9-10 | 973 | 322 | 457 | 455 | 484 | 456 | 476 | 316 | 73 | 316 |
| 9-11 | -3760 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 |
| 10-12 | 475 | -268 | -659 | -663 | -358 | -661 | -383 | -278 | -371 | -278 |
| 10-13 | 0 | -640 | -640 | -640 | -640 | -640 | -640 | -640 | -640 | -640 |

Basislast

I forhold til høylast-eksemplet er etterspørselsparametrene, nærmere bestemt helningen på etterspørselskurvene, endret slik at forbruket vil ligge på omtrent 70% av maksimalt 10-årsforbruk. Endrede parameterverdier er indikert med fete typer i tabellene under:

Tabell 13 Parametre - basislast

| Node | Etterspørsel | | Tilbud | | |
|------|--------------|-------------|----------------------|----------------------|----------|
| | <i>a</i> | <i>b</i> | <i>c₁</i> | <i>c₂</i> | <i>k</i> |
| 1 | 2000 | 0,98 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 2 | 2000 | 0,27 | 0,016 | 0,090 | 5500 |
| 3 | 2000 | 0,57 | 0,011 | 0,10 | 9000 |
| 4 | 2000 | 0,65 | 0,023 | 0,25 | 4400 |
| 5 | 2000 | 1,7 | 0,050 | 0,25 | 2000 |
| 6 | 2000 | 2,0 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 7 | 2000 | 2,0 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 8 | 2000 | 0,8 | 0,020 | 0,10 | 5000 |
| 9 | 2000 | 0,25 | 0,018 | 0,20 | 5500 |
| 10 | 2000 | 0,25 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 11 | 2000 | 0,2 | 0,011 | 0,035 | 10000 |
| 12 | 2000 | 0,9 | 0,047 | 0,22 | 1910 |
| 13 | 2000 | 0,7 | 0,047 | 0,22 | 2545 |

I optimal lastflyt, gitt kapasitetbetingelsene i Tabell 2 i vedlegg 3, har vi følgende tall for produksjon, forbruk og netto innlevering i de ulike nodene (tallene er avrundet til nærmeste MW).

Tabell 14 Produksjon og forbruk - basislast

| Node | Produksjon | Forbruk | Netto innlevering |
|------|--------------|--------------|-------------------|
| 1 | 3169 | 1960 | 1209 |
| 2 | 4842 | 7114 | -2272 |
| 3 | 7131 | 3370 | 3761 |
| 4 | 3622 | 2950 | 672 |
| 5 | 1582 | 1130 | 452 |
| 6 | 2306 | 954 | 1353 |
| 7 | 2167 | 957 | 1210 |
| 8 | 4432 | 2389 | 2042 |
| 9 | 4988 | 7637 | -2649 |
| 10 | 3608 | 7635 | -4027 |
| 11 | 8787 | 9539 | -752 |
| 12 | 1915 | 2121 | -206 |
| 13 | 1935 | 2727 | -792 |
| Sum | 50482 | 50482 | |

Samfunnsøkonomisk overskudd (SO), nettinntekt (NI) (begge i hele 1000 kr), priser og lastflyt blir nå:

