

Teknologisk utvikling og flytende naturgass

Vil kostnadene ved nye LNG anlegg falle ytterligere i fremtiden?

Mads Greaker og Eirik Lund Sagen

Med Statoils Snøhvit-prosjekt i Hammerfest har flytende naturgass, eller LNG som det også kalles, kommet i skuddet som aldri før i Norge. Men det er ikke bare i Norge LNG opplever et oppsving. Kostnadene ved å produsere LNG har falt kraftig siden slutten av 1990-tallet. Mange forventer at de skal falle ytterligere, og dette har gitt en helt ny optimisme i bransjen. Vi stiller likevel spørsmål om kostnadene vil fortsette å falle. For å kunne spå om fremtidig kostnader er det viktig å vite hva som har drevet kostnadsutviklingen historisk. Vår forskning tyder på at det er økt konkurranse mellom leverandører av LNG teknologi, og ikke økt erfaring eller teknologisk utvikling. Effekten av økt konkurranse avtar i seg selv raskt. Dermed kan det virke som potensialet for fortsatt kostnadsfall er lite.

1. Innledning

Hva har drevet fallet i kostnader for produksjon av flytende naturgass (LNG), og er det sannsynlig at kostnadene vil fortsette å falle? I denne artikkelen vil vi gi en økonomisk analyse av utviklingen i kostnader for LNG-produksjonsanlegg siden kommersialiseringen av denne industrien i 1964.

En stor del av verdens kjente gassressurser ligger for langt unna potensielle brukere til at transport via rørledning kan bli lønnsomt. Dette gjelder storparten av gassressursene i Asia, Sør-Amerika og Midtøsten, samt ressurser i arktiske strøk som f.eks. de norske gassforekomstene i Barentshavet. I slike tilfeller er transport av flytende gass på skip den mest aktuelle muligheten for å få solgt gassen til sluttbrukere. Flytende gass omtales gjerne som LNG, dvs. forkortelsen for Liquefied Natural Gas. For å omgjøre naturgass fra et gassfelt til LNG må gassen kjøles ned til -161° C. Dette er en kostbar og svært kapitalkrevende prosess med investeringer på flere titalls milliarder kroner. Likevel synes utsiktene for LNG å være bedre enn noensinne.

Gassbransjen tror på kostnadsfall i produksjonen, se f.eks. EIA (2003). Historisk har mange LNG-prosjekter blitt kansellert eller utsatt nettopp pga. for høye kapitalkostnader. Nå som kapitalkostnadene per produsert enhet for et nytt LNG produksjonsanlegg har blitt halvert, er optimismen definitivt kommet tilbake. Gass som et renere brensel enn kull opplever dessuten en sterkt økende popularitet som energibærer. Videre medfører dereguleringen av de store gassmarkedene

at det blir stadig lettere å få solgt LNG. Det nord-amerikanske markedet blir også mer og mer avhengig av LNG-import når egenproduksjonen på dette kontinentet stagnerer.

LNG er en forholdsvis ny teknologi. Til tross for at det første anlegget kom i drift så tidlig som i 1964, var det ikke mer enn 18 anlegg i drift på verdensbasis i 1999 (hvert anlegg inneholder riktignok ofte flere selvstendige produksjonsenheter). Et stort antall empiriske studier viser at produksjonskostnadene for nye teknologier gjerne faller dramatisk etter hvert som akkumulert produksjon av den nye teknologien øker. Denne sammenhengen uttrykkes ofte ved såkalte lærings- eller erfaringskurver. F.eks. viser erfaringskurver for vindkraft at prisen på vindenergi har falt med 18 prosent for hver dobling av akkumulert produksjon, se IEA (2000). Dersom kostnadene for LNG følger en slik erfaringskurve er det antakelig god grunn til å forvente fremtidig kostnadsfall.

