



Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på min mastergrad og fem år med studier i samfunnsøkonomi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU).

Gjennom de fem årene med studier har jeg fordypet meg i miljø- og energiøkonomi. Jeg vil takke alle engasjerende og inspirerende forelesere for å ha løftet interessen og gjort dette til noen utrolig spennende år.

Jeg vil takke mine veiledere Eirik Romstad og Olvar Bergland for gode inspirerende diskusjoner, raske tilbakemeldinger og for at dere alltid er tilgjengelig. Som forelesere og veiledere, jeg vil gi dem de beste anbefalinger.

Jeg må takke Bjørnar Fladen for ideen til problemstillingen, all hjelp og alle utfyllende svar på spørsmål jeg har sendt på mail.

Jeg vil takke alle medstudenter og spesielt Yun Walther-Zhang og Borge Håmsø for gode diskusjoner og uvurderlig samarbeid gjennom flere år. For lærerike kollokvier og gruppeoppgaver vi har skrevet sammen. Studietiden ville ikke blitt det samme uten dere.

Tilslutt vil jeg takke familie og venner som har støttet meg gjennom arbeidet med masteroppgaven. En særlig takk til mamma, pappa og spesielt min storesøster Svanhild for gjennomlesning av oppgaven.

Alle feil og mangler er mitt fulle og hele ansvar.

Ås, 15. mai 2014

Martin Lundeby Grimstad

Sammendrag

Denne masteroppgaven analyserer effektpris på distribusjon av strøm og investering i elektrisitetsnett. Det er ventet nettinvesteringer i 100 milliardersklassen de neste ti årene i Norge. Derfor er det viktig å gjøre optimale investeringer oppnå og bedre utnyttelse av eksisterende og nye nett.

For å analysere investeringer i elektrisitetsnett, utvikler jeg en modell som tar utgangspunkt i betalingsvilligheten for effekt gjennom nytten av å konsumere effekt. Den analytiske modellen presentert i denne oppgaven gir en langtidsgrensekostnad (LTG) og investering i nettkapasitet tilsvarende betalingsvilligheten for økt kapasitet. På grunn av at nettet i varierende grad har bindende kapasitetsskranker, medfører dette at LTG reduseres tilsvarende andelen med bindende kapasitetsskranker. Dermed reduseres også nivået på de optimale nettinvesteringene.

Innføring av en parameter for andelen av tiden med bindende kapasitetsskranker, åpner opp for å sammenligne og kontrollere nettselskapenes kapasitetsutfordringer. En høy andelsparameter forteller at kapasitetsskrankene ofte er bindende og nettselskapet burde øke nettkapasiteten. Det kan også være et tegn på utøvelse av markedsrett.

Betalingsvilligheten for effekt vil i stor grad styre behovet for økt nettkapasitet. Skift i etterspørselskurven som følge av endringer i preferanser og økt behov for mer effektkrevende elektriske artikler, er noen av de største pådriverne til økt betalingsvillighet for effekt. Med effektpriser og automatiserings- og styringssystemer, vil forbrukerfleksibiliteten og sluttbrukerens mulighet til å tilpasse seg høye priser øke. Dette gir en mer elastisk etterspørselskurve, noe som medfører bedre nettutnyttelse og redusert behov for nettinvesteringer.

Effektprising i sanntid og investering i nettkapasitet etter en LTG-metode som tar høyde for andelen med bindende kapasitetsskranker, vil effektivisere effektbruken, utnytte nettkapasiteten, og gi en mer optimal nettinvestering på lang sikt.

Abstract

This master thesis analyzes the capacity price on distribution of electricity and investment in the electricity grid. Grid investments in the 100 billion-class (NOK) are expected in Norway over the next ten years. This presents a unique opportunity to optimize investments and improve the utilization of the new and existing grid.

To analyze investments in the electricity grid I developed a model that takes as its starting point the willingness to pay (WTP) for capacity through the utility of consuming capacity. The model presents how the long run marginal cost (LRMC) of grid capacity and grid investments should be equal to the WTP for increased grid capacity. The grid, to varying degrees has binding capacity constraints. Therefore the LRMC is reduced proportionally with the binding capacity constraints. This results in a reduction of the optimal level of grid investments.

The introduction of a parameter that reflects the proportion of the time the grid has binding capacity constraints allows consumers to compare and control the utility companies' capacity challenges. A large parameter signals that the capacity constraints are often binding and the utility network company should invest more in grid capacity. This parameter, if consistently high, can also signal to the government that a utility company may be exercising market excessive power.

The WTP for capacity will to a large extent control the need for increased grid capacity. Shifts in the demand curve as a consequence of a change in preferences, and the increasing market penetration of electrical appliances that have high capacity demand, are some of the largest driving forces behind the increased WTP for capacity. With capacity prices and automatic- and control- systems, the demand response and the end users' opportunity to adapt to high prices increase. This gives a more elastic demand curve, which leads to better grid utilization and reduces the need for grid investments.

Establishing real time capacity prices, and investing in grid capacity according to LRMC, and introducing a parameter that reflects binding capacity constraints, will help to optimize capacity use, and give more optimal grid investments in the long term.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning	1
2. Bakgrunn	4
2.1 Hvorfor prise effekt?	4
2.2 Effektprising, prising i sanntid	4
2.3 Valg av prismodell – sone- eller nodeprising	5
2.4 Hva bør løses gjennom kraftmarkedet og prising av netjtjenester?.....	7
2.5 Prise også etter et langtidsgrensekostnadsprinsipp	8
2.5.1 Diskusjonen rundt bruk av langtidsgrensekostnad	9
2.5.2 Kortsiktige og langsiktige priser	9
2.6 Hvilke insentiver har forbrukerne?	10
2.7 Økende effektetterspørsel	12
2.8 Prising av nettariffer	13
2.9 Oppsummering.....	14
3. Teori og Metode	16
3.1 Naturlig monopol	16
3.2 Prising av effekt	19
3.2.1 Økt effektetterspørsel	20
3.3 Kapasitetsprising med og uten pristak	20
3.4 Langtidsgrensekostnad.....	21
4. Analyse og diskusjon	23
4.1 Det sosiale optimaliseringsproblemet.....	23
4.2 Optimaliseringsproblemet med kapasitetsskranke og prisskranke	26
4.3 Nettinvesteringer med tidsavhengige kapasitetsskranke.....	30
4.4 Nettinvesteringer med tidshavhengig kapasitets og prisskranke	32
4.5 Oppsummering.....	33
5. Diskusjon	35
5.1 Resultater i forhold til problemstillingen	35
5.1.1 Etterspørselskurven.....	35
5.1.2 Skift i etterspørselskurven.....	36
5.1.3 Kapitalkostnaden.....	37
5.1.4 Kapasitetsskranke og skyggeprisen på kapasitet	37
5.1.5 Prisskranke og skyggeprisen på pristaket	38
5.1.6 Skrankeparameteren alfa	39
5.1.7 Oppsummering.....	40
5.2 Etappevise investeringer	40

5.3 Videre lærdom av analysen og modellen.....	42
5.3.1 Effektpriser, bosetting og nettinvesteringer	42
5.3.2 Diskusjon av virkemidler	43
5.3.3 Forbrukerfleksibilitet	43
5.3.4 Investere i nett eller kjøpe fleksibilitet?.....	45
5.3.5 Langsiktige prissignaler og effektsignaler.....	46
5.6 Oppsummering.....	47
6. Konklusjon	48
7. Referanser:	50
7. Vedlegg.....	54
Vedlegg 1. Trekomponent prismodell.....	54

Figuroversikt

Figur 2.1: Node- og soneprismodell	6
Figur 2.2: Forbruk per time fra 2004-2009 for området NO1	12
Figur 2.3: Gjennomsnittlig forbruk og antall forbrukstopper for området NO1	13
Figur 3.1: Naturlig monopol	17
Figur 3.2: Marginale kostnader (MK), Gjennomsnittlige totale kostnader (GTK), Gjennomsnittlig variable kostnader (GVK) ved et naturlig monopol.....	18
Figur 3.3: To - komponentpris	18
Figur 3.4: Tilbud på kort sikt.....	19
Figur 3.5: Optimal prising med høy og lav etterspørsel	20
Figur 3.6: Optimal kapasitet med og uten prisskranke	21
Figur 3.7: Optimal kapasitet	22
Figur 3.8: Optimal kapasitet med topp og ikke-topp prising.....	22
Figur 4.1: Bindende kapasitetsskranke.....	26
Figur 4.2: Bindende kapasitetsskranke og skyggepris på kapital mindre enn kapitalkostnaden	26
Figur 4.3: Bindende pris- og kapasitetsskranke.....	29
Figur 4.4: Med bindende kapasitetsskranke, prisskranke og $i > \gamma_2$	30
Figur 5.1: Økt etterspørsel og kapasitet	36
Figur 5.2: Optimal investeringsstørrelse	41
Figur 5.3: Etappevise investeringer etter: (Joskow og Tirole 2005)	41
Figur 5.4: Endret etterspørselskurve på grunn av økt fleksibilitet	45
Figur 5.5: Økt forbrukerfleksibilitet og kapasitetsskranke	45
Figur 5.6: Tilbud av kapasitet, investeringer, fleksibilitet og aggregert totalt tilbud	46
Figur 7.1: Ekstrainnekt når prisen (P) ligger over marginalkostnaden p_0	55

1. Innledning

I dagens moderne samfunn står man ovenfor store utfordringer i forhold til klima og miljø. Det er et økende energibehov gjennom økt grad av elektrifisering som har bidratt til et stort fokus på å energieffektivisere¹ (Klima- og forurensningsdirektoratet 2010). Økende etterspørsel etter elektrisk kraft og økt effektbehov² bidrar til store kapasitetsproblemer og utfordringer i elektrisitetsnettet. Med underdimensjonerte nett gir dette et potensielt behov for store investeringer og forbedre utnyttelse av kommende og eksisterende elektrisitetsnett.

Den økende elektrifiseringen av hverdagen med flere elektriske apparater og andre ”duppeditter” skaper utfordringer i nettet, noe som gir nye problemstillinger. Med større effektforbruk enn det man klarer å håndtere med dagens nettkapasitet, er faren for strømbrudd stor. I verste fall kan liv gå tapt. Dessuten kan det gi store materielle skader. Spesielt elektriske apparater som gjennomstrømsvannvarmere, induksjonskomfyrer og ladning av elektriske biler blir ofte trukket frem som utsatte apparater med spesielt høyt effektforbruk (Seljeseth m.fl. 2012). Selv om ikke alle elektriske apparater er like utsatte, er det spesielt effekttoppene som gir utfordringer i nettet.

Det økte effektforbruket kommer av at man totalt sett har flere elektriske apparater, og at mange av disse er mer effektkrevende. En årsak til at enkelte apparater har et høyt effektforbruk er energieffektivisering, hvor apparatene totalt sett bruker mindre energi, men mer effekt. Det er spesielt utfordrende når alle husholdninger skal bruke effektkrevende apparater samtidig. Stort sett skaper dette utfordringer i to perioder i døgnet, morgen og kveld. Når alle står opp om morgenen og skal dusje og spise frokost fra klokka 7 til 9, og når alle kommer hjem fra jobb og skal lage mat, vaske klær og lade elbilen fra klokka 16 til 19. At husholdningene samlet har et høyt effektforbruk skaper store utfordringer i strømmnettet.

Det økte energiforbruket, sammen med gamle nett, gir behov for store investeringer. Tall fra SINTEF og Olje- og energidepartementet indikerer at det vil være nødvendig med investeringer for over 100 milliarder i nye elektrisitetsnett de neste ti årene (Olje- og energidepartementet 2012; Seljeseth m.fl. 2012). Samlet på alle nettnivåer er det ventet investeringer på 120-140 milliarder kroner fra 2014 til 2023 (Reiten m.fl. 2014). Ikke bare i

¹ Elektrifisering av norsk sokkel og støtte og avgiftsfritak til elbiler og varmepumper er eksempler på dette.

² Effekt er definert som arbeid(energi) delt på tid.

Norge, men også i Europa er det nødvendig med massive investeringer i nett (European Commission 2013).

Behovet for nettinvesteringer kommer både gjennom utbygging av nye boligfelt og industri hvor det tidligere ikke har vært lagt strømkabler, og ved økt forbruk hos eksisterende nettkunder. Ved nettinvesteringer til bygging av nye felt, vil investeringer stort sett gå gjennom planprosesser som er avhengig av utbyggere, kommune og nettselskap, og kostnadene vil bli dekket av utbyggeren³. På denne måten løser man mange av utfordringene til utbygging av nye nett. Det andre tilfellet er der eksisterende kunder har behov for mer kapasitet⁴ og nettselskapene har leveringsplikt slik at de selv må ta denne investeringskostnaden (Olje- og energidepartementet 2014).

Å investere i nettkapasitet slik at all effektterspørsmål blir dekket, er ikke alltid den mest effektive løsningen. Derfor er det viktig at man kan gi insentiver slik at nettet blir unyttet på en best mulig måte. En mest mulig riktig pris signaliserer både kortsiktig effektiv utnyttelse av nettet, og langsiktige investeringskostnader. Derfor er det avgjørende at man har en nettleie som gjenspeiler kostnadene, og som gir kunden mulighet til å respondere på kapasitetsproblemer i nettet.

Hovedproblemstilling i denne oppgaven er:

- Hva er optimal investering i strømmettet, og hvilken langsiktig grensekostnad gir dette?
- Hvordan sette en pris på distribusjon slik at man effektivt utnytter strømmettet?
- Hvordan andelen bindende kapasitetsskranker påvirker effektpriser og langtidsgrensekostnad?

Oppgaven vil stort sett være en analyse av optimal investering og en diskusjon rundt hva som påvirker denne investeringen.

I det neste kapitlet vil jeg legge frem bakgrunnsinformasjon som er viktig for å sette oppgaven i rett perspektiv, slik som hvordan og hvorfor prise effekt og nettariffer. Videre vil jeg gå gjennom deler av teorien om naturlig monopol og prising av langtidsgrensekostnad. I

³ Nettselskapene kan fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder når de krever økt kapasitet (Olje- og energidepartementet 1999).

⁴ Så lenge kunden holder sitt totale effektforbruk under sikringsstørrelsen vil nettselskapet måtte ta denne kostnaden, ved behov utover dette vil kostnaden bli dekket gjennom anleggsbidraget.

kapittel 4 vil jeg analysere optimal utbygging av nett med og uten prisskranke. I kapittel 5 diskuterer jeg analysen med spesielt med tanke på hva som påvirker investeringer i nettkapasitet og annet som har dukket opp i diskusjonen av oppgaven. Til slutt konkluderer jeg i kapittel 6.

2. Bakgrunn

I dette kapitlet diskuterer jeg synspunkter og spørsmål som har fremkommet i diskusjonene om nettinvesteringer og prising av effekt. I tillegg utdyper og forklarer jeg noen av de konseptene som legger grunnlaget for resten av oppgaven, belyser tankegangen min og setter det hele inn i en relevant kontekst for debatten. Først diskuterer jeg hvorfor man skal prise effekt, hva som bør løses, hvor og når. Etter dette går jeg gjennom diskusjonen om hvorfor man skal prise langtidsgrensekostnad (LTG), deretter forbruk og insentiver hos forskjellige forbrukergrupper og til slutt litt om nettariffer.

2.1 Hvorfor prise effekt?

Intuitivt skal man prise effekt fordi prisen på tjenesten (distribusjonen av strøm) man kjøper skal reflektere kostnaden ved å tilby tjenesten, og kostnaden avhenger av effektforbruket. Tenk på effektprisen som en "kø"-pris. Når det ikke er "kø" i nettet, koster det lite å bruke tjenesten. Denne kostnaden av å bruke nettet er derfor lav så lenge det er så få som etterspør strøm at det ikke danner seg "kø". Når mange nok etterspør strøm samtidig og kapasiteten er fylt opp, vil det dannes "kø". For eksempel på veiene, når alle skal til og hjem fra jobb. Denne køen skaper behov for større kapasitet.

Fortsetter etterspørselen etter strøm å stige, blir trykket så stort at det vil være fare for at det "stopper helt opp", eller at det fører til strømbrudd i strømmettet. Ved en pris på strømmen når det er "kø", det vil si en effektpris, kan man bruke denne prisen til å dempe etterspørselen og redusere risikoen for strømbrudd. En slik pris vil føre til at de som synes det er for dyrt å bruke strøm når det er "kø" vil velge å bruke mindre strøm i slike perioder, mens de som er villig til å betale for å fortsette å bruke strøm i periodene med "kø" (toppbelastningsperiodene) kan gjøre dette. Betalingsvilligheten folk har for strøm når det er "kø" vil også reflektere hva folk er villig til å betale for økt kapasitet. På denne måten vil en effektpris signalisere behovet og kostnader ved økt kapasitet.

2.2 Effektprising, prising i sanntid

Prisen på effekt skal gjenspeile kostnadene i nettet og må derfor prises i sanntid, eller så nær sanntid det lar seg komme. Den ledige kapasiteten i nettet endrer seg kontinuerlig, det vil si at kapasitetsutnyttelsen endrer seg fra det ene øyeblikket og til det andre. Skal effektprisene gjenspeile denne kapasitetsutnyttelsen, vil de ideelt sett også måtte endre seg kontinuerlig, det vil si i sanntid. Priser som reflekterer kostnaden for å bruke strømmen hvert eneste øyeblikk,

gir også insentiver og signaler til forbrukeren og en mulighet til å respondere når det er en knapphet på kapasitet.

Allerede i dag foregår prising av strømmen innad i driftstimen gjennom markedet på Nordpool, men kundene har ingen mulighet til å se denne prisen eller å reagere på den. Skal et slikt marked fungere, er det avhengig av systemer som ikke bare gjør det mulig for kunden å se, men også reagere på denne prisen.

Automatiske målesystemer (AMS) åpner opp for å prise kapasiteten kontinuerlig. Innen 2019 skal alle husstander ha AMS som kan måle forbruket helt ned til hvert kvarter, altså innad i driftstimen (Borgli m.fl. 2011). Med automatiske styringssystemer som kan overstyre varmeovner, varmekabler, varmtvannsbredere, vaskemaskiner, elbilladere og mer, er dette en sluttet sirkel hvor forbrukeren kan respondere på kortvarige høye priser. Hvor effektivt det blir, med tanke på hvor raskt man kan prise og få sluttbrukeren til å respondere, vil være avhengig av teknologien. Allerede i dag finnes det gode styringssystemer.