Tabell 15 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - basislast

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50521 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50511 | 50510 | 50511 |
| NI | 0 | 53 | 40 | 43 | 44 | 44 | 45 | 44 | 65 | 44 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 85,95 | 79,23 | 80,80 | 79,26 | 79,23 | 79,26 | 79,20 | 79,27 | 78,48 |
| 2 | 85,95 | 79,23 | 80,80 | 79,26 | 79,23 | 79,26 | 79,20 | 79,27 | 88,72 | 79,27 |
| 3 | 85,95 | 79,23 | 80,80 | 79,26 | 79,23 | 79,26 | 79,20 | 79,27 | 78,48 | 79,27 |
| 4 | 85,95 | 82,32 | 80,80 | 81,74 | 82,15 | 81,73 | 88,78 | 81,73 | 81,73 | 81,73 |
| 5 | 85,95 | 79,10 | 80,80 | 81,74 | 78,63 | 81,73 | 88,78 | 81,73 | 81,73 | 81,73 |
| 6 | 85,95 | 92,26 | 90,82 | 90,75 | 90,74 | 90,69 | 88,78 | 90,69 | 91,09 | 90,69 |
| 7 | 85,95 | 86,66 | 90,82 | 90,75 | 90,74 | 90,69 | 88,78 | 90,69 | 91,09 | 90,69 |
| 8 | 85,95 | 88,63 | 90,82 | 90,75 | 90,74 | 90,69 | 88,78 | 90,69 | 91,09 | 90,69 |
| 9 | 85,95 | 90,70 | 90,82 | 90,75 | 90,74 | 90,89 | 90,84 | 90,71 | 88,72 | 90,71 |
| 10 | 85,95 | 91,21 | 90,82 | 90,75 | 90,74 | 90,89 | 90,84 | 91,04 | 91,92 | 91,04 |
| 11 | 85,95 | 92,26 | 92,37 | 92,52 | 92,44 | 92,53 | 93,23 | 92,53 | 92,93 | 92,53 |
| 12 | 85,95 | 91,21 | 91,39 | 91,05 | 91,12 | 91,04 | 90,81 | 91,04 | 91,92 | 91,04 |
| 13 | 85,95 | 91,21 | 91,39 | 91,05 | 91,12 | 91,04 | 90,81 | 91,04 | 91,92 | 91,04 |

Tabell 16 Lastflyt - basislast

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1-2 | 1842 | 1393 | 1399 | 1395 | 1393 | 1395 | 1391 | 1395 | 1350 | 1395 |
| 1-3 | -1268 | -1184 | -1183 | -1184 | -1184 | -1184 | -1183 | -1184 | -1171 | -1184 |
| 1-13 | 911 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -3110 | -2577 | -2582 | -2579 | -2577 | -2580 | -2574 | -2580 | -2521 | -2580 |
| 2-4 | 487 | -302 | -276 | -296 | -301 | -295 | -309 | -295 | -298 | -295 |
| 2-10 | 2629 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 4-5 | 525 | -119 | -137 | -128 | -119 | -127 | -124 | -127 | -132 | -127 |
| 4-8 | 799 | 489 | 464 | 477 | 482 | 477 | 489 | 477 | 479 | 477 |
| 5-6 | 1068 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 5-7 | 50 | -67 | -78 | -75 | -76 | -75 | -66 | -75 | -76 | -75 |
| 6-7 | -1017 | -467 | -478 | -475 | -476 | -475 | -466 | -475 | -476 | -475 |
| 6-8 | -793 | 208 | 201 | 204 | 201 | 204 | 213 | 204 | 211 | 204 |
| 6-9 | 0 | 1809 | 1802 | 1809 | 1806 | 1808 | 1812 | 1808 | 1852 | 1808 |
| 6-11 | 4070 | 202 | 191 | 176 | 184 | 176 | 105 | 175 | 135 | 175 |
| 7-8 | 224 | 675 | 679 | 679 | 677 | 679 | 679 | 679 | 687 | 679 |
| 8-9 | 793 | 1601 | 1601 | 1604 | 1605 | 1604 | 1599 | 1604 | 1642 | 1604 |
| 8-10 | 1343 | 1813 | 1813 | 1820 | 1819 | 1819 | 1820 | 1818 | 1820 | 1818 |
| 9-10 | 550 | 212 | 212 | 215 | 214 | 215 | 221 | 214 | 178 | 214 |
| 9-11 | -2686 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 |
| 10-12 | 303 | 206 | 205 | 207 | 207 | 207 | 209 | 207 | 202 | 207 |
| 10-13 | 0 | -208 | -212 | -204 | -206 | -204 | -199 | -204 | -224 | -204 |

I det følgende foretar vi en del endringer i sammensetningen av tilbudet. Etterspørselen er som i Tabell 13.

1) Vått Vestland

Helningen i tilbudsfunksjonene for node 1 og 3 er halvert.

