

Høringsuttalelse - Statnett: Ny tariffmodell - innledning

Forfatteren Jan Guillot arbeidet i sin ungdom som journalist, og fikk følgende tips: *I dette bladet pleier vi å si at en reportasje skal være som en togreise. Den skal ha en tydelig start og et mål. Man skal sitte komfortabelt, helst på 1. klasse, og se ut gjennom vinduet. Nå og da skal man se noe interessant, liksom sette seg opp litt, og til slutt kommer man frem.*

Jeg vil tilføye et viktig element: stoppestedene, hvor man har tid til å analysere observasjoner og oppsummere inntrykk som melder seg underveis. Vi må erkjenne at en togreise også kan være langtekkelig og krevende i partier, men likevel er man forhåpentligvis beriket ved reisens slutt.

Jeg skal ikke skrive en reportasje, men en høringsuttalelse. Det er imidlertid slik at Statnetts tariffmodell i de siste 35 årene har gitt meg opplevelser og erfaringer som om jeg har vært med på en 'reise'.

Vi skal starte 'togreisen' med fokus på kraftflyt og priser. Kraftsystemets egenskaper vil bli vurdert med observasjoner og analyser. Tariffer for transmisjonsnettet blir drøftet og samfunnsøkonomiske perspektiver for markedssystemer blir belyst. Hensikten er å beskrive realiteter og avdekke illusjoner knyttet til kraftsystemet. 'Stoppesteder' vil også ta for seg fysikk og samfunnsøkonomi.

Underveis på reisen vil man se at:

Prisene styrer ikke kraftflyten i nettet.

Statnetts energiledd, med marginaltapsprosjenter, tilsier vilkårlig fordeling av velferd kombinert med negativ samfunnsøkonomi.

Interne prisområder i et økonomisk fellesnett gir negativ samfunnsøkonomisk konsekvens.

Og, når vi kommer til målet ser vi:

Et samfunnsøkonomisk notat som beskriver klassiske økonomers vurderinger av markeder og marginalkostnader. Notatet inkluderer samfunnsøkonomiske konsekvenser ved metoder for prising av elektriske tap i nettet og ved bruk av interne prisområder. Konklusjonen er negative konsekvenser ved bruk av ulike marginaltapskostnader i nettets noder og ved oppdeling av nettet i prisområder.

Kraftflyt og pris

I internasjonalt kraft-samarbeid uttales at prisene styrer kraftflyten. Kraft flyter fra områder med lav pris til områder med høyere pris. Den koordinerte markedskoblingen i Europa legger til rette for slik kraftutveksling mellom nasjonale prisområder på kontinentet. I Norge er landet inndelt i fem interne prisområder. I norske analyser og vurderinger kan man også finne utsagn om at prisene styrer kraftflyten. Men er det en sannhet eller en illusjon at prisene styrer kraftflyten internt i Norge?

Den 15. mai 2023 mellom kl 11 og 12 var aktuell timepris i Midt-Norge 21 €/MWh og i Sør-Norge 83 €/MWh. Hvis prisene styrer kraftflyten, skulle det flyte kraft fra Midt-Norge til Sør-Norge. Altså fra et område med lav pris til et område med høy pris. Det motsatte skjedde kl 11.07. Kraftflyten var fra Sør-Norge til Midt-Norge. Det var riktignok en liten kraftflyt, men holdbarheten for et utsagn om at prisene styrer kraftflyten blir tvilsom. Statnett kunne ha grepet inn i situasjonen med spesialreguleringer. Det kunne for eksempel vært nedreguleringer av kraftverk i Sør-Norge, noe som ville ført til en kraftflyt fra Midt-Norge til Sør-Norge. Statnett har svake incentiver til å gjete flaskehalser med spesialreguleringer. Det økonomiske incentivet er slik at Statnett 'sparer' kostnader ved å la kraftflyten ha feil retning. Dette fenomenet er en indikator på at interne prisområder er en metode med negative konsekvenser for den samfunnsøkonomiske optimaliteten i Norge.

Det kan være mange grunner til at situasjonen den 15. mai ble som den ble. En mulig årsak kan være at vannkraftens magasiner i Midt-Norge hadde store forskjeller i vannverdier. Noen magasiner kan ha hatt vannverdier på linje med den klarerte markedsprisen, og andre magasiner kan ha hatt høyere vannverdier. Førstnevnte vannkraftverk fikk markedsklarering for å produsere, og sistnevnte kraftverk lot være å produsere. Prisområdet klarerte dermed en andel av den billigste regulerte produksjonen kombinert med uregulerbar kraftproduksjon. Denne markedsklareringen kan ha tatt høyde for en kraftflyt fra Midt-Norge til Sør-Norge. I leveringsperioden kan faktiske volumer fra uregulerbar produksjon i Midt-Norge ha blitt mindre enn anmeldt i markedsklareringen. Da kan kraften i driftsfasen flyte fra høy pris til et område med lav pris. I dette tilfellet ser vi at kraftflyten mellom prisområder i Norge ikke blir styrt av prisene i markedet. Kraftflyt kan bli styrt av usikkerhet og volatilitet i uregulerbar kraftproduksjon.

Den 5. Januar 2024 mellom kl 9 og 10 var det forskjellige timepriser i Sør-Norge. Sørlandet hadde pris 92 €/MWh, Vestlandet 238 €/MWh og Østlandet 249 €/MWh. Dette var en kald vinterdag med høyt forbruk. Hvis prisene styrer kraftflyten skulle det vært betydelig transport av kraft fra Sørlandet til Vestlandet og til Østlandet. Mellom Sørlandet og Vestlandet var det kl. 09.53 en liten transport av kraft, og den hadde feil retning. Hva er det som skjer? Sør-Norge har 35 MW flyt fra Vestlandet til Sørlandet (fra pris 238 til pris 92), Sørlandet har 2900 MW flyt til Østlandet (fra pris 92 til pris 249) og Vestlandet har nesten 2500 MW flyt til Østlandet (fra pris 238 til 249). Det som skjer er at nettets topologi i stor grad er en konsekvens av den historiske utviklingen med behov for transport av store kraftmengder til Østlandet. Dette behovet gir tidvis en sterkere påvirkning på kraftflyten internt i Norge enn prisdannelsen i interne prisområder. Med topologi menes nettets struktur og dimensjoner med linjer og kabler mellom nettpunkter (noder), hvor kraft mates inn i nettet eller tas ut til forbruk.

Hvordan hadde det blitt hvis Norge brukte ett prisområde? I det første eksemplet ovenfor ville flere av Midt-Norges vannkraftverk blitt inkludert i en felles nasjonal markedsklarering. En

markedsklarering med en fellespris som gir noe lavere pris i Sør-Norge og høyere pris i Midt-Norge. I en slik løsning kan man få behov for å begrense flyten i flaskehalsen mellom Midt-Norge og Sør-Norge. Da må Statnett bruke spesialreguleringer. Det vil si nedregulering av kraftverk i Midt-Norge. Kraftverk som blir valgt til spesialreguleringer blir økonomisk kompensert av Statnett. Et nasjonalt prisområde innebærer at slike nedreguleringer kompenseres med referanse til fellesprisen for hele landet i stedet for en lav områdepris.

I høylastsituasjonen i eksemplet ovenfor ville en felles nasjonal kraftpris ha medført lavere pris på Vestlandet og Østlandet kombinert med en høyere pris på Sørlandet.

Foran er drøftet situasjoner med ulike kraftpriser i interne norske prisområder. I mange andre tidsperioder kan markedsklareringen gi samme pris i flere prisområder og av og til en felles pris for hele landet. Men kraft flyter mellom prisområder selv om det er like priser i områdene. Hva styrer kraftflyten mellom to interne prisområder når områdeprisene er like? Situasjonen må nærmere analyseres med beskrivelser av markedsklareringen.

Grunnleggende for markedsklareringen er at vi har et internasjonalt kraftmarked som kan betegnes som et marginalkostnadsmarked. I de fleste situasjonene fastsettes prisen lik marginalkostnaden til den produsenten som byr det siste (og høyeste) budet som må til for å dekke prisområdets etterspørsel. På kontinentet og i UK vil det i høypris-situasjoner være gasskraftverk som setter prisen. I Norge vil det være regulerbar vannkraft. Et kjennetegn for regulerbar vannkraft er en lav marginalkostnad og beregning av vannverdier som styrende for produksjonsplanleggingen. Samfunnsøkonomer har en tendens til å sette likhetstegn mellom en marginalkostnad og en vannverdi. Dette er feil. Jeg vil senere beskrive forskjellen mer detaljert. Et stikkord er at vannverdien ikke er en kostnad, men en sannsynlighetsberegnet verdi av vann i et magasin. Vannverdiregninger er veiledende for prisen for regulerbar vannkraft.

To prisområder kan for eksempel ha regulerbar vannkraft med like vannverdier. Men områdenes produksjonsvolumer for regulerbar vannkraft kan være vesentlig forskjellige. Én markedsklarering kan tilsi lik pris i begge prisområdene fordi et volum med regulerbar vannkraft forutsettes transportert fra det ene området til det andre. I driftsfasen er det usikkerhet i levert volum fra uregulerbar produksjon og usikkerhet i faktisk etterspørsel. Det synliggjøres avvik fra de volumer som var forutsatt i markedsklareringen. Faktisk kraftflyt i driftsfasen blir sammensatt av ubalansevolumer og markedsklart utveksling av regulerbar kraftproduksjon (se sluttnoteⁱ).

Et problem i Norge i årene 2022 og 2023 var at vannverdiene for magasiner i Sør-Norge ofte hadde en høyere verdi enn vannverdier i magasiner i Nord- og Midt-Norge. Årsaken var samtidighet i to fenomener. Nord Europas uvanlig høye kraftpriser inntraff samtidig med store regionale forskjeller i volum fra uregulerbar produksjon i Norge. Sammenfall i tid for disse to fenomenene ga helt spesielle priskonsekvenser i det norske markedet.

De interne norske prisområdene og den interne norsk kraftflyten er sammenkoblet med omverdenen via prisområdet på Sørlandet. Forbindelsene med kontinentet og UK er likestrømsforbindelser som har tekniske muligheter til å innstilles med en til enhver tid avtalt kraftflyt. Den avtalte kraftflyten i respektive kabler vil naturlig nok bli en konsekvens av markedsprisene i utlandet sammenlignet med markedspris for Sørlandet. Utvekslingen med Sverige er ikke med likestrømskabler. Norge og Sverige er elektrisk sammenkoblet i et vekselstrømsnett. Det

innebærer at kraftflyten mellom Norge og Sverige vil kjennetegnes av lignende usikkerhet som den interne flyten mellom norske prisområder. Utenlandske priser og en markedsbestemt kraftflyt i likestrøms-kraftkabler til og fra prisområdet Sørlandet skal forutsetningsvis kombineres med øvrige interne prisområder i Norge. Resultatet blir et kraftsystem med tidvis store prisforskjeller internt i Norge. Prisforskjeller som er kombinert med kraftflyt i feil retning eller for liten utnyttelse av nettets kapasitet.

Stoppested 1: *En generell påstand om at markedets kraftpriser styrer kraftflyten er en delvis illusjon eller en delvis sannhet. Kraftprisene markedsklareres før driftsfasen. Likestrømsforbindelser mellom land kan i driftsfasen innstilles på en fast kraftflyt avhengig av kraftpriser. Kraftflyten i vekselstrømnettet er imidlertid en konsekvens av driftsfasens ubalanse mellom regional produksjon og regionalt forbruk, samt nettets kapasitet i forbindelser til andre regioner. Nettets topologi og geografisk fordeling av produksjon og forbruk påvirker kraftflyten i Norge og i forbindelsene mellom Norge og Sverige. Det er ikke priser, men fysiske realiteter som gir kraftflyten i vekselstrømnettet. Kraftflyten styres av geografisk lokalisering av store forbruksområder og avvik for uregulerbar produksjon i driftsfasen. Kraftpriser styrer ikke. Kraftpriser er konsekvenser.*

Kraftsystemet og samfunnsøkonomi

Den amerikanske matematikeren Harold Hotelling (1895 - 1973) beviste i 1938 at priser basert på marginalkostnader maksimerer samfunnsnytteten. Hotelling hevdet at den optimale samfunnsnytteten tilsier salg av alt til priser lik marginalkostnader.

Ragnar Frisch (norsk økonom 1895 - 1973) skrev i 1939 en artikkel som ble innledningen til en disputt mellom Hotelling og Frisch. Hovedinnvendingen til Frisch var Hotellings argument om at priser kun skulle baseres på marginalkostnader, og at særavgifter ville lede til samfunnsøkonomiske tap. Ragnar Frisch påpekte at den samfunnsøkonomiske optimaliteten kunne beholdes, selv med introduksjon av avgifter, under forutsetning at særavgifter var proporsjonale med prisene (fastsatt i marginalkostnadsmarkedet).

Hotelling-markedet er velegnet til klarering av prisen i et kraftmarked med produsenter av forskjellige regulerbare kraftvolumer med tydelige marginalkostnader. Kraftprodusenter med uregulerbare volumer (som sol- og vindkraft) bidrar ikke til optimalitet med egen markedsadferd, kun indirekte med volum som produsenter av regulerbar kraft må ta hensyn til. Uregulerbar kraft er pristakere som anmelder sine volum uavhengig av pris. Etterspørselen er en andel med pristakere og en andel med kvantumtilpassere. Samlet sett er andelen med kvantumtilpassere ganske lav. Forbrukeres kvantumendringer ved ulike prisnivå er moderate og mer avhengige av strømbehov betinget av tidspunkt på dagen eller om det er vinter eller sommer.

Et Hotelling-marked som klareres med en andel pristakere i tillegg til kvantumtilpassere kan likefullt ha en optimal allokering av ressursene. Konsekvensen av Frischs påpekninger er imidlertid at hvis et slikt marked blir koblet med avgifter, som ikke er proporsjonale med kraftprisen, vil ressursallokeringen ikke lenger bli optimal. En annen konsekvens er at hvis ett Hotelling-marked oppdeles i flere enkelt-markeder vil det gi optimalitet for enkelt-markedene, gitt rammebetingelsene

for enkelt-markedene. Men samlet ressursallokering for enkeltmarkedene kan gi en dårligere allokering av ressursene enn i løsningen med ett felles Hotelling-marked. Ved flere enkeltmarkeder vil manglende kapasitet i kraftnettet ikke bli fokusert som en egen problemstilling, men kamuflert ved beskrankninger for enkeltmarkeder. Det er ikke lenger ett fellesnett med ett Hotelling-marked og ett homogent produkt. I stedet får vi flere enkeltmarkeder med ulike priser og fordelingen av nettvirkksamhetens kostnader mellom aktørene får karakter av uproporsjonale avgifter. Påpekningen til Frisch om at optimalitet beholdes hvis avgifter er proporsjonale med prisen i markedet (før avgift) er ikke ivarettatt og konsekvensen blir en reduksjon i samfunnsøkonomisk velferd.

Det europeiske kraftsamarbeidet er bygget på Hotelling-markeder i nasjonale enkeltmarkeder. Systemoperatørene og kraftbørsene har en koordinert prosedyre for markedsklareringen. Intensjonen er å knytte sammen nett- og markedsområder for å harmonisere og redusere prisforskjeller. På denne måten vil markedet til en viss grad være på linje med den fysiske flyten i kraftsystemet. Legg merke til formuleringen «til en viss grad». Forbeholdet tas fordi faktisk fysisk flyt i en del tilfeller avviker med for liten flyt, og noen ganger kraftflyt i feil retning. Likefullt hevdes illusjonen *prisene styrer kraftflyten i den koordinerte markedskoblingen i Europa*. På kontinentet anvendes en såkalt flytbasert markedskobling. Med denne metoden tilordnes transmisjonskapasitet mellom landene samtidig med markedsklareringen i kraftbørsene. Internt i landene må systemoperatørene overvåke interne flaskehalser og gripe inn i markedet med spesialreguleringer av aktørene. Dette er reguleringer som sørger for at markedsløsningen i størst mulig grad kan realiseres innenfor fysiske nettbeskrankninger. Disse reguleringene medfører økonomiske kompensasjoner utbetalt til aktører som blir berørt. Referansen for disse utbetalingene er relatert til kraftprisen i et nasjonalt prisområde. I Tyskland er det bygget mye ny fornybar kraftproduksjon i nord, og med stor etterspørsel i syd vil markedsklareringen ofte gi en løsning med stor kraftflyt fra nord til syd. Den fysiske kapasiteten i nettet er ikke tilstrekkelig og produksjon i nord må nedreguleres. Denne nedreguleringen kompenseres økonomisk med referanse til prisnivået i det felles nasjonale markedet. Kostnaden blir stor og fordeles på fellesskapet. Hvis Tyskland hadde etablert et eget internt prisområde i nord, med periodevis omfattende overskudd av uregulerbar kraft, ville prisen ofte blitt veldig lav. En slik løsning med et internt prisområde ville ikke endre behovet for å begrense produksjonen i nord. Nedreguleringene ville fått en billigere referansepris, og fellesskapet fått reduserte kostnader for spesialreguleringer. På den annen side ville fellesskapet fått økte kostnader for de garantier og prissikringer som er tildelt som støtte for utbyggingen av ny fornybar kraftproduksjon. Konklusjonen har blitt at Tyskland har et fellesnett med ett prisområde. Overordnet kan det hevdes at nasjonale systemoperatører på kontinentet samarbeider med nasjonale prisområder og flytbasert markedskobling. Det kan beskrives som et hensiktsmessig samarbeid basert på nasjonale Hotelling-markeder (Italia har etablert en spesiell løsning med produsentpriser i interne prisområder).

Kontinentet har altså i hovedsak nasjonale Hotelling-markeder, regulerbar kraftproduksjon med konkrete marginalkostnader og flytbasert markedskobling. Norge har flere interne prisområder, regulerbar vannkraft med sannsynlighetsvektede beregninger av vannverdier og tilordning av nettkapasitet før markedsklareringen.

De siste årene har et prosjekt testet flytbasert markedskobling også for de nordiske landene. Utviklingen har gått i retning av flytbasert markedskobling (tatt i bruk i Norge 2024). Det hevdes at flytbasert markedskobling sikrer større kapasitet i utvekslingen mellom prisområdene. I

markedskoblingen inngår alle prisflaskehalsen i en samlet optimaliserende algoritme som tildeler mest kapasitet til de flaskehalsene som har størst økonomisk betydning. Det blir viktig å vurdere hvilke land og hvilke prisområder som inkluderes i en 'felles' samfunnsøkonomisk optimaliserende algoritme. Det kan antas at flernasjonalt samarbeid med flytbasert markedskobling kan gi noen uoversiktlige økonomiske konsekvenser. For eksempel når et land har ett nasjonalt prisområde i et fellesnett, og et annet land har fem interne prisområder i et annet fellesnett. Den samfunnsøkonomiske algoritmen fokuserer på overnasjonal koordinering av økonomiske konsekvenser relatert til kapasiteten mellom prisområder. Involverte aktører får en økonomisk konsekvens i henhold til en overnasjonal algoritme som kombineres med nasjonale nett- og systemkostnader. En beslutning om norsk deltagelse i internasjonalt flytbasert markedskobling burde ha inkludert en revurdering av den norske praksisen med fem interne prisområder. I den sammenhengen burde ha blitt iverksatte en rapportering av hvor stor kapasitet som faktisk blir utnyttet i forbindelser mellom interne prisområder med store prisforskjeller. Vinteren 2024/2025, etter innføring av flytbasert markedskobling, observeres fortsatt situasjoner med liten flyt mellom prisområder. For eksempel kraftflyt under 50 % av kapasiteten, til tross for store prisforskjeller.

Et annet spørsmål er om bruk av interne prisområder er en samfunnsøkonomisk riktig løsning for et norsk vannkraftmarked. I det norske markedet er det ikke konkrete marginalkostnader for regulerbar kraftproduksjon. Derimot styres produksjonsplanleggingen av beregninger av vannverdier for magasiner. Markedsklareringen med regulerbar kraftproduksjon i fem enkeltområder gir ofte avvikende kraftpriser. Avvikende fra en felles kraftpris i et fellesnett med ett prisområde. Hotellings bevis om optimalitet har premiss om kvantumstilpassere med konkrete marginalkostnader. Dersom Norge har ett prisområde, kan det markedsklareres en optimal ressursallokering av produksjon og forbruk i tråd med Hotellings bevis. En optimal løsning selv om vannverdier ikke er konkrete marginalkostnader. Optimal løsning beholdes fordi beregninger av verdien av lagret vann skjer i et felles prisområde som har en felles markedsmessig tilknytning til omverdenen. Fysiske begrensninger i nettet kan imidlertid tilsi at denne optimale løsningen må fravikes ved bruk av spesialreguleringer. Disse reguleringene kompenseres økonomisk med referanse til kraftprisen i et nasjonalt prisområde. Den økonomiske verdien for aktørene i den optimale ressursallokeringen beholdes i stor grad.

Hvis Statnett derimot beslutter at det skal være flere interne prisområder i Norge, påvirkes samtidig beregningene av vannverdier. Verdien av regulerbar kraftproduksjon påvirkes på ulike måter i ulike deler av landet. Kraftnettets begrensninger inngår som fremtidig rammebetingelse for beregningen av verdien av vann i magasiner. Allokering av produksjon og forbruk som er resultatet fra et Hotelling-marked med ett prisområde, kombinert med spesialreguleringer, blir nå endret til en sammensatt ny løsning. Den nye løsningen kan fra tid til annen gi store prisforskjeller og dermed betydelige endringer i økonomiske konsekvenser for aktørene.

Økonomi som et styrende virkemiddel og rammebetingelser blir diskutert for tiden. Energiloven, vedtatt i 1990 og iverksatt i 1991, ble utformet i en tidsperiode hvor politikere hadde en sterk vilje til å endre grunnleggende forutsetninger for kraftmarkedet. Et viktig grunnlag for endringene ble utarbeidet av Senter for Anvendt Forskning (SAF) ved Norges Handelshøyskole (NHH) i Bergen. En rapport bestilt av Olje- og energidepartementet belyser det norske kraftmarkedet og forslag til endringer (SAF rapport 7 1989). Rapporten foreslår etablering av et spotmarked. Et spotmarked som skulle baseres på et marginalkostnadsmarked.

Fra rapporten siteres forslaget om et marginalkostnadsmarked:

En samfunnsøkonomisk effektiv løsning er da karakterisert ved at prisen er lik den kortsiktige grensekostnaden i produksjonen, og lik konsumentenes betalingsvilje for den marginale enheten. På kort sikt er markedsprisens viktigste funksjon å klarere markedet. Denne prissettingsregelen er et nødvendig vilkår for en samfunnsøkonomisk effektiv ressursallokering. Den ressursfordelingen en slik løsning gir, er samtidig Pareto-optimal.

Pareto-optimalitet er den allokeringen av ressurser som er samfunnsøkonomisk den mest effektive løsningen. I den forstand sier teorien at vi har oppnådd Pareto-optimalitet når man har kommet til et punkt der ressursene er allokert optimalt og enhver endring i allokeringen gir en dårligere løsning for noen. Men denne optimaliteten tilsier ikke nødvendigvis at den er 'rettferdig'. Pareto-effektivitet er navngitt etter vitenskapsmannen Vilfredo Pareto (1848-1923).

En Pareto-forbedring inntreffer hvis en endring i allokeringen av ressurser forbedrer situasjonen for noen/(en) og ingen får en dårligere løsning. Pareto-forbedringer øker den samfunnsøkonomiske velferd skritt for skritt inntil ingen ytterligere forbedring er mulig. Da er Pareto-likevekt oppnådd.

Anbefalingene om bruk av et marginalkostnadsmarked og et nasjonalt transmisjonsnett må anses som relevante og begrunnede forslag til nye rammebetingelser for kraftsystemet.

Rapporten fra 1989 inneholder imidlertid ingen analyse og vurdering av flaskehalser i kraftnettet eller valg av metode for i driftsfasen å sørge for at kraftflyt i nettet er innenfor tekniske kapasitetsgrenser. En metode er at systemoperatøren Statnett beslutter reguleringer av noen konkrete kraftverk, slik at nettet ikke blir overbelastet. De konkrete kraftverkene som blir berørt kompenseres økonomisk. En alternativ metode for å legge tilrette for kraftflyt innenfor nettets kapasiteter er bruk av interne prisområder i Norge. Da vil lave kraftpriser i et prisområde sørge for at mange kraftverk 'selvregulerer' til lavere produksjonsnivå og kraftflyten i nettet blir mindre.

Til tross for begrenset dybde i vurderinger av kraftsystemets virkemåte, var samfunnsøkonomiske miljøer sikre i sin rådgivning.

Råd fra samfunnsøkonomer påvirket politikere til å beslutte en detaljert forskrift om hvordan tariff for bruk av kraftnettet skulle utformes. Det ble introdusert at marginaltapskostnader i forskjellige nettpunkter skulle inngå som marginalkostnader i tillegg til selve kraftprisen (fastsatt i marginalkostnadsmarkedet for kraft). Det økonomiske fagmiljøet vurderte den gang at dette ville bli en god samfunnsøkonomisk løsning. Senere har ytterligere samfunnsøkonomiske ideer fremkommet, som for eksempel bruk av interne prisområder. Og, til og med forslag om nodepriser (kraftmarked og nett-tap klarert for hvert punkt i nettet). Jeg vil senere drøfte disse samfunnsøkonomiske ideene og påpeke at ideene i praktisk implementering endrer den opprinnelige Pareto-optimaliteten som er klarert for ett prisområde i ett fellesnett. Den opprinnelige Pareto-optimale ressursallokeringen blir endret til en dårligere faktisk allokering av ressurser på grunn av interne prisområder, nett-tariff og avgifter.

I det følgende vil jeg beskrive kraftsystemet og et spesielt forhold ved tariffen for bruk av nettet. Den delen av tariffen som kalles energileddet. Tariffledet har en historikk på over tredve år. Jeg har hele tiden uttrykt tvil om det kan være riktig å bruke marginaltapskostnader slik Statnett gjør i sin tariff.

Responser og villigheten til å diskutere energileddets rolle har vært liten. Årsaken til det er at energileddet er basert på en kjernet teori i økonomifaget. En økonomiske teori med utsagn som: *samfunnsøkonomisk optimal ressursbruk oppnås dersom prisen på et gode blir satt lik marginalkostnaden ved å frembringe godet for konsum*. Dette utsagnet er gyldig når relevante premisser er ivarettatt, men er relevante premisser gyldige for Statnetts anvendelse av teorien? Teorier fra økonomifaget må vurderes i forhold til premisser og konsekvenser ved bruk av disse teoriene i markedsdesign og i tariffingen av nettet. Bruken av marginaltapssatser i energileddet i Statnetts tariff er en nisje-problemstilling. Det blir også nødvendig å beskrive overordnede forhold og problemstillinger i kraftsystemet og kraftmarkedet, fordi disse problemstillingene har berøringspunkter med tariffingen av nettet. Rapporter og tekster blir undersøkt om det kan bekreftes at denne tariffingspraksisen er vel fundert og hensiktsmessig. Selv om det brukes et begrep som nisje-problemstilling, vil milliarder av kroner bli flyttet mellom nettets brukere på grunn av energileddet. Statnetts energiledd er hjemlet i detaljerte krav i kontrollforskriften for nettvirksomheter.

Konsekvenser ved tariff og metode med fem interne prisområder vil senere bli vurdert mer detaljert.

Markedstenkning i 1989

Tidligere stortingspresident C. J. Hambro: «*Jeg ser med gru på alle disse nyutdannede sosialøkonomene som skal kaste seg over et vergeløst samfunn*». Han var kritisk til planstyring i samfunnet i etterkrigstiden. Utsagnet kan også være relevant i forhold til teori og praksis i forutsetninger for kraftsystemet, selv om rådgiverne nå heter samfunnsøkonomer i stedet for sosialøkonomer.

En forskrift med detaljert beskrivelse av et energiledd er et eksempel på samfunnsøkonomers misbruk av økonomisk teori i en praktisk anvendelse. Hvilke analyser og hvilke råd kommuniserte samfunnsøkonomene på slutten av 1980-tallet?

SAF rapport 7 1989 foreslår etablering av to hovedtyper av markeder, et spotmarked og et kontraktmarked. I sluttnoteⁱⁱ er fem sitater fra rapporten med stikkord fastkraft og leveringssikkerhet.

Forfatterne avslører en manglende erkjennelse av at produktet fastkraft var knyttet til kraftsystemets leveringssikkerhet. Fastkraftvolumet som var tilgjengelig i markedet var avhengig av aktørers posisjoner og ansvar. Kontraktmarkedet hadde definisjoner av kontraktskvaliteter som vinter-, års- og sommerkraft. Ulike kvaliteter, men leveringsansvaret var kontraktsdefinert. Det var en tydelig sammenheng mellom kraftsystemets leveringssikkerhet og aktørenes ansvar. For å sikre høy leveringssikkerhet ble alle aktørers energigrunnlag kontrollert. Sum av egen kraftproduksjon og kjøp av kontraktskraft måtte dekke aktørens volumansvar ved salg av fastkraft.

Rapporten introduserer: «*en mulig etterspørselsorientert definisjon av fastkraft kan litt upresist være følgende: Med fastkraft skal vi forstå den kraftmengde (effekt/energi) av konsumentens samlede kraftetterspørsel som han ønsker å avta nærmest uansett pris.*»

Dette utsagnet er ikke litt upresist. Det er veldig upresist, fordi en definert kvalitet for produksjon og levering av kraft, ikke uten videre kan sammenlignes med forbrukerens forventning til leveringssikkerhet. Forventningen til forbrukere er ofte utover realiteten i definisjonen av fastkraft. Sannsynligheten for ikke-levering, som er hendelser og situasjoner utover kraftsystemets leveringsevne av fastkraft, innebærer en realitet med rasjonering av kraft.

Sitatet i sluttnote hvor det hevdes at - *Usikkerheten fører til at elektrisk kraft ikke kan ses som et homogent produkt* - bør absolutt ettergå nærmere. Hva er et homogent produkt og hva er kraft med en definert leveringssikkerhet? Det finnes mange referanser på at strøm er et homogent produkt. Ovenstående er en sammenblanding av selve produktet og langsiktig leveringskvalitet for et volum av produktet levert i en tidsperiode. Time for time vil opplevelsen og nytten av produktet 1 kWh være likeartet uavhengig om det er kjøpt fra leverandør x eller leverandør y. Leveringssikkerheten i et lengre tidsperspektiv er en sammensatt realitet som ikke kan knyttes til leverandør x eller y. Det er kraftsystemets produksjonssikkerhet og overføringsnettenes driftskvalitet som sammen gir et nivå for leveringssikkerheten. Det er umulig å etablere en direkte sammenheng mellom den enkelte produsents kostnader og henholdsvis høy eller lav sikkerhet for levering fra kraftsystemet til de enkelte kunder. De forskjellige produsentene kan selvsagt ha forskjellige kvaliteter og tilhørende ulike kostnadsnivå. Men dette inngår som deler av kraftsystemets helhet. Det er kraftsystemets samlede kvalitet som gir en felles leveringssikkerhet fra systemet. Sitatet om at verdien for konsumentene vil være høyere for kraft med høy leveringssikkerhet er i og for seg en rimelig antakelse. Fastkraftsystemet på 1980-tallet kunne definere en spesiell leveringskvalitet for et volum levert i en avtalt tidsperiode. Vinterkraft var en slik leveringskvalitet med definert effekt og energi levert i en avtalt tidsperiode. Det kunne kalles et sammensatt produkt bestående av et volum av det homogene produktet kWh levert i vinterperioden. Dette sammensatte produktet vinterkraft, kunne betegnes som et *homogent sammensatt produkt* fordi det var standardisert. Det kunne leveres av både produsent x og y. Det kunne etableres markedsmessig konkurranse mellom ulike aktører som tilbød en standardisert kontrakt om levering av vinterkraft. Men leveransen av dette sammensatte produktet var avhengig av kraftsystemets leveringssikkerhet.

Forfatterne påstår at - *graden av leveringssikkerhet for elektrisitet til de ulike bruksformål kan bestemmes i markedet og kan tilordnes en pris på samme måte som f.eks. for energi, ved at konsumentenes preferanser og betalingsvilje for leveringssikkerhet avstemmes mot kostnadene ved å fremskaffe den*. Dette er ytterst tvilsomt. En ide som mangler grunnleggende forutsetninger i forhold til et vannkraftsystem med en samlet leveringssikkerhet og et kraftnett som er et kollektivt fellesgode. Men hvis vi prøver å forstå utsagnet, kan vi forsøksvis anta at forfatterne ser for seg et sammensatt produkt med levering i en tidsperiode. En enkelt produsent kan da tilby en helt unik ordning med volum og vilkår. Problemet blir at dette produktet like fullt er avhengig av kraftsystemets leveringskvalitet. Videre at et slikt leverandørspesifikt produkt er vanskelig å sammenligne med tilbud fra andre. Produktet er lite hensiktsmessig for prissetting i et marked uten kontrollmekanisme for leveringssikkerheten til samlet system.

Det følgende sitatet er diskutabelt: *«Leveringssikkerhet inngår som et selvstendig argument i konsumentenes behovsvurdering og det er følgelig en betalingsvillighet for den. Det er denne betalingsvilligheten som skal settes opp mot produksjonssystemets kostnad (på marginen) med å fremskaffe leveringssikkerhet, og i siste instans virke dimensjonerende for produksjonssystemets*

fastkraftevene. Fastkraft blir nå ikke lenger et absolutt begrep i betydningen "kraft med full leveringssikkerhet", men snarere kraft tilordnet gitte nivåer av leveringssikkerhet.»

I dette sitatet synliggjøres en enorm tro på at markedet kan løse alle mulige utfordringer. Vi kan konstatere at hverken lovgivning eller praktiserte markedsløsninger i de siste tretti årene er i nærheten av å forfølge rapportens idé om ulike grader av leveringssikkerhet. Spesielt krevende er det å se for seg hvordan denne beskrivelsen av et nyansert fastkraftbegrep skulle kunne realiseres i en markedsstruktur med spot- og futuresmarked. Selv om forfatterne eventuelt så for seg et bilateralt kontraktmarked som supplerte de standardiserte markedene (spot- og futuresmarkedet), ville det bli vanskelig å skille mellom den generelle leveringssikkerheten og spesielle utfordringer for enkeltaktører.

Rapportens forfattere har stor tillit til markedsaktørenes kreativitet og vilje til å søke etter omsetningssordninger, som for eksempel inkluderer ulike kvaliteter på leveringssikkerhet. Dersom 1990-tallet hadde gitt flere år med påfølgende tilsigsutfordringer og tilhørende høye kraftprisnivåer, kan det tenkes at aktørene hadde realisert avtaler med nyanserte priser og volum avhengig av prisnivået i spotmarkedet. Nå viste det seg imidlertid at 1990-tallet ble mer preget av påfølgende gode tilsigsår, med tilhørende lave kraftpriser. Dermed konstateres at det for kraftprodusentene ble mer fokus på å 'vinne' en bilateral kontrakt med akseptabel pris, enn å forsøke å nyansere pris og volumlevering avhengig av situasjonen i spotmarkedet og kraftsystemets generelle leveringssikkerhet.

Vi fortsetter i sluttnoteⁱⁱⁱ med rapportens omtale av lite elastisk etterspørsel og en besynderlig beskrivelse av den aggregerte etterspørselskurve.

Rapportens forslag til endringer i kraftmarkedet er i sluttnote^{iv} med sitat som beskriver marginalkostnadsmarked, spotmarked, langsiktig grensekostnad, futuresmarked og betraktninger relatert behov for reservekapasitet.

I et sitat konstateres at man i Norge allerede har godt grunnlag for et spotmarked ved å videreutvikle det kortsiktige Samkjøringsmarkedet/tilfeldig-kraft-markedet (KTK-markedet).

Videre omtales langsiktig grensekostnad og at man får et investeringssignal for ny kapasitet når markedsprisen er høyere enn denne. Rapporten har ingen vurdering av hvordan man skal kunne observere den relevante langsiktige markedsprisen som skal anvendes i en slik sammenligning. Tidshorisonten for futuresmarkedet tilsier likviditet og prissignaler noen få år fremover og gir en usikker langsiktig markedspris. Rapporten sier at i langsiktig likevekt vil langtids og korttids grensekostnad være sammenfallende. Denne påstanden er en teoretisk forenkling i et vannkraftdominert markedsområde med operative vannverdier og varierende ressurstilgang.

Det er dessuten et tvilsomt utsagn når de fremhever at et futuresmarked skal organisere *fastkraftomsetningen*. Den tidligere ordningen hadde en volumramme for kraft som med en definert sannsynlighet kunne leveres fra kraftsystemet i Norge. Futuresmarkedet har ingen mekanisme for å avgrense det samlede volum innenfor en definert leveringssikkerhet. Følgelig hadde det vært riktignere å hevde at futuresmarkedet skal organisere markedet for fastpriskontrakter i stedet for fastkraftomsetningen. De tankene som presenteres i forbindelse med reservekapasitet har ikke blitt virkelighet. Jeg er ikke kjent med noen bilaterale avtaler mellom aktører om utveksling av

reservekapasitet. Alle aktører har derimot tilpasset sine disposisjoner innenfor et system med et felles systemrisikonivå i samsvar med den samlede leveringssikkerheten i kraftsystemet.

Stoppested 2: *Analysene og argumentasjonen som i 1990 la grunnlaget for fundamentale endringer i norsk kraftpolitikk manglet en erkjennelse av samfunnets sårbarhet ved et rendyrket værbasert kraftproduksjonssystem. En konsekvens av denne sårbarheten er egentlig et valg om å dimensjonere et overutbygget produksjonssystem, eller alternativt investere i reservekraftverk. Eller atter alternativt, stole på utenlandske kraft, som kan importeres ved svikt i norsk vannkraft. Analysene og anbefalingene ble i stedet basert på overdrevet tillit til at en ny markedsorganisering i seg selv ville være løsningen for alle utfordringer.*

Signalet

På slutten av 1990-tallet i et bransjemøte hevdet politisk ledelse fra relevant departement at det var viktig å bruke marginaltap i nett-tariffen. Samfunnsøkonomers rådgivning var blitt konkret politisk detaljstyring. Påstanden var at norske kraftverk må få signaler om endringer i kostnader for tap i nettet. Når tap i kraftnettet stiger på grunn av en høyere produksjon i et kraftverk, skal kraftverket få en økt tariffkostnad. Hensikten skal være at ved økt produksjon skal det tas hensyn til endringer av tapene i nettet. Kraftprisen og marginaltapsprosenten skal multipliseres med hele kraftverkets produksjon og belastes kraftverket som en kostnad. Dersom det er forbrukere av kraft i samme tilknytningspunkt, skal disse motiveres til å øke sitt forbruk slik at tapene i nettet reduseres. Derfor kalkuleres et negativt energiledd basert på prisen for kraft og marginaltapsprosenten. Dette leddet multipliseres med 100 % av forbruket og 'utbetales' til forbrukere. I andre tilkoblingspunkter kan beregnede tapsprosenter ha motsatte fortegn, slik at i de tilfellene er det forbrukere som får en kostnad og kraftverket blir belønnet med en inntekt fra energileddet. Samfunnsøkonomer i departement, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Statnett og ikke minst en rekke forskere og konsulenter mener at denne metoden gir viktige signaler som sørger for at 'alle' samvirker i å oppnå minst mulig økonomiske tap i det elektriske kraftnettet, og da blir kraftsystemet totalt sett optimalisert, mener de. Jeg er uenig i dette.

Både produsenter og brukere av kraft bør til enhver tid forholde seg til kraftprisen som det viktigste signalet. Dersom kraftpris påplusses eller reduseres med marginaltapskostnader estimert for kraftnettets del, må det kreves god kvalitet i beregning av slike marginalkostnader. Hvis ikke, summeres en de facto markedsklarert marginalpris for kraft med en unøyaktig/usikker beregnet marginalkostnad for nettet. Konsekvensen av dette kan få virkninger som ikke fremmer samfunnsøkonomisk optimalisering av hele kraftsystemet. Eller i mange tilfeller, marginalkostnadselementet i Statnetts tariffing blir et forstyrrende element og blir neglisjert i aktørenes tilpasning av produksjon og forbruk. Det blir en situasjon som kan kjennetegnes med at det faktiske resultatet i liten grad påvirker systemet.

Omtrent samtidig som Olje- og energidepartementet (OED) ytret seg detaljert og konkret om viktigheten av marginaltapssignal i tariff for transmisjonsnettet, kunne man lese om en arbeidsgruppe organisert av Energy Modelling Forum ved Stanford University. Gruppen drøftet restrukturering og konkurranse i elektrisitetsmarkedet. Det førte til en liste over prinsipper som de

mente bør følges når man designer prisene for overføring av strøm. Prisene skal fremme effektiv daglig drift av engros-kraftmarkedet, signalisere lokaliseringsfordeler for investeringer i produksjon og etterspørsel, samt signalisere behovet for investeringer i overføringssystemet.

Dette er ideer som i stor grad stemmer med Statnetts policy for tariffing i de siste tiårene. Sett fra mitt ståsted gir listen ikke en velbegrunnet strategi for utforming av transmisjonstariffer. Det kan mer karakterisere som en ønskeliste over hva som skal oppnås, kun sett med perspektiv transmisjonsnett, for deretter å konstatere at dette skal oppnås med en enkel og transparent tariff som er politisk gjennomførbar. Egentlig, og reelt vurdert en umulighet. Det er tilnærmet umulig at man med en tariff for kraftnettet skal fremme daglig operativ drift og samtidig gi relevante signaler om hvor investeringer bør gjøres i såvel ny produksjon, som forbruk og dessuten i selve kraftnettet. Dette er ønsketenkning.

I 2004 holdt jeg et innlegg på kraftbransjens vinterkonferanse arrangert av forgjengeren til Fornybar Norge (Energibedriftenes Landsforening (EBL)). Energileddet i Statnetts tariff var tema.

Mine argumenter i innlegget var at signalene som skal føre til en løpende optimalisert bruk av nettet drukner i kraftprisendringer og avgifter. Videre, dersom en vannkraftprodusent med magasinert vann velger å halvere sin produksjon, så endres de faktiske marginaltapene i nettet. Tariffen består likevel på feil nivå. I alle fall en ukes tid. Et elvekraftverk som mater inn i et nettpunkt med negativt beregnet marginaltap, får penger for å øke produksjonen. Da får vi for metoden og signalets skyld håpe det begynner å renne mer vann i elven. Videre, et vindkraftverk med positivt beregnet marginaltap vil ikke redusere produksjonen på grunn av et energiledd, men det kan jo hende at vinden løyer i takt med energileddets signal.