Vår hypotese har vært at produksjonskostnadene for LNG følger en erfaringskurve. Vi har derfor estimert en erfaringskurve for LNG produksjonsanlegg basert på historiske kostnadstall.

2. Erfaringskurver

Erfaringskurver bygger generelt på en antagelse om at det er læring ved akkumulert produksjon som forårsaker fallet i kostnader. Mao. er det ikke f.eks. antall år med produksjon av LNG-anlegg som er avgjørende. Det virker på mange måter opplagt at bare erfaring med faktisk konstruksjon av anlegg gir rom for innsparinger i form av mer effektive ansatte, mer rasjonelle byggemetoder, kunnskap om alternative prosesser, mer trent ledelse etc.

Mads Greaker er forsker ved gruppe for petroleum og miljøøkonomi i Statistisk sentralbyrå (mgr@ssb.no)

Eirik Lund Sagen er førstekonsulent ved gruppe for petroleum og miljøøkonomi i Statistisk sentralbyrå (saa@ssb.no)

Imidlertid er erfaringskurver også en *svart boks* som skjuler mange mekanismer. For det første er ofte dataene som benyttes i studier av erfaringskurver prisdata, dvs. prisen som er betalt for produktet, og ikke faktiske kostnadstall. Et fall i prisen kan dermed skyldes økt konkurranse, og ikke mer kunnskap slik det gjerne antas. For det andre kan vi ha skalafordeler i produksjonen. Ettersom markedet utvides, gir det rom for større produksjonsenheter og lavere kostnader pr. enhet. Det vil være galt å tolke dette som en effekt av økt erfaring.

Til slutt, generell teknologisk utvikling som er uavhengig av hva som skjer i LNG markedet, kan også ha påvirket kostnadene ved LNG produksjon. Det er viktig å kontrollere for flest mulig av disse faktorene da de vil kunne ha samme forløp og påvirkning på kostnadene som akkumulert produksjon. Utelates faktorene, vil vi kunne overdrive effekten av læring, og antagelig få et for optimistisk syn på fremtidige kostnadsfall. Effekten på kostnadene fra erfaring og teknologisk utvikling vil kunne vare i lang tid, mens effekten fra økt produksjonsskala og/eller økt konkurranse vil avta langt raskere.

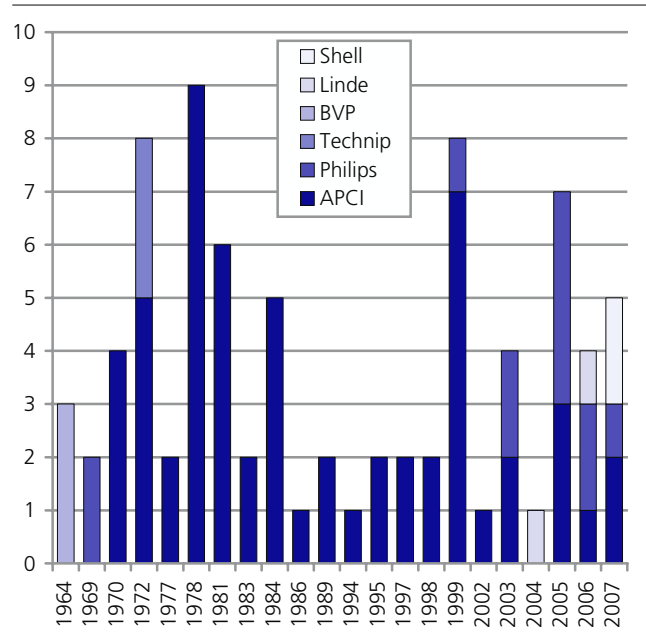
3. Beskrivelse av LNG-teknologien og datasettet

Den første produksjonen av flytende gass i stor skala fant sted i Arzew, Algerie i 1964. I LNG-produksjonen blir tørrgass (metan) separert fra den ubehandlede feltgassen, deretter nedkjølt til flytende form via kompresjon til -161°C i en energikrevende prosess. I flytende form krymper gassen ned til 1/600 av det opprinnelige volumet, noe som muliggjør transport med skip¹. Et typisk LNG-anlegg består av flere uavhengige prosess-tog («trains»), hvor hvert tog kan stenges uten at produksjonen fra de andre togene i anlegget påvirkes.