2.3 Valg av prismodell – sone- eller nodeprising

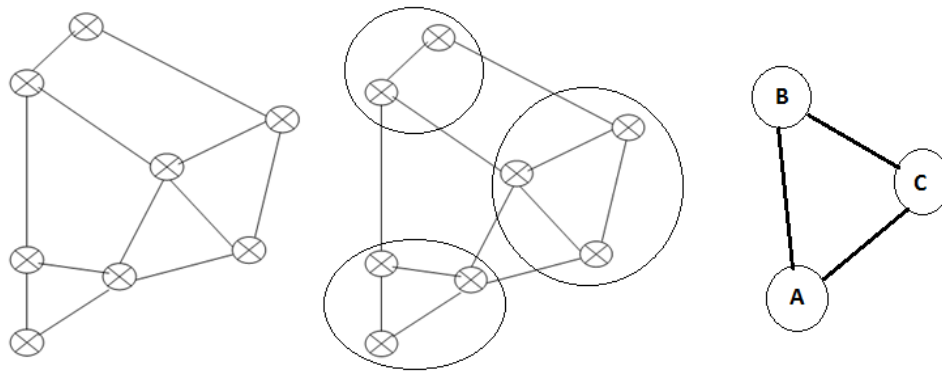
Ved å bruke en prismodell som er effektiv både på kort og lang sikt, som effektivt utnytter ressursene i eksisterende nett og samtidig gir optimal utvikling i langsiktige investeringer, kan man i teorien øke den samlede velferden. Utgangspunktet er å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet gjennom en prismodell som gjør dette mulig på en god måte, med de flaskehalser⁵ og andre skranker⁶ som finnes. To modeller det vanligvis tas utgangspunkt i er node- eller soneprising.

Nodeprising er priser som oppstår i en node (tilknytningspunkt) i elektrisitetsnettet, enten et sted hvor elektrisiteten går inn eller ut av det respektive nett. Schweppe m.fl. (1988) beskriver nodepriser som lokale priser som er konsistente med prinsippene om priser lik marginale kostnader i kraftmarkedet. I bildet til venstre i figur 2.1 er en illustrasjon av et forenklet nettverk som viser hvert punkt (node) hvor det tas inn eller ut elektrisitet og koblingene mellom disse nodene. I enhver slik node kan det settes en pris som reflekterer marginale kostnader med de skranker og energitap⁷ som oppstår mellom nodene.

⁵ En flaskehals er et uttrykk for en kapasitetsskranke på et nett.

⁶ Eksempler på andre skranker er termiske skranker og sikkerhetsskranker (typisk N-1).

⁷ Energitalp er energi som går tapt på grunn av varmgang i nettet.



Figur 2.1: Node- og soneprismodell

Sonepriser er en sammenkobling eller aggregering av flere noder som danner en sone slik at det er færre priser enn det er noder. Dette vises av bilde i midten av figur 2.1, hvor 8 noder har blitt til 3 soner og bildet til høyre er en forenkling av dette. En slik soneprising skaper lik pris innenfor større områder. Dette kan skape ineffektivitet fordi disse prisene ikke klarer tilbud og etterspørsel i hver node innenfor denne sonen. Et soneprissystem har den fordelen at den ofte inkluderer koblinger mellom flere nett, slik at sonenettet blir sterkere enn linjer som står alene (Bjørndal m.fl. 2013). Flere påpeker også at soneprising kan være mindre forvirrende og er mer transparent enn nodeprising (Leuthold m.fl. 2008). For restriktive sonepriser fører til at nettet blir dårlig unyttet, mens en for optimistisk prissetting gir en uoppnåelig løsning, som fører til kapasitetsproblemer med de utfordringene det fører med seg.

Skal prisen som møter kunden gjennom nettleien reflektere kostnaden, må den settes ut i fra det nettet kunden er tilkoblet. Innenfor et område, for eksempel området til et nettselskap, finnes det flere forskjellige nett, og det finnes utstikkere til forskjellige områder hvor størrelsen og kvaliteten på nettet kan variere. Manglende samsvar i kapasiteten på ulike nettkategorier kan for eksempel komme av at det er bygget ut nye boligområder, hytteområder eller industri. Behovet for energi og etterspørselen etter effekt kan variere stort mellom områdene på bakgrunn av hva slags forbruk de forskjellige områdene har, hvor og hvilken kostnad de påfører nettet.

Slik det ser ut i dag, er alle kundene i et område med på å finansiere utbygging og oppgradering av hele nettet i området og ikke nødvendigvis det de selv påfører nettet. Siden man ikke skiller på effektforbruket til kundene, og spesielt ikke hos husholdningene⁸, gir dette skjev kostnadsfordeling. Dette fører til at en forbruker som bor i en del av nettet som ikke er beskranket, er med på å finansiere kostnaden og eventuelt oppgraderinger som er nødvendig

⁸ Store strømkunder med et forbruk på over 10 000kWh i året er i dag pålagt å ha kapasitetsprising.

andre steder gjennom sin nettleie (Hogan 1999). At kunder som bor ”utenfor flaskehalsen”, vil bli møtt med høye priser og signaler om å redusere forbruket, gir velferdstap.

For at kunden skal få en pris som dekker kostnaden ved å levere strømmen kunden etterspør, og for at nettselskapet skal ha mulighet til å drifte nettet effektivt, er det nødvendig med en prismetode som åpner opp for lokale priser. Nodeprismetoden er en slik metode. Selv om soneprismetoden er enklere på grunn av færre priser og større områder utnytter ikke denne metoden muligheten fullt ut. Nodeprismetoden vil kunne skille på forbrukere som bor innenfor og utenfor en flaskehals og gi riktige insentiver. Oppgaven vil videre ta utgangspunkt i en slik metode.

2.4 Hva bør løses gjennom kraftmarkedet og prising av netjenester?

Kostnadene ved forbruk av elektrisitet består hovedsakelig av produksjon og transportkostnader, henholdsvis i et konkurranseutsatt og i et ikke konkurranseutsatt marked. Produksjonen av strøm er konkurranseutsatt og blir i Norge handlet på det nordiske markedet Nordpool. Distribusjonen av elektrisitet blir utført av lokale nettselskaper som har monopol på å levere strøm i sitt område og er dermed ikke konkurranseutsatte. Produksjon og distribusjon er dermed to forskjellige markeder med ulike utfordringer, men samtidig henger de sammen gjennom den samme solgte varen (elektrisitet).

Å produsere og levere elektrisitet er to forskjellige oppgaver. Tinbergen (1952) blir ofte referert til for en ”regel” om at for hvert mål må det være minst et virkemiddel; hvis det er færre virkemidler enn mål, vil noen mål ikke bli oppnådd. Dette kan også overføres til strømmarkedet. I dette tilfellet vil det bety at man trenger separate virkemidler for oppnå effektiv distribusjonen og produksjonen av strøm. Dette vil gi insentiver til hvert marked slik at ressursene blir utnyttet optimalt i begge situasjonene.

Feil insentiver kan føre til feil produksjon eller nettinvesteringer og andre tiltak som gir effektivitetstap. Når det er bindende kapasitetskranker (flaskehalser) er det derfor viktig med høye priser som signaliserer kapasitetsproblemer i nettet. I tillegg, når det er knapphet og dyr kraftproduksjon, er det høye priser som signaliserer denne kostnaden, men ikke en pris for begge deler. Slik kan man unngå feilinvesteringer, og i stedet gjøre korrekte tiltak basert på gode prissignaler. Dette vil kunne skille på hvor det er behov for nettinvesteringer eller produksjon.

Slik det fungerer i det nordiske kraftmarkedet gjennom Nordpool, kan det virke som det er et litt uklart skille ettersom de setter kraftprisen og deretter områdepriser med bakgrunn i flaskehalsene. I utgangspunktet driver Nordpool med handel av elektrisitet, tar i mot tilbud og etterspørsel etter strøm og finner en pris som denne varen blir handlet for⁹. Siden man er avhengig av strømmettet for å få levert strømmen dit den skal, har det nordiske markedet blitt delt inn i områder¹⁰ for å ta hensyn til noen av kapasitetsskrankene. Dette fungerer slik at i tillegg til å ha en pris for strømmen som klarerer kraftmarkedet i hele Nordpool-området, setter de også priser for enkeltområder slik at overføringsnettene mellom områdene ikke bryter sammen. På denne måten driver Nordpool både med å prise strømmen, men delvis også med å prise kostnadene ved å opprettholde nettkapasiteten mellom de respektive områdene.

For at kraftmarkedet og distribusjonen skal fungere optimalt er det viktig med gode virkemidler i disse to markedene. Nordpool er et velfungerende kraftmarked, men distribusjonen er ikke like velfungerende, spesielt innenfor de oppdelte sonene. Det er derfor viktig å skille produksjon fra distribusjon, slik at man kan optimalisere begge markedene, utnytte ressursene og unngå å gi feil insentiver.

2.5 Prise også etter et langtidsgrensekostnadsprinsipp¹¹

Nettselskapene er naturlig monopoler¹² i sitt marked og har på kort sikt veldig lave marginale kostnader så lenge det ikke er knapphet på kapasitet. Å prise etter de kortsiktige marginale kostnadene alene, vil føre til store økonomiske tap på grunn av store langsiktige kostnader. Når nettet er bygget, er kostnadene for distribusjon veldig små. På lengre sikt har nettselskapene likevel store investeringskostnader, som når strømmettet skal utvides eller fornyes og noe som øker nettselskapenes langsiktige kostnader.

Det å prise etter et langtidsgrensekostnadsprinsipp betyr å prise nettleien slik at kostnadene ved å levere en ekstra enhet når nettet er beskranket, blir representert i prisen. Siden nettselskapene har store langsiktige kostnader, er det viktig at de langsiktige kostnadene også blir representert i de marginale prisene for å maksimere overskuddet og samtidig ikke drive selskapet med underskudd på lang sikt (Reynolds 2011).

⁹ Se www.nordpoolspot.com

¹⁰ Norge har blitt delt inn i 5 områder.

¹¹ Per definisjon er de langsiktige marginale kostnadene, kostnadene for en ekstra enhet, når kapital er justert optimalt for hver enhet produsert (Train 1991 s.252)

¹² Se (Salvanes og Tjøtta 1998)

Det er viktig at nettselskapenes største kostnader, som er langsiktige investeringer i strømmettet, er reflektert i prisen. Da kan nettselskapene optimalisere investeringer og utnytte det eksisterende nettet mer effektivt.

2.5.1 Diskusjonen rundt bruk av langtidsgrensekostnad

Når det kommer til prising av nettjenester dukker det ofte opp spørsmål om man bør benytte og ta hensyn til langtidsgrensekostnad (LTG). Flere er kritiske til slike tjenester og noen synspunkter er nevnt under.

Flere rapporter de siste årene er kritiske til bruk av LTG, og mener at den ikke skaper effektivitet. Blant annet mener Bjørndalen m.fl. (2013) at LTG bare skal brukes som et investeringskriterium, og at den ikke bør brukes til å sette prisen, noe som vil skape effektivitetstap på grunn av at den ikke optimaliserer bruken av den eksisterende kapasiteten. Thema Consulting Group (2013b) har motsatt konklusjon: at slike prissignaler på lang sikt kan redusere eller utsette investeringer, og at det er optimalt å investere eller øke kapasiteten tilsvarende langtidsgrensekostnaden. KANAK (2014) påpeker at marginalkostnaden bør være lik marginalkostanden ved kapasitetsøkning, den fulle kostnaden over prosjektets levetid. Samtidig advarer de mot at prissignalet kan være for lite til å påvirke aktørene, spesielt på kort sikt.

At langsiktige prissignaler skal reflektere kostnadene til kundespesifikke investeringer kommer også frem i rapporten til Econ Pöyry (2008). I tillegg mener Econ Pöyry (ibid) at optimale tariffer må reflektere kortsiktige marginale kostnader og at de langsiktige prissignalene er mangelfulle og kan gi feil signaler slik at man ikke utnytter eksisterende nettet godt nok på kort sikt. Kortsiktige prissignaler gir også langsiktige prissignaler. Thema Consulting Group (2013a) mener derfor at kapasitetsøkninger ikke reflekterer de totale kostnadene og at dette ikke gir kostnadsdekning.

Flere av rapportene konkluderer med at man skal bruke LTG i varierende grad. De fleste er enige om at man bør investere i kapasitet etter et LTG-prinsipp, men det er uenighet i hvorvidt det skal være representert i prisen til forbrukeren i nettleien.

2.5.2 Kortsiktige og langsiktige priser

Kort- og langsiktige priser har forskjellige utfordringer, både for forbrukeren og nettselskapet, når det kommer til hvilke insentiver og handlinger de utløser. Samtidig henger de sammen gjennom å skape effektive løsninger på lang sikt. På kort sikt handler det om å utnytte et eksisterende strømmnett på best mulig måte.

Kortsiktige høye priser signaliserer knapphet og flaskehalser og gir forbrukeren mulighet til å redusere sitt forbruk tilsvarende den marginale kostnaden dette påfører sluttbrukeren. For nettselskapets del signaliserer disse prisene kostnadene ved å opprettholde strømtilførselen. Slike kortsiktige priser bidrar derfor til å opprettholde strømtilførselen ved en lavest mulig kostnad, hvor den marginale kostnaden er lik for både forbruker og nettselskap.

Langsiktige priser vil gi sluttbrukeren og nettselskapet insentiver til effektive investeringer. På forbrukersiden vil priser som signaliserer den langsiktige kostnaden være med på å gi sluttbrukeren insentiver til å gjøre langsiktige tiltak som forklart under i seksjon 2.6. For nettselskapets del er slike priser med på å signalisere verdien av nye investeringer og størrelsen på investeringsbehovet. Flaskehalser og nettskranker skaper utfordringer i investeringene. Mens flaskehalsene oppstår på meget kort sikt skal investeringene gjøres over lang sikt, noe som skaper utfordringer i å prise denne kostnaden samt hva som er optimal investerings størrelse.

Den klassiske metoden for å bygge ut og investere er å ta utgangspunkt i LTG, men på grunn av veldig kortsiktige flaskehalser endres investeringsgrunnlaget noe. LTG vil i noen tilfeller bli uforholdsmessig stor på bakgrunn av kortsiktige flaskehalser og meget inelastisk etterspørsel. Følger man den klassiske metoden, vil man i noen tilfeller investere for mye, noe som vil gi overinvesteringer. I stedet kan man ta utgangspunkt i en annen investeringsmodell hvor man tar høyde for perioden nettet er beskranket i forhold til den totale perioden. En slik modell vil kunne gi mer riktige investeringer og langsiktige priser.

Gjennom kort- og langsiktige priser vil man skape et marked hvor man får både utnyttet det eksisterende nettet og gitt insentiver til forbruker og nettselskapet på lang sikt. Slik vil man skape et effektivt marked som utnytter ressursene på en best mulig måte, øke nytten og redusere tapet. Både kortsiktige og langsiktige marginale kostnader for sluttbruker og nettselskap kan samkjøres gjennom en kombinasjon av kort- og langsiktige priser.

2.6 Hvilke insentiver har forbrukerne?

Behovet for elektrisitet varierer fra forbruksgruppe til forbruksgruppe, både når det gjelder når og hvor mye strøm man etterspør. Eksempel på slike forskjellige forbruksgrupper omfatter husholdninger, hytteeiere, næringsbedrifter, servicenæring og industri for å nevne noe. Forbruksgruppene har forskjellig behov og tilpasningsgrad til effektpriser, noe som påvirker mulighetene med bruk av effektprising i sanntid og investeringer i elektrisitetsnett på lengre sikt.

Husholdninger er den forbruksgruppen som alle er en del av og alle stort sett kjenner igjen. Forbruket er størst på morgenkysten ved frokosttider i 6 til 9-tiden, når de fleste står opp, lager frokost og tar seg en dusj. Husholdningene har også et stort forbruk på ettermiddagen når man kommer hjem etter jobb, folk lager mat, setter på vaskemaskinen og gjør andre gjøremål, vanligvis i 16 til 19-tiden. Ved å gi denne gruppen et incitament til å reagere på mer kortsiktige priser kan forbruket reduseres i topperiodene (Faruqui og Sergici 2013). Dette kan gjøres ved å overstyre elektriske apparater som varmekabler, utsette varmtvannsberedere og utsette lading av elbilen. Det finnes med andre ord muligheter for denne forbruksgruppen til å tilpasse seg høye priser. På lengre sikt gir prisene insentiver til å investere i teknologi som kan overstyre forbruket slik at man kan unngå høyt forbruk ved kortvarige høye priser.

Hytteiere er en mer utfordrende forbruksgruppe: De har stort sett et veldig lavt forbruk, men de har et spesielt stort forbruk ved ankomst til hytta. Spesielt når påsken eller vinterferien starter og alle skal på hytta, den skal varmes opp, man lager middag og forbruket skyter i været. I tillegg er bruk av gjennomstrømsvannvarmere mer vanlig i denne gruppen. Disse har et stort effektforbruk, noe som kan skape utfordringer i nettet, men forbruket er sjeldent samtidig og dermed reduseres utfordringene med toppeffekt. Mulighetene denne forbruksgruppen har er å varme opp hytta tidligere, før de kommer opp på hytta og ikke samtidig med alle andre. På denne måten kan man spre forbruket noe utover.

Næringsbedrifter har et noe annet mønster med mye forbruk i arbeidstiden og til oppvarming. I mange tilfeller er dette store bygg med et stort forbruk. Mulighetene slike forbruksgrupper har er ofte termisk lagring av varme i bygget. For denne gruppen er det mulig å slå av oppvarming i perioder med høye strømpriser eller i en kritisk nettsituasjon. Varmen i bygget vil holde seg i noen timer før det vil være nødvendig å slå denne oppvarmingen på igjen.

Servicenæringen og butikker har et lignende forbruksmønster som næringsbedrifter med et stort forbruk til oppvarming og lys. Denne gruppen vil også ha mulighet til å flytte sitt forbruk til oppvarming til noe tidligere på morgenen. I stedet for å starte oppvarmingen klokka 7, vil de ha mulighet til å starte noe tidligere for så å slå av når det er høyest pris på morgenen og eventuelt på ettermiddagen.