Stoppested 3: Statnetts bruk av marginaltap i energileddet i tariffen for netttjenester gir en illusjon av samfunnsmessig optimalisering av kraftsystemet. Energileddet bør medføre en reduksjon av tap i nettet, men selv det er i virkeligheten av begrenset, nærmest marginal betydning.

Begrepet

La oss vurdere begrepet marginaltap. Beregninger av marginaltap vil vise at innmating av kraft og forbruk i det samme nettpunktet har motsatt fortegn. Men marginaltapets absoluttverdi for henholdsvis innmating og uttak er forskjellig. Slike beregninger er kompliserte. Det etterstrebes å estimere hvordan en marginal endring i ett nettpunkt gir kraftflytendringer i det nordiske nettet forøvrig. Økt innmating eller økt uttak i ett nettpunkt gir to forskjellige kraftflytsituasjoner. Responsen i det øvrige nettet er avhengig av fordeling av reguleringsressurser og om det øvrige kraftsystemet skal kompensere med opp- eller nedreguleringer.

I praktisk tariffing gjør Statnett to forenklinger. En første ordens forenkling i forbindelse med innmating og uttak. Statnett finner gjennomsnittet av beregningsresultatene for henholdsvis innmating og uttak, slik at det blir en felles marginaltapsprosent i ethvert nettpunkt (samme absoluttverdi, men med motsatt fortegn for innmating og uttak). Dette forholdet ble regulert i kontrollforskriftens § 14-1. Tilsvarende detaljert regulering av en metode for å lage en feilberegning

og tilsløring av virkeligheten består i dagens gjeldende forskrift: *«Tapsprosenten for henholdsvis uttak og innmating skal ha samme absoluttverdi, men med motsatt fortegn.»*

En riktig beregning av marginaltap må baseres på faktisk kraftflyt. Vesentlige variasjoner i kraftverks innmating av kraft fører til store variasjoner i marginaltap. Statnetts tariff baseres på en andre ordens forenkling av virkeligheten. Prognose for lastflyt holdes fast i en hel uke, dog med ulike prognoser for dag, natt og helgen. Prognosen brukes i beregninger av ukens satser for marginaltap. Disse beregnede satsene brukes i tariffen for nettet selv om faktisk kraftflyt gjennom uken ofte er sterkt avvikende.

Beregningen av marginaltapet er unøyaktig og lite egnet som grunnlag til å 'dele ut' penger. En beregnet negativ verdi for marginaltap burde ikke medføre en inntekt for en bruker. Nåværende situasjon innebærer betydelige økonomiske verdier som omfordes mellom nettbrukere, begrunnet i forskriftsmessig detaljregulering av en metode for omtrentlig beregning av virkeligheten.

I 2007 publiserte NVE *«Et kraftmarked blir til - Et tilbakeblikk på den norske kraftmarkedsreformen»* med bidrag fra aktuelle deltakere i prosessen.

NVE:

«... i rapporten fra arbeidsutvalget som Samkjøringen satte ned, og som kom med sin innstilling i juni 1990, det såkalte Lauen-utvalget. ...

Utvalget foreslo også en konkret tariffutforming med tilknytningsavgift for produksjon. Effektagift basert på abonnerte rettigheter på uttak og innmating og en fast energiavgift for både innmating og uttak. Ut fra det som ble framført av SAF et år tidligere, er vel det mest iøynefallende ved dette forslaget fraværet av et eksplisitt ledd som skal reflektere marginale tap i tilknytningspunktene.»

NVE hevder at det mest iøynefallende ved rapporten fra Lauen-utvalget er fraværet av et eksplisitt ledd som skal reflektere marginale tap i tilknytningspunktene. Jeg var medlem i Lauen-utvalget. Det var ikke vesentlige diskusjoner om bruk av marginaltapsprosent i tarifferingen. Marginaltap hadde liten betydning i forhold til behovet for enighet om fundamentale endringer av tidligere tariffmetode. Viktige endringer for å legge til rette for et nytt marked for kraft. NVE refererer til SAF med Einar Hope som en sentral person. Dette miljøet med utspring fra NHH i Bergen hadde på slutten av 1980-tallet levert en rekke oppdragsrapporter til departementet. I rapportene sådde de inn viktigheten av marginale tapskostnader knyttet til tariffering. Jeg oppfatter det slik at Lauen-utvalget hadde fokus på at transmisjonsnettet var et fellesgode og at tarifferingen først og fremst måtte endres for å ivareta behovet for å tilrettelegge for markedsmessig handel med kraft. Tariffen forøvrig måtte bidra til inndekking av kostnadene på en transparent og rasjonell måte. Det ble ikke vurdert som hensiktsmessig i tillegg å forsøke å finne en tariffmetode som også skulle optimalisere kraftsystemet og endog gi relevante investeringssignaler.

NVE valgte å justere det mest iøynefallende og i mars 1992 kom retningslinjer for beregning av overføringstariffer (med marginaltap).

Energileddet

I 2012 presenterte NVE svaret på to spørsmål:

Hvorfor energiledd?

Hvilke mål ved fastsettelse av energiledd?

Hvorfor, besvares med «et grunnleggende prinsipp for optimal ressursanvendelse er at den marginale kostnaden ved å frembringe et gode, skal være lik kjøpers betalingsvilje for godet. I et overføringsnett uten kapasitetsbegrensninger vil den eneste kostnaden brukeren påfører nettet ved å ta ut en ekstra kWh, være endringen i nettapet.»

Hvilke mål, besvares med «gi insentiver om optimal bruk av nettet på kort sikt og presise priser gir effektiv utnyttelse», - og videre - «ønskes at energileddet skal reflektere den samlede systembelastningen» - og ikke nok med det - «energileddet skal gi relevante lokaliserings- og investerings signaler» - og til slutt - «reflektere geografiske forskjeller».

Målsettingene sitert ovenfor stemmer i stor grad med ønskelisten som ble presentert av arbeidsgruppen ved Stanford University (omtalt tidligere). Kort sagt, et mål om at alle løpende driftsoptimaliserende utfordringer, samt alle investeringsavveininger, i såvel ny produksjon som nytt forbruk, skal løses/veiledes ved Statnetts energiledd. Ønsketenkning i 2. potens.

NVE besvarer spørsmålet om hvorfor man skal anvende et energiledd med: «et grunnleggende prinsipp for optimal ressursanvendelse er at den marginale kostnaden ved å frembringe et gode, skal være lik kjøpers betalingsvilje for godet.»

Dette er feil, fordi det finnes ingen som har en konkret betalingsvilje for «godet» en 'kWh overføring', som et "gode" i seg selv. En produsent, som eventuelt har mulighet til å endre produksjonsvolum, vil i virkelighetens verden vurdere markedsverdien av å selge "godet" - kraft innmatet i nettet. Denne vurderingen tilsier for vannkraft med reguleringsmulighet en løpende vurdering av egen vannverdi sammenholdt med markedsverdien for kraft innmatet til nettet. Jeg vil senere drøfte nærmere forholdet mellom vannverdiberegning og premisser for nettdrift og tap i nettet. Det å betrakte vannverdi som en definert marginalkostnad som kan justeres med marginalkostnad for tap i nettet, er en grunnleggende misforståelse. Derneft, mange produsenter med liten eller ingen fri reguleringsmulighet - de selger samme hva og tar den prisen de får. Uavhengig av energileddets prissignal. Den klart største andelen av forbrukere bruker det de har behov for uavhengig av løpende prisklarering i markedet, og uten å skjele til et energiledd. Noen forbrukere vil imidlertid justere sitt forbruk avhengig av kraftprisnivået, men i liten grad endre forbruket avhengig av en marginal tapskostnad.

Økonomisk teori blir praktisert feil og rettferdiggjort med et edelt mål: «gi insentiver om optimal bruk av nettet på kort sikt og presise priser gir effektiv utnyttelse». Slik teoribasert optimalisering blir etter min vurdering feil i den praktiske implementeringen.

Feil - fordi man beregner en marginaltapsprosent basert på prognose for produksjon og forbruk. Denne beregnede verdien blir anvendt for hele produksjons- eller forbruksvolumet, uten justering for eventuelle store avvik mellom virkeligheten og prognosen. Se sluttnote^v med referanse til

vurderinger av bruk av marginalkostnader i forbindelse med tariff for vannverk og forbrukeres uttak av vann. I sluttnoten konkluderes at slik tariff vil være spesielt uegnet for store volumkunder. Fordi det kan flytte prisen, som disse kundene konfronteres med, langt bort fra den reelle marginalkostnaden for økt levering av vann.

Oppfyllelsen av NVEs mål om at *presise priser gir effektiv utnyttelse* vil som oftest svikte, fordi det kun unntaksvis er presise prognoser av virkelighetens marginaltap.

Målet om at «*energileddet skal reflektere den samlede systembelastningen*» er en god målsetting, gitt at man er nøktern i implementeringen. En beregning av gjennomsnittlig tapsnivå i nettet kan anvendes som et energiledd time for time. Beregnet ved tapsprosenten multiplisert med kraftmarkedets timepris. Gjennomsnittlig tapsnivå og ikke marginaltapsnivå. Samt ingen utbetalinger fra nettet til kunder som er 'heldig' posisjonert i nettet.

Målene formulert om at «*energileddet skal gi relevante lokaliserings- og investeringssignaler*» og om å «*reflektere geografiske forskjeller*» er drøftet i sluttnote^{vi}.

Stoppested 4: Nåværende Reguleringsmyndigheten for energi (RME) vurderer at et signal om marginaltap i nettet er viktig, selv om beregningen av nettets tap kan diskuteres. NVE valgte, og RME velger, å neglisjere betydningen av at Statnetts energiledd er basert på prognose for kraftflyt. Den beregnede prognosekostnaden for en ekstra kWh blir opprettholdt selv om en stor volumkunde endrer den virkelige kraftflyten. Subsidierting av kunder med negative marginaltapsledd vil i hovedsak være en unødig økonomisk belønning. De fleste elkunder agerer ikke aktivt for å redusere tap i nettet, men noen belønnes for å være tilkoblet på rett sted til rett tid.

Kraftsystemet og marginaltapsprosenten

På 1980 tallet var Oslo Lysverkers driftsentral lokalisert i Samkjøringsbygget på Smestad i Oslo. I den ene enden av Samkjøringsbygget var landssentralen til Samkjøringen av kraftverkene i Norge, og i den andre enden av bygget var Oslo Lysverkers sentral. Statskraftverkene (forløperen til Statkraft og Statnett) hadde sin sentral midt i bygget. I dette miljøet ble det utviklet tanker og konsepter for å anvende Samkjøringsmodellen tilkoblet en nettmodell. Slik at simuleringer av forventet utvikling i det norske vannkraftsystemet kunne analyseres i sammenheng med tilgjengelig nettkapasitet og planlagt drift av nettet. En slik tilnærming ga økt innsikt for vurderingen av driftsmessige utfordringer, og representanter fra dette miljøet kunne gi svar, når et departement begynte å etterspørre "*marginaltapsprosenten*".

Men, hvordan beregne marginaltapsprosenten i kraftsystemet? Virkeligheten er jo slik at alt samkjøres og kraftverkene har automatisk regulering av egen produksjon ved endringer i systemets frekvens. En marginal endring i ett punkt i nettet medfører i prinsippet at alle kraftverk deltar i en felles regulering med hver sin lille økning eller reduksjon av egen kraftproduksjon. Dette fører til en marginal endring av kraftflyten i alle linjer i systemet, og dermed en marginal endring av de samlede tapene i hele systemet. Alle store kraftverk har frekvensregulering med varierende muligheter til å bidra til å kompensere en påført endring i et nettpunkt. Modellen til Statnett bruker registrerte data for hvilke aggregater som er innkoblet og gjeldende statikk (frekvensreguleringsevne) for hver av de

innkoblede aggregatene. Når de summerer alle beregningsmessige bidrag fra den automatiske reguleringen, vil de finne et avvik mellom påført endring og sum av beregnet regulering. Dette avviket kan ha årsak i mange forhold, som usikkerhet i data og usikkerhet i metode. Avvikets størrelse vil variere fra beregning til beregning. Så, hvordan gjennomføre en justering av reguleringsberegningen, slik at avviket blir null? Da valgte man på 1990-tallet et 'svingaggregat' som sørget for den siste innjusteringen av beregningsavvik. I den nordiske beregningsmetoden kunne dette 'svingaggregatet' for eksempel være et svensk atomkraftverk, som var ansvarlig for den siste innjustering av avvik. Justeringen av den siste elektronen inn eller ut av nettet. Valg av lokaliseringen til et 'svingaggregat' påvirket beregningene.

Hva Statnett faktisk gjør av valg nå, i indre loop, er det ytterst få som har forutsetninger til å mene noe om. Fra 1990-tallet frem til 2020-tallet har det skjedd vesentlige endringer og forbedringer i programvare og datagrunnlag, men kjernen består. En beregning av endringen i samlede tap i et felles masket nett (en endring i systemet på grunn av en marginal endring i ett nettpunkt). Det er viktig å vite at det er det nordiske nettet som brukes i slike analyser. Det er ikke enkelt å modell-beskrive det nordiske kraftsystemets dynamiske egenskaper. Det er få personer og små fagmiljøer som forstår sammenhenger mellom datainput, beregningskvaliteter og tolkning av resultater. Beregningsresultater som er basis for konkrete tallfestede marginaltapsprosjenter. Det er på den annen side mange mennesker og store fagmiljøer som begjærlig anvender konkrete tallfestede marginaltapsprosjenter i forenklete samfunnsøkonomiske ideer. Vurdering og forståelse av beregningsmetode er viktig, men det er enda viktigere å forstå konsekvensen av forskjellen mellom faktisk kraftflyt og prognose.

Stoppested 5: *Enhver faktisk kraftflyt i driftsfasen som avviker fra Statnetts prognose, gir et endret nivå på samlede tap i nettet. Endringer av tapene som innebærer nye marginaltapsprosjenter i alle nettpunkt. Altså faktiske tapsprosjenter i driftsfasen som avviker fra Statnetts prognoseberegnete tapsprosjenter.*

Beregningen

Det var i 2012 at NVE omtalte det edle målet om optimal bruk av nettet og at presise priser gir effektiv utnyttelse. Fjorten år tidligere ble publisert en rapport datert 16. mars 1998 (NVE-rapport) : «Punktbaserte marginale tap»

Rapporten forteller at for norske vannkraftprodusenter har marginaltapet i praksis en begrenset direkte verdi som styringssignal for kortsiktig tilpasning. I sluttnote^{vii} er utvalgte sitater fra denne rapporten. Blant annet uttales at man får riktige beregninger av *punkt-til-punkt marginaler* ved at kjernekraft og all vannkraft skal ansees som likeverdige, selv om reguleringskostnadene er ulike. Ved å gjøre dette får man riktige punkt-til-punkt marginaler. Forfatterne sier at årsaken til at alle reguleringsobjekter skal ansees som likeverdige finnes i måten Statnett beregner punktmarginalene på og er av *beregningsteknisk karakter*.

Beskrivelsen av metoden og bruken av ordet 'riktige' i forhold til beregnede 'punkt-til-punkt marginaler' kan diskuteres. Hvordan begrunnes ordet 'riktige' når begrepet 'beregningsteknisk karakter' egentlig henviser til en forenkling av virkeligheten. Metoden baseres på at alle kraftverk

har likeverdig evne til å reagere på et signal om marginaltap i nettet, og at alle forbrukere har samme evne til å forbruke mer eller mindre. Et elvekraftverk med veldig liten evne til å regulere får beregnet punktmarginaler på samme måte som et vannkraftverk med betydelig reguleringsevne. Problemet med Statnetts energiledd er ikke likeverdighet i forhold til ulike reguleringskostnader. Problemet er likeverdighet i forhold til ulik reguleringsevne.

I en beskrivelse av hvordan marginaltapsprosenten beregnes, skriver EC Group følgende i 2015 i rapporten *Energiledd i distribusjonsnett*:

« I sentralnettet og regionalnettet fastsettes energileddet som produktet av en marginaltapssats (beregnet på forhånd) og den aktuelle områdeprisen (time for time). Statnett fastsetter nye marginaltapssatser for sentralnettet med utgangspunkt i ukentlige beregninger av marginaltap for hver node i sentralnettet (ca 200 punkter). Det beregnes separate marginaltapssatser for dag og natt/helg. ...

Derneft foretas korreksjoner slik at resultatene blir satser som er symmetriske omkring null og mindre eller lik 15 prosent (i absoluttverdi). ...

Etterkontroller viser at den benyttede lastprognosen i stor grad samsvarer med den gjennomsnittlige lasten i tidsperiodene. Det er imidlertid grunn til å merke seg at selv om satsen er basert på korrekt gjennomsnitt for alle dagtimene i en uke, vil den virkelige lastflyten i de 80 timene (5 dager á 16 timer) som utgjør 'dagtid' kunne variere betydelig. I så fall vil de marginale tapene reelt sett variere enda mer, i og med tap er en kvadratisk funksjon. ...«

Statnetts beregning av energileddet baseres altså på en prognose for ukens lastflyt i nettet, og i etteranalyser konstateres at den benyttede lastprognosen i stor grad samsvarer med den gjennomsnittlige lasten i tidsperioden. Den virkelige lastflyten i tidsperioden vil imidlertid kunne variere betydelig, og de marginale tapene kan reelt sett variere enda mer!

Vi får servert som et resultat en ikke reell marginaltapsprosent. Resultatet er i stedet et paradoks. En gjennomsnittlig marginaltapsprosent som er basert på prognoser. Jeg kaller en gjennomsnittlig marginaltapsprosent (beregnet på basis av gjennomsnittlig lastflyt) et paradoks, fordi i henhold til økonomisk teori er det den faktiske marginalkostnaden i en faktisk situasjon i tidspunkt og forutsetninger, som gir grunnlag for en økonomisk begrunnet konklusjon. Gjennomsnittlig marginalkostnad gir feil grunnlag for beslutningsstøtte når forutsetningene er avvikende. Estimatet for marginaltap er altså gyldig kun på de tidspunktene hvor faktisk kraftflyt samsvarer med prognosen for gjennomsnittet. Avslutningsvis konstaterer EC Group at det er en alminnelig oppfatning at vannkraftprodusenter med magasin benytter forventninger til energileddet i sin produksjonsplanlegging. Dette er kun en dokumentasjon på at man eventuelt tar hensyn til en rammebetingelse, og ikke støtte for at rammebetingelsen er fornuftig.

EC Group hevder også at industrikunder tar hensyn til energileddet ved å øke forbruket i ett punkt og redusere i ett annet, når satsene tilsier det. Det er et diskutabelt utsagn. Slik hårfin løpende optimalisering av kraftintensiv industri eller annen industri må være sjelden. Etter min erfaring er det heller overraskende hvor lite forbruksjusteringer det er i kraftintensiv industri når kraftprisene svinger med større utslag enn energileddet (se sluttnote^{viii}).

Statnett har blitt påvirket de siste tyve årene til noen justeringer av energileddet, som for eksempel å forlate systemprisen som felles energipris i beregningen av energileddet. Tidligere tilsa metoden at hvis en produsent hadde produksjon i et område med lav områdepris og høy marginaltapsprosent, så fikk produsenten inntekten basert på den lave områdeprisen og deretter belastet med en kostnad i energileddet basert på den høye systemprisen. En strømforbruker i samme nettområde kunne oppleve å få kjøpe strøm til en lav områdepris, for deretter å få en ytterligere økonomisk fordel beregnet ved en høy systempris multiplisert med tapsprosenten. En absurd situasjon, hvor en lav områdepris blir ytterligere redusert med en økonomisk subsidiering fra nettets side, fordi man mener dette fremmer optimaliseringen av kraftsystemet. Argumentasjonen var så åpenbar at Statnett fant det nødvendig å endre metoden. Dette skjedde i 2015 etter vedvarende klager gjennom mange år.

Så, hva er min viktigste innvending mot Statnetts praksis nå, etter korrigeringen av prisreferansen?

Stoppested 6: *Det sentrale ankepunktet mot energileddet er at kraftnettet faktisk 'deler ut penger'. I den tro at subsidiering av ethvert forbruk eller produksjon, som tilfeldigvis er gunstig eller heldig plassert i nettet, fremmer optimaliseringen av kraftsystemet. Samt at 'utbetaling av penger' baseres på en prognose som ofte har store avvik fra virkeligheten.*

Rådgiveren

Samfunnsøkonomen Einar Hope var en sentral rådgiver for departement og politisk ledelse da de alle begynte å etterspørre: hva er marginaltapsprosenten? Representanter fra miljøet på Smestad kunne gi et svar, gitt en definert kraftflyt.

Samfunnsøkonomer i forrige århundre kritiserte, i urimelig grad, kraftbransjen og tidligere rammebetingelser. Utviklingen på 1980-tallet og 'debatten' i samfunnet tilsa i 1990 at det var politisk modent å endre lovgivning og rammebetingelser for kraftsystemet. Mitt poeng er at samfunnsøkonomene i for stor grad fremhevet teorier og metoder som i praktisk anvendelse krever så vesentlige forenklinger at nytten svikter. Tidligere rammebetingelser var basert på en kontroll av sårbarheten til et produksjonssystem med kun vannkraft. Produktet fastkraft var kombinert med en systematisk kontroll av aktørene. En kontroll av at selgere av fastkraft hadde en sikkerhet for levering av produktet. Kontrollen brukte en felles standardisert metode med energigrunnlagsberegninger. Produktet fastkraft passet ikke inn i de teoriene og metodene som samfunnsøkonomene var fascinert av. En fremtredende fascinasjon var teorien for et marked hvor tilbudssiden baseres på marginalkostnader og etterspørselen bruker marginalnytte. Jeg er enig i endringen i rammebetingelser med bruk av spotmarked og internasjonal kraftutveksling. Interne prisområder kombinert med Statnetts energiledd er imidlertid eksempel på bruk av teorier og metoder som blir feil. Det blir feil fordi man neglisjerer at forutsetninger for teoriene ikke stemmer med virkeligheten og dernest feil fordi praktisk anvendelse bygger på vesentlige forenklinger.

For å illustrere kan jeg gi mine kommentarer til Einar Hopes analyse per 2012. Hope, på oppdrag fra Energi Norge (Fornybar Norge), skriver i en teoretisk vurdering av elsertifikater og konsekvensen for innmatingstarriffen spesielt og tariffing av nett generelt, følgende:

« I figur 4 er igjen vist tilpasningen for et uregulert nettforetak som nå er i stand til å drive perfekt prisdiskriminering mellom de tilknyttede kundene. Kurven GRK angir grensekostnaden i produksjonen av netttjenester innenfor en gitt kapasitet (kort sikt) og E er etterspørselskurven. »

En etterspørselskurve for netttjenester er et ytterst teoretisk begrep. Det finnes ingen som løpende vurderer en egen betalingsvilje for 'godet' en 'kWh overføring'. Kvantumtilpassere vurderer løpende betalingsvilligheten for 'godet' en 'kWh anvendt fra nettet/eller levert til nettet'. Til enhver tid er det kraftens nytte som vurderes i forhold til betalingsvillighet. Jeg vil senere drøfte nærmere de marginale tapskostnadene representert ved energileddet og hvilken betydning dette leddet har for ulike aktørers tilpasning og adferd i kraftsystemet. Det er umulig å finne en etterspørselskurve for 'godet' netttjenester. Det finnes en betalingsvillighet for å koble seg til nettet, men ikke en dynamisk egen betalingsvillighet for netttjenester.

Einar Hope vurderer eventuelle konsekvenser av fornybarsatsingen med bruk av elsertifikater.

« Lavere kraftpris gjennom fornybarsatsingen, sett isolert, leder til en positiv inntektseffekt. En del av denne inntektsøkningen på konsumentenes hånd kan anvendes til å øke deres kraftforbruk, avhengig av inntektselastisiteten, og dermed etterspørselen etter kraft. Dette er den såkalte "rebound" effekten, som også må trekkes inn i vurderingen av virkninger av endringer i kraftetterspørselen av en prisendring på kraft. Det er usikkert hvordan prisutviklingen på kraft vil bli som følge av fornybarsatsingen, da en rekke andre forhold vil også virke inn på prisdannelsen. Endring i kraftpris og inntektsvirkningen av denne bør imidlertid ikke legges til grunn ved en vurdering av tarifferingen i sentralnettet, og effektivitets- og fordelingsvirkninger av denne, sett isolert. »

Jeg er enig i at en prognose for endring av pris i kraftmarkedet, på grunn av elsertifikater, ikke skulle tillegges vekt ved vurdering av tarifferingen i sentralnettet. Men Hope burde ha vurdert Statnetts prisområder og tariffens energiledd i lys av større markedsendringer, som innføring av elsertifikater. En analyse av for eksempel prisområder med områdepris, som over tid ligger under systemprisen, på grunn av manglende kapasitet i nettet. En produsent i et slikt prisområde får da først en vesentlig redusert inntjening på grunn av definisjonen av prisområdet, dernest for eksempel en økning av kostnader på grunn av høyt beregnet marginaltap. Det er tvilsomt om dette er forholdsmessig, eller god implementering av økonomisk teori i samspill med elsertifikater.

Einar Hope gir også en eksotisk beskrivelse av grensekostnader og forslag til anvendt økonomisk teori i forhold til transmisjonsnettet - se sluttnote^{ix}.

Fornuften

På Tjuvholmen i Oslo står en statue av Olav Selvaag. Han hadde mange erfaringer om viktigheten i formuleringen av et budskap og han var god til å argumentere for sine synspunkter, og dermed oppnå gjennombrudd og aksept. Under selve statuen står det skrevet: «Hvis alt annet slår feil, prøv med sunn fornuft.»

Sunn fornuft anvendt i forhold til en problemstilling krever at problemet beskrives enkelt og robust. Dernest at den løsningen som fremtrer fra en forenklet og robust beskrivelse oppleves som hensiktsmessig og riktig. I en masteroppgaveⁱ fant jeg følgende:

«At marginaltapet kan være negativt, og at det er motsatt for produksjon og forbruk i samme node, er ikke alltid intuitivt første gang man hører det.

Det er egentlig ikke mer komplisert enn at hvis man reduserer strømmen som flyter på en ledning blir tapet mindre.

Vi starter med en stasjon med 10 % marginaltap og uten produksjon og forbruk. Balansen er altså 0 MW i noden. En produsent øker produksjon fra 0 til 100 MW i denne noden, da øker tapet med om lag 10 MW siden marginaltapet er 10 %. Hvis produsenten slutter å produsere, da vil tapet bli 10 MW lavere igjen.

Sett fra utenfor stasjonen, så vil det å redusere produksjonen tilbake til 0 MW og det å øke forbruket med 100 MW være det samme. 0 produksjon og 0 forbruk, gir samme balanse som 100 MW produksjon og forbruk.

Altså, hvis kraftverket produserer 100 MW, og en fabrikk begynner å bruke 100 MW, så vil denne fabrikken redusere tapet i systemet med 10 MW, og har derfor negativt marginaltap, den "hjelper" systemet. Slik er det i alle stasjoner i systemet. Når økt produksjon øker tapene, så må økt forbruk redusere tapene og vise versa.»

Dette sitatet er et eksempel på bruk av sunn fornuft, men deler av argumentasjonen er *tilsynelatende* sunn fornuft. Tilsynelatende, fordi det gis en beskrivelse som er enkel, men neppe robust, og dermed gir en løsning som ikke er hensiktsmessig og riktig. I beskrivelsen sidestilles dimensjonen til produsenten og fabrikken. Det fortelles at produksjonsøkning med 100 MW er like sannsynlig og vanlig som at fabrikken øker med 100 MW forbruk. Dette er ikke riktig, fordi det brukes et premiss om at volumendringer for et kraftverk og en fabrikk er likeartede, og at konsekvensene for tapet i nettet blir symmetriske, med motsatte fortegn. Fortellingen og beskrivelsen er ikke robust fordi den baseres på at et kraftverk er et kraftverk og en fabrikk er en fabrikk, og at kraftverk og fabrikk responderer likt på kraftpriser. Kraftverk kan være ganske så forskjellige og likeså fabrikker. Et vannkraftverk med magasin kan benyttes for både opp- og nedregulering av produksjonen. Et vannkraftverk med uregulert tilsig har mindre muligheter for bidrag til reguleringer i kraftsystemet og de fleste fabrikker har klart begrensede muligheter. Sitatet ovenfor gir inntrykk av at en *fabrikk er som et negativt regulerbart kraftverk* (fabrikken har 100 % av kraftverkets egenskaper med motsatt fortegn). Kjernen i sitatet er at sunn fornuft skal forklare at hvis kraftverkets beregnede marginaltapsprosent er pluss 10 %, så er fabrikkens marginaltapsprosent minus 10 %. Hvis dette er riktig og robust gyldig i alle noder i nettet, må visse forutsetninger være ivarettatt. Det må i så fall være slik at ressurser for opp- og nedregulering er fordelt på alle noder og med like gode reguleringskvaliteter i alle noder. Slik er ikke virkeligheten. I noen stasjoner i nettet er tilknyttet produksjon med null kapasitet for oppregulering, og i andre noder kan det være god kapasitet for både opp- og nedregulering. Men kandidaten er litt lur, fordi

ⁱ Marginaltap i det norske transmisjonsnettet - Prognose, sensitivitetsanalyse og konsekvenser for energileddet i transmisjonsnett-tariffen (11. November 2019 UiO) av Ivar Husevåg Døskeland

sitatet ender med setningen: «*Når økt produksjon øker tapene, så må økt forbruk redusere tapene og vise versa.*» Denne setningen er faktisk formulert som gyldig sunn fornuft, fordi den er robust formulert og ikke i konflikt med virkelighetens dimensjoner, egenskaper og nettets tilkoblingspunkter til reguleringsressursene. Det blir imidlertid ikke sunn fornuft-argumentasjon hvis man konkluderer: det er akseptabelt at et kraftverk med negativt marginaltap og med reguleringssevne på 0 % av kapasiteten får en rabatt på 100 % av produksjonen. Videre, at det er akseptabelt at en fabrikk med en mulighet for fleksibelt strømforbruk på 0 % av maksimal kapasitet, får en rabatt på 100 % av sitt forbruk.

Et spørsmål blir om nytten av energileddet er større enn omfanget av unødige fordeler for de aktørene som er passive til energileddets signal?

I virkeligheten vil beregnede marginaltapsprosjenter variere over tid, og dessuten er fordelingen av forbruk og produksjon varierende i ulike deler av nettets topologi. På grunn av disse variasjonene kan nettet få en samlet positiv netto inntekt, selv om negative marginaltap gir utbetalinger. En inntekt som kanskje kan dekke faktiske innkjøp av fysiske tap i nettet. For å undersøke prinsippet med energiledd kan det være hensiktsmessig å starte med et 'forenklet bilde' - et nett som inndeles i to nettområder. Det ene området har marginaltapsnivå med positive marginaltap for produksjon. Det andre området har tilsvarende produksjonskapasitet og nivå på marginaltap, men med negative marginaltap for produksjon.

Et vannkraftverk kan i prinsippet ha opp mot 100 % reguleringsmulighet, avhengig av magasin og restriksjoner, men mange andre vannkraftverk kan ha nær null reguleringsmulighet (når vi ser bort fra nedregulering ved å la vannet renne ubrukt i elven). En stor andel av norske vannkraftverk plasseres i en gråson med visse muligheter for regulering av produksjonen i noen tidsperioder, og nær null mulighet i andre tidsperioder.

Det store flertallet av forbrukere av kraft har en lav priselastisitet og begrensede muligheter for vesentlige reduksjoner eller fornuftige økninger i forbruket. Noen få kunder har en god mulighet for substitusjon og fleksibilitet i sitt forbruk av kraft. For å lage en sunn-fornuft-argumentasjon, må vi forenkle beskrivelsen til et overordnet enkelt bilde. La oss si at halvparten av produksjonskapasiteten har 100 % reguleringssevne og den andre halvparten null, og videre at 90 % av forbruket har lav fleksibilitetsevne (nær null) og 10 % har stor fleksibilitet.

Et enkelt bilde kan dele nettet i to geografiske områder. Ett område med positive marginaltap for produksjon og motsatt i det andre området. I hvert område er et kraftverk med kapasitet på 100 MW og en fabrikk med forbruk opptil 100 MW (ett kraftverk og en fabrikk i hvert sitt område). Kraftverkene har uregulerbar andel som varierer mellom null og 50 MW og en regulerbar andel som kan øke med 50 MW utover det variable uregulerte volumet. Fabrikkene plassert i hvert sitt område kan utnytte henholdsvis 90 eller 100 MW. Detaljer beskrevet i sluttnote^x.

Problemet som avdekkes, er at utformingen av tariffen i kritikkverdig grad innebærer økonomisk fordel for aktører som ikke bidrar til optimalisering av kraftsystemet. Problemet oppstår i marginalverdi-prisingen av hele kapasitetene for u-regulering og u-fleksibilitet. Dermed utbetalinger for 50 % av kapasiteten til kraftverket i området med negativt energiledd og i det andre området utbetaling for 90 % av fabrikkens kapasitet.

Vi kan nyansere bildet ved å se på de samlede konsekvensene. Se sluttnote^{xi}.

Kanskje dette forsøket på sunn fornuft ikke er enkelt og overbevisende. Likevel.

Stoppested 7: Statnetts tariff er et instrument som, time for time, gjennom hele året fordeler store beløp mellom ulike kundegrupper. Energileddets inntekt brukes til å betale/motivere regulerbarhet hos produsenter og forbrukere. Tariffens utforming tilsier også utbetalinger for uregulerbarhet hos nettets kunder. Samlede utbetalinger for uregulerbarhet kan i praksis bli større enn betalingene for regulerbarhet.

Sentralnettet

Det er behov for en regneark-modell for å kontrollere om det er riktig at store beløp flyttes mellom Statnetts kundegrupper.

Det første som undersøkes er nivåene for marginaltap som anvendes i praksis. Det ligger i sakens realitet at dette er nivåer som i prinsippet endres fra uke til uke. Kanskje finnes et mønster som kan brukes som et utgangspunkt for vurderinger. Det finnes tabelloppstillinger for ca 200 stasjoner i Sentralnettet som er fordelt i hele landet.

Ved gransking av Statnetts prognoser for marginaltapsprosent, kan man skjønnsmessig se et mønster. Se detaljer og vurderinger i sluttnote^{xii}.

En overordnet enkel modell kan lett justeres for å undersøke sensitiviteter og avhengigheter. Det er grunnlag for å hevde:

Det norske nettet, og aktuelle markeds- og hydrologiscenarier, tilsier at Statnetts beregninger av marginaltap og utformingen av energileddet gir en moderat nettoinntekt fra energileddet. En inntekt som tidvis ikke vil være stor nok for kjøp av kraft for å dekke de fysiske tap i nettet. Hele tiden gjennomføres vesentlige 'utbetalinger' til nettkunder med nær null regulerings- eller fleksibilitetsevne. Det er usikkerhet om og i hvor stor grad nettkunder med regulerings- og fleksibilitetsevne tar hensyn til nivå og signal fra marginaltapsprosenten. Dersom de endrer egen produksjon eller eget forbruk, vil økende respons gi reduksjon i tapkostnader. Responsen medfører samtidig en redusert inntekt (for nettet). En reduksjon på grunn av økte utbetalinger til kunder med negative marginaltap.

Stoppested 8: Det norske nettet tilsier at Statnetts beregninger av marginaltap gir en moderat nettoinntekt fra energileddet. Hele tiden gjennomføres vesentlige 'utbetalinger' til nettkunder med nær null regulerings- eller fleksibilitetsevne. Det er usikkerhet om og i hvor stor grad nettkunder tar hensyn til nivå og signal fra marginaltapsprosenten. Det er usikkert om gevinsten ved reduserte tap i nettet er større enn utbetalinger til pristakere som bidrar med null i reduksjon av tap. Energileddet er et tariffelement som treffer med stor presisjon på avhengigheten av aktørenes plassering i nettet og med 0 % presisjon på avhengighet av aktørenes mulighet for regulering eller fleksibilitet. En vesentlig del av inntektene blir anvendt til å 'betale' brukere av nettet med 100 % gunstige tilkoblingspunkter og med nær 0 % evne til å fremme effektivisering av kraftsystemet.

Utgangspunktet var, at det er åpenbart sant at når økt produksjon øker tapene, må økt forbruk i samme nettpunkt redusere tapene og vise versa. Med dette utgangspunktet og med grunnleggende økonomisk teori knyttet til betydningen av marginaltapsprosjenter, har Statnett implementert energileddet. Dersom dette systemet skal forsvares, må det bevises at energileddet fører til regulering og fleksibilitet med positiv samfunnsøkonomi. Da bør reduserte kostnader for tap i nettet være større enn sum av utbetalinger til pristakere med negative marginaltap. Analyser og vurderinger av kraftsystemet de siste tiårene må granskes for å se om det finnes beskrivelser som godtgjør at Statnetts energiledd er hensiktsmessig.

Teoriekspertene

Vinteren 2009/2010 var det markant høye pristopper og betydelig oppmerksomhet knyttet til kraftmarkedet og kraftsystemets virkemåte. Da opprettet departementet et ekspertutvalg. Det som er interessant er en eventuell diskusjon og beskrivelse av Statnetts tariff i ekspertutvalgets rapportⁱⁱ. Finnes det spor av ledetråder om at energileddet optimaliserer kraftsystemet?

Ekspertutvalget siterer innledningsvis NVEs rapport fra samme år. NVEs rapport om kraftsituasjonen vinteren 2009/2010:

«På bakgrunn av de høye kraftprisene vinteren 2009/2010 ba Olje- og energidepartementet (OED) Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om å utarbeide en rapport om vinterens kraftsituasjon. ... Blant annet fant NVE at det er svært liten prisfølsomhet på forbrukssiden, noe som bidrar til at prisene kan bli svært høye siden aktørene i stor grad kjøper uansett prisnivå.»

I sluttnote^{xiii} er et sitat fra ekspertutvalgets rapport som beskriver et forslag om nodepriser.

Budskapet i sluttnoten kan sammenfattes til følgende:

Likevektsprisen for produktet er lik marginalkostnaden. Usikkerheten i fremtidig tilsig ivaretas ved beregning av vannverdiene, som dermed ikke er deterministiske (gitte) verdier, men forventningsverdier. ... Man modellerer da produksjonskostnadene for de enkelte generatorene samt etterspørselskurvene, og den optimale lastflyten finnes ved å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd, gitt de tilbuds- og etterspørselskurver som finnes for hvert punkt i nettet, samt de begrensninger som følger av termiske og andre kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet.

Produktet, som omtales i denne teorien, er kraft tatt fra nettet for forbruker og kraft levert til nettet for produsenten. Det er relevant å minne om NVEs utsagn om forbrukere: «... aktørene i stor grad kjøper uansett prisnivå». Det er få holdepunkter for at prissensitiviteten i etterspørselskurvene vil variere i vesentlig grad fra nettpunkt til nettpunkt. Kraftproduksjonen kan grupperes i regulerbar og uregulerbar. Et kraftverk med uregulerbar produksjon vil anmelde sitt produksjonsnivå som en prisuavhengig produksjon, og dermed uten noen knytning til kostnader (pristaker). Et gasskraftverk gir regulerbar kraftproduksjon med en konkret egen marginalkostnad avhengig av volumet som produseres. Da kan gasskraftverket summere egen marginalkostnad med kortsiktig

ⁱⁱ Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem

marginaltapskostnad for nettet og anmelde et tilpasset volum. Et vannkraftverk med regulerbar kapasitet har i prinsippet noen marginalkostnader i eget kraftverk, men på et lavt nivå. Disse marginale kostnadene er ikke relevante for vurdering av produksjonsplaner for vannkraftverk med reguleringsmulighet. Årsaken er metoden med beregning av vannverdier for de enkelte reguleringsmagasinene. Metoden innebærer omfattende beregninger som inkluderer sannsynligheter for fremtidige tilsig til magasiner og for fremtidige priser på kull, gass, olje, CO₂ etc. Samt en vurdering av fremtidig drift av nettet. Det etableres ved beregningene en konkret «skyggeverdi» for vann i et reguleringsmagasin. Begrepet skyggeverdi kommer fra økonomenes faglige domene og kan beskrives som en beregnet pris/verdi for noe som ikke er priset eller omsatt i et marked. Det blir da besynderlig når ekspertutvalget i sluttnote skriver: «... *tilbudskurvene for en periode inneholder aktuelle kostnader eller alternativkostnader som vannverdier o.l.*». Hvorfor bruker de ordet *kostnad* i stedet for ordet *verdi*? Vannverdien er ikke en alternativkostnad, men et resultat av omfattende beregninger for å konkretisere en verdi for lagret vann. Implisitt i disse beregningene er konsekvensene av Statnetts prisområder og forskjellige fremtidsnivåer av marginaltap i nettet. Tilsigsscenarier i vannverdiberegningene tilsier forskjellige nivåer av flyt i kraftnettet, med tilhørende forskjellige sett av fremtidige marginaltapsprosjenter for de ulike nettpunktene.

I rapporten til ekspertutvalget leter jeg etter beskrivelser som viser vurderinger av krav og betingelser som leder mot optimalisering av kraftsystemet. Samt etter omtale av betydningen ved bruk av marginaltapssatser. Jeg trekker frem følgende avsnitt som er sitert i sluttnote^{xiv}.

En ytterligere fokusering av budskapet i denne sluttnoten kan være:

- *I et effektivt og samfunnsøkonomisk optimalt tilpasset marked skal prisene gjenspeile marginalkostnadene til enhver tid.*
- *En effektiv utnyttelse av kraftsystemet, eller optimal løsning, kan bare realiseres dersom markedsklareringen og de tilhørende markedsprisene er basert på en maksimering av samfunnsøkonomisk overskudd der en detaljert nettmodell inngår slik at de fysiske kapasitetene i nettet er inkludert.*
- *Beregningene er basert på prognostisert lastflyt i det nordiske nettet og marginaltapssatsene. Kraftprodusentene stilles overfor disse kostnadene ved at nettoprisen de faktisk oppnår, er systempris korrigert for tapsprosjenter.*
- *Det vesentlige kostnadselementet er alternativverdien av å bruke vann.*

Dette er ekspertenes fire 'stolper' i optimalisering av det norske kraftsystemet.