Vår studie begrenser seg til å se på kapitalkostnader ved LNG produksjon da disse utgjør omtrent 95 prosent av totale annualiserte kostnader ved et LNG-anlegg (IEA (2001) og DiNapoli (1986)). De rene driftskostnadene er altså ubetydelige i forhold til kapitalkostnadene.

For selve nedkjølingsprosessen har flere uavhengige teknologier vært introdusert på markedet, men antallet teknologier som faktisk har blitt benyttet har variert sterkt gjennom årenes løp. En stor majoritet av leverte prosess-tog har benyttet seg av teknologien utviklet av Air Products and Chemicals Inc. (APCI). Inkludert tog under oppføring har APCI konstruert 59 av totalt ca. 81 tog med ytterligere flere tog på planleggingsstadiet.

Figur 1. Antall nye LNG prosess-tog fordelt på benyttet teknologi og oppstartsår



De første fem LNG-anleggene i verden, som kom mellom 1964 og 1972, benyttet seg imidlertid av fire ulike teknologier representert ved APCI, Philips, Technip og Black and Veatch Pritchard (BVP). Etter denne tidlige fasen var APCI enerådende leverandør frem til 1999, da Philips i ledtog med Bechtel reintroduserte sin teknologi med oppstart av LNG-produksjon på Trinidad.

Siden 1999 har både tyske Linde med framtidig LNG-produksjon ved Snøhvit-feltet og LNG-produksjon i Australia, samt Shell med LNG-produksjon ved russiske Sakhalin, introdusert sine egne nedkjølingsteknologier².

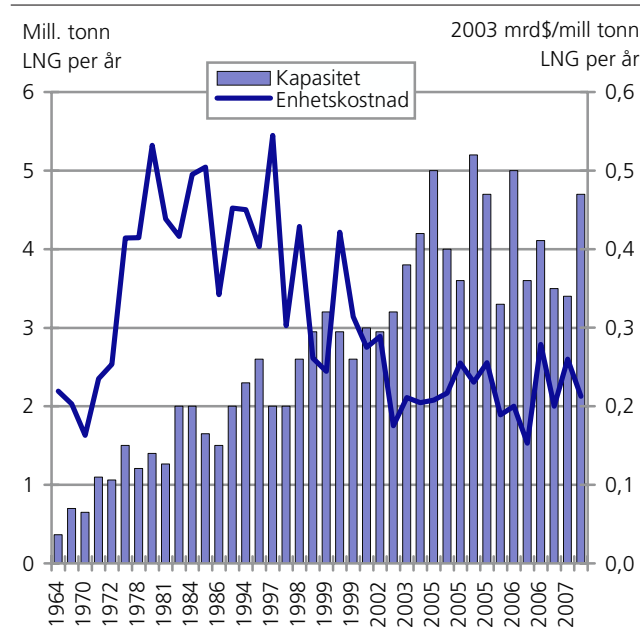
Figur 1 viser hvordan APCI har vært en dominerende aktør i en årrekke. Figuren viser antall nye prosess-tog pr. år fordelt på de ulike produsentene av LNG teknologien. De første årene, fra 1964 til 1972 har vi 4 ulike leverandører av prosess-tog. Derefter er APCI tilsynelatende alene om leveransene av prosess-tog frem til 1999. Fra 1999 har vi etter hvert igjen 4 leverandører av prosess-tog, hvorav bare én deltok i markedet før 1972.

