

# **SNF-rapport nr. 22/10**

## **Evaluering av energileddet i sentralnettstariffen og bruk av marginaltapssatser**

av

**Endre Bjørndal  
Mette Bjørndal**

SNF-prosjekt nr. 3097  
Evaluering av energileddet i sentralnettstariffen og bruk av marginaltapssatser

Prosjektet er finansiert av Energi Norge

**SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS  
BERGEN, NOVEMBER 2010**

© 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 978-82-491-0733-9 Trykt versjon  
ISBN 978-82-491-0734-6 Elektronisk versjon  
ISSN 0803-4036

# Innhold

|  |    |
|--|----|
| 1 Introduksjon .....   | 1  |
| 2 Teori – optimale nodepriser .....  | 3  |
| 3 Praksis – marginaltapprising i Norge .....                                     | 9  |
| 4 Diskusjon av marginaltapstariffen .....  | 14 |
| 4.1 Benchmark-modell for beregning av optimal lastflyt og marginale tap .....    | 14 |
| 4.2 Rekkefølgeavhengige komponentpriser.....                                     | 15 |
| 4.3 Justering av bud for marginaltapstariff .....                                | 18 |
| 4.4 Avregningspris for marginaltapstariffen.....                                 | 22 |
| 4.5 Beregningsmåte for marginaltapssatser .....                                  | 30 |
| 4.6 Effekt av metode for flaskehalshåndtering; sonepriser versus nodepriser..... | 34 |
| 4.7 Energiledd og tapkostnader i det norske sentralnettet.....                   | 36 |
| 4.8 Konklusjoner marginaltapsberegninger .....                                   | 37 |
| 5 Prising av marginale tap i andre energisystemer .....                          | 38 |
| 5.1 Sverige .....  | 38 |
| 5.2 PJM .....  | 39 |
| 6 Analyser av samfunnsøkonomiske effekter .....                                  | 40 |
| 7 Harmonisering og andre forhold.....  | 41 |
| 8 Konklusjoner.....  | 42 |
| Referanser .....   | 45 |
| Vedlegg 1 .....  | 47 |
| Vedlegg 2.....   | 49 |
| Vedlegg 3.....   | 51 |
| Vedlegg 4.....   | 52 |



## 1 Introduksjon

Denne rapporten er utarbeidet i prosjektet ”Evaluering av energileddet i sentralnettstariffen og bruk av marginaltapssatser”, som er finansiert av Energi Norge og utført av SNF AS. Bakgrunnen for prosjektet er at Energi Norges tariffgruppe, i sitt arbeid med sentralnettstariffen, har ønsket å se nærmere på måten energileddet beregnes på, og om dette tariffelementet gir en samfunnsøkonomisk bedre løsning enn andre og enklere tariffer for marginale tap.

Noen problemstillinger som har vært trukket fram er:

- Bruk av systempris fremfor områdepris virker ulogisk
- Energileddet og marginaltapssatsene er vanskelige å prognostisere og forstå
- Skal energileddet kun dekke tapskostnader eller skal også andre nettkostnader dekkes
- Aktørene tilpasser seg marginaltapssatsene, men de endres betydelig til neste periode
- Det er vanskelig å ta hensyn til endringer i marginaltapssatser i beregning av vannverdier eller prognostisere nettkostnader på lengre sikt for store forbrukere

I prosjektet har vi vurdert det gjeldende norske systemet for marginaltapssatser i forhold til samfunnsøkonomisk nytte. Referanserammen er en modell for optimal økonomisk lastflyt. Vi har i særlig grad vurdert avregningspris for marginaltapstariffen og effekten av feil i prognoser. Vi har også kort diskutert andre lands marginaltapstariff og fordeler ved harmonisering.

Et viktig innspill til prosjektet er en markedsundersøkelse blant sentralnettskundene (produsenter, netteiere og store forbrukere) og et utvalg underliggende nettselskaper, om i hvilken grad energileddet påvirker innmating/uttak på henholdsvis kort sikt (1-2 uker), medium sikt (2-4 måneder) eller lang sikt (inntil 1 år). Konklusjonene fra markedsundersøkelsen kan finnes i Berntsen (2008), og disse er tatt hensyn til i prosjektet.

Vi vil gjerne takke Energi Norges tariffarbeidsgruppe, som har vært prosjektets styringsgruppe, for innspill under arbeidet med rapporten.

Rapporten er organisert som følger. I avsnitt 2 går vi gjennom teori for optimal prising av overføring av kraft og noen implikasjoner for optimale marginaltapstariffer. I avsnitt 3 beskriver vi Statnetts metode for prising av marginale tap, med særlig fokus på hvordan marginaltapssatser beregnes ukentlig. I avsnitt 4 analyserer vi enkelte forhold ved marginaltapstariffen, hvilken pris som bør benyttes og metodikken for beregning av marginaltapssatser. Vi diskuterer også marginaltapstariffen sett i sammenheng med prising av overføringsbegrensninger i det nordiske kraftmarkedet. I avsnitt 5 gir vi en kort

## SNF-rapport nr. 22/10

oversikt over andre lands metoder for marginaltapstariffer, mens avsnitt 6 refererer noen numeriske analyser over samfunnsøkonomiske kostnader fra den akademiske litteraturen. I avsnitt 7 diskuterer vi harmonisering av tariffer og andre forhold, mens avsnitt 8 gir noen konklusjoner og anbefalinger.

## 2 Teori – optimale nodepriser

I Norge og mange andre land har kraftmarkedene blitt deregulert de siste tiårene, med en målsetning om å oppnå mer effektiv drift og utvikling av kraftsystemene. Konkurransen mellom uavhengige selskaper er det viktigste virkemiddelet på tilbuds- og etterspørselssiden, mens kraftoverføring fortsatt typisk er monopoloppgaver med regulerte inntekter. Handel med energi foregår bilateralt og/eller over børs, og effektivitet i det samlede kraftsystemet forutsetter en effektiv prising av krafttransporten. På kort sikt er man ute etter å få utnyttet optimalt den eksisterende produksjons- og nettkapasiteten, gitt (evt. prisavhengig) etterspørsel og kostnader for å tilby elektrisitet. På lang sikt er man også opptatt av en optimal utvikling av kraftsystemet gjennom lokalisering av ny etterspørsel og ny produksjonskapasitet og ved optimal utbygging av overføringsnettet. Marginaltapstariffen skal gi prissignaler til produksjon og forbruk om kostnadene ved å transportere kraft gjennom overføringsnettet.

Utgangspunktet for prising av kraft er kortsiktig optimal utnyttelse av kapasiteten i kraftsystemet. I prinsippet kan dette løses i en optimal økonomisk lastflyt, dvs. det optimaliseringsproblemet der vi finner den fordeling av produksjon og forbruk, gitt etterspørselskurver, kostnader og kapasitet i nett og produksjon, som maksimerer samfunnsøkonomisk overskudd. De relevante kostnadene knyttet til overføringsnettet på kort sikt er energitap, kostnader for systemtjenester (som for eksempel reaktiv kraft) og kostnader forbundet med flaskehals. Sistnevnte oppstår fordi kapasitetsbegrensninger i nettet medfører at de billigste produsentene ikke kan produsere først ("out-of-merit order dispatch") eller tilsvarende, at konsumenter med høyest betalingsvilje ikke får konsumere først. Dette tilsier at kraften vil ha ulik verdi avhengig av lokalisering, i forhold til produksjon og konsum og i forhold til kapasitet og kostnader i overføringsnettet. Optimal økonomisk lastflyt, og prisene som følger av denne løsningen, er i tråd med det samfunnsøkonomiske prinsippet om at pris er lik grensekostnad i optimum. Denne grensekostnaden avhenger av lokalisering, og kalles i engelskspråklig litteratur ofte for "locational marginal prices" (LMP), eller optimale nodepriser på norsk.

Optimal økonomisk lastflyt kan formuleres med ord som følgende maksimeringsproblem:

Maks Velferd = Konsumenters betalingsvilje – Produksjonskostnader

U.b.b. Lastflytbetingelser

Termiske kapasitetsbegrensninger

Restriksjoner knyttet til pålitelighet og sikkerhet (f.eks.  $N-1$ )

Skyggeprisene på lastflytbetingelsene angir verdien av kraft i hvert enkelt innleverings- og uttakspunkt som er definert for kraftsystemet, dvs. at skyggeprisene er de geografiske prisene, dvs. optimale nodepriser eller LMPs, og er lik marginalkostnaden eller marginal betalingsvilje i hvert enkelt punkt. Nodeprisene gir et samlet signal for verdien av kraft i et punkt, når man tar hensyn til energikostnader, tapkostnader og flaskehalser, dvs. mer generelt de inntekter, kostnader og begrensninger som er representert i det økonomiske lastflytproblemet som er løst. Noen ganger, for eksempel i forbindelse med tariffing, ønsker man å dekomponere den samlede marginalkostnaden / geografiske prisen i enkeltelementer, som viser effekten av tap, kapasitetsbegrensninger og produksjonskostnader hver for seg. Slik dekomposisjon i forbindelse med optimal lastflyt er beskrevet i for eksempel Chen et al. (2002) og Stamtsis (2003). De ulike komponentene i den totale nodeprisen vil være avhengige av hverandre, og for at hver enkelt komponent skal bli (noenlunde) riktig må beregningen av priser på enkeltkomponenter være basert på konsistente prinsipper. Vi vil komme tilbake til denne problemstillingen senere i rapporten.

Generelt for vekselstrømsystemer beregnes lastflyt vha et ikke-lineært ligningssystem som beskriver spenning, aktiv og reaktiv kraft i kraftsystemet. Med en slik spesifisering er optimaliseringsproblemet, som er beskrevet over, ikke-konvekst. Ved normal drift er imidlertid spenningsnivåer tilnærmet konstante, fasevinkeldifferanser små, og man kan linearisere lastflytligningene. Dette vil, med "snille" målfunksjoner (for eksempel kvadratiske, som følge av lineære tilbuds- og etterspørselskurver), gi konvekse optimaliseringsproblemer, som er en grunnleggende forutsetning for markedspriser basert på marginalkostnader som basis for å finne samfunnsøkonomisk optimale løsninger. Optimal lastflyt, og prisene som følger av denne løsningen, vil da være i tråd med det samfunnsøkonomiske prinsippet om at pris er lik grensekostnad i optimum.

Det finnes en rekke ulike forenklinger og tilnærminger av lastflytberegninger for å studere overføring og prising av overføring i kraftsystemer (se for eksempel Bjørndal, 2000). Ved siden av å linearisere lastflytbegrensningene, kan disse approksimasjonene eksempelvis bestå i at man ser bort fra reaktiv kraft (som ikke prises iht. marginalkostnader i det nordiske markedet) og tap (som prises separat i det nordiske markedet, i Norge gjennom energileddet i nett-tariffene). For å studere flaskehalser, benyttes ofte "DC" modeller, dvs. lineariserte vekselstrømmodeller der det også forutsettes at resistanser er mye mindre enn reaktanser, slik at man kan se bort fra tap (Schweppe et al. (1988), Hogan (1992), Chao and Peck (1996) og Wu et al. (1996)). Det er også mulig å tilnærme energitapene innenfor en slik modell, noe vi vil komme tilbake til i eksemplene i avsnitt 4.



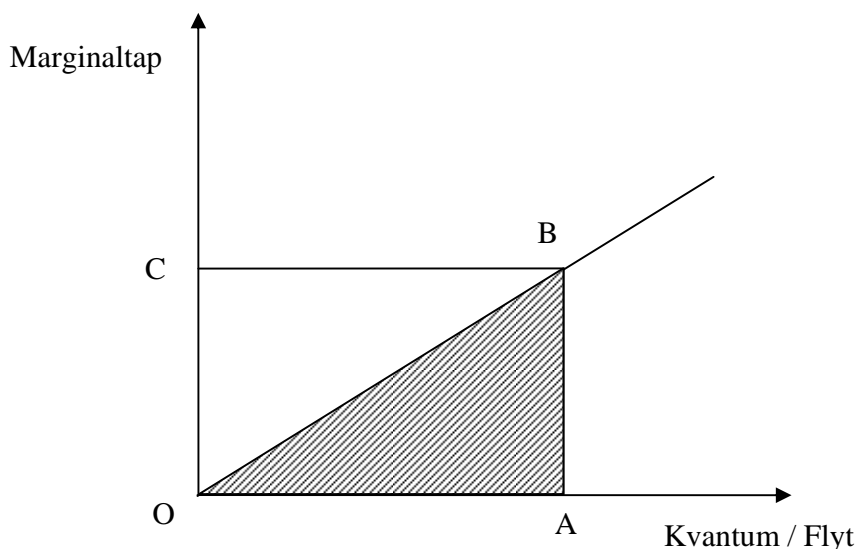
Hvis vi ser bort fra flaskehalsar og energitap, vil prisen på kraft være identisk i alle punkter. Både flaskehalsar og tap er årsak til at prisen på kraft varierer med lokalisering. I det følgende vil vi se bort fra flaskehalsar, og kun studere effekten av tap på priser, og hvordan man kan tariffere for nettap. Energitap betyr at noe av kraften i systemet ”mistes” på veien mellom produsent og forbruker (og går med til å varme opp ledningene). I figur 2.1 viser vi to punkter eller noder,  $i$  og  $k$ . Kraften som flyter mellom de to nodene er representert ved størrelsene  $q_{ik}$ , som er kraft som flyter ut fra node  $i$  i retning av node  $k$ , og  $q_{ki}$ , kraft som flyter inn i node  $k$  fra node  $i$ . Pilene angir at kraften flyter fra  $i$  til  $k$ , da vil  $q_{ik} > 0$  og  $q_{ki} < 0$ . Energitapet medfører at  $|q_{ik}| \neq |q_{ki}|$ , og størrelsen på tapet er lik  $q_{ik} + q_{ki}$ .



Figur 2.1: Energitap

Energitapet på en gitt linje varierer tilnærmet med kvadratet av kraften som flyter over ledningen. Det vil si at marginalkostnaden øker mht lastflyt over linjen. Hvis man da bruker det samfunnsøkonomiske prinsippet om å sette pris lik grensekostnad (tapsavgift lik kostnaden for det marginale tapet) vil man få dekket mer enn kostnaden for det totale tapet. Dette er illustrert i figur 2.2. I figuren vises kraftflyt på førsteaksen og marginaltap på andreaksen. Hvis vi tenker oss at endelig kraftflyt er lik  $OA$ , vil betaling for tap ta utgangspunkt i det marginale tapet  $AB$  multiplisert med flyten  $OA$ , dvs. arealet  $OABC$ . Det totale tapet er imidlertid kun lik arealet under marginaltapskurven, dvs. trekanten  $OAB$ , og en marginaltapstariff vil derfor gi et ”overskudd” i forhold til de totale tapsekostnadene. Dette benyttes typisk til å dekke faste kostnader i overføringsnettene, og er en del av den regulerte nettinntekten. I noen andre lands systemer oppfattes dette som uheldig. Stoft (1998) beskriver for eksempel at denne egenskapen kan medføre problemer i systemer der det er lov å levere tapsekostnader ”in kind”, dvs. ved å levere ekstra energi til systemet. Ved levering iht. marginale tap, vil det medføre for mye kraft i systemet. Stoft diskuterer prosedyrer for å justere tapsprosentene slik at den totale betalingen /

leveransen ikke overstiger de totale tapene. Vi kan ikke se at en slik prosedyre er nødvendig i den norske tariffingen.



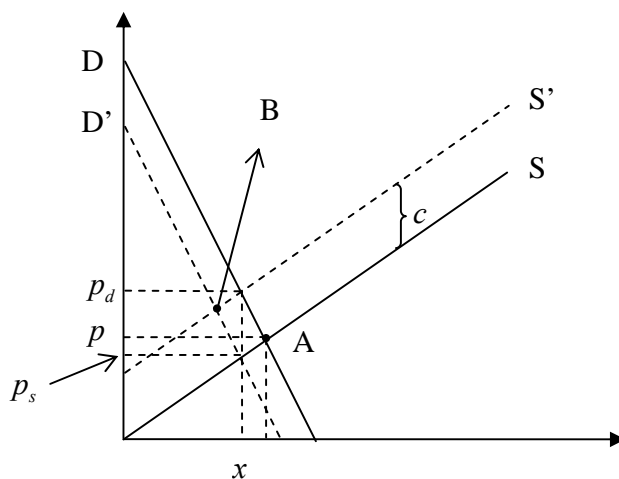
Figur 2.2: Marginale tap versus totale tap

Hvis vi ser bort fra flaskehalser i beregning av optimal lastflyt, vil nodeprisene reflektere den samlede effekten av marginalkostnader i produksjon / marginal betalingsvilje i konsum og marginaltapkostnader ved kraftoverføring. Nodeprisene vil variere mellom de ulike innmatings- og uttakspunktene utelukkende pga energitap. Hvis prisen i node  $i$  er  $p_i$ , og prisen i node  $k$  er  $p_k$ , vil  $p_k - p_i$  være marginalkostnaden (verdien av marginaltapet) ved å transportere kraft mellom node  $i$  og  $k$ . Ex post kan vi også konstruere nodevise marginaltapspriser ved å introdusere en referansepris,  $p_r$ , og la  $t_i^{inn} = p_r - p_i$  være marginaltapsprisen på innlevering i node  $i$  og  $t_k^{utt} = p_k - p_r$  være marginaltapsprisen på uttak i node  $k$ . Marginaltapstariffen ved å levere inn kraft i node  $i$  og ta den ut i node  $k$  vil da bli  $t_i^{inn} + t_k^{utt} = (p_r - p_i) + (p_k - p_r) = p_k - p_i =$  marginaltapkostnaden. En slik tariffstruktur vil også implisere at innlevering og uttak i en node får tariffen med samme absoluttverdi, men med motsatt fortegn, dvs.  $t_i^{inn} = -t_i^{utt}$ . Ved å introdusere en referansepris har man dekomponert nodeprisene i en felles produksjonspris (referanseprisen) og marginaltapstariffer som varierer mellom hver node. Det er også åpenbart at størrelsen (absoluttverdien) av de ulike marginaltapstariffene vil

være avhengig av den valgte referanseprisen, og at tapstariffen i referansenoden vil være lik 0. Med en annen referansenode vil marginaltapstariffen endres, men det vil også referanseprisen. Nettoprisene skal uansett være de samme og lik de optimale nodeprisene.