Ekspertene overser at implisitt i beregningen av vannverdier er mange scenarier for hydrologi og markedspremisser, som igjen leder til mange forskjellige fremtidsnivåer for kraftflyten i systemet. Scenarier med forskjellige implisitte fremtidige marginaltapssatser (se vurderinger i sluttnote^{xv}).

Det konstateres at Statnetts bruk av marginaltapsprosjenter i energiledet er basert på prognose- og ikke realverdier. Metoden kompliserer optimaliseringen av regulert vannkraft. Vi har ikke holdepunkter for at mulige gevinster ved reduserte tap i nettet er robust større enn potensielle tap i

vannhusholdningen. Det sikreste utsagnet om gevinster og potensielle tap er at den samlede effektivitetsgevinsten er usikker.

Utvalgets rapport gir ingen vurdering av marginaltapets rolle i forbindelse med høye kraftpriser vinteren 2009/2010. Det er grunn til å tro at utvalget ikke fant noen sammenheng mellom klarering av høye priser og marginaltap i Statnetts energiledd. Utvalget vektlegger imidlertid betydningen av nettets marginaltapskostnad og såkalt nodeprising, som de anbefaler.

Nodeprising begrunnes med de to første 'stolpene' om at prisene skal gjenspeile marginalkostnadene og at markedsklarering skal gjennomføres med en nettmodell, slik at de fysiske kapasitetene i nettet er inkludert. Forslaget til utvalget vil i henhold til deres teoretiske betraktning beregne konkrete marginaltap avhengig av beregnet kraftflyt i en beregnet optimalisering av kraftsystemet. Imidlertid sier de lite om utfordringen som ligger i å gjennomføre løpende dynamiske beregninger av tusenvis av alternativer for lastflyten i et nordisk masket nett som skal koordineres med markedsklareringen for hundrevis av noder med forskjellig sammensetning av kvantumtilpassere og pristakere. Da er det selvsagt ikke nok med én beregning basert på en prognose for gjennomsnittlig lastflyt. Det blir derimot behov for et mangfold av beregninger for hver node i hver tidsperiode, slik at et vannkraftverk med regulerbarhet kan vurdere en dynamisk budgivning. Kraftverkets vannverdi, med implisitte fremtidsnivåer for marginaltap, må vurderes i forhold til kraftverkets alternative volumtilbud og tilhørende ulike marginaltap i nåtid. Kompleksiteten blir enorm og muligheten for at aktører i markedet skal kunne forstå og kontrollere de løpende resultatene for markedsklareringene i nodene blir illusorisk. Det er påfallende at teoriexpertene ikke nøyere vurderte realismen i forslaget, når en mengde noder i de fleste situasjoner ikke vil ha mulighet til klarering av en pris. Viser til uregulerbar kraftproduksjon og situasjoner med lav prissensitivitet i etterspørselen. Disse nodene blir da avhengig av en matematisk beregning av nettets tapskostnader ved kraftflyt fra noder med regulerbar kapasitet, fordelt gjennom et masket nett og frem til nodene som mangler prisklarering.

Samlet sett kan det hevdes at Statnetts bruk av energiledd i tariffen ikke tildeles noen rolle av betydning i forhold til de høye kraftprisene, men en marginal rolle i ekspertenes teoretisk forbedrede løsning, nodepris-metoden.

Utgangspunktet for ekspertenes mandat var samfunnets erfaringer med overraskende høye kraftpriser, og i tillegg til nodepris-modell, løftes det frem en rekke tiltak - dog ingen tiltak som berører beregning og bruk av marginaltap i nettet.

Systemekspertene

Det kan være av interesse å sjekke om en rapport fra 2007 forteller noe om vannhusholdning og marginaltap i nettet. Rapporten heter:

«Magasindisponering før og etter energiloven» (Teknisk rapport - SINTEF (TR A6569)).

Jeg har tidligere kategorisert noen eksperter som teorieksperter. I dette tilfellet har vi en kategori som kan klassifiseres som systemeksperter, fordi de har konkrete erfaringer med utfordringer og løsninger for å optimalisere det norske vannkraftsystemet.

Systemekspertene beskriver metoden med beregning av vannverdier (se sluttnote^{xvi}).

I sluttnoten kan vi se at systemekspertene bygger bro over til marginalkostnadspris-teorien, slik som: *har vannverdiene omtrent samme funksjon for vannkraften som marginalkostnadene har for termisk kraftproduksjon..... vannverdien blir lik kraftprisen multiplisert med virkningsgraden. Dette tilsvarer at marginalkostnaden ved bruk av vann skal være lik marginalinntekten.*

Men bemerk, de sier ikke at vannverdi skal sammenlignes med kraftpris justert med nåtids marginaltapskostnad. Systemekspertene har i sin rapport fra 2007 ingen omtale av nettets marginaltapsprosent og Statnetts energiledd.

De presiserer imidlertid at for operative beslutninger i produksjonplanleggingen, må et planlagt produksjonsnivå vurderes i sammenheng med kraftverkets virkningsgrad.

I siste setning sier de at marginalkostnaden ved bruk av vann skal være lik marginalinntekten. Et spørsmål blir da: hvordan skal vannverdier vurderes i forhold til Statnetts energiledd?

Systemekspertenenes beregning av vannverdier baseres på kraftprisscenarier i sekvensielle tidsperioder og inkluderer ikke konkrete vurderinger av fremtidens ulike marginaltap i kraftprisscenarier. Implisitt i vannverdiberegningene har vi altså tilsigs- og markedspåvirket fremtidige nivåer for marginaltap. Disse nivåene er ikke konkretisert. Hovedutfordringen er vurderingen av vannets verdi i kraftmarkedet og fremtidige nivåer for marginaltap i nettet er implisitte konsekvenser. Det er grunn til å tro at systemekspertene har fokus på usikkerheten og utfordringen i selve vannverdimetoden og at eventuelle variasjoner i nivået for nettets marginaltap er av underordnet betydning. Det er ikke holdepunkter for at utsagnet *marginalkostnaden ved bruk av vann skal være lik marginalinntekten* har et presisjonsnivå som tilsier inkludering av en eller annen metode for finjustering, med hele (eller en andel) av marginaltapsnivå i nåtid.

Rapporten fra 2007 konkluderer at magasindisponeringen i tidsperioden etter 1991 ikke har gitt for lav fyllingsgrad. De sier imidlertid at før energiloven var sannsynligvis kraftselskapene noe forsiktigere enn dagens produsenter, fordi de hadde et formelt ansvar for forsyningssikkerheten.

Utsagnet om «*formelt ansvar for forsyningssikkerheten*» kan utdypes (se sluttnote^{xvii}).

Praktikereksperter

Teoriekspertenenes rapport til departementet medførte reaksjoner, spesielt fokuseringen og anbefalingen om nodepriser. Da oppnevnte bransjeorganisasjonen Energi Norge (nå Fornybar Norge) en ekspertgruppe for å bearbeide aktuelle problemstillinger og gi kommentarer til anbefalingen om nodepriser. Jeg fremhever følgende formulering fra praktikereksperter:

«Vassdrag med flere kraftstasjoner i serie knytter flere noder sammen via tunneler og elver. Ikke bare geografisk, men også i tid pga. tidsforsinkelser i vannveien. Siden prisen har ulik mening i de to

systemene, er det vanskelig å kombinere dem i ett og samme marked, slik utvalget foreslår. Det norske kraftsystemet har etter hvert fått så mange prissoner at en observerer mange av de ulempene som et nodeprissystem har, med sviktende likviditet i de finansielle markedene og problemer med å sette pålitelige vannverdier.»

Jeg har tidligere skrevet at vannkraft er så mangt. I lange vassdrag i Norge har man reguleringsmagasiner beliggende på kotehøyde pluss, minus 1000 meter. Disse magasinene gir muligheter for å lagre tilsig gjennom sommeren for deretter å bruke magasinert vann gjennom vintersesongen. Nedstrøms i vassdraget kan det være kraftverk med uttak fra mindre innsjøer som i noen grad kan reguleres døgnmessig, og enda lenger ned i vassdraget kan det være kraftverk som benytter en fallhøyde i en elvestrekning. Disse kraftverkene, nedstrøms reguleringsmagasinene, har stor nytte av redusert sommervannføring og økt intervannføring. Dersom vassdraget ikke var regulert, ville disse kraftverkene lengst nede i vassdraget ha erfart lange tidsperioder med store sommervannføringer. Dermed vannføringer større enn slukeevnen som kan utnyttes i kraftverket. Reduksjonen i vannføring om sommeren byttes til økt produksjon i vintersesongen, og denne kraften har helt klart en høyere samfunnsøkonomisk og markedsmessig verdi enn sommerkraft. Den samfunnsøkonomiske betydningen er så vesentlig at det er lovregulert at kraftverk, med forskjellige eiere i et regulert vassdrag, må samarbeide i et fellesskap med en reguleringsforening. Slike foreninger, også med eldre betegnelse som 'brukseierforening', innebærer vedtektsbestemte regler for deling av kostnader for bygging og drift av dammer, tuneller og luker.

Praktikerekspertene omtaler «kraftstasjoner i serie knytter flere noder sammen via tunneler og elver». Da pekes på et paradoks som inneholder virkelighetens 'møtearena' hvor tunneler og elver møter stasjoner sammenknyttet med et masket nett. Paradokset inneholder over hundre års vassdragsreguleringslovgivning som møter tretti års nettmonopollovgivning. Et møtepunkt mellom, på den ene siden lovregulering av hensiktsmessig organisering av samarbeidet i et vassdrag med flere eiere. På den andre siden, en totalt annerledes lovregulering om at nettet som kraftverkene i vassdraget er tilkoblet skal anvende et verktøy for effektivisering. Et marginaltapsledd i tariffen for det elektriske nettet som et verktøy for optimalisering av kraftsystemet.

Vi kan kan illustrere 'sammenkobling' av noder i kraftnettet via tunneler og elver med et eksempel (se sluttnote^{xviii}).

Sluttnoten viser utnyttelsen av en tidsbegrenset reguleringsmulighet. Vannmagasinet må brukes i løpet av en vintersesong. Det er muligheter for å justere produksjonen opp om dagen og ned om natten. Konkrete høye priser i kraftmarkedet har betydning for beslutninger om når magasintappingen forseres. Til tross for store marginaltapskostnader, kan vi se eksempler på at Statnetts energiledd har liten betydning ved beslutninger om forsert bruk av magasin vann.

I andre eksempler kan man se at eventuelle energiledd med høye marginaltapskostnader kan påvirke bruken av magasiner. Tapping av magasin vann kan utsettes. Men slike utsettelse må være tidsbegrensede. Før eller senere må man starte/fortsette bruk av magasin vann. En utsatt bruk av magasin vann påvirker vannverdiregningen. Det kan bli økt sannsynlighet for at kraftverket mister frihetsgrad. Det vil si en situasjon hvor det blir tvungen bruk av magasin vann for inneværende vintersesong. Vi får en konsekvens med reduksjon av vannverdien. Statnetts metode virker i så fall

slik at tapet i nettet blir redusert på grunn av mindre produksjon i nåtid og en mulig negativ konsekvens for verdien av lagret vann.

Stoppested 9: *‘Møteplassen’ mellom vassdragsregulerings- og nettløvgivning gir uoversiktlige konsekvenser for vannhusholdningen. Statnetts energiledd kan gi feil signal i forhold til en god utnyttelse av en tidsbegrenset reguleringsevne i sesongkraftverk. Tariffelementet innebærer en ekstra utfordring i produksjonsplanleggingen for regulerbar vannkraftproduksjon. Antakelig kan man vurdere marginaltapsleddet som et forstyrrende element som i mange tilfeller blir neglisjert av regulerbar vannkraft. Og, som hele tiden ignoreres av uregulerbar kraftproduksjon og forbrukere som er pristakere.*

Statnetts inntekter fra flaskehalser og energiledd

I november 2021 informerte nettavisen E24.no:

«Statnett har tjent rekordhøye 2,9 milliarder på utenlandskabler i år. Høye inntekter bidrar til å dempe nettleien noe, ifølge Statnett-sjef Hilde Tonne. Statnett driver motorveiene i det norske strømmettet og utenlandsforbindelsene, og la frem tallene på sin høstkonferanse onsdag. Det Statnett tjener på strømsalg mellom land og områder omtales som «flaskehalsinntekter». Disse kan variere mye fra år til år, men store prisforskjeller mellom landene i 2021 gjør at Statnett drar inn ekstra mye. I tillegg har Statnett så langt dratt inn én milliard kroner i flaskehalsinntekter knyttet til strømovertføring mellom ulike prisområder i Norge.»

Under E24.nos budskap kommenteres bl.a.:

« At Statnett tjener penger på kablene til utlandet er det vi som forbrukere som får svi for. De pengene burde gå til å redusere strømprisene til sørnorske strømbrukere. De økte prisene husholdningene nå betaler er som en ekstra skatt, da inntektene går til staten. I Norge er det meste dyrt, men strømmen vi produserer har gitt oss mulighet til å konkurrere internasjonalt. Nå er strømmen blitt en handelsvare, og strømprisene kryper til nye høyder hele tiden. Strøm produsert på grønt vis i Norge bør være et gode som er oss nordmenn forbeholdt. Salg av strøm over landegrenser skulle ikke vært tillatt. Overskuddstrøm kunne utelukkende heller blitt brukt til å pumpe vann i retur. På tide at alle i sør Norge starter ett kjempeopprør mot politikere, Statnett, NVE og strømprodusentene.»

Kommentarfeltene har heftige ytringer om at offentlig eide kraftprodusenter og Statnett er ‘fiender’ av folket. Et spørsmål melder seg: hvilke kommentarer ville vi kunne ha lest hvis alle energileddets pengestrømmer mellom ulike grupper av nettkunder i ulike deler av landet hadde blitt tydelig kartlagt og kommunisert? Vi snakker om milliarder av kroner under radaren!

Jeg fortsetter å sjekke analyser og vurderinger utført av kompetente miljøer om konsekvenser ved Statnetts energiledd. Fra 2010 finner jeg en SNF-rapportⁱⁱⁱ nr. 22/10, som har tittelen: «*Evaluering av energileddet i sentralnettstariffen og bruk av marginaltapssatser. Av Endre Bjørndal og Mette Bjørndal*»

Rapporten beskriver teorien som legges til grunn for såkalt nodeprising:

«Utgangspunkt 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. ...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, flaskehalser og andre begrensninger. I praksis gjøres det en rekke forenklinger / tilnærminger i forhold til den teoretiske idealløsningen.»

Det som redegjøres ovenfor er en teoretisk optimalisering basert på en rekke forutsetninger, gjeldende for alle noder i nettet. Rapporten forteller også: *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.* Prinsippet løftes frem, men nødvendige forutsetninger om mengde og kvalitet på tilbud og etterspørsel i nodene fokuseres lite. Ideen om nodepriser og optimalisering av både kraftmarked og kraftflyt suppleres med teoretiske forutsetninger. Forfatterne må imidlertid konstatere at i virkelighetens prising av kraftoverføring gjøres en rekke *forenklinger av den teoretiske idealløsningen*. En forenkling av virkeligheten kombineres med forenklinger av den teoretiske idealløsningen. Jeg konstaterer at viljen til å anvende en teori i virkeligheten er større enn viljen til å kontrollere teoriens premisser i forhold til virkeligheten.

Forfatterne mener det er overraskende at det økonomiske bidraget fra energileddet ikke er tydelig større enn de faktiske tapskostnadene. De ville ha forventet ca to ganger høyere inntekter fra energileddet enn kostnadene for tap i nettet. Statnett opplyser at marginaltapssatsene er beregnet med det norsk-svenske systemet som er et større område enn det norske tariffområdet. Videre at i noen hydrologiske situasjoner kan den faktiske lastflyten avvike vesentlig fra den lastflyten som var grunnlaget for beregningen av marginaltapssatsene. Det som er påfallende, er at Statnett ikke peker på reduksjonen i energileddets inntjening ved 'utbetalinger' til aktører med negative marginaltap.

Rapportens konklusjon:

«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

ⁱⁱⁱ Senter for anvendt forskning ved Norges Handelshøyskole i Bergen (SNF)

budgivning finner sted. Vår viktigste anbefaling blir derfor å gå over til å bruke områdepris ved avregning av energileddet.»

På dette tidspunktet (2010) var det en åpenbar mangel ved Statnetts bruk av energileddet at marginaltapstkostnaden ble kalkulert på basis av systemprisen (en felles pris for hele børsområdet), og ikke den faktiske og gjeldende prisen i aktuelt prisområde. Dette var et klart brudd i forhold til grunnleggende økonomisk teori. Sitatet avslører forøvrig at forfatterne legger til grunn at vannverdier vil avhenge av fremtidige marginaltapssatser. Systemekspertene har i sin beskrivelse av vannverdimetoden ingen omtale som tilsier at beregningen av selve vannverdien er avhengig av fremtidige marginaltapssatser. Den reelle sammenhengen er at fremtidige ulike nivå for marginaltapssatser er implisitte konsekvenser i sekvensielle beregninger for å estimere vannverdien.

Stoppested 10: *Produsenter med regulerbar vannkraft bruker vannverdier. Noen økonomer betrakter vannverdier som marginalkostnader som kan justeres med nettets marginaltapstkostnader. Vannverdien er imidlertid en beregning av selve kraftverdien i lagret magasin vann. Beregningen har fremtidige marginaltapssatser som implisitte konsekvenser. Forskjellige fremtidige nivåer for nettets marginaltap inngår i beregningene avhengig av ulikheter i flere fremtidscenarier for kraftmarkedet. Noen økonomer påstår at produsenters budgivning av regulerbar vannkraft kan justeres med nettets marginaltapssatser, som kjente størrelser når budgivning finner sted. Dette er en påstand basert på en sviktende forståelse om vannverdiens egentlige betydning.*

Økonomene

Vi må undersøke mer om klassisk samfunnsøkonomi, som gir det teoretiske grunnlaget for marginalkostnadsprinsippet.

Den britiske økonomen Alfred Marshall (1842 - 1924) poengterte allerede 1890 et spesielt forhold ved «*increasing returns industry*». Det kan være samfunnsøkonomisk gunstig med subsidiering av industri. Forutsatt at industrien har fallende enhetskostnader ved økende produksjonsvolum. En slik subsidie kan gi så stor nedgang i produktprisen at gevinsten til forbrukere kan overgå det offentlige kostnad. Marshall ble anerkjent for læreboken *Principles of Economics* (1890), hvor han presenterte velformulerte analyser og forklaringer i tekst og figurer, og hvor matematikken i stor grad ble presentert i fotnoter. Han videreutviklet samfunnsøkonomi som fag ved blant annet bruk av en artikkel fra 1844 om optimal avgift for bruk av en bro. I artikkelen defineres en etterspørselskurve som en beskrivelse av marginalnytte. Dette var første gang det ble påpekt at etterspørsel er en konsekvens av marginalnytte. Forfatter av artikkelen var en fransk bygningsingeniør Jules Dupuit (1804-1866). I sin artikkel etablerte han grunnlaget for begrepet konsumentoverskudd (navngitt av Marshall).

Relevante vitenskapelige arbeider ble senere utarbeidet av en amerikansk matematiker og statistiker, Harold Hotelling (1895 - 1973). Han utla i 1938 viktigheten for samfunnsøkonomisk nytte ved at priser baseres på marginalkostnader: «*The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates*»^{iv}.

^{iv} *Econometrica* juli 1938

Stoppested 11: *Marginalnytt er den prisen som forbrukere er villige til å betale. Effektivitet i samfunnet krever priser lik marginalkostnader. Den samfunnsøkonomiske gevinsten er størst når marginalnytt er lik marginalkostnaden.*

Hotelling sier at den optimale samfunnsnytt samsvarer med salg av alt til priser lik marginalkostnader. Videre, at statens inntekter skal benyttes til å dekke de faste kapitalkostnadene i kraftverk, vannverk, jernbane og andre industrier med høye faste kostnader.

Hvordan skal staten dekke inn slike høye faste kostnader?

Hotelling skriver at hvis en forbruker må betale en sum i skatt/særagift til det offentlige, vil aksepten være høyere hvis betalingen er en avgift som et fastledd. Jeg bruker begrepet 'avgift som et fastledd'. Hotelling brukte «lump-sum taxes». Han advarte mot avgiftssystemer som brukere i noen grad kan omgå, ved tilpassing av egen produksjon og forbruk. Han understreket at særagifter i tillegg til produktpriser kan innebære samme uønskede konsekvenser som feilprising. Det vil si priser med påslag utover marginalkostnadene. Når nivået på avgiften som et fastledd ikke kan påvirkes ved endret forbrukeradferd, unngår man samfunnsøkonomisk effektivitetstap, mente han. Sluttnote^{xix} med Hotelling-sitater.

En britisk økonom ved navn Ronald Harry Coase (1910 - 2013) var enig i at det er et samfunnsøkonomisk effektivitetstap når prisen ikke er lik marginalkostnaden. På den annen side hevdet han at Hotellings forslag ville medføre feilallokering av produksjonsfaktorer, samt en ikke hensiktsmessig fordeling av inntekter. Resultatet blir sannsynligvis et samlet samfunnsøkonomisk effektivitetstap i følge Coase.

Coase påpekte at det sentrale problemet relateres til en forskjell mellom gjennomsnitts- og marginalkostnaden. Da oppstår vanligvis to andre problemer. For det første vil en andel av kostnadene være felleskostnader for mange forbrukere, og problemet blir å finne en rasjonell metode for å fordele slike kostnader på ulike grupper av brukere. For det andre vil det ofte være utfordringer med å beregne riktige faste kostnader. Tidligere investeringer kan gi grunnlag for intrikate vurderinger om fordeling av inntekter og nedskrivninger. Deretter forsøker Coase å anvende Olav-Selvaag-metoden - «Hvis alt annet slår feil, prøv med sunn fornuft.»

Coase introduserer et eksempel med kjøp og salg av varer i et sentralt marked. Fra markedet går en transportvogn med varer til en fast pris for transport, uavhengig av kvantum. Coase argumenterer at en Hotelling-løsning ville innebære pris lik null for transporten og med offentlig subsidiering av kapital- og felleskostnadene. Han så tre problemer med denne løsningen.

Først - hvis prisen er lik marginalkostnaden mens faste kostnader er subsidiert, vil både forbrukere og produsenter unnlate å ta hensyn til faste kostnader i sine løpende beslutninger. For eksempel i en situasjon hvor en produsent enten kan produsere varen lokalt på leveringsstedet, eller kjøpe varen fra en underleverandør i det sentrale markedet. Null pris på frakt vil medføre feilallokering og dermed mindre lokal produksjon.

Det andre problemet er at offentlig subsidiering av transport kun er berettiget dersom forbrukerne har et behov som tilsier en villighet til å betale fulle kostnader. Eller sagt på en annen måte, hvordan beslutte hvilke faste kostnader som skal subsidieres, når alt blir priset lik marginalkostnaden.

Det tredje problemet er, når alle betaler den samme faste prisen for transport (uavhengig av kvantum), vil verdier flyttes fra forbrukere i tett bebygde områder til distrikter med få forbrukere, fra områder med lave faste kostnader per forbruker til områder med høye faste kostnader per forbruker.

Stoppested 12: *Ronald Harry Coase (1910 - 2013) hevdet at bruk av gjennomsnittskostnaden (inkludert kapitalkostnaden) kunne ha fordeler versus marginalkostnadsprinsippet. På den negative siden vil man få noe samfunnsøkonomisk tap, men slipper subsidier. Det offentlige unngår å forsøke å estimere etterspørsel. Alt i alt kan en flerdelt prismetode sikre betaling for gjennomsnittskostnader og samtidig minimalisere ulemper ved pris avvikende fra marginalkostnaden. Flerdelt prismetode, typisk med et fastledd og en enhetspris vil ivareta en grad av markedsbasert etterspørselssignal. Samt legge til rette for at forbrukere gjør rasjonelle valg og gi bedre informasjon for nye investeringer i infrastruktur.*

Moderne regulatoriske prinsipper praktiserer at nettmonopoler med synkende gjennomsnittskostnader i liten grad blir subsidiert av det offentlige. Nettvirksomheter blir derimot gjenstand for monopolkontroll av inntekter. Selskaper som Statnett kan ikke dekke egne kostnader med kun marginalkostnadspriser, men må anvende en variant av Coases flerdelte prising eller en annen variant. Samfunnsøkonomene William J. Baumol og David F. Bradford peker i 1970 i retning av Frank Ramsey (filosof, matematiker og økonom - 1903-1930), og hevder at den største samfunnsøkonomiske effektiviteten kan oppnås ved priser som avviker fra marginalkostnader i «*inverse proportion to demand elasticity*».

Tydelig elastisk etterspørsel bør få pris nær marginalkostnaden. Derimot kan uelastisk etterspørsel tåle en pris markert høyere enn marginalkostnaden - se sluttnote^{xx}.

Et nettmonopol kan ha mange muligheter til å sette en flerdelt pris (tariff) med vektlegging av gjennomsnittskostnader. Eventuelt avhengig av etterspørselsselastisitet. Statnetts bruk av marginaltapssatser i energileddet er ikke Statnetts frie beslutning, men et resultat av departementets detaljerte forskriftsregulering. Presiseringer og relevante momenter fra arbeidene til Ronald Harry Coase og Frank Ramsey er ikke vektlagt. Negative marginaltapssatser i Statnetts energiledd, anvendt for pristakere, er en metode som kan karakteriseres som det dobbel-omvendte av Ramseys anbefaling. Han viser en mulighet for at pristakere kan bære en større andel av tapskostnader enn andelen til priselastiske kvantumtilpassere. Forskriften som regulerer fastsettelsen av energileddet innebærer for det første ingen andel av kostnader for pristakere med gunstig plassering i nettet. For det andre får slike pristakere en faktisk inntekt som om de er priselastiske kvantumtilpassere.

Jeg har i teksten ovenfor oversatt og brukt en artikkel av Brett M. Frischmann og Christiaan Hogendorn^v.

^v Journal of Economic Perspectives—Volume 29, Number 1—Winter 2015—Pages 193–206

Retrospectives, The Marginal Cost Controversy, Brett M. Frischmann and Christiaan Hogendorn

Et utvidet Coase-bilde

La oss teste Selvaags metode med bruk av sunn fornuft. Da må vi etablere 'bildet' som skal utgjøre arenaen for sunn fornuft-betraktninger. Coase skisserte et enkelt bilde med en sentral markeds plass og en transportvogn i en radiell rute til distriktene. En innvending til Coase-eksemplet kan være at en marginalpris lik null er en konsekvens av en pristariff med fastpris uavhengig av kvantum. Eksemplet har ikke en egen faktisk marginalkostnad for transport lik null. Vi kan anta et økende forbruk av drivstoff ved økt transportvekt. Hotelling ville ha påpekt viktigheten av priser lik marginalkostnader. Det er derfor ønskelig å justere eksemplet til Coase, slik at faktiske marginalkostnader blir inkludert. Dessuten finne et bilde som er nærmere Statnetts virkelighet, men likevel er enkelt og troverdig som grunnlag for sunn fornuft-analyse. Jeg endrer Coase-skissen til transport av bensin i en oppoverbakke. Da kan det beregnes marginalkostnader for bensinforbruket på holdeplassene før bakken og på toppen av bakken. Disse beregningene er grunnlaget for et bensinledd som varierer. Det etableres et system tilsvarende Statnetts energiledd, med bruk av positive og negative marginalkostnader. Du får penger fra transportselskapet hvis du kjøper bensin nederst i en bakke før transport oppover, og du må betale kostbar transport hvis du kjøper på toppen av en bakke.

En lastebil bruker 5 liter bensin på transporten opp bakken. Dersom lasten reduseres med 1 liter i ett av bensinfatene, vil forbruket av bensin bli redusert. Reduksjonen er liten, kun 0,01 liter. Denne marginale bensinreduksjonen må vurderes i forhold til endringen i last med 1 liter. Da konstateres at marginalkostnaden for transport av 1 liter bensin tilsvarer 1 % av verdien av 1 liter bensin. Positivt og negativt bensinledd fastsettes til 1 % av bensinverdien.

I sluttnote^{xxi} er et talleksempel som viser omfordeling av velferd i en størrelsesorden som er mer enn femti ganger større enn gevinsten i redusert bensinforbruk.

Vi kan ytterligere forenkle talleksemplet i sluttnoten. Det forutsettes for eksemplet at transportselskapet i utgangspunktet brukte en prismetode med kun et fastledd per fat. Deretter introduseres en ny prismetode med fastledd og variabelt marginalkostnadsledd med positive og negative verdier. Dette gir effektivisering av transportkostnader og en samfunnsøkonomisk konsekvens.

Det nye effektiviserte bensinforbruket betales av inntektene fra bensinleddet. Positive marginaltapsledd gir inntekter og negative ledd gir utbetalinger. Netto inntekt fra bensinleddet blir sum inntekter redusert med utbetalinger til kunder og minus betaling for nytt bensinforbruk. Denne netto inntekten fører til en justering av fastleddet. Samlet samfunnsøkonomisk konsekvens blir bensingevinst minus kostnader for kunder pluss utbetalinger til kunder pluss justering av fastledd. Den samlede virkningen blir bensingevinsten minus det nye effektiviserte bensinforbruk^{vi}.

^{vi} Det nye effektiviserte bensinforbruket (nbf) betales av inntektene fra bensinleddet. Positive marginaltapsledd gir inntekter lik x og negative ledd gir utbetalinger lik y . Netto inntekt fra bensinleddet blir $N = x - y - \text{nbf}$. Denne netto inntekten fører til en justering av fastleddet til transportselskapet. Samlet samfunnsøkonomisk konsekvens (dS) blir bensingevinst (bg) minus kostnader for kunder pluss utbetalinger til kunder pluss justering av fastledd: $dS = bg - x + y + N = bg - x + y + x - y - \text{nbf} = bg - \text{nbf}$. Samfunnsøkonomisk konsekvens lik bensingevinsten minus faktisk (nytt) bensinforbruk.

Coase ville med utgangspunkt i eksemplet ha gitt en generalisert beskrivelse.

Et transportsystem kan ha to typer aktører. Henholdsvis kvantumtilpassere og pristakere. Transportsystemets kunder betaler et fastledd og et variabelt prisledd. Det variable prisleddet er kundespesifikt basert på beregninger av positive og negative marginalkostnader.

Positiv samfunnsøkonomi for metoden krever realisering av en stor effektivisering. Se sluttnote^{xxii} som utleder at positiv samfunnsøkonomi krever effektivisering større enn 50 % av opprinnelige variable transportkostnader.

Stoppested 13: *Det blir aktuelt å introdusere en utvidet Coase-teori. Et system som transporterer et gode bruker en flerdelt prismetode med et fastledd og et variabelt marginalkostnadselement. Da kan transporten effektiviseres. Kvantumtilpassere som endrer volum på grunn av positive og negative prisledd fører til en reduksjon av variable transportkostnader. Samlet positiv samfunnsøkonomisk effekt av prismetoden krever en stor effektivisering av selve transporten. Prismetoden har samfunnsøkonomisk negativt resultat hvis effektiviseringen er mindre enn 50 % av opprinnelige variable transportkostnader.*

Da kan det konstateres at Statnetts energiledd vil gi negativ samfunnsøkonomi. Fordi reduksjonen i nett-tap alltid^{vii} vil være mindre enn effektivitetskravet i utvidet Coase-teori.

Stoppested 14: *En utvidet Coase-teori er relevant ved vurdering av Statnetts marginaltapskostnader i et energiledd kombinert med et fastledd^{viii}. Metoden er en anvendelse av Hotellings teori i et avgrenset bilde og uten at Statnett erkjenner hele det utvidede Coase-bildet. En helhet som inkluderer samfunnsøkonomiske konsekvenser via fellesnettets fastledd. Statnetts energiledd gir negativ samfunnsøkonomi.*

Frisch

Ragnar Frisch (norsk økonom 1895 - 1973) skrev i 1939 en artikkel «*The Dupuit Taxation Theorem*» for å klargjøre premisser og unngå at andre mistolker Hotellings artikkel fra 1938. Frisch forholder seg til Hotellings artikkel og one-consumer economy, med én produsent og n produkter. Han formulerer sin artikkel generalisert. Jeg vil tolke artikkelen som many-consumer economy med ett produkt (se sluttnote^{xxiii}).

Frisch siterer Hotellings utsagn: «*The change from income to excise taxes has resulted in a net loss of satisfactions*». Dette utsagnet kan mistolkes, mener Frisch.

^{vii} I noen få tilfeller kan tenkes at et spesielt nett og en spesielt høy kraftpris i en tidsenhet kan gi effektivisering større enn 50 %. Men i så fall hvor stor andel av effektiviseringen skyldes marginaltapsledd og hvor stor andel skyldes høy kraftpris?

^{viii} Innmatingstariff for produksjon er et fastledd avhengig av energi. Forbruk har et indirekte fastledd avledet av maksimalt uttak av effekt. Et slikt tariffledd må vurderes særskilt. Det vil jeg gjøre i forbindelse med en konkret vurdering av alle elementer i Statnetts tariff.

Frisch hevder at det generaliserte Dupuit^{ix}-teoremet som Hotelling beviste, ikke tilsier at velferd nødvendigvis må reduseres, hvis vi øker særavgifter. Dette under forutsetning av en tilsvarende reduksjon av inntektsskatt.

Frisch fastslår at det ene relevante spørsmålet er om avgifter er proporsjonale eller ikke-proporsjonale med prisene som var før introduksjonen av avgifter.

Stoppested 15: Ragnar Frisch hevdet i 1939 at et marginalkostnadsmarked kan kombineres med avgifter som er proporsjonale med prisen før introduksjon av avgift. Det er avgifters eventuelle ikke-proporsjonalitet, og bare det, som medfører en reduksjon i velferden.

Se beskrivelse i sluttnote^{xxiv} og vurderinger i sluttnote^{xxv}.

Hotelling skrev en ny artikkel: «*The Relation of Prices to Marginal Costs in an Optimum System*»^x. Her sier Hotelling seg enig i Frisch-presiseringen om proporsjonale avgifter. Han påpeker utfordringer ved kombinasjonen av avgifter og skatter og opprettholder en konklusjon om at velferd sikres best med ren inntektsskatt. En skatt som gir offentlige inntekter som kan subsidiere faste kostnader og legge til rette for priser i henhold til marginale kostnader.

Frisch kommer med en respons, en ny artikkel i tidsskriftet *Econometrica*: «*A Further Note on The Dupuit Taxation Theorem*»^{xi}.

Hotelling ønsket ikke å fortsette en dispuTT med Frisch. Han ville dog ha det siste ordet med en artikkel i *Econometrica*: «*A Final Note*». I denne avsluttende artikkelen viser Hotelling liten vilje til å forholde seg til argumentasjonen til Frisch. Han argumenterer i stedet med utgangspunkt i en bro med avgift lik marginalkostnaden, som er lik null. Hadde Hotelling åpnet for replikk ville Frisch respondert. En utgangssituasjon med marginalkostnadspris lik null gir ikke et matematisk grunnlag for en proporsjonal avgift i forhold til prisen. Dette er et spesialtilfelle.

Jeg oppfatter Frischs artikler som presiseringer og en mer generalisert fortolkning. Sluttnote^{xxvi} vurderer avgift på kraft kombinert med skatteendring.

Produktet og markedsløsninger

Vi kan beskrive et teoretisk kraftmarked uten restriksjoner på kapasitet i nettet. Dette markedet kan betegnes som et Hotelling-marked. Med markedspris klarert i møtepunktet mellom marginalkostnad og marginalnytte. Dessuten forutsettes at markedet består av kvantumtilpassere. I denne teoretiske situasjonen kan vi anvende tre ulike tilnærminger for å inkludere nettets marginaltapskostnader:

- Et marked med ett produkt og én avgift

^{ix} Jules Dupuit, 1804 - 1866 fransk bygningsingeniør

^x *Econometrica* april 1939

^{xi} *Econometrica* april 1939

- Et marked med to produkter
- Sentralisert optimalisering av kraft og nett med tilhørende nodepriser

Først vurderer vi *et marked med ett produkt og én avgift*. I utgangspunktet, før introduksjon av en avgift med forskjellige marginaltapskostnader i nettets stasjoner, klarer markedet en kraftpris lik $p(m)$. Derneft introduseres avgiften tilsvarende et energiledd. I alle stasjoner i nettet kan produsenter justere kvanta i sin budgivning ved å ta hensyn til en sum av pris for kraft og marginalkostnaden for bruk av nettet. En justering vurdert i forhold til egen marginalkostnad eller en justert vannverdi (komplisert justering).

Kraftmarkedet med kvantumtilpassere tar hensyn til riktige marginaltapskostnader i sin budgivning og klarer markedets nye pris $p(m)$ ^{xii}. Ett dilemma oppstår. Marginaltapsprosentene i energileddet har forskjellige verdier for ulike brukere av nettet, og dermed finnes det ikke en felles proporsjonalitet mellom energileddet og $p(m)$. Konsekvensen av dette er at vi må forholde oss til Frisch-presisering om særavgifter. Avgifter som ikke har en felles proporsjonalitet med de opprinnelige prisene vil føre til redusert velstand. En tariff med marginaltapskostnader medfører reduksjon av tap i nettet (forutsatt kvantumtilpassere). På den annen side vil det i henhold til Frisch bli en reduksjon i velferd. En velferd representert ved samfunnets inntekter og den samlede tilfredsstillelsen for kraftprodusenter/-kjøpere i kraftnettet. Koblingen mellom et Hotelling-marked og bruk av et marginaltapsledd i tariffen for nettet vil gi usikkerhet om den totale samfunnsøkonomiske konsekvensen. En analyse av dilemmaet kan være at alle kvantumtilpassere reelt har vurdert egen marginalnytte/-kostnad og justert volum ved å ta hensyn til riktige marginaltapsprosentene. Og, at vi derfor har et nytt Hotelling-marked. En ny markedsklarering for kraft inklusiv nettets marginaltap. Et Hotelling-marked (I) uten avgifter gir en samfunnsøkonomisk optimal løsning basert på produsenters egne marginalkostnader og kjøperes marginalnytte. Ved introduksjonen av marginaltapskostnader med både positive og negative verdier for både produsenter og kjøpere etableres et nytt Hotelling-marked (II). Dette Hotelling-marked (II) gir en annen fordeling av velferd enn Hotelling-marked (I). Hvis velferd skal opprettholdes, må det benyttes felles proporsjonale avgifter. Ønsket om reduksjon av tapene i nettet, med bruk av energileddet, gir velferdsendringer i forhold til resultatet i Hotelling-marked (I). Hvordan kan vi være sikre på at gevinsten ved reduserte tap i kraftnettet er større enn velferdstapet ved endring fra Hotelling-marked (I) til Hotelling-marked (II)?

Henviser til den utvidede Coase-teorien. Positiv samfunnsøkonomi krever at man oppnår reduserte tap i nettet som har en større verdi enn 50 % av opprinnelige nett-tap (før effektivisering med variabelt marginaltapsledd). Det er kun spesielle kraftnett i spesielle situasjoner som kan realisere så store reduksjoner av tap i nettet. Med spesielle situasjoner tenker jeg på forbrukere med særskilt sterk prissensitivitet som, på grunn av marginaltapskostnader i nettet, reduserer sitt forbruk i stor skala.

^{xii} Prisen før avgift er $p(m)$; kvantumstilpassing på grunn av avgift gir en ny markedssituasjon og en ny pris $p(m)$, som ikke nødvendigvis vil avvike mye fra $p(m)$. Frisch forutsetter i sin utlegning at den underliggende markedspris er uendret før og etter avgift.

Den andre tilnærmingen kan være at vi har *et marked med to produkter*. Kraft som ett produkt og rett til å mate inn eller ta kraft fra nettet som et annet produkt. Det finnes utsagn som om kraftoverføring i seg selv er et produkt. I så fall må Hotellings bevis om marginalkostnadsprinsippet brukes på en situasjon med to produkter, henholdsvis kraft og et nett-produkt. Teoretisk kan kraft som produkt tilfredsstille alle forutsetninger i Hotellings bevis. Kraftnett-produktet derimot, kan vanskelig omtales som et produkt i et frikonkurranse-marked med kvantumtilpassere. Teoretisk kan det konstrueres et eksempel med flere kjøpere i et nettpunkt som konkurrerer om å kjøpe rettigheter til å bruke kraft fra nettet. Men selger av produktet er et monopol. Det er vanskelig å utarbeide korrekte marginalkostnads-/tilbudskurver for ulike kvantum uttak (eller innmating) i et nettpunkt. Dette fordi nettet til enhver tid vil kunne ha et mangfold av ulike løsninger for kraftflyten i nettet, med tilhørende mange mulige løsninger for størrelsen av marginaltapene. Det oppstår dessuten en annen utfordring i forhold til Hotellings bevis, nemlig avhengigheten mellom viljen til å kjøpe produktet kraft og ønsket om å kjøpe produktet kraftnett-rettighet. Hotellings bevis er gyldig for uavhengige produkter og gir ikke veiledning for en situasjon hvor kvantumtilpasningen for produktet kraft egentlig er førsteordens tilpasning og kvantum av produktet kraftnett-rettighet er annen ordens tilpasning. Samlet vurdering tilsier at et marked med kraft- og nettprodukt ikke tilfredsstiller forutsetningene for Hotellings utledning av marginalkostnadsprinsippet.

Da kommer vi til den tredje tilnærmingen med bruk av marginalkostnader for tap i kraftnettet: *Sentralisert optimalisering av kraft og nett med tilhørende nodepriser*. En metode som i driftsfasen (f.eks hvert 5. minutt) gir ulike nodepriser avhengig av nodens lokalisering i nettets topologi. Den sentraliserte beregningen varierer ulike volum med kraftproduksjon i forskjellige deler av nettet og tilhørende kraftflyt i et masket kraftnett. Alle forskjellige kombinasjoner av produksjonsvolum og lokalisering som tilfredsstiller det samlede forbruksbehov har ulike konsekvenser for nettets økonomi. Beregningene søker den optimale løsningen som finnes med ulike nodepriser. Disse prisene i nettets knutepunkter/stasjoner er beregnet ved å ta hensyn til nettets kapasitet og aktuelle marginaltapskostnader i nettet. Nodeprisene kan beskrives som kraftprisen basert på markedsbudene fra produsenter justert for marginaltapsprosenten i driftsfasen (positive eller negative). Beskrivelser av teorien omtaler at algoritmens mål er å maksimere en samfunnsøkonomisk nytte. En maksimering av summen av produsent- og forbruksnytte redusert med nettets operative kostnader. Inntekter til produsenter og kostnader for etterspørsel kan utledes fra algoritmens optimaliserende resultat. Men beskrivelsen inkluderer ikke hele det utvidede-Coase-bildet. Nettets samlede kostnader for elektriske tap er optimalisert i henhold til algoritmens premisser. Hvordan fordeles disse kostnadene mellom nettets aktører? Denne kostnadsfordelingen har samfunnsøkonomiske konsekvenser. Coase peker også på utfordringer med å finne hensiktsmessig kostnadsfordeling mellom aktørene for å dekke nettets kapital- og felleskostnader. Selv med teoretiske forutsetninger for et Hotelling-marked vil nodeprismetoden gi en usikkerhet om hvor vidt den driftsoptimaliserte løsningen gir en samlet vurdert god samfunnsøkonomisk løsning.