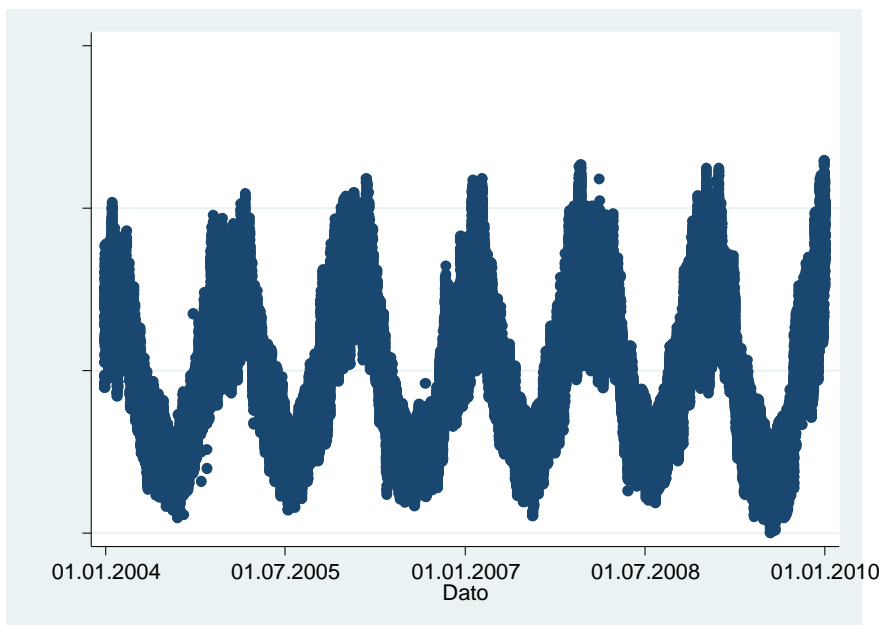
Industri den siste forbruksgruppen. Industrien skiller seg fra de andre gruppene på grunn av at de vanligvis etterspør strøm kontinuerlig mens produksjonen foregår, noe som gjør industrien mindre fleksibel på en måte. Dette gir imidlertid også muligheter som de andre gruppene ikke

har. Når det er nødvendig kan store, kraftkrevende industribedrifter stoppe sin produksjon ved at det gis stor nok kompensasjon. Dette er tiltak som er tilgjengelig og brukes i dag.

Forbruksgruppene viser at de har mulighet til å tilpasse høye periodiske priser når de får mulighet til å respondere. På kort sikt viser alle sluttbrukerne at de kan sette i gang opp til flere tiltak som reduserer toppforbruket. På lengre sikt gir priser som gjenspeiler kort- og langsiktig grensekostnad incentiver til lønnsomme investeringer og endringer i holdninger og adferd. Sluttbrukerne vil tilpasse seg sin grensekostnad til prisene, og det samme gjør nettselskapene. Slik blir den marginale grensekostnaden til sluttbruker lik den marginale grensekostnaden til nettselskapet.

2.7 Økende effektterspørsel

Figur 2.2 viser timesforbruket i området NO1¹³ fra 29. desember 2003 til den 1. januar 2010. Svingningene i grafen gjenspeiler sesongvariasjonene gjennom året hvor de fleste toppene ligger rundt januar måned. Det er spesielt toppene som er av interesse ettersom det er disse som legger press på kapasitetsgrensene. Grafen indikerer en svakt økende trend i toppforbruket gjennom denne perioden.

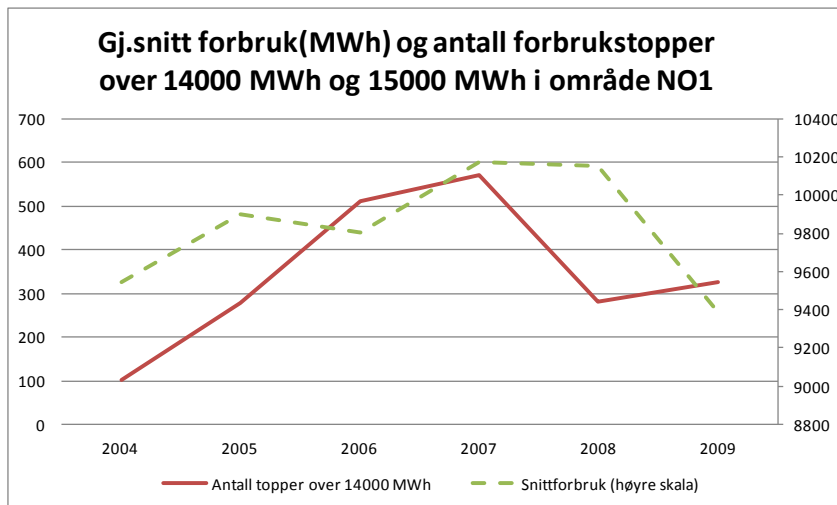


Figur 2.2: Forbruk per time fra 2004-2009 for området NO1

Den neste figuren viser antall ganger forbruket har oversteget 14 000 MWh i området NO1 pr. år i den samme perioden som i den forrige figuren. Antall ganger dette inntreffer har økt over tid. Det gjennomsnittlige årlige forbruket som er vist i den stiplede linjen kan antyde en liten

¹³ NO1 prisområdet for Østlandet.

økende trend i energiforbruket. At trenden ikke er så stor kan skyldes energiøkonomisering (ENØK). Temperatur og andre påvirkningsfaktorer fra denne enkle tidsrekken er utelatt.



Figur 2.3: Gjennomsnittlig forbruk og antall forbrukstopper for området NO1

2.8 Prising av nettariffer

Nettselskapet er i dag pliktig til å gi nettilgang til alle som ønsker og trenger tilgang. I tillegg skal tariffene være ikke-diskriminerende og objektive. Tariffene skal også gjenspeile kostnadene i tilknytningspunktet og gi signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet (Olje- og energidepartementet 2014)¹⁴. Med tariffen menes det priser og andre økonomiske kostnader knyttet til overføring i nettet og anleggsbidrag. Nettselskapene er pålagt å sette tariffene slik at de dekker kostnadene for avgifter, overliggende nett og tildelt inntektsramme.

Nettariffene skal settes ved en bruksavhengig tariffdel og andre tariffledd. Den bruksavhengige tariffdelen kan bestå av enten et energiledd eller et kapasitetsledd¹⁵. Andre tariffledd skal dekke alle andre kostnader som ikke dekkes av den bruksavhengige tariffdelen¹⁶.

Et energiledd settes på bakgrunn av verdien av marginale strømtap (tapskostnader i nettet). Dette varierer med belastningen av nettet, energien som er brukt og strømprisen¹⁷. Den skal også være punktbasert fordi den skal være med på øke effektiviteten av utnyttelsen av nettet.

¹⁴ Se § 13-1. Prinsipper for utforming av punktтарiffer. I Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen. Med hjemmel i energiloven.

¹⁵ Se § 13-3. Bruksavhengige tariffledd

¹⁶ Se § 13-4. Andre tariffledd

¹⁷ Den kan være positiv eller negativ avhengig om den bidrar eller reduserer tapene i nettet.

Kapasitetsleddet eller effektleddet kan benyttes når overføring overtimer kapasiteten (Norges vassdrags- og energidirektorat 2010).

I sentral- og regionalnettet skal energileddet tidsdifferensieres for å ta hensyn til systembelastningen av nettet. I tillegg skal effektbaserte tariffer basere seg på kundens effektbelastning¹⁸. I distribusjonsnettet kan det avregnes med eller uten effektledd. I tilfellene uten et effektledd, skal nettariffen bestå av et fastledd som dekker kundespesifikke og faste kostnader, og et energiledd som skal dekke de marginale tapskostnader og det resterende som ikke blir dekket av de faste kostnadene. Ved bruk av et effektledd skal avregningen bestå av et fastledd, et energiledd og et effektledd. Effektleddet skal baseres på kundens effektuttak i spesifiserte perioder¹⁹.

I tillegg har nettselskapet mulighet til å sette et anleggsbidrag som skal dekke kostnadene med tilknytning til nett eller forsterkninger av eksisterende nett²⁰. Ved behov for nettfosterkning på grunn av økt etterspørsel etter effekt hos en enkeltkunde utover eksisterende maksuttak, kan nettselskapet pålegge et anleggsbidrag. Ved behov for nettfosterkninger uten at det er en økt etterspørsel fra enkeltkunder om å øke maksuttak, må nettselskapet selv ta kostnaden for sikre at nettet ikke bryter sammen.

Forskriften om nettariffer²¹ gir nettselskapene stor handlefrihet til å bestemme egne tariffer. Nettselskapene har mulighet til å lage forskjellige tariffer i forhold til kundegrupper, effekt og energiledd osv. Denne muligheten kommer av at områdene nettselskapene kontrollerer er svært forskjellige, for eksempel gjennom kundegrupper, geografi, kvalitet og alder på strømmnett. Friheten nettselskapene har til å velge egne tariffer innenfor inntektsrammen skal bidra til et mer effektivt marked (Norges Vassdrags- og energidirektorat 2013).

2.9 Oppsummering

For å skape et effektivt marked med riktige investeringer og insentiver er det behov for priser som tilrettelegger for dette. Effektpriser som signaliserer flaskehals og knapphet er nødvendig for å skape en effektiv distribusjon av elektrisitet. Slike priser må nødvendigvis bli justert så ofte som mulig og optimalt i sanntid for at de skal kunne reflektere kostnadene i nettet og gi de riktige incentivene. Nodepriser, i motsetning til sonepriser, vil gi sluttbrukeren

¹⁸ Se § 14-1. Utforming av tariffer for ordinære uttak i sentral- og regionalnett

¹⁹ Se § 14-2. Utforming av tariffer for ordinære uttak i distribusjonsnettet

²⁰ Se § 17-5. Anleggsbidrag

²¹ Se Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer; Del V. Tariffer (Olje- og energidepartementet 2014)

”rettferdige” priser, som gjenspeiler kostnadene ved eget forbruk, men også insentiver til å kunne påvirke egen kostnad. Det er viktig at prisene reflekterer de mål en har satt slik at målene blir oppnådd. Prisene må gjenspeile kostnaden ved distribusjonen og ikke være en blanding av distribusjon og produksjon.

Riktigere priser som gir insentiver til både forbruker og nettselskap, åpner opp for å gjøre mer fornuftige tiltak på kort sikt. De gir også informasjon om optimale langsiktige investeringer. LTG er med på å signalisere slike investeringer enten det er i nye nett eller i ny teknologi som flytter eller reduserer toppforbruket. LTG-prising og investeringer er utfordrende som følge av toppforbruket som oppstår i forskjellige størrelsesorden og tidsrom. Hvorvidt LTG-prising gir riktige og gode nok insentiver er mye diskutert, men er viktig med tanke på investeringer for både forbruker og nettselskap. Med mer effektive priser vil den samme marginale kostnaden møte både forbruker og nettselskap som gjør markedet mer effektivt. For å få på plass et slikt system er det nødvendig med nettariffer som gir muligheter til å håndtere et økt effektforbruk.

3. Teori og Metode

I dette kapitlet introduserer jeg teorien som ligger til grunn for modellen jeg legger frem i neste kapittel. Teorien og metoden legger grunnlaget for modellen som jeg vil bygge videre på for å besvare problemstillingen beskrevet i introduksjonen. Jeg har tatt utgangspunkt i boken til Train (1991) som gir en enkel og god presentasjon av denne teorien. Først vil jeg gå gjennom hovedtrekkene ved et naturlig monopol, deretter gå gjennom kapasitetsprising, for så å legge på en prisskranke før jeg tilslutt går gjennom langtidsgrensekostnad.

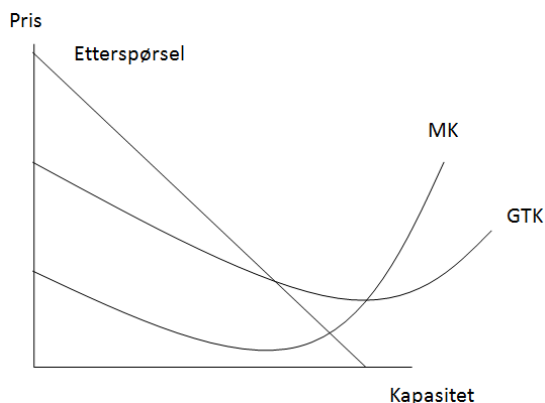
Det norske tariffsystemet er bygd opp etter økonomiske prinsipper og det er et ønske om å ha tariffen som maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet. Distribusjon²² av strøm møter noen ”spesielle” utfordringer i motsetning til andre ”normale” goder som vanntilførsel eller veitransport, gjennom tekniske utfordringer og fysiske lover. Dette må bli tatt høyde for ved pricing av distribusjon for effektivt å utnytte nettkapasiteten. Blant annet kan ikke elektrisitet lagres uten store kostnader, produksjon må til enhver tid være lik konsum og det må transporteres gjennom et elektrisitetsnett som følger fysiske lover. Dette gjør det mer utfordrende å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet gjennom en pris bestemt av tilbud og etterspørsel.

3.1 Naturlig monopol

Distribusjonen eller mer spesifisert transporten av strøm som må gå gjennom elektrisitetsnettet har en kostnadsstruktur som peker mot et naturlig monopol²³ (Salvanes og Tjøtta 1998). Karakteristisk med distribusjonen er at det er store investeringskostnader i nett og små driftskostnader. Dette gjør det ulønnsomt å ha flere konkurrerende nett og strømmettet karakteriseres derfor som et naturlig monopol, se figur 3.1 (Schotter 2008).

²² Jeg bruker ordet distribusjon for både distribusjon og transmisjon gjennom sentralnettet.

²³ Det betyr at det har fallende gjennomsnittlige kostnader for all produksjon (Schotter 2008 s. 417).

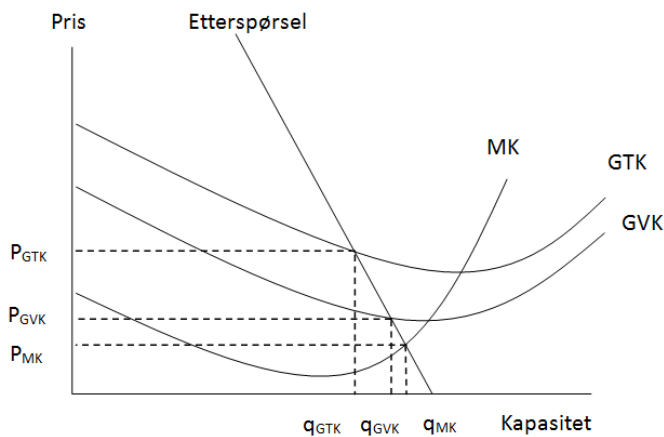


Figur 3.1: Naturlig monopol

Skulle nettselskapet som er et naturlig monopol sette prisen som i et ”vanlig” marked hvor man priser tilbudet til der de marginale kostnadene (MK) er lik etterspørsel, vil nettselskapet tape penger, altså få en negativ profitt. Dette er fordi nettselskapet ikke får dekket alle sine kostnader siden de gjennomsnittlige totale kostnadene (GTK) ligger over den marginale grensekostnadskurven for all produksjon. Dette kommer av at nettselskapene har store investeringskostnader i strømmettet.

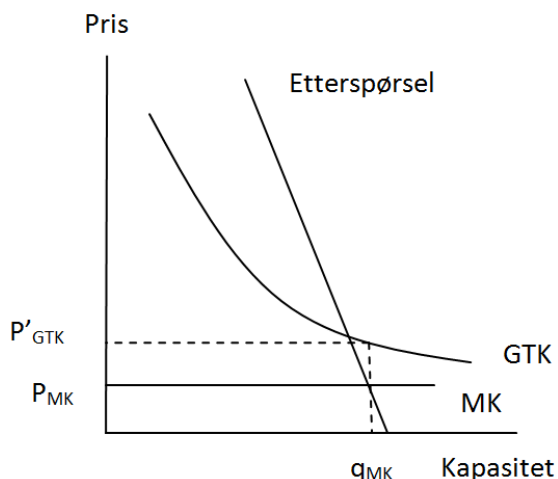
Gjennom anleggsbidraget har nettselskapet mulighet til å ta inn kostnadene som en sluttbruker påfører nettselskapet ved å tilkoble seg nettet. Dette er kostnader som kommer på grunn av oppgraderinger av nettet eller nye kabler som sluttbrukeren forårsaker ved tilkobling. Nettselskapet får inn mye av kostnadene gjennom anleggsbidraget. Dermed er de meste av de resterende kostnadene variable kostnader.

Nettselskapene kan for eksempel prise etter de gjennomsnittlige variable kostnadene (GVK), og uten andre ekstra store kostnader vil nettselskapet gå i null. Eventuelt kan nettselskapene ta inn de resterende kostnadene ved å bruke en to-komponentpris, hvor de tar en tilkoblingsavgift (fastavgift) for å dekke de resterende kostnadene, se figur 3.2. Ulempen ved denne løsningen er at den skaper et velferdstap på grunn av at man ikke priser etter de marginale kostnadene. Med en veldig uelastisk etterspørselskurve, slik vi har i deler av strømmarkedet, vil dødvektstapet (trekanten mellom P_{GVK} til P_{MK} og q_{GVK} til q_{MK}) bli betydelig mindre enn om man priser lik den GTK.



Figur 3.2: Marginale kostnader (MK), Gjennomsnittlige totale kostnader (GTK), Gjennomsnittlig variable kostnader (GVK) ved et naturlig monopol

I stedet for å prise etter de GVK kan man prise lik marginalkostnaden. Ulempen ved dette er at det vil føre til negativ profitt selv om man tar inn de faste kostnadene gjennom en tilkoblingsavgift, fordi ikke alle de variable kostnadene blir dekket. Det er likevel mulig å oppnå først-best alternativet hvor vi får en samfunnsøkonomisk optimal løsning. Det vil si at man kan prise tjenesten lik den marginale kostnaden og tillegg ta en tilkoblingsavgift som dekker hele tapet, se figur 3.3. Slik denne figuren viser, kan nettselskapet prise lik MK. Ved å prise lik MK, vil dette gi nettselskapet et tap på et areal tilsvarende $(P'_{GTK} - P_{MK}) * q_{MK}$. Om nettselskapet tar en tilkoblingsavgift tilsvarende dette tapet, vil ikke nettselskapet få negativ profitt, og vi oppnår først-best alternativet. Dette kalles også Coase resultatet (Train 1991). Det er vært å merke seg at dette fungerer bare når vi har et marked hvor det ikke er stor tilknytningssensitivitet, noe som ikke er et problem i strømmarkedet.