Tabell 17 Parametre - scenario 1)

| Node | Etterspørsel | | Tilbud | | |
|------|--------------|----------|----------------------|----------------------|----------|
| | <i>a</i> | <i>b</i> | <i>c₁</i> | <i>c₂</i> | <i>k</i> |
| 1 | 2000 | 0,98 | 0,0125 | 0,075 | 3600 |
| 2 | 2000 | 0,27 | 0,016 | 0,090 | 5500 |
| 3 | 2000 | 0,57 | 0,0055 | 0,05 | 9000 |
| 4 | 2000 | 0,65 | 0,023 | 0,25 | 4400 |
| 5 | 2000 | 1,7 | 0,050 | 0,25 | 2000 |
| 6 | 2000 | 2,0 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 7 | 2000 | 2,0 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 8 | 2000 | 0,8 | 0,020 | 0,10 | 5000 |
| 9 | 2000 | 0,25 | 0,018 | 0,20 | 5500 |
| 10 | 2000 | 0,25 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 11 | 2000 | 0,2 | 0,011 | 0,035 | 10000 |
| 12 | 2000 | 0,9 | 0,047 | 0,22 | 1910 |
| 13 | 2000 | 0,7 | 0,047 | 0,22 | 2545 |

Samfunnsøkonomisk overskudd (SO), nettinntekt (NI) (begge i 1000 kr), priser og lastflyt blir nå:

Tabell 18 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - scenario 1)

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50835 | 50737 | 50719 | 50724 | 50736 | 50724 | 50724 | 50735 | 50733 | 50735 |
| NI | 0 | 239 | 70 | 71 | 216 | 69 | 71 | 224 | 268 | 224 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 80,75 | 55,82 | 72,80 | 68,23 | 55,74 | 68,21 | 68,06 | 46,35 | 45,71 |
| 2 | 80,75 | 71,33 | 72,80 | 68,23 | 71,16 | 68,21 | 68,06 | 72,26 | 87,72 | 72,26 |
| 3 | 80,75 | 40,32 | 72,80 | 68,23 | 40,32 | 68,21 | 68,06 | 46,35 | 45,71 | 46,35 |
| 4 | 80,75 | 79,52 | 72,80 | 82,31 | 79,44 | 82,32 | 88,94 | 79,52 | 78,48 | 79,52 |
| 5 | 80,75 | 78,70 | 72,80 | 82,31 | 78,59 | 82,32 | 88,94 | 79,52 | 78,48 | 79,52 |
| 6 | 80,75 | 91,50 | 91,74 | 90,70 | 91,17 | 90,82 | 88,94 | 90,18 | 90,87 | 90,18 |
| 7 | 80,75 | 86,24 | 91,74 | 90,70 | 91,17 | 90,82 | 88,94 | 90,18 | 90,87 | 90,18 |
| 8 | 80,75 | 88,53 | 91,74 | 90,70 | 91,17 | 90,82 | 88,94 | 90,18 | 90,87 | 90,18 |
| 9 | 80,75 | 91,36 | 91,74 | 90,70 | 91,17 | 90,52 | 90,61 | 91,29 | 87,72 | 91,29 |
| 10 | 80,75 | 94,04 | 91,74 | 90,70 | 91,17 | 90,52 | 90,61 | 93,59 | 95,88 | 93,59 |
| 11 | 80,75 | 91,50 | 91,92 | 92,74 | 91,57 | 92,73 | 93,40 | 91,79 | 92,54 | 91,79 |
| 12 | 80,75 | 94,04 | 93,86 | 90,32 | 94,12 | 90,34 | 90,17 | 93,59 | 95,88 | 93,59 |
| 13 | 80,75 | 94,04 | 93,86 | 90,32 | 94,12 | 90,34 | 90,17 | 93,59 | 95,88 | 93,59 |

Tabell 19 Lastflyt - scenario 1)