Virkeligheten i kraftmarkedet avviker fra et teoretisk Hotelling-marked med nodepriser. Beskrivelser av teorien og praktiske anvendelser i USA og New Zealand tilsier bruk av forenklinger for at beregningene skal kunne gjennomføres med hyppige oppdateringer i driftsfasen. Etterspørselssidens priselastisitet blir for eksempel i noen tilfeller inkludert som 'egenbalansering' eller 'volumbud-forbruksreduksjon'. Egenbalansering innebærer at en aktør tar ansvar for at en node i

driftsfasen har null avvik fra et definert budnivå. Nodens produksjon og forbruk vil da samlet sett bli en pristaker med fast volum. Volumbud-forbruksreduksjon tilsier at en aktør tilbyr et bestemt volum i reduksjon ved avtalte prisvilkår. Slike ordninger gir forenklinger i beregningene som skal optimalisere hele kraftsystemet.

Stoppested 16: *Nodeprismetoden innebærer at en Pareto-optimal markedsklarering av et homogent kraft-produkt blir justert med ikke-proporsjonale påslag/'subsidiar' for å redusere nett-kostnader. Et Hotelling-kraftmarked blir endret på en måte som er i konflikt med Frischs presisering om krav til avgifters proporsjonalitet med kraftpris. Dette blir et skritt bort fra Pareto-optimalitet, men nettets operative kostnader blir redusert. Selv med teoretiske forutsetninger vil nodeprismetoden gi en usikkerhet om beregningen av en driftsoptimalisert løsning gir en samlet vurdert god samfunnsøkonomisk løsning. Hvor stor er reduksjonen av tap i nettet i forhold til endringer i nettbrukeres velferd?*

Statnetts tariff, avgifter og CO2-kompensasjon

Statnett lager en årlig versjon av et tariffhefte som beskriver en tariff for transmisjonsnettet som er sammensatt og påvirket av samfunnsøkonomisk teori, industriinteresser og distriktpolitikk. Samfunnsøkonomisk teori ligger til grunn for et energiledd som skal reflektere systembelastningen den enkelte kunde påfører nettet. Systembelastningen reflekteres gjennom unike marginaltapssatser, som beregnes for hvert utvekslingspunkt i transmisjonsnettet.

I tillegg til energileddet brukes et fastledd som skal sørge for at transmisjonsnettet får dekket den samlede tillatte inntekten. Det er ulike fastledd for innmating av kraft og for forbruk. Produsenter betaler et fastledd avhengig av produksjonsvolumer (MWh).

Fastledd for produsenter er begrunnet i en ambisjon om å harmonisere et internasjonalt kraftmarked og legge til rette for kraftutveksling mellom ulike land. Da er det ønskelig at marginalkostnadsmarkedet for kraftproduksjon i forskjellige land ikke har vesentlige ulikheter i tarifferingen av produksjon.

Fastleddet for uttak er basert på hvor mye effekt (MW) den enkelte kunde tar ut i systemets topplast. Samlokalisering av produksjon og forbruk i et knutepunkt/node i nettet gir en rabatt på opptil 40 % (k-faktor lik 0,6). Denne rabatten er en vurdering av nettets fordel med produksjon og forbruk i samme node, men også et resultat av påvirkning fra distriktsinteresser.

Videre har industriinteresser argumentert for nettets fordel med store volum-forbrukere som har lang brukstid. Denne argumentasjonen har lyktes med å oppnå 50 % rabatt på industriens effektledd. Statnett påpeker at det kan differensieres mellom nettkunder såfremt slik forskjellbehandling er "nettmessig begrunnet" og basert på "objektive, ikke diskriminerende kriterier".

Det er riktig at det kan argumenteres for at enkeltbedrifter med effektuttak over 15 MW og årlig kraftforbruk over 100 GWh kan berettigede en storkunderabatt. Størrelsen på denne rabatten for effektleddet er imidlertid påfallende stor.

Den samlede konsekvensen av flere elementer i Statnetts tariff ender for eksempel med et ekstremtilfelle med fantastisk rabatt. En stor industri som eventuelt har gunstig samlokalisering med produksjonsinnmating i nettet og dessuten negativ marginaltapssats lik maksimalsatsen på 15 %, kan ved kraftpris på 0,35 kr/kWh erfare en 'betaling' fra nettet på 4 øre/kWh^{xiii}.

Stoppested 17: *Det synes diskutabelt om Statnetts differensiering mellom kundegrupper er i henhold til nettmessige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier. Den samlede virkning gir enhetskostnader for energi fra nettet som varierer fra pluss 15 til minus 4 øre/kWh. Overordnet kan forholdet betegnes med at stor industri i noen tilfeller får rabatt i flere elementer som til sammen utgjør omtrent 100 % rabatt.*

Statnetts tariff er beskrevet mer detaljert i sluttnote^{xxvii}.

Vi vet at Statnett opererer med fem prisområder, og dermed får særskilte norske flaskehalsinntekter. Dette gir velferdsmessige konsekvenser for norske kunder, ved enten å være posisjonert i et område med høye priser eller i et område med lave priser. Dette forholdet ser ikke ut til å være vurdert eller diskutert i sammenheng med tarifferingen. Ut fra historikk, og også i forhold til norsk tradisjon, er det ikke overraskende at transmisjonsnettet blir tariffert som et nasjonalt fellesnett, i stedet for egne tariffier for hvert prisområde.

Det registreres at i forbindelse med regionalnett beskrives en prosedyre for å justere det faktiske uttaket, slik at det ikke blir en fordel med nærhet til produksjon i regionalnettet. For dernest å konkludere med at et annet forbruk, som har nærhet til produksjon i et felles tilknytningspunkt, skal ha en vesentlig rabatt (k-faktor justering). Den første nærhet justeres bort og den andre nærhet gir rabatt. Argumentasjonen for ovenstående differensiering mellom ulike former for nærhet til lokal produksjon synes tvilsom, i alle fall en klart uforholdsmessig sterk differensiering.

Den samlede virkningen, med negative marginaltap i samvirke med rabatt for både stort forbruk og k-faktor-justering, gir uoversiktlig differensiering mellom nettkunder.

^{xiii} Effektkostnad 270 kr/kWh (sats for 2024):

Stort industriuttak (15 MW) får årlig kostnad lik 1 215 000 kr ($15\,000 * 0,6 * (270 - 270 * 0,5)$), som kan omregnes til 1,2 øre/kWh per uttatt energienhet. I tillegg kommer et negativt energiledd 5,2 øre/kWh ($35 * 0,15$). Samlet økonomisk konsekvens blir at industriuttaket i dette tilfellet får en 'betaling' fra nettet på 4 øre/kWh. Paradokset er at slik industri erfaringsmessig i liten grad reduserer faktisk uttak på grunn av et negativt energiledd.

Øvrig forbruk med for eksempel 20 000 kWh og 7 kW og uheldig posisjon i nettet får null i k-faktor og null i storkunderabatt, og dessuten et høyt energiledd. Dette forbruket får i så fall årlig kostnad lik 1 890 kr ($7 * 270$), som kan omregnes til 9,5 øre/kWh per uttatt energienhet. Det positive energileddet for denne nettbrukeren blir 5,2 øre/kWh og samlet økonomisk kostnad nesten 15 øre/kWh.

Fastleddet med effekt som avregningsgrunnlag er helt i tråd med det jeg vil hevde er korrekt metode. Tiden bør være moden for å revurdere metodikken med fem-år som tidshorisont for fastsettelsen av effektleddet. Se sluttnote^{xxviii}.

Staten eier Statnett og stat/fylker/kommuner eier nesten all kraftproduksjon og eldistribusjon. Skatter og avgifter må vurderes i sammenheng med dette eierskapet. Det erfares at når en skatt eller avgift først er introdusert, så består den, selv om forutsetninger endres. Elavgiften ble introdusert for å tydeliggjøre at kraft, som en ressurs, skulle brukes effektivt. Hvis vi vurderer elavgiften i forhold til kraftsystemet, ser vi at den ikke har Frisch-proporsjonalitet. Når kraftprisen atter en gang, for en tidsperiode, kommer tilbake på et veldig lavt prisnivå, gir elavgiften følgende signal: Dette er feil pris, den må dobles. Det offentlige eierskapet til kraftsystemet, grunnrenteskatt for kraftproduksjon og internasjonal kraftflyt burde ha ledet til en planlagt nedtrapping og avslutning av elavgiften.

De senere år har EU/EØS lagt til rette for at nasjonalstatene kan betale CO2-kompensasjon til kraftintensiv industri. Dette for å kompensere for høye kraftpriser i markedet, som er en konsekvens av politikken for å redusere CO2 utslipp. Det registreres at ingen i Europa overgår Norge i å utnytte denne muligheten til å gi godkjent statlig støtte. Kraftintensiv industri i Norge mottar et betydelig statlig prisstøtte-bidrag. Ledelse og medarbeidere i kraftintensiv industri er ganske kravfulle når det hevdes at det offentlige eierskapet i kraftsystemet først og fremst bør brukes til å sikre industrien lave priser. Dermed hevder de indirekte at europeisk kraft-samarbeid for å redusere CO2-utslipp bør begrenses, fordi det er negativt for vår industri, men CO2-kompensasjon er ok.

Det finnes også sentrale politikere, som er nær en konklusjon om at nå er tiden inne for å begrense internasjonalt samarbeid og tenke og handle nasjonalt. Jeg vil på grunn av klimautfordringer og et ønske om å legge til rette for markedsmessig videreutvikling av norske, fornybare energiresurser konkludere tvert om. I internasjonalt kraftsamarbeid er det nødvendig med en avklaring av prisområders rolle og betydning. Jeg tenker i den sammenhengen på valg av nasjonale prisområder versus flere interne prisområder i et land.

Innledende momenter om samfunnsøkonomi i fellesnett med interne prisområder

Et fellesnett med ett prisområde etablerer markedsklarering av en kraftpris basert på alle tilbydere og etterspørre i nettet. En fellespris blir gyldig for alle nettets kunder. Ved oppdeling av fellesnettet til flere interne prisområder får vi regionale markedsklareringer. Tilbud og etterspørsel i hvert prisområde skal klarere en områdepris. Da må systemoperatøren/fellesnettet tildele en overføringskapasitet mellom aktuelle prisområder. Områdeprisene klareres med en forutsetning om at kraftvolumer kan utveksles mellom prisområdene. Tildelt kapasitet er en begrensning for utveksling av kraft.

I driftsfasens tidsenhet hvor det er ubalanser og ulike priser i områdene må produksjonen i høyprisområdet være mindre enn områdets kjøpsvolum og produksjonsvolum i lavprisområdet være større enn områdets forbruk.

I disse tidsperiodene vil endringen fra en fellespris til to områdepriser gi produsenter i høyprisområdet en gevinst og motsatt effekt i lavprisområdet. I hvert prisområde vil store samfunnsøkonomiske endringer utligne hverandre.

Hele produsentgevinsten i høyprisområdet har en tilsvarende negativ motpost i forbrukeres samfunnsøkonomisk tap. En forbruksandel, like stor som områdets produksjon, gir like store tap som produsentgevinsten. En forbruksandel, utover områdets produksjon, gir en negativ samfunnsøkonomisk endring i høyprisområdet. Denne forbruksandelen

Ubalansevolumer i interne prisområder i driftsfasen får en verdiendring. En endring på grunn av forskjellen mellom prisområdets pris og den alternative fellesprisen.

Verdiendring for ubalansevolumer er summen av verdiendringer for ubalansevolumer i begge prisområdene.

Mellom prisområdene er en *flaskehals* som genererer en inntekt til systemoperatøren. Netto samfunnsøkonomisk konsekvens kan beskrives med *flaskehalsinntekt* minus *verdiendring for ubalansevolumer*.

Prisendringene ved introduksjonen av to prisområder gir samfunnsøkonomiske effekter med økt forbruk i lavprisområde og motsatt i høyprisområde. Denne responsen reduserer ubalansene i prisområdene. Produksjonsressursene vil også justere sine anmeldelser i markedet. Slike virkninger gir billigere spesialreguleringer som reduserer systemoperatørens kostnader. Fastleddet i tariffen reduseres tilsvarende reduksjonen av produsenters inntekter. I hovedsak produsenter, men også tilfeller med større forbruksvolum som kan være aktører i spesialreguleringer.

Hvis det er samme pris i begge prisområdene blir flaskehalsinntekten null og aktørers velferdsendringer blir neglisjerbart.

I praksis kan det skje at markedsklareringen gir ulike priser kombinert med dårlig utnyttelse av kapasiteten mellom prisområdene. Ledig overføringskapasitet mellom to prisområder burde teoretisk tilsi samme prisnivå i begge prisområdene. Regulær vannkraft som for eksempel klarer en lav pris i et overskuddsområde burde levere maksimalt volum til et område med høy pris. En prisforskjell mellom områdene kombinert med ledig overføringskapasitet er en metodesvikt i forhold til teorien. Innenfor tidsenheten som klarer markedet burde volumer med regulert vannkraft i lavprisområdet øke steg for steg opp til full utnyttelse av overføringskapasitet. Altså full flaskehals gir ulike priser i områdene og ledig overføringskapasitet burde føre til like områdepriser. Ulikheter i prisområdenes tilgjengelige volum med aktuelle produksjonsteknologier gir imidlertid ulike områdepriser.

Interne prisområder og vannkraft kan ha metodesvikt med ledig overføringskapasitet og prisforskjeller mellom områdene. Et prisområde med energimessig overskudd gjennom en lengre tidsperiode kan for eksempel ha store volum med uregulert kraft som utkonkurrerer regulert vannkraft. I hver tidsenhet blir bruk av regulert vannkraft utsatt. Gradvis blir vannverdiene redusert. Regulert vannkraft blir devaluert i lavprisområdet på grunn av en flaskehals i nettet. Kombinasjonen av interne prisområder med regulert vannkraft og uregulert fornybar kraft kan gi tidsperioder med sterk områdekongruens. Disse tidsperiodene kan etterfølges av perioder der

regulert vannkraft anmeldes til lave priser og med volum som ikke er tilstrekkelig til å utnytte hele overføringskapasiteten mellom prisområdene.

Dette blir situasjoner med metodesvikt som gir ulike områdepriser og feil kraftflyt. Metodesvikt gir reduksjon i inntekten fra flaskehals og store endringer i aktørenes velferd. Endringer som i stor grad utligner hverandre. Den samfunnsøkonomiske konsekvensen vil bli negativ eller nær null.

I tillegg til metodesvikt kan inntre operasjonell svikt. Det vil si driftsfasens variasjoner i uregulerbar produksjon og forbruk som tidvis kan påvirke utnyttelsen av kapasitet i flaskehalsen. Slik operasjonell svikt gir variasjoner i inntekter fra flyten i flaskehalsen. Disse variasjonene utlignes av tilsvarende endringer i velferd for aktører i prisområdene. Samme samfunnsøkonomiske konsekvens som ved metodesvikt. Negativ eller nær null i samlet velferdsendring.

Stoppested 18:

Et fellesnett med ett prisområde etablerer markedsklarering av en kraftpris basert på alle tilbydere og etterspørrere i nettet. En fellespris blir gyldig for alle nettets kunder. Ved oppdeling av fellesnettet til flere interne prisområder får vi regionale markedsklareringer. Innenfor tidsenheten som klarerer markedet burde volumer med regulert vannkraft i lavprisområdet øke steg for steg opp til full utnyttelse av overføringskapasitet. Altså full flaskehals gir ulike priser i områdene og ledig overføringskapasitet burde føre til like områdepriser. Ulikheter i prisområdenes tilgjengelige volum med aktuelle produksjonsteknologier gir imidlertid ulike områdepriser.

Prisområder og økonomiske fellesnett

Fremtiden blir ikke ett volatilt europeisk marked, men et marked med flere prisområder.

Jeg bruker begrepet prisområder. Markeds- eller budområder er alternative betegnelser. I Norge har vi ett økonomisk fellesnett med nasjonal fordeling av kostnader for drift og investeringer i nettet. Nettfellesskapet er kombinert med et nasjonalt fellesskap for alle flaskehalsinntekter og alle kostnader ved spesialreguleringer.

Dette nasjonale kollektive fellesskapet for nettets økonomi blir i praksis kombinert med interne prisområder som tidvis gir store velferdsmessige konsekvenser for nettets kunder.

Mange kraftpolitiske spørsmål ble drøftet i året 2022. Priser i kraftmarkedet nådde nivåer og volatilitet som var uventet. Viktige elementer i diskusjonene var kraftflyt mellom land og mellom prisområder, og ikke minst statlig strømstøtte. Et første spørsmål kan være om det for det europeiske kraftsystemet er sannsynlig at fremtiden baseres på prisområder. Prisområder med vesentlige endringer både på tilbuds- og etterspørselssiden. For å vurdere fremtidens prisområder må vi først klargjøre om eller hvorfor det er hensiktsmessig med prisområder og eventuelle premisser for bruk av prisområder. Nedenfor har jeg laget et sammendrag fra informasjonssider på Statnetts nettsted :

*I et **værbasert kraftsystem** som det norske, vil kraftsituasjonen variere mellom de ulike regionene, og det er ikke tilstrekkelig kapasitet i strømmettet til å utjevne disse forskjellene i alle situasjoner.*

*Strømprisen settes for hvert av områdene, og disse **områdeprisene skaper balanse mellom kjøps- og salgsbud** fra aktørene innenfor de ulike prisområdene i Norden.*

***Prisene gir signaler** om hvor det verdt å øke eller redusere produksjon og forbruk. De gir også signaler om hvor det er mest gunstig å lokalisere ny produksjon eller nytt forbruk, og hvor det er behov for mer nett.*

Beskrivelsen på Statnetts nettsider fremhever at det norske kraftsystemet er værbasert og prisområder er nødvendig, samtidig som det påpekes at områdeprissignalene bidrar til 'riktig' lokalisering av ny produksjon og nytt forbruk.

Et signal for investeringer basert på historiske, kortsiktige priser i et Hotelling-kraftmarked er usikkert. Værvariasjonene i det norske kraftsystemet påvirker selvsagt det kortsiktige markedet, men har også en viss virkning på markedets vurdering av langsiktige kraftpriser. Det er en generell utfordring i et Hotelling-marked for kraft å avdekke et investeringssignal. Norske værvariasjoner gjør det ytterligere krevende. Inndelingen av Norge i flere regionale prisområder vil ikke forenkle utfordringene med å avdekke et investeringssignal. For eksempel vil en usikkerhet ved Statnetts fremtidige endringer i prisområder påvirke investeringsvurderinger. Dessuten vil fremtidig økonomi for ny produksjon (eller forbruk) variere avhengig av fremtidige nettutbygginger. Det er forenklet logikk når Statnett hevder at inndelingen av det kortsiktige spotmarkedet i prisområder vil veilede investeringsbeslutninger.

Interne prisområder gir ikke robuste signaler om lokalisering og behov for investeringer.

Statnett fremhever at områdeprisene skaper balanse mellom kjøps- og salgsbud fra aktørene innenfor de interne prisområdene. Denne formuleringen er en overdrivelse og forenkling. I mange tidsperioder vil store uregulerbare produksjonsvolumer skape ubalanser som må håndteres med spesialreguleringer, selv om områdepriser blir veldig lave. På den annen side er det riktig at interne prisområder fører til en viss regional selvregulering som gir redusert volum med spesialreguleringer. Samt at betalingen for spesialreguleringer blir billigere. Interne prisområder reduserer inntektene for selgere av systemtjenester like mye som reduksjonen i fellesnettets kostnader. Den samfunnsøkonomiske konsekvensen blir null.

Interne prisområder gir reduksjon i volum og pris for spesialreguleringer med null i samfunnsøkonomisk konsekvens.

Statnetts beskrivelse omtaler ingen vurdering av interne prisområder kombinert med en nasjonal tariff for transmisjonsnettet. Oppdelingen av fellesnettet i markedsområder er begrunnet i manglende kapasitet i nettet. I markeds-/prisområdene vil noen aktører få redusert velferd på grunn av tidvise endringer fra lik pris i områder til ulike områdepriser. Inndelingen i interne prisområder gir en ny inntekt i kraftsystemet på grunn av prisforskjell og kraftflyt mellom områdene. Flaskehalsinntekter gir en inntekt. Denne inntekten reduserer nettets felleskostnader. En gevinst som via nettets tariff fordeles til alle kraftkjøpere i hele nettet, uavhengig av hvor flaskehalsinntektene oppstår.

Det er gode argumenter for å hevde at fordeling av kostnader i et økonomisk fellesnett bør vurderes i sammenheng med organiseringen av nettkundenes markedsklarering.

Stoppested 19: *Det er gode argumenter for å hevde at et økonomisk fellesnett bør tilsvare et felles markedsområde. Enten ett nasjonalt fellesnett med ett nasjonalt prisområde. Eller en nasjon med flere regionale nett og regionale prisområder. Fremtiden kommer til å bli dominert av nasjonale prisområder.*

Markedstenkning i 2016

I mine søk etter dokumenter som drøfter prisområder i elektrisitetsmarkeder, finner jeg et drøftingsnotat med tittel: « Stochastic Electricity Dispatch: A challenge for market design», utgitt ved Norges Handelshøyskole, Institutt for foretaksøkonomi (FOR 11 2016, ISSN: 1500-4066, august 2016).

I notatet beskrives markedsklareringen i spotmarkedet dagen før dagen. På selve dagen, time for time, vil det være avvik mellom anmeldte kjøp/salg i markedet og faktiske volum. Disse avvikene må håndteres i den løpende operative driften med regulerkraftmarked og eventuelle spesialreguleringer. Forskerne mener/antar at den samfunnsøkonomiske nytten kan forbedres. Spotmarkedet kan ha mekanismer som sørger for en sannsynlighetsvekting av ulike risiki for ubalanser på selve markedsdagen. Volum og priser for ulike aktører i markedet vektet i forhold til aktørers muligheter til å justere ubalanser på selve markedsdagen. En kreativ ide, absolutt - men ytterst krevende å realisere. Det er i alle fall interessant å lese hvordan forskere beskriver kraftsystemet, markedet og ideer til forbedringer.

I sammendraget av rapporten fokuseres at elektrisitetsmarkedet har to sekvensielle markedsklareringer, henholdsvis spotmarkedet (day ahead) og regulerkraftmarkedet (real time). Når det første markedet klareres er det usikkerhet om neste dags forbruk og uregulerbare produksjon. Dagen etter erfares hvor mye vinden faktisk blåser og hvor stor vindkraftproduksjonen blir. Avvikene mellom avtalte volum i spotmarkedet og faktiske volum på selve markedsdagen må klareres i regulerkraftmarkedet. Forfatterne introduserer en stokastisk markedsklarering. Spotmarkedet klareres med sannsynlighetsvekting av volumrisiko for uregulerbar produksjon kombinert med forventet kostnadsnivå i reguleringsmarkedet. Denne metoden sammenlignes med gjeldende løsning som omtales som den 'nærsynte metoden'. Nærsynt fordi spotmarkedet klareres kun basert på gitte bud vurdert dagen før dagen. Uten at det blir tatt hensyn til sannsynlige kostnader i det etterfølgende regulerkraftmarkedet. Det hevdes at en stokastisk metode gir en høyere samfunnsøkonomisk velferd, men at metoden gir utfordringer relatert til markeddesign.

Detaljert beskrivelse og vurderinger av stokastisk markedsklarering i sluttnote^{xxix}.

Ideen om stokastisk markedsklarering svikter i virkeligheten når rapporten avslutter med: *gitt at det ikke er noen helt sann/sikker sannsynlighetsvurdering av fremtidens variasjon i produksjonsvolumet fra vindkraft, vil et sannsynlighetsestimat gi grunnlag for subjektive diskusjoner. .. - hvis representasjonen av den faktiske usikkerheten er korrekt, vil den stokastiske metoden gi en økning i den samfunnsøkonomisk nytte.*

Korrekt representasjon av faktisk usikkerhet som premiss blir diskutabelt. Det er mulig med relativt god sannsynlighet å angi et utfallsrom for vindstyrken den påfølgende dagen. Det er imidlertid vanskelig å se for seg en 'korrekt' oppdeling av kommende dag, time for time, med ulike sannsynlighetsestimat for forskjellige vindstyrker. Stokastisk markedsklarering ligner mer på en teoretisk ide enn en hensiktsmessig metode. Det er viktigere å vurdere hensiktsmessige konkrete løsninger for to utfordringer. Det ene er avregning av ubalanser og det andre er incitament for taktisk anmelding i markedet.

Faktiske ubalansekostnader må belastes de aktørene som er ansvarlige. Det er sentralt å sikre at motivet hele tiden er å treffe best mulig med anmelding av volum fra uregulerbar kraftproduksjon. I de fleste situasjoner vil aktørene motiveres til god kvalitet i anmelding av markedsvolumer. En viktig forutsetning er at ubalanseavvik blir avregnet med faktiske kostnader.

Taktisk anmelding i markedet kan oppstå i spesielle situasjoner. Forfatterne hevder at vindkraftprodusenter har et incitament til å markedsanmelde større volum enn sannsynlig volum. Ikke bare vindkraft. Men også andre aktører kan under visse betingelser ha en motivasjon for å overdrive anmelding av volumer til markedet. Et incitament oppstår når aktørene bedømmer at nettdrift og marked tilsier et 'helt sikkert' behov for nedreguleringer. Da kan aktører motiveres til å posisjonere egen virksomhet, slik at det mottas økonomisk kompensasjon for størst mulige nedreguleringsvolumer.

I et fellesnett med interne prisområder vil det ofte være slik at tidsperioder med taktisk volumanmelding er samtidig med veldig lave priser for aktørene. I et fellesnett med ett prisområde kan den økonomiske konsekvensen og incitamentet bli større. Fellesprisen i et fellesnett vil oftest være høyere enn prisen i et internt prisområde med tydelig produksjonsoverskudd. Referansen for økonomisk kompensasjon ved nedreguleringer er knyttet til den aktuelle kraftprisen. Enten fellespris eller en intern områdepris. Den økonomiske dimensjonen ved taktiske volumanmeldinger er mer utfordrende når det er ett felles prisområde. Interne prisområder kan vurderes som løsning for å redusere økonomiske konsekvenser ved taktisk volumanmelding. Det er imidlertid en vidtgående metode. Da introduseres andre store velferdsmessige utfordringer. Interne prisområder fremtrer i så fall som en kollektiv straff for mange nettkunder på grunn av kanskje kun en aktør som gir taktiske bud i markedet.

I stedet for vidtgående beslutninger med interne prisområder bør systemoperatøren tildeles fullmakter for konkrete målrettede tiltak. Først advarsel til aktør(er) som mistenkes for taktisk volumanmelding. Derneft fullmakt til å vedta at aktører får reduksjon av den økonomiske kompensasjonen ved nedreguleringer. Ved denne metoden gjøres kun tiltak overfor noen aktører i stedet for en kollektiv metode gjeldende for alle produsenter i hele prisområdet.

Rapporten er fra 2016 og drøfter mulige forbedringer i metoden for markedsklarering uten å omtale interne prisområder. I lys av erfaringer fra kraftmarkedet i 2021 og 2022 blir fokuset på markedsklarering med en mulig stokastisk metode påfallende. Påfallende i forhold til de åpenbare utfordringene vi har registrert med store prisforskjeller internt i Norge. Optimal allokering av velferd og best mulig samfunnsøkonomi bør være sentrale momenter ved valg av markedsløsninger. Interne prisområder i et fellesnett gir større negative konsekvenser i virkeligheten enn et teoretisk potensial ved stokastisk markedsklarering.

Rollen

Hva blir kraftnettets rolle? Hvordan passer rollen med subsidiering av nettkunder med negative marginaltapskostnader?

En rapport, THEMA 2012-34, beskriver nettets rolle og betydning for verdiskaping:

- *legge til rette for verdiskaping i eksisterende forbruk og produksjon av kraft*
- *tilføre verdier knyttet til ny kraftproduksjon, nytt forbruk, forsyningssikkerhet både for eksisterende og nye overføringsbehov, mellomlandsforbindelser og redusere klimaeffekter*
- *legge til rette for likere kraftpriser mellom regioner og verdiskaping i alle deler av Norge*
- *legge til rette for balanse mellom produksjon og forbruk hvert sekund, ellers kollapse systemet.*

De fire punktene ovenfor, som beskriver kraftnettets rolle, kunne også ha vært gyldige før energiloven av 1991. Det er fokus på samfunnets verdiskaping og likere kraftpriser mellom regioner og verdiskaping i alle deler av Norge. Balanse mellom produksjon og forbruk hvert sekund er ikke et mål, men et premiss for operativ systemdrift. Beskrivelsen i rapporten fra 2012 gir en åpning for å hevde at Statnetts rolle er *eier og driver av et nasjonalt kollektivt kraftnett for å oppnå størst mulig samfunnsøkonomisk nytte ved produksjon og bruk av elektrisitet*. I punktene ovenfor er det avhengighet mellom et delmål og konsekvensen av premisset om balanse. Balanse i systemet er et premiss som kan ivaretas med interne prisområder eller alternativt ved spesialreguleringer. Når Statnett i praksis prioriterer bruk av interne prisområder, gir det større ulikhet i kraftpriser. Interne prisområder gir en åpenbar konflikt i forhold til delmål om å legge tilrette for likere kraftpriser mellom regioner.

Stoppested 20: *Et spørsmålet er om nettets rolle passer med synspunktet om at overføring i et kraftnett er et gode/produkt, som skal prisvurderes med nettets marginalkostnad? Statnetts rolle er eier og driver av et nasjonalt kollektivt kraftnett for å oppnå størst mulig samfunnsøkonomisk nytte ved produksjon og bruk av elektrisitet. Det blir i min vurdering en motsetning mellom denne rollen og en ide om at overføring har en marginalkostnad som skal inkluderes i et prissystem. Rollen preges av nasjonalt fellesskap og et ansvar som en overordnet tilrettelegger. En slik rolle passer dårlig med å belaste en bruker i et svakt utbygget nettpunkt med en vedvarende høy marginaltapskostnad, time for time og år etter år. Interne prisområder gir dessuten en svikt i forhold til nettets rolle med et mål om størst mulig samfunnsøkonomisk nytte.*

Tariffen og Hotelling, Frisch og Coase

Jeg har tidligere stilt spørsmålet: Hvordan ville Hotelling ha vurdert Statnetts energiledd og tariff-metoden med nettets marginaltapskostnader? Tilsvarende: Hva ville Frisch og Coase ha ment?

Jeg tror at Hotelling ville blitt fascinert av kraftmarkedet og Statnetts bruk av marginalkostnadsprinsippet i et variabelt energiledd, med både positive og negative verdier. Til tross for en slik fascinasjon ville han vært skeptisk til kombinasjonen av nettets marginaltapssatser og kraftmarkedet. Han ville antagelig konkludert at nettmonopolet bruker en tariff som forstyrrer marginalkostnadsprinsippets funksjon i kraftmarkedet.

Både Frisch og Coase ville trolig hatt innvendinger mot Statnetts tariff. Frisch ville ha kontrollert omfanget av kvantumtilpassere. Coase ville sagt seg enig med prinsippet om flerleddet prismodell, men hatt innspill til forbedringer av tariff-metoden. Antakelig hadde han argumentert mot interne prisområder og for gjennomsnittlige tapskostnader. En eventuell bruk av interne prisområder hadde Coase kombinert med særskilte nett-tariffer for hvert prisområde.

Frisch ville hevdet at tapskostnadene, bør inndeckes med bruk av proporsjonale avgifter. En løsning kunne være å bruke nettets gjennomsnittlige tap som et prosentpåslag på den til enhver tid gjeldende kraftprisen. Prosentpåslaget må innjusteres fra tid til annen for å tilsvare nettets faktiske aggregerte tapskostnader.

Frisch ville kanskje akseptert et moderat fastledd avhengig av energivolum for produsenter. Samt at forbrukere belastes en avgift knyttet til maksimal effekt fra nettet innenfor en tidsperiode. Fastledd avhengig av energi for produsenter og fastledd avhengig av effekt for forbrukere kan sørge for inndeckingen av nettets kostnader utover tapskostnadene.

Fellesgodet

Overført til Statnetts sentralnett og kraftmarkedet, hevder jeg at perspektivet må justeres. Nettet må vurderes som et fellesgode.

Basert på Frisch og Coase (og Hotelling) vil jeg påstå:

Stoppested 21: *Kraftsystemet består av produsenter og forbrukere og et nett som sammenkobler disse. Nettet gir grunnlaget for et kraftmarked og en kraftpris. Forutsatt en andel kvantumtilpassere bør kraftprisen klareres med marginalkostnadsprinsippet i et marked.*

Nettet er et fellesgode, og bruk av nettet bør ikke prises med marginalkostnadsprinsippet. Et fellesnett bør ha ett prisområde.

Pris for uttak av kraft bør fastsettes med en flerleddet pris. Et energiledd for å dekke kostnadene for elektriske tap i nettet. Energileddet bør baseres på prognose for gjennomsnittlige tap og avregnes som et påslag proporsjonalt med kraftprisen. Et fastledd som bør være avhengig av brukerens effektuttak. Dette leddet avregnes (for eksempel) ukentlig avhengig av ukens maksimale forbruk og kan også være tidsdifferensiert for å vektlegge vinterperioden med høyt uttak av effekt.

Produsenters betaling for bruk av nettet bør være harmonisert i kraftmarkedet, slik at andelen nettkostnader som belastes produsenter varierer minst mulig (nasjonalt og internasjonalt). Produsenter betaler dermed en harmonisert innmatingsavgift per energienhet og et energiledd basert på samme prinsipp som for uttak av kraft.

Forskriften

I 2002 skrev Sunnfjord Energi (SE) et brev til Norges Vassdrags- og Energiverk (NVE). En klage på bruk av marginaltapsprinsippet i Statnetts tariff.

«SE meiner at det er umogeleg å sjå at marginaltapsprinsippet gir eit incentiv om ein effektiv nettutnytting. SE peikar vidare på at det er kunstig å nytte eit prinsipp som i praksis medfører at eit svakt, sårbart og underinvestert sentralnettsområde, utan reserve i sentralnettet, får vesentleg høgre kostnader enn robuste område og at denne omveltinga skjer i form av marginale tap, trass i vesentleg redusert leveringstryggleik.»

NVE konstaterer at: *«Statnett grunnjev bruken av marginaltapsprinsippet med at det er allment akseptert og heimla i forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffar (forskrift om kontroll av nettverksemda). Dei peikar på at modellen dei nyttar er ei tilnærming til røyndommen og at han kan gjerast betre, noko Statnett hevdar dei arbeider kontinuerleg med.»*

NVEs vurderingar:

«Den tariffstruktur vi har i dag (med bruksavhengige og andre ledd) tek utgangspunkt i økonomisk teori som seier at ein kan oppnå samfunnsøkonomisk optimal ressursbruk dersom prisen på eit gode blir sett lik marginalkostnaden ved å frambringe godet for konsum..... Frå NVE si side er det viktig at Statnett som systemansvarleg, til ei kvar tid kartlegg trangen for innføring av systemmessige tiltak, nye investeringar eller sambinding med utlandet. Dette behovet skal ta utgangspunkt i det som er samfunnsøkonomisk optimalt og må såleis mellom anna vurdere høge marginale tap. Det at det er høge marginale tap i sentralnettspunkt på nordvestlandet og avgrensingar inn til området treng likevel ikkje i seg sjølv å utløyse eit behov for investering i sentralnettet på bakgrunn av samfunnsøkonomisk optimalitet. I enkelte høve kan det vere samfunnsøkonomisk optimalt å utsette investeringane.»

Sunnfjord Energi fikk ikke gehør for en klage mot feil praktisering av en økonomiske teori, selv om det erkjennes at praktiseringen er *«ei tilnærming til røyndommen»*. Men vi legger merke til NVEs henvisning om at den enkelte må leve med høye marginaltapskostnader, så lenge fellesskapet for øvrig finner frem til samfunnsøkonomisk "optimalitet".

Her kommer kjerneproblemet tydelig frem. Sentralnettet er et fellesgode som optimaliseres investeringsmessig i forhold til tapsekostnader og den samlede samfunnsmessige nytte som oppnås ved nye investeringer. Vi ser i saksbehandlingen igjen en omtale av at *samfunnsøkonomisk optimal ressursbruk oppnås dersom prisen på et gode blir satt lik marginalkostnaden ved å frembringe godet for konsum*. Dette utsagnet er gyldig når relevante premisser er ivarettatt. Men teorien misbrukes til å sette prisen for ett prisledd i en flerleddet prismodell for en tjeneste levert fra et monopol.

Høsten 2022 erkjente Statnett at kraftkrisen i Europa ville medføre enorme flaskehalsinntekter for Statnett (inntekter på grunn av prisforskjellen mot naboland og inntekter fra prisforskjellene internt i

Norge). De valgte å sette tariffens energiledd til null. Dette ble et problem i forhold til forskriftens ordlyd og dermed en korrespondanse mellom Reguleringsmyndigheten (RME) og Statnett.

Statnett fikk 31. august 2022 dispensasjon til å sette energileddet til null for månedene september og oktober 2022. Statnett søkte RME om forlenget dispensasjon til å beholde energileddet lik null.

RME varsler 6. oktober 2022 at Statnett gis dispensasjon fra forskrift om kontroll av nettvirksomhet ved at det tillates at det settes et tak på kraftprisen som ligger til grunn for beregning av energileddet. Taket skal ikke settes lavere enn 35 øre/kWh. For øvrig skal marginaltapssatser og energiledd beregnes og anvendes på ordinær måte.

RME vurderer at: *«formålet med energileddet er å gi prissignaler til produksjon og forbruk som gjenspeiler de samfunnsøkonomiske tapene og gevinstene ved at det mates inn og tas ut kraft ...*

Energileddet gir prissignal på kort sikt, men er også en av faktorene som kan være med å avgjøre lokalisering av for eksempel industri og kraftproduksjon. Ved å sette energileddet til null mister uttakskunder som har lokalisert seg i områder med negative energiledd for uttak fordelene ved å ha en plassering som er gunstig for nettet. Tilsvarende gjelder for produsenter. ...

Ved å opprettholde beregningene av punktvis marginaltapssatser og å tillate at det settes et tak på kraftprisen som legges til grunn, får kunden fortsatt signal om hvordan bruken påvirker nettet. Samtidig hindrer en at energileddet gir urimelige utslag som kommer i tillegg til allerede høy kraftpris.»

Det er ikke overraskende å se hvor sterk RME er i troen på at marginaltapssatser sammen med lokale prisområder gir riktige prissignaler. Imidlertid overraskende å lese: *Ved å sette energileddet til null mister uttakskunder som har lokalisert seg i områder med negative energiledd for uttak fordelene ved å ha en plassering som er gunstig for nettet.* Mener virkelig RME at det har vært lokaliseringsbeslutninger av betydning hvor marginaltapssatsen har vært sentral og at dette forholdet 'binder eller begrenser' RMEs handlingsrom? I så fall hvor lenge? Glemmer RME at produksjonssystemet i nord fortsatt er dominert av vannkraft? To påfølgende år med svikt i tilsiget gir behov for kraftflyt fra sør til nord. Endringen i kraftflyten vil i en slik situasjon tilsi at marginaltapssatser (for uttakskunder) som før var negative blir endret til positive. Et annet forhold vil være dersom det blir etablert ny industri med stort forbruk. Da vil kraftflyten bli endret av den grunn. En endring som påvirker beregningen av marginaltapssatser.

Stoppested 22: *RME hevder at samfunnsøkonomisk optimal ressursbruk oppnås dersom prisen på et gode blir satt lik marginalkostnaden ved å frembringe godet for konsum. Jeg vil hevde at overføring i nettet ikke er et gode som konsumeres. Energileddet med marginaltapskostnader fremtrer mer som en avgift på godet kraft. En avgift som medfører samfunnsøkonomiske velferdstap og stor flytting av velferd mellom nettbrukere og noe reduksjon av elektriske tap i nettet. To nobelprisvinnere (Sveriges Riksbanks pris til minne om Alfred Nobel) i økonomi ville ha hatt innvendinger til kontrollforskriftens § 14-1. Ragnar Frisch fikk prisen i 1969 og Ronald Harry Coase fikk prisen i 1991.*

Gjeldende forskrift, kontrollforskriftens første ledd § 14-1^{xiv}. *Utforming av tariffen for ordinære uttak i transmisjons- og regionalnett lyder:*

^{xiv} Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen

I transmisjons- og regionalnett skal energileddet avspeile marginale tapskostnader. Energileddet skal være referert til de enkelte tilknytningspunkter og skal tidsdifferensieres. Tidsdifferensieringen skal minimum være ukentlig med en sats for dag og en annen sats som gjelder både natt og helg. Marginale tapsprosenten skal beregnes med hensyn til systembelastningen i et samlet nettsystem og en produksjons- og lastsituasjon som er representativ for hvert enkelt tidsavsnitt. Tapsprosenten for henholdsvis uttak og innmating skal ha samme absoluttverdi, men motsatt fortegn.

Denne forskriftsreguleringen gir uoversiktlige konsekvenser for velferden til forskjellige brukere og liten virkning i faktisk reduksjon av tapene i nettet.