Figur 3.3: To - komponentpris

Hva med de andre store investeringskostnadene nettselskapet har som ikke går innunder anleggsbidraget? Dette gjelder for eksempel oppgraderinger av nett på grunn økt effektetterspørsel eller nettoppgraderinger som ikke har blitt dekket av de faste eller variable

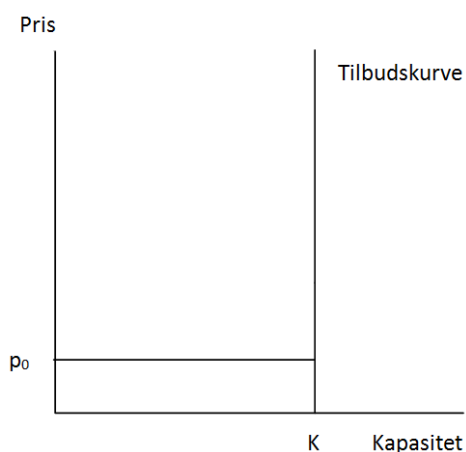
kostnadene. Dette fører til at avstanden mellom den GVKs kurven og GTKs kurven er betydelig, se figur 3.2. Fortsetter nettselskapene å ta inn denne kostnaden med bruk av en fastavgift, vil dette føre til en meget stor tilkoblingsavgift. En stor tilkoblingsavgift (fastpris) gir dårlige prisinsentiver. Som et alternativ til en stor fastavgift, tar nettselskapene inn noe av denne kostnaden gjennom energileddet, men det er begrenset hvor mye de kan overføre av kostnader over på dette energileddet (KANAK 2014; Thema Consulting Group 2013b).

3.2 Prising av effekt

En måte og ta inn kostnadene av økt effektterspørsel er å prise tjenesten av distribusjon. Effektprising, kostnaden for å transportere strømmen gjennom strømmettet, vil ikke bare reflektere kostnadene men også gi insentiver til å tilpasse seg prisen. Effektprising vil være med å løse utfordringene med kostnadsfordelingen som følge av økt effektforbruk.

Økt behov for investeringer som følge av økt effektbehov øker avstanden mellom GVK og GTK som reflekteres i effektleddet. Hvordan prise dette effektleddet, når nettinvesteringer skjer i perioder med et langsiktig perspektiv, mens effektforbruket foregår i sanntid?

På kort sikt er kapasiteten på overføring gitt. Det vil si at den infrastrukturen man har på overføring, antall linjer, trafoer er gitt, og kan ikke endres. Derfor kan man ikke overføre mer strøm enn det nettet bygget for. Dette illustreres i figur 3.4, hvor K representerer denne kapasitetsgrensen på kort sikt (Train 1991).



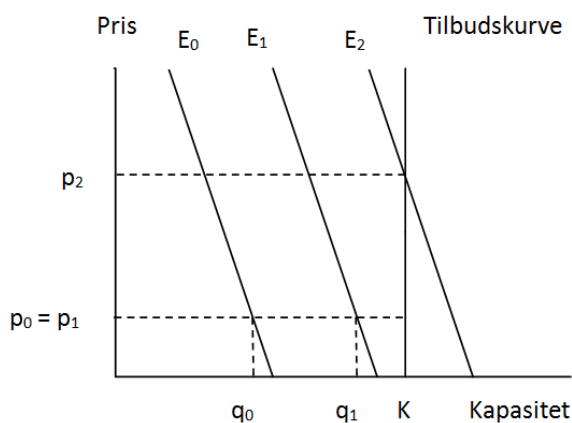
Figur 3.4: Tilbud på kort sikt

Er det investert slik at det ikke er noen bindende kapasitetsskranke, så er distribusjonskostnaden lav. Den marginale kostnaden (p) ved å overføre en ekstra enhet, vil derfor være tilnærmet helt elastisk (horisontal) for forbruk lavere enn maks kapasitet. Når kapasiteten i nettet er nådd, endres marginalkostnaden til å bli helt uelastisk (vertikal) på kort

sikt fordi man ikke kan øke overføringen uten at det er fare for overbelastning. Nettet er med andre ord beskranket ved kapasitet lik K .

3.2.1 Økt etterspørsel

Som forklart tidligere vil strømforbruket variere mye gjennom dagen og året. Dette fører til at etterspørselkurven kan flytte seg. En økning i etterspørsel (E) vil påvirke prisen forskjellig i forhold til hvor man er på tilbudskurven og om man har tilgjengelig kapasitet. En endring i etterspørselen under kapasitetsgrensen eksempelvis som en endring fra E_0 til E_1 , vil ikke påvirke prisen (p) på grunn av antatte lave marginale kostnader i dette området, se figur 3.5. Derimot vil en endring i etterspørsel tilsvarende til E_2 , øke prisen søm følge av kapasitetssranken til p_2 . Prisdifferensen mellom p_2 og p_0 vil være skyggeprisen på kapasitet og kan tolkes som betalingsvilligheten for økt kapasitet.



Figur 3.5: Optimal pricing med høy og lav etterspørsel

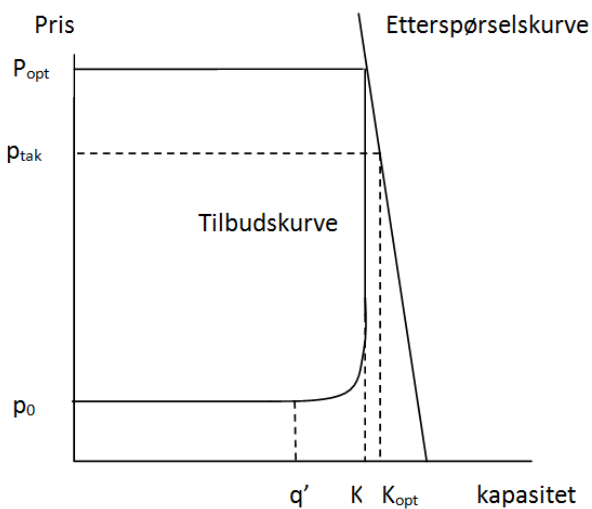
At prisen øker som en følge av kapasitetssranken kan ses på som en "kø"-pris. Det vil si at når forbruket er ekstra stort øker prisen, slik at man unngår et forbruk over kapasitetsgrensen K . Når prisen øker vil forbrukere som er villig til å redusere sitt forbruk og/eller ta i bruk andre energikilder vil gjøre nettopp dette. Dette er ganske likt som når køen inn mot byene i rushtiden får folk til å velge andre transportmetoder som tog og buss for å spare tid og penger.

3.3 Kapasitetsprising med og uten pristak

Nettselskapene har ikke mulighet eller ønske om å sette en ekstrem høy pris slik at markedet alltid klarerer. Derfor er det i praksis et øvre pristak. Dette er forståelig når kunden i praksis har vanskelig for å endre sin etterspørsel på veldig kort sikt²⁴. Figur 3.6: Optimal kapasitet med og uten prisskranke, viser to scenarior, med og uten et øvre pristak. Uten et pristak vil prisen optimalt bli satt i krysset mellom tilbud og etterspørsel, slik som i figur 3.6. Dette gir prisen P_{opt} på kort sikt med en bindende kapasitetsskranke. Ved å innføre et pristak på p_{tak} , så

²⁴ Med AMS og annen styring og kontroll teknologi vil dette trolig endre seg i nær fremtid.

ser vi at markedet ikke vil klarere. Altså, ligger etterspørselskurven utenfor marginalkostnadskurven og vi får ingen pris i dette markedet mellom tilbud og etterspørsel, og det er lite hjelp fra grunnleggende økonomisk teori til å rettlede oss i valget av prisingsmekanisme. Dette resulterer i at nettselskapet må finne andre metoder å redusere etterspørselen på. Andre metoder kan være å betale andre for å redusere sitt forbruk eller bruke rullerende mørklegging (blackouts).

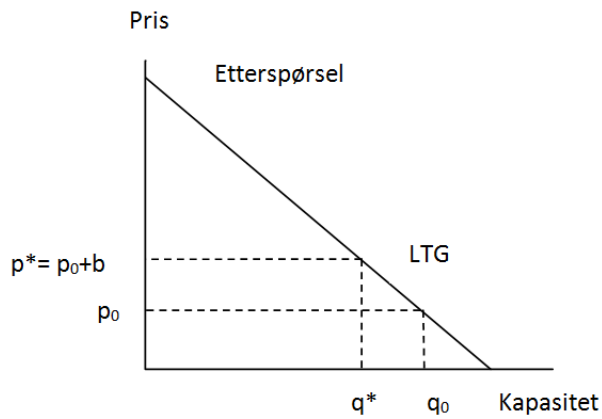


Figur 3.6: Optimal kapasitet med og uten prisskranke

Vi kan snu på problemet og spørre hvilken kapasitet trenger vi, gitt det pristaket vi har. Dette vises ved å trekke streken fra p_{tak} til etterspørselskurven. Dette gir en optimal kapasitet på K_{opt} . På kort sikt gir dette derfor to skranke, en kapasitetsskranke og en prisskranke. Prisdifferansen mellom P_{opt} og p_{tak} er skyggeprisen på prisskranken. Å bygge ut full kapasitet er sjeldent lønnsomt fordi den siste enheten av kapasitet er veldig dyr og andre tiltak kan være mer lønnsomme. Dette betyr at den optimale kapasitet i praksis vil ligge et sted mellom K og K_{opt} .

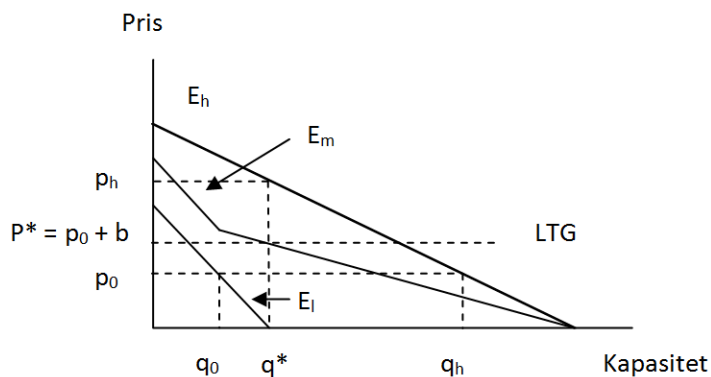
3.4 Langtidsgrensekostnad

På lang sikt er det per definisjon ingen faste kostnader. Dette betyr at vi ikke har noen kapasitetsskranke på lang sikt og prisen på kapasitet vil bli tilsvarende hvor LTG krysser etterspørselskurven, se figur 3.7. I dette tilfelle er LTG konstant (p^*), som er lik marginal grensekostnad (p_0) pluss en kostnad for ekstra kapasitet (b) (Train 1991).



Figur 3.7: Optimal kapasitet

Ved varierende etterspørsel etter kapasitet som er vanlig i strømmarkedet, vil den optimale prisen bli et gjennomsnitt av etterspørselen i periodene. Vi kan anta to perioder, en høylastperiode og en lavlastperiode. I figur 3.8 er dette representert ved E_h og E_l (høy og lav etterspørsel). E_m er den gjennomsnittlige etterspørselskurven for kapasitet. I høylastperioden vil man måtte betale p_h som ligger over p^* og i lavlastperioden betale prisen p_0 som ligger under p^* . I dette tilfelle er det optimalt å investere i kapasitet lik q^* til en pris lik $(b + p_0)$ (Train 1991).



Figur 3.8: Optimal kapasitet med topp og ikke-topp prising

4. Analyse og diskusjon

Dette kapittelet introduserer en modell som analyserer optimal nettinvestering. Analysen tar utgangspunkt i to perioder, hvor den ene perioden er beskranket. Deretter innføres en parameter som inkluderer tiden når nettet er beskranket. Dette analyseres i forhold til hvordan tidsperspektivet påvirker endringer i nettinvesteringer og langtidsgrensekostnad. Modellen vil dermed være med å svare på problemstillingen om hvordan flaskehalsen og spesielt tidsavhengige flaskehalsen påvirker optimale nettinvesteringer og om hvordan prisen LTG på effekt.

4.1 Det sosiale optimaliseringsproblemet

Modellen for det sosiale optimaliseringsproblemet er basert på en sosial velferdsmetode, hvor nettoperatøren (nettselskapet) prøver å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet. Den er inspirert av og tar utgangspunkt i modellen fra Førstund (2007) og Leuthold m.fl. (2008)²⁵.

Jeg tar utgangspunkt i en nyttefunksjon $U(q)$ for effekt av strømkonsum, som beskriver konsumentenes preferanser for forbruk og adferd. Jeg antar en konstant kostnadsfunksjon $i\Delta K$ for en enkelt node, hvor investeringskostnadene er konstante. ΔK står for endring i kapital, altså endring i nettinvesteringer, i står for kapitalkostnaden. Jeg antar en vanlig konkav nyttefunksjon, økende men avtagende nytte ved økende forbruk av godet og normale preferanser (Varian 2010), hvor:

$$\frac{\partial U(q)}{\partial q} \geq 0 \quad \frac{\partial^2 U(q)}{\partial q^2} < 0 \quad (4.1)$$

Den marginale betalingsvilligheten for effekt $p(q)$ blir den førstederiverte av nyttefunksjonen med hensyn på effekt, dvs. $U'(q) \equiv p(q)$ (Førstund 2007). Jeg antar en lineær etterspørselsfunksjon på lik linje med Leuthold m.fl. (2008).

Vi ønsker å maksimere det samfunnsøkonomiske overskuddet, det vil si både produsent- og konsumentoverskuddet (PO og KO). Det antas ingen variable kostnader, fordi kostnadene av strømdistribusjon er veldig små så lenge det er kapasitet i nettet. Dette medfører at vi kan se bort fra produsentoverskuddet, se figur 4.1. Dermed har vi et maksimeringsproblem hvor vi maksimerer arealet under etterspørselskurven (4.3). Vi forenkler dette ved å anta 2 perioder, 1. periode med en lav etterspørsel hvor nettet ikke er beskranket og 2. periode med en så stor

²⁵ Førstund (2007) og Leuthold m.fl. (2008) antok nytten av å konsumere strøm, jeg bruker samme tankegang, men for effekt.

etterspørsel at nettet er beskranket. Vi prøver å maksimere den samfunnsøkonomiske funksjonen (SØF) bestående av konsumentenes betalingsvillighet i 2 perioder, minus kapitalkostnadene, altså KO av effektforbruket (q)

$$SØF = KO(q_1) + KO(q_2) - i\Delta K \quad (4.2)$$

hvor arealet under etterspørselsfunksjonen er:

$$A = \int_0^{q_1} p(q_1) dq_1 \quad (4.3)$$

Vi ønsker å maksimere SØF med hensyn på effekt. Dette er arealet under etterspørselsfunksjonen i begge periodene, minus kapitalkostnadene $i\Delta K$, som definerer målfunksjonen for modellen, og vi får følgende maksimeringsproblem:

$$\max_{q_1, q_2, \Delta K} SØF = \int_0^{q_1} p_1(q_1) dq_1 + \int_0^{q_2} p_2(q_2) dq_2 - i\Delta K \quad (4.4)$$

med følgende kapasitetsskranker:

$$q_1 \leq K_0 + \Delta K \quad (4.5)$$

$$q_2 \leq K_0 + \Delta K$$

Disse kapasitetsskrankene sier at effektforbruket i periode 1 og 2 må være mindre eller lik maks kapasitet K ($K=K_0 + \Delta K$), hvor K_0 er kapasiteten i nettet før en eventuell nettinvestering. Dette er et ikke-lineært maksimeringsproblem og kan settes opp som et Lagrange-problem.

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_{(q_1, q_2, \lambda_1, \lambda_2, \Delta K)} = & \int_0^{q_1} p_1(q_1) dq_1 + \int_0^{q_2} p_2(q_2) dq_2 - i\Delta K \\ & - \lambda_1(q_1 - (K_0 + \Delta K)) - \lambda_2(q_2 - (K_0 + \Delta K)) \end{aligned} \quad (4.6)$$

hvor λ_1 og λ_2 er skyggeprisene for kapasitet. De førstederiverte av Lagrange-funksjonen med Kuhn-Tucker-vilkårene²⁶ blir:

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_1} = p_1(q_1) - \lambda_1 \leq 0 \quad q_1 \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_1} q_1 = (p_1(q_1) - \lambda_1)q_1 = 0 \quad (4.7)$$

²⁶ For forklaring av Kuhn-Tucker-vilkårene, se (Chiang og Wainwright 2005).

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_2} = p_2(q_2) - \lambda_2 \leq 0 \quad q_2 \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_2} q_2 = (p_2(q_2) - \lambda_2)q_2 = 0 \quad (4.8)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} = \lambda_1 + \lambda_2 - i \leq 0 \quad \Delta K \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} \Delta K = (\lambda_1 + \lambda_2 - i)\Delta K = 0 \quad (4.9)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_1} = -(q_1 - (K_0 + \Delta K)) \leq 0 \quad \lambda_1 \geq 0 \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_1} \lambda_1 = -(q_1 - (K_0 + \Delta K))\lambda_1 = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_2} = -(q_2 - (K_0 + \Delta K)) \leq 0 \quad \lambda_2 \geq 0 \quad (4.11),$$

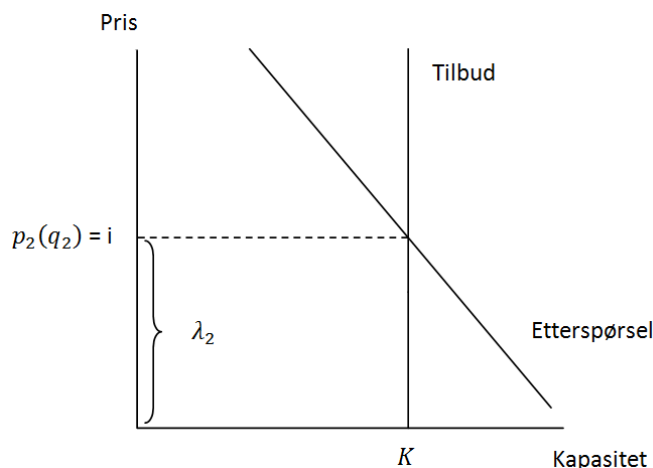
$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_2} \lambda_2 = -(q_2 - (K_0 + \Delta K))\lambda_2 = 0$$

hvor $\mathcal{L}^* \equiv L_{(q_1, q_2, \lambda_1, \lambda_2)}$.