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1-2 | 2809 | 1780 | 1902 | 1869 | 1780 | 1869 | 1868 | 1712 | 1708 | 1712 |
| 1-3 | -1720 | -1020 | -898 | -931 | -1020 | -931 | -932 | -1088 | -1092 | -1088 |
| 1-13 | 1029 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -4528 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 |
| 2-4 | 1466 | -204 | 13 | -316 | -215 | -317 | -328 | -211 | -173 | -211 |
| 2-10 | 3698 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 4-5 | 892 | -118 | -78 | -128 | -125 | -129 | -125 | -121 | -119 | -121 |
| 4-8 | 1175 | 458 | 329 | 483 | 450 | 483 | 495 | 454 | 443 | 454 |
| 5-6 | 1228 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 5-7 | 150 | -74 | -155 | -73 | -84 | -73 | -65 | -81 | -90 | -81 |
| 6-7 | -1077 | -474 | -555 | -473 | -484 | -473 | -465 | -481 | -490 | -481 |
| 6-8 | -945 | 176 | 7 | 211 | 175 | 212 | 219 | 175 | 162 | 175 |
| 6-9 | 0 | 1753 | 1378 | 1821 | 1762 | 1822 | 1825 | 1757 | 1779 | 1757 |
| 6-11 | 4308 | 278 | 910 | 154 | 271 | 155 | 88 | 249 | 266 | 249 |
| 7-8 | 133 | 651 | 562 | 684 | 659 | 685 | 684 | 656 | 652 | 656 |
| 8-9 | 945 | 1577 | 1371 | 1609 | 1587 | 1611 | 1606 | 1582 | 1617 | 1582 |
| 8-10 | 1057 | 1746 | 1658 | 1833 | 1765 | 1834 | 1834 | 1757 | 1730 | 1757 |
| 9-10 | 112 | 169 | 287 | 223 | 178 | 223 | 228 | 175 | 113 | 175 |
| 9-11 | -2403 | 550 | -124 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 458 | 550 |
| 10-12 | 420 | 190 | 191 | 211 | 190 | 211 | 212 | 193 | 180 | 193 |
| 10-13 | 0 | -272 | -268 | -188 | -274 | -188 | -184 | -262 | -314 | -262 |

2) Flom Nord-Sverige

Helningen på tilbudskurvene er halvert for node 6, 7, og 8, i tillegg inntreffer tilbudskurvenes knekkpunkt k ved et høyere kvantum.

Tabell 20 Parametre - scenario 2)

| Node | Etterspørsel | | Tilbud | | |
|------|--------------|------|--------------|-------------|-------------|
| | a | b | c_1 | c_2 | k |
| 1 | 2000 | 0,98 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 2 | 2000 | 0,27 | 0,016 | 0,090 | 5500 |
| 3 | 2000 | 0,57 | 0,011 | 0,10 | 9000 |
| 4 | 2000 | 0,65 | 0,023 | 0,25 | 4400 |
| 5 | 2000 | 1,7 | 0,050 | 0,25 | 2000 |
| 6 | 2000 | 2,0 | 0,020 | 0,10 | 5000 |
| 7 | 2000 | 2,0 | 0,020 | 0,10 | 5000 |
| 8 | 2000 | 0,8 | 0,010 | 0,05 | 7500 |
| 9 | 2000 | 0,25 | 0,018 | 0,20 | 5500 |
| 10 | 2000 | 0,25 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 11 | 2000 | 0,2 | 0,011 | 0,035 | 10000 |
| 12 | 2000 | 0,9 | 0,047 | 0,22 | 1910 |
| 13 | 2000 | 0,7 | 0,047 | 0,22 | 2545 |

Samfunnsøkonomisk overskudd (SO), nettinntekt (NI) (begge i 1000 kr) og priser blir nå:

Tabell 21 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - scenario 2)