Stoppested 23: *RMEs argumentasjon om viktigheten av at kunden fortsatt må få signal om hvordan bruken påvirker nettet, er bygget på to illusjoner. En illusjon om at prognose for kraftflyt gir et godt nok grunnlag for beregning av signalet og en illusjon om mange kvantumstilpassere. Virkeligheten, for eksempel den 28. mai 2023, er et norsk kraftmarked med minus ca 12 øre/kWh som kraftpris mellom kl 12 og kl 13. Dette var en pris som var gyldig i hele Norge. Om kvelden samme dag er kraftprisen i nord ca 2 øre/kWh og i sør over 70 øre/kWh. Hele denne søndagen anvendte Statnett en beregning av marginaltapssatser basert på én prognose for kraftflyten i Norden. Virkeligheten var store variasjoner i kraftflyten. Fra Midt-Norge til Sør-Norge varierte kraftflyten mellom 100 MW og 500 MW. Eksport fra Norge til UK var stabil gjennom døgnet. Fra Sverige til Sør-Norge varierte flyten fra null til ca 1600 MW. Mellom Norge og Danmark varierte det med eksport på 700 MW og import på 700 MW. Disse store variasjonene i kraftflyt må gi vesentlige variasjoner i nettets marginaltap. Virkelighetens faktiske variasjon i marginaltap blir oversett og i stedet anvendes gjennomsnittssignalet basert på en prognoseberegning gjeldende for hele døgnet (en søndag).*

To øyer med vannkraft

Dynamiske tilpasninger og valg av prissystem

Det er tidligere omtalt at et fellesnett ved endring fra ett prisområde til to interne prisområder, med teoretiske forutsetninger, aldri får en positiv samfunnsøkonomisk gevinst. Analysen bygger på økonomiske endringer innenfor tidsenheten som brukes for klarering av kraftmarkedet. Altså for eksempel én time som tidsenhet. Samfunnsøkonomer vektlegger en argumentasjon om positive dynamiske tilpasninger ved bruk av prissystem med interne prisområder. Statnett og RME peker for eksempel på at en dynamisk tilpasning kan være investering i ny industri i et prisområde med lav pris. For å vurdere investeringsmessige tilpasninger i kraftsystemet kan vi ikke fokusere på situasjonen i én enkelt time. Investeringer i produksjon, industri eller i nye kraftledninger begrunnes i observasjoner av kraftpriser og volum som årsgjennomsnitt. Konkrete eksempler må illustreres med energivolum og priser som er representative for en lengre tidsperiode, samt en vurdering av virkninger ved en aktuell dynamisk tilpasning. Analyse av virkninger er krevende. Det er slik at markedsklareringer i 8760 timer i ett år gir 8760 ulike priser og energivolumer. I hver time kan analyseres en samfunnsøkonomisk endring i forhold til et nullalternativ. En endring på grunn av en dynamisk tilpasning i et prissystem for kraft. Denne endringen må sammenlignes med relevant respons i nullalternativets prissystem.

Akkumulering gjennom ett år av hver times nytte- og velferdsendringer representerer årets samfunnsøkonomiske endring. En slik analyse kan ikke uten videre gjennomføres med gjennomsnittlige priser og årsvolum for energi. Det må tas et forbehold om at etterfølgende konkrete eksempler med årlige gjennomsnittlige kraftpriser og energivolumer gir vurderinger med usikkerhet. Ambisjonen ved bruk av enkle eksempler er å vurdere dynamiske tilpasninger og konsekvenser med ulike prissystemer. Dynamisk tilpasning i eksemplene kan være endring i kraftforbruk eller en investering i overføringskapasitet. Konsekvenser kan være netto samfunnsøkonomisk endring eller forskyvning av velferd for nettets kunder. Aktuelle prissystemer er enten ett prisområde med fellespris eller interne prisområder.

Vi skal se nærmere på investering i ny industri med økning i elektrisk forbruk og et eksempel med investering i nettets kapasitet.

To øyer, øy A og øy B, har like vannkraftsystemer. Midlere tilsig gir forventet årsproduksjon for hver av øyene tilsvarende 150 TWh/år. Forbruket av elektrisitet på øy A er i balanse med midlere årsproduksjon. Øy B derimot, er overutbygget med et forbruk klart mindre enn produksjonskapasiteten. På øy B er etterspørselen 120 TWh/år og normalårets tilsig på denne øya medfører store volum med tapt vann (30 TWh/år). Hva blir kraftprisene på øyene?

Langsiktig gjennomsnittlig pris for øy A kan bli 0,5 kr/kWh og for øy B kan den bli 0,2 kr/kWh. Dette er kraftpriser når hver øy har et eget kraftnett og et eget kraftmarked. Det etableres så et felles nettselskap og en fellespris for kraft på begge øyene.

Det betyr at øyene får en felles tariff for bruk av nettet og samme nettkostnadsnivå uavhengig av lokalisering på øy A eller B. Politikere på øyene argumenterer at når vi deler fellesnettets investeringer og kostnader på alle øybeboere, bør vi også ha et felles prisområde for kraftmarkedet. Det betyr at tilbud fra produsenter på begge øyene sammenstilles i markedsklarering med samlet etterspørsel for begge øyene. Denne markedsklareringen gir en fellespris for øyene. Fellesprisen for begge vil være en aktuell referanse ved økonomisk kompensasjon for spesialreguleringer. Denne fellesprisen vil som et gjennomsnitt i en lang tidsperiode ligge mellom 0,2 og 0,5 kr/kWh. Langsiktig gjennomsnittlig fellespris kan bli 0,35 kr/kWh. Denne situasjonen med fellesnett og -pris for begge øyene er nå et nullalternativ før ytterligere endringer.

Ny industri og økt forbruk

Ny industri vil øke kraftforbruket og redusere øyenes samlede kraftoverskudd. Dette fører til en økning i fellesprisen. Øy A har energimessig balanse og øy B har kraftoverskudd. Vurdert i forhold til kraftressurser er det åpenbart at ny industri bør lokaliseres på en øy med kraftoverskudd. Det kan også være andre relevante momenter som bør inkluderes ved valg av lokalisering for ny industri. Kapasitet for havn med import- og eksportmuligheter, markedet for arbeidskraft og nærhet til kompetansemiljøer kan være eksempler. Ved investeringer i stort format i ny industri vil offentlige myndigheter bli involvert på ulike måter. Lovgivning og forskrifter kan tilsi behov for offentlige tillatelser og/eller konkrete godkjenninger av arealdisposisjoner. I offentlige beslutningsprosesser vil det bli mulig å gjennomføre en helhetlig avveining av alle hensyn. En avveining av fordeler og

ulempes ved ulike lokaliteter for ny industri. Det kan ofte bli en situasjon hvor lokalisering av ny industri må vurderes i sammenheng med eventuelle nye investeringer i kraftsystemet.

Noen argumenterer at det er viktig med interne prisområder i et fellesnett. Fordi interne prisområder gir prissignaler for nye investeringer. En høy pris på øy A og en lav pris på øy B signaliserer at investeringer i ny industri bør skje på øy B.

På den annen side vil fellesnettet ha en dokumentert historikk som viser hvor det har vært nedreguleringer av produksjon. Omfanget av slike spesialreguleringer gir relevant informasjon ved vurdering av lokalisering av ny industri.

Det kan også hevdes at prissignalers nytte er kombinert med en begrensning og en negativ konsekvens. Begrensningen knyttes til at signalet er uvarig og svekkes for hver nye investering. Gitt flere nye fabrikker vil all overskuddskraft bli disponert og det blir samme prisnivå på begge øyene. Prissignalet er ikke et robust signal, som gir en varig forretningsmessig fordel. Negativ konsekvens knyttes til stor reduksjon av velferd for forbrukere i høyprisområdet. Politikken på øyene i dette eksemplet beslutter, til tross for ovenstående, at det skal være to prisområder.

Skiftet fra fellespris til to prisområder gir en samfunnsøkonomisk endring lik null, men stor flytting av velferd mellom nettets kunder, se sluttnote^{xxx}.

Hvert år med to budområder vil innebære negative konsekvenser for forbrukere i høyprisområdet. Negative konsekvenser i forhold til alternativet med en fellespris.

Prisøkning på grunn av et stort nytt industriforbruk kan for eksempel bli 0,05 kr/kWh. Ved en dynamisk tilpassing med økt forbruk på øy B vil det årlige velferdstapet for forbrukere i høyprisområdet i så fall reduseres fra 22 til 15 Gkr/år. Eksemplet viser at selv ved en vesentlig dynamisk tilpasning kan store negative velferdsmessige konsekvenser bli videreført.

Sjøkabel

Dernest et eksempel med investering i en sjøkabel mellom øyene. En sjøkabel mellom øyene vil overføre betydelige kraftmengder fra øy B til øy A. Stor produksjon på øy B fører til en flaskehals mellom øyene. Kraftflyten i sjøkabel må begrenses ved hjelp av spesialreguleringer.

I utgangspunktet forutsettes stor kapasitet i reservekraftverk for øy A og null for øy B. Med utveksling mellom øyene vil øy A ha en forbedret forsyningssikkerhet. Brukstil for reservekraftverkene på øy A vil reduseres. Reduksjonen i bruk av reservekraftverk representerer en stor samfunnsøkonomisk nytte ved investeringen i sjøkabel. Når systemoperatøren etablerer to prisområder, får regulerbar kraft på øy A høyere verdi enn regulerbar kraft på øy B. Verdien av regulerbar kraft på øy A vil influere på prisdannelsen på øy B. Graden av denne påvirkningen kan antas å være proporsjonal med utvekslingskapasiteten mellom øyene i forhold til regulerbar produksjonskapasitet på øy B.

Med prisområder kan kraftprisen for øy A bli 0,45 kr/kWh og for øy B 0,25 kr/kWh. Dette er prisestimer som antas gyldige som gjennomsnitt for flere år.

Overgang fra fellespris til interne prisområder gir endringer i øyenes forbruk (sluttnote^{xxxix}).

Forbruket på øy B øker til 123,6 TWh/år. Forbruket på øy A reduseres med 4,5 TWh/år til 145,5 TWh/år.

Kraftflyten mellom øyene blir påvirket. Forskyvninger i tidsperioder for bruk av regulert vann på øy B vil søke å opprettholde kraftflyten mellom øyene. På den andre siden vil forbruksendringene medvirke til en reduksjon av kraftflyten. Det vurderes at kraftflyten blir redusert med en andel av den samlede forbruksendringen. Det kan i så fall tilsi en reduksjon fra for eksempel 16 til 12 TWh/år.

Selve forbruksendringene medfører endrede forutsetninger for markedstilpasningen med økt forbruk på øy B og redusert forbruk på øy A. Reduksjon i kraftflyt fra øy B til øy A påvirker årlig energibalanse på øy A. I en langsiktig vurdering av årlige gjennomsnittlige energivolumer må årsforbruket på øya balanseres med produsert vannkraft og reservekraft, samt transport til øya via sjøkabelen.

Balansering av årsvolumer før og etter ny sjøkabel, samt før og etter overgang til prisområder er vist i sluttnote^{xxxix}.

Investeringen i selve sjøkabelen har samme samfunnsøkonomiske positive verdi uavhengig av prissystem. Samfunnsøkonomisk endring ved et skifte fra fellespris til to prisområder estimeres, med årsgjennomsnitt for volumer og priser, til + 0,2 Gkr/år (sluttnote^{xxxix}). Og en flytting av velferd mellom nettets kunder lik ca 15 Gkr/år. Altså to prisområder gir nær null i samfunnsøkonomisk gevinst i forhold til fellespris. Eller alternativt formulert: to prisområder i stedet for en fellespris gir en gevinst lik ca 1 % av forskyvningen i velferd mellom nettets kunder.

Stor positiv samfunnsøkonomisk gevinst er dominert av selve investeringen i sjøkabel, uavhengig om det er to prisområder eller ett felles prisområde. En forenklet beregning, med årsgjennomsnitt for priser og volum, gir en marginal samfunnsøkonomisk gevinst i forhold til forskyvning i velferd mellom nettets kunder.

Analyse av virkelighetens virkninger er krevende. Markedsklareringer med fellespris-system i 8760 timer i ett år gir 8760 ulike priser og energivolumer. Tilsvarende vil et to-prisområdesystem, med en konkret dynamisk tilpasning, gi 8760 ulike priser og energivolumer. I hver time må vurderes den samfunnsøkonomiske endringen i forhold til nullalternativet med fellespris. En endring på grunn av en dynamisk tilpasning i et prissystem for kraft. Akkumulering gjennom ett år av hver times virkelige nytte- og velferdsendringer representerer årets virkelige samfunnsøkonomiske endring. Den forenklede beregningen anslo en positiv gevinst (nær null). Teoretisk analyse av hver tidsenhet i markedsklareringene tilsier et annet anslag. Den virkelige samfunnsøkonomiske konsekvensen gjennom et år vil bli en negativ endring (nær null).

Stoppested 24: *Dynamiske tilpasninger, avhengig av prissystem, kan være investering i ny industri eller i økning av nettets kapasitet. Interne prisområder gir et signal om at ny industri bør lokaliseres i et prisområde med lav pris. Denne egenskapen ved et prissystem er positiv og nyttig, men også med en begrensning og en negativ konsekvens. Begrensningen knyttes til at signalet er uvarig og svekkes for hver nye investering og negativ konsekvens knyttes til forskyvning av velferd for forbrukere i*

høyprisområder. Det er tvilsomt om positiv nytte ved investeringssignaler generelt kan tildeles større betydning enn omfanget av negative velferdsendringer for fellesnettets brukere.

Et eksempel på investering i nettets kapasitet kan være en sjøkabel mellom to øyer. Stor positiv samfunnsøkonomisk gevinst er dominert av selve investeringen i sjøkabel, uavhengig om det er to prisområder eller ett felles prisområde. En forenklet beregning med årsgjennomsnitt for priser og volum gir nær null i samfunnsøkonomisk gevinst, ved endring av prissystem fra fellespris til prisområder. Betegnelsen 'nær null' er relatert til et marginalt nivå i forhold til dimensjonen på velferdsendringer for fellesnettets kunder.

Valg av prissystem har tydelige føringer for selve kraftproduktet eller kraftvaren. En homogen kraftvare er stikkord for neste stoppested.

Kortsiktig balansering av homogen kraftvare og langsiktig balanse

Ovenfor er vurdert samfunnsøkonomi og kraftpriser for et overutbygget vannkraftsystem på to øyer med Hotelling-kraftmarked.

En helt annen markedsløsning for overutbygget vannkraft kan illustreres ved Samkjøringsmarkedet i Norge før energiloven 1991. Hvilke begrunnelser ble brukt for endringer av dette markedet?

Statistisk Sentralbyrå (SSB) i Norge publiserte i 1991 en rapport 91/13 med tittel «Effektivisering av kraftmarkedet». Den omtaler samfunnsøkonomiske tanker som var grunnlaget for kritikken av Samkjøringsmarkedet og beskriver de markedsmessige rammer som var gjeldende før energiloven av 1991.

Rapportens beregninger av likevektspriser ga langt lavere pris enn kostnaden ved å bygge ny kraft. Rapporten fokuserte på store prisforskjeller mellom ulike kundegrupper og mellom forskjellige områder i Norge. På det tidspunktet var det kritikk av det lave prisnivået for kraftintensiv industri og de høye prisene for alminnelig forsyning og næringer i byene. Optimal kraftutbygging innebærer at ny kraft skal bygges når likevektsprisen er lik langtidsgrensekostnad. Rapporten kritiserte at kraftsystemet var overutbygget.

Kritikken av kraftsystemet ble overdrevet og premisser for krafthandelen med utlandet ble mangelfullt drøftet. Rapporten mangler en analyse av den grunnleggende forskjellen i konsekvensene ved svikt i tilsiget i forhold til konsekvensene ved store tilsig. Rapporten sier at «Fastkraftproduksjonsevnen i det norske vannkraftsystemet i 1989 var om lag 102,5 TWh.» Dette er konkret feil, fordi 102,5 TWh var midlere produksjonsevne på det tidspunktet. Fastkraft var relatert til et definert produksjonsnivå. Forenklet beskrevet med 30 års tilsigsstatistikk gir 27 år med høyere produksjon enn fastkraftnivået. For fastkraft er det tre av tretti år som gir mindre produksjon enn definisjonen. Det er imidlertid ca 15 av 30 år som gir mindre produksjon enn middelproduksjonen.

For året 1989 kritiserer rapporten at vesentlige tilsig utover det normale førte til 6 TWh vanntap. Samt at det var svært høy eksport av kraft til veldig lave priser. Et hvilket som helst kraftprissystem vil ha lignende utfordringer og konsekvenser når tilsiget i et vannkraftdominert marked er vesentlig utover et normalt nivå.

Bruk av fastkraft og tilfeldig-kraft i Samkjøringsmarkedet var begrunnet i asymmetrien i konsekvenser. Samfunnsøkonomiske tap ved rasjonering og kraftmangel er vesentlig større enn tapene ved store tilsig og kraftoverskudd. Rapportens viktigste bidrag er påpekingen og beskrivelsen av prisdiskrimineringen i datidens kraftmarked. Det fokuseres på beregningen av likevektsprisen for den homogene varen, elektrisk kraft. Ulike priser for den homogene varen gir ineffektivitet i allokeringen av varen og tilhørende samfunnsøkonomisk tap. Det siste avsnittet i rapporten lyder: «*Det langsiktige potensialet kan realiseres ved en mer markedsorientert kraftomsetning og ved at en ikke foretar ny kraftutbygging før en har realisert en situasjon hvor alle brukere betaler samme pris for en beregnet homogen kraftvare og der prisenivået gjenspeiler marginalkostnadene ved å bygge ut ny kapasitet.*» (min understreking)

Det norske kraftmarkedet, dominert av vannkraft, har i de påfølgende tiårene etter 1990 erfart at systemoperatøren har økt bruken av interne prisområder. Begrepet overutbygget tilsier at det gjennomsnittlige produksjonsvolum per år er større enn et årlig normalforbruk. Fornybare produksjonskilder har store volumvariasjoner. Systemoperatører ønsker å begrense kostnadene for spesialreguleringer i et fellesnett med felles kraftpris. Det oppnås ved å etablere interne prisområder. Konsekvensen blir ulike kraftpriser for det homogene kraftproduktet og store velferdsmessige endringer for nettets brukere.

Systemoperatører fokuserer ikke på disse konsekvensene, men argumenterer: «... *Strømprisen settes for hvert av områdene, og disse områdeprisene skaper balanse mellom kjøps- og salgsbud fra aktørene innenfor de ulike prisområdene ...*». Det som blir tydelig, er en ide om at områdenes aktører antas å ha store muligheter for å finne en balanse ved å justere kjøps- og salgsbud. Et spørsmål kan være om forventningen til slike justeringer er overdrevet. Spørsmålet blir særlig aktuelt når størrelsen av volumendringer på tilbudssiden sammenlignes med evnen til volumendringer hos forbrukere.

Samfunnsøkonomer kritiserte et vannkraftsystem som var overutbygget. Det ble presisert et mål om kortsiktig balansering og langsiktig balanse. Kortsiktig balansering med homogen kraftvare og langsiktig balanse med investering i ny kapasitet når pris er lik langtids grensekostnad.

Et fastkraftmarked versus et Hotelling-marked for kraft gir forskjellige konsekvenser for kortsiktig balansering av en homogen kraftvare og langsiktig balanse. I en vurdering kan vi inkludere to varianter av Hotelling-marked. Enten ett fellesnett med ett prisområde eller ett fellesnett med interne prisområder.

Kortsiktig balansering av homogen kraftvare i et fastkraftmarked kan karakteres ved mindre volatilitet i pris for fastkraft og en regelstyring av hvilke forbruksvolum som kan dekkes med tilfeldig-kraft. Dette tilsier 'stivere' respons i situasjoner med ubalanse. Krav om homogen kraftvare kan ivaretas. Den langsiktige balanse i et system med fastkraft vil erfaringsmessig medføre overinvestering i kapasitet. Det kan sannsynligvis bli slik at aktører prioriterer investering i egen produksjon fremfor kjøpsavtaler.

Ett fellesnett med Hotelling-marked i ett prisområde kan forutsetningsvis ha store volum som deltar i en kortsiktig balansering. Det blir behov for spesialreguleringer for å håndtere begrensninger i nettet. Krav om en homogen kraftvare blir tilfredsstilt. Fellesprisen i et stort prisområde vil ha

moderat volatilitet. Investerings signaler for ny kapasitet blir ikke tydelige på grunn av variasjonen i ressurstilgangen i vannkraftsystemet. Denne løsningen gir investerings signal med moderat sikkerhet.

Et fellesnett som prisklareres med interne Hotelling-markeder vil ha mindre volum i delområdene. Den kortsiktige balanseringen gir mer volatilitet i prisene. Krav om en homogen kraftvare blir ikke tilfredsstilt. Kostnader for spesialreguleringer blir mindre. Investerings signaler i denne løsningen blir utydelige og usikre. Interne prisområder vil i mange tidsperioder ha situasjoner med stor uregulerbar produksjon og full kapasitetsutnyttelse av fleksibelt forbruk. Da har markedet null kvantumtilpassere. I disse tidsperioder er det ingen klarering i markedet av timens marginalkostnad for produksjon og marginalnytte for forbruk. Derimot en klarering av en pris for det volumet som har lavest kostnad for å ikke-produsere (eventuelt en negativ pris lik en betaling for å produsere i timen).

Stoppested 25: *Samfunnsøkonomer i 1991 krevde et marked med et homogent kraftprodukt. Tretti år senere løfter samfunnsøkonomer frem ideen om nodeprissystem. Fastkraftsystemet fra forrige århundre er ikke aktuell løsning. Fremtidens kraftsystem må organiseres med en variant av Hotelling-marked eller en variant av et nodeprissystem.*

Et overutbygget vannkraftsystem kan være et utgangspunkt for konkrete vurderinger av forskjellige markedsorganiseringer. Det konstateres at balansering og balanse er viktig. Krav om homogen kraftvare og robusthet i investerings signal må også vektlegges.

Samfunnsøkonomi, kraftpriser og overutbygget vannkraftsystem

På øy B er et lite sted Bb med et elvekraftverk. Øy B har vannkraftproduksjon med midlere produksjonsnivå større enn etterspørselen. Øy A har et normalforbruk på linje med øyas gjennomsnittlige produksjon. Det er en sjøkabel som forbinder øyene.

Politikken på øyene har besluttet investeringer i reservekraftverk (hydrogen) på øy A. Elvekraftverket Bb er tilknyttet kraftsystemet med en kraftlinje til øvrig produksjon og forbruk på øy B. Elvekraftverket og forbrukere i Bb inngår som økonomisk deltagere i det store fellesnettet, for begge øyene.

Deretter skjer endringen til to prisområder i fellesnettet. Henholdsvis øy A og øy B.

Et internt prisområde på øy B gir en moderat økning av øyas forbruk, ingen endring i uregulerbar kraftproduksjon og en tidsforsinkelse i bruk av regulerte vannmagasiner. Behovet for spesialreguleringer reduseres fordi magasin vann tidvis går til overløp. Disse momentene gir endring i kraftflyten mellom øyene og en gedigen reduksjon av inntektene til kraftprodusenter på øy B.

Endringen til to prisområder medfører at elvekraftverket i Bb har fått en løsning som gir et dårligere grunnlag for investeringer i forbedringer av kapasitet eller kvalitet. Grunnlaget for dynamisk videreutvikling av kraftverket er dårligere med to prisområder enn ett prisområde. En rekke samfunnsøkonomer vil nå innvende og hevde at et nodeprissystem er den beste metoden, og at det må tilsi en egen pris i Bb. La oss vurdere dette i lys av veiledning fra rapporten NOU 2022:6 (Nett i tide - om utvikling av strømmettet), der omtales nodeprissystemet med følgende:

«Strømnettet består av svært mange utvekslingspunkter som nettet knytter sammen. Disse kan omtales som noder. I hver node vil det være en optimal pris på strøm, som tilsvarer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke forbruket i noden med en enhet. Nodeprisen består av både kostnaden for kraft og kostnaden for overføring. Nodeprising gir i teorien perfekte prissignal på kort sikt – siden alle aktører vil stå overfor den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke forbruket (eller produksjonen).»

Dette er kjente formuleringer i tråd med Hotelling, men utvidet til å inkludere marginaltapkostnader i nettet inn i markedsklareringen for kraft. En markedsklarering per node som er avhengig av dynamiske beregninger av marginaltapkostnader i nettet. Dynamiske beregninger tilsier at det er faktisk kraftflyt som legges til grunn for beregning av marginaltap i nettet og at beregningene justeres når aktører endrer produksjon eller forbruk.

Matematiske algoritmer beregner mange alternative kraftpriser i øy Bs noder og beregner alle aktuelle tilfeller av flyt av kraft i nettet og medfølgende varianter av marginale nett-tap (se sluttnote^{xxxiv}).

I utgangspunktet hadde forbruk i Bb en langsiktig gjennomsnittlig pris lik 0,35 kr/kWh. Når systemoperatøren endret praksis til to prisområder ble prisen i Bb redusert til 0,25 kr/kWh og ved nodeprissystem for eksempel 0,28 kr/kWh. Tre forskjellige gjennomsnittlige prisnivåer avhengig av systemoperatørens beslutninger om prisområder eller nodeprissystem. De tre forskjellige markedsløsningene har samme kraftproduksjon i elvekraftverket og omtrent likeartet forbruk i Bb. Vesentlige endringer i velferd mellom nettets kunder og null endringer i kraftflyt til Bb (når vi ser bort fra marginale volumendringer i forbruk på grunn av pris).

Noen hevder at et overutbygget produksjonssystem, som øy B, bør ha en lav pris for å stimulere nytt forbruk, som så igjen flytter markedet i retning av en bedre balanse. Dette argumentet må vektes i forhold til den negative konsekvensen ved svakere insentiv til å investere i kvalitetsforbedringer av produksjonsressurser. Dessuten, hvis forbruket øker mye på grunn av en stor investering i ny industri, vil den lave prisen bli flyttet til et høyere nivå. Et nytt nivå som avviker fra prisnivået gjeldende på tidspunktet for investeringsbeslutningen. Økt forbruk på øy B gir redusert kraftflyt fra øy B til øy A. Dermed en negativ konsekvens med forhøyet pris til forbruk på øy A. Samt at produksjonsressurser på øy A får bedre muligheter til å investere i ny produksjon og eventuelle kvalitetsforbedringer. En analyse av forbruksøkningen og balansen på kun øy B blir for snevert.

Stoppested 26: *Vurderinger av to øyer må inkludere langsiktige ulike dynamiske beslutninger om investeringer i såvel kraftproduksjon som industri for begge øyene. Da blir vurderingene sammensatte og kompliserte. Det er vanskelig å se at systemoperatøren ved en beslutning om to prisområder fremmer en bedre samfunnsøkonomisk effektivitet enn prinsippet om en lik pris for en homogen kraftvare. Lik pris for homogen kraftvare tilsier ett prisområde for øyene.*

Norske samfunnsøkonomer har i tiårene etter 1991 endret holdninger og vurderinger av kraftsystemet. Premisset fra 1991 om viktigheten av allokering av den homogene kraftvaren, basert på lik pris til alle i markedet, har blitt utvannet og nedtonet. I stedet har en ide, om i operativ drift å inkludere et avhengighetsforhold mellom kraftmarkedet og kraftnettet, fått sterkere gehør.

Stoppested 27: *En samfunnsøkonomisk ide er at hele kraftsystemet i hvert tidsavsnitt skal totaloptimaliseres i en matematisk algoritme. Optimalisering basert på marginaltap i alle nettets noder og markedsklarering av tilbud og etterspørsel i nodene. Dette blir ikke et konkurransemarked med bruk av marginalkostnader, men en arena for tildeling av fordeler og ulemper beregnet i en uoversiktlig 'svart boks'.*

SSB-rapport fra 1991 understreker viktigheten av lik pris til alle brukere av en homogen kraftvare. I dag må en fortolkning av rapporten være at ett økonomisk fellesnett bør ha ett felles prisområde for alle brukere i nettet. Et alternativ med flere prisområder i ett og samme fellesnett vil medføre en samfunnsøkonomisk samlet virkning som er negativ eller nær lik null. Interne prisområder påvirker også forutsetningene for investeringer i kraftsystemet. Denne virkningen kan ha langsiktige negative konsekvenser.

Norgespris

Den 31. Januar 2025 lanserte Arbeiderpartiet en 'Norgespris' for strøm. En fastpris for strøm på 40 øre/kWh, gjeldende fra høsten 2025. Regjeringen planlegger at ordningen skal supplere allerede iverksatte strømstøtte. Altså en ny situasjon hvor husholdninger kan velge mellom strømstøtte eller en fastpris. Strømstøtten gir kompensasjon for 90 % av prisen som overstiger 75 øre/kWh. Samtidig med lanseringen av fastpris på strøm var områdeprisen i nord 10 øre/kWh og i sør 150 øre/kWh.

Husholdninger har et sammensatt forbruk av strøm, dominert av volum som er behovsvurdert i forhold til vær, årstid og aktivitet. I noe grad kan aktiviteter flyttes i tid, slik at en andel av strømforbruket kan justeres i forhold til markedspriser. Strømstøtten virker i praksis som en subsidiering som er proporsjonal med markedsprisen. Ordningen opprettholder incitament til tidsforskyvninger av husholdningsforbruk avhengig av markedspriser. Et slikt incitament forsvinner med de husholdningene som velger en fastpris-ordning.

Hva ville Ragnar Frisch ha ment om den norske strømstøtten og om forslaget til en nasjonal fastprisordning?

Frisch ville hevdet at støtte eller subsidier for kraft bør utformes forskjellig for kvantumtilpassere og pristakere. Hotellingmarkedet for kraft klareres med marginalkostnader og marginalnytte. Markedet er avhengig av kvantumtilpassere. Avgifter eller subsidier i dette markedet bør være proporsjonale med kraftpris. Da vil kvantumtilpassere klare markedet. Pristakere er passive og produserer eller kjøper uavhengig av pris. Husholdninger har forbruk dominert av en andel som pristakere. Men for mindre andeler er husholdningsforbrukere kvantumtilpassere. Frisch ville ha vurdert strømstøtte i samvirke med en fastpris. Han ville anbefalt at en fastpris bør settes lik en prognose for en markedsklarert fellespris for hele Norge. Videre ville han ha foreslått at strømstøtten starter fra nivået til fastprisen og med subsidiering proporsjonalt med økende kraftpriser.

Stoppested 28: *Det er viktig at en statlig ordning med nasjonal fastpris gir et riktig signal for energisparende tiltak i husholdningene og at strømstøtten opprettholder incitament for riktig tidsstyring av kvantum. Det bør være en balanse mellom ordningene slik at mange velger strømstøtte, selv om fastpris nuller ut en prisrisiko.*

Et samfunnsøkonomisk notat

Vi er nå ved reisens mål: et notat med tittel: *Elektrisitetsmarkedet - marginaltap og interne prisområder i økonomiske fellesnett.*

Notatet innledes med: « ... *De samfunnsøkonomiske virkningene av et økonomisk kollektivt fellesskap og markedsmetoder er lite fokusert. Dette notatet har et mål om å vurdere markedsmessige metoder i økonomiske fellesnett.* »

Følgende to påstander utledes og begrunnes.

1.

Bruks-/energiledd med dynamiske marginaltapskostnader i nettets noder gir negativ samfunnsøkonomi i forhold til en Coase-Frisch-løsning med et bruksledd basert på gjennomsnittstapet i nettet.

2.

Et fellesnett som endres fra ett til to prisområder, vil få en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens. Dette er gyldig innenfor markedets tidsoppløsning. Samfunnsøkonomien over tid blir summen av konsekvensene gyldig for hver tidsenhet. Store skiftninger i uregulerbare produksjonsvolumer vil gi tidsperioder med betydelige prisforskjeller og enorm skjevdeling av velferd mellom nettets brukere.

Det europeiske energibyrå ACER, Reguleringsmyndigheten i Norge og alle samfunnsøkonomiske miljøer vektlegger teorien for bruk av interne prisområder. Teorien gir en metode for reduksjon av operative kostnader for kraftsystemet. Stort fokus på systemdriftskostnader leder til oppdeling av et fellesnett i sub-markeder. Konsekvensen blir regionale markedspriser for kraft kombinert med nasjonale felleskostnader for kraftnettet. En løsning med negativ samfunnsøkonomi.

Det samfunnsøkonomiske notatet vurderer konsekvenser ved en endring fra ett prisområde til to områder. Analysen baseres på observasjoner av virkninger. Det er dog noen virkninger som ikke blir inkludert. Viktigst i den sammenhengen er at markedsklarering i ett prisområde gir en annen allokering av forbruk og produksjon enn i løsningen med to prisområder. Markedsklarering, i to prisområder, vil påvirke utnyttelsen av nettets kapasitet. Stor volatilitet i volum med uregulerbar produksjon og moderate dynamiske forbruksendringer vil medføre prisklareringer som gir en redusert utnyttelse av tilgjengelig nettkapasitet. Omfanget og størrelsen på negativ samfunnsøkonomi ved dårlig utnyttelse av nettets kapasitet kan være vesentlig. To prisområder vil tidvis 'kamuflere' et egentlig behov for transport av regulerbar vannkraft internt i fellesnettet og markedsklareringen gir tidvis for liten bruk av nettets kapasitet.

Elektrisitetsmarkedet -

marginaltap og interne prisområder i økonomiske fellesnett

Elektrisitetsmarkedet i Europa er flere marginalkostnadsmarkeder for kraft kombinert med økonomiske fellesnett for transmisjon og distribusjon. Slike fellesnett er monopolvirksomheter som blir kontrollert av myndighetene. Investeringer og felleskostnader i nettvirksomhet blir fordelt på alle nettets brukere i henhold til tariffer og regler. Denne økonomiske fordelingen har klare trekk av kollektivt spleiselag, uavhengig av hvor det investeres eller hvordan felleskostnader oppstår. Dette kollektive fellesskapet kombineres med markedsmessige metoder som prisområder i fellesnettet og ulike marginaltapskostnader i nettets noder. De samfunnsøkonomiske virkningene av et økonomisk kollektivt fellesskap og markedsmetoder er lite fokusert. Dette notatet har et mål om å vurdere markedsmessige metoder i økonomiske fellesnett.

Innledningsvis er en gjennomgang av klassiske økonomer og deres vurderinger av markeder og marginalkostnader. Deretter en konkret vurdering av samfunnsøkonomisk konsekvenser ved aktuelle metoder for prising av elektriske tap i nettet og for bruk av interne prisområder i et økonomisk fellesnett. Konklusjonen er negative konsekvenser ved bruk av ulike marginaltapskostnader i nettets noder og ved oppdeling av nettet i prisområder.

Økonomer og marginalkostnader

Harold Hotelling (1895 - 1973) var en amerikansk matematiker og statistiker. Han skrev i 1938 en artikkel : «*The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates*»^{xv}. Hotelling innleder artikkelen med: «*In this paper, we shall bring down to date in revised form an argument due essentially to the engineer Jules Dupuit, to the effect that the optimum of the general welfare corresponds to the sale of everything at marginal cost.*» Første del av artikkelen er beskrivelser av klassisk økonomisk teori med konsument-, produsentoverskudd og priser lik marginalkostnader.

I artikkelens andre del, THE FUNDAMENTAL THEOREM, starter Hotelling med: *... helt uavhengig av konsument- eller produsentoverskudd skal vi etablere en generalisert beskrivelse av Dupuits resultat.* Han ønsker å fokusere betydningen av priser lik marginalkostnader. Utgangspunktet er en omtale av en persons nyttefunksjon $\phi = \phi(q_1, q_2 \dots q_n)$; hvor q er ulike kvantum for ulike varer og tjenester (fra 1 til n) forbrukt av et individ per tidsenhet. Hvis nyttefunksjonen har samme verdi for ett sett med q som for et annet sett med q , er nytteverdien likeverdig for de to sett med q .

Anta en situasjon hvor skatteinntekter brukes til å bygge infrastruktur og fabrikker. Og personens forbruk betales med den relevante marginalkostnaden for hver aktuell tjeneste eller produkt. Etter betaling av skatter disponerer personen en inntekt m . Personen maksimerer sin nyttefunksjon slik at

^{xv} Econometrica juli 1938

m er lik sum av kvantum q multiplisert med pris p for alle valgte produkter. Et alternativ kan være at personen velger en annen sammensetning av produktkvanta som også kan kjøpes/selges for disponibel inntekt m . Enhver annen fordeling av kvanta enn i maksimal nyttefunksjon har en konsekvens som kan kalles kvantumdelta. Produktpris multiplisert med personens endring av kvanta summert for alle produkter er lik kvantumdelta. Dersom kvantumdelta er null utleder Hotelling at nyttefunksjonen blir lik opprinnelig nytte kombinert med en negativ endring. Dette er en generalisert konklusjon om at kvantumdelta lik null gir negativ samfunnsøkonomisk effekt.

Deretter endrer han systemet som har kun marginalkostnadspriser. Nye produktavgifter introduseres, positive eller negative, kombinert med reduksjon av alle personers inntektsskatter. Dette gir endring i disponibel inntekt og produkters priser og personenes valg av kvanta. Da får vi en annen konsekvens som kan kalles prisdelta. Det er en persons nye kvanta multiplisert med prisendringene for hvert av produktene, summert for alle produkter. De nye produktavgiftene tilsier at personene betaler offentlige avgiftsinntekter lik summen av alle personers prisdelta.

Nettoendringen i offentlig inntekt blir avgiftsinntektene minus redusert inntektsskatt. Hotelling forutsetter videre at reduksjonen i hver persons inntektsskatt settes lik personens betaling i produktavgifter. Da ser han at en persons kvantumdelta blir null. Særskilte forutsetninger for skatteendringer fører til at den generaliserte konklusjonen er gyldig. Den nye nyttefunksjonen har opprinnelig nytte kombinert med en negativ endring. Og dette kan gjøres gjeldende for alle personer, hvis hver enkelt person har tilpasset endring av skatt. Hotelling konkluderer at produktavgifter i tillegg til priser lik marginalkostnader reduserer velferd.

Hotellings premisser er i utgangspunktet vidtfavnende, men argumentasjonen frem til en konkret observasjon bygger på særskilte premisser for endring av skatt og avgifter. Sentral forutsetning er at produktavgifter gir endring av både kvanta og priser. Han argumenterer med en person som er kvantumtilpasser. Det vil si en person som endrer ønsket kvantum av et produkt når prisen endres. Dette i motsetning til pristakere som ikke endrer kvantum når prisen endres. Argumentasjonen utvikles videre med den aktuelle personens valg av kvanta for øvrige produkter og dernest av alle valg til alle personer. Det er ikke matematiske forutsetninger som tilsier at alle personer må være kvantumtilpassere. Men hvis alle personer er pristakere er man utenfor argumentasjonens ramme. Vi må legge til grunn at en/noen personer må være kvantumtilpassere.

Utleddningen om negativ samfunnsøkonomisk virkning ved produktavgifter har ikke en forutsetning om at alle priser skal fastsettes i konkurransemarkeder. Argumentasjonen åpner for både konkurranse- og monopolbaserte priser. Hotelling forutsetter imidlertid at alle priser i utgangssituasjonen er relatert til marginalkostnader.

Ragnar Frisch (norsk økonom 1895 - 1973) skrev i 1939 en artikkel «*The Dupuit Taxation Theorem*». Han hevder at det ene relevante spørsmålet er om avgifter er proporsjonale eller ikke-proporsjonale med prisene som var før introduksjonen av avgifter. Det er avgifters eventuelle ikke-proporsjonalitet, og bare det, som medfører en reduksjon i velferden. Han beskriver proporsjonalitetsfaktoren for en eventuell avgift og forutsetter en særskilt justering av inntektsskatt. En justering avhengig av proporsjonalitetsfaktor og opprinnelige priser og kvantum. Beskrivelsen til Frisch ligner en proporsjonal omsetningsavgift gjeldende for alle produkter og med en særskilt tilpasset endring av inntektsskatt. Med slike forutsetninger kan velferden opprettholdes, selv med produktavgifter. Han

påpeker at Hotellings "case" er et spesialtilfelle der proporsjonalitetsfaktoren er lik null. Og avslutter med at proporsjonale produktavgifter kan opprettholde velferd.

En britisk økonom, Ronald Harry Coase (1910 - 2013), var enig i at når prisen ikke er lik marginalkostnaden, er det et samfunnsøkonomisk tap. På den annen side ville Hotellings forslag medføre feilallokering av produksjonsfaktorer, samt en ikke hensiktsmessig fordeling av inntekter og sannsynligvis et samlet samfunnsøkonomisk effektivitetstap. Coase hevdet at det sentrale problemet relateres til en forskjell mellom gjennomsnitts- og marginalkostnaden. Da oppstår vanligvis to andre problemer. For det første vil en andel av kostnadene være felleskostnader for mange forbrukere og problemet blir å finne en rasjonell metode for å fordele slike kostnader på ulike grupper av brukere. For det andre vil det ofte være utfordringer med å beregne riktige faste kostnader. Det vil bli intrikate vurderinger om fordeling av tidligere investeringer og nedskrivninger.

Coase argumenterte for flerdelt prising. Bruk av gjennomsnittskostnader kunne ha fordeler versus marginalkostnadsprinsippet. På den negative siden vil man få noe samfunnsøkonomisk tap, men slippe subsidier og unngå at det offentlige må forsøke å estimere etterspørsel. Alt i alt argumenterte Coase at en flerdelt prismetode kan sikre betaling for gjennomsnittskostnader og samtidig minimalisere ulemper ved pris avvikende fra marginalkostnaden. Flerdelt prismetode, typisk med et fastledd og en enhetspris, vil ivareta en grad av markedsbasert etterspørselssignal. Det vil legge til rette for at forbrukere gjør rasjonelle valg og gi bedre informasjon for nye investeringer i infrastruktur.

Hotelling konkluderer at produktavgifter i tillegg til priser lik marginalkostnader må redusere velferd. Frisch derimot hevder at proporsjonale produktavgifter kan opprettholde velferd. Og Coase mener at bruk av marginalkostnadspriser kan gi feilallokering av produksjonsfaktorer, feil fordeling av inntekter og sannsynligvis et samlet samfunnsøkonomisk effektivitetstap.

Konkret vurdering av pris for elektriske tap i et fellesnett

Et nasjonalt transmisjonsnett kan være organisert som et økonomisk fellesnett med ulike metoder for å dekke økonomiske kostnader for elektriske tap i nettet. Metodene kan for eksempel være en rendyrket Hotelling-løsning basert på dynamiske marginalkostnader for hver node i hver tidsenhet, en tilnærmet Statnett-løsning basert på prognoseverdier for marginaltapsprosjenter i nettets noder eller en Coase-Frisch-løsning. Den siste løsningen er gjennomsnittlig tapsprosent brukt som proporsjonal avgift for hele nettet.