Vi antar at etterspørselen etter effekt i periode 1 er mindre enn kapasiteten i nettet, mens det i periode 2 er større etterspørsel enn kapasiteten i nettet slik at skranken er bindende. Dette medfører at kapasitetsskranke 1 i (4.10) ikke er bindende, $\lambda_1 = 0$. Prisen på effekt blir null ($p_1(q_1) \leq 0$) ut fra Kuhn-Tucker-vilkårene, og den førstederiverte av lagrangefunksjonen i (4.7) når skranken ikke er bindende. Den deriverte av lagrangefunksjonen i (4.8) blir $p_2(q_2) = \lambda_2$, som sier at den marginale nytten av å konsumere strøm er lik skyggeprisen på kapasitet, hvis vi har en indre løsning (skranken er bindende). Vi antar at sluttbrukeren alltid konsumerer noe strøm. Derfor er etterspørselen etter effekt større enn null ($q > 0$), og det vil ikke være et ulikhetstegn i (4.8). Omformulerer vi den deriverte av Lagrange-funksjonen med hensyn på kapasitet i (4.9) sammen med uttrykket i (4.8), får vi uttrykket:

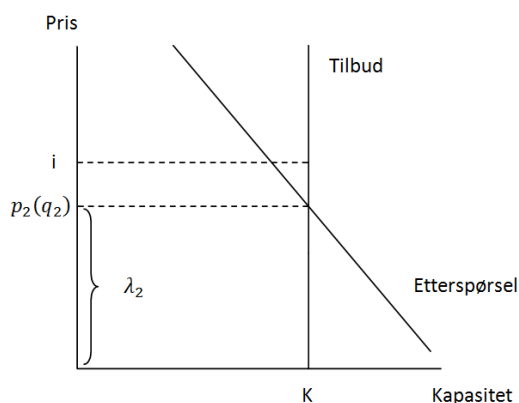
$$p_2(q_2) = \lambda_2 \leq i \quad (4.12)$$

Uttrykket (4.12) kan uttrykkes som at prisen på kapasitet skal være lik skyggeprisen på kapasitet, som skal være mindre eller lik kapitalkostnaden ved å investere i kapasitet. Antar vi et likhetstegn, betyr dette at betalingsvilligheten er lik kostnaden av å investere i mer nett som vist i figur 4.1.



Figur 4.1: Bindende kapasitetsskranke

I motsatt tilfelle med et ulikhetstegn hvor vi får at prisen er mindre enn enhetskostnaden for kapital, betyr dette at selv om nettet er beskranket, er ikke etterspørselen stor nok til å dekke utvidelse av nettet. Derfor er det ikke lønnsomt å bygge ut mer kapasitet (figur 4.2). Slik som Kuhn-Tucker-vilkåret i (4.9) viser, må ΔK være lik 0 i et slikt tilfelle hvor vi har kapitalkostnaden større enn prisen, og man vil ikke investere i nett.



Figur 4.2: Bindende kapasitetsskranke og skyggepris på kapital mindre enn kapitalkostnaden

Som figurene 4.1 og 4.2 viser er det ingen dødvektstap i disse likevektene. På grunn av at vi har antatt ingen variable distribusjonskostnader, blir arealet under prisen lik nettselskapets profitt ($\lambda_2 * K$) som følge av kapasitetsskranke. Årsaken til at vi ikke får en løsning hvor prisen er større enn kapitalkostnaden ($i < p$), er at modellen sier at man vil bygge ut kapasitet frem til prisen er lik kapitalkostnaden. At man kan bygge ut kapasitet tilsvarende prisen er selvfølgelig ikke mulig i sanntid, men kan forutsettes i den teoretiske modellen.

4.2 Optimaliseringsproblemet med kapasitetsskranke og prisskranke

Strøm er et gode som folk normalt har et avslappet forhold til, uten at man tenker spesielt mye over hva den koster å bruke. Derfor bruker folk, og nordmenn spesielt, til tider relativt mye

strøm, og toppeffekten kan bli stor, som tidligere forklart. Dette medfører at en får en uelastisk etterspørselskurve på effekt, som gir en meget høy pris for å klarere markedet i enkelte perioder. Siden nettselskapene ikke nødvendigvis kan eller ønsker å fakturere en høy pris slik at markedet alltid klarer, fungerer dette som en prisskranke. Vi maksimerer den samme samfunnsøkonomiske velferdsfunksjonen som tidligere, men legger på en prisskranke i hver periode. SØF er fortsatt:

$$\max_{q_1, q_2, \Delta K}^{SØF} = \int_0^{q_1} p_1(q_1) dq_1 + \int_0^{q_2} p_2(q_2) dq_2 - i\Delta K \quad (4.13)$$

Med kapasitetsskrankene

$$q_1 \leq K_0 + \Delta K \text{ og } q_2 \leq K_0 + \Delta K \quad (4.14)$$

og prisrestriksjonene

$$p_1(q_1) \leq \bar{P} \text{ og } p_2(q_2) \leq \bar{P} \quad (4.15)$$

Skrankene i (4.14) er de samme kapasitetsskrankene vi hadde tidligere. Skrankene i (4.15) er prisskrankene som sier at prisen i periode 1 og 2 ikke kan overstige maks-prisen (\bar{P}). Den nye Lagrange-funksjonen blir:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \int_0^{q_1} p_1(q_1) dq_1 + \int_0^{q_2} p_2(q_2) dq_2 - i\Delta K \\ & - \lambda_1(q_1 - (K_0 + \Delta K)) - \lambda_2(q_2 - (K_0 + \Delta K)) \\ & - \gamma_1(p_1(q_1) - \bar{P}) - \gamma_2(p_2(q_2) - \bar{P}) \end{aligned} \quad (4.16),$$

der γ_1 og γ_2 er skyggeprisen for prissranken. De førstederiverte av lagrangefunksjonen med Kuhn-Tucker-vilkårene blir:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial q_1} = p_1(q_1) - \lambda_1 - \gamma_1 \frac{\partial p_1(q_1)}{\partial q_1} \leq 0 \quad q_1 \geq 0 \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_1} q_1 = \left(p_1(q_1) - \lambda_1 - \gamma_1 \frac{\partial p_1(q_1)}{\partial q_1} \right) q_1 = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_2} = p_2(q_2) - \lambda_2 - \gamma_2 \frac{\partial p_2(q_2)}{\partial q_2} \leq 0 \quad q_2 \geq 0 \quad (4.18)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_2} q_2 = \left(p_2(q_2) - \lambda_2 - \gamma_2 \frac{\partial p_2(q_2)}{\partial q_2} \right) q_2 = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} = \lambda_1 + \lambda_2 - i \leq 0 \quad \Delta K \geq 0 \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} \Delta K = (\lambda_1 + \lambda_2 - i) \Delta K = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_1} = -(q_1 - (K_0 + \Delta K)) \leq 0 \quad \lambda_1 \geq 0 \quad (4.20)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_1} \lambda_1 = -(q_1 - (K_0 + \Delta K)) \lambda_1 = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_2} = -(q_2 - (K_0 + \Delta K)) \leq 0, \quad \lambda_2 \geq 0, \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_2} \lambda_2 = -(q_2 - (K_0 + \Delta K)) \lambda_2 = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \gamma_1} = -(p_1(q_1) - \bar{P}) \leq 0, \quad \gamma_1 \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \gamma_1} \lambda_1 = -(p_1(q_1) - \bar{P}) \gamma_1 = 0 \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \gamma_2} = -(p_2(q_2) - \bar{P}) \leq 0, \quad \gamma_2 \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \gamma_2} \lambda_2 = -(p_2(q_2) - \bar{P}) \gamma_2 = 0 \quad (4.23)$$

$$\lambda_1 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } (q_1) < (K_0 + \Delta K)) \quad (4.24)$$

$$\lambda_2 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } (q_2) < (K_0 + \Delta K))$$

$$\gamma_1 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } (p_1) < \bar{P}) \quad (4.25)$$

$$\gamma_2 \geq 0 \quad (= 0 \text{ for } (p_2) < \bar{P})$$

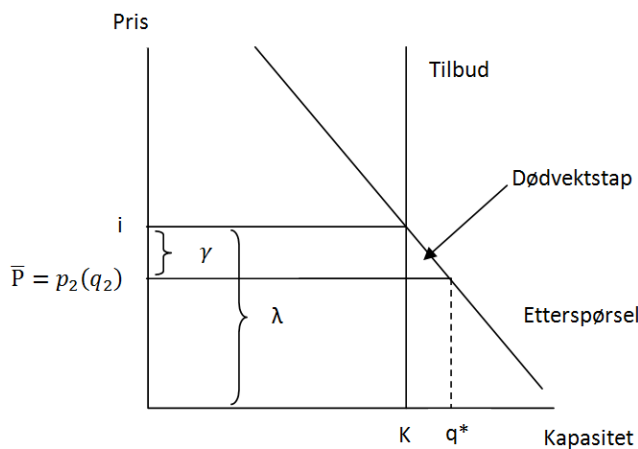
Som før antar vi et forbruk som er mindre enn full kapasitet i første periode, slik at kapasitetssranken og prissranken i periode 1 faller bort, $\gamma_1 = \lambda_1 = 0$. Den deriverte av Langrange-funksjonen i (4.17) blir den samme som før. Ved å snu litt på (4.18) viser den at prisen blir lik skyggeprisen på kapasitet pluss skyggeprisen på den marginale prissranken (γ). Den deriverte i (4.19) er den samme som tidligere. Skyggeprisene på kapasitet i (4.20) og (4.21) er også de samme som tidligere. Skyggeprisen på prissranken i (4.22) og (4.23) sier at skranken er positiv så lenge prissranken er bindende. Dette viser da at $-\gamma_2(p_2(q_2) - \bar{P}) = 0$ i (4.23). Dette gir to alternativ. Enten er prissranken ikke bindende, dette gir $p_2(q_2) < \bar{P}$, da må $\gamma_2 = 0$. Eller så er $p_2(q_2) = \bar{P}$, da kan $\gamma_2 > 0$.

Setter man (4.18) lik (4.19), at $\lambda_2 = i$ og bytter side gir dette løsningen:

$$p_2(q_2) \leq i + \gamma_2 \frac{\partial p_2(q_2)}{\partial q_2} \quad (4.26)$$

Vi antar at både kapasitetsskranken og prisskranken er bindende, $\gamma_2 > 0$ og $\lambda_2 > 0$. I tillegg er $p_2(q_2) = \bar{P}$, og vi får to scenarier når vi antar likhetstegn i ligning (4.26), uttrykket $\frac{\partial p_2(q_2)}{\partial q_2}$ kan være både større eller mindre enn null. Er uttrykket $\frac{\partial p_2(q_2)}{\partial q_2} > 0$, betyr det at etterspørselskurven er positiv og stigende, noe som bryter med antagelsen om at etterspørselskurven er fallende. Jeg vurderer derfor denne muligheten som urealistisk, og forkaster denne.

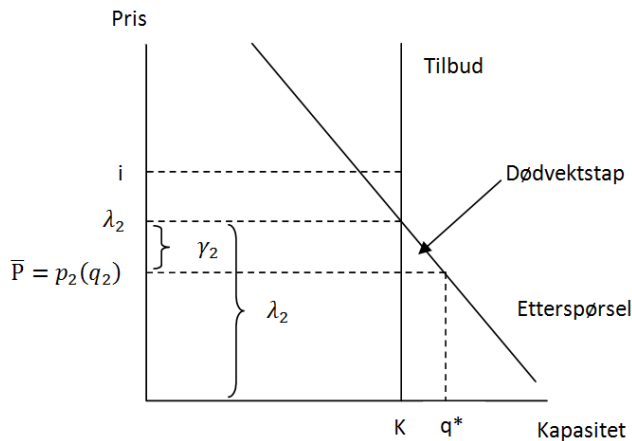
Det andre alternativet hvor etterspørselskurven er fallende, $\frac{\partial p_2(q_2)}{\partial q_2} < 0$, som gir $\bar{P} < i$, betyr at kostnaden av å investere i kapital er større enn prisen på kapital, se figur 4.3. I dette tilfellet vil vi få et resultat hvor markedet ikke klarer seg fordi prisen ikke kan bli satt høyt nok til å dekke kostnadene av å bygge ut mer kapasitet. Markedet vil ikke få levert effekten som er etterspurt gitt prisskranken.



Figur 4.3: Bindende pris- og kapasitetsskranke

Figur 4.3 viser at vi får et dødvectstap som følge av prisskranken. Konsumentene etterspør q^* som er større enn kapasiteten, K . I dette tilfelle må nettselskapet redusere etterspørselen tilsvarende $q^* - K$ for å unngå overbelastning eller i verste fall gjennomføre kontrollerte mørklegginger fordi nettselskapet ikke kan levere hele den etterspurte effekten. Figuren viser bare dødvectstapet, men kostnaden av å redusere forbruket på andre måter eller kostnaden av mørklegging kan være større. Nettselskapets ekstraintekter som følge av kapasitetsskranken er λ^*K , men på grunn av prisskranken må man trekke fra arealet γ^*K . Dette fører til at nettselskapet sitter igjen med arealet \bar{P}^*K som følge av kapasitet og prisskranken.

Ved et ulikhetstegn får man at prisen er mindre enn enhetskostnaden for kapital i ligning (4.26). Dette betyr at selv om nettet er beskranket i både kapasitet og pris, er likevel ikke verdien av etterspørselen stor nok til å dekke kostnadene med å utvide nettet. Derfor er det ikke lønnsomt å bygge ut mer kapasitet, se figur 4.4. Dødvektstapet og behovet for å gjøre noe fordi at markedet ikke klarer, er det samme som tidligere.



Figur 4.4: Med bindende kapasitetsskranke, prisskranke og $i > \gamma_2$

4.3 Nettinvesteringer med tidsavhengige kapasitetsskranker

Effektforbruket går opp og ned etter behov som forklart i bakgrunnskapittelet. Dette medfører at tiden nettet er beskranket varierer i lengde og frekvens, altså hvor ofte nettet er beskranket. For å analysere hvordan nettinvesteringer og effektprisen blir påvirket av tiden med bindende skranke, utvider vi analysen og innfører en parameter α for hvor stor andel av analyseperioden nettet er beskranket.

Antagelsene over, hvor kapasitetsskranken ikke er bindende i første periode, ga en pris på effekt lik null og ingen investeringsbehov. Derfor ser vi bort fra denne perioden i den videre analysen. Vi tar utgangspunkt i samme maksimeringsproblem som tidligere. I tillegg innfører vi subskripten (i) for den perioden nettet er beskranket.

$$\max_{\lambda_i, q_i, \Delta K} S\bar{O}F = \int_0^{q_i} U(q_i) dq_i - i\Delta K \quad (4.27)$$

Med hensyn på

$$q_i \leq K_0 + \Delta K \quad (4.28)$$

Uttrykkene (4.27) og (4.28) er de samme som tidligere. Vi optimaliserer for perioden (i) og setter opp maksimeringsproblemet som følgende lagrangeuttrykk:

$$\mathcal{L}_{(q_i, \lambda_i, \Delta K)} = \int_0^{q_i} \alpha p_i(q_i) dk - iK - \lambda_i(q_i - (K_0 + \Delta K)) \quad (4.29),$$

hvor λ_i er samme skyggepris for kapasitet som tidligere. De førstederiverte av lagrangefunksjonen sammen med Kuhn-Tucker-vilkårene blir:

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_i} = \alpha p_i(q_i) - \lambda \leq 0 \quad q_i \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_i} q_i = (p_i(q_i) - \lambda_i)q_i = 0 \quad (4.30)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} = \lambda_i - i \leq 0 \quad K_0 + \Delta K \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} \Delta K = (\lambda_i - i)\Delta K = 0 \quad (4.31)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_i} = -(q_i - (K_0 + \Delta K)) \leq 0, \quad \lambda_i \geq 0 \quad (4.32),$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_i} \lambda_i = -(q_i - (K_0 + \Delta K))\lambda_i = 0$$

hvor $\mathcal{L}^* \equiv \mathcal{L}_{(q_i, \lambda_i, \Delta K)}$.

Den førstederiverte av lagrangefunksjonen i (4.30) $\alpha p_i(q_i) = \lambda_i$, forteller at andelen hvor nettet er beskranket ganget med prisen på effekt er lik skyggeprisen på kapasitet, hvis vi har en indre løsning (skranken er bindende). Snur vi litt på ligningen i (4.31), får man at skyggeprisen på kapasitet skal være lik prisen på kapital. Skrankene i (4.32) forteller at skyggeprisen er null når skranken ikke er bindende. Omformulerer vi den deriverte av Langrange-funksjonen med hensyn på kapasitet i (4.30) sammen med uttrykket i (4.31) får vi uttrykket:

$$\alpha p_i(q_i) = \lambda_i \leq i \quad (4.33)$$

(4.33) innebærer at skyggeprisen på kapasitet skal være mindre eller lik andelen av effektprisen hvor nettet er beskranket. Denne skal igjen være lik kapitalkostnaden av å investere i kapasitet. Mindre nettet er beskranket, jo mindre er alfa og jo mindre blir skyggeprisleddet på kapasitet. Dette betyr at man skal investere mindre i nett hvis nettet er sjeldent beskranket.

Som tidligere får vi at kostnaden ved å investere i nett er dyrere enn betalingsvilligheten og dermed gjør investeringer i nett ulønnsomt, se figur 4.4.