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50839 | 50794 | 50774 | 50775 | 50775 | 50793 | 50791 | 50793 | 50793 | 50793 |
| NI | 0 | 206 | 13 | 15 | 14 | 218 | 192 | 188 | 192 | 188 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 73,92 | 80,03 | 80,18 | 80,29 | 80,30 | 80,20 | 80,43 | 80,04 | 80,09 |
| 2 | 73,92 | 80,03 | 80,18 | 80,29 | 80,30 | 80,20 | 80,43 | 80,04 | 79,86 | 80,04 |
| 3 | 73,92 | 80,03 | 80,18 | 80,29 | 80,30 | 80,20 | 80,43 | 80,04 | 80,09 | 80,04 |
| 4 | 73,92 | 67,97 | 80,18 | 67,56 | 65,99 | 67,64 | 65,52 | 67,74 | 67,75 | 67,74 |
| 5 | 73,92 | 68,26 | 80,18 | 67,56 | 67,85 | 67,64 | 65,52 | 67,74 | 67,75 | 67,74 |
| 6 | 73,92 | 64,96 | 80,42 | 80,47 | 80,48 | 61,98 | 65,52 | 62,23 | 62,20 | 62,23 |
| 7 | 73,92 | 58,49 | 80,42 | 80,47 | 80,48 | 61,98 | 65,52 | 62,23 | 62,20 | 62,23 |
| 8 | 73,92 | 55,61 | 80,42 | 80,47 | 80,48 | 61,98 | 65,52 | 62,23 | 62,20 | 62,23 |
| 9 | 73,92 | 77,49 | 80,42 | 80,47 | 80,48 | 89,96 | 89,90 | 78,45 | 79,86 | 78,45 |
| 10 | 73,92 | 92,10 | 80,42 | 80,47 | 80,48 | 89,96 | 89,90 | 92,36 | 92,43 | 92,36 |
| 11 | 73,92 | 79,31 | 79,31 | 79,31 | 79,31 | 79,31 | 79,31 | 79,31 | 79,31 | 79,31 |
| 12 | 73,92 | 92,10 | 107,47 | 107,38 | 107,37 | 92,72 | 92,72 | 92,36 | 92,43 | 92,36 |
| 13 | 73,92 | 92,10 | 107,47 | 107,38 | 107,37 | 92,72 | 92,72 | 92,36 | 92,43 | 92,36 |

Lastflyt er gitt ved:

Tabell 22 Lastflyt - scenario 2)

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1-2 | 963 | 1440 | 1448 | 1454 | 1455 | 1449 | 1463 | 1440 | 1443 | 1440 |
| 1-3 | -1155 | -1197 | -1200 | -1202 | -1202 | -1200 | -1204 | -1198 | -1198 | -1198 |
| 1-13 | 1184 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -2118 | -2637 | -2648 | -2656 | -2657 | -2650 | -2667 | -2638 | -2642 | -2638 |
| 2-4 | -854 | -134 | -114 | -93 | -90 | -108 | -64 | -122 | -124 | -122 |
| 2-10 | 1319 | 1991 | 2000 | 2000 | 2000 | 1997 | 2000 | 1981 | 1978 | 1981 |
| 4-5 | -140 | -241 | -253 | -247 | -252 | -210 | -222 | -218 | -218 | -218 |
| 4-8 | -424 | 125 | 114 | 93 | 90 | 105 | 64 | 103 | 102 | 103 |
| 5-6 | 908 | 388 | 387 | 368 | 369 | 400 | 350 | 400 | 400 | 400 |
| 5-7 | -703 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 |
| 6-7 | -1611 | -788 | -787 | -768 | -769 | -800 | -750 | -800 | -800 | -800 |
| 6-8 | -1191 | -22 | -20 | -28 | -27 | -85 | -64 | -79 | -79 | -79 |
| 6-9 | 0 | 1978 | 1980 | 1972 | 1973 | 1915 | 1936 | 1921 | 1921 | 1921 |
| 6-11 | 6443 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 | 1500 |
| 7-8 | 419 | 766 | 767 | 740 | 742 | 715 | 686 | 721 | 721 | 721 |
| 8-9 | 1191 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 8-10 | 2596 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |
| 9-10 | 1405 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9-11 | -3852 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 | 550 |
| 10-12 | 572 | 201 | 114 | 115 | 115 | 198 | 198 | 200 | 199 | 200 |
| 10-13 | 0 | -228 | -576 | -574 | -574 | -242 | -242 | -234 | -236 | -234 |

3) Tørt Midt-Norge

Helningen for tilbudskurven i node 4 fordobles, og knekkpunktet k reduseres.