Man kan stille spørsmål ved om denne variasjonen i marginaltapstariffer, avhengig av referansepunkt, har noen fordelingsmessige effekter. Stoft (1998) beskriver valget av referansepunkt ("hub") og marginaltapstariffene som følger: "The surprise about loss factors is that it does not matter what bus is chosen as the hub. Any bus will yield an efficient system of loss charges and the same final distribution of revenue. The basic principle behind this phenomenon is most easily understood by considering a one-line network with generation at one end and load at the other. If the hub is placed at the generation end, the generators pay no loss charges. If the hub is placed at the load end, the generators pay all of the loss charges. But of course, if the generators pay for losses, they raise their prices by exactly this amount and so the loads end up no better off than if they had paid for the losses directly. Complex networks change nothing."

Figur 2.3 kan brukes til å illustrere to forhold. For det første at det er mulig å komme frem til samfunnsøkonomisk optimal løsning ved *ex ante* prising av marginale tap, dersom tapskostnadene er korrekt beregnet, og dersom aktørene tilpasser sine budkurver tilsvarende. Det andre forholdet som illustreres, er at hvem som til syvende og sist belastes for tapskostnaden, er avhengig av elastisiteten i tilbuds- og etterspørselskurvene.



Figur 2.3: Fordeling av tapskostnader

Uten tap vil markedslikevekten være i punkt A, der tilbudskurven, S, og etterspørselskurven, D, krysser hverandre. Dersom marginaltapskostnaden,  $c$ , skal betales av produsenten, vil denne skifte sin tilbudskurve mot venstre til S' (til en gitt pris vil mindre tilbys). Dersom marginaltapskostnaden betales av konsumenten, vil etterspørselskurven som produsentene står overfor, skifte til venstre til D' (til en gitt pris konsumeres mindre). I begge tilfeller er overført kvantum lik  $x$ , konsumentene betaler  $p_d$ , produsentene mottar  $p_s$  og forskjellen er  $p_d - p_s = c$ . I eksempelet i figuren er etterspørselen mer inelastisk enn tilbudet, og etterspørselssiden betaler mesteparten av marginaltapskostnaden ( $p_d - p > p - p_s$ ). Hvis både produsenten og konsumenten ble belastet for den fulle marginaltapskostnaden, ville markedet klarert i punkt B, til en høyere pris og lavere kvantum enn det som er optimalt. Prinsippene for den norske marginaltapsmodellen før 1998 innebar en slik dobbeltbetaling (Bjørndal, 2000).

Hvis vi tar hensyn til både flaskehalser og nettap i beregning av optimal økonomisk lastflyt, får vi optimale nodepriser som avhenger både av produksjonskostnader / betalingsvilje, kapasitetsbegrensninger og nettap. Også her kan vi tenke oss å splitte opp nodeprisen  $p_i$  i ulike komponenter, for eksempel  $p_i = p_r + t_i^{tap} + t_i^{kap}$ , der  $p_r$  er marginal produksjonskostnad i referansepunktet  $r$ , og  $t_i^{tap}$  og  $t_i^{kap}$  er priskomponentene for henholdsvis tap og kapasitetsbegrensninger for node  $i$ . Cardell (2007) diskuterer at en oppdeling av den optimale nodeprisene i ulike komponenter i dette tilfellet ikke er opplagt, fordi størrelsen på marginale tap avhenger av flaskehalser i systemet. Vi vil komme tilbake til denne problemstillingen i avsnitt 4.

### 3 Praksis – marginaltapsprising i Norge

I forrige avsnitt har vi beskrevet den teoretiske idealløsningen for prising av kraftoverføring. Denne løsningen består av at kraft prises i alle innleverings- og uttakspunkter i en optimal økonomisk lastflytberegning, som tar hensyn til alle relevante kortsiktige kostnader og begrensninger, inkludert tap, flaskehals og andre begrensninger. I praksis gjøres det en rekke forenklinger / tilnærminger i forhold til den teoretiske idealløsningen.

I det nordiske kraftmarkedet beregnes prisen på energi på den nordiske kraftbørsen, Nord Pool. Prisberegning algoritmen som Nord Pool Spot benytter, er ikke en optimal økonomisk lastflyt basert på modellering av hvordan elektrisk kraft flyter. Det beregnes regionale kraftpriser, områdepriser, men med relativt få og store prisområder, og en nettverksmodell som er svært aggregert, tilpasset disse få og store prisområdene. Nettverksmodellen tar hensyn til overføringskapasitet mellom prisområdene, men tar ikke (direkte) hensyn til kapasitetsbegrensninger innad i prisområdene, de elektriske lover for kraftflyt eller energitap. Ved Nord Pool prises derfor kraft som om det ikke oppstår tap ved kraftoverføring.<sup>1</sup>

Betaling for energitap er en del av nettariffen, dvs. at det norske og nordiske systemet er basert på at de geografiske prisene dekomponeres i en del som består av energikomponenten og flaskehalskomponenten (områdepriser ved Nord Pool Spot), og en annen del (nettariffen) som priser energitapet. Siden Nord Pools prisberegning (i all hovedsak) ikke tar hensyn til energitap, er man, for å realisere optimal økonomisk lastflyt i praksis, derfor avhengig av at aktørene som byr på den nordiske kraftbørsen tilpasser sine bud til energiledet i nettariffen. I tillegg må volumeffekten av nettap tas hensyn til. Ved markedsklarering i et system som ikke beregner nettap, vil det systematisk produseres for lite energi. Statnett kjøper derfor prognostisert nettap ved å legge inn prisuavhengige kjøpsbud fordelt på anmeldingsområdene i det norske systemet. På den måten sikres en "etterspørsel" etter nettapet og produksjon som dekker tapsvolumet.

I det følgende vil vi beskrive nærmere metoden Statnett benytter for beregning av marginaltapssetter. Vi vil konsentrere oss om Statnetts beregningsmetodikk, men marginale tap skal ifølge NVEs forskrifter også prises på lavere nettnivåer. Beregningsmetodene for marginale tap på lavere nettnivåer må da være konsistente med Statnetts metode, for eksempel med hensyn til valg av referansepunkter.

---

<sup>1</sup> Markedskopling ble utprøvd høsten 2008 mellom Danmark/Nord Pool og Tyskland. For transport over KONTEK kablet ble det da krevd en prisdifferanse for å ta hensyn overføringstap over kablet.

I den norske sentralnettstariffen beregnes energiledet for en time i et tilknytningspunkt ved hjelp av følgende formel:

$$\text{Marginaltapstariff} = \text{Marginaltapssats (\%)} \cdot \text{Utveksling} \cdot \text{Systempris}$$

Marginaltapssatsen (i %) multipliseres med utveksling (MWh) pr. time, og dette gir et mål på det fysiske marginaltapet, som igjen multipliseres med systemprisen (Kr/MWh) fra Nord Pool Spot for å få en kroneverdi for marginaltapet. Marginaltapssatsene oppdateres hver uke med separate satser for dag og natt / helg. Marginaltapssatsene for innlevering og uttak i et punkt er symmetriske om null, dvs.  $MTP^{inn} = -MTP^{utt}$ , og de er administrativt begrenset til +/- 15 %.

Statnett beregner marginaltapssatsene i en trinnvis prosedyre, som kan beskrives som følger:

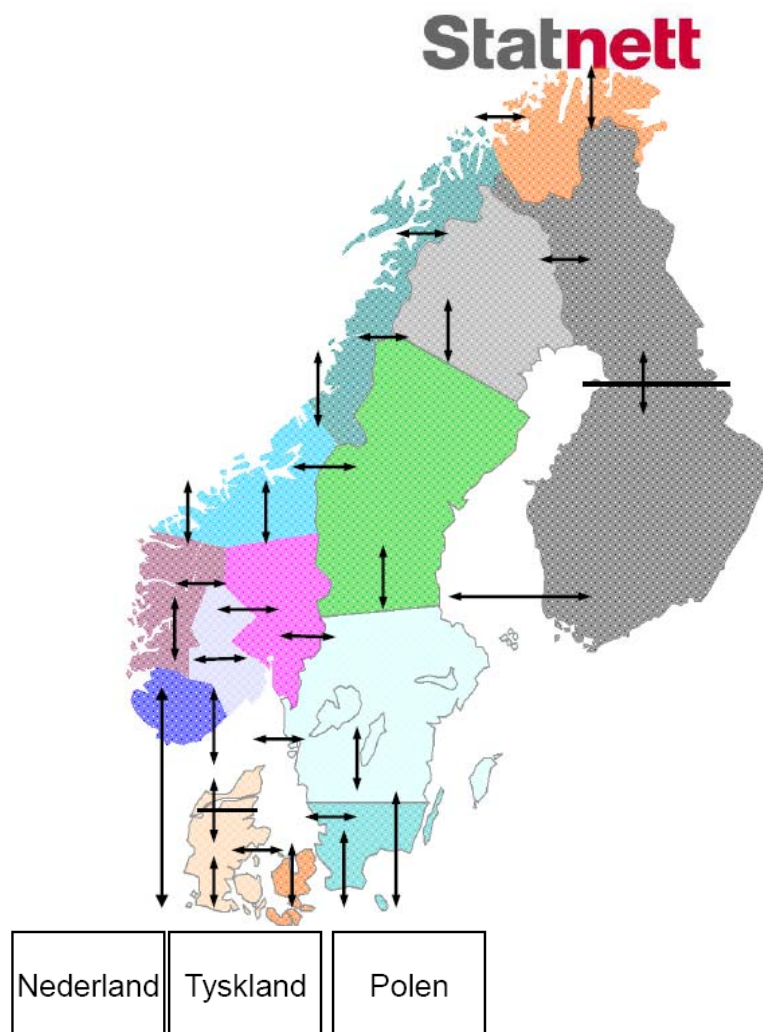
Trinn 1: Optimale markedsløsninger finnes ved hjelp av simulering

Trinn 2: Produksjon og forbruk fordeles på innleverings- og uttakspunkter

Trinn 3: Lastflyttinger løses i detaljert nettmødel

Trinn 4: Marginaltapssatsene beregnes

Markedsløsningene i trinn 1 bestemmes i en simulering av det nordiske systemet over en toukers-periode, dvs. inneværende og kommende uke, hvor sistnevnte er uken det skal beregnes tapssatser for. Markedsmødelen som Statnett benytter, er relativt detaljert og inneholder en beskrivelse av alle vannkraftverk i Norden, alle termiske produksjonsenheter og store forbruksenheter, mens vindkraft er representert som egen kategori. Nettmødelen som benyttes, er illustrert i figur 3.1, og vi ser at Norden er representert med 16 prisområder i tillegg til at det tas hensyn til utveksling mot Nederland, Tyskland og Polen. Dette er flere enn Nord Pools (for tiden) 10 prisområder. Utveksling mellom de ulike prisområdene representerer transportkanaler for handel med kraft, men reflekterer ikke (eksplisitt) elektriske lover for kraftflyt. Simuleringene tar utgangspunkt i dagens situasjon for eksempelvis magasinifylling, brenselspriser, revisjoner osv., og vannverdier finnes i en beregning med tidshorisont på tre år. Deretter simuleres det nordiske kraftsystemet illustrert i figur 3.1 over toukers-perioden for 51 historiske tilsigsalternativer. Hver uke er inndelt i 5 ulike prisavsnitt basert på lastfordeling over døgnet / uken. For toukers-perioden gir dette til sammen  $51 \cdot 5 \cdot 2 = 510$  ulike markedsløsninger.



Figur 3.1: Prisområder i markedsmoell

Marginaltapssatsene beregnes på grunnlag av to av prisavsnittene i uke 2 i simuleringen, "Peak" og "Natt", og beregningen foretas separat for de 51 ulike tilsigsalternativene for hvert av de to aktuelle prisavsnittene. For hver markedsløsning som er plukket ut, fordeles produksjon og forbruk på noder i en detaljert nettmodell. Denne nettmodellen er svært omfattende i forhold til det som er representert i markedsmoellen, den dekker netttopologien for det nordiske sentralnettet og inneholder ca. 2800 noder (samleskinner), 3100 linjer/kabler og 550 transformatorer.

Gitt fordeling av produksjon og forbruk (innlevering og uttak) på nodenivå, finnes optimal lastflyt. Optimal lastflyt er i denne sammenhengen *ikke* beregning av optimal *økonomisk* lastflyt, som optimaliserer økonomi og nett samtidig, men en fysisk beskrivelse av effekten som de samlede gitte innleveringer og uttak har på systemet. Denne effekten kan beregnes i en optimal lastflyt modell, dvs. en modell som beskriver på detaljert nivå aktiv og reaktiv effekt, spenningsforhold etc. i et elektrisk nett (se for eksempel Wood og Wollenberg (1996) og Bergen (1986)). Målfunksjonen i denne typen modeller er å minimere samlet tap i systemet. Systemet balanseres ved at residual produksjon for å dekke gitte innleverings- og uttaksstørrelser lokaliseres i en svingbuss / svingmaskin, som også blir referansepunkt for skyggeprisene for innlevering og uttak i de ulike tilknytningspunktene i systemet.

Beregningen av marginaltapene for en gitt lastflytløsning tar utgangspunkt i skyggeprisene for hvert enkelt punkt i det norske nettet som det skal beregnes tapssatser for. Disse skyggeprisene kan hentes direkte ut fra lastflytløsningen. For et gitt punkt viser skyggeprisen marginaleffekten på systemets totale tap av en innlevering i punktet som tas ut i svingmaskinen. Som målfunksjonen i optimal lastflyt problemet, måles skyggeprisene i fysiske og ikke økonomiske størrelser. I et gitt punkt vil en marginal økning i innlevering ha motsatt effekt av en marginal økning i uttak, slik at prisene for innlevering og uttak i et punkt er symmetriske om null.

I prinsippet kunne skyggeprisene fra lastflytproblemet benyttes direkte. Dette ville imidlertid innebære at man valgte et bestemt punkt (svingmaskinen) som referansepunkt for marginale tap. Dette er en problemstilling som har vært diskutert i mange år, og selv om det i prinsippet ikke har noen økonomisk betydning (jf. diskusjonen i avsnitt 2, og figur 2.3), har man likevel ikke klart å enes om et bestemt referansepunkt. Marginaltapssatsen for et bestemt punkt beregnes derfor ved å først beregne marginaltapet fra dette punktet til alle uttakspunktene i Norge og Sverige, ved å ta differansen mellom skyggeprisene (en handel mellom punkt  $i$  og punkt  $j$ , kan betraktes som en innlevering fra punkt  $i$  til svingbussen og en innlevering fra svingbussen til punkt  $j$ , nettoeffekten på tapet er derfor lik skyggeprisen i punkt  $i$  minus skyggeprisen i punkt  $j$ ). Hver enkelt av disse satsene gis så en vekt ut fra den relative størrelsen som uttakspunktet har i totallasten i det aktuelle markedsscenariet. De vektete satsene summeres så til en vektet gjennomsnittlig marginaltapssats mot systemets uttakspunkter. Deretter gjøres tilsvarende mot alle produksjonspunktene i Norge og Sverige. Man har nå to marginaltapssatser for punktet, og (det uvektede) gjennomsnittet av disse gir marginaltapssatsen for innlevering i punktet. Uttakssatsen vil ha motsatt fortegn.



Denne prosessen gjennomføres for alle de 190 punktene som det skal beregnes marginaltapssatser for i Norge. Referansepunktet for tap i det norske systemet vil derfor være en vektet kombinasjon av alle innleverings- og uttakspunkter i systemet, og vektingen vil avhenge av fordeling av produksjon og forbruk i det aktuelle markedsscenariet. Prosedyren kan virke ulik den som ble benyttet tidligere (fra 1998), da man på grunnlag av inkrementelle endringer i innlevering og uttak i et punkt, bestemte en innleveringspris og en uttakspris for punktet. Innleveringsprisen ble konstruert ved at man så på effekten på systemets tap av en økning i innlevering i punktet, som ble tatt ut i alle systemets netto uttakspunkter, relativt til andelen av totalt uttak. Uttaksprisen ble tilsvarende beregnet ved å se på effekten på systemets totale tap ved en økning i uttaket i punktet, som man antok ble innlevert i alle systemets netto innleveringspunkter, relativt til total innlevering. Den endelige marginaltapssatsen for innlevering (uttak), ble beregnet som innleveringspris (uttakspris) minus uttakspris (innleveringspris) delt på to, og slik fikk man marginaltapssatser som var symmetriske om null (dette er også beskrevet i Bjørndal (2000)). Den gamle og den nye metoden er ulike fordi man nå bruker skyggepriser fra lastflytberegningen direkte og slipper å gjøre inkrementelle endringer i lastflyt. Vektingen av innleverings- og uttaktpunkter (og implisitt det valgte referansepunktet) er i realiteten som før.