4.4 Nettinvesteringer med tidshavhengig kapasitets og prisskranke

Vi innfører en prisskranke som tidligere på bakgrunn av at det i praksis er et pristak knyttet til hva nettselskapene føler er akseptabelt ovenfor kundene. Forskriften²⁷ setter ikke noe direkte tak på kapasitetsleddet, men nettselskapene må få godkjent tariffen fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), i tillegg til at NVE regulerer nettselskapene gjennom benchmarking. Vi maksimerer den samme samfunnsøkonomiske velferdsfunksjonen som tidligere, men legger på en prisskranke i hver periode. SØF er fortsatt:

$$\max_{q_i, \Delta K}^{SØF} = \int_0^{q_i} U(q_i) dq_i - i\Delta K \quad (4.34)$$

med hensyn på

$$q_i \leq K_0 + \Delta K \quad (4.35)$$

$$p_i(q_i) \leq \bar{P} \quad (4.36)$$

Skrankene i (4.35) og (4.36) er de samme kapasitet- og prisskranke vi hadde tidligere, men nå bare for den beskrankede perioden. Den nye Lagrange-funksjonen blir:

$$\mathcal{L}_{(q_i, \lambda_i, \Delta K, \gamma_i)} = \int_0^{q_i} \alpha p_i(q_i) dq_i - i\Delta K - \lambda_i(q_i - (K_0 + \Delta K)) - \gamma_i(p_i(q_i) - \bar{P}) \quad (4.37)$$

De førstederiverte og Kuhn-Tucker-vilkårene av Lagrange-funksjonen blir:

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_i} = \alpha p_i(q_i) - \lambda_i - \gamma_i \frac{\partial p_i(q_i)}{\partial q_i} \leq 0 \quad q_i \geq 0 \quad (4.38)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial q_i} q_i = (p_i(q_i) - \lambda_i - \gamma_i \frac{\partial p_i(q_i)}{\partial q_i}) q_i = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} = \lambda_i - i \leq 0 \quad (K_0 + \Delta K) \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \Delta K} \Delta K = (\lambda_i - i) \Delta K = 0 \quad (4.39)$$

²⁷ §13-3 i "Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer", sier at "Nettselskapene kan fastsette kapasitetsledd slik at det skapes balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet. Kapasitetsleddet kan benyttes når overføringsbehovet overstiger kapasiteten i nettet" [Kapasitetsleddet skal ikke settes høyere enn nødvendige for å sikre balanse.] (Olje- og energidepartementet 2014).

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_i} = -(q_i - (K_0 + \Delta K)) \leq 0, \quad \lambda_i \geq 0 \quad (4.40)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \lambda_i} \lambda_i = -(q_i - (K_0 + \Delta K)) \lambda_i = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \gamma_i} = -(p_i(q_i) - \bar{P}) \leq 0, \quad \gamma_i \geq 0 \quad \frac{\partial \mathcal{L}^*}{\partial \gamma_i} \lambda_i = -(p_i(q_i) - \bar{P}) \gamma_i = 0 \quad (4.41),$$

hvor $\mathcal{L}^* \equiv \mathcal{L}_{(\Delta K, q_i, \lambda_i, \gamma_i)}$

Den deriverte av Lagrange-funksjonen i (4.38) viser at den beskrankede andelen av prisen blir lik skyggeprisen på kapasitet pluss skyggeprisen på den marginale prisskranken. Skyggeprisene på kapasitet (4.39) er den samme som tidligere.

Setter man (4.38) lik (4.39), $\lambda_i = i$ og bytter side gir dette løsningen:

$$\alpha p_i(q_i) \leq i + \gamma_i \frac{\partial p_i(q_i)}{\partial q_i} \quad (4.42)$$

Utrykket $\frac{\partial p_i(q_i)}{\partial q_i}$ kan fortsatt bare være negativt. Dette gir $\frac{\partial p_i(q_i)}{\partial q_i} < 0$, da får vi $\bar{P} < i$. Dette betyr at kapitalkostnaden av å investere i nett er større enn prisen på kapital. I dette tilfelle vil man ikke investere slik at man dekker all etterspørsel, se figur 4.4. Dette er fordi prisen ikke dekker kostnadene av denne etterspørselen, og nå dekker prisen enda mindre av kostnadene fordi α trekker prisen ytterligere ned. Jo mindre nettet er beskranket, jo mer vil α være med på å trekke ned investeringene. Dette viser også at ved kortvarige bindende skranker vil man ikke foreta seg noe, men heller løse kapasitetsproblemene på andre måter, som eksempel gjennom å innføre prising for å oppfordre til fleksible forbrukerløsninger eller rullerende frakoblinger i nettet (rullerende blackouts). Som tidligere vil det ved ulikhetstegn i (4.42) føre til at prisen ikke er stor nok til å dekke kapitalkostnadene ved å utvide nettkapasiteten til full dekning.

4.5 Oppsummering

Modellen som er presentert i dette kapitlet viser hva som er optimal teoretisk pris og investering gitt de skrankene man har. Skrankene som er gjeldende i effektmarkedet er på kapasitet og pris, som følge av nettets fysiske kapasitet og nettselskapets "uvillighet" til å ta en pris som klarerer markedet.

Ved en kapasitetsskranke, slik det er på kort sikt, gir modellen en løsning hvor det er optimalt å investere slik at kapitalkostnaden er lik effektprisen. Det samme får man også når vi la inn parameteren α for andelen av tiden nettet er beskranket. I motsetning til nett som ofte er beskranket, vil nett som er sjeldent beskranket medføre at effektprisen blir lavere og

investeringene i nett blir lavere eller eventuelt uteblir. Innføring av en prisskranke, medfører at prisen ikke kan gå over denne skranken, slik at markedet ikke vil klarere og investeringene reduseres ytterligere.

5. Diskusjon

Kapittel 5. Diskusjon er delt i tre deler. Først vil jeg diskutere resultatene fra analysen i lys av problemstillingen, deretter faktorer som påvirker modellen, og tilslutt vil jeg legge frem noe av det som har dukket opp underveis.

5.1 Resultater i forhold til problemstillingen

Hovedproblemstillingen i denne oppgaven er:

- Hva er optimal investering i strømmettet, og hvilken langsiktig grensekostnad gir dette?
- Hvordan sette en pris på distribusjon slik at man effektivt utnytter strømmettet?
- Hvordan andelen bindende kapasitetsskranke påvirker effektpriser og langtidsgrensekostnad?

Som de fleste modeller, gir heller ikke den modellen jeg har utviklet et fullstendig bilde. Derfor diskuterer og prøver jeg å sette modellen i perspektiv og samtidig besvare problemstillingen. Analysen i kapittel 4 kom frem til en optimal investering lik prisen av effekt eller en pris som en andel av den tidsavhengige nettbeskrankningen. Jeg vil i dette avnittet diskutere nærmere de tingene som påvirker faktorene i modellen, herunder etterspørselskurven, skift i etterspørselskurven, kapitalkostnaden, kapasitetsskranken, prisskranken og andelsparameteren alfa (α).

5.1.1 Etterspørselskurven

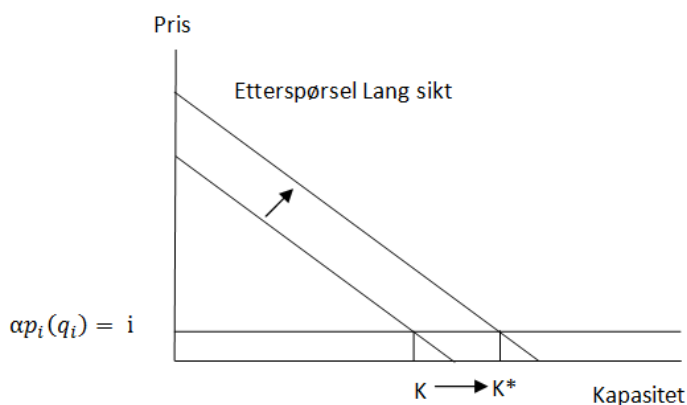
Etterspørselskurven sier noe om hvor mye sluttbrukerne etterspør gitt en bestemt pris. Etterspørselskurven etter effekt kommer inn i modellen gjennom den førstederiverte av nytten av effekt ($p(q)$). Hvordan etterspørselskurven ser ut, sier noe om hvordan sluttbrukerens konsum er i forhold til effektprisen. I modellen antok vi en lineær etterspørsel, som i praksis har vist seg å være meget inelastisk (Bjørndalen m.fl. 2013). En meget inelastisk etterspørselskurve betyr at forbrukeren endrer forbruket lite som følge av en endring i prisen. Dette gjør det utfordrende å bruke prisen til å unngå unødvendige nettinvesteringer og høye langsiktige priser på effekt.

Den inelastiske etterspørselen har et stort potensial til å endre seg på lang sikt. Med ny teknologi og økt forbrukerfleksibilitet har spesielt etterspørselskurven et potensial til å bli mer elastisk. En mer elastisk etterspørselskurve ved høye effektpriser fører til at sluttbrukeren vil redusere konsumet mer enn tidligere og redusere behovet for nettinvesteringer. Se kapittel 5.3.3 om forbrukerfleksibilitet.

5.1.2 Skift i etterspørselskurven

Behovet for nettkapasitet styres blant annet gjennom skift i etterspørselskurven, som vist i kapittel 3. Et skift i etterspørselskurven kommer av at konsumentene etterspør mer eller mindre av samme gode, i dette tilfelle effekt, når prisen på godet er uendret. Dette kalles strukturelle endringer. En endring i prisen på et gode vil medføre en endring i konsumet langs etterspørselskurven. Et positivt skift i etterspørselskurven vil gi behov for økt nettkapasitet. Det kan være flere årsaker til skift i etterspørselskurven, som økt inntekt, endrede preferanser eller flere sluttbrukere. Selv om flere nye sluttbrukere fører til økt behov for kapasitet, vil denne kostnaden ikke bli overført på eksisterende kunder. Dette er fordi nettselskapet kan fakturere de nye kundene for den kostnaden de påfører, gjennom anleggsbidraget.

Figur 5.1 viser et eksempel på et ”positivt” skift i etterspørselskurven som følge av økt inntekt ved at etterspørselskurven har fått et skift til høyre. Ved økt inntekt vil vanlige sluttbrukere etterspørre mer effekt på grunn av økt levestandard, eksempelvis ved bruk av flere elektriske artikler. Akkurat som siden nordmenn er relativt sett rike og har lavere strømpriser enn mange andre land, lar vi lysene og andre artikler stå på i alle rom selv om vi ikke oppholder oss der, noe som øker strømforbruket.



Figur 5.1: Økt etterspørsel og kapasitet

Endringer i preferanser for elektriske artikler som krever mye effekt er kanskje den faktoren som flytter etterspørselskurven etter kapasitet mest. Noen eksempler på slike elektriske artikler er elbilladere, induksjonskomfyrer og gjennomstrømsvarmere. Ikke alle disse artiklene

representerer et like stort problem siden de ikke skrur på i alle husstander samtidig. Fremtiden ser ut til å kreve stadig flere elektriske artikler. Slike endringer i preferanser er antagelig den største utfordringen med hensyn til økt effektbehov.

Myndighetenes reguleringer og beskatninger er en annen. Indirekte etterspørselsskift får man for eksempel gjennom reguleringer og subsidieringer for å gå over til elektriske artikler som varmepumper og elbiler.

Etterspørselsskift som følge av forventninger til endringer i effektprisen kan bli mer viktig i fremtiden. Et eksempel på dette kan være når man ser at mange i nabolaget går til innkjøp av elbiler og at man tror dette kan føre til økte effektpriser. Hvis man endrer adferd på bakgrunn av forventningene, vil det gi etterspørselsskift. Endringer i adferd som følge av forventninger til effektprisen, blir mer aktuelt om sluttbrukeren blir mer effektbevisst og får mulighet til å reagere på priser av betydelig størrelse. Endringer i forventningene vil derfor påvirke sluttbrukerens langsiktige investeringer og få betydning for nettselskapets prissetting og nettinvesteringer.

Den etterspørselsskifteren som nevnes til slutt er substitusjonseffekten. Substitusjonseffekten sier noe om hvordan en konsument bytter et gode for et annet gode når prisen på det ene godet endres og handlekraften holdes konstant (Varian 2010). For eksempel er det en tendens at mange kjøper varmepumper og etterisolerer etter en vinter med høye strømpriser. Dette gir utslag i modellen gjennom et skift i etterspørselkurven som endrer behovet for nettkapasitet. Andre substitutter som endrer forbruket av effekt, er for eksempel elektriske biler, vedforbruk og andre fyringsalternativer (Halvorsen 2012).

5.1.3 Kapitalkostnaden

Kostnaden for å utvide nettkapasiteten kommer inn i modellen gjennom kapitalkostnaden i . Kapitalkostnaden er kostnaden for en ekstra enhet kapasitet. Dette er en eksogen variabel i modellen. Fra modellen ser man at det er optimalt å investere i kapasitet tilsvarende en effektpris lik kapitalkostnaden, som medfører at investeringene er avhengig av variabler utenfor modellen. Kostnader som påvirker kapitalkostnaden er arbeidskraft, kabler, master og andre innsatsfaktorer ved utvidelse av strømmettet.

5.1.4 Kapasitetsskranken og skyggeprisen på kapasitet

Kapasitetsskranken (K) er en grense på nettets effektkapasitet. I praksis er dette en grense som kan tøyes i korte perioder, men som innebærer vesentlige kostnader gjennom tap av energi, som følge av varmgang og fare for strømbrudd. I modellen er dette en variabel. Skyggeprisen

på kapasitet (λ) er den prisen som sørger for at etterspørselen ikke overstiger kapasiteten når kapasitetssranken er bindende. Den er derfor også avhengig av størrelsen på kapasiteten. Skyggeprisen kan tolkes som betalingsvilligheten for økt kapasitet.

5.1.5 Prissranken og skyggeprisen på pristaket

Prissranken i modellen (\bar{P}) er innført fordi nettselskapene i praksis har et pristak på effekt, ved at de er regulerte virksomheter. I noen tilfeller må prisen være meget høy for å klarere markedet, noe nettselskapene ikke har mulighet til. Dette medfører i praksis en prissranke på effektprisen. Årsaken til at det i noen tilfeller blir en ekstremt høy pris for å klarere markedet, er som et resultat av den inelastisk etterspørselkurven på effekt i dette markedet. Noe av årsaken til at man kan få en slik høy pris, kan være at sluttbrukeren ikke har møtt disse prisene ettersom de fleste blir fakturert for lengre intervaller og dermed ikke har mulighet til å tilpasse seg.

Modellen viser at prissranken medfører lavere investeringer. Prisen blir ikke høy nok til å dekke de nødvendige investeringene for å klarere markedet, noe som igjen medfører dødvektstap i markedet.

Det er grunn til å stille spørsmål ved en maksimalspris som medfører dødvektstap. Modellen indikerer at det ikke burde være en maksimalspris i dette markedet. Når kunden derimot ikke har mulighet til å respondere på høye priser fordi kunden ikke møter prisene, er det logisk å ikke gi kunden denne kostnaden. Løsningen må være å gjøre det mulig for kunden å reagere på prisen. En prissranke vil fortsatt være nødvendig der det er en mulighet for "uforsvarlig" høye effektpriser. Men om sluttbrukeren kan reagere på prisen, er det mindre sannsynlig at man får "uforsvarlig" høye priser.

Hva er riktig nivå på en prissranke, når man må ha et slikt pristak for å unngå uforsvarlig høye priser? Fra økonomisk teori skal den marginale nytten være lik den marginale kostnaden. Et riktig nivå på prissranken vil være der hvor den marginale kostnaden av prissranken er lik den marginale kostnaden av å ikke ha en prissranke. En optimal prissranke vil derfor være der hvor kostnaden av prissranken er lik kostnaden av å løse nettutfordringene når markedet ikke klarer på andre måter, for eksempel der hvor kostnaden av prissranken er lik kostnaden av å mørklegge området i en periode.

Skyggeprisen (γ) på pristaket er en pris som oppstår som følge av at prisen har nådd pristaket og markedet ikke klarer. Den setter verdien på effekten som skal til for å klarere markedet.

På grunn av at etterspørselskurven er fallende, er alltid skyggeprisleddet negativt ($(\frac{\partial p(q)}{\partial q}) < 0$).

Mer spennende er det at helningen på etterspørselskurven også påvirker størrelsen på skyggeprisleddet. En kurve som i utgangspunktet er meget inelastisk, kan endre hele skyggeprisleddet om kurven blir mer elastisk, som følge økt forbrukerfleksibilitet. I et slikt tilfelle vil helningen på kurven bli flatere, noe som igjen fører til at skyggeprisleddet blir mindre, se figur 5.5. Det betyr at med økt forbrukerfleksibilitet får vi et mindre skyggeprisledd, som følge av mindre helning på etterspørselskurven som medfører et lavere dødvektstap.

5.1.6 Skrankeparameteren alfa

Den tidsavhengige skrankeparameteren alfa (α), skal gjenspeile den andelen av tiden nettet har bindende kapasitetsskranker i den aktuelle perioden. Det betyr at et nett som oftere møter kapasitetsskranker vil ha en høyere α , noe som øker effektprisen, eller sagt på en annen måte, øker betalingsvilligheten for økt kapasitet.

Både etterspørselsskift, kapasitet og kvalitet på strømmettet påvirker α . Det vil si at økt effektbehov gjennom skift i etterspørselen vil øke behovet for mer kapasitet, og nettet vil på kort sikt være oftere beskranket, noe som øker α . I motsatt tilfelle vil et nett som er overdimensjonert gi ingen eller få bindende skranke, og dermed en lav α . Et nett med dårligere kvalitet kan tenkes å møte kapasitetsskranken oftere enn et nett med god kvalitet og på den måten øke α .

Økt effektetterspørsel øker behovet for investeringer på lang sikt, men andelen bindende kapasitetsskranker er med å påvirke dette investeringsbehovet. Slik som figur 5.1 viser, vil økt etterspørsel på lang sikt gi økt kapasitet, men dette vil avhenge av parameteren α . Økt etterspørsel betyr at selv om det skulle være noen korte perioder med veldig høy etterspørsel, så trenger ikke behovet for kapasitet å øke like mye om periodene med bindende skranke er få.

Alfa er i praksis en aggregert parameter og et mål på hvor mye nettet er beskranket. Det betyr at denne parameteren forteller noe om behovet for forbrukerfleksibilitet og nettutbygging. En høy α signaliserer at nettselskapet kanskje burde investere og kan derfor være et reguleringskriterium for regulatoren. NVE som regulator kan bruke dette målet (α) på bindende skranke til å pålegge investeringer eller andre tiltak når α er ”for” høy. En offentliggjøring av α kan dermed skape bedre oversikt over hvor bra nettselskapene forholder seg til kundene. På den måten kan vi se på α som en indikator på nettselskapets utøvelse av

markedsrett. Det fører til at denne parameteren kan brukes som et verktøy til regulering, samtidig som sluttbrukerne kan kontrollere og følge med på denne faktoren, slik at de kan si i fra når de føler seg utnyttet av nettselskapet. Spesielt kan sluttbrukere sammenligne α for eget nett med α for andre nettselskaper. En høy α er en indikasjon på at nettselskapet burde bygge ut nettkapasitet, men ikke et kriterium alene.