Hotelling-løsning

Alle personer har nyttefunksjoner med produktet kraft sammen med marginaltapskostnader i nettets noder. Markedet blir klarert med marginalkostnader for kraftproduksjon inklusivt kostnader ved marginaltap i aktuelle noder. Forbrukere av kraft bruker marginalnytte tatt hensyn til kostnaden for marginaltap i noder.

Kvanta fastsettes hensyntatt marginaltap for nettet. Teoretisk forutsetter vi korrekte vurderinger av marginaltapsprosjenter i hver node i et elektrisk overføringsnett. Disse er gjeldende for hver tidsenhet og relateres til en samtidig klarering av kvanta for kraftproduktet tatt hensyn til

marginaltap i nodene. Det kan være én underliggende kraftpris for et fellesnett eller alternativt ulike priser i prisområder. De ulike personer inkluderer ønskede kvanta av kraft og overføring i en node (eller flere). Disse produktkvanta inngår i en nyttefunksjon. Denne teoretiske løsningen gir i henhold til ideen en samfunnsøkonomisk optimal løsning. En optimalitet relatert til allokering av kraftproduksjon og forbruk påvirket av nettets marginalkostnader. Det skjer imidlertid to samfunnsøkonomiske effekter samtidig. En virkning siden allokeringen av kraftproduktet tar hensyn til marginaltap i nettet og på den annen side en virkning ved at tapet i nettet bli redusert. Allokeringen av kraftproduktet har i seg selv én velferdsmessig effekt for personene. Den samtidige endringen av tap i nettet gir en annen velferdseffekt for personene. Gevinsten i reduserte tap fordeles til monopolnettets brukere. Hvordan blir den samlede virkningen?

Statnett-løsning

Statnett praktiserer en metode hvor det for hver tidsenhet benyttes prognoser for gjennomsnittlig marginaltapsprosent i hver enkelt node. Prognoser gyldige for mange tidsenheter. Denne metoden vil nødvendigvis for hver tidsenhet i hver enkelte node introdusere et avvik (dm) mellom tidsenhetens korrekte marginaltapsprosent og gjennomsnittsprognosen. I tillegg blir innmating av produksjon belastet med en innmatingstariff (it) lik en fast avgift for hver enhet av aktuelt overføringsprodukt. Metoden tilsier et system med en sum avgift $dm+it$ som varierer fra node til node. Det er i praksis en ikke-proporsjonal produktavgift. Dette påvirker priser og kvanta for kraft og overføring i nodene. Hotellings teori og påpekningen til Frisch gir som resultat at en Statnett-løsning, har en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens. Negativ i forhold til en Hotelling-løsning på grunn av uproporsjonale særavgifter ($dm+it$).

Coase-Frisch-løsning

En tredje løsning, med referanse til Coase og Frisch, kan være bruk av proporsjonalt påslag tilsvarende nettets gjennomsnittlige tapsprosent. Produktet kraft inkluderes med et proporsjonalt påslag tilsvarende nettets gjennomsnittlige tap. Kostnadene for elektriske tap i nettet blir inndekket med den proporsjonale avgiften på kraftproduktet. I henhold til Frisch kan relative fordelingskonsekvenser for produktet kraft beholdes. Det tilsier at denne løsningen gir en allokering av produksjon og forbruk som avviker fra allokeringen i Hotelling-løsning.

Diskusjon og konklusjon

Det er utvilsomt at en Hotelling-løsning er bedre enn en Statnett-løsning. Er en Hotelling-løsning bedre enn Coase-Frisch-løsning?

Først må vi vurdere begrepet tidsenhet. Når økonomer på 1930-tallet gjør teoretiske analyser brukes begrepet «for hver tidsenhet». Samtidig er forutsetninger for produkter, avgifter og skatter ganske vidtfavnende. I hvilken grad kan disse teoretisk analysene brukes for å veilede en inkludering av produktet elektrisk kraft med tidsenhet en time eller kortere? Eller veilede bruk av dynamiske marginaltapsprosent med tidsenhet hvert femte minutt?

Argumentasjonen åpner for en utrolig mengde produkter med stor ulikhet i frekvensen for omsetning. Kraftproduktet er klart i en særskilt kategori med hyppige endringer i volum og priser. Andre produkter kan omsettes daglig, ukentlig eller enda sjeldnere. Endring av inntektsskatter er

normalt en årlig foreteelse. Virkeligheten tilsier at argumentasjonen til Hotelling og Frisch må suppleres med *en periodisert tidsenhet*. Produkter med hyppig omsetning må omberegnes til volum og priser gjeldende i en periodisert tidsenhet. Volum i hver kortvarige tidsenhet kan summeres til volum gjeldende i periodisert tidsenhet. Prisen for dette volumet må være en volumvektet gjennomsnittspris for alle omsetninger innenfor en periodisert tidsenhet. Inntektsskatt må periodiseres til et gyldig nivå for en andel av ett år. Med en slik metode kan vi teoretisk etablere et grunnlag for at alle produkter kan bli inkludert i nyttefunksjoner for alle personer.

En konsekvens av denne periodiseringsmetoden er at vi også kan fokusere på begrensede nyttefunksjoner. Med det menes for eksempel en minste tidsenhet med kun elektrisitet som produkt. Da vil alle personer etablere egne begrensede nyttefunksjoner avhengig av prissystem og kostnadsfordeling for elektriske tap i nettet. Argumentasjonen til Hotelling og Frisch kan være gyldig også for begrensede nyttefunksjoner. Da forutsettes at de begrensede nyttefunksjoner kan akkumuleres til periodisert tidsenhet.

Det diskuteres videre med utgangspunkt i en begrenset nyttefunksjon med kun produktet elektrisk kraft.

En Hotelling-løsning vil gi en allokering med maksimering av alle personers begrensede nyttefunksjoner og samtidig en løsning som reduserer elektriske tap i nettet. Begrepet maksimering må leses som personers valg av kraftvolum avhengig av egen nytte i forhold til markedets marginalkostnad for kraft og nettets marginaltapskostnader.

Coase-Frisch-løsningen maksimerer personenes begrensede nyttefunksjoner for produktet kraft, hensyntatt gjennomsnittlige tap. Nettets faktiske tap blir en konsekvens av allokeringen av kraftproduktet.

Løsningene gir ulike allokeringer av kraftressurser. Forskjellen mellom Hotelling versus Coase-Frisch vil avhenge av nettets marginaltap og personers prissensitivitet. Hotelling-løsning gir betalinger til nettmonopolet fra alle personer som kjøper eller bruker kraft i noder med positive marginaltapsprosent. Motsatt har nettmonopolet utbetalinger til alle personer som kjøper og selger i lokasjoner med negative marginaltapsprosent. Nettets inntekter redusert med utbetalingene kan brukes til å betale kostnadene for nettets elektriske tap. Denne netto inntekt vil avvike fra faktiske kostnader for tap i nettet. Dette avviket vil være et beløp som nettet avregner på en eller annen måte i forhold til nettmonopolets brukere. Vi har en optimalisert allokering som kombineres med etterskuddsvis endringer i fordelingen av kostnadene for elektriske tap i nettet. Dette gir en usikkerhet om samlet virkning for personene.

Faktiske kostnader ved tap i nettet blir håndtert vesentlig annerledes i en Coase-Frisch-løsning. En proporsjonal avgift i hver tidsenhet basert på nettets gjennomsnittlige tapsprosent og tidsenhetens kraftpris. Avgiftsinntekten blir lik nettets faktiske tapskostnader. Beregningen av gjennomsnittstap kan gi periodiseringsavvik mellom inntekt og faktiske tap i en tidsenhet. Dette avviket forutsettes innjustert over tid.

Forskjellen mellom løsningene blir at ekte Hotelling-løsning har én allokering kombinert med etterfølgende fordeling av avvikskostnader/-inntekter mellom nettets brukere.

Coase-Frisch-løsningen har en annen allokering og ingen etterfølgende avregning mellom nettets brukere.

Det er behov for en detaljert sammenligning av et elektrisk kraftsystem med en ekte Hotelling-løsning eller en Coase-Frisch-løsning:

Vi har et nettmonopol med to prisledd, henholdsvis bruks- og fastledd. Bruksleddet forutsettes å dekke kostnader for elektriske tap i nettet. Fastleddet dekker nettvirksomhetens øvrige kostnader inklusivt kapitalkostnader.

I nullalternativet/utgangspunktet har monopolet et bruksledd med gjennomsnittlig tapsprosent i nettet multiplisert med kraftpris. Virksomheten endrer deretter tariffen til et bruksledd med marginaltapsprosent i hver node multiplisert med kraftpris. Noen nettbrukere er kvantumtilpassere som justerer volum avhengig av marginalkostnaden i bruksleddet. Endring av volum på grunn av positive og negative prisledd fører til en reduksjon av elektriske tap i nettet.

$T(\text{før})$ er kostnaden for elektriske tap i første tidsenhet dersom vi hadde en Coase-Frisch-løsning og $T(\text{etter})$ er faktisk tapskostnad etter introduksjon av tariff med marginaltapskostnader. Reduksjon av tap i nettet gir en effektivisering med samfunnsøkonomisk verdi. Effektiviseringen i første tidsenhet utgjør E . Det vil si at $T(\text{etter}) = T(\text{før}) - E$.

I sluttnote 1 utledes at positiv samfunnsøkonomi for metoden med marginaltapskostnader i nettets noder i stedet for gjennomsnittlig tapsprosent krever at $E - T(\text{etter}) > 0$.

Det betyr at i første tidsenhet og alle påfølgende tidsenheter må effektiviseringen være vesentlig for at samfunnsøkonomisk konsekvens skal være positiv. Verdien av reduksjon i tap må være like stor eller større enn tapskostnadene etter effektivisering. Positiv samfunnsøkonomi ved endring av bruksledd krever at reduksjonen i tap må være like stor eller større enn halvparten av gjennomsnittstapet i Coase-Frisch-løsningen. Ikke noe kraftsystem kan gi så store reduksjoner i tap ved bruk av marginaltapskostnader.

Kun unntaksvis vil netto inntekt fra bruksleddet bli større enn tapskostnaden $T(\text{etter})$. Det tilsier at en stor andel av nettets tapskostnader blir omklassifisert til en fastledd-kostnad. Dette gir uoversiktlig endring av velferd for nettets brukere. Først endringen i allokeringen av kraftproduktet hvor kvantumtilpassere velger andre kvanta enn i Coase-Frisch-løsningen. Derneft har pristakere fått endret velferd på grunn av overgang fra gjennomsnittstapsprosent til bruk av marginaltapsprosent. Og for det tredje får brukere av nettet en uforutsigbar etterskuddsvis justering av fastleddet.

En metode med bruksledd med dynamiske marginaltapskostnader i nettets noder gir negativ samfunnsøkonomi i forhold til en Coase-Frisch-løsning med et bruksledd basert på gjennomsnittstapet i nettet.

Samfunnsøkonomi i fellesnett med interne prisområder

Hva skjer hvis et elektrisk fellesnett opererer kraftmarkedet med ett prisområde eller flere interne prisområder? En vurdering kan ta utgangspunkt i et fellesnett som endres fra ett til to prisområder.

Fellesprisen er kraftprisen som klareres med ett prisområde. To prisområder vil tidvis gi den samme fellesprisen gyldig for begge prisområdene. I andre tidsperioder vil det være ubalanser som gir ulike priser i områdene. Et prisområde med høyere pris og et prisområde med lavere pris. Tidsperioder med prisforskjell mellom områdene bør tilsi en kraftflyt fra området med lav pris til området med høy pris. Motivet og begrunnelsen for bruk av prisområder er begrensninger i nettets kapasitet.

Prisendringene ved introduksjonen av to prisområder gir samfunnsøkonomiske effekter med økt forbruk i lavprisområdet og motsatt i høyprisområdet. Denne responsen reduserer ubalansene i prisområdene. Produksjonsressursene vil også justere sine anmeldelser i markedet.

I driftsfasens tidsenhet vil det registreres avvik i volumer i forhold til forutsetningene i anmeldingene til markedsklareringen. Hvis anmeldelser og avvik tilsier en kraftflyt større enn nettets kapasitet må systemoperatøren gjennomføre tiltak. Spesialreguleringer er systemoperatørens virkemiddel for å påse at kraftflyten i nettet er innenfor nettets kapasiteter. Markedsanmeldte volumer må justeres.

Med ett prisområde må produksjon nedreguleres slik at kraftflyt fra nettområdet med produksjonsoverskudd blir lik nettets kapasitet. Tilsvarende nedregulering må gjennomføres når det er to prisområder. Nedreguleringsvolumene kan imidlertid være forskjellige. Forbruksendringer og justerte anmeldelser gir for to prisområder billigere og mindre volum i spesialreguleringer. Dette reduserer systemoperatørens kostnader. Fastleddet i tariffen reduseres og er en samfunnsøkonomisk gevinst som har en tilsvarende motpost i reduksjonen av produsenters inntekter. I hovedsak produsenter, men også tilfeller med større forbruksvolum som kan være aktører i spesialreguleringer.

Vi ser av ovenstående at spesialreguleringer og kraftflyt lik nettets kapasitet gir null samfunnsøkonomisk betydning ved overgang fra ett til to prisområder. En alternativ situasjon kan være at driftsfasens tidsenhet har faktiske ubalanser som tilsier kraftflyt innenfor nettets kapasitet.

Da vil ett prisområde medføre at produksjonsoverskudd(1) blir kraftflyt mellom de to nettområdene. Produksjonsoverskudd(1) er situasjonen med anmeldelser for å finne fellesprisen i ett prisområde. Metoden med to prisområder vil derimot som regel ha faktiske ubalanser som er forskjellige i de prisområdene. Det blir nødvendig med en mer detaljert vurdering av samfunnsøkonomiske konsekvenser for slike tilfeller.

I slike tidsperioder vil endringen fra en fellespris til to områdepriser gi produsenter i høyprisområdet en gevinst og motsatt effekt i lavprisområdet. I hvert prisområde vil store samfunnsøkonomiske endringer utligne hverandre. Hele produsentgevinsten i høyprisområdet har en tilsvarende negativ motpost i forbrukeres samfunnsøkonomisk tap. Denne negative motposten er en forbruksandel, like stor som områdets produksjon, som gir like store tap som produsentgevinsten.

En forbruksandel, utover områdets produksjon, gir en negativ samfunnsøkonomisk endring i høyprisområdet. Tilsvarende skjer i lavprisområdet. I dette området vil det være en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens for det produksjonsvolumet som er større enn områdets forbruk.

Med to prisområder vil systemoperatøren i de fleste tilfeller regulere slik at kraftflyten i vårt eksempel dimensjoneres lik ubalansen i det området som har minst ubalanse.

Det vil bety at området med størst ubalanse må spesialreguleres, slik at kraftflyten stemmer med markedssituasjonen i området med minst ubalanse. Denne siste typen med spesialregulering er en konsekvens av valget med to prisområder. Betydningen av denne siste justeringen kan i samfunnsøkonomisk forstand todeles. For det første vil økonomisk kompensasjon bli veiledet av aktuell områdepris. Det betyr at betaling til leverandører av reguleringen blir lik økte kostnader for nettets brukere. Altså null samfunnsøkonomisk endring. For det andre representerer denne siste justeringen et økonomisk tap i forhold til situasjonen med ett prisområde. Leverandører av spesialreguleringer får i disse tilfellene et samfunnsøkonomisk tap bestemt av differansen mellom fellesprisen og den aktuelle områdeprisen.

Det kan utledes at et fellesnett ved endring fra ett prisområde til to interne prisområder får en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens (sluttnote 2.).

Observasjonen i sluttnote 2. kan formuleres:

*Ved et skifte fra fellesnett med ett prisområde til fellesnett med to prisområder vil det tidvis være ulike priser på grunn av ubalanser i et høypris- og et lavprisområde. Det introduseres to begreper: **ubalanseforskjellen** og **prisdifferansen**. Ubalanseforskjellen i driftsfasen er differansen mellom nivåene for ubalanser i respektive prisområder. Prisdifferansen er forskjellen mellom fellesprisen og prisen i området med størst ubalanse. Ved overgang fra ett prisområde til to områder vil det oppstå en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens lik **ubalanseforskjellen** multiplisert med **prisdifferansen**.*

Det forutsettes i ovenstående at ubalanser i prisområdene verdsettes til respektive områdepriser. Utledningen om negativ samfunnsøkonomi er uavhengig av nivået på forbrukeres prissensitivitet og gyldig innenfor markedets tidsoppløsning. Samfunnsøkonomien over tid blir summen av konsekvensene gyldig for hver enkelt tidsenhet.

Et fellesnett som endres fra ett til to prisområder, vil få en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens. Dette er gyldig innenfor markedets tidsoppløsning. Samfunnsøkonomien over tid blir summen av konsekvensene gyldig for hver tidsenhet. Store skiftninger i uregulerbare produksjonsvolumer vil gi tidsperioder med betydelige prisforskjeller og enorm skjevdeling av velferd mellom nettets brukere.

Det europeiske energibyrå ACER, Reguleringsmyndigheten i Norge og alle samfunnsøkonomiske miljøer vektlegger teorien for bruk av interne prisområder. Teorien gir en metode for reduksjon av operative kostnader for kraftsystemet. Stort fokus på systemdriftskostnader leder til oppdeling av et fellesnett i sub-markeder. Konsekvensen blir regionale markedspriser for kraft kombinert med nasjonale felleskostnader for kraftnettet. En løsning med negativ samfunnsøkonomi.

PS

Det hevdes at det alltid vil være flaskehalser i kraftsystemet. Fordi det blir urimelig kostbart å investere i den kapasiteten som behøves i alle mulige scenarier. Interne prisområder blir ansett som en nærmest absolutt premiss for kraftsystemet. Et annet perspektiv er at definisjonen av et økonomisk fellesnett er viktigere enn flaskehalser i nettet.

To øyer uten elektrisk forbindelse kan for eksempel etablere et økonomisk fellesnett med en felles kraftpris. Kraftutvekslingen mellom øyene må da være null. Markedsklareringen og spesialreguleringer ivaretar en felles kraftpris for begge øyene. Og alle kostnader og investeringer i fellesnettet fordeles på alle personer, på begge øyene. Alternativt kan hver øy ha eget nett og egen kraftpris.

Interne prisområder bør ikke vurderes som en premiss i kraftsystemet. Definisjon og størrelse av et økonomisk fellesnett bør derimot vurderes som en viktig premiss for kraftsystemet.

SLUTTNOTE 1.

$T(\text{før})$ er kostnaden for elektriske tap i første tidsenhet dersom vi hadde en Coase-Frisch- løsning og $T(\text{etter})$ er faktisk tapskostnad etter introduksjon av tariff med marginaltapskostnader. Reduksjon av tap i nettet gir en effektivisering med samfunnsøkonomisk verdi. Effektiviseringen i første tidsenhet utgjør E . Det vil si at $T(\text{etter}) = T(\text{før}) - E$.

I første tidsenhet etter tariffendringen er $K(+)$ volumet til kvantumtilpassere med positivt prisledd og $K(-)$ er volumet til de med negativt prisledd. Tilsvarende $P(+)$ og $P(-)$ benevner volumene for pristakere. Marginalkostnadene er marginaltapsprosjenter, $m(+)$ og $m(-)$, multiplisert med kraftpris (k).

Inntekten for bruksledd: $I = \sum K(+)*m(+)*k + \sum P(+)*m(+)*k$.

Bruksleddet utbetaler en fordel til aktører med negative marginaltap.

Utbetalingene via bruksleddet: $U = \sum K(-)*m(-)*k + \sum P(-)*m(-)*k$.

Den samfunnsøkonomiske konsekvensen ved endring av nullalternativet til bruk av marginalkostnader blir:

$\sum K(+)$ og $\sum P(+)$ får et økonomisk tap lik $-I$ redusert med en andel av $T(\text{før})$; $-I + \text{andel} * T(\text{før})$

$\sum K(-)$ og $\sum P(-)$ får en gevinst U pluss en andel av $T(\text{før})$; $U + (1-\text{andel}) * T(\text{før})$

Brukernes økonomi via bruksledd blir i første tidsenhet endret; $-I + U + T(\text{før})$.

Nettmonopolets økonomi via bruksledd blir en samfunnsøkonomisk endring lik E pluss ny inntekt justert med tapskostnader ($I - U - T(\text{etter})$) og redusert med nullalternativets inntekt ($T(\text{før})$); $E + (I - U - T(\text{etter})) - T(\text{før})$.

Samlet samfunnsøkonomisk endring i første tidsenhet på grunn av endringen av bruksledd:

$-I + U + T(\text{før}) + E + (I - U - T(\text{etter})) - T(\text{før}) = E - T(\text{etter})$

Positiv samfunnsøkonomi for metoden i forhold til nullalternativet krever at $E - T(\text{etter}) > 0$.

SLUTTNOTE 2.

Et fellesnett har ett prisområde med fellespris. Markedsklareringen viser at forbindelsen mellom to nettområder vil bli overbelastet.

FL er kapasiteten i forbindelsen mellom områdene. Systemoperatør planlegger kjøp av spesialreguleringer slik at kraftflyten i forbindelsen blir lik kapasiteten.

Det etableres deretter to prisområder slik at nettdelen med produksjonsoverskudd blir et lavprisområde. Nettområdet med forbruk større enn produksjonen blir et høyprisområde.

Prisendringene påvirker ubalansene. Endringene skjer på grunn av forbruksøkning i lavprisområdet og forbruksreduksjon i høyprisområdet, samt justering av produksjonstilbud. I driftsfasens tidsenhet vil både produksjon og forbruk avvike i forhold til markedsanmeldingene. Ubalanseavvik som oppstår i aktuell tidsenhet kan være både positive og negative.

Markedsklarering i to prisområder gir i driftsfasens tidsenhet forbruksoverskudd (dF) og produksjonsoverskudd (dP) som respektive ubalanser.

Systemoperatør må i driftsfasen kjøpe spesialreguleringer, slik at dP og dF justeres. Ubalanser i driftsfasen kan maksimalt være lik FL.

Når det er ett prisområde vil siktepunktet være spesialreguleringer for å sikre at kraftflyten er omtrent lik nettets kapasitet.

For to prisområder kan også noen situasjoner tilsi at justerte dP og dF er lik FL. Da vil samfunnsøkonomisk konsekvens, ved overgang fra ett prisområde til to, bli null.

I andre situasjoner kan markedsklareringen for to prisområder, uten spesialreguleringer, gi både dP og dF mindre enn FL. Da må området med størst ubalanse spesialreguleres ytterligere, slik at kraftflyten stemmer med markedsklareringen i området med minst ubalanse. Denne typen med spesialregulering er en konsekvens av valget med to prisområder. Betydningen av denne siste justeringen kan i samfunnsøkonomisk forstand todeles. For det første vil økonomisk kompensasjon for spesialreguleringer bli veiledet av aktuell områdepris. Det betyr at betaling til leverandører av reguleringene blir lik økte kostnader for nettets brukere. Altså null samfunnsøkonomisk endring. For det andre representerer denne siste justeringen et økonomisk tap i forhold til situasjonen med ett prisområde. Leverandører av spesialreguleringer får i disse tilfellene et samfunnsøkonomisk tap representert med differansen mellom fellesprisen og den aktuelle områdeprisen.

Gitt at høypris er p(A), lavpris p(B) og fellespris lik p, før endring fra ett til to områder, vil samfunnsøkonomisk endring (dS) ved overgang til to prisområder, i disse tilfellene, utgjøre:

$$dS = -dP*[p - p(B)] - dF*[p(A) - p] + FL(flyt)*[p(A) - p(B)]$$

Vi antar at dP er større eller lik FL(flyt) og at FL(flyt) = dF. Antar videre at dF = FL - b der b er ledig kapasitet i flaskehals, vurdert i forhold til ubalansen i høyprisområdet.

Størst ubalanse i lavprisområdet leder til:

når dP = (FL-b) + z der z er positiv, vil FL(flyt) = FL - b tilsi:

$$dS = -((FL - b) + z)*[p - p(B)] - (FL - b)*[p(A) - p] + (FL - b)*[p(A) - p(B)] = -z*[p - p(B)]$$

Samfunnsøkonomien blir negativ og lik ubalansen i lavprisområdet redusert med ubalansen i høyprisområdet og multiplisert med differansen mellom fellespris og prisen i lavprisområdet.

Denne observasjonen kan formuleres:

*Ved et skifte fra fellesnett med ett prisområde til fellesnett med to prisområder vil det tidvis være ulike priser på grunn av ubalanser i et høypris- og et lavprisområde. Det introduseres to begreper: **ubalanseforskjellen** og **prisdifferansen**. Ubalanseforskjellen i driftsfasen er differansen mellom*

*nivåene for ubalanser i respektive prisområder. Prisdifferansen er forskjellen mellom fellesprisen og prisen i området med størst ubalanse. Ved overgang fra ett prisområde til to områder vil det oppstå en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens lik **ubalanseforskjellen** multiplisert med **prisdifferansen**.*

En systemoperatør som bruker flere interne prisområder kan innvende at den ovenfor omtalte siste spesialregulering ikke blir gjennomført. Fordi eksemplets ubalanseforskjell kan transporteres videre til et annet prisområde. Det åpner for en vurdering av flere interne prisområder med mange forskjellige markedsklareringer og enda flere forbindelser med begrenset kapasitet. Kraftflyten kan i noen sammenhenger gi flaskehalsinntekt med positiv samfunnsøkonomi og i andre tilfeller en negativ konsekvens. Det er vanskelig å forstå at det å flytte en ubalanseforskjell med negativ samfunnsøkonomisk betydning til andre interne prisområder skal konvertere negativ samfunnsøkonomi til et positivt nivå, for hele fellesnettet.

Vedlegg - Stoppesteder

Stoppested 1: En generell påstand om at markedets kraftpriser styrer kraftflyten er en delvis illusjon eller en delvis sannhet. Kraftprisene markedsklareres før driftsfasen. Likestrømsforbindelser mellom land kan i driftsfasen innstilles på en fast kraftflyt avhengig av kraftpriser. Kraftflyten i vekselstrømnettet er imidlertid en konsekvens av driftsfasens ubalanse mellom regional produksjon og regionalt forbruk, samt nettets kapasitet i forbindelser til andre regioner. Nettets topologi og geografisk fordeling av produksjon og forbruk påvirker kraftflyten i Norge og i forbindelsene mellom Norge og Sverige. Det er ikke priser, men fysiske realiteter som gir kraftflyten i vekselstrømnettet. Kraftflyten styres av geografisk lokalisering av store forbruksområder og avvik for uregulerbar produksjon i driftsfasen. Kraftpriser styrer ikke. Kraftpriser er konsekvenser.

Stoppested 2: Analysene og argumentasjonen som i 1990 la grunnlaget for fundamentale endringer i norsk kraftpolitikk manglet en erkjennelse av samfunnets sårbarhet ved et rendyrket værbasert kraftproduksjonssystem. En konsekvens av denne sårbarheten er egentlig et valg om å dimensjonere et overutbygget produksjonssystem, eller alternativt investere i reservekraftverk. Eller atter alternativt, stole på utenlandske kraft, som kan importeres ved svikt i norsk vannkraft. Analysene og anbefalingene ble i stedet basert på overdrevet tillit til at en ny markedsorganisering i seg selv ville være løsningen for alle utfordringer.

Stoppested 3: Statnetts bruk av marginaltap i energileddet i tariffen for netttjenester gir en illusjon av samfunnsmessig optimalisering av kraftsystemet. Energileddet bør medføre en reduksjon av tap i nettet, men selv det er i virkeligheten av begrenset, nærmest marginal betydning.

Stoppested 4: Nåværende Reguleringsmyndigheten for energi (RME) vurderer at et signal om marginaltap i nettet er viktig, selv om beregningen av nettets tap kan diskuteres. NVE valgte, og RME velger, å neglisjere betydningen av at Statnetts energiledd er basert på prognose for kraftflyt. Den beregnede prognosekostnaden for en ekstra kWh blir opprettholdt selv om en stor volumkunde endrer den virkelige kraftflyten. Subsidiering av kunder med negative marginaltapsledd vil i hovedsak være en unødig økonomisk belønning. De fleste elkunder agerer ikke aktivt for å redusere tap i nettet, men noen belønnes for å være tilkoblet på rett sted til rett tid.

Stoppested 5: Enhver faktisk kraftflyt i driftsfasen som avviker fra Statnetts prognose, gir et endret nivå på samlede tap i nettet. Endringer av tapene som innebærer nye marginaltapsprosjenter i alle nettpunkt. Altså faktiske tapsprosjenter i driftsfasen som avviker fra Statnetts prognoseberegnete tapsprosjenter.

Stoppested 6: Det sentrale ankepunktet mot energileddet er at kraftnettet faktisk 'deler ut penger'. I den tro at subsidiering av ethvert forbruk eller produksjon, som tilfeldigvis er gunstig eller heldig plassert i nettet, fremmer optimaliseringen av kraftsystemet. Samt at 'utbetaling av penger' baseres på en prognose som ofte har store avvik fra virkeligheten.

Stoppested 7: Statnetts tariff er et instrument som, time for time, gjennom hele året fordeler store beløp mellom ulike kundegrupper. Energileddets inntekt brukes til å betale/motivere regulerbarhet hos produsenter og forbrukere. Tariffens utforming tilsier også utbetalinger for uregulerbarhet hos nettets kunder. Samlede utbetalinger for uregulerbarhet kan i praksis bli større enn betalingene for regulerbarhet.

Stoppested 8: Det norske nettet tilsier at Statnetts beregninger av marginaltap gir en moderat nettoinntekt fra energileddet. Hele tiden gjennomføres vesentlige 'utbetalinger' til nettkunder med nær null regulerings- eller fleksibilitetsevne. Det er usikkerhet om og i hvor stor grad nettkunder tar hensyn til nivå og signal fra marginaltapsprosenten. Det er usikkert om gevinsten ved reduserte tap i nettet er større enn utbetalinger til pristakere som bidrar med null i reduksjon av tap. Energileddet er et tariffelement som treffer med stor presisjon på avhengigheten av aktørenes plassering i nettet og med 0 % presisjon på avhengighet av aktørenes mulighet for regulering eller fleksibilitet. En vesentlig del av inntektene blir anvendt til å 'betale' brukere av nettet med 100 % gunstige tilkoblingspunkter og med nær 0 % evne til å fremme effektivisering av kraftsystemet.

Stoppested 9: 'Møteplassen' mellom vassdragsregulerings- og nettlovgivning gir uoversiktlige konsekvenser for vannhusholdningen. Statnetts energiledd kan gi feil signal i forhold til en god utnyttelse av en tidsbegrenset reguleringsevne i sesongkraftverk. Tariffelementet innebærer en ekstra utfordring i produksjonsplanleggingen for regulerbar vannkraftproduksjon. Antakelig kan man vurdere marginaltapsleddet som et forstyrrende element som i mange tilfeller blir neglisjert av regulerbar vannkraft. Og, som hele tiden ignoreres av uregulerbar kraftproduksjon og forbrukere som er pristakere.

Stoppested 10: Produsenter med regulerbar vannkraft bruker vannverdier. Noen økonomer betrakter vannverdier som marginalkostnader som kan justeres med nettets marginaltapskostnader. Vannverdien er imidlertid en beregning av selve kraftverdien i lagret magasin vann. Beregningen har fremtidige marginaltapsatser som implisitte konsekvenser. Forskjellige fremtidige nivåer for nettets marginaltap inngår i beregningene avhengig av ulikheter i flere fremtidscenarier for kraftmarkedet. Noen økonomer påstår at produsenters budgivning av regulerbar vannkraft kan justeres med nettets marginaltapsatser, som kjente størrelser når budgivning finner sted. Dette er en påstand basert på en sviktende forståelse om vannverdiens egentlige betydning.

Stoppested 11: Marginalnyttens er den prisen som forbrukere er villige til å betale. Effektivitet i samfunnet krever priser lik marginalkostnader. Den samfunnsøkonomiske gevinsten er størst når marginalnyttens er lik marginalkostnaden.

Stoppested 12: Ronald Harry Coase (1910 - 2013) hevdet at bruk av gjennomsnittskostnaden (inkludert kapitalkostnaden) kunne ha fordeler versus marginalkostnadsprinsippet. På den negative siden vil man få noe samfunnsøkonomisk tap, men slipper subsidier. Det offentlige unngår å forsøke å estimere etterspørsel. Alt i alt kan en flerdelt prismetode sikre betaling for gjennomsnittskostnader og samtidig minimalisere ulemper ved pris avvikende fra marginalkostnaden. Flerdelt prismetode, typisk med et fastledd og en enhetspris vil ivareta en grad av markedsbasert etterspørselssignal. Samt legge til rette for at forbrukere gjør rasjonelle valg og gi bedre informasjon for nye investeringer i infrastruktur.

Stoppested 13: Det blir aktuelt å introdusere en utvidet Coase-teori. Et system som transporterer et gode bruker en flerdelt prismetode med et fastledd og et variabelt marginalkostnadselement. Da kan transporten effektiviseres. Kvantumtilpassere som endrer volum på grunn av positive og negative prisledd fører til en reduksjon av variable transportkostnader. Samlet positiv samfunnsøkonomisk effekt av prismetoden krever en stor effektivisering av selve transporten. Prismetoden har

samfunnsøkonomisk negativt resultat hvis effektiviseringen er mindre enn 50 % av opprinnelige variable transportkostnader.

Stoppested 14: *En utvidet Coase-teori er relevant ved vurdering av Statnetts marginaltapskostnader i et energiledd kombinert med et fastledd^{xvi}. Metoden er en anvendelse av Hotellings teori i et avgrenset bilde og uten at Statnett erkjenner hele det utvidede Coase-bildet. En helhet som inkluderer samfunnsøkonomiske konsekvenser via fellesnettets fastledd. Statnetts energiledd gir negativ samfunnsøkonomi.*

Stoppested 15: *Ragnar Frisch hevdet i 1939 at et marginalkostnadsmarked kan kombineres med avgifter som er proporsjonale med prisen før introduksjon av avgift. Det er avgifters eventuelle ikke-proposjonalitet, og bare det, som medfører en reduksjon i velferden.*

Stoppested 16: *Nodeprismetoden innebærer at en Pareto-optimal markedsklarering av et homogent kraft-produkt blir justert med ikke-proporsjonale påslag/'subsidiar' for å redusere nett-kostnader. Et Hotelling-kraftmarked blir endret på en måte som er i konflikt med Frischs presisering om krav til avgifters proporsjonalitet med kraftpris. Dette blir et skritt bort fra Pareto-optimalitet, men nettets operative kostnader blir redusert. Selv med teoretiske forutsetninger vil nodeprismetoden gi en usikkerhet om beregningen av en driftsoptimalisert løsning gir en samlet vurdert god samfunnsøkonomisk løsning. Hvor stor er reduksjonen av tap i nettet i forhold til endringer i nettbrukeres velferd?*

Stoppested 17: *Det synes diskutabelt om Statnetts differensiering mellom kundegrupper er i henhold til nettmessige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier. Den samlede virkning gir enhetskostnader for energi fra nettet som varierer fra pluss 15 til minus 4 øre/kWh. Overordnet kan forholdet betegnes med at stor industri i noen tilfeller får rabatt i flere elementer som til sammen utgjør omtrent 100 % rabatt.*

Stoppested 18: *Et fellesnett med ett prisområde etablerer markedsklarering av en kraftpris basert på alle tilbydere og etterspørre i nettet. En fellespris blir gyldig for alle nettets kunder. Ved oppdeling av fellesnettet til flere interne prisområder får vi regionale markedsklareringer. Innenfor tidsenheten som klarerer markedet burde volumer med regulert vannkraft i lavprisområdet øke steg for steg opp til full utnyttelse av overføringskapasitet. Altså full flaskehals gir ulike priser i områdene og ledig overføringskapasitet burde føre til like områdepriser. Ulikheter i prisområdenes tilgjengelige volum med aktuelle produksjonsteknologier gir imidlertid ulike områdepriser.*

Stoppested 19: *Det er gode argumenter for å hevde at et økonomisk fellesnett bør tilsvare et felles markedsområde. Enten ett nasjonalt fellesnett med ett nasjonalt prisområde. Eller en nasjon med flere regionale nett og regionale prisområder. Fremtiden kommer til å bli dominert av nasjonale prisområder.*

Stoppested 20: *Et spørsmålet er om nettets rolle passer med synspunktet om at overføring i et kraftnett er et gode/produkt, som skal prisvurderes med nettets marginalkostnad? Statnetts rolle er*

^{xvi} Innmatingstariff for produksjon er et fastledd avhengig av energi. Forbruk har et indirekte fastledd avledet av maksimalt uttak av effekt. Et slikt tariffledd må vurderes særskilt. Det vil jeg gjøre i forbindelse med en konkret vurdering av alle elementer i Statnetts tariff.

eier og driver av et nasjonalt kollektivt kraftnett for å oppnå størst mulig samfunnsøkonomisk nytte ved produksjon og bruk av elektrisitet. Det blir i min vurdering en motsetning mellom denne rollen og en ide om at overføring har en marginalkostnad som skal inkluderes i et prissystem. Rollen preges av nasjonalt fellesskap og et ansvar som en overordnet tilrettelegger. En slik rolle passer dårlig med å belaste en bruker i et svakt utbygget nettpunkt med en vedvarende høy marginaltapkostnad, time for time og år etter år. Interne prisområder gir dessuten en svikt i forhold til nettets rolle med et mål om størst mulig samfunnsøkonomisk nytte.

Stoppested 21: *Kraftsystemet består av produsenter og forbrukere og et nett som sammenkobler disse. Nettet gir grunnlaget for et kraftmarked og en kraftpris. Forutsatt en andel kvantumtilpassere bør kraftprisen klareres med marginalkostnadsprinsippet i et marked.*

Nettet er et fellesgode, og bruk av nettet bør ikke prises med marginalkostnadsprinsippet. Et fellesnett bør ha ett prisområde.

Pris for uttak av kraft bør fastsettes med en flerleddet pris. Et energiledd for å dekke kostnadene for elektriske tap i nettet. Energileddet bør baseres på prognose for gjennomsnittlige tap og avregnes som et påslag proporsjonalt med kraftprisen. Et fastledd som bør være avhengig av brukerens effektuttak. Dette leddet avregnes (for eksempel) ukentlig avhengig av ukens maksimale forbruk og kan også være tidsdifferensiert for å vektlegge vinterperioden med høyt uttak av effekt.

Produsenters betaling for bruk av nettet bør være harmonisert i kraftmarkedet, slik at andelen nettkostnader som belastes produsenter varierer minst mulig (nasjonalt og internasjonalt). Produsenter betaler dermed en harmonisert innmatingsavgift per energienhet og et energiledd basert på samme prinsipp som for uttak av kraft.

Stoppested 22: *RME hevder at samfunnsøkonomisk optimal ressursbruk oppnås dersom prisen på et gode blir satt lik marginalkostnaden ved å frembringe godet for konsum. Jeg vil hevde at overføring i nettet ikke er et gode som konsumeres. Energileddet med marginaltapkostnader fremtrer mer som en avgift på godet kraft. En avgift som medfører samfunnsøkonomiske velferdstap og stor flytting av velferd mellom nettbukere og noe reduksjon av elektriske tap i nettet. To nobelprisvinnere (Sveriges Riksbanks pris til minne om Alfred Nobel) i økonomi ville ha hatt innvendinger til kontrollforskriftens § 14-1. Ragnar Frisch fikk prisen i 1969 og Ronald Harry Coase fikk prisen i 1991.*

Stoppested 23: *RMEs argumentasjon om viktigheten av at kunden fortsatt må få signal om hvordan bruken påvirker nettet, er bygget på to illusjoner. En illusjon om at prognose for kraftflyt gir et godt nok grunnlag for beregning av signalet og en illusjon om mange kvantumstilpassere. Virkeligheten, for eksempel den 28. mai 2023, er et norsk kraftmarked med minus ca 12 øre/kWh som kraftpris mellom kl 12 og kl 13. Dette var en pris som var gyldig i hele Norge. Om kvelden samme dag er kraftprisen i nord ca 2 øre/kWh og i sør over 70 øre/kWh. Hele denne søndagen anvendte Statnett en beregning av marginaltapssatser basert på én prognose for kraftflyten i Norden. Virkeligheten var store variasjoner i kraftflyten. Fra Midt-Norge til Sør-Norge varierte kraftflyten mellom 100 MW og 500 MW. Eksport fra Norge til UK var stabil gjennom døgnet. Fra Sverige til Sør-Norge varierte flyten fra null til ca 1600 MW. Mellom Norge og Danmark varierte det med eksport på 700 MW og import på 700 MW. Disse store variasjonene i kraftflyt må gi vesentlige variasjoner i nettets marginaltap. Virkelighetens faktiske variasjon i marginaltap blir oversett og i stedet anvendes gjennomsnittssignalet basert på en prognoseberegning gjeldende for hele døgnet (en søndag).*

Stoppested 24: Dynamiske tilpasninger, avhengig av prissystem, kan være investering i ny industri eller i økning av nettets kapasitet. Interne prisområder gir et signal om at ny industri bør lokaliseres i et prisområde med lav pris. Denne egenskapen ved et prissystem er positiv og nyttig, men også med en begrensning og en negativ konsekvens. Begrensningen knyttes til at signalet er uvarig og svekkes for hver nye investering og negativ konsekvens knyttes til forskyvning av velferd for forbrukere i høyprisområder. Det er tvilsomt om positiv nytte ved investeringssignaler generelt kan tildeles større betydning enn omfanget av negative velferdsendringer for fellesnettets brukere.

Et eksempel på investering i nettets kapasitet kan være en sjøkabel mellom to øyer. Stor positiv samfunnsøkonomisk gevinst er dominert av selve investeringen i sjøkabel, uavhengig om det er to prisområder eller ett felles prisområde. En forenklet beregning med årsgjennomsnitt for priser og volum gir nær null i samfunnsøkonomisk gevinst, ved endring av prissystem fra fellespris til prisområder. Betegnelsen 'nær null' er relatert til et marginalt nivå i forhold til dimensjonen på velferdsendringer for fellesnettets kunder.

Stoppested 25: Samfunnsøkonomer i 1991 krevde et marked med et homogent kraftprodukt. Tretti år senere løfter samfunnsøkonomer frem ideen om nodeprissystem. Fastkraftsystemet fra forrige århundre er ikke aktuell løsning. Fremtidens kraftsystem må organiseres med en variant av Hotelling-marked eller en variant av et nodeprissystem.