For hvert prisavsnitt "Peak" og "Natt" gjøres hele denne prosessen for alle de 51 markedsscenariene med tilhørende lastflytløsninger. Marginaltapssatsen for det enkelte punkt i et gitt prisavsnitt er gjennomsnittet av de 51 satsene fra hvert tilsigsalternativ. I stedet for å beregne marginaltapssatser for en gjennomsnittlig markedssituasjon / lastflyt, beregnes altså marginaltapssatsene som gjennomsnittlige marginaltapssatser for ulike markedssituasjoner og tilhørende lastflyt.

Fra Statnetts side mener man at metodikken omkring marginaltapsberegninger er forbedret både med hensyn til modell, data og prosedyrer. Tidligere representerte to gjennomsnittlige lastflytcase (dag og natt) alle lastflytsituasjoner over en åtte ukers periode, og man observerte stort sett store avvik mellom faktisk lastflyt og den modellerte lastflyten som lå til grunn for marginaltapene. Videre har inndataene blitt bedre, med bedre prognoser for marked og nett i Norden ut fra observert flyt, priser og forbruk. Man har utviklet bedre verktøy for å kunne justere prognosene, har bedre kontroll med og kunnskap om hva som ligger til grunn, og har funnet fram til langt mindre arbeidskrevende prosedyrer for å gjennomføre de ukentlige beregningene.

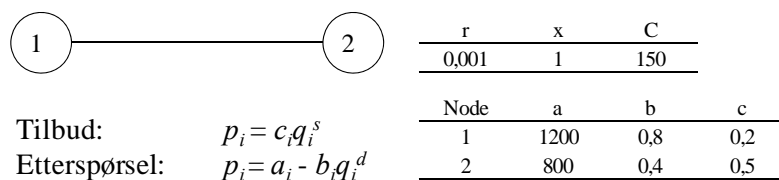
## 4 Diskusjon av marginaltapstariffen

### 4.1 Benchmark-modell for beregning av optimal lastflyt og marginale tap

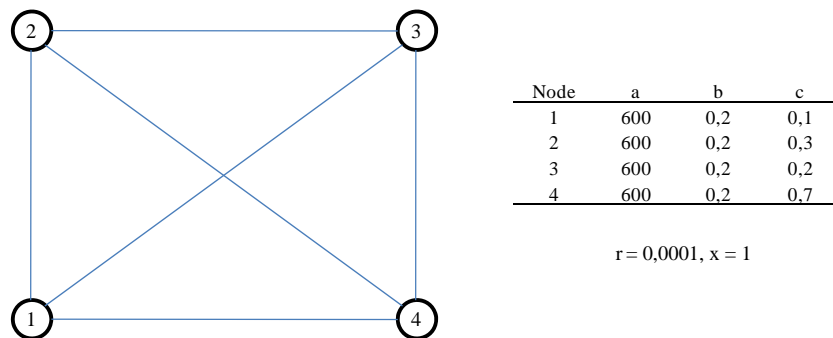
I dette avnittet vil vi diskutere en del problemstillinger rundt marginaltapstariffen, både når det gjelder fastsettelsen av marginaltapssatsene, hvilken pris som bør benyttes og forskjellen mellom ex post kostnadsfordeling mellom ulike nodepriselementer og ex ante prising av tapselementet. For å kunne illustrere med noen enkle regneeksempler, har vi valgt å benytte oss av en optimal økonomisk lastflytberegning, der vi ser bort fra reaktiv kraft og benytter lineære approksimasjoner for lastflytligningene. Tap inkluderes i nodebalanseligningene (linjetapet fordeles med 50 % til hver endepunktsnode), og vi formulerer modellen slik at det er mulig å beregne optimale sonepriser (der grupper av noder skal ha samme pris) som tar hensyn til flaskehalser og tap. Modellen er som i Kristiansen, og en matematisk beskrivelse finnes i vedlegg 1. Valget av forenklinger i benchmark-modellen påvirker i seg selv resultatene, og introduserer noen "feil". Vi har likevel valgt å bruke denne optimaliseringsmodellen som utgangspunkt fordi modellen er enklere (for ikke å si mulig) å regne på. Modellen er også standard i den teknisk-økonomiske litteraturen på området (se for eksempel, Green (2007) og Cardell (2007)).

Ved beregning av marginaltapssatser har vi tatt utgangspunkt i en modell som minimerer tap i systemet for gitte innleverings- og uttaksstørrelser. Tapssatsen mellom punkt  $i$  og  $j$  er basert på skyggeprisen på innlevering i punkt  $i$  når punkt  $j$  er valgt som svingbuss. Vi har valgt denne metoden fordi den gir riktig resultat når det ikke er flaskehalser i systemet. For beskrivelse av metoder, se vedlegg 2. Dette kan være en mulig feilkilde i forhold til Statnetts metode, som benytter fast svingbuss.

I de følgende avsnitt, vil vi bruke to gjennomgangseksempler, en modell med to punkter og en med fire. Disse er vist i figur 4.1.1 og 4.1.2.



Figur 4.1.1: Eksempel på nettverk med to noder



Figur 4.1.2: Nettverk med fire noder

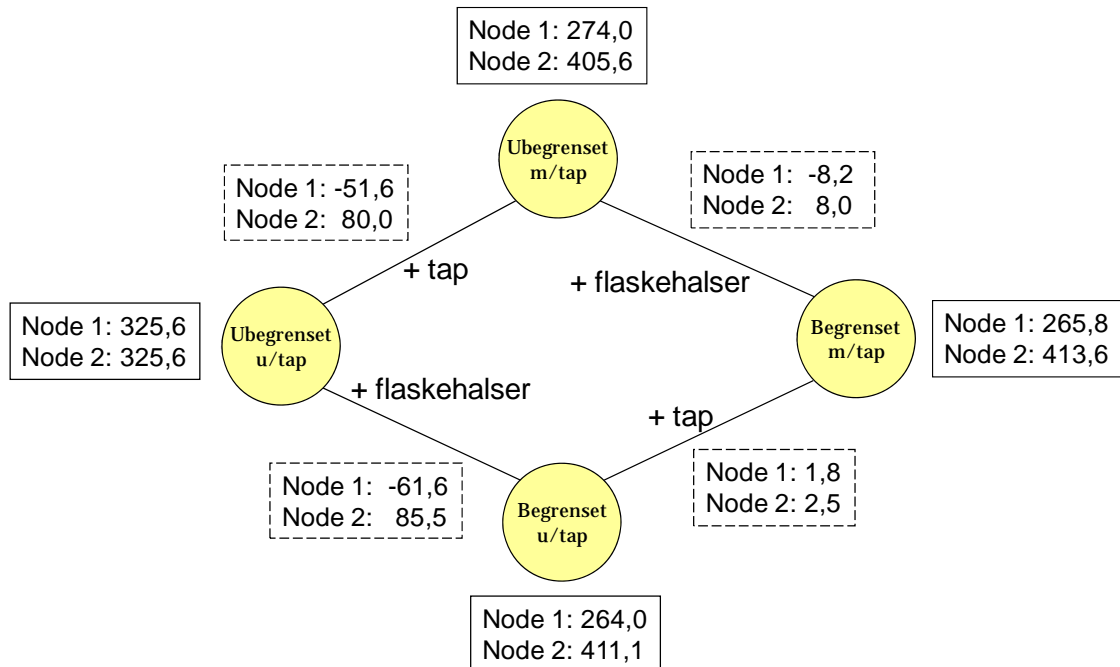
Vi vil benytte lineære tilbuds- og etterspørselskurver, med ulik parameterisering, som angitt i figurene. For eksemplene som følger, vil vi også kunne variere nettverkskarakteristika som resistans ( $r$ ), reaktans ( $x$ ) og termiske kapasitetsbegrensninger ( $C$ ). Utgangsverdiene er imidlertid gitt i figurene over, og priser og lastflyt er gitt i vedlegg 3 for ulike modellvarianter for optimal økonomisk lastflyt.

## 4.2 Rekkefølgeavhengige komponentpriser

I avsnitt 2 beskrev vi hvordan optimal økonomisk lastflyt beregner nodepriser som tar hensyn til etterspørsel etter kraft og relevante kostnader for produksjon og overføring av kraft. Vi viste at det er mulig å splitte opp nodeprisene for å vise ulike priskomponenter knyttet til marginale produksjonskostnader, tap og kapasitetsbegrensninger, men at når vi modellerer lastflyt med tap og har bindende kapasitetsbegrensninger, så er denne oppdelingen ikke opplagt. Cardell (2007) diskuterer at med bindende kapasitetsbegrensninger i nettet, så vil størrelsen på marginale tap avhenge av flaskehalsene i systemet, fordi innlevering i et punkt ikke fordeler seg på samme måten i nettet som i et "fritt system" uten begrensninger og at flyten vil påvirke kun deler av det kapasitetsbegrensede nettet. I artikkelen foreslås det en metode som tar hensyn til kapasitetsbegrensninger ved at det introduseres referansepunkter og -priser for hvert delnett som er avgrenset av kapasitetsbegrensninger, og at marginaltapssatsene også beregnes innenfor en tilsvarende begrenset del av nettet.

I eksempelet i figur 4.2.1 har vi vist sammenhengen mellom nodepriser i modeller med og uten tap og flaskehals. Figuren illustrerer eksempelet med to noder fra figur 4.1.1,

priser og lastflyt er gitt i vedlegg 3. I figur 4.2.1 viser vi nodeprisene for hver modellvariant, og på lenkene noterer vi prisdifferansen for hver node mellom de to aktuelle modellene. Vi ser at effekten av å introdusere tap i optimaliseringen avhenger av om man allerede har tatt hensyn til flaskehalsene eller ikke. Hvis man allerede har tatt hensyn til flaskehals, blir effekten av å introdusere tap langt mindre enn om man tok utgangspunkt i ubegrenset lastflyt. Dette betyr at hvis komponentprisen på tap fastsettes i en modell uten flaskehals og komponentprisen på flaskehals i en modell uten tap, så vil man kunne overvurdere de samlede kostnadene for tap og flaskehals. Prising av tap og flaskehals kan derfor ikke ses uavhengig av hverandre.



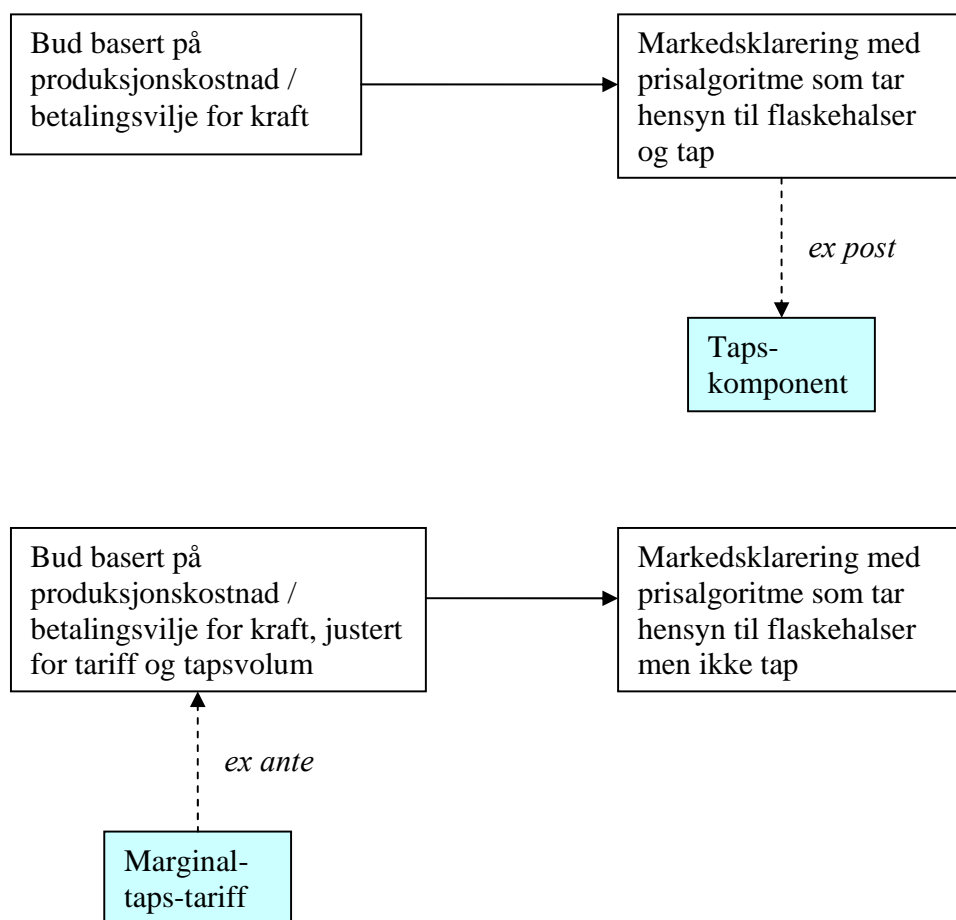
Figur 4.2.1: Rekkefølgeavhengige komponentpriser

En annen problemstilling er knyttet til hvordan de ulike priskomponentene tas hensyn til i markedsoptimaliseringen, og derav hvordan de bør hensyntas i de enkelte aktørens budgivning. Dekomponeringen av nodeprisene som er beskrevet i Cardell (2007), tar utgangspunkt i en optimal økonomisk lastflyt med gitte optimale nodepriser og viser ulike dekomposisjoner av nodeprisene avhengig av om man tar hensyn til de bindende kapasitetsbegrensningene ved beregningen av tapskomponenter eller ikke. I denne sammenhengen sørger dekomponeringen for en *ex post* oppsplitting av nodeprisene som

er beregnet i markedets prisberegningss algoritme, og er en slags kostnadsfordelingsmetode for ulike kostnadskomponenter.

I det norske / nordiske systemet tar prisberegningss algoritmen som benyttes ved markedsklarering ikke eksplisitt hensyn til nettap. Hensikten med å beregne marginaltapstariffer i det norske systemet er derfor at aktørene som byr i markedet skal belastes for marginalverdien av de tap som de forårsaker, slik at de tar hensyn til tapene i sine bud. På denne måten vil markedsoptimaliseringen implisitt (gjennom de justerte budkurvene) ta hensyn til tapsekostnader, som er relevante kostnader i den kortsiktige markedsoptimaliseringen. Marginaltapstariffene priser i dette tilfellet tapene *ex ante* slik at de kan tas hensyn til sammen med produksjonskostnadene / betalingsviljen i aktørens budkurver. Ideelt skal man da, når Statnett kjøper tapsvolumet, komme frem til den samme markedsløsningen og de samme nettoprisene som når prisberegningss algoritmen eksplisitt tar hensyn til tap i markedsoptimaliseringen. Problemet med en slik *ex ante* prising er at de eksakte tapene avhenger av lastsituasjonen og at denne ikke egentlig er kjent før markedsklarering. Et hovedproblem med en slik *ex ante* marginaltapsprising er derfor å prognostisere faktisk lastflyt og faktiske tapsvolum.

De to ulike variantene med, på den ene siden *ex post* bestemmelse av priskomponenter fra markedets optimale nodepriser, og på den annen side *ex ante* prisberegning av marginale tap for å justere budene til en prisberegningss algoritme og markedsklarering som ikke tar hensyn til tap, er illustrert i figur 4.2.2.



Figur 4.2.2: Ex post og ex ante prising av tap

### 4.3 Justering av bud for marginaltapstariff

Under forrige punkt diskuterte vi ex ante og ex post marginaltapstariff og fremholdt at når tap prises ex ante fordi de ikke tas hensyn til eksplisitt i prisberegningen ved markedsklaring, så må aktørene ta hensyn til tapskostnader i sine bud. I dette avsnittet vil vi se på hvordan justering av budkurvene kan foretas, og at måten man justerer på, avhenger av hvilken pris som benyttes for avregning av tap.