Tabell 23 Parametre - scenario 3)

| Node | Etterspørsel | | Tilbud | | |
|------|--------------|------|--------------|-------------|-------------|
| | a | b | c_1 | c_2 | k |
| 1 | 2000 | 0,98 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 2 | 2000 | 0,27 | 0,016 | 0,090 | 5500 |
| 3 | 2000 | 0,57 | 0,011 | 0,10 | 9000 |
| 4 | 2000 | 0,65 | 0,045 | 0,50 | 1100 |
| 5 | 2000 | 1,7 | 0,050 | 0,25 | 2000 |
| 6 | 2000 | 2,0 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 7 | 2000 | 2,0 | 0,040 | 0,20 | 2500 |
| 8 | 2000 | 0,8 | 0,020 | 0,10 | 5000 |
| 9 | 2000 | 0,25 | 0,018 | 0,20 | 5500 |
| 10 | 2000 | 0,25 | 0,025 | 0,15 | 3600 |
| 11 | 2000 | 0,2 | 0,011 | 0,035 | 10000 |
| 12 | 2000 | 0,9 | 0,047 | 0,22 | 1910 |
| 13 | 2000 | 0,7 | 0,047 | 0,22 | 2545 |

Samfunnsøkonomisk overskudd (SO), nettinntekt (NI) (begge i 1000 kr) er oppgitt i Tabell 24, lastflyt i Tabell 25.

Tabell 24 Samfunnsøkonomisk overskudd og priser - scenario 3)

| | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SO | 50421 | 50400 | 50375 | 50385 | 50399 | 50385 | 50383 | 50385 | 50383 | 50385 |
| NI | 0 | 150 | 14 | 84 | 156 | 82 | 36 | 93 | 109 | 93 |

| Node | Priser | | | | | | | | | |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 90,67 | 84,93 | 94,78 | 85,58 | 84,88 | 85,59 | 85,04 | 83,37 | 82,32 |
| 2 | 90,67 | 88,27 | 94,78 | 85,58 | 88,14 | 85,59 | 85,04 | 85,93 | 100,00 | 85,93 |
| 3 | 90,67 | 81,60 | 94,78 | 85,58 | 81,61 | 85,59 | 85,04 | 83,37 | 82,32 | 83,37 |
| 4 | 90,67 | 152,37 | 94,78 | 123,69 | 153,95 | 123,69 | 112,71 | 123,95 | 126,11 | 123,95 |
| 5 | 90,67 | 71,97 | 94,78 | 123,69 | 70,92 | 123,69 | 112,71 | 123,95 | 126,11 | 123,95 |
| 6 | 90,67 | 91,47 | 111,19 | 105,42 | 100,00 | 105,56 | 112,71 | 105,61 | 106,31 | 105,61 |
| 7 | 90,67 | 89,77 | 111,19 | 105,42 | 100,00 | 105,56 | 112,71 | 105,61 | 106,31 | 105,61 |
| 8 | 90,67 | 105,87 | 111,19 | 105,42 | 100,00 | 105,56 | 112,71 | 105,61 | 106,31 | 105,61 |
| 9 | 90,67 | 98,27 | 111,19 | 105,42 | 100,00 | 105,27 | 106,54 | 105,78 | 100,00 | 105,78 |
| 10 | 90,67 | 97,47 | 111,19 | 105,42 | 100,00 | 105,27 | 106,54 | 104,61 | 103,97 | 104,61 |
| 11 | 90,67 | 91,47 | 92,90 | 90,62 | 91,12 | 90,61 | 90,63 | 90,62 | 90,87 | 90,62 |
| 12 | 90,67 | 97,47 | 110,44 | 104,81 | 97,45 | 104,81 | 106,00 | 104,61 | 103,97 | 104,61 |
| 13 | 90,67 | 97,47 | 110,29 | 104,81 | 97,45 | 104,81 | 106,00 | 104,61 | 103,97 | 104,61 |