Stoppested 26: Vurderinger av to øyer må inkludere langsiktige ulike dynamiske beslutninger om investeringer i såvel kraftproduksjon som industri for begge øyene. Da blir vurderingene sammensatte og kompliserte. Det er vanskelig å se at systemoperatøren ved en beslutning om to prisområder fremmer en bedre samfunnsøkonomisk effektivitet enn prinsippet om en lik pris for en homogen kraftvare. Lik pris for homogen kraftvare tilsier ett prisområde for øyene.

Stoppested 27: En samfunnsøkonomisk ide er at hele kraftsystemet i hvert tidsavsnitt skal totaloptimaliseres i en matematisk algoritme. Optimalisering basert på marginaltap i alle nettets noder og markedsklarering av tilbud og etterspørsel i nodene. Dette blir ikke et konkurransemarked med bruk av marginalkostnader, men en arena for tildeling av fordeler og ulemper beregnet i en uoversiktlig 'svart boks'.

SSB-rapport fra 1991 understreker viktigheten av lik pris til alle brukere av en homogen kraftvare. I dag må en fortolkning av rapporten være at ett økonomisk fellesnett bør ha ett felles prisområde for alle brukere i nettet. Et alternativ med flere prisområder i ett og samme fellesnett vil medføre en samfunnsøkonomisk samlet virkning som er negativ eller nær lik null. Interne prisområder påvirker også forutsetningene for investeringer i kraftsystemet. Denne virkningen kan ha langsiktige negative konsekvenser.

Stoppested 28: Det er viktig at en statlig ordning med nasjonal fastpris gir et riktig signal for energisparende tiltak i husholdningene og at strømstøtten opprettholder incitament for riktig tidsstyring av kvantum. Det bør være en balanse mellom ordningene slik at mange velger strømstøtte, selv om fastpris nuller ut en prisrisiko.

Reisens mål:

- *Bruks-/energiledd med dynamiske marginaltapskostnader i nettets noder gir negativ samfunnsøkonomi i forhold til en Coase-Frisch-løsning med et bruksledd basert på gjennomsnittstapet i nettet.*
- *Ved et skifte fra fellesnett med ett prisområde til fellesnett med to prisområder vil det tidvis være ulike priser på grunn av ubalanser i et høypris- og et lavprisområde. Det introduseres to begreper: **ubalanseforskjellen** og **prisdifferansen**. Ubalanseforskjellen i driftsfasen er differansen mellom nivåene for ubalanser i respektive prisområder. Prisdifferansen er forskjellen mellom fellesprisen og prisen i området med størst ubalanse. Ved overgang fra ett prisområde til to områder vil det oppstå en negativ samfunnsøkonomisk konsekvens lik **ubalanseforskjellen** multiplisert med **prisdifferansen**.*

ⁱ To prisområder kan for eksempel ha regulerbar vannkraft med like vannverdier. Men områdenes produksjonsvolumer for regulerbar vannkraft kan være vesentlig forskjellig. Én markedsklarering kan tilsi lik pris i begge prisområdene fordi regulerbar vannkraft med volum x forutsettes transportert fra område A til B. Dette volumet x er innenfor kapasitetsgrensen mellom prisområdene. Samme pris i begge prisområder gitt en forutsetning om transport av x mellom områdene. I driftsfasen er det usikkerhet i levert volum fra uregulerbar produksjon og usikkerhet i faktisk etterspørsel. Det synliggjøres avvik fra de volumer som var forutsatt i markedsklareringen. I prisområde A kan uregulerbar kraftproduksjon ha en ubalanse som sammenholdt med ubalansen i etterspørsel utgjør volum $+y(A)$. I prisområde B kan det være en tilsvarende utvikling med en samlet ubalanse $+y(B)$. For disse to prisområdene har vi dermed samme markedspris og en faktisk kraftflyt mellom områdene lik $x + y(A) - y(B)$. Mitt poeng er at faktisk kraftflyt i driftsfasen er sammensatt av ubalansevolumer og markedsklarert utveksling av regulerbar kraftproduksjon.

ⁱⁱ SAF rapport 7 1989 foreslår etablering av to hovedtyper av markeder, et spotmarked og et kontraktmarked. Her er fem sitater fra rapporten med stikkord fastkraft og leveringssikkerhet.

Begrepet fastkraft blir omtalt i sitat 1 og 2 som en beskrivelse av situasjonen i 1989. I punktene 3, 4 og 5 uttrykkes ideer om endringer av markedet.:

1. **Fastkraft;** *Fra produksjonssiden kan fastkraft betraktes som systemets evne til å levere en gitt mengde kraft ved full leveringssikkerhet over en nærmere angitt tidsperiode. ...En mulig etterspørselsorientert definisjon av fastkraft kan da litt upresist være følgende: Med fastkraft skal vi forstå den kraftmengde (effekt/energi) av konsumentens samlede kraftetterspørsel som han ønsker å avta nærmest uansett pris.*
2. **Fastkraft og konsumenter;** *All kraftetterspørsel innen alminnelig forsyning er i praksis etter fastkraft, og maksimalt uttak bestemmes i siste instans av kapasiteten til stigeledning, hovedsikring o.l. Innenfor det maksimale uttak avregnes all energietterspørsel i prinsippet til ens pris.*
3. **Leveringssikkerhet;** *Usikkerheten fører til at elektrisk kraft ikke kan ses som et homogent produkt, dvs. at det kan være hensiktsmessig å operere med kategorier av kraft med ulik leveringssikkerhet. Både produsentens kostnader og verdien for konsumenten vil være høyere for kraft med høy leveringssikkerhet enn for kraft med lav leveringssikkerhet.*
4. **Pris på leveringssikkerhet;** *Graden av leveringssikkerhet for elektrisitet til de ulike bruksformål kan bestemmes i markedet og kan tilordnes en pris på samme måte som f.eks. for energi, ved at konsumentenes preferanser og betalingsvilje for leveringssikkerhet avstemmes mot kostnadene ved å fremskaffe den.*
5. **Leveringssikkerhet og betalingsvillighet;** *Leveringssikkerhet inngår som et selvstendig argument i konsumentenes behovsvurdering og det er følgelig en betalingsvillighet for den. Det er denne betalingsvilligheten som skal settes opp mot produksjonssystemets kostnad (på marginen) med å fremskaffe leveringssikkerhet, og i siste instans virke dimensjonerende for produksjonssystemets fastkraftevnene. Fastkraft blir nå ikke lenger et absolutt begrep i betydningen "kraft med full leveringssikkerhet", men snarere kraft tilordnet gitte nivåer av leveringssikkerhet.*

ⁱⁱⁱ Vi fortsetter med rapportens omtale av lite elastisk etterspørsel og en besynderlig beskrivelse av den aggregerte etterspørselskurve.

Etterspørsel; *Et typisk trekk som man observerer i empiriske etterspørselsanalyser er at etterspørselen er lite elastisk med hensyn på elektrisitetspris for de fleste anvendelsesområder og innen de ulike markedssegmenter.*

Den aggregerte etterspørselskurve; *At etterspørselen etter elektrisitet for et bestemt anvendelsesformål er uelastisk med hensyn på pris, betyr imidlertid ikke at den enkelte konsument etterspørsel er tilsvarende uelastisk sett i relasjon til de ulike produsenter av elektrisitet, hvis konsumenten har anledning til å velge leverandør. I denne henseende må elektrisitet betraktes som et homogent produkt og etterspørselastisiteten i de individuelle leverandørspesifikke etterspørselsfunksjoner blir uendelig stor (etterspørselskurven blir horisontal). De individuelle etterspørselsfunksjoner etter elektrisitet som produkt er imidlertid fallende på regulær måte i pris-kvantumsrelasjonen, og vi kommer frem til den aggregerte etterspørselskurve i markedet gjennom horisontal summasjon av etterspørselsfunksjonene for de enkelte etterspørrere.*

Det første sitatet inneholder en konstatering at etterspørsel i all hovedsak er lite priselastisk.

Det andre sitatet hevder at den enkelte konsument etterspørsel ikke er uelastisk når man vurderer at konsumenten kan velge leverandør. Det vises til *individuelle leverandørspesifikke etterspørselsfunksjoner* som ved horisontal summasjon gir en horisontal og fallende etterspørselskurve i pris-kvantumsrelasjonen. Dette er en oppsiktsvekkende påstand. De siste tretti årene har ikke demonstrert slik etterspørsel i markedet. Hvis vi skal forsøke å forstå forfatterens tro på en aggregert etterspørselskurve, slik som de beskriver, må vi forfølge deres idé om etterspørreres ulike krav til leveringssikkerhet og verdsetting av andre leverandørspesifikke egenskaper. Dersom kraftmarkedet hadde erfart sviktende tilsig gjennom flere år. Eller det hadde vært regulatoriske føringer med krav om å tilby leveransekontrakter til sluttbrukere, med ulike kvanta avhengig av prisnivåene i spotmarkedet, så kanskje slike aggregerte etterspørselskurver kunne ha blitt etablert. Slik har det ikke blitt. Vi har derimot sett et spotmarked med lav priselastisitet på etterspørselssiden.

^{iv} Rapportens forslag til endringer i kraftmarkedet er omtalt nedenfor med sitater som beskriver marginalkostnadsmarked, spotmarked, langsiktig grensekostnad, futuresmarked og betraktninger relatert behov for reservekapasitet.

1. **Marginalkostnadsmarked;** *En samfunnsøkonomisk effektiv løsning er da karakterisert ved at prisen er lik den kortsiktige grensekostnaden i produksjonen, og lik konsumentenes betalingsvilje for den marginale enheten. Dette sitatet er vurdert ovenfor.*
2. **Spotmarked;** *Vi har allerede en klareringssentral for tilfeldigkraft i systemet, nemlig Samkjøringen. Det nåværende spotmarked for kraft (KTK-markedet) vil fortsatt ha en funksjon å utføre i det nye markedsbaserte omsetningssystem, nemlig nettopp som et spotmarked.*
3. **Langsiktig grensekostnad;** *Den langsiktige grensekostnaden reflekterer kostnadene ved å bygge ut ny kapasitet. Hvis prisen i markedet er høyere enn den langsiktige grensekostnaden (slik at produsentene som er etablert i markedet tjener renprofitt), forteller dette etablerte og eventuelle nye deltagere at det er lønnsomt å bygge ut kapasiteten. På denne måten fungerer den langsiktige grensekostnaden som del av et investeringskriterium. Mht. prissetting på kort sikt, er det derimot kortsiktig grensekostnad som er relevant. I langsiktig likevekt vil langtids og korttids grensekostnad være sammenfallende. Altså vil det alltid være riktig å sette prisen lik kortsiktig grensekostnad - både i kortsiktig og langsiktig likevekt.*
4. **Futuresmarked;** *Svakhetene ved det eksisterende kraftomsetningssystem kan etter vår mening best avhjelpes ved å etablere et effektivt fungerende kontraktmarked for kraft med gode risikofordelingsegenskaper, nemlig et såkalt futuresmarked. Et forhold som taler til fordel for å organisere fastkraftomsetningen i et futuresmarked, er at de institusjonelle ordninger i hvert fall til en viss grad er til stede innenfor det eksisterende norske kraftomsetningssystem.*
5. **Reserve;** *Reservekapasitet er knyttet til egenskaper som pålitelighet og leveringssikkerhet ved kraftproduksjonssystemet. Det å holde en reservekapasitet for å gardere seg mot usikre hendelser, medfører en merkostnad i forhold til en situasjon der slik usikkerhet ikke forekommer. Løsningen kan dels ligge i å inngå avtaler på konkurransemessig grunnlag med andre kraftleverandører om å stille kapasitet til disposisjon hvis ens egen kapasitet faller ut eller blir redusert av en eller annen grunn, og dels å forsikre seg mot krav fra kraftkjøpere ved kapasitetsbortfall, hvis disse kan gjøre krav gjeldende i henhold til kontrakt om kraftlevering. Prinsippet om prissetting etter korttidsgrensekostnad blir heller ikke satt ut av kraft ved dette, idet kostnaden ved reservekapasitet/forsikringspremien kan regnes inn som et tillegg til grensekostnaden i selve kraftproduksjonen.*

^v I internasjonal litteratur kan man finne referanser til vurderinger av bruk av marginalkostnader i forbindelse med tariff for vannverk og forbrukeres uttak av vann med følgende konklusjon: *Slik tariff vil være spesielt uegnet for anvendelse overfor store volumkunder, fordi det kan flytte prisen (som disse kundene konfronteres med) langt bort fra den reelle marginalkostnaden for marginal økt levering av vann.*

Referanse:

D. Whittington, in Treatise on Water Science, 2011

1.06.5.1.5 Increasing linear tariff

The increasing linear tariff structure is rarely used. It is of interest largely because it illustrates that there are many ways that water bills can be related to the quantity of water used. In this tariff structure, the price that a consumer pays per unit increases continuously (rather than in block increments) as the quantity of water used increases. (In other words, the water bill= $(Q^*)P^*$, where Q^* =amount of water sold to a specific consumer; and $P^*=(\alpha_1+\alpha_2)Q^*$ and α_1 and α_2 are positive constants.) This tariff structure sends the consumer a powerful signal that increased water use is costly. Not only each additional unit of water used is sold at a higher price, but all the preceding units are sold at the last (high) price. A related but different tariff structure would require that only the last unit used would be sold at the highest price; other units would be sold at the price associated with the lower quantity.

It is important to recognize, however, that an increasing linear tariff cannot send the proper economic signal to a consumer about the short-run marginal cost of additional water use. This is because the utility's short-run marginal cost of providing water does not change appreciably as the water use of an individual household changes. An increasing linear tariff would thus be especially inappropriate if applied to large-volume industrial or commercial water users because it could drive the price they confront for increased water use far beyond the short-run marginal cost of supplying them additional water.

^{vi} Målet om at «*energileddet skal gi relevante lokaliserings- og investeringssignaler*» kan betegnes som en god løsning om det hadde vært realistisk. Hvis man leser målet med velvilje, så holder det om man får gitt et lite signal, bare det virker i riktig retning. Energileddets betydning som signalgiver for lokalisering av ny produksjon eller nytt forbruk har liten betydning i forhold til andre signaler og prosesser. I den sammenhengen kan det henvises til omfattende konsesjonsprosesser for bygging av ny produksjon, samt politikkarenaen. Paradokset er at Statnett har hatt denne målformuleringen i sammenheng med bruk av energileddet i tariffen, samtidig som anvendelsen av prisområder definert av Statnett har økt de siste tyve år. Statnetts bruk av prisområder er et kraftigere signalinstrument. Men samvirkningen av disse signalene er uoversiktlige og nytten er diskutabel.

NVEs representant beskrev i 2012 et avsluttende mål om å «*reflektere geografiske forskjeller*» med signalet fra energileddet basert på marginaltapsberegningen. Hvilke forskjeller det konkret tenkes på er ikke tydelig. Jeg antar at det henvises til at geografiske forskjeller kan føre til forskjellige muligheter til å bygge ut nettet, noe som igjen fører til flaskehalser og ulikheter i nivået for overføringstap. Det er i så fall oppsiktsvekkende at dette hensynet og målet blir relatert til bruken av energileddet uten at det blir sett i sammenheng med Statnetts bruk av prisområder. Prisområder som hele tiden har vært definert med henvisning til aktuelle begrensninger i nettet. Statnett definerer først et prisområde med for eksempel overskudd av kraft og medfølgende områdepris på lavere nivå enn systemprisen i Norden, for deretter å beregne et høyt fast-nivå-marginaltapsledd (ukjentlig). Dette tariffleddet multipliseres med områdeprisen, time for time, og reduserer produsentenes inntekter ytterligere. Det er neppe riktig at en kjøper av kraft i dette prisområdet, i tillegg til fordelene av reduksjonen i områdeprisen, skal få givendes ytterligere økonomisk fordel, ved at kraftprisen reduseres med en høyt fast-beregnet-marginaltapsprosent multiplisert med områdeprisen og deretter 100 % av kjøperens kraftforbruk. Summen av prisområdebeslutninger og bruken av energiledd gir ikke en optimalisering av kraftsystemet. Faktisk er dette beslutninger som gir justeringer i ressursallokeringen, slik at løsningen blir dårligere enn en nasjonal Pareto-optimal-løsning.

^{vii} Det var i 2012 at NVEs representant omtalte det edle målet om optimal bruk av nettet og at presise priser gir effektiv utnyttelse. Fjorten år tidligere ble publisert en rapport datert 16. mars 1998 (NVE-rapport) : *«Punktbaserte marginale tap, av Eli Sæterdal og Sigve Ekeland.»*

Rapporten omtaler følgende om marginaltapets betydning som styringssignal:

«For norske vannkraftprodusenter har marginaltapet i praksis en begrenset direkte verdi som styringssignal for kortsiktig tilpasning. I en del tilfeller der kostnadsvariasjonene knyttet til marginaltapet i løpet av et døgn er større enn prisvariasjonene i spotmarkedet, gir imidlertid marginaltapet et signal om å tilpasse produsert mengde slik at en produserer mest på det tidspunkt en forventningsmessig økonomisk sett kommer gunstigst ut. For tilpasning på mellomlang og lang sikt har marginaltapet også betydning for vannkraftprodusenter fordi marginaltapet påvirker termiske produsenters tilpasning og derved også prisnivået i markedet.»

I siste setning omtales at termiske produsenter blir påvirket av marginaltapet. Termiske produsenter har vi i liten grad i Norge. Innledningsvis i sitatet påpekes at det gis et signal som vannkraftprodusenter i noe grad tar hensyn til i sin produksjonsplan, når kostnadsvariasjonene knyttet til marginaltapet i løpet av et døgn er større enn prisvariasjonene i spotmarkedet. Legg merke til rapportens formulering: *«gir imidlertid marginaltapet et signal om å tilpasse produsert mengde slik at en produserer mest på det tidspunkt en forventningsmessig økonomisk sett kommer gunstigst ut.»* Om denne påvirkningen av produsenter er en økonomisk optimalisering av kraftsystemet eller ikke, avhenger av hvor godt Statnett har estimert lastflyten ved beregningen av marginaltap, samt hvor god beregningen egentlig er. Nedenfor følger et sitat med beskrivelse av beregningsmetodikken per 1998. I sitatet kommer et begrep man bør legge merke til: *«beregningsteknisk karakter»*.

«Ved ethvert tidspunkt vil lastsituasjonen avhenge av hvilke kraftverk som produserer. Derfor vil valg av reguleringsobjekter påvirke lastsituasjonen og da igjen de marginale tapene. I kapittel 3 ble prosedyren for beregning av marginale tap som er utviklet av den norsk-svenske tariffgruppen beskrevet. På kort sikt er det mer kostnadskrevende å regulere kjernekraften og annen termisk produksjon enn vannkraften. Selv om det er mer kostnadskrevende å regulere kjernekraften sammenliknet med vannkraften, betyr det ikke at man ikke skal ta hensyn til kjernekraft ved beregning av marginale tap. Selv om reguleringskostnadene er ulike, skal all vannkraft og termisk kraft ansees som likeverdige med hensyn til beregning av tapsmarginalene. Ved å gjøre dette får man riktige punkt-til-punkt marginaler.

Årsaken til at alle reguleringsobjekter skal ansees som likeverdige finnes i måten Statnett beregner punktmarginalene på og er av "beregningsteknisk karakter". Statnett etablerer først en lastsituasjon, dernest beregner de tapsmarginalene ut fra denne lastsituasjonen. Det er viktig å være klar over at lastsituasjonene før og etter en opp- eller nedregulering av et eller flere kraftverk er to forskjellige lastsituasjoner med tilhørende tapsmarginaler. Når Statnett har definert en lastsituasjon, har de implisitt hensyntatt opp- og nedregulering.»

^{viii} EC Group hevder også at industrikunder tar hensyn til energileddet ved å øke forbruket i ett punkt og redusere i ett annet, når satsene tilsier det. Det er et diskutabelt utsagn. Spesielt fordi det ikke relaterer til produktprisen på det som produseres med strøm som innsatsfaktor. Utsagnet er heller ikke relatert til marginalkostnaden i egen fabrikkvirksomhet (eksklusivt strømforbruk). Hvis vi skal prøve å rettfærdiggjøre utsagnet, må det forutsetningsvis være slik at den industrien som skal øke produksjonen må ha ledig kapasitet. Dersom det er ledig kapasitet, er det fordi egen marginalkostnad pluss kraftpris pluss energileddets opprinnelige marginaltapskostnad er større enn virksomhetens produktpris. En reduksjon i marginaltapsprosenten skal så endre situasjonen slik at produktprisen blir større enn summen av marginalkostnader. Videre må det være slik at den fabrikken som skal redusere produksjonen på grunn av høyt marginaltap i nettet, må se en situasjon hvor egen marginalkostnad pluss kraftpris pluss marginaltapskostnaden er større enn den produktprisen som kan oppnås. Slik hårfin løpende optimalisering av kraftintensiv industri eller annen industri har jeg aldri registrert. Etter min erfaring er det mer overraskende hvor lite omfang av produksjonsjusteringer det er i kraftintensiv industri når kraftprisene svinger med større utslag enn energileddet.

^{ix} «Kortsiktig grensekostnad er endringen i totalkostnad ved en endring på én kvantumsenhet innenfor den gitte kapasiteten, uttrykt for eksempel i MWh, som (vanligvis) ikke er det samme som variabel enhetskostnad. På lang sikt er i prinsippet alle kostnader variable. Langtidsgrensekostnad er kostnadsendringen ved å øke nettkapasiteten med én enhet, uttrykt for eksempel i MW.

Kortsiktig grensekostnad ved kraftoverføring kan uttrykkes som verdien av overføringstapet som oppstår mellom to noder i nettet (verdien av tapt energi) og skyggeprisen, eller alternativverdien, av en eventuell kapasitetsbegrensning på linjen (verdien av tapt effektivitet) mellom de to nodene. ...

Den avledete kurven i høyre del angir betalingsvilligheten hos nettbrukerne for investering i overføringslinjen. Når den marginale betalingsvilligheten er lik langtidsgrensekostnaden ved å utvide nettkapasiteten ved linjen, er nettkapasiteten optimalt dimensjonert.»

Dette kunne være greit, hvis man har mange investeringsalternativer for «å utvide nettkapasiteten ved linjen» med tilhørende kostnader for de ulike alternativene og med forskjellige nivåer på overføringskapasitet. Og, det kunne være greit, om vi kan neddiskontere «betalingsvilligheten» gjennom 40 år. I henhold til mine erfaringer og kunnskap, fra de siste førti årene, er ovenstående sitat muligens hensiktsmessige for teoretiske betraktninger, for å tilføre grunnlag for innsikt og diskusjon. Men, beskrivelsen og metodikken er unyttig i praktiske og reelle beslutningsprosesser. Teknologisk relevante løsninger for å øke kapasiteten for en overføringslinje vil gi utpregede og klare kostnadssprang, avhengig av nivået på overføringskapasitet. Dessuten er omtalen «verdien av overføringstapet som oppstår mellom to noder i nettet (verdien av tapt energi)» ikke samsvarende med beregning av tapene i et sammenkoblet masket nett. Det blir feil å fokusere kun på linjen mellom to noder.

^x Vi ser først på området med positive marginaltap for produksjon. Det forutsettes en kraftpris lik 50 øre/kWh (500 kr/MWh) og + 10 % marginaltap for kraftverket. Dersom kraftverket lar være å oppregulere og det er maksimal uregulert produksjon på 50 MW vil kraftverket ha en kostnad på grunn av energileddet ($500 \cdot 50 \cdot 0,1 = 2500$ kr/time). Hvis kraftverket velger å oppregulere produksjonen (på grunn av kraftpris (etterspørselen)), så øker energileddet til 5000 kr/time. Fabrikken derimot vil motta en fordel ved sitt uregulerte forbruk lik $500 \cdot 90 \cdot 0,1 = 4500$ kr/time. Dersom fabrikken velger å utnytte sin evne til fleksibilitet, kan den på fornuftig vis øke forbruket med 10 MW. Da øker den økonomiske fordelen som mottas i avregningen til 5000 kr/time. Som en helhetlig beskrivelse av foranstående, kan vi si at tariffen "*optimaliserer*" kraftsystemet ved å prissette fleksibilitet. En verdsetting av fleksibiliteten ved å gi kraftverket en kostnad på $5000/50 = 100$ kr/MW (kraftmarkedets behov for fleksibilitet) og fabrikken en økonomisk fordel på $5000/10 = 500$ kr/MW (nettets behov for fleksibilitet). Sagt på en annen måte, kan det hevdes at når man ikke tar hensyn til den fundamentale forskjellen i fleksibilitet i vannkraftproduksjon versus fleksibiliteten på forbrukssiden, så gjennomføres en ubalansert "*flytting av markedsprisen*" på kraft. Når vi regner i forhold til energivolumer som deltar i reguleringene får produsenten økt kostnad med 10 øre/kWh (5000 kr/50 MWh) og fabrikken får redusert kostnad med 50 øre/kWh (5000 kr/10 MWh).

Vi fortsetter med 10 % positivt marginaltap for produksjon og kraftpris 500 kr/MWh. Fabrikken i dette området får økonomisk fordel lik 4500 kr/time i situasjonen med basisforbruk og 5000 kr/time ved maksimal bruk av fleksibiliteten. Kraftverket har med 50 MW uregulerbar produksjon en kostnad lik 2500 kr/MW og 5000 kr/MW ved full oppregulering. Kraftverket får økt kostnad for oppregulering lik $2500/50 = 50$ kr/MW og fabrikken får økt inntekt ved økt forbruk $500/10 = 50$ kr/MW, og det er jo lik prising av regulering og fleksibilitet. Problemet oppstår i marginalverdi-prisingen av hele kapasitetene for u-regulering og u-fleksibilitet. Dermed utbetalinger for 50 % av kapasiteten til kraftverket i området med negativt energiledd og i det andre området utbetaling for 90 % av fabrikkens kapasitet.

^{xi} Regulerbar og uregulerbar produksjon er to grupper og forbruket deles i fleksibelt og ikke-fleksibelt forbruk. Disse gruppene plasseres i to geografiske områder, hvor det ene området har positive marginaltap for produksjon og det andre området negative marginaltap for produksjon. Fordelingen av respektive kapasiteter er 50 MW uregulerbar produksjon i hvert område og 50 MW regulerbar produksjon i hvert område. Tilsvarende fordeles i hvert område henholdsvis fabrikkforbruk på 90 MW med lite fleksibilitet og 10 MW med full fleksibilitet.

Uregulerbar produksjon plassert i området med positive marginaltap har et kraftverk med 2500 kr/time i kostnad. I det andre området, med negative marginaltap, vil et tilsvarende kraftverk ha 2500 kr/time i inntekt. På lignende vis vil ikke-fleksibelt forbruk i det ene området ha en fordel på 4500 kr/time, og i det andre området ha en kostnad på 4500 kr/time. Tilsammen 7000 kr/time flyttes internt mellom aktører som ikke kan delta i "*optimaliseringen av kraftsystemet*" og netto kostnad/inntekt for nettet blir null.

Dersom alle aktører i ovenstående situasjon agerer i tråd med energiledets signal, finner vi at oppregulering av produksjonen og full utnyttelse av fleksibiliteten i forbruket gir kostnader for nettet lik 3000 kr/time.

Samlet sett kan den økonomiske situasjonen beskrives som: Uregulerbar produksjon og ikke-fleksibelt forbruk 7000 kr/time, og optimalt tilpasset regulering og fleksibilitet 3000 kr/time. Det er kun det siste leddet som fremtrer som en kostnad for nettet. Det første leddet på 7000 kr/time representerer bytte av verdier mellom kundegrupper.

I dette forenklete bildet, med et spesielt nett, ender vi opp med at energiledet samlet sett ikke blir en inntekt, men en kostnad for netteier. Noen vil innvende at min beskrivelse er basert på et teoretisk nett med symmetri i produksjon/forbruk i to områder og med symmetriske marginaltap med motsatte fortegn. Et slikt nett med symmetrisk fordeling av produksjon og forbruk kan imidlertid beskrives som et radielt nett med en flyt av kraft fra A til B, og videre til C, for deretter å ha flyt til D. Nettet vi analyserer ovenfor må bestå av symmetrisk dimensjon på produksjon/forbruk i stasjonene B og C, samt at marginaltap er beregnet for flyten av kraft fra B til C. Riktignok et enkelt og spesielt nett, men et nett som viser at prinsippet med marginalkostnader for tap i en nett-tariff ikke nødvendigvis er en hensiktsmessig løsning. Gevinstene for nettets del kan være for små i forhold til betydelige overføringer av velferd mellom nettets kundegrupper.

Kanskje dette forsøket på anvendelse av sunn fornuft ikke uten videre fremstår som enkelt og utvilsomt overbevisende. Men, gitt de anvendte forenklinger og forutsetninger, leder det mot en antagelse om at Statnetts tariff, og energiledet konkret, er et gedigent instrument, som time for time gjennom hele året fordeler store penger mellom ulike kundegrupper.

^{xii} Et mønster som gir positive marginaltap for produksjonen i nord og vest/nord, eller mer konkret prisområdene NO 3, NO 4 og NO 5. Sannsynlighet for overvekt av negative tapssatser for produksjon kan vi finne i prisområdene NO 1 og NO 2. De største innbetalingene til Statnett på grunn av energileddet bæres av kraftverk i nord og vest-nord, samt av forbrukere i øst og sør.

Ovenstående mønster eller bilde vil selvsagt på grunn av hydrologi- og markedsforhold i tidsperioder vise et avvikende mønster. Like fullt er mønsterobservasjonen (som et representativt gjennomsnitt) god nok til å teste bildet i en regnearkmodell. Tidligere beskrev jeg to områder med like store produksjonsressurser og forbruksetterspørsel i hvert sitt område. Og marginaltapsnivå med motsatt fortegn i områdene, men med samme absoluttverdier. Virkelighetens Norge, elektrisk sett, stemmer ikke med slike forutsetninger. Det er holdepunkter for at marginaltapsprosenten i nord og vest/nord gjennomgående vil ha et høyere nivå enn i området øst og vest/sør. Produksjonsvolum og tilhørende kraftoverskudd vil prege nord og vest/nord i større grad enn området øst og vest/sør; en flyt av kraft fra nord og vest/nord til øst og til vest/sør. Jeg etablerer derfor en regnearkmodell med ulike nivåer for produksjon og forbruk i de to områdene, og som dessuten har ulike nivåer på marginaltapsprosentene. Det presiseres at jeg ikke prøver å finne nøyaktige fortellinger om hvordan marginaltapsberegninger og energiledd distribuerer økonomiske fordeler og byrder i 200 stasjoner i det ganske land. Ambisjonen er å vise helt overordnede observasjoner og antyde økonomiske størrelser. Modellen rigges slik at jeg vurderer en høylast-situasjon og bruker konservative marginaltapsnivå som gjennomsnitt for respektive områder; + 4 % for produksjon i nord og nord/vest og - 2 % for øst og vest/syd. For å estimere økonomi og elektriske tapsvolum på årsbasis, anvender jeg en brukstid for kraftflyten (omtrent lik gjennomsnittlig brukstid for norske vannkraftverk). En slik overordnet enkel modell kan lett justeres for å undersøke sensitiviteter og avhengigheter. Man må være noe forbeholden til de konklusjonene eller påstandene som her fremsettes. Like fullt vil jeg hevde:

Det norske nettet, og aktuelle markeds- og hydrologiscenarier, tilsier at Statnetts beregninger av marginaltap og utformingen av energileddet gir en moderat nettoinntekt fra energileddet. En inntekt som tidvis ikke vil være stor nok til å dekke de faktiske kostnadene for løpende kjøp av fysiske tap i nettet. Og, hele tiden gjennomføres vesentlige «utbetalinger» til nettkunder med nær null regulerings- eller fleksibilitetsevne.

^{xiii} Ekspertutvalget sier i 2010 i sin rapport: Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem.

«I et frikonkurransemarked gir den samfunnsøkonomisk effektive tilpasningen likhet mellom den marginale kostnaden ved å produsere en enhet ekstra av produktet og den marginale betalingsviljen for enheten. Likevektsprisen for produktet er da lik marginalkostnaden. Markedsprisen for kraft varierer og gjenspeiler de løpende forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene (inklusive begrensninger) i det nordiske kraftmarkedet. I framstillingen om vannkraften har vi så langt resonnet som om man hadde full og sikker informasjon. Imidlertid er det betydelig usikkerhet omkring det fremtidige tilsiget som er vesentlig i det nordiske markedet hvor det er svært mye vannkraft. Det totale tilsiget til det norske produksjonssystemet varierer mellom 80 og 160 TWh per år, mens forbruket ligger mellom 120 og 130 TWh per år. Den store variasjonen i tilsiget kan delvis tas ut også gjennom varierende eksport/import hvis overføringskapasitetene mot utlandet er store nok. ... Usikkerheten i fremtidig tilsig ivaretas ved beregning av vannverdiene, som dermed ikke er deterministiske (gitte) verdier, men forventningsverdier. ... I et samfunnsøkonomisk perspektiv er det relevant å bruke en optimal økonomisk lastflytanalyse. Man modellerer da produksjonskostnadene for de enkelte generatorene samt etterspørselskurvene, og den optimale lastflyten finnes ved å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd, gitt de tilbuds- og etterspørselskurver som finnes for hvert punkt i nettet, samt de begrensninger som følger av termiske og andre kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet.

Stilisert kan vi formulere optimal økonomisk lastflyt som følgende problem: Maksimer Velferd = Konsumentenes betalingsvilje – Produksjonskostnader gitt lastflytbetingelserOptimal økonomisk lastflyt løser et statisk (nett-)problem, og den dynamiske tilpasningen over tid er overlatt til aktørene, hvilket betyr at tilbudskurvene for en periode inneholder aktuelle kostnader eller alternativkostnader som vannverdier o.l.

En optimal økonomisk lastflyt beregnes ut fra tilbuds- og etterspørselskurver for hvert punkt i nettet, og begrensninger på linjene i nettet. Et viktig poeng er at denne beregningen gir ulike priser i alle noder i nettverksmodellen. Dette forårsakes av at produksjonskostnadene er forskjellige og at det er overføringsgrenser på linjer og snitt, samt av nettapene. I markedssammenheng sikrer metoden at produksjon og forbruk får prissignaler som fører til en best mulig utnyttelse av produksjon og nett sett under ett.»

^{xiv} « *Kombinasjonen av alle disse fundamentale elementene på både tilbudssiden og etterspørselssiden gjør at enhetskostnadene per time varierer betydelig over driftstimene. I et effektivt og samfunnsøkonomisk optimalt tilpasset marked skal prisene gjenspeile marginalkostnadene til enhver tid. Dette betyr at prisen må få lov å variere over tid for å gjenspeile variasjonen i kostnader og prisene må få lov å variere mellom områder for å gjenspeile begrensingene i overføringskapasitet mellom disse områdene. Om man drifter kraftsystemet etter disse premissene sørger man for at totalkostnadene i systemet blir minst mulig og den totale velferden for samfunnet blir høyest mulig. ... En effektiv utnyttelse av kraftsystemet eller optimal løsning kan bare realiseres dersom markedsklareringen og de tilhørende markedspriser er basert på en maksimering av samfunnsøkonomisk overskudd der en detaljert nettmmodell inngår slik at de fysiske kapasitetene i nettet er inkludert. En slik optimal løsning er kjennetegnet ved at prisene varierer mellom tilknytningspunkter eller noder. I praksis kreves at alle kjøps- og salgsbud er spesifisert med referanse til tilknytningspunkt eller node og at prisberegningen inkluderer en detaljert fysisk nettmmodell der alle relevante bibetingelser, skranker og sikkerhetsmarginer er spesifisert. ... I dagens modell er det spesifisert marginale tapsprosjenter per node (ca. 180 sentralnettpunkter). Det beregnes separate marginaltapssatser for dag og natt/helg. Beregningene er basert på prognostisert lastflyt i det nordiske nettet og marginaltapssatsene. Kraftprodusentene stilles overfor disse kostnadene ved at nettoprisen de faktisk oppnår er systempris korrigert for tapsprosjenter. Tapsprosjenten for innmatning i hvert enkelt punkt er administrativt begrenset til $\pm 15\%$, dvs at nettoprisen for en produsent kan variere fra en node til en annen med opptil 30 %. Kunder med uttak i sentralnettpunktene står overfor tapsprosjenter med motsatt fortegn (symmetrisk om null i forhold til produksjon). ... Vannkraftprodusentene står overfor et dynamisk beslutningsproblem under usikkerhet. Det vesentlige kostnadselementet er alternativverdien av å bruke vann. Den fremtidige verdien av vann vil avhenge av hva andre produsenter har av vann, forbruksutsiktene, overføringskapasiteter og prisene i naboområdene.*»

^{xv} En alternativ metode kunne være at Statnetts energiledd var begrunnet i gjennomsnittstap i kraftsystemet. Da ville beregningen av vannverdier implisitt inkludere en gjennomsnittlig tapsprosent for inndecking av nettets tap. Vannverdien kan dermed sammenholdes direkte med markedspris i nåtid, hvis gjennomsnittlig tapsprosent er den samme i nåtid og i fremtid. Vannverdien kan derimot ikke sammenholdes direkte med markedspris i nåtid, hvis energileddet har en konkret marginaltapssats i nåtid og implisitte variable satser i fremtid.

Teoretikerekspertene hevder, med begrepet alternativverdien, at vannverdien (justert for virkningsgraden) er et kostnadselement som skal justeres med nettets marginaltapskostnad i nåtid, før sammenligning med markedspris. Da prioriteres en ambisjon om å påvirke markedsklareringen, slik at nettets tap reduseres. Denne prioriteringen introduserer en unøyaktighet i metoden for optimalisering av regulert vannkraft.

Vi ser dermed at teoriekspertenes metode kun er helt korrekt når fremtidige marginaltap er på linje med marginaltap i nåtid. Og at teoriekspertene introduserer en usikkerhet i alle situasjoner hvor fremtidens marginaltapssatser er forskjellig fra marginaltapet i nåtid. Reduksjon av tap i nettet som en prioritet går på bekostning av kvalitet i optimaliseringen av regulert vannkraft.

^{xvi} System-ekspertene beskriver metoden med beregning av vannverdier (se sluttnote: «*En optimal magasindisponering er derfor en balansegang hvor en på den ene siden ønsker å flytte vann til perioder med høye priser, og på den andre siden ønsker en å unngå flom. Dette beslutningsproblemet er derfor både stokastisk (det er usikre faktorer) og dynamisk (magasintappingen i én periode påvirker inntjeningen i andre perioder).*

I tillegg til at klimavariablene tilsig, temperatur og vind er usikre, er det en rekke andre usikre faktorer som påvirker kraftprisen, bl.a. priser på fossilt brensel, forbruk i andre land, kvotesystemer for CO₂ og utfall av produksjonsenheter eller viktige overføringslinjer. Verdien av lagret vann i et gitt magasin er også avhengig av de spesifikke egenskapene ved det lokale vannkraftsystemet og av hvor mye vann det er lagret i alle andre magasin hver for seg. En må gjøre betydelige forenklinger for å kunne løse et slikt problem.

Den matematiske metoden som tradisjonelt har blitt brukt for å løse slike optimaliseringsproblem kalles stokastisk dynamisk programmering (SDP). Den varianten som er tilpasset vannkraftoptimalisering kalles gjerne for vannverdimetoden. Sluttresultatet av beregningene er en vannverdimatrise som viser marginalverdien av lagret vann for ulike magasinutfyllinger i ulike uker og områder, og dette er en implisitt representasjon av den optimale strategien for vannkraftproduksjonen. Beregningen av vannverdimatrisen kalles derfor ofte for strategiberegning.

Når vannverdiene er beregnet simuleres det stokastiske systemet med de optimale strategiene for vannkraftproduksjonen. I disse simuleringene har vannverdiene omtrent samme funksjon for vannkraften som marginalkostnadene har for termisk kraftproduksjon. Vannkraftproduksjonen påvirkes både av vannverdier, av ulike restriksjoner (fysiske, tekniske og reguleringer), samt andre faktorer som vannets fallhøyde og generatorenes virkningsgrad ved ulike produksjonsnivå. I Samkjøringsmodellen fordeles vann på de enkelte magasinene ved bruk av en detaljert regelbasert tappefordelingsmodell.

Jo mindre vann det er i magasinet i en bestemt uke, desto større er typisk vannverdien (for eksempel fordi dyrere termiske enheter må benyttes når det er liten vannkraftproduksjon). Som regel produserer en akkurat så mye at vannverdien korrigert for virkningsgrad blir lik kraftprisen, men en kan også støte på øvre og nedre restriksjoner i produksjonssystemet.

Strategien kan også formuleres eksplisitt: Hvis mulig, tapp så mye fra magasinet at vannverdien blir lik kraftprisen multiplisert med virkningsgraden. Dette tilsvarer at marginalkostnaden ved bruk av vann skal være lik marginalinntekten.»

^{xvii} På slutten av 1980-tallet deltok jeg som representant for Oslo Lysverker i en diskusjon i en reguleringsforening om hvor stort restmagasin som skulle lagres til neste vinter. En representant for et elvekraftverk, eid av en industrivirksomhet nederst i vassdraget, argumenterte at alt magasinvann burde brukes den aktuelle vintersesongen. Jeg for min del var kanskje tilbøyelig til å la noe oversomre til eventuell bruk neste vinter. Bakgrunnen for ulik konklusjon den gangen, kan tilskrives at Oslo Lysverker hadde en reell plikt til å dekke byens strømbehov. Vi hadde et forhold til begrepet "vårknipa". Vi visste hva en slik knipe ville innebære omdømmemessig og økonomisk. Ansvar og plikten ville medføre at Oslo Lysverker, med eventuelt sterkt nedtappede magasiner og redusert egenproduksjon, hadde måttet kjøpe vesentlige volumer i det norske utvekslingskraftmarkedet for hele tiden å dekke behovet i Oslo. Selv om sannsynligheten var liten, ville prisene i et slikt marked med vårknipe bli særdeles høye. Industrien ville også få det ubekvemt i en vårknipe, med redusert produksjon som konsekvens, men ikke med tilsvarende økonomisk risiko som Oslo Lysverker den gang hadde.