Når avregningsprisen er lik systempris, blir marginaltapstariffen pr. MWh/h lik  $MTP \cdot p_s$ , dvs. marginaltapsprosent multiplisert med systempris. Denne størrelsen vil komme som et tillegg til marginal produksjonskostnad / fradrag for marginal betalingsvilje, dvs. at for

eksempel en produsent som har en positiv marginaltapssats vil kreve at prisen skal dekke marginal produksjonskostnad pluss tapstariffen. Dette vil medføre et skift oppover i tilbudskurven som er lik størrelsen på tariffen. En positiv marginaltapssats for uttak vil medføre et skift nedover i marginal betalingsvilje. For tonode-eksemplet i figur 4.1.1 har vi kommet frem til følgende resultat:

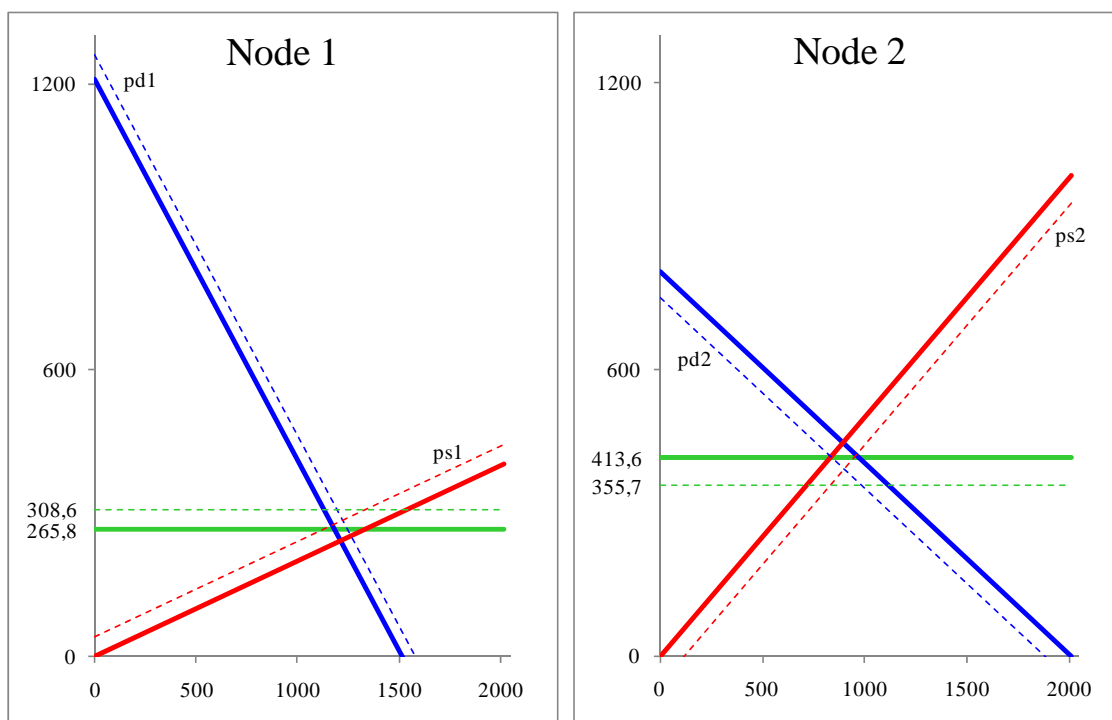
|        | Marginaltapssats<br>innlevering | Marginaltapssats<br>uttak |
|--------|---------------------------------|---------------------------|
| Node 1 | 13,0 %                          | -13,0 %                   |
| Node 2 | -17,6 %                         | 17,6 %                    |

Med disse marginaltapssatsene blir aktørenes tilpasning som vist i figur 4.3.1. Vi ser at node 1 har positiv marginaltapssats for innlevering og negativ sats for uttak. Dette gir et skift oppover for tilbudskurven, og samtidig et skift oppover for etterspørselskurven, ettersom forbrukeren får "betalt" for marginale tap, og det vil øke betalingsviljen. For node 2 er det motsatt, negativ marginaltapssats for innlevering øker tilbudet, mens positiv marginaltapssats for forbruk reduserer etterspørselen. I tillegg må kurvene justeres for tapsvolum. Vi har lagt disse inn som prisuavhengige kjøpsbud (men disse er for små til at de synes i figurene).

Prisene som er indikert, viser med stiplet linje nodeprisene med en prisberegning-algoritme som ikke tar direkte hensyn til tapskostnader (jf. Nord Pool), men der budene er justert for optimal marginaltapstariff, og med heltrukken linje nettoprisen, dvs. markedspris justert for marginaltapstariff. Vi ser at nettoprisene er lik de optimale nodeprisene, hensyntatt både flaskehals og tap, som vist i figur 4.2.1<sup>2</sup>. Dette krever at optimalt tapsvolum legges inn som kjøpsbud (Statnett kjøper prognostisert tapsvolum)<sup>3</sup>, og at aktørene kan forutse den endelige systemprisen. Sistnevnte er selvsagt svært vanskelig, noe som illustreres av den enkle beregningsalgoritme vi har brukt. Systemprisen som benyttes i dagens marginaltapstariff er nemlig systemprisen *etter* at aktørene har justert sine bud. For å finne "optimal" systempris, etter optimal budjustering for marginaltapstariffen (som jo krever at systemprisen blir brukt) har vi benyttet en iterativ prosedyre.

<sup>2</sup> Nettoprisene er lik nodeprisene (stiplede linjer) korrigeret for marginaltapstariffene gitt ved systemprisen multiplisert med de respektive tapssatsene. Systemprisen er 328,318 og marginaltapstariffene blir  $328,318 \cdot 0,1304 = 42,8$  i node 1 og  $328,318 \cdot 0,1764 = 57,9$  i node 2.

<sup>3</sup> Det optimale tapet utgjør 22,5 MW, det vil si at etterspørselskurven gis et horisontalt skift på 11,25 MW i hver av nodene, tilsvarende det tapsvolumet som Statnett må kjøpe. (Dette tilsvarer vertikale skift på henholdsvis  $11,25 \cdot 0,8 = 9$  og  $11,25 \cdot 0,4 = 4,5$ .)



Figur 4.3.1: Justering basert på systempris

Når områdepris eller nodepris benyttes, blir marginaltapstariffen,  $t_i$ , i punkt  $i$  lik  $t_i = MTP_i^{inn/utt} \cdot p_i$ , der  $p_i$  er nodeprisen etter markedsklarering uten tap. Ser vi først på produksjon, vil nettoprisen til produsenten, dvs. markedsprisen korrigert for marginaltapstariffen være

$$\text{nettopris}_i = p_i - MTP_i^{inn} \cdot p_i = p_i(1 - MTP_i^{inn})$$

Nettoprisen må dekke marginale produksjonskostnader, dvs. med lineære marginalkostnader, som i figur 4.1.1, vil

$$p_i(1 - MTP_i^{inn}) = c_i q_i \text{ eller } p_i = \frac{1}{1 - MTP_i^{inn}} \cdot c_i q_i = \frac{c_i}{1 - MTP_i^{inn}} \cdot q_i = c_i^{just} q_i$$

Faktoren  $1/(1 - MTP_i^{inn})$  kalles gjerne "(loss) penalty factor"  $Pf_i$ .

For forbruk vil nettoprisen være



$$\text{nettopris}_i = p_i + MTP_i^{ut} \cdot p_i = p_i(1 + MTP_i^{ut})$$

Kravet til prisen må være at den ikke overstiger marginal betalingsvilje, og med lineære etterspørselskurver som i figur 4.1.1, får vi at

$$p_i(1 + MTP_i^{ut}) = a_i - b_i q_i$$

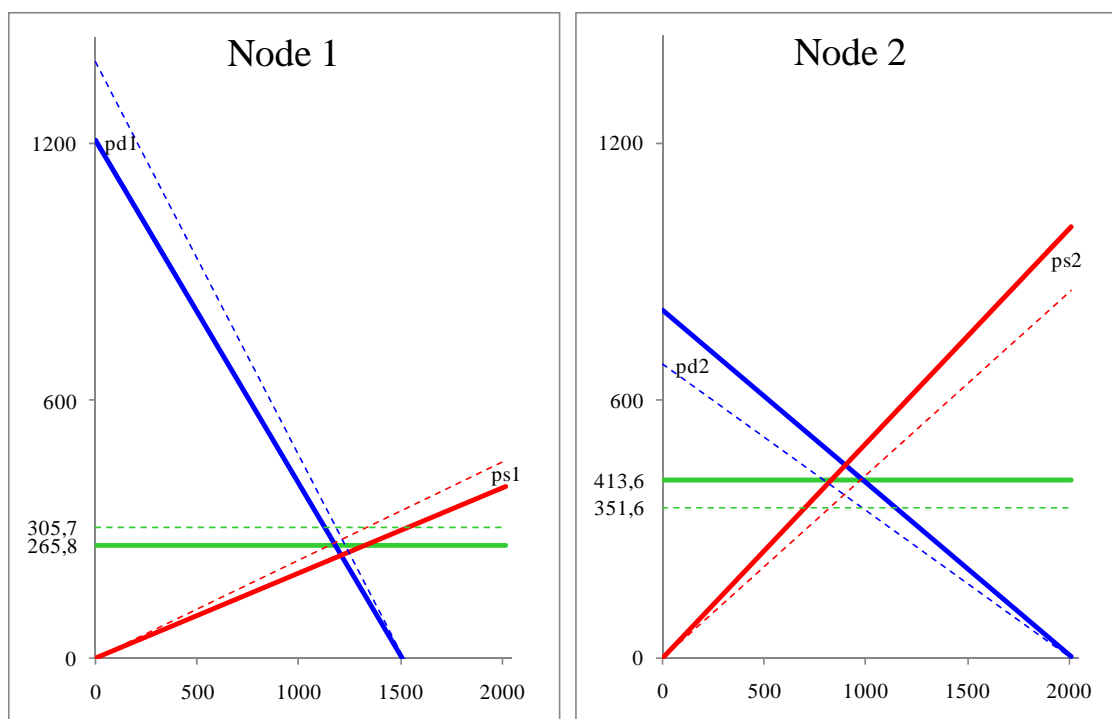
eller

$$p_i = \frac{1}{1 + MTP_i^{ut}} \cdot (a_i - b_i q_i) = \frac{a_i}{1 + MTP_i^{ut}} - \frac{b_i}{1 + MTP_i^{ut}} \cdot q_i = a_i^{just} - b_i^{just} q_i$$

Gjennomgangen over viser hvordan budkurven kan/må justeres for marginale tap, og viser at med områdepriser / nodepriser så medfører det et "tilt" av kurvene heller enn et skift i kurvene. For to noders eksemplet er dette vist i figur 4.3.2. For produksjon i node 1, som har en positiv marginaltapssats på 13 %, ser vi at marginalkostnadskurven (med stiplet linje) tiltes oppover (justeringsfaktoren blir større enn 1 og marginalkostnadskurven blir brattere). For forbruk i node 2 som også har positiv marginaltapssats, tiltes etterspørselskurven nedover (justeringsfaktoren er mindre enn 1 og reduserer både krysningpunktet med andreaksen og absoluttverdien av helningen på etterspørselskurven)<sup>4</sup>. Etterspørselskurvene er også justert for tapsvolum, men også her er justeringene så små at de ikke synes i figuren.

---

<sup>4</sup> Nettoprisene (heltrukne linjer) er lik nodeprisene (stiplede linjer) korrigert for marginaltapstariffene gitt ved nodeprisene multiplisert med de respektive tapssatsene, dvs. at marginaltapstariffene blir  $305,7 \cdot 0,1304 = 39,9$  i node 1 og  $351,6 \cdot 0,1764 = 62,0$  i node 2.



Figur 4.3.2: Justering basert på områdepris

Selv om justeringen med områdepris kan virke mer komplisert, er den i realiteten mye enklere enn når systempris benyttes. Årsaken til det er at justering med områdepris kan gjøres dynamisk og er mye enklere å implementere i praksis fordi man ikke trenger å kjenne prisen for marginaltap på forhånd. Ser man på formlene for justering av budkurvene over, avhenger justeringene ikke av prisnivå, men kun av marginaltapssatsene, og disse er jo kjent på forhånd. I neste punkt vil vi diskutere nærmere avregningspris for marginale tap.

#### 4.4 Avregningspris for marginaltapstariffen

Hvilken pris man bør bruke for marginaltapstariffen, systempris (som i dagens modell) eller områdepris er diskutert i flere ulike utredninger om marginaltapstariffen og er også vurdert av Statnett i forbindelse med *Prisstrategi for perioden 2010-2012*. Det fremheves at områdepris virker som et naturlig valg for avregningspris, men Statnett har så langt ikke gjort endringer for marginaltapstariffen i den retning. Vi støtter valget av områdepris, men valget er ikke så opplagt som man kanskje kunne tro.

I det følgende vil vi vise eksempler på bruk av ulike priser, i en ex ante prising av marginale tap, både i tonode-tilfellet og i firenoder-eksemplet. Når vi skal sammenligne priser, må vi ha et kriterium for å vurdere kvaliteten på de ulike prissettene. Ideelt ville vi sammenlignet samfunnsøkonomisk overskudd, men slike beregninger blir ofte meningsløse når vi diskuterer løsninger som baserer seg på ulike forenklinger eller tilnærmelser av et optimaliseringsproblem. Løsningene er ofte ikke sammenlignbare fordi modellene er marginalt forskjellige, det kan for eksempel gjelde representasjon av kostnader og inntekter eller begrensninger i systemet. Forskjeller i samfunnsøkonomisk overskudd fra en modell til en annen trenger derfor ikke å skyldes at den ene modellen er bedre enn den andre, men at modellen finner løsninger som ikke er tillatte i den andre (og muligens bedre) modellen. I slike tilfeller er det ikke alltid hensiktsmessig å sammenligne samfunnsøkonomiske overskudd. Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å avvike fra optimale nodepriser er imidlertid ofte avhengig av (vektede<sup>5</sup>) kvadrerte prisavvik (jf. diskusjon av optimale sonepriser versus nodepriser i Bjørndal (2000)). Vi vil derfor beregne (uvektede) kvadrerte prisavvik for å si noe om avviket mellom et sett av priser og de optimale nodeprisene. Dette benytter vi som en indikasjon / et mål på løsningskvalitet. I tabell 4.4.1 har vi som et eksempel vist kvadrerte prisavvik for firenoder-eksemplet i figur 4.1.2. Kolonne 2-5 viser priser og kvadrerte prisavvik for ulike lastflyt-løsninger tilsvarende de vi har vist for tonode-eksemplet i figur 4.2.1 (i kolonne 5 er avviket lik 0, siden dette er de optimale nodeprisene og derfor lik benchmark). Prisene og avvikene i kolonne 6-9 er nettopriser (ex post områdepris justert for marginaltapstariff) basert på ex ante prising av marginale tap, avregnet til systempris eller områdepris og under forutsetning av at aktørene tilpasser sine bud (kolonne 6 og 7) eller ikke (kolonne 8 og 9).

Tabell 4.4.1: Ulike prisvektorer og kvadrerte prisavvik ift optimale nodepriser

| Node  | Uten tap og flaskehalser | Med flaskehalser | Med tap | Med tap og flaskehalser | Budkurver justeres for tapstariffer |            | Ingen justering av budkurvene |            |
|-------|--------------------------|------------------|---------|-------------------------|-------------------------------------|------------|-------------------------------|------------|
|       |                          |                  |         |                         | Systempris                          | Områdepris | Systempris                    | Områdepris |
| 1     | 301,8                    | 223,4            | 233,9   | <b>224,9</b>            | 224,4                               | 225,3      | 169,1                         | 184,3      |
| 2     | 301,8                    | 319,7            | 344,1   | <b>344,3</b>            | 345,2                               | 342,6      | 350,9                         | 352,0      |
| 3     | 301,8                    | 351,8            | 316,8   | <b>318,0</b>            | 320,2                               | 317,6      | 346,3                         | 345,2      |
| 4     | 301,8                    | 383,8            | 402,0   | <b>413,3</b>            | 409,9                               | 415,1      | 456,3                         | 473,7      |
| Avvik | 20425,6                  | 2619,8           | 210,1   | <b>0,0</b>              | 17,4                                | 6,5        | 5808,2                        | 6089,9     |

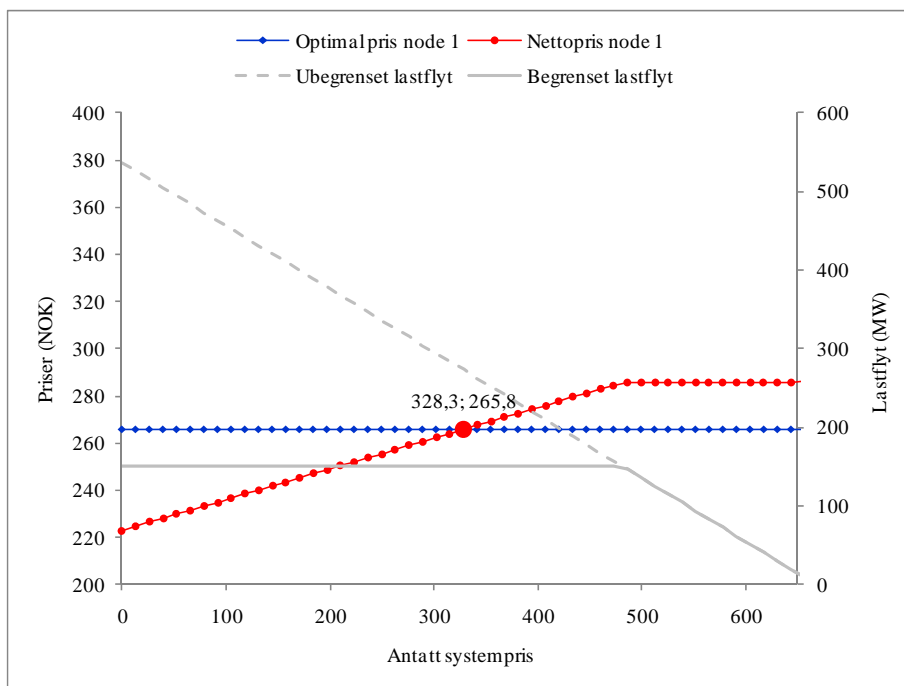
<sup>5</sup> Vektene er basert på elastisiteter i tilbuds- og etterspørselskurvene.

For å sammenligne marginaltapstariffer med bruk av systempris versus nodepris / områdepris har vi gjort en rekke beregninger for eksempelnettverkene. Vi finner at avvikene mellom de nettoprisene vi kommer frem til med ex ante prising av marginale tap og optimale nodepriser er avhengige av om det er flaskehals i systemet, hvor stor betydning nettapene har og av hvor mange noder det er i systemet. Når det ikke er bindende kapasitetsbegrensninger, er systempris og områdepriser samme sak i en markedsklarering som ikke tar hensyn til tap, og det er da selvsagt ingen forskjell på å bruke systempris eller nodepris, bortsett fra at justeringen av budkurvene gjøres på forskjellige måter, som diskutert i punkt 4.3. Det er i begge tilfeller teoretisk mulig å gjøre en optimal ex ante prissetting av marginale tap og finne nettopriser som samsvarer med optimale nodepriser, som i dette tilfellet er ulike utelukkende på grunn av tapkostnader.