Vårt datasett består av 40 observasjoner (nye LNG-anlegg), hvor hvert anlegg består av ett eller flere prosess-tog. For alle observasjonene dividerer vi total-kostnaden for anlegget på anleggets kapasitet for å få enhetskostnader dvs. kostnad pr. tonn LNG. Alle kostnadsopplysningene stammer fra skriftlige kilder dvs. artikler i bransjetidskrifter, spesielle bokutgivelser om LNG, web-sider med presentasjon av LNG anlegg etc.

¹ For mer om nedkjølingsprosessen, se Institute for law, energy and enterprise, «Introduction to LNG» (2003) og <http://www.statoil.com/STATOILCOM/snohvit/svg02699.nsf/UNID/4FCE3D2611825785C1256BDB0045711C>

² For mer om de ulike teknologiene, se Thomas (1997) og Shukri (2004).

Figur 2. Dataplot over produksjonskapasitet (venstre akse) og enhetskostnader (høyre akse)



Tabell 1. Deskriptiv statistikk for hele datasettet

	2003 mrd\$ / mill. tonn LNG per år	Mill. tonn LNG per år
Gjennomsnitt	0,3231	2,6918
Standardavvik	0,1305	1,2994

For å estimere industriell læring må datasettet organiseres kronologisk i en tidsserie. Vi bruker dato for oppstart av anlegget som utgangspunkt for sortering i tilfeller hvor kostnadsopplysningen er publisert etter oppstart, mens vi bruker dato for publisering av kostnaden hvis denne er før oppstart. For å undersøke om vi også har en ren tidstrend i kostnadene, har vi nummerert observasjonene ut fra antall måneder påløpt fra først oppstart (anlegget i Arzew, Algerie, 1964). Alle kostnadstallene er videre inflasjonsjustert til 2003 US\$.

I figur 2 har vi plottet utviklingen i kapasitet per prosess-tog (presentert i søyler ved venstre skala) og enhetskostnader over tid (presentert i punkter ved høyre skala). Tabell 1 viser gjennomsnittlige kostnader per millioner tonn LNG produksjonskapasitet årlig og gjennomsnittlig produksjonskapasitet i mill. tonn LNG per år per prosess-enhet (tog). Tabellen viser også standardavvik for de samme variablene i datasettet.

Vi ser at trenden fra slutten av 1970-tallet og fram til i dag har vært stadig reduserte priser på LNG-kapasitet samtidig som prosess-togene har blitt stadig større. Årsakene til dette kan både være økt konkurranse, kostnadsreduksjoner som følge av læring og/eller skalafordeler i produksjonen av LNG-anlegg.

4. Faktorer som kan påvirke prisen på LNG-anlegg

4.1 Organisatorisk læring

Det er i dag 20 LNG-anlegg med til sammen 80 tog i drift eller under oppføring. For mange av disse anleggene har det blitt gjort utvidelser med ekstra tog flere år etter oppstarten av anlegget. Vår hypotese er at organisatorisk læring skjer som et resultat av konstruksjon av nye tog, uavhengig av om dette toget er en utvidelse eller starten på et nytt anlegg. Vi antar videre at størrelsen på toget (prosess-kapasiteten) ikke har betydning for læringsraten.

Læring kan skje på mange ulike måter. Anlegget produsert av Philips i Kenai, Alaska, har kun ett tog, men har produsert med over 95 prosent av årlig kapasitet i mer enn 30 år. Dette har antagelig bidratt til at tilliten til ett-togs anlegg har blitt styrket, og vi ser at flere anlegg etter 1999 er blitt basert på et prosess-tog. Økt tillit til stabile leveranser gjennom erfaring med produksjonen kan også ha medført at tradisjonell overdimensjonering av LNG-anlegg for å sikre levering i henhold til kontraktsforpliktelser har blitt tonet ned med reduksjoner i kapitalkostnader for senere anlegg som en konsekvens.