Tabell 25 Lastflyt - scenario 3)

| Linje | ULF | OLF | SYS | NOR2 | NOR5 | N2S2 | NS3 | N3S3 | N5 | N6 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1-2 | 2172 | 1622 | 1581 | 1607 | 1620 | 1607 | 1600 | 1589 | 1568 | 1589 |
| 1-3 | -1320 | -1178 | -1219 | -1193 | -1180 | -1193 | -1200 | -1211 | -1232 | -1211 |
| 1-13 | 804 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 2-3 | -3491 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 | -2800 |
| 2-4 | 1519 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 | 800 |
| 2-10 | 2580 | 1935 | 1589 | 1746 | 1926 | 1747 | 1704 | 1751 | 1771 | 1751 |
| 4-5 | -166 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 |
| 4-8 | -72 | -338 | -542 | -439 | -332 | -439 | -478 | -438 | -431 | -438 |
| 5-6 | 698 | 236 | 16 | 156 | 230 | 156 | 125 | 156 | 156 | 156 |
| 5-7 | -173 | -330 | -400 | -400 | -346 | -400 | -400 | -400 | -400 | -400 |
| 6-7 | -872 | -566 | -416 | -556 | -576 | -556 | -525 | -556 | -556 | -556 |
| 6-8 | -604 | -173 | -158 | -195 | -162 | -195 | -204 | -194 | -187 | -194 |
| 6-9 | 0 | 926 | 822 | 832 | 925 | 833 | 822 | 833 | 859 | 833 |
| 6-11 | 3486 | 1381 | 1238 | 1467 | 1416 | 1467 | 1465 | 1467 | 1441 | 1467 |
| 7-8 | 267 | 393 | 258 | 361 | 414 | 361 | 322 | 362 | 369 | 362 |
| 8-9 | 604 | 1100 | 979 | 1027 | 1087 | 1028 | 1026 | 1027 | 1046 | 1027 |
| 8-10 | 1133 | 1473 | 1331 | 1385 | 1458 | 1386 | 1382 | 1390 | 1402 | 1390 |
| 9-10 | 529 | 373 | 352 | 358 | 371 | 358 | 357 | 362 | 356 | 362 |
| 9-11 | -2575 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 | -550 |
| 10-12 | 209 | 171 | 97 | 129 | 171 | 129 | 123 | 130 | 134 | 130 |
| 10-13 | 0 | -350 | -640 | -516 | -349 | -516 | -543 | -511 | -497 | -511 |

Referanser

- [1] Bjørndal, Mette (2000), "Topics on Electricity Transmission Pricing," Doktoravhandling NHH.
- [2] Bjørndal, Mette og Kurt Jørnsten (2001), "Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market," *The Energy Journal*, 22, 51-73.
- [3] Chao, Hung-Po og Stephen Peck (1996), "A Market Mechanism for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics*, 10, 25-59.
- [4] Chao, Peck, Oren og Wilson (2000), "Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management", *The Electricity Journal*, October.
- [5] Dolan, Alan og Joan Aldous (1993), *Networks and Algorithms: An Introductory Approach*, John Wiley & Sons.
- [6] Hogan, William W. (1992), "Contract Networks for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics*, 4, 211-242.
- [7] Johnsen, Tor Arnt, Shashi Kant Verma og Catherine Wolfram (1999), "Zonal Pricing and Demand-Side Bidding in the Norwegian Electricity Market," Working Paper PWP-063, University of California Energy Institute, Berkeley, California.
- [8] Schweppe, F. C., M. C. Caramanis, R. D. Tabors og R. E. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers.
- [9] Stoft, Steven (1997), "The Effect of the Transmission Grid on Market Power," LBNL-40479, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley.
- [10] Stoft, Steven (1998), "Using Game Theory to Study Market Power in Simple Networks," Federal Energy Regulatory Commission.
- [11] Wood, Allen J. og Wollenberg, Bruce F. (1996), *Power Generation, Operation, and Control*, second edition, John Wiley & Sons.
- [12] Wu, Felix F. og Pravin Varaiya (1995), "Coordinated Multilateral Trades for Electric Power Networks: Theory and Implementation," Department of Electrical Engineering and Computer Sciences, University of California.
- [13] Wu, Felix, Pravin Varaiya, Pablo Spiller og Shmuel Oren (1996), "Folk Theorems on Transmission Access: Proofs and Counterexamples," *Journal of Regulatory Economics*, 10, 5-23.