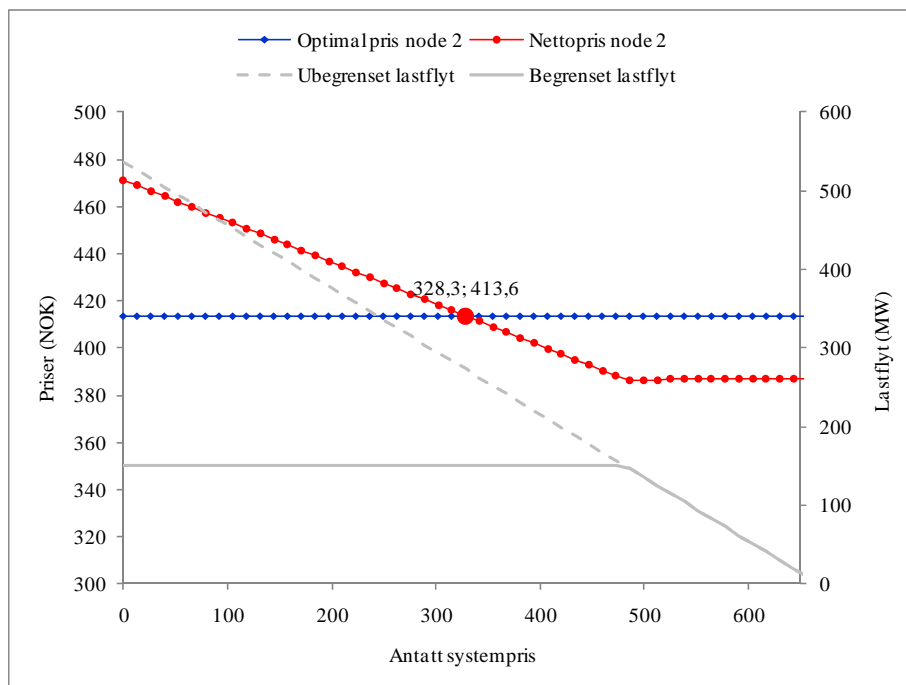
Hva skjer så når det er flaskehals i systemet? I eksemplet med to noder viser figur 4.3.2 at bruk av områdepris / nodepris gir riktig tilpasning. Figur 4.3.1 viser også at det er mulig å få riktig tilpasning ved bruk av systempris, men det fordrer at aktørene klarer å forutse hva systemprisen blir. I figur 4.4.1 og 4.4.2 har vi vist hva som skjer dersom aktørene tilpasser seg på "feil" systempris. Vi har forutsatt at samme "Antatt systempris" benyttes av alle aktørene samtidig. Dette er selvsagt urealistisk, ettersom det ville være mer rimelig at aktørene "bommer" ulikt på systemprisen.

Figurene viser at dersom man "bommer på" riktig systempris, vil også netto nodepris (rød kurve) avvike fra optimale nodepriser (blå kurver).

## SNF-rapport nr. 22/10



Figur 4.4.1: Nettopris i node 1 som funksjon av antatt systempris



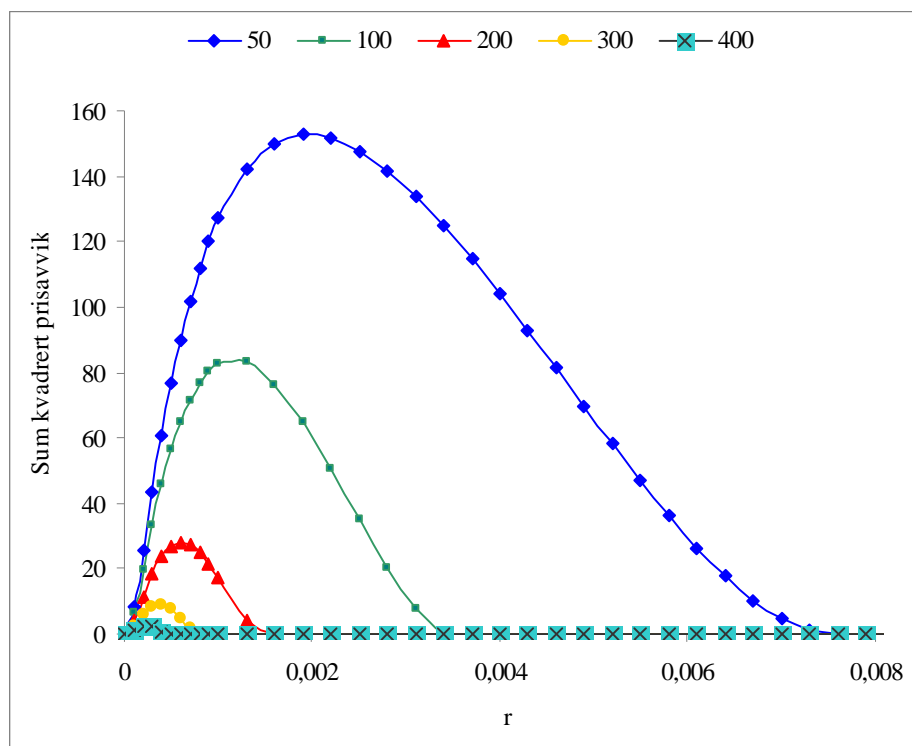
Figur 4.4.2: Nettopris i node 2 som funksjon av antatt systempris

I firenoder-eksemplet får vi riktige nettopriser i nodene når det ikke er flaskehals i systemet. Når det er flaskehals i systemet, gir imidlertid ingen av prisene generelt helt korrekte netto nodepriser! Graden av "feilprising" avhenger imidlertid av hvor begrensende flaskehalsene er og hvor store tapskostnadene er. I tabell 4.4.2 har vi vist kvadrerte prisavvik i forhold til optimale nodepriser for firenoder-nettverket med ulike kombinasjoner av kapasitetsbegrensninger og resistanser. Basiseksemplet vårt fra figur 4.1.2 er markert med fete typer. Det er i alle eksemplene kun en linje som er begrenset, nemlig linje 1-4.

Tabell 4.4.2: Kvadrerte prisavvik ved bruk av systempris

| r      | Kapasitet for linje (1,4) |      |             |      |     |
|--------|---------------------------|------|-------------|------|-----|
|        | 100                       | 150  | 200         | 250  | 300 |
| 0,0001 | 6,8                       | 5,4  | 4,2         | 3,2  | 2,4 |
| 0,0005 | 56,3                      | 40,0 | 26,7        | 15,9 | 7,5 |
| 0,0010 | 82,5                      | 46,0 | <b>17,4</b> | 1,2  | 0,0 |
| 0,0015 | 79,2                      | 25,1 | 0,0         | 0,0  | 0,0 |
| 0,0020 | 60,3                      | 2,5  | 0,0         | 0,0  | 0,0 |

Vi ser at avvikene reduseres når kapasiteten på linje 1-4 øker. Når kapasiteten blir stor nok, er ikke lastflyt lenger begrenset og tilpasningen til marginaltapstariffen blir korrekt, dvs. at nettoprisene er like de optimale nodeprisene. Variasjon i resistanser virker noe annerledes. Når resistansen er liten betyr marginaltapstariffen lite og prisavvikene i forhold til optimale nodepriser blir små. Avvikene øker når resistansen øker, men reduseres igjen etter et visst nivå. Når resistansene blir store nok, begrenser marginaltapskostnadene lastflyt og kapasitetsbegrensningene binder ikke. Sensitivitetsanalysen er også illustrert i figur 4.4.3. Figuren illustrerer at prisavvikene når en topp ved et visst resistansnivå, og at dette nivået (både resistans og kvadrert prisavvik) øker jo lavere kapasiteten er.

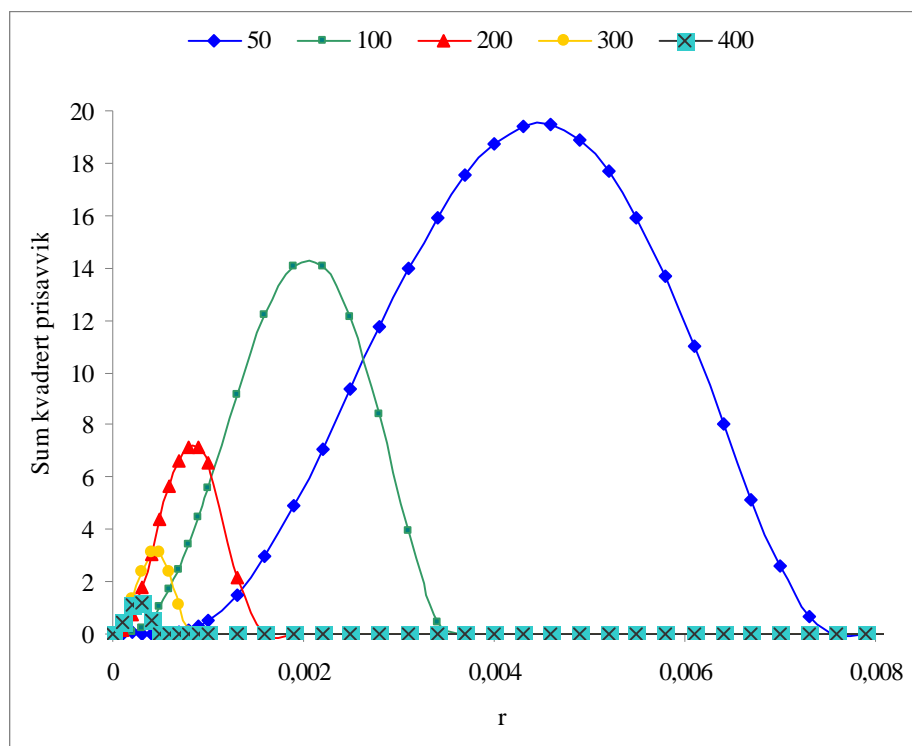


Figur 4.4.3: Kvadrerte prisavvik ved bruk av systempris

I tabell 4.4.3 og figur 4.4.4 er tilsvarende analyser gjort med områdepris / nodepris. Vi ser liknende effekter på kvadrerte prisavvik når kapasitet og resistanser endres. Vi kan imidlertid også notere oss at de absolutte størrelsene på prisavvikene er langt lavere enn i tilfellet med bruk av systempris. Dette taler også for å vurdere å introdusere områdepriser i marginaltapstariffen i stedet for systempris.

Tabell 4.4.3: Kvadrerte prisavvik ved bruk av nodepriser

| r      | Kapasitet for linje (1,4) |     |            |     |     |
|--------|---------------------------|-----|------------|-----|-----|
|        | 100                       | 150 | 200        | 250 | 300 |
| 0,0001 | 0,0                       | 0,1 | 0,2        | 0,3 | 0,4 |
| 0,0005 | 1,0                       | 2,9 | 4,4        | 4,5 | 3,2 |
| 0,0010 | 5,6                       | 9,1 | <b>6,5</b> | 0,7 | 0,0 |
| 0,0015 | 11,3                      | 9,0 | 0,0        | 0,0 | 0,0 |
| 0,0020 | 14,3                      | 1,4 | 0,0        | 0,0 | 0,0 |



Figur 4.4.4: Kvadrerte prisavvik ved bruk av nodepris

Disse resultatene er imidlertid avhengig av hvordan vi velger svingbuss når vi beregner marginaltapssatser. Til grunn for figurene over, ligger marginaltapssatser der vi flytter svingnoden ved beregning av tapsderiverte (ref. vedlegg 2). Hvis vi har en fast svingbuss, vil kvadrerte prisavvik også avhenge av hvilken node som velges som svingnode, og av om det er bindende flaskehalser i systemet eller ikke. Dette er vist i tabell 4.4.4 og 4.4.5, samt ytterligere illustrert i vedlegg 4. Selv om områdeprisene nå ikke nødvendigvis har lavere absoluttverdi for kvadrerte prisavvik, gitt samme parameterverdier for resistans og kapasitet, er det heller ikke noe som tyder på at områdepris / nodepris gir systematisk høyere avvik. Vi mener derfor fremdeles at områdepris vil være å foretrekke, ettersom en slik prising av tap gjør det så mye enklere å ta hensyn til tapssatsene. Prisavvikene i tabell 4.4.4 og 4.4.5 er svært mye høyere i de tilfellene der aktørene ikke tilpasser budkurvene til marginale tap.



Tabell 4.4.4: Kvadrerte prisavvik og valg av svingnode, uten flaskehals

| Variant med hensyn til beregning av tapsfaktorer | Budkurver justeres for tapstariffer |            | Ingen justering av budkurvene |            |
|--|-------------------------------------|------------|-------------------------------|------------|
|  | Systempris                          | Områdepris | Systempris                    | Områdepris |
| Variabel svingnode                               | 0,0                                 | 0,0        | 7,5                           | 8,8        |
| Svingnode = 1                                    | 2600,0                              | 2600,0     | 3268,0                        | 2296,7     |
| Svingnode = 2                                    | 78,5                                | 78,5       | 1151,6                        | 1286,7     |
| Svingnode = 3                                    | 3,6                                 | 3,6        | 1050,9                        | 1087,9     |
| Svingnode = 4                                    | 707,5                               | 707,5      | 1778,2                        | 2001,9     |

Tabell 4.4.5: Kvadrerte prisavvik og valg av svingnode, med flaskehals

| Variant med hensyn til beregning av tapsfaktorer | Budkurver justeres for tapstariffer |            | Ingen justering av budkurvene |            |
|--|-------------------------------------|------------|-------------------------------|------------|
|  | Systempris                          | Områdepris | Systempris                    | Områdepris |
| Variabel svingnode                               | 17,4                                | 6,5        | 5808,2                        | 6089,9     |
| Svingnode = 1                                    | 112,4                               | 149,6      | 9643,1                        | 7811,4     |
| Svingnode = 2                                    | 42,5                                | 13,7       | 5048,7                        | 4002,5     |
| Svingnode = 3                                    | 9,3                                 | 13,8       | 6475,6                        | 5192,0     |
| Svingnode = 4                                    | 125,5                               | 62,6       | 4004,4                        | 3132,3     |

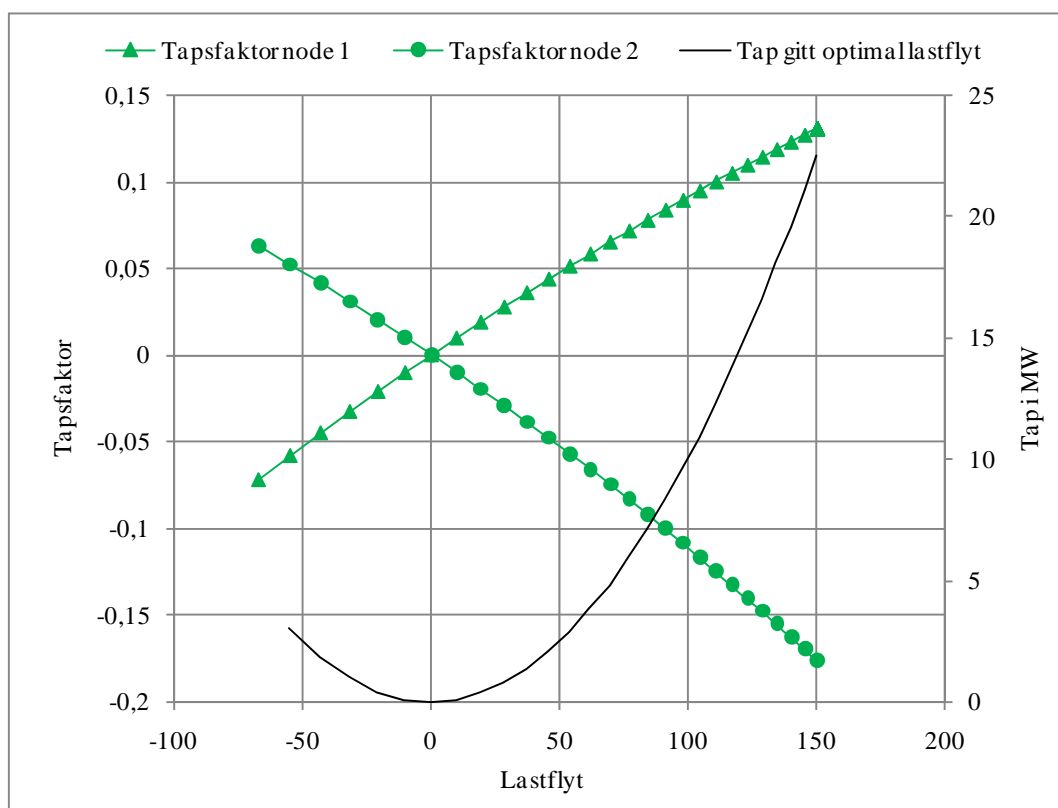
At verken systempris eller nodepris gir helt riktig resultat når det er bindende kapasitetsbegrensninger i optimal økonomisk lastflyt, er kanskje ikke helt overraskende. En handel mellom to noder påvirker hele nettverket, ikke bare endepunktsnodene. Et interessant spørsmål er om for eksempel et vektet snitt av alle nodepriser vil kunne gi enda mer korrekt tilpasning. Vi har imidlertid ikke forfulgt denne problemstillingen nærmere.

Vi mener det bør vurderes å bruke nodepriser / områdepriser i marginaltapstariffen, fordi eksemplene viser at prisavvikene kan bli mindre og at bruk av områdepris vil gjøre det langt enklere for aktørene å tilpasse budene sine til marginaltapstariffen.