4.2 Erfaringsbasert FoU

For mange teknologier har historien vært preget av et eller flere teknologiske skift hvor kostnadene faller drastisk. Til tross for stadig fokus på teknologisk framgang ved LNG-produksjonen i bransjetidsskriftene har vi ikke funnet noen store teknologiske gjennombrudd som kan ha ført til slike drastiske skift i kostnadene. Vi har derfor ikke med noen egne variable for erfaringsbasert FoU.

Mange av de teknologiske nyvinningene det snakkes om ser ut til å ha vært prosessorientert, da de først og fremst har redusert driftskostnadene. En gradvis reduksjon av energiintensitet gjennom utvikling av kompressor-design og mer effektive turbiner er kanskje det viktigste eksemplet på dette. Mens energibehovet til verdens første LNG-anlegg i Arzew, Algerie, var 509 kWh per tonn LNG, har dagens anlegg et energibehov rundt 250-330 kWh per tonn LNG. Vår studie fokuserer imidlertid kun på kapitalkostnader ved nedkjøling da disse ifølge våre kilder utgjør 95 prosent av kostnadene, og vil ikke ta inn over seg slike effekter.

4.3 Skalafordeler

Et LNG-anlegg har en gitt kapasitet mht. hvor mye LNG anlegget kan produsere årlig, ofte angitt i millioner tonn LNG per år. Det er ikke uvanlig at det for mange typer av produksjon eksisterer skalafordeler i produksjonen, dvs. at enhetskostnaden faller med økende produksjonskapasitet. I et LNG-prosjekt kan det være skalafordeler både mht. anleggets totale

kapasitet og kapasiteten til hvert enkelt prosess-tog. Siden hvert tog er en selvstendig produksjonsenhet, vil vi anta at skalafordeler i selve nedkjølingen først og fremst er knyttet til tog størrelse.

Vi observerer at eldre LNG-anlegg gjerne består av mindre og flere tog, mens nyere anlegg består av større og færre tog, ofte bare ett. Årsaken til at eldre anlegg ikke ble konstruert med større tog kan være fokus på leveringssikkerhet hvis ett tog sviktet i industriens startfase. En annen årsak kan være at datidens teknologi ikke tillot større tog, da spesielt effektiviteten og yteevnen til enkeltkomponenter, f.eks. gassturbiner, har forbedret seg betraktelig siden 1970, se Troner (2001).

4.4 Generell teknologisk utvikling

Som nevnt har enkelte teknologier ved LNG-produksjon, f.eks. gassturbiner, forbedret seg uavhengig av utviklingen i selve LNG-industrien. Det samme vil trolig også gjelde for prosessstyringsteknologi generelt iom. utviklingen vi har hatt innenfor informasjonsteknologi. Dette implementeres i analysen ved å inkludere en ren tidstrend i vår erfaringskurve modell. Denne ville plukke opp eventuelle kostnadsreduksjoner som ikke kan nyttes til akkumulert antall tog eller skalafordeler.

4.5 Konkurransen mellom ulike leverandører av LNG-teknologi

I likhet med de fleste tidligere studier av erfaringskurver inneholder datasettet vårt heller ikke faktiske kostnadstall, men prisen på sluttproduktet (prosess-tog) betalt av kjøper til produsent. Dette innebærer at vi må ta hensyn til eventuelle endringer i påslaget på variable kostnader over tid, dvs. såkalt «mark-up pricing». Mark-up pricing er mulig dersom konkurransen, dvs. antall tilbydere, i et gitt marked er lavt, noe som har vært tilfelle for tilbudet av nedkjølingsenheter til produksjon av LNG (se figur 1). Vi har derfor inkludert en eksplisitt modellering av markedsrett og prispåslag i vårt studie med bruk av to ulike modellvarianter for konkurransen i markedet.