Siden α er et forholdstall på hvor mye nettet er beskranket, vil tidsperspektivet være av stor betydning. Et eksempel er om man tar utgangspunkt i antall timer nettet er beskranket per år. La oss anta at nettet er beskranket 20 timer i løpet av et år, og siden et år har 8760 timer vil α bli ca. 0,002 (20/8760), noe som er tilfelle mange steder på grunn av overinvestering. Om vi derimot tenker oss at nettet er beskranket i topplastperioden hver dag i tre timer om dagen ved middagstider, på grunn av matlaging, dusjing og ladning av elbil, vil α bli ca. 0,125 (1095/8760), som vil være betydelig.

5.1.7 Oppsummering

Med de utfordringer som finnes i effektmarkedet, viser modellen hva som er optimal pris og nettinvestering, og den internaliserer flere av utfordringene som finnes i dette markedet. Modellen viser at både priser og investeringer styres i stor grad av skift i etterspørselsfunksjonen og den tidsavhengige skrankeparameteren α . Ettersom skift i etterspørselsfunksjonen i stor grad skyldes endrede preferanser og adferd i effektkonsum, er det ekstra viktig å prise og gi effektive prissignaler på effekt. Pristaket som det i praksis er på distribusjonen av effekt, høres i første omgang ut som en positiv ting, men pristaket fører til effektivitetstap. Den utvidede modellen med tidsavhengig nettbeskrankning α , justerer verdien av de bindende kapasitetsskrankene. Parameteren α kan være et nytt middel til kontroll og regulering av nettselskapene, og kan bidra til et mer effektivt marked.

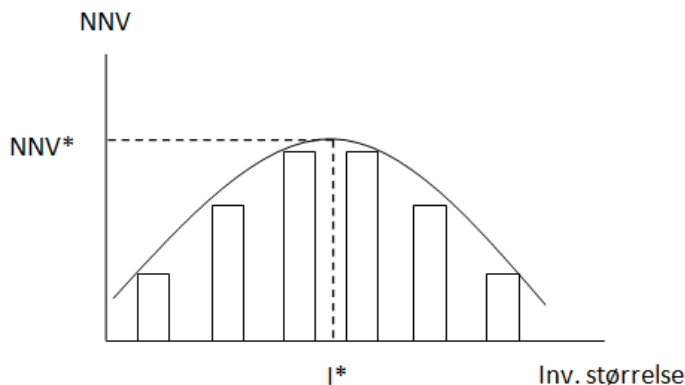
5.2 Etappevise investeringer²⁸

Investeringer i strømmettet har spesielt store oppstartskostnader. Dette fører til at det kan være ulønnsomt å investere smått, slik at man vil vente lenger og foreta større investeringer når man først investerer. Dette fører til fallende gjennomsnittskostnader, som i noen tilfeller medfører at man vil overinvestere i nettkapasitet når man først investerer.

Siden det er stordriftsfordeler og fallende gjennomsnittskostnader i nettutbygging, er det mer lønnsomt å bygge ut nett i større etapper. Dette medfører at vi får forskjellige investeringsalternativer eller pakker med forskjellig kapasitet. Forskjellige pakker vil ha ulike

²⁸ "Etappevise investeringer" er fritt oversatt fra det engelske uttrykket "Lumpy investments"

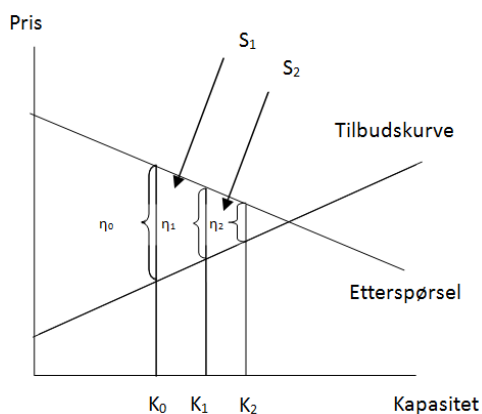
kostnader og utsette behov for ytterligere investeringer med ulik tidshorisont. Den pakken som er mest lønnsom vil være den pakken med størst netto nåverdi (NNV).



Figur 5.2: Optimal investeringsstørrelse

Figur 5.2 illustrerer forskjellige investeringspakker knyttet til størrelsen på tilleggskapasiteten. I følge figuren vil optimal investeringsstørrelse være I^* når vi antar at det vil gå en grense hvor større investeringer gir lavere NNV. Den optimale størrelsen I^* ligger mellom to forskjellige pakkestørrelser og gir den høyeste NNV (NNV^*).

Figur 5.3 illustrerer poenget med overinvestering med et annet eksempel, hvor det kan være mer lønnsomt å overinvestere på grunn av nettselskapets inntekter ved bindende kapasitetsskranke. Ved bindende kapasitetsskranke får nettselskapet inntekter som følge av skyggeprisen på effekt. Nettselskapet kan enten investere tilsvarende K_1 eller overinvestere tilsvarende K_2 . På grunn av fallende kostnader ved å øke kapasiteten litt ekstra kan det være mer lønnsomt å overinvestere til K_2 , enn å investere til K_1 (figur 5.3).



Figur 5.3: Etappevise investeringer etter: (Joskow og Tirole 2005)

La oss anta at kostnaden ved å investere tilsvarende K_1 koster I' og å investere til K_2 koster I'' , hvor $\frac{\partial I'}{\partial K} > \frac{\partial I''}{\partial K}$. I dette tilfellet vil nettselskapet overinvestere i nett hvis $K_1^* \eta_1 - I' < K_2^* \eta_2$

– I'' . Da vil nettselskapet kunne ta inn en inntekt fra å overinvestere som er større enn inntekten ved å ikke overinvestere, på grunn av kapasitetssranken ($K_2 * \eta_2$). Det vil ikke være lønnsomt å investere helt til tilbud krysser etterspørsel, fordi det ikke er inntekter ved en slik situasjon som vil betale for investeringene, ingen kapasitetssranker.

Hvor mye man overinvesterer, vil avhenge av investeringsfunksjonen og hvor store oppstartskostnader nettinvesteringene medfører. I tillegg vil inntektene avhenge av etterspørsels- og tilbudskurvene. Brattere kurver fører til en større reduksjon i inntektene når kapasitetssranken blir redusert, noe som fører til lavere investeringer. Dette er spesielt interessant med tanke på at etterspørselkurven er veldig bratt i effektmarkedet.

Regulatoren vil ha et ønske om å velge det investeringsnivået som gir den høyeste NNV. Siden nettselskapet får sine inntekter gjennom effektprisen i dette eksempelet, er det ikke sikkert at nettselskapets og regulatorens investeringspakke samsvarer. Derfor er det ekstra viktig å regulere nettselskapet.

5.3 Videre lærdom av analysen og modellen

5.3.1 Effektpriser, bosetting og nettinvesteringer

Effektpriser medfører at man må betale for den kostnaden effektforbruket koster. Effektpriser fører også til forskjellige priser på distribusjonen i forhold til hvor man er geografisk. Nettet vil ha forskjellig kapasitet forskjellige steder, og derfor vil effektprisene endre seg fra sted til sted.

Forskjellige priser på forskjellige geografiske områder kan påvirke folks bosettingsmønstre og planlegging. Om det i et område er høye effektpriser på grunn av liten kapasitet, i motsetning til et annet område med stor kapasitet, kan dette medføre endringer i hvor sluttbrukeren bosetter seg.

Indirekte kostnader som følge av endret bosetting kan påvirke tilbud og kostnadene på offentlige tjenester mellom områder, som skoletransport, vei eller andre offentlige tjenester. Dette er tilfelle om noen bosetter seg lengre fra offentlige tilbud der effektprisene kan være lavere. Til sist er dette en kostnad som havner hos kommunen, og som kan føre til økte kostnader og høyere kommunale avgifter.

Forskjellige områdepriser påvirker i tillegg verdien og lokaliseringen av ny produksjon eller nettutvidelser. I enkelte områder kan det være mer lønnsomt å bygge ut ekstra produksjonskapasitet enn å bygge ut mer nett. På den måten kan man unngå at strømmen blir

transportert gjennom områder med kritiske flaskehals ved at man heller produserer strømmen nærmere der det er behov for den. Den samme utfordringen har man for en som bor alene langt unna andre strømlinjer. I slike tilfeller kan det være billigere å forsyne sluttbrukeren med et dieselaggregat, enn å bygge milevis med nytt strømmnett eller å utvide eksisterende nett. Samme utfordring vil det være med nettkapasiteten ut på øyer rundt norskekysten.

5.3.2 Diskusjon av virkemidler

Gode virkemidler skaper et effektivt kortsiktig effektmarked og et mer langsiktig kapasitetsmarked. På kort sikt er dette virkemidler som skal gi nettselskapet mulighet til å ta størst mulig forbrukerhensyn og samtidig gi forbrukeren mulighet til å være så fleksibel som mulig. På lang sikt skal det kortsiktige markedet bidra til et effektivt langsiktig marked, ved å signalisere optimal nettinvestering gjennom betalingsvilligheten for økt kapasitet. En effektiv nettariff som utløser de nevnte behovene kan være et slikt eksempel.

En trekomponent prismodell kan være et eksempel på en nettariff som skaper et effektivt marked og passer inn i modellen oppgaven bygger på. En slik trekomponent prismodell vil bestå av et fastledd, et energiledd og et effektledd. Energileddet skal prise energitapet i nettet. Effektleddet skal prise de marginale kostnadene av distribusjonen, som også inkluderer betalingsvilligheten ved bindende kapasitetskranke. Fastleddet skal dekke de resterende kostnadene, som husleie og administrative kostnader som følger med drift av nettselskapet. Dagens lovverk åpner allerede opp for slike tariff (Olje- og energidepartementet 2014). Et eksempel på hvordan slike tariff kan se ut er vist i vedlegg 1.

En modell som den forklart i avsnittet over har den fordelen at modellen priser etter et marginalkostnadsprinsipp gjennom energi- og effektleddet. På denne måten gir tariffen sluttbrukeren mulighet til å tilpasse seg marginen til kostnaden av effektforbruket. Dette gir en optimal tilpasning og ingen dødvektstap så lenge det ikke er noen bindende prisskranker.

I kap. 2 nevner jeg Tinbergen (1952) og hans tese om et virkemiddel for hver målsetting. Overført på effektmarkedet betyr dette nettopp en slik trekomponent nettariff.

5.3.3 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet²⁹ er sluttbrukerens mulighet til å endre sitt strømforbruk og tilpasse seg kraft- og nettpriiser på kort og mellomlang sikt. Tilpasninger til priser på lengre sikt som energieffektiviseringstiltak, går ikke under betegnelsen forbrukerfleksibilitet (Sæle 2012).

²⁹ Engelsk betegnelse "Demand Response" (DR)

Norges vassdrags- og energidirektorat definerer forbrukerfleksibilitet som, ”Forbrukerens evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort og mellomlang sikt” (Meland m.fl. 2006 s. 15).

Forbrukerfleksibilitet er med andre ord blitt en del av løsningen på fremtidens kapasitetsutfordringer. Utfordringene med kapasitet er at løsningene må skje der og da, det betyr at vi må løse dem i sanntid. Det krever sanntidssignaler, og dermed også sanntids prising som et virkemiddel sluttbrukeren kan reagere på. Dette vil være priser som signaliserer kapasitetsutfordringer når det er bindende kapasitetsskranke i nettet og kan dermed variere mye over tid.

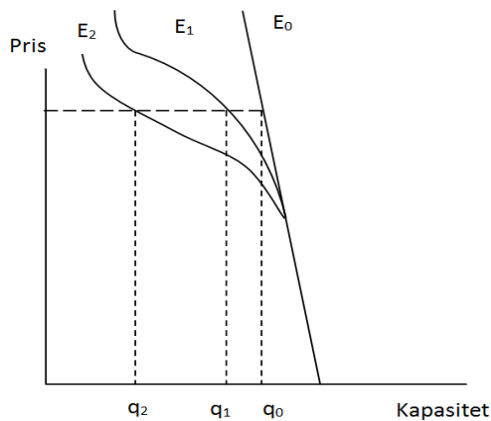
I dag fungerer forbrukerfleksibilitet på den måten at det finnes kontraktfestede avtaler med store forbrukere og produsenter. Det vil si når nettselskapet har behov for å redusere forbruk slik at ikke effekten blir større enn maks kapasitet, kjøper de forbrukerfleksibilitet fra andre kunder slik at man unngår overbelastning i nettet. Dette kan representeres ved en pris på effekt.

Sluttbrukere som har tilgjengelig fleksibilitet har mulighet til å selge fleksibiliteten når nettselskapet har behov for å redusere kapasiteten. Skyggeprisen på kapasitet, tilsvarende prisen over marginalkostnaden vil være prisen sluttbrukerne får ved å selge sin fleksibilitet. I dette tilfellet antar man at man dekker kapasiteten ved å kjøpe forbrukerfleksibilitet.

For at forbrukerfleksibilitet skal bli effektivt kreves det automatikk og styringssystemer. Sluttbrukeren har ingen mulighet til å følge med på en effektmåler og regulere forbruket sitt kontinuerlig hele døgnet. Ny teknologi åpner opp for forbrukerfleksibilitet gjennom å gjøre det mulig å respondere på høye priser. Som med andre normale goder folk benytter, endrer etterspørsel seg ettersom prisen på godet går opp og ned. Ny og bedre teknologi og målesystemer gjør det mulig å sende signaler om priser og kapasitet. Det åpner opp for å la husholdningene kunne respondere på prissignaler.

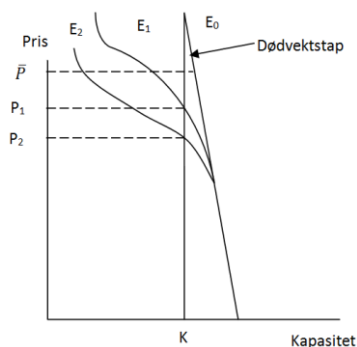
Ny teknologi vil kunne tenkes å føre til en mer elastisk etterspørsel når prisen økes, og etterspørselskurven vil kunne flate ut (figur 5.4). Figur 5.4: Endret etterspørselskurve på grunn av økt fleksibilitet, viser 3 alternativer, hvor E_0 er dagens etterspørsel etter effekt og hvor kunden har ingen eller liten mulighet til å reagere på høye priser. E_1 og E_2 er to forskjellige etterspørselskurver hvor forbrukeren har fått mulighet til å reagere lite (E_1) og mer (E_2) på høyere effektpriser. Ved lave priser på effekt vil ikke forbrukeren ha noen insentiver til å

redusere sitt effektforbruk, noe som fører til at etterspørselskurven vil være ganske vertikal (E_0). Ved økte priser og mulighet for å respondere på prisen vil etterspørselskurven flate ut, fordi folk vil spare penger på å redusere sitt effektforbruk. Dette gjør etterspørselskurven mer elastisk. Elektrisitet er likevel et nødvendig gode, vi må ha elektrisitet til lys og andre elektriske artikler også under korte tidsintervaller med høye priser, noe som fører til at etterspørselskurvene får en stigning ved et effektforbruk nærmere null.



Figur 5.4: Endret etterspørselskurve på grunn av økt fleksibilitet

Med en kapasitetskranke og en maks pris på effekt vil økt forbrukerfleksibilitet redusere og kanskje fjerne dødsvektstapet. Som tidligere ville man få et dødsvektstap på grunn av at markedet ikke fikk klarert med en makspris på effekt, men med økt forbrukerfleksibilitet kan vi få markedet til å klarere. Figur 5.5 viser at ved økt fleksibilitet (E_1 og E_2) vil markedet klarere under maksimalprisen \bar{P} ved prisene p_1 og p_2 , ved liten og stor fleksibilitet.



Figur 5.5: Økt forbrukerfleksibilitet og kapasitetskranke

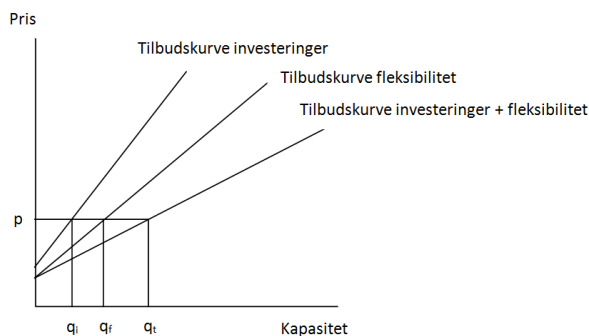
5.3.4 Investere i nett eller kjøpe fleksibilitet?

Et nettselskap står overfor å investere eller å kjøpe fleksibilitet eller begge deler når det må skaffe til veie mer effektkapasitet.

Investeringskostnader og langtidsgrensekostnad er noe nettselskapet selv har best kontroll på. Dette er fordi nettselskapet selv har ansvaret for å gjøre investeringer, og har best kontroll på

hva som må investeres. I tillegg har nettselskapet mulighet til å kjøpe seg fleksibilitet gjennom kapasitetsdifferensierte priser til forbrukerne. Det betyr at nettselskapet kan betale andre for å begrense sitt forbruk for å redusere effektterspørselen i nettet. Dette blir allerede brukt til en viss grad av store aktører, men vil sannsynligvis også bli mulig for vanlige husholdninger i løpet av få år. Det har allerede vært gjort forsøk flere steder på å styre effektforbruk (Hierzinger m.fl. 2012; Sæle 2013), og sammen med ny teknologi vil dette bli mulig i en mye større skala enn i dag. I disse tilfellene er det prøvd ut ved blant annet å styre strømforbruket til varmtvannstanker.

Når nettselskapet står overfor å kjøpe nettkapasitet eller forbrukerfleksibilitet, er det optimalt å kjøpe og investere til den marginale kostnaden av forbrukerfleksibilitet er lik den marginale kostnaden av nettinvestering, se figur 5.6. Det kan illustreres slik at nettselskapet er avhengig av å totalt redusere effekt lik q_t som gir en pris p . Dette er en aggregert kurve av både nettkapasitet og forbrukerfleksibilitet. Det vil si at nettselskapet vil kjøpe forbrukerfleksibilitet lik q_f og investere i nett tilsvarende q_i .