#### 4.5 Beregningsmåte for marginaltapssatser

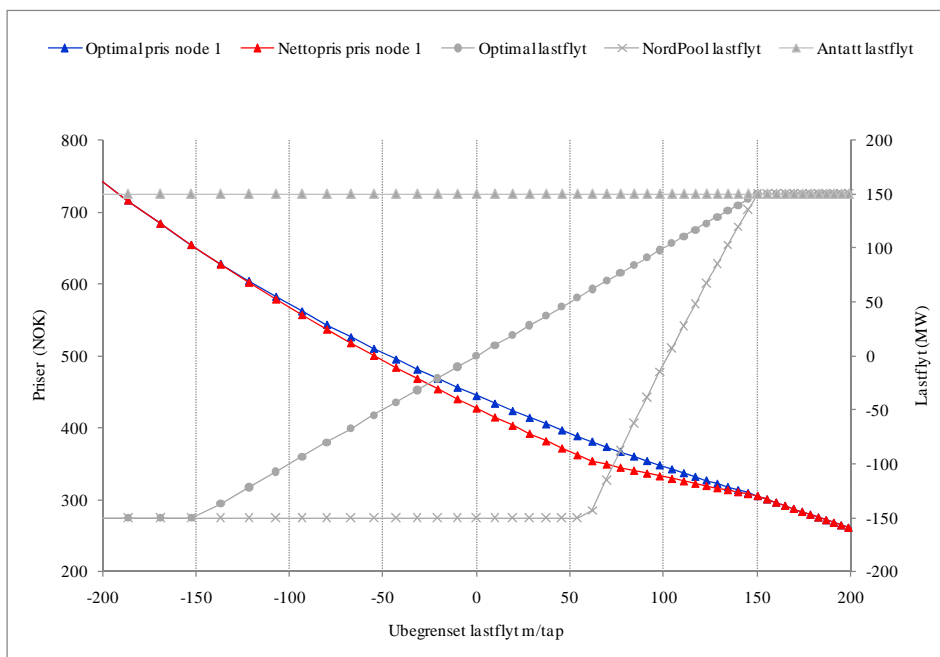
Gitt at den lastflyt som marginaltapssatsene beregnes for er korrekt, er det mulig å beregne riktige eller nesten riktige marginale tap. Problemet er selvsagt at marginaltapssatsene er helt avhengige av lastflyt, og at selv om man gjør en hyppigere oppdatering av satsene (hver uke i stedet for hver annen måned), og det er ulike satser for dag og natt/helg, så vil likevel lastflyt variere betydelig i løpet av det tidsrommet marginaltapssatsene gjelder for.

I figur 4.5.1 har vi illustrert for tonode-eksemplet hvordan marginaltapssatsene varierer med lastflyt over ledningen.

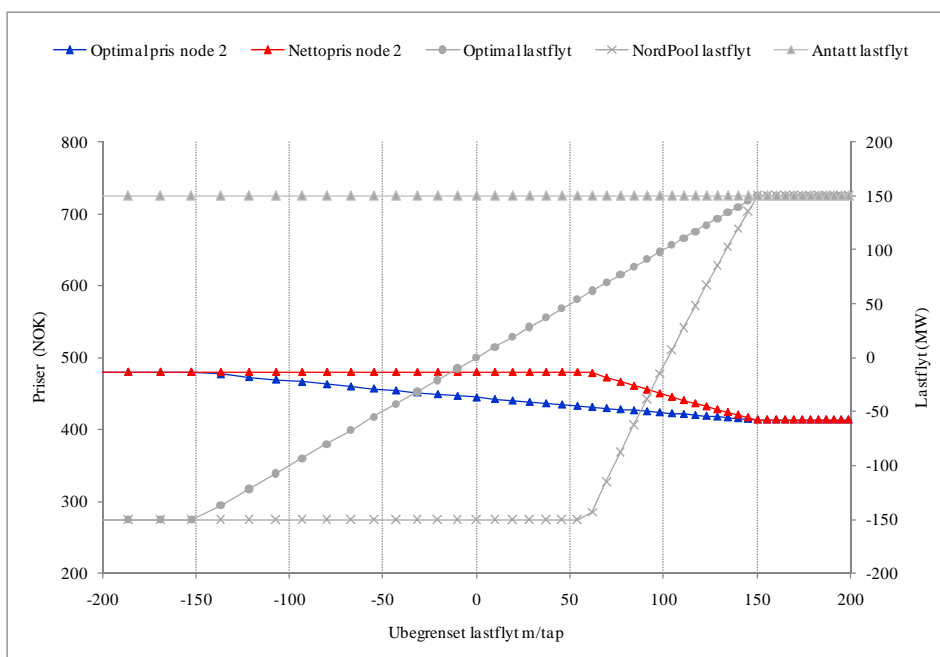


Figur 4.5.1: Lastflyt og marginaltapssatser

Figur 4.5.2 og 4.5.3 viser effekten på prisene, sammenlignet med optimal nodepris, av å feilprognostisere lastflyt.



Figur 4.5.3: Optimal nodepris og nettopris – node 1



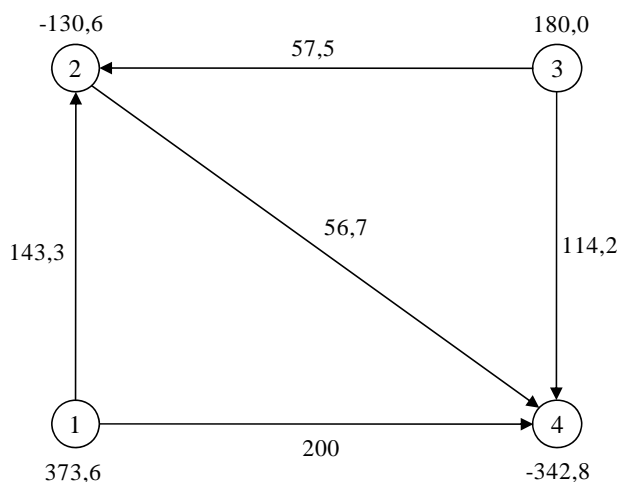
Figur 4.5.3: Optimal nodepris og nettopris – node 2

Vi har antatt i marginaltapsberegningene en lastflyt på 150, og variert faktisk lastflyt ved å endre på etterspørselen i node 1. De blå kurvene viser benchmark-løsningen (optimale nodepriser) mens de røde viser nettopriser etter justering for beregnede marginale tap (basert på en antatt flyt på 150). Figurene illustrerer at prisene ikke blir korrekte når man beregner marginaltapssatser basert på feil lastflyt.

I det foregående har vi antatt at marginaltapssatsene er beregnet på basis av en spesifikk lastflyt. I den norske marginaltapstariffen er imidlertid marginaltapssatsene ikke lenger beregnet ut fra en forventet lastflyt, men som den gjennomsnittlige tapssatsen for 51 ulike lastflytscenarier i to ulike lastavsnitt (peak / night). Dette betyr at man benytter gjennomsnittlige tapssatser fra ulike lastscenarier (som kan ha ulike referansepunkt) og ikke marginaltapssatser fra en "gjennomsnittlig lastflyt". Dette kan også være en mulig kilde til feilprising. Selv om et av lastflyt-scenariene skulle inntreffe, vil ikke marginaltapssatsene bli riktige, fordi 50 andre lastflyt-scenarier også er med på å bestemme marginaltapssatsene.

Ved fastsettelsen av marginaltapssatser har Statnett operert med administrative maksimums- og minimumssatser. Marginaltapssatsene har tidligere år vært begrenset til  $\pm 10\%$ , men i *Prisstrategi for perioden 2010-2012*, er grensene øket til  $\pm 15\%$ . Marginaltapssatsene er imidlertid avhengige av valgt referansepunkt, hvilket betyr at om de administrativt fastsatte grenseverdiene blir bindende eller ikke, kan være avhengig av hvilket referansepunkt man velger for beregningene.

For å illustrere dette, tar vi utgangspunkt i firenoder-eksemplet og finner alternative marginaltapssatser avhengig av referansepunkt. I figur 4.5.4 har vi vist optimal lastflyt, inklusive tap, for firenoder-nettet i figur 4.1.2. Et positivt (negativt) tall ved en node betyr at noden er en netto innleveringsnode (uttaksnode).



Figur 4.5.4 Optimal lastflyt inklusive tap

I tabell 4.5.1 viser vi margineffekten på systemets tap av en handel fra en node til en annen node. En overføring som involverer en enhet fra node 2 gir for eksempel en økning i tapet på 0,252 enheter, mens en tilsvarende transport fra node 2 til node 1 reduserer det totale tapet med 0,336 enheter (tallene har ulik absoluttverdi pga at vi velger ulik svingnode for de to marginaltapene, hhv node 2 og 1).

Tabell 4.5.1: Marginale tap<sup>6</sup>

| Fra\Til | 1      | 2      | 3      | 4     |
|---------|--------|--------|--------|-------|
| 1       | 0      | 0,252  | 0,160  | 0,333 |
| 2       | -0,336 | 0      | -0,122 | 0,108 |
| 3       | -0,191 | 0,109  | 0      | 0,205 |
| 4       | -0,498 | -0,121 | -0,258 | 0     |

Basert på disse tapsfaktorene kan vi lage ulike marginaltapssatser, avhengig av hva man benytter som referansepunkt. (Kolonnene i tabell 4.5.1 kan også benyttes direkte slik de er.) Tabell 4.5.2 viser ulike sett av marginaltapssatser avhengig av referansepunkt og vektning av netto innlevering og uttak. Kolonne 2 viser innleveringspriser med node 1 som uttakspunkt, kolonne 3 viser innleveringspris med nodene 2 og 4 som uttakspunkt, vektet

<sup>6</sup> Tallene i tabellen tilsvarer  $\alpha_{ij}^j$  i vedlegg 2.

med relativ andel av netto uttak. Kolonne 4 viser uttakspriser med node 1 og 3 som innleveringspriser, vektet med relativ innlevering, og til sist viser kolonne 5 innleveringspriser basert på kolonne 3 og 4 når uttaks- og innleveringsnoder vektet like mye.

Tabell 4.4.2: Ulike marginaltapssatser

| Node | Innleveringspris<br>(ref. 1) | Innleveringspris<br>(ref. 2 & 4) | Uttakspris<br>(ref. 1 & 3) | Innleveringspris<br>(ref. alle) |
|------|------------------------------|----------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| 1    | 0,000                        | 0,310                            | -0,052                     | 0,181                           |
| 2    | -0,336                       | 0,078                            | 0,267                      | -0,094                          |
| 3    | -0,191                       | 0,179                            | 0,129                      | 0,025                           |
| 4    | -0,498                       | -0,033                           | 0,420                      | -0,227                          |

Vi ser at valget av referansepunkt er bestemmende for om de administrativt fastsatte begrensningene for tapsprosentene blir effektive eller ikke. Siden eksemplet opererer med relativt høye resistanser, vil grenser på  $\pm 10\%$  og  $\pm 15\%$  være effektive i alle løsningene. Hvis grensen hadde vært  $\pm 23\%$  ville imidlertid marginaltapssatsene kuttes i løsningene i kolonne 2-4, men ikke i kolonne 5. Dette ville endre på de relative prisene for innlevering og uttak.

En siste problemstilling hva gjelder beregning av marginaltapssatser har med videreføring av tariffen til lavere nettnivåer. Marginaltapssatser for lavere nettnivåer er ikke uavhengige av hvordan tapssatser beregnes på høyere nettnivåer. Her trengs det en koordinering av metodikk og valg av referansepunkt etc. Statnett foreslår å beregne tapssatser også for regionalnettene. Dette vil kunne sikre en felles modell og en konsistent bruk av referansepunkter i et hierarkisk nettsystem.

#### **4.6 Effekt av metode for flaskehalshåndtering; sonepriser versus nodepriser**

Hittil har vi brukt begrepene områdepris og nodepris synonymt. I det følgende vil vi se på tilfellet der det er færre prisområder enn der er noder, og at ulike tariffelementer følgelig kan prises på et mer eller mindre "aggregert" nivå enn andre. Dette er tilfellet for det norske systemet, der marginaltapssatser beregnes for 190 noder, mens det bare er noen få, typisk 2-5, prisområder for å håndtere flaskehalser i det norske systemet. (Ideelt sett må man her også ta hensyn til regulerkraftmarkedet, og at det benyttes ulike

nettverksmodeller for å beregne nodepriser for marginaltap og områdepriser for energi og flaskehals. Vi vil imidlertid ikke ta hensyn til dette i de følgende beregningene.)

Et spørsmål er hvilken effekt en slik ”inkonsistens” har på nettoprisene som aktørene står overfor. Et annet spørsmål er om det har noen hensikt å være så ”nøyaktig” på ett priselement når man er svært ”unøyaktig” på andre.

Vi vil nå se på et eksempel i firenoder-nettverket som viser kombinasjonen av nodevise marginaltapssatser og områdeprising i markedets prisberegningss algoritme. I tabell 4.6.1 har vi antatt at firenoder-nettverket er delt i to soner. Nodene som tilhører en sone skal ha samme pris. Den første sonen består av node 1 og 2, og den andre av node 3 og 4. I tabellen sammenlignes to ulike varianter av sonepriser. I kolonne 2 vises benchmarkløsningen, som er optimale nodepriser, der vi tar hensyn til både tap og flaskehals. I kolonne 3 vises optimale sonepriser i en modell for optimal økonomisk lastflyt, som tar hensyn til både tap og flaskehals (jf. modellformuleringen i vedlegg 1). I neste del av tabellen vises ulike prisvektorer for ex ante pricing av marginaltap. Tapsfaktorene er gitt i kolonne 4, mens kolonne 5 / 6 og 7 / 8 viser brutto og netto henholdsvis node- og sonepriser. Vi ser at i soneprisløsningene i kolonne 7 og 8 benyttes tapsfaktorer for hver enkel node. Markedsklarering for marginaltapsjusterte bud beregner priser pr. sone (kolonne 7), men nettoprisene (kolonne 8) blir likevel forskjellige for hver node pga. nodevise tapssatser (kolonne 4). Vi ser at det kvadrerte prisavviket er langt større for en soneprisløsning som direkte tar hensyn til både tap og flaskehals (kolonne 3) enn soneprisløsningen med nodevise marginaltapssatser (kolonne 8).

Tabell 4.6.1: Kvadrerte prisavvik med marginaltapsprising og soneprising

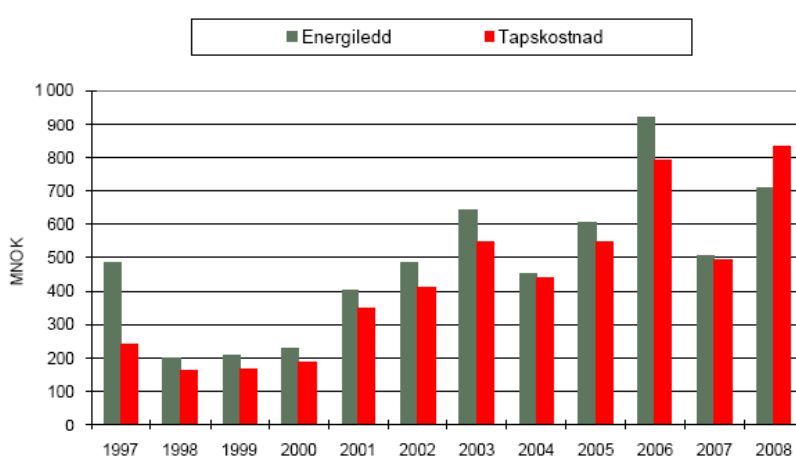
| Node  | Med tap og flaskehals |          | Uten tap, men med tapsjusterte budkurver |          |        |          |        |
|-------|-----------------------|----------|--|----------|--------|----------|--------|
|       |                       |          | Taps-<br>faktor                          | Nodepris |        | Sonepris |        |
|       | Nodepris              | Sonepris |  |          | Brutto | Netto    | Brutto |
| 1     | 224,9                 | 247,7    | 0,181                                    | 275,2    | 225,3  | 281,8    | 230,7  |
| 2     | 344,3                 | 247,7    | -0,094                                   | 313,1    | 342,6  | 281,8    | 308,3  |
| 3     | 318,0                 | 425,7    | 0,025                                    | 325,7    | 317,6  | 343,0    | 334,5  |
| 4     | 413,3                 | 425,7    | -0,227                                   | 338,4    | 415,1  | 343,0    | 420,8  |
| Avvik | 0,0                   | 21617,1  |  |          | 6,5    |          | 1661,5 |

Dette viser at hvis marginaltapssatsene er korrekte, så vil nodebaserte marginaltapssatser delvis kunne korrigere for de feilene man gjør når man beregner områdepriser for større nettområder heller enn nodepriser. Dette er kanskje ikke så overraskende ettersom

overordnede transportmønstre vil forårsake både tap og flaskehals og at de to kostnadselementene derfor vil kunne virke i ”samme retning”, som i eksemplet her.

#### 4.7 Energiledd og tapskostnader i det norske sentralnettet

Figur 4.7.1 viser utviklingen i den samlede inntekten fra Sentralnettstariffens energiledd siden 1997. Disse størrelsene er sammenlignet med de faktiske tapskostnadene, og vi ser at energileddet i de fleste år er litt større enn tapskostnadene.



Figur 4.7.1 Energiledd og tapskostnader, Statnett

I henhold til diskusjonen i avsnitt 2 og figur 2.2, ville vi imidlertid forvente at det samlede energileddet skulle være betydelig større enn tapskostnadene. I følge Statnett kan dette skyldes flere forhold. Sammenhengen beskrevet i avsnitt 2, at energileddet vil tilsvare ca. 2 ganger de faktiske tap, gjelder kun for lukkede systemer. Med det norsk-svenske systemet som referansepunkt, vil marginaltapssatsene være beregnet for et større område enn man tarifferer, og skjevheter mellom tariffer og tapskostnader vil kunne oppstå. Administrative maksimums- / og minimumssatser gir også avvik mellom teoretiske og faktiske marginaltapssatser, i tillegg til at spesielle situasjoner rundt tilsig (våte eller tørre år) kan medføre at den lastflyt som marginaltapssatsene beregnes fra ligger langt fra faktisk lastflyt. Statnett kjøper dessuten tap til områdepriser, mens marginaltapssatsene avregnes til systempris. En annen forklaring er at marginaltapssatsene kun dekker de aktive tapene, mens virkninger på reaktiv kraft også



er inkludert i tapskostnadene. Utenlandsforbindelser kan også være en del av forklaringen. Kun i 1997 var energileddstariffen mye høyere enn nettapet. Endringen fra 1997 til 1998 er imidlertid ikke overraskende ettersom man i 1998 endret metode for beregning av marginaltapssatser. Metoden som ble benyttet før 1998 innebar at marginale tap ble dobbeltregnet fordi man hadde ulike referansepunkter for innleveringer og uttak (se for eksempel diskusjon i Bjørndal (2000)).