I den første varianten modellerer vi såkalt «Cournot-konkurransen», dvs. vi antar for hver tidsperiode at et gitt antall leverandører av LNG teknologi konkurrerer om markedsandeler ved å bestemme antall oppdrag de er villig til å påta seg gitt etterspørselen etter LNG-kapasitet. Denne etterspørselen antar vi avhenger av prisen på råolje dvs. at høyere pris på råolje fører til økt etterspørsel etter LNG alt annet likt. Prediksjonene fra en slik modell tilsier at størrelsen på prispåslaget vil være positivt avhengig av nivået på oljeprisen, og negativt avhengig av antallet konkurrenter.

I det andre alternativet til konkurranse i markedet for LNG-nedkjøling går vi mer direkte på den faktiske observerte situasjonen hvor flere aktører forlater mar-

kedet i begynnelsen av 70-tallet. Dette kan ligne på en såkalt «war of attrition» situasjon (se Tirole 1997) ((heretter; utholdenhetskrig)). En utholdenhetskrig kjennetegnes av tøff priskonkurransen i en initial periode, og ender med at kun én tilbyder blir igjen i markedet slik vi har sett for APCI i store deler av perioden.

For å modellere utholdenhetskrig antar vi Bertrand-konkurransen med perfekte substitutter i perioder med mer enn en leverandør av kjøleteknologi, dvs. de ulike kjøleteknologiene antas å ha like egenskaper som f.eks. egnethet i ulike klima, slik at bare pris avgjør hvilken teknologi som velges. Historien har f.eks. ikke vist noen merkbar forskjell i termodynamisk effektivitet mellom de ulike nedkjølingsteknologiene, se Troner (2001). Bertrand konkurranse med perfekte substitutter medfører at når antall konkurrenter er to eller flere, vil prisen være lik variable kostnader i produksjonen av en enhet nedkjølingskapasitet. Dersom vi har konstante marginalkostnader, og produsentene også har faste kostnader, vil kun én produsent kunne overleve slik konkurranse. Dette rimer bra med APCIs monopolsituasjon i perioden 1973-1999.

4.6 Andre faktorer

I tillegg til selve nedkjølingsenheten vil ofte feltutvikling, rørledninger fra gassfeltet og havneanlegg for lagring og lasting av LNG på spesielle LNG-skip være store utgiftskomponenter i et LNG-prosjekt. Dette gjelder spesielt for nye prosjekt, såkalte «greenfields», og i mindre grad for utvidelser av eksisterende anlegg. Spesielt fasiliteter og infrastruktur direkte relatert til LNG-anlegget, f.eks. havneanlegg, er noen ganger inkludert i de offisielle kostnadene og gjør det nødvendig å kontrollere for i denne analysen. På grunn av datamangel gjør vi dette indirekte ved å bruke en såkalt dummyvariabel for anlegg hvor infrastruktur er inkludert i kostnadene.

Miljø- og sikkerhetsreguleringer kan være viktige incentiver for å redusere driftskostnader gjennom f.eks. å redusere utslipp av klimagasser ved mer effektiv forbrenning av gass til drift av anlegget. Vi mangler imidlertid gode nok data for å kontrollere for effekter fra eksterne reguleringer. Dette gjelder også for ulike kostnader forbundet med ulik kvalitet på feltgassen, f.eks. svovelinhold, samt CO₂-håndtering, noe som kan kreve særegne og fordyrende behandlingsanlegg.

5. Modell og resultater

5.1 Modellen

Vi har ønsket å ta hensyn til flest mulig av kostnadselementene nevnt i punkt 4.1 til 4.6. Basert på litteraturen om erfaringskurver har vi benyttet flg. modell for enhetskostnadene ρ_t (målt i US \$ pr. kapasitetsenhet):

$$(1) \quad \rho_t = \alpha_0 m u(w_t, m_t) \exp^{\alpha_1 g_t} Q_t^{\alpha_2} \left(\frac{q_t}{n_t}\right)^{\alpha_3} \exp^{\alpha_4 (dat_t)}$$

hvor $mu(w_t, m_t)$ er en mark-up funksjon som tar hensyn til de to formene for konkurranse som nevnt under punkt 4.5. Argumentet w_t er oljeprisen (regnet som siste 5 års gjennomsnitt på tidspunktet for anlegg t), og argumentet m_t er antall LNG kjøleteknologi konkurrenter på tidspunktet for inngåelsen av kontrakten om anlegg t .