På 1980-tallet hadde kraftsystemet produktet fastkraft og oppdekkingsplikt for offentlig eide kraftselskaper kombinert med muligheter for utveksling av tilfeldige kraftvolumer i et norsk engros-/utvekslingskraftmarked. Dette systemet utgjorde et kraftsystem med gode kvaliteter, men også svakheter. Blant positive kvaliteter kan nevnes relativt stabile priser til forbrukere, hensiktsmessig fungerende kortsiktig engrosmarked og relativt god forsyningssikkerhet. På den negative siden kan blant annet nevnes at grunnlaget og mulighetene for internasjonalt kraftsamarbeid var dårlige. I mange situasjoner ble det nasjonale overskuddet av kraft vanskelig å få verdsatt, og med det en økende forskjell mellom prisnivået på fastkraft og det lave prisnivået i det kortsiktige engrosmarkedet. Denne forskjellen medførte kritikk og ledet hen mot energiloven av 1991. En lov som ga rammene for nåværende kraftsystem. Et system med andre kvaliteter og svakheter. Kraftsituasjonen høsten og vinteren (2021/-22) illustrerer en viktig kvalitet ved internasjonalt kraftsamarbeid, men dog med den konsekvensen at "alle er i samme båt", når det stormer med høye priser i markedet. Svakheten ved nåværende system er blant annet at forbrukere får priser med i overkant høy volatilitet.

^{xviii} Et magasinkraftverk er øverst i vassdraget og innehar en brukbar reguleringsevne. Elvestrekninger nedstrøms har krav til minstevannføring og sjøene har krav til vannstands nivå. Vannkraftverket med magasin leverer produksjonen inn i node A. Tjue mil nedstrøms finner vi et elvekraftverk som leverer produksjonen i node B.

Magasinkraftverket øverst i vassdraget må brukes til en jevn produksjon gjennom vintersesongen. Dette for å tømme magasinet tilstrekkelig til å kunne lagre forventede tilsig gjennom påfølgende sommersesong. Det er likevel mulig å bruke en reguleringsevne slik at produksjonen økes på dagtid gjennom vintersesongen og reduseres om natten. Kraftverket og reguleringsevnen er planlagt og bygget for å dekke alminnelig forbruks økte behov i vintersesongen og spesielt på dagtid. Kraftverk bygget før den markedsbaserte energiloven er tilpasset med kvaliteter som kan utnyttes ved prisforskjeller i markedet. Statnett, som systemoperatør, prognostiserer marginaltapsleddet for kraftproduksjon levert i node A. Energiledet i Statnetts tariff vil innebære en større marginaltapskostnad på dagtid enn om natten. Produksjonsplanlegger for magasinkraftverket vil registrere at kraftmarkedet tidvis på dagtid har særskilt høye kraftpriser. Til tross for energiledet i Statnetts tariff vil produksjonen fra magasinkraftverket bli anmeldt til markedet med maksimal kapasitet i disse tidsperiodene med høyt prisnivå. En vesentlig økt produksjon i magasinkraftverket vil tilsi at et vannvolum starter en ferd nedover vassdraget og kommer frem til elvekraftverket om natten litt over to døgn senere. Dette kraftverket leverer produksjonen inn i node B, som for eksempel har prognostisert negative marginaltap. Brukseierforeningen har hele tiden ajourført vannføringsprognosen, slik at elvekraftverket har planlagt at denne natten, over to døgn etter oppkjøringen i A, skal det anmeldes en stor produksjon levert til spotmarkedet, samme hva prisen blir. Og samme hva energiledet gir som signal.

^{xix} Hotelling starter «*The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates*» med følgende setning: «*In this paper, we shall bring down to date in revised form an argument due essentially to the engineer Jules Dupuit, to the effect that the optimum of the general welfare corresponds to the sale of everything at marginal cost.*» På side to i artikkelen omtaler han Marshalls berømte figur med produktmengden q langs x-aksen og produktprisen p langs y-aksen. I koordinatsystemet er inntegnet henholdsvis en oppadgående lett buet tilbudskurve og en lett buet nedadgående etterspørselskurve. Disse kurvene møtes, og i krysningspunktet blir markedets pris og kvantum for produktet fastsatt. På side tre fastslår Hotelling at tilbudskurven er lik marginalkostnadskurven, gitt at det er fri konkurranse blant produsentene. I den forstand at hver enkelt produsent anser markedsprisen utenfor egen kontroll og tilpasser egen produksjon for å oppnå maksimalt overskudd. Derneft beskrives en forutsetning for etterspørselskurven: kjøpere av produktet konkurrerer fritt med hverandre. Midt på side fire konstateres: «*The total net benefit, representing the value to society of the commodity, and therefore the maximum worth spending from the public funds to obtain it, is the sum of consumers' and producers' surpluses, and is represented by the large curvilinear triangle SBD. It is the difference between the integral of the demand function and the integral between the same limits of the marginal-cost function.*» Videre i artikkelen anvendes et høyere nivå med matematisk argumentasjon, med referanse til hypersurfaces og indifference loci, for å bevise samfunnsmessige tap ved direkte volumavhengige produktskatter utover priser lik marginalkostnader. Hotellings bevis av teoremet bygger på frie kjøpere i konkurranse som endrer kvantum ved endret nivå på produktskatt eller direkte særavgift.

^{xx} Etterspørsels- eller priselastisiteten omtales som et mål på prisfølsomheten. Nærmere bestemt hvor mange prosent etterspørselen etter et gode endres når prisen endres med 1 %. Priselastisiteten er rimeligvis nesten alltid negativ, det vil si at etterspørselen etter et gode går ned når prisen øker og vice versa. Elastisk etterspørsel tilsier at den prosentvise endringen i etterspørsel er større enn endringen i pris. Da er absoluttverdien av etterspørselens priselastisitet større enn 1. Uelastisk etterspørsel derimot, tilsvarer at den prosentvise endringen i etterspørsel er mindre enn den prosentvise endringen i pris. Da er absoluttverdien av etterspørselens priselastisitet mindre enn 1. Med referanse til Ramsey og Baumol/Bradforde, kan det hevdes at prisen skal fastsettes slik at differansen mellom prisen og marginalkostnaden, som prosent av prisen, er lik minus den inverse av etterspørselens priselastisitet.

Hvis man har elastisk etterspørsel lik -2, så betyr det at 1 % prisøkning medfører 2 % reduksjon i etterspørselen. Akseptabelt avvik fra marginalkostnadsnivået er da at ved en marginalkostnad lik 100 kan prisen være ca 100,5 [$(\text{pris} - \text{marginalkostnad})/\text{pris} = -1/\text{elastisitet} = -1/-2 = 0,5$ % og $(100,5 - 100)/100,5 \approx 0,5$ %]. Eller sagt på annen måte, tydelig elastisk etterspørsel bør få pris nær lik marginalkostnaden. Derimot vil tydelig uelastisk etterspørsel lik -0,02 medføre at prisen kan være 200 [$-1/-0,02 = 50$ % tilsier $(p - 100)/p = 50$ % og $p = 200$ gir $(200 - 100)/200 = 50$ %]. Ved tydelig uelastisk etterspørsel kan prisen settes markert høyere enn marginalkostnaden.

^{xxi} Vi kan vurdere det justerte Coase-bildet med kvantumtilpassere og forenklete konkrete tall. En kvantumtilpasser, som lager produkt y , med lokasjon på toppen av bakken. Nederst i bakken er tilsvarende produksjon eid av en annen kvantumtilpasser. Disse to fabrikkene er kvantumtilpassere fordi kapitalkostnadene ved produksjonen er lav og bensin er den viktigste innsatsfaktoren. På grunn av høyt bensinledd reduseres kjøpet på toppen av bakken med 500 l. Nederst i bakken økes kjøpet med 200 l på grunn av en økt inntekt fra bensinleddet. Transportselskapet får reduserte kostnader fordi det har blitt en reduksjon med 700 l i frakten oppover bakken.

Faktisk bensinforbruk for lastebilens transport med 700 l redusert last blir 4,5 l i stedet for 5 l. Prisen for 1 liter bensin er b . Da er faktisk verdi av redusert bensinforbruk lik $0,5b$. For å oppnå denne reduksjonen er innkrevet en bensinavgift fra fabrikken på toppen av bakken. Det var planlagt kjøp av 2000 l som ble redusert med 500 l på grunn av bensinavgiften. Samlet ny kostnad for fabrikken ble $15b$ ($1500 \cdot 0,01 \cdot b$). Fabrikken nederst i bakken hadde planlagt kjøp av 1200 l, men økte til 1400 l på grunn av inntekt fra bensinleddet. Denne fabrikken får en ny inntekt lik $14b$. I dette eksemplet med to kjøpere av bensinfat ser vi at gevinst ved redusert bensinforbruk minus velferdsendringer blir negativ $-0,5b$ ($0,5b - 15b + 14b$).

I det justerte Coase-bildet er det også selgere av bensinfat som er kvantumtilpassere. Bensinleddet kan motivere disse aktørene til justeringer i salgsvolum, slik at lastebilens bensinforbruk blir ytterligere redusert. På et salgssted i bunnen av bakken er en selger som reduserer salget til nytt volum 1500 og på toppen av bakken er en selger som øker salget til 1400 l. La oss forutsette at disse volumendringer fører til ytterligere $0,5b$ i redusert forbruk. Konsekvensene for selgere blir kostnad $15b$ og inntekt $14b$ for salgsvolum henholdsvis i bunnen og på toppen av bakken.

For kvantumtilpassende kjøpere og selgere i dette eksemplet blir det realisert en reduksjon av lastebilens bensinforbruk som gir samfunnsøkonomisk gevinst lik b . En annen konsekvens er imidlertid store velferdsmessige endringer for aktører i dette Coase-bildet. Kvantumtilpassere med positive bensinledd påføres et velferdstap som er $30b$ og kvantumtilpassere med negative bensinledd får en gevinst lik $28b$.

Pristakere er også aktører i Coase-bildet. Alle ulike varianter av volum, lokalisering og positive og negative bensinledd har en felles konsekvens som gir null endring i lastebilens bensinforbruk. Endring i velferd for de ulike pristakerne kan ha et mangfold av varianter. Blant annet den at alle kjøpere og selgere som er pristakere med positive energiledd hadde planlagt respektive kjøp og salg av 1500 l. I så fall vil kjøpere og selgere med positive bensinledd få en økt kostnad $30b$ ($2 \cdot 1500 \cdot 0,01 \cdot b$). Og pristakende kjøpere og selgere med negative bensinledd hadde planlagt kjøp og salg av 1600 l. De får en ny inntekt lik $32b$.

Bildet viser nå at redusert bensinkostnad er b og aktører med samfunnsøkonomisk negativ konsekvens summeres til $60b$ og aktører med samfunnsøkonomisk positiv gevinst summeres til $60b$. Dette bildet kan da sammenfattes til at bensinleddet gir redusert forbruk av bensin med verdi for samfunnet lik b og med omfordelinger av velferd i samfunnet i en størrelsesorden som er mer enn femti ganger større enn gevinsten i bensinforbruk.

Netto inntekt fra bensinleddet er $-4b$ ($30b - 28b + 30b - 32b - 4b$). Denne netto inntekten fører til en justering av fastleddet til transportselskapet. Samlet samfunnsøkonomisk konsekvens blir negativ tilsvarende $+b - 60b + 60b - 4b = -3b$, som er lik faktisk (nytt) bensinforbruk redusert med bensingevinsten.

^{xxii} $T(før)$ er kostnaden for elektriske tap i første tidsenhet dersom vi har en løsning med bruk av gjennomsnittlige tapsprosjenter og $T(etter)$ er faktisk tapskostnad etter introduksjon av tariff med marginaltapskostnader. Reduksjon av tap i nettet gir en effektivisering med samfunnsøkonomisk verdi. Effektiviseringen i første tidsenhet utgjør E . Det vil si at $T(etter) = T(før) - E$.

I første tidsenhet etter tariffendringen er $K(+)$ volumet til kvantumtilpassere med positivt prisledd og $K(-)$ er volumet til de med negativt prisledd. Tilsvarende $P(+)$ og $P(-)$ benevner volumene for pristakere. Marginalkostnadene er marginaltapsprosjenter, $m(+)$ og $m(-)$, multiplisert med kraftpris (k).

Inntekten for bruksledd: $I = \sum K(+)*m(+)*k + \sum P(+)*m(+)*k$.

Bruksleddet utbetaler en fordel til aktører med negative marginaltap.

Utbetalingene via bruksleddet: $U = \sum K(-)*m(-)*k + \sum P(-)*m(-)*k$.

Den samfunnsøkonomiske konsekvensen ved endring av nullalternativet til bruk av marginalkostnader blir:

$\sum K(+)$ og $\sum P(+)$ får et økonomisk tap lik $-I$ redusert med en andel av $T(før)$; $-I + andel*T(før)$

$\sum K(-)$ og $\sum P(-)$ får en gevinst U pluss en andel av $T(før)$; $U + (1-andel)*T(før)$

Brukernes økonomi via bruksledd blir i første tidsenhet endret; $-I + U + T(før)$.

Nettmonopolets økonomi via bruksledd blir en samfunnsøkonomisk endring lik E pluss ny inntekt justert med tapskostnader ($I - U - T(etter)$) og redusert med nullalternativets inntekt ($T(før)$); $E + (I - U - T(etter)) - T(før)$.

Samlet samfunnsøkonomisk endring i første tidsenhet på grunn av endringen av bruksledd:

$-I + U + T(før) + E + (I - U - T(etter)) - T(før) = E - T(etter)$

Positiv samfunnsøkonomi i forhold til nullalternativet krever at $E - T(etter) > 0$.

Positiv samfunnsøkonomi for metoden krever at $E > T(etter)$. Når $T(før)$ er variable transportkostnader før bruk av variable prisledd kan utledes at E må være større enn 50 % av $T(før)$. Fordi positiv samfunnsøkonomi krever $E - (T(før) - E) > 0$ og $E > 0,5*T(før)$.

^{xxiii} Jeg legger for øvrig merke til en fotnote i en artikkel fra 2001 av Atsushi Tsuneki «*A Partial Rehabilitation of Hotellings MC-Pricing Theorem*» - note 13; *This proof of the first welfare theorem can be readily extended to many-producer economy by applying Koopmans theorem (1957) that each producer maximizes its profit if and only if an aggregate producer maximizes aggregate profits on the aggregate production possibilities set. An extension to a many-consumer economy is merely suggested in Hotelling (1938, p 252).*» Det vil si at kraftmarkedet med mange produsenter og mange konsumenter i prinsippet kan tilfredsstille Hotellings bevis, hvis forutsetningene i beviset forøvrig er ivaretatt. Jeg vil anvende denne forutsetningen i min fortolkning av en artikkel som drøfter Hotellings bevis.

^{xxiv} Frisch-påpekning

Ragnar Frisch hevdet i 1939 at et marginalkostnadsmarked kan kombineres med avgifter som er proporsjonale med prisen før introduksjon av avgift. Det er avgifters eventuelle ikke-proporsjonalitet, og bare det, som medfører en reduksjon i velferden. Han introduserer λ som en proporsjonalitetsfaktor for eventuell avgift.

Frisch-premiss

«In discussing further alternatives let us suppose that the individual behaves as a «quantity adapter», that is, he acts as if the prices were data to him while he may freely choose his quantities. (This strategic type was the only one considered in Professor Hotellings paper)»

Jeg betegner ovenstående som Frisch-premiss om kvantumtilpassere (direkte sitat med *he acts* - jeg tolker videre som om vi har gyldighet for *many-consumers economy*).

Frisch-konklusjon

Hotellings "case" er et spesialtilfelle, med λ lik null, og er derfor et for snevert grunnlag til å trekke konklusjoner med så vidtfaenende praktiske konsekvenser som det Hotelling gjør.

Hotelling argumenterer mot innvendingene i en ny artikkel: «*THE RELATION OF PRICES TO MARGINAL COSTS IN AN OPTIMUM SYSTEM*». Her sier Hotelling seg enig i Frisch-presisering om proporsjonale avgifter. Han påpeker utfordringer ved kombinasjonen av avgifter og skatter og opprettholder en konklusjon om at velferd sikres best med ren inntektsskatt. En skatt som gir offentlige inntekter som kan subsidiere faste kostnader og legge til rette for priser i henhold til marginale kostnader.

Frisch kommer med en respons, en ny artikkel i *Econometrica*: «*A FURTHER NOTE ON THE DUPUIT TAXATION THEOREM*» hvor han konstaterer enighet med Hotelling om proporsjonale avgifter. Videre sier han at Hotelling bruker «*prices at marginal cost*» som utgangssituasjon (før avgifter introduseres). Ifølge Frisch er ikke det opplagt. Når vi undersøker mulige anvendelser i et moderne samfunn, med alle slags monopoler og quasi-monopoler og produsenter som ikke er kvantumtilpassere, kan det ikke tas som en forutsetning at det er et sammenfall mellom priser og marginalkostnader. Samt at det ikke finnes aktuelle særavgifter. I enda mindre grad at vi har en utgangssituasjon uberørt av andre skatter eller annen myndighetspåvirkning.

Han konstaterer at den matematiske analysen til Hotelling (eller også Frisch sin egen analyse) ikke inneholder noe (matematisk) argument eller premiss om at det er marginalkostnader som definerer gjeldende priser i utgangssituasjonen. Det matematiske grunnlaget er like relevant for hvilket som helst prissystem som, av en eller annen grunn, velges som utgangssituasjon for våre vurderinger.

xxv

Frisch bruker en generell nomenklatur og introduserer $\lambda p(0)'$. En særavgift proporsjonal med den opprinnelig prisen med en proporsjonalitetsfaktor λ , som kan ha hvilken som helst verdi. Gitt et Hotelling-marked for elektrisitet hvor produsentene betaler en harmonisert avgift for innmating av kraft til nettet, som blir inkludert i marginalkostnaden for produksjon. I tillegg antas en CO2-avgift for fossilbasert kraftproduksjon som inngår i marginalkostnaden. Med et slikt utgangspunkt er markedsprisen $p(m) = p(0)'$. Jeg tolker argumentasjonen og nomenklaturet som gyldig for mange aktører (kjøpere) av ett produkt med én markedspris i utgangssituasjonen, før introduksjonen av en forbruksavgift. Hvis $q(nå)$ er kvantum for en aktør etter introduksjon av avgiften, $p(m)$ er markedsprisen for kraft, $p(nå)$ er pris for kjøperen etter introduksjon av avgiften (en endring av $p(m)$ avhengig av avgiftens størrelse), så vil $\sum((p(nå) - p(m)) * q(nå))$ for alle aktører tilsvare den samlede inntekten fra avgiften, (gitt ingen andre endringer). På den andre siden vil endringen i kjøpskostnad for kraft tilsvare $\sum(p(m) * q(før)) - \sum(p(nå) * q(nå))$ for alle aktører. Frisch introduserer t som er inntekten fra avgift summert med endring i kjøpskostnad for kraft.

$$t = \sum(p(nå) - p(m)) * q(nå) + \sum(p(m) * q(før)) - \sum(p(nå) * q(nå)) ; \text{ summert for alle aktører.}$$

Og dermed kan utledes Frisch (2) : $\sum(p(m) * q(nå)) = \sum(p(m) * q(før)) - t$;

Frisch fortsetter med en særavgift proporsjonal med markedspris, Frisch (3) = $\lambda * p(m)$, og sier *let the income tax be fixed at* Frisch (4) = $(1+\lambda)*t - \lambda*\sum(p(m) * q(før))$. *The budget plane of the new situation is* $\sum(1+\lambda)*(p(m) * q(nå)) = \sum(p(m) * q(før)) - (1+\lambda)*t + \lambda*\sum(p(m) * q(før))$, *which obviously reduces to* Frisch (2). *Since λ is an arbitrary parameter there exist systems of this sort with excise taxes as high as we please.... All the tax systems (Frisch (3) / Frisch (4)) that lead to the optimum point are disregarded by Professor Hotelling as 'highly improbable', except the system with all the excise taxes equal to zero.* Frisch konkluderer at Hotellings "case" er et spesialtilfelle, med λ lik null.

(Ad «as high as we please»: I et kraftmarked vil det oftest være tilbudssiden som er prissetter for marginalkostnadsmarkedet. Vi får da en markedspris som er begrunnet i marginalkostnader i ett enkelt kraftverk, men det vil vanligvis finnes flere kraftverk med tilsvarende nivå på marginalkostnadene. En forbruksavgift med påfølgende moderat endring av etterspurt kvantum vil derfor ofte tilsi at markedsprisen/(produktprisen eksklusivt avgift) er den samme før og etter introduksjonen av avgiften. Derimot hvis avgiften er stor, kan etterspurt kvantum endres så mye at selve markedsprisen blir endret på grunn av avgiften.)

^{xxvi} Jeg fortsetter med produktet 'kraft'. Frisch påpeker at marginalkostnadsteoremet kan kombineres med proporsjonale avgifter og justering av inntektsskatt. Det innebærer i så fall skatteendringer avhengig av λ og t , der λ er proporsjonalitetsfaktor og t er inntekten av avgift summert med endring i kostnad ved kjøp av kraft. I virkeligheten vil det ikke være mulig å gjennomføre skatteendringer definert ved aktørers reduksjon av kvantum (på grunn av en avgift). Dessuten består et Hotelling-marked for kraft av både kvantumstilpassere og pristakere. For pristakere er Frischs krav til endring av inntektsskatt ivaretatt ved en reduksjon lik betalt avgift. For kvantumstilpassere er kravet at betalt avgift justeres med endret kostnad for kraftkjøp. En realistisk tilnærming kan være at endringer av inntektsskatter søkes gjennomført slik at reduksjonen tilsvarer provenyet fra den nye avgiften. Samme skatteendring gjeldende både for pristakere og kvantumstilpassere. En slik løsning vil avvike fra Frisch-påpekningen, men likefullt gi tilstrekkelig holdbarhet for følgende: Et Hotelling-marked for kraft kan kombineres med en forbruksavgift og beholde optimalitet, forutsatt at avgiften er proporsjonal med kraftprisen. Samt at inntektsskatten reduseres tilsvarende inntektene fra avgiften. Da kan kjøpere med moderat endring av volum av ett produkt med høyere pris, på grunn av forbruksavgift, i stor grad beholde velferd. Samme velferd som ved tidligere volum og lavere pris (uten avgift).

^{xxvii} «Tariffen for transmisjonsnettet består av et variabelt tariffledd (energiledet) og et fast tariffledd.

Energiledet er et bruksavhengig ledd, som skal reflektere systembelastningen den enkelte kunde påfører nettet når de tar ut eller mater inn kraft. Energiledet beregnes på grunnlag av faktisk levert energi inn på nettet eller uttak av energi fra nettet time for time i hvert tilknytningspunkt. Systembelastningen reflekteres gjennom unike marginaltapssatser som beregnes for hvert utvekslingspunkt i transmisjonsnettet. Det beregnes separate marginaltapssatser for dag og for natt og helg. Beregningene er basert på prognoser for lastflyten i det nordiske nettet. Marginaltapssatsen er symmetrisk om null for levering og uttak i hvert enkelt punkt. Marginaltapssatsene er administrativt begrenset til 15 %. Tariffens faste ledd skal sørge for at transmisjonsnettet får dekket den samlede tillatte inntekten. Kostnadsfordeling og differensiering mellom kundegrupper må skje i henhold til nettmessige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier.

Ved fastsettelse av de faste tariffledd skilles det mellom innmating (produksjon) og uttak (forbruk). Produsentenes fastledd er basert på hvor mye energi (MWh) den enkelte produsent mater inn på transmisjons- og regionalnettet. Innmatingstariffen for 2022 er satt til 1,43 øre/kWh hvorav 0,15 øre/kWh er relatert systemdriftskostnader. Satsen er økt med 0,08 øre/kWh fra 2021.

Fastleddet for uttak er basert på hvor mye effekt (MW) den enkelte kunde tar ut i systemets topplast. Tariffen for uttak (forbruk) er for 2022 satt til 325 kr/kWh. Satsen i 2021 var 300 kr/kWh.

Effektuttak beregnes for hvert tilknytningspunkt i transmisjonsnettet. Beregningen gjøres ved å ta målt netto effektutveksling i topplasttiden korrigert for produksjon i topplasttiden (Pp). Alle utvekslingsdata (netto MW inn/ut) hentes inn automatisk fra avregningsmålere i systemet mens alle produksjonsanlegg skal rapportere inn produksjon i topplast (Pp). Alle produksjonsanlegg er registrert med "nærmeste tilknytningspunkt i transmisjonsnettet", noe som gjør at man kan beregne produksjon i topplast (Pp) bak hvert tilknytningspunkt.

Avregningsgrunnlag for forbruk er gjennomsnittlig effektuttak (MW) i topplasttiden de siste 5 år. Årene 2017-2021 inngår i grunnlaget for tariff 2022.

Avregningsgrunnlag for forbruk skal reduseres i tilknytningspunkt der det også er innmating av kraft. Justeringen skjer gjennom en korreksjonsfaktor (k-faktor). K-faktorens størrelse avhenger av forholdet mellom innmating og uttak i punktet. Fra og med 2014 ble det innført en grense for hvor lav k-faktoren i et punkt kan bli. Grensen ble satt til 0,5. Fra og med 2019 ble gulvet hevet til 0,6. Den maksimale reduksjonen som følge av samlokalisering er dermed 40%.

Det beregnes en k-faktor for hvert tilknytningspunkt i transmisjonsnettet. Beregnet k-faktor for punktet benyttes ved justering av avregningsgrunnlaget for alt forbruk i tilknytningspunktet, uavhengig av type forbruk (stort forbruk eller alminnelig forbruk). $k = (\text{Sum av gjennomsnittlig forbruk for alle kunder i punktet}) / (\text{Sum tilgjengelig vintereffekt i punktet} + \text{Sum av gjennomsnittlig forbruk for alle kunder})$

Ved tariffing av forbruk skilles det mellom stort forbruk (industri) og øvrig forbruk. Stort forbruk er enkeltbedrifter med effektuttak over 15 MW og årlig kraftforbruk over 100 GWh.

Øvrig forbruk omfatter alt uttak fra nettet som ikke inngår i kategorien stort forbruk. Tariffgrunnlag for øvrig forbruk er gjennomsnittlig effektuttak i topplasttiden pr punkt de siste 5 år multiplisert med punktets k-faktor.

Årlig kostnad: Gjennomsnitt uttak i topplast (MW) * k-faktor i punktet * tariffsats forbruk

Store enkeltforbrukere ("industrien") betaler en lavere tariffsats til transmisjonsnettet enn øvrig forbruk. Differensiering av tariffen mellom nettkunder kan aksepteres iht. regelverket såfremt differensieringen er "nettmessig begrunnet" og basert på "objektive, ikke diskriminerende kriterier". Tariffsatsen til stort forbruk vil være 50 % av årets fastledd til forbruk.

Årlig kostnad beregnes ut fra følgende formel: $\text{Gjennomsnittlig uttak i topplast (MW)} * \text{k-faktor i punktet} * (\text{tariffsats forbruk} - 50 \%)$

^{xxviii} Det registreres at tariff-metodene for regionalnett og for distribusjonsnett er (løpende) til revurdering. I den sammenhengen diskuteres og vurderes effekt-tariff. Det har vært vurdert en metode med registrering av månedens høyeste forbruk som kriterium for tariffkostnaden per måned. Dette forslaget har fått kritikk for at det er urimelig at hele månedens tariff blir bestemt av kun én effektmåling. Nettselskapene ønsker å gi et sterkt incentiv til brukere om å begrense eget effektforbruk. Slike forslag har også vært kombinert med et prisledd for uttak av energi fra nettet. Et ledd som blir foreslått inndelt med ulike priser for dag/natt/helg. Denne diskusjonen kommer til å fortsette. Mitt innspill er at det viktigste løpende signalet for brukere av nett, er kraftprisen pluss et energiledd for gjennomsnittstap. Nettselskap bør ikke i forbindelse med egen tariff lage prisledd for energiforbruk som går utover det nivået som behøves for å dekke kostnadene for nett-tap. Fordi slike påslag med forutbestemte øre/kWh-nivåer varierende mellom dag/natt/helg nødvendigvis vil avvike fra faktiske variasjoner i kraftprisene. Dermed vil prisleddet ikke være i tråd med kravet om Frisch-proporsjonalitet. Konsekvensen blir at nettmonopolets ønske om økonomiske signaler for å påvirke brukernes kvantumstilpassing til nettets beste, kommer i konflikt med kraftmarkedets optimale kvantumstilpassing. Nettet som et fellesgode bør heller velge at kostnadsdekning og påvirkning av brukeradferden gjøres med en effektaggift. En avgift som avregnes for eksempel ukentlig avhengig av ukens maksimale effektuttak. Pris for effekt kan eventuelt differensieres gjennom året. Det er viktig å vurdere kraftmarkedet, avgifter og alternativer for nett-tariff i sammenheng.

^{xxix} Detaljert beskrivelse og vurderinger av stokastisk markedsklarering. Forfatterne hevder at vindkraftprodusenter har insentiv til å avvike fra den system-optimale-plan både i den praktiserte og i den foreslåtte stokastiske metoden for markedsklarering. De mener at dette insentivet er større i gjeldende praksis enn i den foreslåtte stokastiske metoden. Feilaktig sannsynlighetsfordeling for fremtidige produksjonsvolumer fra vindkraft reduserer den samfunnsøkonomiske nytten i kraftsystemet. Videre presenteres matematikk med vektorer og scenarier. Deretter uttales at forskernes fokus er på modellbeskrivelser av fleksibilitetskostnader for produsenter og forbrukere. Altså faktiske kostnader i regulerkraftmarkedet. Hvis en forbruker øker sitt forbruk i regulerkraftmarkedet, har det økte volumet ikke samme verdi som planlagt forbruk. Hvis de skal redusere forbruket, vil de be om en høyere kompensasjon enn spotmarkedsprisen. Hvis en produsent må øke produksjonen i regulerkraftmarkedet, gir det økte produksjonskostnader. Videre påstås at dersom produsenten må redusere planlagt produksjon, vil ikke reduserte kostnader fullt ut tilsvare involverte marginalkostnader. Den teoretiske modellen de bruker beskrives nærmere med følgende. Produsentsiden har en lineært stigende marginalkostnadskurve ved økende volum. I regulerkraftmarkedet vil denne kostnadskurven avvike med et prisløft for oppregulering og ekstra kompensasjon ved nedregulering (mindre salg enn klarert i spotmarkedet). Etterspørselssiden er beskrevet med lineær nedadgående etterspørselskurve ved økende volum. Påfølgende matematiske utlegninger er fascinerende og imponerende, men nytten av drøfting og analyse er selvsagt helt avhengig av de faktiske modellene for fleksibilitetskostnader som anvendes.

Etter hvert kommer et kapittel hvor det introduseres et talleksempel. Der drøfter forfatterne et forenklet nett uten flaskehalser og tre noder med forskjellig sammensetning av produksjon og etterspørsel. Hovedelementet i drøftingen er at vindkraft i den ene noden kan variere i tre scenarier med svært ulike volumer. Gevinsten samfunnsøkonomisk i dette eksemplet er at den ene noden med termisk produksjon i den stokastiske metoden blir tilordnet et redusert volum i spotmarkedet, slik at den er bedre posisjonert for oppreguleringer i regulerkraftmarkedet. Jeg mener at ideen om stokastisk markedsklarering svikter i møtet med virkeligheten når rapporten avslutter med: *gitt at det ikke er noen helt sann/sikker sannsynlighetsvurdering av fremtidens variasjon i produksjonsvolumet fra vindkraft, vil et sannsynlighetsestimat gi grunnlag for subjektive diskusjoner.* I påfølgende avsnitt med konklusjoner hevdes at - *hvis representasjonen av den faktiske usikkerheten er korrekt, vil den stokastiske metoden gi en økning i den samfunnsøkonomisk nytte.*

I tillegg vil jeg påpeke at imponerende matematikk i fremlegget ikke kompenserer for usikkerheten i valg av modell for å representere fleksibilitetskostnader for involverte parter. Virkeligheten vil være mye mer sammensatt og varierende enn det som legges til grunn. Forfatterne har imidlertid helt rett i at store nye volum fra uregulerbare produksjonskilder gir betydelige utfordringer. Det nærmeste tiåret vil innebære enorme investeringer i kraftproduksjon basert på vind og sol. Hvis vindkraftaktører i et prisområde i spotmarkedet har anmeldt et volum lik $2x$ og i regulerkraftmarkedet erkjenner at volumet kun blir x - hva er konsekvensene? For det første har spotmarkedet klarert en kraftpris som sannsynligvis kan være for lav, fordi kvantumstilpassere på produksjonssiden ikke har tilbudt den siste x . Dette fører til et behov i ubalansemarkeder på selve markedsdagen for å påkalle eller etterspørre denne siste x (svikten i volum fra vindkraft). Det er en rimelig antagelse at den siste x vil ha en marginalkostnad/vannverdi som er lik den som hadde klarert spotmarkedet (gitt x i økt anmelding fra regulerbar produksjon). Vi forutsetter at ubalansekostnadene ($x \cdot \text{marginalkostnad/vannverdi}$) blir belastet de vindkraftaktørene som er ansvarlige for avviket. Da er konsekvensene forøvrig at forbrukere har fått kjøpe litt for billig kraft og produsenter har fått litt for lite betalt. Dette fordi spotmarkedet ble klarert med en feilaktig for lav pris. Motsatsen til dette er de situasjonene hvor vindkraftaktørene i prisområdet har anmeldt for lave volum i spotmarkedet, noe som igjen fører til nedreguleringer i ubalansemarkeder på markedsdagen. Da har spotmarkedet sannsynligvis klarert en noe for høy pris og forbrukere har betalt for mye og produsenter fått betalt litt for mye. Det er innlysende at ovenstående beskrivelse illustrerer samfunnsøkonomiske tap på grunn av 'feil' pris i spotmarkedet. Men hvor store er disse tapene og hva er konsekvensen i en lengre tidsperiode?

^{xxx} Kostnader for spesialreguleringer øker. Alle forbrukere på begge øyene betaler sine andeler av kostnadene for spesialreguleringer. Samfunnsøkonomiske gevinster for produsenter på øy B har en tilsvarende motpost i negative konsekvenser for forbrukere. Økonomisk kompensasjon for nedreguleringer på øy B øker med 4,5 Gkr/år ($30 \cdot (0,35 - 0,2)$). Produsenter på øy B får økt inntekt fra kraftsalg lik 18 Gkr/år ($120 \cdot (0,35 - 0,2)$). Produsenter på øy A får redusert inntekt 22,5 Gkr/år ($150 \cdot (0,5 - 0,35)$). Forbrukere på øy B får økt kjøpskostnad 18 Gkr/år ($120 \cdot (0,35 - 0,2)$) pluss en andel for økte spesialreguleringskostnader 2 Gkr/år ($120/270 \cdot 4,5$). Forbrukere på øy A en gevinst ved redusert kraftpris 22,5 Gkr/år ($150 \cdot (0,5 - 0,35)$) pluss økt kostnadsandel spesialreguleringer lik 2,5 Gkr/år.

Samlet samfunnsøkonomisk endring 0 ($4,5 + 18 - 22,5 - 18 - 2 + 22,5 - 2,5$). Velferd opptil 20 Gkr/år flyttes mellom produsenter og forbrukere på øyene avhengig av prissystem.

^{xxxi} Alminnelig forbruk har svak priselastisitet. Det henvises til en masterutredning fra 2021, NHH: «Tilbud og etterspørsel etter elektrisitet i Norge». Der angis en priselastisitet for etterspørsel lik - 0,03 og for tilbudet en priselastisitet på 1,73. Vurderingene i denne utredningen er basert på markedsmessige observasjoner med et kortere tidsperspektiv enn mine forsøk på langsiktige analyser og gjennomsnittlige årsvolumer. Jeg bedømmer at rapporten angir tilbudets elastisitet for høyt og etterspørselens elastisitet for lavt for mine analyser. Og velger - 0,1 for etterspørsel og 0 for tilbudet. Den store reduksjonen i årlig elastisitet for tilbudet begrunnes i at regulert vannkraft er en tidsbegrenset kvantumstilpasser. Det gir en klar begrensning i hvor store volumer som kan forskyves fra et år til det neste, uten å risikere store tap av tilsig. I noen grad skjer slike utsettelse i bruk av regulert vann fra et år til det neste. Men det påfølgende året gir utfordringer i å håndtere både årets tilsig og årsoverskudd fra foregående år.

En overgang fra *Fellespris og sjøkabel* til *To prisområder og sjøkabel* gir endringer i pris og forbruksvolum. På øy B vil bruk av to prisområder i utgangspunktet gi en prisnedgang fra 0,35 til 0,25 kr/kWh. En slik reduksjon av gjennomsnittlig pris per år vil medføre en prisnedgang på nesten 30 %. I så fall vil årsforbruket på øya øke 3 %. Forbruket på øy B blir 123,6 TWh per år.

På øy A vil det være en prisoppgang fra 0,35 til 0,45 kr/kWh. En prisøkning som medfører en nedgang i årlig forbruk på 3 %. Forbruket på øy A reduseres med 4,5 TWh/år til 145,5 TWh/år. Vi kan anta små konsekvenser for tilbudssiden på øy A, utover en økt inntjening.

xxxii

Balansering av årsvolumer før og etter ny sjøkabel med fellespris som prissystem:

Før, øy A forbruk 150 - reservekraft 10 - produksjon 140 = 0 og nedregulering 10 (150-140)

Etter, øy A forbruk 150 - reservekraft 2 - prod. 132 - kraftflyt 16 = 0 og nedreg. 18 (150-132)

Før, øy B forbruk 120 - produksjon 120 = 0 og nedreguleringer 30 (150-120)

Etter, øy B forbruk 120 + kraftflyt 16 - prod. 136 = 0 og nedreguleringer 14 (150-136)

Balansering av årsvolumer før og etter endring fra fellespris til to prisområder:

Før, øy A forbruk 150 - reservekraft 2 - produksjon 132 - kraftflyt 16 = 0 og nedreg. 18 (150-132)

Etter, øy A forbruk 146 - reservekraft 2 - prod. 132 - kraftflyt 12 = 0 og nedreg. 18 (150-132)

Før, øy B forbruk 120 + kraftflyt 16 - produksjon 136 = 0 og nedreguleringer 14 (150-136)

Etter, øy B forbruk 124 + kraftflyt 12 - prod. 136 = 0 og nedreguleringer 14 (150-136)

^{xxxiii} Gitt markedsklarering i to områder med dF og dP som respektive ubalanser, FL som kapasitet i flaskehals og FL(flyt) som faktisk kraftflyt i flaskehals og med høypris p(A), lavpris p(B) og fellespris p før endring fra ett til to områder.

Da vil samfunnsøkonomisk endring (dS) ved overgang til to prisområder utgjøre:

$$dS = -dP*[p - p(B)] - dF*[p(A) - p] + FL(flyt)*[p(A) - p(B)]$$

Hver tidsenhet med markedsklarering kan gi grunnlag for å beregne en dS for tidsenheten. Den virkelige konsekvensen ved endring til to prisområder blir en sum av dS beregnet for hver av årets markedsklareringer og atter summert med tilsvarende beregninger for mange etterfølgende år. Når vi vet at tilsiget til vannkraft varierer mye gjennom en slik lang tidsperiode, så tilsier det at slike beregninger er ytterst krevende og omfattende. I tillegg vil det tidvis være forekomst av metodesvikt og operasjonell svikt som medfører flyt i flaskehalsen og positiv samfunnsøkonomisk inntekt kombinert med lav eller null ubalansevolumer i en aktuell tidsenhet. I slike tidsenheter er det ikke teoretisk grunnlag for prisforskjell mellom områdene, men driftsfasen kan lede til faktisk kraftflyt i kontrast til tidsfasen med anmelding av ubalansevolumer. Vi ønsker å vurdere betydningen av prissystem inkludert med den dynamisk effekten ved prisområder. Teoretiske forutsetninger tilsier aldri positiv samfunnsøkonomi ved endring fra fellespris til interne prisområder. På grunn av usikkerhet i driftsfasen kan flaskehalsinntekt av og til gi positive utslag. Hva skjer hvis vi prøver å bruke gjennomsnittlige priser og volum i en langsiktig og teoretisk markedsklarering?

dP = 26; middelproduksjon minus forbruk blir 150-124, som utgjør 26

dF = -4; forbruk minus vannkraft middelprod blir 146-150 som utgjør -4

FL(flyt) = 12

$$dS = -26*(0,35-0,25) - (-4*(0,45-0,35)) + 12*(0,45-0,25) = +0,2 \text{ Gkr/år}$$

Endringen fra fellespris til to prisområder tilsier 15 Gkr/år i negativ konsekvens for forbrukere i høyprisområdet. Altså estimert pluss 0,2 Gkr/år, som er lik 1,3 % av 15 Gkr/år. En beregning med marginal positiv gevinst i forhold til den store forskyvningen av velferd, når vi beregner med årsgjennomsnitt for priser og volum.

^{xxxiv} I alle aktuelle løsninger for kraftpris og -flyt vil node Bb delta med anmelding av et usikkert volum med uregulert kraft produsert i elvekraftverket. Forbruket i Bb er dominert av pristakere som anmelder et ønsket forbruk uavhengig av kraftpris. Vi ser bort fra en liten volumandel med kvantumtilpassere i Bb. Kraftledningen frem til Bb vil i de fleste tilfeller ha en flyt til node Bb og algoritmene vil ta hensyn til forskjellige nivåer av marginaltapskostnader ved transport av kraft frem til Bb. Øy Bs områdepris 0,25 kr/kWh vil være et veiledende nivå for gjennomsnittet av nodeprisene på Øya i en lang tidsperiode. Gjennomsnittet av nodepriser på Øya varierer avhengig av hydrologiske variasjoner. Disse variasjonene vil påvirke beregningene for nodepris i Bb. Tidvis kan nivået i Øyas marked tilsi 0,5 kr/kWh og i andre tidsperioder for eksempel 0,1 kr/kWh. Disse prisnivåene vil i algoritmeberegningene justeres opp eller ned i pris avhengig av konsekvensene for nettet. I Bb, som en node, vil det i de fleste algorimeberegninger være en oppjustering av kjøpsprisen på grunn av marginaltapskostnaden. Det er grunn til å vurdere at marginaltapsprosenten i Bb kan være på høyest nivå når kraftprisnivået på Øya er høyest. Dette fordi produksjonen i Bb da er på et lavere nivå - liten uregulert produksjon på Øya gir høyere prisnivå. Marginaltapsprosenten kan for eksempel variere mellom 20 % og 10 %. Da vil forbrukere i Bb betale mellom 0,6 kr/kWh og 0,11 kr/kWh som nodepris (for kraft og marginaltap). Langsiktig gjennomsnitt kan for eksempel bli 0,28 kr/kWh.