#### **4.8 Konklusjoner marginaltapsberegninger**

For å oppsummere diskusjonen og konkludere på noen av de valg som må tas i forbindelse med en ex ante tariff for marginale tap, så vil vi først og fremst fremheve valg av avregningspris. Vi mener at områdepriser er det beste valget, og at hovedårsaken til det er at det er mye enklere for aktørene å tilpasse budene sine til områdeprisbaserte marginaltapstariffer enn til en tariff basert på systempris.

Vi vil også hevde at de endringene som er gjort ved beregning av marginaltapssatser de siste årene er i tråd med teorien for optimal prissetting i overføringsnett. Dersom Statnett også påtar seg oppgaven å beregne tapsprosenten på lavere nettnivåer (eksempelvis regionalnett), vil det også sikre en mer helhetlig vurdering av marginale tapskostnader, blant annet som følge av at det kan gjøre det lettere å være konsistent mht metode og valg av referansepunkt.

Til sist vil vi påpeke at valg av referansepunkt i prinsippet ikke har noen betydning for relative kostnader, men at et slikt valg i stor grad påvirker nivået på marginaltapssatsene, og derfor om administrative maksimums- og minimumssatser blir effektive. Det kan derfor stilles spørsmål ved hensiktsmessigheten av slike administrative grenseverdier.

## 5 Prising av marginale tap i andre energisystemer

### 5.1 Sverige

Svenska Kraftnäts metode for å prise nettap i Stamnätet ligner i prinsipp på den norske metoden, men det er noen forskjeller, ikke minst i praktiseringen av metoden. Ved beregning av marginaltapssatser ("marginalförluster") har hele Norden blitt brukt som referansepunkt, men det har vært benyttet kun en basislast for hvert tidsavsnitt (sommer/vinter, dag/natt), og disse har ligget fast gjennom flere år. Energiprisen har blitt bestemt på forhånd og har vært satt lik oppnådd terminpris.

En fordel ved den svenske metoden er større grad av forutsigbarhet, tariffen er gitt for et år på forhånd, og er derfor langt enklere å tilpasse seg, både på kort og mellomlang sikt. Ulempen er selvsagt at man ved å bruke gjennomsnittstørrelser både for marginaltapssatser og energipriser, beveger seg bort fra marginalprisprinsippet. Faste marginaltapssatser for lange perioder innebærer at prisene kan være ganske vilkårlige i forhold til virkningen aktørene har på systemet på kort sikt.

For 2010 har det blitt gjort flere endringer i energiavgiften. Disse er beskrevet i Svenska Kraftnät (2009). Bakgrunnen for endringene er at man forventer store investeringer i de kommende årene og at kostnadene for energitap vil øke. Det er også et ønske om at energiavgiften skal dekke totale kostnader for energitap – verken mer eller mindre. Det fremheves også at det er behov for å oppdatere tapssatsene, ettersom forutsetningene for satsene trolig har endret seg mye siden 2002, da forrige oppdatering fant sted.

Noen aspekter som det har vært tatt hensyn til i arbeidet med tariffen, er beskrevet i Svenska Kraftnät (2009). For det første er det slik at i valg av tapstariff kan det være en avveining mellom enkelhet og kostnadsriktighet. Et annet moment er at fordeling mellom ulike tariffelementer (for eksempel variabelt og fast ledd) og mellom ulike aktører (innmating og uttak) kan ha betydning for variabiliteten i nettselskapets inntekter. Omgivelsene og endringer i rammebetingelser kan også ha innvirkning på hvordan tariffen kan og bør utformes. Svenska Kraftnät fremhever at en mulig forestående endring i flaskehalsmetode (flere svenske prisområder) kan medføre at lokaliseringssignalene blir *for* sterke, ettersom fastleddene er differensiert etter breddegrad. Et annet punkt er at tariffene kan påvirkes av krav til harmonisering av tariffen, både i Norden og i EU. Til sist er Svenska Kraftnät opptatt av kundeperspektivet, og at det i brukergrupper ikke har fremkommet sterke ønsker eller behov for endringer i tariffen.

En del endringer har like fullt funnet sted. Man har ønsket å basere energiavgiften på gjennomsnittstap og ikke marginale tap. Imidlertid er førstnevnte vanskelig å beregne, og man benytter da sistnevnte marginale tap, men nedskalert med en faktor 0,8 slik at energiavgiften kun dekker totale nettap. Denne problemstillingen er diskutert i Stoff (1998), som heller anbefaler en forskyvning av tariffen, slik at relative prisdifferanser opprettholdes. Man har også oppdatert marginaltapssatsene, og tatt bort de fire ulike lastperiodene. Avregningsprisen for energiavgiften vil gjelde for et helt år, og bestemmes i august året før.

Konklusjonen er at den svenske energiavgiften fra 2010 forenkles ytterligere i forhold til en teoretisk, mer kostnadsriktig tariff.

## **5.2 PJM**

PJM-regionen på USAs østkyst har benyttet en langt mer detaljert prissetting ved håndtering av flaskehalser. De endringer som er gjort for marginaltapsprising er også i tråd med en detaljert, mer teoretisk basert, prisingsmetode. Dette kan illustreres av nedenstående sitat:

*”Locational Marginal Price (LMP) is defined as the marginal price for energy at the location where the energy is delivered or received. Currently, LMP is a pricing approach that addresses transmission system congestion costs, as well as energy costs. The cost of transmission losses is currently accounted for on an average basis in the LMP calculation.*

*Beginning on June 1, 2007, the LMP pricing approach will be modified to calculate transmission loss costs on a marginal basis, or Marginal Losses. The new LMP calculation will now calculate the full marginal cost of serving an increment of load at each bus from each resource associated with an eligible energy offer as the sum of three separate components of LMP: System Energy Price, Congestion Price and Loss Price. Therefore, each spot market energy customer will now pay an energy price that includes the full marginal cost of energy of delivering an increment of energy to the purchaser’s location.*

*The new LMP pricing approach, including Marginal Losses, will require changes related to the operation of market, reliability and settlement, and changes in patterns of dispatch will result.”*

## 6 Analyser av samfunnsøkonomiske effekter

Å gjøre en grundig samfunnsøkonomisk analyse av ulike tariffingsmetoder er en svært krevende og omfattende oppgave, både modellmessig og med hensyn til databehov. Å kvantifisere samfunnsøkonomiske gevinster eller tap, vil kreve modellering av nett, produksjonskostnader og etterspørselsforhold, og aktørenes tilpasning både på kort og på lang sikt. I dette prosjektet vil vi derfor referere til den internasjonale litteraturen på området.

Noen av de artikler som behandler samfunnsøkonomiske effekter av bedre priser er oppgitt i referanselisten. Liu og Zobian (2002) argumenterer for at større geografiske markeder som følge av deregulering gjør det viktigere å prise tap, og at korrekte marginaltapstariffer gir vesentlige signaler både for operasjonelle beslutninger og investeringsbeslutninger. Med referanse til ulike kraftsystemer på USAs østkyst rapporteres det at marginale tap kan være betydelige, og eksempelvis variere mellom 0 og 40 % for ulike lokaliseringer.

Green (2007) har studert England og Wales i en optimal økonomisk lastflytmodell med 13 noder, og som ligner på den vi har benyttet som benchmarkmodell i våre beregninger (dvs. en linearisert vekselstrømmodell der man ser bort fra reaktiv kraft og modellerer tap som et kvadratisk ledd i nodebetingelsene i lastflytligningene). Han rapporterer om en velferdsøkning på 1,3 % som følge av at tap og flaskehalses priser korrekt. Til sammenligning estimeres inntektsøkningen fra deregulering å være på ca. 5 %. I artikkelen studeres kun driftskostnader, men det fremheves at bedre prising også vil gi bedre investeringssignaler. Leuthold et al. (2008) har studert lignende modeller for det tyske markedet og får lignende resultater.

Relatert til disse studiene er Borenstein (2005 a,b) som diskuterer virkning på effektivitet og fordeling av "real-time" prising av kraftomsetning.

## 7 Harmonisering og andre forhold

De nasjonale nettariffene i det nordiske markedet behandler nettap svært ulikt. Manglende harmonisering av prissignaler, kan medføre feilprising og suboptimal utnyttelse av kraftsystemet. Feiltilpasningene som er vist i eksemplene i avsnitt 4, gir en indikasjon på de økonomiske konsekvensene av slike feiltilpasninger på kort sikt. Ulike tariffier eller kostnadsfordelingsmodeller kan i et langsiktig perspektiv også påvirke investering og lokalisering, og hvis prissignalene er feilaktige, kan feilaktige beslutninger tas mht. investering og lokalisering.

Når man sammenligner de norske og svenske tariffsystemene, er det imidlertid også mange andre forhold enn marginaltapstariffen som har betydning, og både skatte- og avgiftsnivå generelt kan gi tilsvarende effekter. Man kan imidlertid også spørre seg om det alltid er slik at den norske modellen er en ulempe. Bedre prissetting kan være en ulempe for noen, men samtidig en fordel for andre.

Større forutsigbarhet i den svenske modellen oppfattes av noen aktører som fordelaktig og kan medføre at de velger å lokalisere seg i det svenske markedet, selv om lokalisering andre steder totalt sett ville vært mer gunstig for kraftsystemet. Med større behov for ny kapasitet i fremtiden kan dette være et viktig argument for enklere modeller og mer forutberegnelighet i nettariffene. Ulempen er imidlertid større forenklinger og flere tilnærminger i forhold til optimale nodepriser, og trolig derfor også mer vilkårlige priser i forhold til det underliggende kostnadsgrunnlaget. Dette har også en samfunnsøkonomisk kostnad. Med mer stabile marginaltapstariffer enn det underliggende kostnadsgrunnlaget skulle tilsi, vil aktørene få en (delvis) sikring mot prissvinginger, en sikring som de ikke betaler for.

En innvending som blir reist mot marginaltapstariffen er at den ikke videreføres på lavere nettnivåer. Dette er det imidlertid krav om i forskrifter, og her er det viktigste å sørge for at modellene (og bruken av dem) i netthierarkiet er fornuftig.

Et annet forhold er at Berntsen (2008) gjennom en spørreundersøkelse har kartlagt og beskrevet hvordan kraftprodusenter og industri kun i begrenset grad tar hensyn til marginaltapssatsene i sine beslutninger. Dette vil kunne avhjelpest betydelig ved bruk av områdepris i marginaltapstariffen. På kort sikt, når marginaltapssatsene er kjente, er det da svært enkelt for aktørene å tilpasse sine budkurver til marginaltapstariffen.

## 8 Konklusjoner

I den norske delen av markedet beregner Statnett punktvis energiledd pr. time i sentralnettstariffen ved å multiplisere en marginaltapssats (i prosent og differensiert over dag og natt/helg) med systempris (kr/MWh) og utvekslet energi (MWh). Marginaltapssatsene beregnes for 190 sentralnettpunkter, og kan anses som nodepriser for marginale tap, og forutsetter derfor en dekomponering av totalverdien av kraft i de enkelte punktene i energipriser (inklusive flaskehalseffekter) og marginaltapspriser. Marginaltapssatsene er symmetriske om null og begrenset til +/- 15 %. Marginaltapssatsene beregnes ukentlig ut fra prognostiserte lastflytscenarier. Det legges mye arbeid i prognosene, der man tar hensyn til markedsdata for hele det nordiske markedet og tilgrensende områder, for først å fordele produksjon og forbruk, og deretter beregne lastflyt og effekten av marginale endringer i innlevering og uttak i forhold til den prognostiserte basislasten. I prognosene deles det nordiske markedet inn i 16 områder i tillegg til tre ikke-nordiske. Dette er også i kontrast til områdeprisinndelingen på Nord Pool, som tar hensyn til (for tiden) 10 nordiske prisområder. Man tar hensyn til oppdaterte markedsdata som magasinnivå, prognoser for tilsig, snø og forbruk og eventuelle kapasitetsreduksjoner knyttet til vedlikehold eller utfall.

De endringer som er gjort i marginaltapsberegningene de senere årene går i seg selv i retning av teoretisk optimal metode, dvs. optimale nodepriser. Å forbedre lastflytprognosene gjør marginaltapssatsene mer relevante i forhold til aktuell lastflyt. Hyppigere oppdateringer av marginaltapssatsene vil også gi større treffsikkerhet på lastflyt. Å fjerne eller svekke de administrative maksimums- og minimumssatsene er prinsipielt også et steg i retning av optimale nodepriser.

Det er likevel mange sider ved metodikken rundt tap, særlig hvis man også tar hensyn til flaskehals, som ikke er optimale. Med ukentlige beregninger og to ulike prissett (dag og natt/helg) er det klart at marginaltapssatsene fremdeles ikke er fullt ut konsistente med faktisk lastflyt (kan i prinsippet beregnes kontinuerlig). At man bruker gjennomsnittlige tapsfaktorer for 51 ulike lastflytscenarier, kan også medføre skjevheter. I tillegg er metodene for å beregne tap på ulike nettnivåer ikke nødvendigvis i samsvar med hverandre. Hvis Statnett overtar beregning av marginale tap på regionalnettsnivå, vil det trolig kunne gi en forbedring, ved at man kan benytte samme verktøy og konsistente referansepunkt for beregningene av tapssatser på ulike nettnivåer.

I det norske kraftsystemet behandles prising av marginaltap og flaskehals svært forskjellig. I marginaltapstariffen tar man hensyn til 190 potensielt ulike priser for marginale tap, disse er basert på 7 prisområder i lastflytprognosene, mens det for tiden er

5 områder i Nord Pools spotprisberegning for Norge. Som en ren kostnadsberegning i forhold til aktuell lastflyt, kan marginaltapberegningene uansett være greie nok. Man kan imidlertid stille spørsmål ved hensiktsmessigheten av en så detaljert og kompleks prosedyre for marginaltapberegning, når flaskehalshåndtering gjøres så forenklet, og dessuten hva totaleffekten på prissignalene blir med en slik kombinasjon. Vi har vist i noen av eksemplene i rapporten at nodebaserte marginaltapstariffer til en viss grad kan korrigere for det faktum at man kun beregner svært aggregerte områdepriser for å håndtere flaskehals. Det er likevel et åpent spørsmål hvor god kombinasjonen er av 190 marginaltapstariffer, som oppdateres ukentlig, og 2-5 områdepriser, som skifter hver time.

Kombinasjonen av marginale tap og flaskehals er også relatert til spørsmålet om hvilken pris de marginale tapene skal avregnes til. Hittil har man benyttet systempris, dvs. prisen i det nordiske markedet uten at man tar hensyn til flaskehals. Områdepriser vurderes av mange som mer naturlig og riktig, fordi områdeprisen er prisen på kraft der man leverer inn eller tar ut elektrisitet. Eksemplene våre viser at svaret på dette spørsmålet ikke er så opplagt som man kanskje kunne tro. Vi har imidlertid vist at det er mye enklere å tilpasse bud når man bruker områdepris / nodepris heller enn systempris. Ved bruk av områdepris / nodepris er justeringen av budkurvene kun avhengig av marginaltapssatsen, mens man ved bruk av systempris i prinsippet skulle kjent prisen på forhånd. Med systempris som avregningspris har vi mao et simultanitetsproblem. Vi har også vist vha noen numeriske eksempel at områdepriser / nodepriser kan gi mindre prisavvik fra våre benchmark-priser, som er optimale nodepriser. Vi vil derfor anbefale bruk av områdepris i marginaltapstariffen.

Et annet forhold er at de nasjonale nettariffene i det nordiske markedet behandler nettap svært ulikt. Manglende harmonisering av prissignaler, medfører feilprising og suboptimal utnyttelse av kraftsystemet, og på lengre sikt feilaktige beslutninger mht. investering og lokalisering.

Større forutsigbarhet i den svenske modellen oppfattes av noen aktører som fordelaktig og kan medføre at de velger å lokalisere seg i det svenske markedet, selv om lokalisering andre steder totalt sett ville vært mer gunstig. Med større behov for ny kapasitet i fremtiden kan dette være et viktig argument for enklere modeller og mer forutberegnelighet i nettariffene. Det er imidlertid en avveining mellom enkelthet og forutsigbarhet på den ene siden og kostnadsriktighet på den andre siden. Fra 2010 vil man i Sverige også innføre en tariff for marginale tap som kun dekker faktiske tapkostnader. Dette bryter også med marginalprisprinsippet. De samfunnsøkonomiske beregningene som er referert i rapporten, angir størrelsesorden på de samfunnsøkonomiske tapene ved

feilprising i forhold til kortsiktig optimal utnyttelse av kraftsystemet. Harmoniseringsgevinstene må vurderes nøye før man velger å gå over til en ”dårligere” modell bare for harmoniseringens skyld. Det er imidlertid et paradoks at selv om den norske og svenske energitapstariffen er basert på de samme overordnede prinsipper, så er praktiseringen av metodene til dels svært forskjellige. Med de endringer som er innført de senere årene, både i Norge og Sverige, blir forskjellene enda større.