Mark-up funksjonen ser videre slik ut:

$$\text{Cournot tilfellet: } mu(w_t, m_t) = w_t^{\beta_1} m_t^{\beta_2}, \quad (2)$$

Bertrand tilfellet:

$$mu(w_t, m_t) = \begin{cases} w_t^{\beta_3} \exp^{\beta_4}, & m_t = 1 \\ 1, & m_t \geq 2 \end{cases}$$

I Cournot tilfellet vil mark-up'en variere kontinuerlig med antall konkurrenter m_t , mens den for Bertrand tilfellet vil skifte og bli lik 1 dersom antall konkurrenter m_t er 2 eller flere. Fortegnet på parameterene β_i , $i=1,4$ forteller oss direkte hvordan kostnadene blir påvirket. F.eks. vil $\beta_2 < 0$ bety at flere konkurrenter senker enhetskostnaden for utbygger.

Neste variabel i ligning (1) er g_t som tar verdien 1 når infrastrukturkostnader er med i totalkostnaden for anlegget, og verdien 0 ellers. (Se punkt 4.6 over).

Organisatorisk læring og erfaringsbasert FoU plukkes begge opp av variabelen Q_t som måler antall konstruerte prosessog på tidspunktet for inngåelse av kontrakt (se punkt 4.1 og 4.2 over). En negativ α_2 betyr at vi har en erfaringskurve effekt dvs. enhetskostnadene faller med akkumulerte antall tog.

Eventuelle skalafordeler dekkes av variabelen (q_t/n_t) som angir kapasiteten pr. tog for anlegg t , se punkt 4.3 over. En negativ α_3 innebærer at enhetskostnadene blir lavere jo større kapasitet hvert enkelt tog i et anlegg har.

Tilslutt har vi variabelen (dat_t) som søker å fange opp generell teknologisk utvikling (se punkt 4.4 over). Variabelen måler antall måneder som har gått siden det første anlegget ble bygget for anlegg t . Vi har også sett på varianter av modellen over f.eks. med egne teknologi-dummier, og vi har forsøkt å dele opp datasettet på ulike måter. Hovedresultatene er som følger:

5.2 Resultat ved Cournot-konkurranse

Overraskende nok finner vi hverken robuste effekter fra læring eller skala på prising av LNG-kapasitet. Samtidig finner vi heller ikke noe som antyder systematisk ulik prissetting mellom de ulike teknologiene. Derimot finner vi sterke effekter fra variasjoner i oljepris og antall konkurrenter. Som forventet ut fra mo-

dellen har oljepris en positiv innvirkning på prissettingen av LNG-produksjonskapasitet, mens antall konkurrenter har en negativ effekt.

Videre kan vi identifisere en generell teknologisk utvikling som har medført gradvis lavere priser. Selv om denne effekten er signifikant, er den ikke større enn ca. 0,5prosent årlig i perioden 1970 til 1999.

Ved utelatelse av variable for både læring og skala forklarer vår modell ca. 84 prosent av variasjonen i faktisk observerte priser, mot 85,5 prosent hvis disse inkluderes. Fraværet av robuste effekter fra læring og skala må sies å være overraskende, da disse elementene ofte er knyttet til utviklingen av nye teknologier. Særlig gjelder dette skala, som gjerne omtales i forbindelse med kostnadsreduksjoner i LNG-industrien.