Figur 5.6: Tilbud av kapasitet, investeringer, fleksibilitet og aggregert totalt tilbud

5.3.5 Langsiktige prissignaler og effektsignaler

Langsiktige prissignaler er viktig for å drive effektivt på lang sikt. Det er spesielt to av aktørene som er ansvarlige for å drive effektivt, sluttbrukere og nettselskapene. Her er det hovedsakelig nettselskapene som påvirker sluttbrukeren gjennom effektive prissignaler, men myndighetene kan også være med å påvirke sluttbrukeren gjennom lover og reguleringer. Myndighetene er kanskje de med største påvirkningskraft på nettselskapet for å få det til å drive mest mulig effektivt, gjennom kontroll og reguleringer. Men også forbrukerne og media er også med å påvirke nettselskapene.

Å prise effekt og samtidig gi langsiktige prissignaler bidrar til å få effektive løsninger gjennom riktig prising. Priser som fungerer på lang sikt gir insentiver og investeringer som

skaper effektive marked. Effektpriser bidrar på lang sikt til å få kunden til å være bevisst på effektpriser og -kostnader. På denne måten vil sluttbrukeren ta bedre økonomiske valg, både på kort sikt, men også lengre sikt ved gode investeringer. Ved en trygghet i effektpriser som signaliserer langsiktige kostnader, bidrar dette til forskning og utvikling innen denne teknologien. På den måten vil man ble mer effektive i fremtiden, noe som kommer både nettselskap og sluttbruker til gode.

5.6 Oppsummering

Diskusjonen i dette kapitlet har tatt utgangspunkt i modellen i forrige kapittel og problemstillingen.

Modellen kom fram til en investering i nettkapasitet lik kapitalkostnaden som tilsvarer prisen på effekt. I diskusjonen av disse resultatene kom det frem at spesielt etterspørselskift er en stor pådriver til økt behov for nettutvidelser. Etterspørselskift kommer spesielt som en årsak av endrede preferanser for effektkrevende elektriske artikler, men også økt inntekt, forventninger og substitusjonseffekt påvirker skift i etterspørselen.

På grunn at det i praksis er en prisskranke i effektmarkedet fører dette til dødvektstap. Prisskranke er nødvendig for å unngå at det blir en uforsvarlig høy effektpris, noe som skåner forbrukeren, men ved økt forbrukerfleksibilitet skal det mer til for å få bindende prisskranke.

På grunn av at nettinvesteringer har fallende gjennomsnittlige kostnader får vi etappevise investeringer, som pakkelsninger, hvor det er mer lønnsomt å overinvestere. Ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv bør den investeringspakken som gir størst netto nåverdi velges. Nettselskapene har heller et incentiv til å velge den investeringspakken som gir størst inntekter for dem, noe som ikke nødvendigvis trenger å være samme pakke.

Med innføring av effektpriser og økt forbrukerfleksibilitet vil man kunne se en endring i etterspørselskurven som blir mer elastisk ved høyere priser. Når sluttbrukere blir mer bevisst effektprisene og får mulighet til å respondere på prisene, slik som ny teknologi i dag åpner opp for, vil dette føre til økt forbrukerfleksibilitet. Effektpriser som blir av betydelig størrelse, vil også kunne påvirke lokalsamfunn gjennom endret bosettingsmønster, slik at flere vil bo i områder med lavere effektpriser. Dette vil kunne dra med seg økte kostnader på kommunale oppgaver som skole, vei og andre offentlige tjenester.

6. Konklusjon

Utfordringene vi står ovenfor, som å fornye og øke nettkapasitet i 100 milliardersklassen, sier noe om hvor nødvendig det er både å gjøre riktige investeringer og å utnytte den eksisterende kapasiteten. Hovedproblemstillingen i oppgaven er:

- Hva er optimal investering i strømmettet, og hvilken langsiktig grensekostnad gir dette?
- Hvordan sette en pris på distribusjon slik at man effektivt utnytter strømmettet?
- Hvordan andelen bindende kapasitetsskranker påvirker effektpriser og langtidsgrensekostnad?

Denne oppgaven finner at optimal investering er en investering tilsvarende betalingsvilligheten for økt kapasitet. Ved å ta hensyn til variable nettbeskrankninger reduseres investeringsbehovet tilsvarende andelen nettet er beskranket. På kort sikt bør effektprisen på distribusjonen tilsvare den marginale kostnaden av nettdistribusjonen, slik at nettet blir fullt utnyttet. På lang sikt bør man investere i nettkapasitet tilsvarende langtidsgrensekostnad som er påvirket av den kortsiktige effektprisen og andelen nettet er beskranket.

Optimale investeringer og effektive priser er viktig. Å utnytte nettkapasiteten gjennom effektive priser reduserer kostnader for forbrukeren på kort og lang sikt. På kort sikt gir effektive effektpriser sluttbrukeren muligheten til å redusere sitt effektforbruk i perioder med høye priser, slik at man kan få lavere nettleiekostnad. I tillegg signaliserer effektpriser betalingsvilligheten for økt nettkapasitet. På lengre sikt fører effektpriser til reduserte nettinvesteringer som også fører til lavere nettleie. Effektprisene gjør det også mulig til å ta hensyn til geografiske forskjeller i nettkapasitet og nettbeskrankninger.

For regulatoren, nettselskapene og sluttbrukerne skaper dette nye og interessante utfordringer som påvirker hva som er optimale investeringer, effektive effektpriser og langtidsgrensekostnad. Etterspørselsskift som følge av endrede preferanser for elektriske apparater, øker behovet for kapasitet mest, eksempelvis som elbilladere og induksjonsovner.

For at nettkapasiteten skal utnytted optimalt er det viktig at sluttbrukeren kan reagere på priser som gjenspeiler kapasitetskostnadene i sanntid. Sanntids effektpriser vil til enhver tid ta hensyn til endringer i den tilgjengelige nettkapasiteten. Dette medfører potensielt høye effektpriser i perioder med bindende kapasitetsskranke, noe som reduserer unødvendige nettinvesteringer.

α som en aggregert parameter på hvor mye nettet er beskranket kan også brukes til reguleringsformål. Selv om α er med på å sette en optimal LTG og investering i nettkapasitet kan den også signalisere nettselskapets utnyttelse av effektpriser og markedsmakt. En offentliggjøring av parameteren kan gjøreg reguleringen av nettselskapene bedre og gjør det mulig for sluttbrukerne til å sammenligne og legge press på nettselskapet.

Det ville vært interessant å se en større analyse av mulighetene for bruk av en andelsparameter som α representerer i den framlagte modellen. Hvordan denne kan utformes i praksis og hvor stor betydning denne vil ha for nettselskapene, regulatoren og sluttbrukeren, vil være en spennende forlengelse av analysen i denne oppgaven.

Forbrukerfleksibilitet, sluttbrukerens evne til å tilpasse seg priser, vil påvirke fremtidige investeringer og LTG. Det vil bli en økt fleksibilitet blant sluttbrukere når en ser mulighetene nye teknologier åpner opp for gjennom måle- og styringssystemer. Økt forbrukerfleksibilitet vil først og fremst øke sluttbrukerens evne til å tilpasse seg priser som fører til en mer elastisk effektterspørselskurve. Dette reduserer dødvektstapet forårsaket av en bindende prisskranke.

Effektprising og nettinvesteringer vil skape geografiske prisforskjeller slik at man vil få den nettleien som er mer korrekt for den enkelte sluttbruker. Områder med høye priser kan gi endret bosettingsmønstre som påvirker behovet for offentlige tjenester og kostnader.

Hva som er samfunnsøkonomisk optimal investering og hvordan nettselskapet investerer kan avvike. Nettselskapets investeringer skjer i etapper, og de vil velge den investeringsstørrelsen som øker deres inntekter mest, gjennom inntekter fra effektpriser ved bindende kapasitetsskranke. Denne investeringspakken trenger ikke nødvendigvis være den samme som er mest lønnsomt for samfunnet. Dette øker behovet for reguleringer av nettselskapene.

Resultatene fra denne oppgaven indikerer at det kan være lønnsomt å innføre sanntids effektprising av strømdistribusjon. Slik effektprising, i tillegg til en investering i ny nettkapasitet etter en langtidsgrensekostnadsmetode med en parameter som gjenspeiler andelen av bindende kapasitetsskranke, er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det vil

effektivisere effektbruken gjennom og fullstendig å utnytte kapasiteten og gi optimale investeringer. Derfor bør denne metoden undersøkes nærmere og eventuelt hvordan dette kan innføres i praksis.

7. Referanser:

- Bjørndal, E., Bjørndal, M. og Gribkovskaia, V. (2013). Congestion Management in the Nordic Power Market – Nodal Pricing versus Zonal Pricing, SNF Report No 15/12 Bergen: INSTITUTE FOR RESEARCH IN ECONOMICS AND BUSINESS ADMINISTRATION. 154 s.
- Bjørndalen, J., Bugge, J. og Naper, L. R. (2013). Fremtidens teriffer i D-nettet. Energi Norge: EC Group,. 16 s.
- Borgli, E., Mellison, H. og Skapalen, F. (2011). Avanserte måle- og styringssystem (AMS) Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst, 7-2011. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. 33 s.
- Chiang, A. og Wainwright, K. (2005). *Fundamental methods of mathematical economics*. Fourth edition utg. New York: McGraw-Hill. 688 s.
- Econ Pöyry. (2008). Optimal network tariffs and allocation of costs, 2008:129. Norges vassdrags- og energidirektorat. 48 s.
- European Commission. (2013). *Green paper - a 2030 framework for climate and energy policies*. Brussels: European Commission. 16 s.
- Faruqui, A. og Sergici, S. (2013). Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing. *The Electricity Journal*, 26 (7): 11.
- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower economics*, b. 112. New York, NY: Springer. 261 s.
- Grande, A. H. O. S. (2002). Prissignaler og sluttbrukerfleksibilitet i knapphetssituasjoner: SINTEF. 46 s.
- Halvorsen, B. (2012). Utviklingen i strømforbruket, prisfølsomheten og strømmarkedet, Rapporter 2/2012. Oslo Statistisk sentralbyrå. 42 s.
- Hierzinger, R., Albu, M., van Elburg, H., Scott, A., Łazicki, A., Penttinen, L., Puente, F. og Sæle, H. (2012). European Smart Metering Landscape Report 2012. Vienna: SmartRegions Deliverable. 194 s.
- Hogan, W. W. (1999). Transmission congestion: the nodal-zonal debate revisited. *Harvard University, John F. Kennedy School of Government, Center for Business and Government*. Retrieved August, 29: 4.
- Joskow, P. og Tiole, J. (2005). Merchant transmission investment. *Journal of Industrial Economics*, 53 (2): 233-264.
- KANAK. (2014). Utvikling av nettariffer i smarte nett. Oslo 20 s.
- Klima- og forurensningsdirektoratet. (2010). Klimakur 2020. Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020, TA-2590. Oslo: Miljødirektoratet. 312 s.
- Leuthold, F., Weigt, H. og von Hirschhausen, C. (2008). Efficient pricing for European electricity networks – The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany. *Utilities Policy*, 16 (4): 284-291.
- Meland, P., Wahl, T. S. og Tjeldflåt, A. (2006). Forbrukerfleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet, Rapport nr 7 2006. Oslo Norges vassdrag- og energidirektorat. 62 s.

- Norges vassdrags- og energidirektorat. (2010). *Kraftmarkedet; Nettleie; Komponenter i nettleien*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Om-nettleie/> (lest 16.02.2014).
- Norges Vassdrags- og energidirektorat. (2013). *Kraftmarked > Nettleie > Beregning av nettleie til forbruker (husholdning og næring)*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-nettleie-til-forbruker-husholdning-og-naring/> (lest 16.02).
- Olje- og energidepartementet. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff: Kapittel 17. Andre tariffbestemmelser: § 17-5. Anleggsbidrag*. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302/KAPITTEL_5#KAPITTEL_5 (lest 06.04.2014).
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø*. Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/14/1.html?id=675589> (lest 30.03.2014).
- Olje- og energidepartementet. (2014). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff; Del V. Tariffer*. Oslo.
- Reiten, E., Sørgard, L., Bjella, K., Nesheim, H., Svihus, O., Wiermyhr, K., Sepúlveda, C., Rudi, A. G., Jenssen, Å. og Harsem, S. E. (2014). *Et bedre organisert strømnnett, Y-0125 B*. Oslo Ekspertgruppe oppnevnt av Olje- og energidepartementet. 60 s.
- Reynolds, J. (2011). *Benchmarking electricity network monopolies: linking economic concepts on costs, pricing and efficiency*. Marchment Hill Consulting. Tilgjengelig fra: <http://www.marchmenthill.com/qsi-online/2011-09-22/benchmarking-electricity-network-monopolies-linking-economic-concepts-on-costs-pricing-and-efficiency> (lest 09.03.2014).
- Salvanes, K. G. og Tjøtta, S. (1998). A test for natural monopoly with application to Norwegian electricity distribution. *Review of Industrial Organization* (13): 669–685.
- Schotter, A. (2008). *Microeconomics: a modern approach*. Mason, OH: Cengage Learning. 769 s.
- Schweppe, F. C., Tabors, R. D., Caraminis, M. og Bohn, R. E. (1988). *Spot pricing of electricity*. Boston, MA: Kluwer Academic Publishers. 355 s.
- Seljeseth, H., Sand, K. og Solvang, T. (2012). *Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet, TR A7203: SINTEF Energi AS*. 33 s.
- Sæle, H. (2012). *AMS – Hvilke muligheter ligger i teknologien?: Hvilke erfaringer har SINTEF gjort seg med AMS?* EDIEL-og Avregningskonferansen 2012, s. 28: SINTEF Energi AS,.
- Sæle, H. S. E. A. (2013). *SmartRegions AMS Energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet*. 20 s.
- Thema Consulting Group. (2013a). *Innkrevning av residuale kostnader med AMS: på oppdrag fra Norges vassdrags- og energidirektorat 24. mai 2013. THEMA rapport, 2013:22*. Oslo: Thema Consulting Group. 40 s.
- Thema Consulting Group. (2013b). *Prising av overføringskapasitet med AMS: på oppdrag fra Norges vassdrags- og energidirektorat juni 2013. THEMA rapport, 2013:23*. Oslo: Thema Consulting Group. 26 s.

- Tinbergen, J. (1952). *On the Theory of Economic Policy*. Amsterdam: North-Holland Publishing Company. 78 s.
- Train, K. E. (1991). *Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly*, b. 1. Cambridge, Massachusetts: MIT Press Books. 338 s.
- Varian, H. R. (2010). *Intermediate microeconomics: a modern approach*. 8 utg. New York, NY: WW Norton & Company 739 s.

7. Vedlegg

Vedlegg 1. Trekomponent prismodell

I avsnitt 5.3.2 Diskusjon av virkemidler legger jeg frem en trekomponent prismodell som et forslag til en nettariff for strømdistribusjon. Utgangspunktet er å ha en prismodell som priser etter et marginalkostnadsprinsipp og samtidig dekker nettselskapets kostnader.

Modellen jeg bruker er inspirert av modellen til Grande (2002) som består av tre komponenter. Disse komponentene er et fastledd (β), et energiledd ($\gamma \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} p_{d,t}^s W_{d,t}$) og et effektledd ($\sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} \alpha_{d,t} p(q)_{d,t} P_{d,t}$). Denne tariffen tar utgangspunkt i en total kostnad per år C ,

hvor

$$C = \beta + \gamma \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} p_{d,t}^s W_{d,t} + \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} \alpha_{d,t} p(q)_{d,t} \omega_{d,t} \quad (7.1),$$

og hvor

C = Kostnaden ved tidsvariabel effekttariff [kr/år]

β = Fastleddet [kr/år]

γ = Marginaltap (som andel av $W_{d,t}$)

$p_{d,t}^s$ = Spotpris på dag d i time t [kr/kWh]

$W_{d,t}$ = Energiforbruket på dag d i time t [kWh]

$\alpha_{d,t}$ = Faktor som gjør effektleddet aktivt/inaktivt på dag d i time t (1/0)

$p(q)_{d,t}$ = Prisen på effekt som en funksjon av effektforbruk på dag d i time t [kr/kW]

$\omega_{d,t}$ = Effekttuttaket i en definert periode [kW]

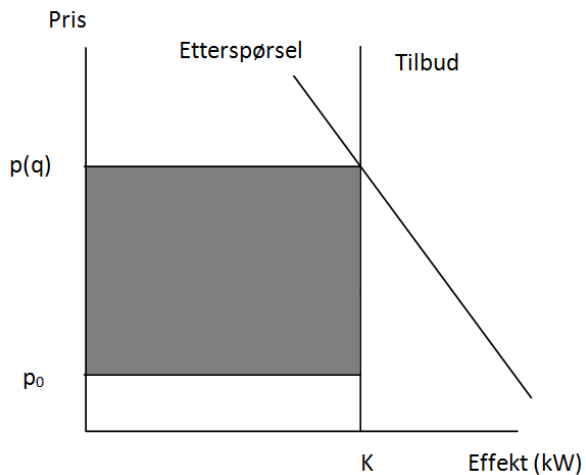
Modellen til Grande (2002) inkluderer en faktor $\alpha_{d,t}$ som aktiverer effektleddet. Jeg ønsker å gjøre dette om til en mer dynamisk modell uten denne faktoren (tilsvarende $\alpha=1$). Uten bindende kapasitetskranker vil effektprisen bli tilsvarende marginalkostnaden på effekt (p_0). Den dynamiske effekttariffen blir da:

$$C^* = \beta^{3LTE} + \gamma \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} p_{d,t}^s W_{d,t} + \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} p(q)_{d,t} \omega_{d,t} \quad (7.2),$$

hvor

$$C^* = \text{Kostnaden i den dynamiske modellen [kr/år]}$$

Det skraverte området i figur 7.1 representerer den teoretiske inntekten nettselskapet mottar ved bindende kapasitetskranke. Dette er også verdien som forbrukeren er villig til å betale for økt kapasitet.



Figur 7.1: Ekstrainnekt når prisen (P) ligger over marginalkostnaden p_0

Den totale inntekten fra bindende kapasitetskranke representeres ved:

$$\pi_{d,t} = (p(q)_{d,t} - p_{0,d,t})\omega_{d,t} \quad (7.3)$$

Den årlige inntekten ved en bindende kapasitetskranke blir:

$$\pi_{\bar{a}} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} (p(q)_{d,t} - p_{0,d,t})\omega_{d,t} \quad (7.4)$$



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no