Berntsen (2008) har gjennom spørreundersøkelser kartlagt og beskrevet hvordan kraftprodusenter og industri kun i begrenset grad tar hensyn til marginaltapssatsene i sine beslutninger. Det presenteres som et særlig problem at man ikke kan forutse fremtidig marginaltapstariff. Dette argumentet vil vi tro er særlig aktuelt for vannkraftprodusenter med lagringsmuligheter fordi de er avhengig av gode vannverdiestimer for å kunne disponere sin energikapasitet best mulig over året. For termiske anlegg eller vannkraftprodusenter uten reservoarer er dette problemet mindre. Vannkraftanlegg uten reservoarer vil trolig ikke endre sine beslutninger uansett marginaltapstariff, mens en termisk kraftprodusent fatter sine driftsbeslutninger basert på mer kortsiktige forhold, som priser og brenselkostnader. For langsiktige beslutninger om investeringer og lokalisering kan det også reises innvendinger om manglende forutberegnelighet. Igjen kan det stilles spørsmål ved om manglende tilpasning til marginaltapssatsene er et godt argument for å endre og forenkle beregningsmetodene og anvendelsen av marginaltapssatsene.

Vi vil uansett hevde at manglende tilpasning til marginaltapssatsene i betydelig grad vil kunne løses dersom marginaltapstariffen beregnes på basis av områdepris heller enn systempris. Vannverdier og investeringsbeslutninger vil avhenge av fremtidige marginaltapssatser (i tillegg til en rekke andre forhold som det er knyttet stor usikkerhet til), men den kortsiktige justeringen av budkurvene kan gjøres utelukkende på basis av marginaltapssatser, som er kjente størrelser når budgiving finner sted. Vår viktigste anbefaling blir derfor å gå over til å bruke områdepris ved avregning av energiledet.



## Referanser

- Bergen, A. (1986), *Power Systems Analysis*, Englewood Cliff, NJ, Prentice-Hall.
- Berntsen, Tor-Odd (2008), "Undersøkelse om nytten av marginaltapssatsen for atferden til aktørene i kraftmarkedet".
- Bjørndal, Mette (2000), "Topics on Electricity Transmission Pricing", Doktoravhandling Norges Handelshøyskole (NHH).
- Borenstein, Severin (2005a), "The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing", *Energy Journal*, 26, 93-116.
- Borenstein, Severin (2005b), "Wealth Transfer from Implementing Real-Time Electricity Pricing", Working Paper 11594, NBER Working Paper Series.
- Cardell, Judith B. (2007), "Marginal Loss Pricing for Hours With Transmission Congestion", *IEEE Trans. on Power Systems*, 22, 1466-1474.
- Chao, Hung-Po, og Stephen Peck (1996), "A Market Mechanism for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics*, 10, 25-59.
- Chen, L., H. Suzuki, T. Wachi, og Y. Shimura (2002), "Components of Nodal Prices for Electric Power Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, 17, 41-49.
- Green, Richard (2007), "Nodal Pricing of Electricity: How Much Does it Cost to Get it Wrong?", *Journal of Regulatory Economics*, 31, 125-149.
- Hogan, William W. (1992), "Contract Networks for Electric Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics*, 4, 211-242.
- Kristiansen, Tarjei, "Modelling of Area Prices Taking into Account Losses and Contingencies", Mimeo, Department of Electrical Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology.
- Leuthold, Florian, Hannes Weigt, og Christian von Hirschhausen (2008), "Efficient Pricing for European Electricity Networks – The Theory of Nodal Pricing Applied to Feeding-in Wind in Germany", *Utilities Policy*, 16, 284-291.
- Liu, Leslie, og Assef Zobian (2002), "The Importance of Marginal Loss Pricing in an RTO Environment", *The Electricity Journal*, October 2002, 40-45.

Schweppe, F. C., M. C. Caramanis, R. D. Tabors, og R. E. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers.

Stamtsis, Georgios (2003), "Power Transmission Cost Calculation in Deregulated Electricity Market", Doctoral Dissertation, University of Duisburg-Essen.

Stoft, Steven (1998), "Charging for Losses," White Paper, Office of Economic Policy, Federal Energy Regulatory Commission.

Svenska Kraftnät (2009), "Stamnätstariffen 2010", Rapport 2009-03-27.

Wangensteen, Ivar (2004), "Prosedyrer for beregning av tapsmarginaler", SINTEF Energiforskning AS.

Wood, A. og B. Wollenberg (1996), *Power Generation and Control*, 2<sup>nd</sup> ed., New York, Wiley-Interscience.

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.

## Vedlegg 1

For beregning av optimal økonomisk lastflyt med kun aktiv kraft, benyttes følgende matematiske modell. Dette er en tilnærming til de eksakte vekselstrømlikningene (linearisering), og tap modelleres som kvadratiske funksjoner av flyt over en linje, og fordeles med en halvpart til hvert endepunkt på linjen. Lignende modell er benyttet i Kristiansen og Green (2007). Modellen gir en rimelig god representasjon av lastflyt, effekt av flaskehals og tap, samtidig som den representerer samfunnsøkonomisk overskudd og lar seg løse vha vanlige optimeringsverktøy.

$$\begin{aligned}
 (1) \quad & \text{Maks} && \sum_{i=1}^N \left( \int_0^{q_i^d} p_i^d(q) dq - \int_0^{q_i^s} p_i^s(q) dq \right) \\
 (2) \quad & \text{s.t.} && q_i^d - q_i^s = -\sum_{k=1}^M a_{ki} z_k - \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M |a_{ki}| r_k z_k^2 && i = 1, \dots, N \\
 (3) \quad & && z_k = \Omega_k (\delta_i - \delta_j) && 1 \leq i, j \leq N, k = 1, \dots, M \\
 (4) \quad & && \delta_s = 0 \\
 (5) \quad & && z_k \leq C_k && k = 1, \dots, M \\
 (6) \quad & && c_i q_i^s = p_{Z_l} && i \in Z_l, l = 1, \dots, L \\
 & && a_i - b_i q_i^d = p_{Z_l} && 
 \end{aligned}$$

Her er  $i = 1, \dots, N$  innleverings- og uttakspunktene i systemet,  $q_i^s$  og  $q_i^d$  er tilbudt og etterspurt kvantum i punkt  $i$ ,  $p_i^s(q)$  er tilbudsfunksjonen og  $p_i^d(q)$  etterspørselsfunksjonen. Målfunksjonen (1) maksimerer derfor samfunnsøkonomisk overskudd, målt som konsumentenes betalingsvilje minus produksjonskostnader.  $M$  er antall linjer,  $a_{ki}$  er elementene i en matrise som beskriver nettverkstopologien ( $a_{ki}$  ( $a_{ik}$ ) har verdi 1 (-1) dersom en linje starter i  $k$  og ender i  $i$ ),  $r_k$  er resistansen for linje  $k$ ,  $z_k$  er flyten over linje  $k$ ,  $\Omega_k$  er suseptans (den imaginære delen av admittansen) for linje  $k$ ,  $\delta_i$  er spennings fasevinkel i punkt  $i$ ,  $s$  angir svingnoden og  $C_k$  er den termiske kapasitetsbegrensningen på linje  $k$ . (2) gir balanse mellom innlevering, uttak og tap i hver node, (3) er lastflytbetingelsene, (4) angir fasevinkel i svingnoden og (5) ser til at flyten er innenfor den termiske grensen. (1)-(5) beregner

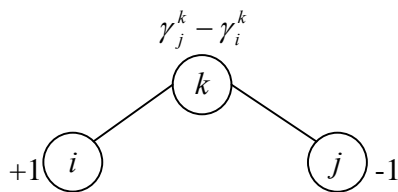
optimal økonomisk lastflyt, med tilhørende skyggepriser (optimale nodepriser) som tar hensyn til både tap og flaskehalsar.  $Z_l$  definerer til sammen  $L$  soner og (6) krever at prisene i punkter som tilhører samme sone skal være like. (1)-(6) beregner derfor optimale sonepriser, som tar hensyn til tap og flaskehalsar.

## Vedlegg 2

De prosentvise tapsfaktorene beregnes med utgangspunkt i en gitt lastflyt. Se også Wangensteen (2004). Tapsfaktorene kan beregnes ved å definere en av nodene ( $k$ ) som svingnode, og ved å anta at det økte tapet som følger av økt flyt fra en node til en annen kompenseres med økt innlasting i svingnoden. La  $q_i$  være netto innlasting i en gitt node  $i$  gitt den initielle lastflyten. Vi ser så på en økt innlasting i node  $i$  og tilsvarende uttak i node  $j$ , det vil si at  $\Delta q_i = -\Delta q_j$ . Den prosentvise tapsfaktoren kan da finnes som prosentvis endring i netto innlasting i svingnoden  $k$ . For  $k \neq i, j$  vil tapsfaktoren være lik

$$\alpha_{ij}^k = \frac{\Delta q_k}{\Delta q_i}$$

Tapsfaktoren kan også finnes ved hjelp av Lagrange-multiplikatorene i et optimeringsproblem der vi minimerer det totale tapet (= sum innlasting – sum uttak) gitt at lastflytbetingelsene er oppfylt, og der netto innlasting i alle noder med unntak av svingnoden  $k$  er låst til den initielle lastvektoren  $q$ . La  $\gamma_i^k$  være Lagrange-multiplikatoren for node  $i$ , det vil si økt netto uttak i svingnoden  $k$  når netto innlasting i node  $i$  økes med 1 enhet. Dersom  $\gamma_i^k < 1$  vil økt transport fra node  $i$  til  $k$  innebære økt tap, det vil si at uttaket i svingnoden ikke kan økes like mye som innlastingen i node  $i$ . I motsatt fall, det vil si at  $\gamma_i^k > 1$ , vil økt transport fra  $i$  til  $k$  redusere tapet, og uttaket i svingnoden kan derfor økes mer enn innlastingen i node  $i$  økes.



I figuren ovenfor illustrerer vi hvordan tapsfaktoren  $\alpha_{ij}^k$  kan beregnes ved hjelp av Lagrange-multiplikatorene. Figuren viser effekten av å øke innlastingen i node  $i$  med 1 enhet, samtidig som uttaket i node  $j$  økes like mye. Den økte innlastingen i node  $i$  vil medføre et økt uttak i svingnoden  $k$  lik  $\gamma_i^k$  enheter. Dersom vi øker uttaket i node  $j$  med 1 enhet vil tilsvarende innlastingen i svingnoden måtte økes med  $\gamma_j^k$  enheter. Nettoeffekten på innlastingen i svingnoden vil være lik det tapet som oppstår på grunn av de to transaksjonene, det vil si at vi kan beregne tapsfaktoren for transport fra node  $i$  til node  $j$  som

$$\alpha_{ij}^k = \gamma_j^k - \gamma_i^k$$

For hver node  $i$  kan man beregne en prosentvis tapsfaktor for innlasting i noden ved å ta et veid gjennomsnitt av tapsfaktorene fra node  $i$  til de respektive uttaksnodene:

$$\rho_i^{INN} = \sum_{j \in N^{UT}} \alpha_{ij}^k \frac{q_j}{\sum_{l \in N^{UT}} q_l}$$

Tilsvarende kan tapsfaktoren for uttak i node  $i$  beregnes ved å ta et veid gjennomsnitt av tapsfaktorene fra de respektive innlastingsnodene til node  $i$ :

$$\rho_i^{UT} = \sum_{j \in N^{INN}} \alpha_{ji}^k \frac{q_j}{\sum_{l \in N^{INN}} q_l}$$

De punktvisse tapsfaktorene for innlasting og uttak kombineres så til en felles (symmetrisk) tapsfaktor for hver node. Innleveringsprisen i node  $i$  blir (uttaksprisen vil ha motsatt fortegn):

$$v_i = \frac{\rho_i^{INN} - \rho_i^{UT}}{2}$$

Et alternativ til å operere med en fast svingnode  $k$  er å la svingnoden variere ved å sette den lik de respektive uttaksnodene i det tilfellet der vi beregner tapsfaktor for innlasting. Det vil si at vi anvender formelen

$$\rho_i^{INN} = \sum_{k \in N^{UT}} \alpha_{ik}^k \frac{q_k}{\sum_{l \in N^{UT}} q_l}$$

Legg merke til at siden  $\gamma_k^k = 1$  vil  $\alpha_{ik}^k = 1 - \gamma_i^k$ . Tilsvarende, ved beregning av tapsfaktor for uttak, setter vi svingnoden lik de respektive innlastingsnodene:

$$\rho_i^{UT} = \sum_{k \in N^{INN}} \alpha_{ki}^k \frac{q_k}{\sum_{l \in N^{INN}} q_l}$$

Tilsvarende som ovenfor har vi her at  $\alpha_{ki}^k = \gamma_i^k - 1$ .

### Vedlegg 3

Priser for eksempel med 2 noder i avsnitt 4.1:

| Node | Uten tap<br>og flaske-<br>halser | Med<br>flaske-<br>halser | Med tap | Med tap<br>og flaske-<br>halser |
|------|----------------------------------|--------------------------|---------|---------------------------------|
| 1    | 325,6                            | 264,0                    | 274,0   | 265,8                           |
| 2    | 325,6                            | 411,1                    | 405,6   | 413,6                           |

Priser for eksempel med 4 noder i avsnitt 4.1:

| Node | Uten tap<br>og flaske-<br>halser | Med<br>flaske-<br>halser | Med tap | Med tap<br>og flaske-<br>halser |
|------|----------------------------------|--------------------------|---------|---------------------------------|
| 1    | 301,8                            | 223,4                    | 233,9   | 224,9                           |
| 2    | 301,8                            | 319,7                    | 344,1   | 344,3                           |
| 3    | 301,8                            | 351,8                    | 316,8   | 318,0                           |
| 4    | 301,8                            | 383,8                    | 402,0   | 413,3                           |

Lastflyt for eksempel med 2 og 4 noder i avsnitt 4.1:

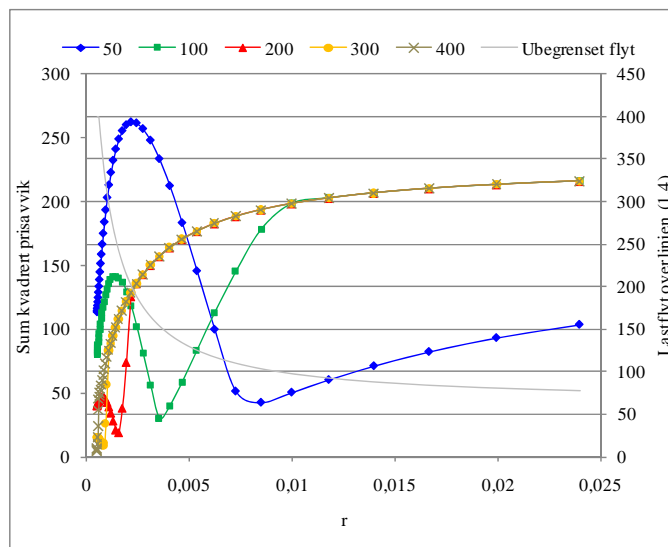
| Fra<br>node | Til<br>node | Uten tap<br>og flaske-<br>halser | Med<br>flaske-<br>halser | Med tap | Med tap<br>og flaske-<br>halser |
|-------------|-------------|----------------------------------|--------------------------|---------|---------------------------------|
| 1           | 2           | 534,9                            | 150,0                    | 193,6   | 150,0                           |

Lastflyt for eksempel med 2 og 4 noder i avsnitt 4.1:

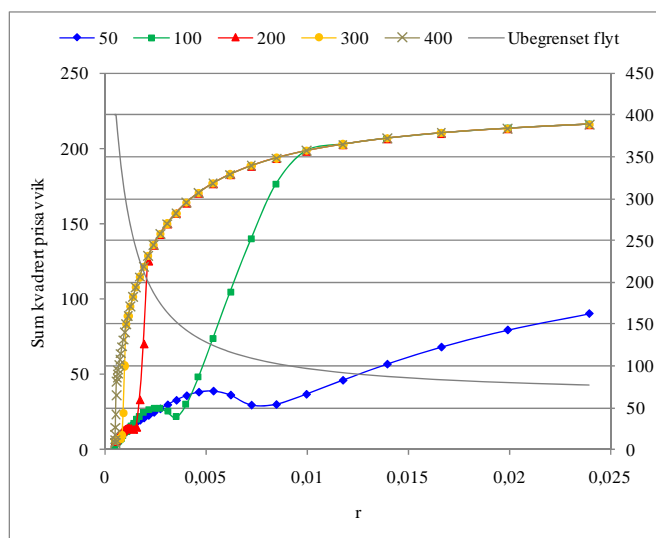
| Fra<br>node | Til<br>node | Uten tap<br>og flaske-<br>halser | Med<br>flaske-<br>halser | Med tap | Med tap<br>og flaske-<br>halser |
|-------------|-------------|----------------------------------|--------------------------|---------|---------------------------------|
| 1           | 2           | 691,6                            | 150,9                    | 189,2   | 143,3                           |
| 2           | 3           | 62,9                             | -234,3                   | -41,6   | -57,5                           |
| 3           | 4           | 80,8                             | 283,3                    | 118,3   | 114,2                           |
| 1           | 4           | 835,3                            | 200,0                    | 265,8   | 200,0                           |
| 2           | 4           | 143,7                            | 49,1                     | 76,7    | 56,7                            |

## Vedlegg 4

Figurene nedenfor illustrerer effekter av å velge en fast svingnode ved beregning av marginaltapsprosenten. Vi har sett nærmere på tilfellet der node 2 er svingbuss, og funnet hvordan de kvadrerte prisavvik avhenger av resistans, kapasitet og hvilken avregningspris som benyttes.



Systempris



Områdepris