5.3 Resultat estimering av modellen på kun LNG-anlegg med APCI-teknologi

Siden APCI var den enerådende leverandøren av LNG-teknologi i nærmere 30 år, vil dette selskapet kunne ha hatt en selskapsspesifikk læring mht. kostnadsreduksjoner. Vi har derfor også testet Cournot modellen på et datasett bestående utelukkende av LNG-anlegg levert av APCI. Resultatene fra denne modellen er imidlertid tilnærmet lik resultatene fra modellen med Cournot-konkurranse og fullt datasett, dvs. både antall konkurrenter og en generell tidstrend har robuste effekter på prising av LNG-anlegg. Oljeprisen har også nå en positiv effekt, men den er ikke lenger signifikant.

5.4 Bertrand-konkurranse med bruk av hele datasettet

Til slutt forsøkte vi med modellen av "utholdenhetskonkurranse" på hele datasettet. Resultatene ga imidlertid ingen avvik mht. variabelenes effekt og robusthet sammenlignet med resultatene fra Cournot modellen (se avsnitt 5.2 over). Dessuten hadde denne modellen en generelt mindre forklaringskraft enn Cournot modellen.

Ingen av kjøringene ga altså noen sammenheng mellom erfaring eller skala i produksjonen av LNG-anlegg og enhetsprisen på produksjonskapasitet. For en mer utførlig og detaljert beskrivelse av modellen, den økonomiske metoden og resultatene, se Greaker og Sagen (2004).

6. Konklusjon

I vårt arbeid viser det seg at svingningen i antall konkurrenter forklarer mesteparten av det «tilsynelatende» kostnadsfallet ved produksjonen av såkalte prosess-tog for produksjon av flytende gass (LNG). Faktisk klarer vi ikke å påvise noe læring overhodet. Årsaken kan være at monopoltilstanden i markedet har gitt for dårlige incentiver til organisatorisk og teknologisk utvikling. Alternativt kan det samlede antall anlegg ha vært for få til å sette i gang læreprosessen. Det

kan selvfølgelig også hende at lærepotensialet rett og slett ikke er til stede. Vi kan imidlertid påvise en viss kostnadsreduksjon som skyldes generell teknologisk fremgang, dvs. fremgang som har skjedd helt uavhengig av antall produksjonsenheter.

Når det gjelder utsiktene for fremtidig kostnadsfall, er disse dermed usikre. Effekten av den generelle teknologiske fremgangen er meget svak ca. 0,5 prosent pr. år. Videre er effekten av økt konkurranse i seg selv forbigående. Prisen faller når markedet går fra monopol til flere konkurrenter, men vil antagelig ikke falle mye mer selv om konkurransen mellom ulike leverandører av LNG teknologi øker ytterligere. Fremtidig kostnadsfall avhenger dermed av at det skjer læring. Læring har imidlertid ikke skjedd tidligere, så å spå om fremtidig læring blir kun spekulasjoner.

7. Referanser

DiNapoli, R. (1986): Evolution in LNG Project Costs and Estimation Techniques for New Projects, The LNG Conference, Los Angeles.

Greaker, M. og E. L. Sagen (2004): Explaining experience curves for LNG liquefaction costs: Competition matters more than learning, Discussion Paper No.393, Statistisk sentralbyrå.

Institute for Energy, Law and Enterprise (2003): Introduction to LNG, University of Houston Law Center, www.energy.uh.edu.

International Energy Agency (2000), Experience Curves for Energy Technology Policy, OECD/IEA 2000.

International Energy Agency (2001), World Energy Outlook 2001, OECD/IEA 2001.

EIA (2003): The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, December 2003.

Shukri, T. (2004): LNG technology selection, Reprint from Hydrocarbon Engineering, February 2004, p. 71-74. (http://www.fwc.com/publications/tech_papers2/files/TariqLNG)

Thomas, V. (1997): Competition and Technology, Petroleum Economist, August 1997.

Tirole, J. (1997): The Theory of Industrial Organization, The MIT Press.

Troner, A.. (2001): Technology and Liquefied Natural Gas: Evolution of Markets, James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, November 2001.

www.statoil.com