

Gunhild Alfstad & Guro Husby Swendgaard

***Bør Norge tenke strategisk i et voksende
hydrogenmarked i EU?***

**Masteroppgave våren 2021
OsloMet – storbyuniversitetet
Handelshøyskolen (HHS)**

Masterstudiet i økonomi og administrasjon

Sammendrag

Formålet med denne masteroppgaven er å undersøke om Norge bør tenke strategisk ved investering i kapasitet for produksjon av blått hydrogen i et voksende hydrogenmarked i EU, med utgangspunkt i år 2030. Vi analyserer dette ved å modellere en Cournot-modell som vi videre løser i Excel. Et fremtidig hydrogenmarked slik EU og andre aktører ser for seg, har per i dag en lang vei å gå når det gjelder infrastruktur, distribusjon og struktur. Det er derfor knyttet stor usikkerhet til hvordan det vil se ut. Samtidig er en økende andel fagfolk og aktører enige om at vi er avhengige av hydrogen for å klare å nå klimamålene.

Resultatene vi har kommet fram til i vår analyse, viser at det kreves store investeringer i kapasitet for å etablere seg som Stackelberg-leder i hydrogenmarkedet. Samtidig er økningen i profitt marginal. Vår konklusjon er derfor at det er svært risikabelt for Norge å tenke strategisk ved produksjon av blått hydrogen. Ut ifra våre resultater virker det mer hensiktsmessig for Norge å investere forsiktig i blått hydrogen for å lære seg teknologien. Altså være med på lik linje med andre produsenter for å se hvordan markedet for blått hydrogen utvikler seg i EU. Utfallet for Norge vil da være mer lik det vi analyserer som en Cournot-likevekt i oppgaven.

Abstract

The purpose of this master thesis is to analyze whether Norway should think strategically when investing in capacity for production of blue hydrogen in an evolving hydrogen market in the EU from year 2030 and onwards. Based on a Cournot methodology, we have built a model in Excel to do our analysis. A future hydrogen market like what the EU and other actors are picturing, still has a long way to go regarding for instance infrastructure and distribution. Consequently, what a future market will look like is related to a lot of uncertainty. Nevertheless, an increasing number of experts agree that hydrogen is an important piece of the puzzle to meet climate change reduction targets.

We have found that in order to establish a position as a Stackelberg leader in the future hydrogen market, large investments are necessary. At the same, the profit only increases marginally in comparison to the increased investment costs. Our conclusion regarding Norwegian positioning is that a strategic approach to become a Stackelberg leader is highly

risky. Cautious investments in blue hydrogen to build knowledge about the technology and witness how the hydrogen market develops, appears to be more suitable for Norway as a first approach. This means that Norway should approach the new market in the same pace as other producers in an Cournot equilibrium.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som en avsluttende del av vår mastergrad i Økonomi og Administrasjon ved Handelshøyskolen Oslo Metropolitan University. Utredningen utgjør 30 studiepoeng innenfor hovedprofilen Økonomisk Analyse, med støtteprofil i Finansiell Økonomi.

Motivasjonen for oppgaven kom fra et ønske om å lære mer om hvordan hydrogen kan bidra til en mer klimanøytral verden. Hydrogen og dens rolle i fremtiden har vært mye omdiskutert blant fagfolk i media den siste tiden, og det har derfor vært veldig spennende og givende å lære mer om dette emnet.

Vi vil rette en stor takk til vår veileder Mads Greaker for god hjelp med oppgaven. Hans smittende engasjement og dype innsikt i temaet har motivert oss gjennom hele semesteret. Vi vil også rette en takk til Per Sandberg i Equinor for gode refleksjoner og innspill på temaet.

Oslo, Juni 2021

Gunhild Alfstad & Guro Husby Swendgaard

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	2
Forord.....	4
1. Innledning	7
1.1 Bakgrunn	7
1.2 Formål og problemstilling.....	9
1.3 Oppgavens struktur	9
2. Teori.....	11
2.1 Hydrogen	11
2.1.1 Grunnstoffet hydrogen.....	11
2.1.2 Grått hydrogen	11
2.1.3 Grønt hydrogen	12
2.1.4 Blått hydrogen	13
2.1.5 Bruksområder for hydrogen	14
2.1.6 Dagens hydrogenmarked	18
2.2 Naturgass	19
2.3 Cournot	21
2.3.1 Stackelberg.....	22
2.3.2 Dixit.....	23
2.4 Tidligere forskning	28
2.4.1 “A dynamic supply side game applied to the European gas market”	28
2.4.2 “Gas Trade and Demand in Northwest Europe: Regulation, Bargaining and Competition” ...	29
2.4.3 “Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market” .	30
3. Metode	32
3.1 Gjennomgang av Cournot-modellen.....	32
3.1.1 Etterspørselen etter hydrogen	32
3.1.2 Kostnadsfunksjon for blått hydrogen.....	33
3.1.3 Cournot-likevekt.....	34
3.1.4 Stackelberg-likevekt	34
3.2 Forklaring og begrunnelse av parameterne i Cournot-modellen.....	36
3.2.1 Markedsparameteren «m»	36
3.2.2 Elastisiteten «ε»	38
3.2.3 Tilbudet av grønt hydrogen «q _g »	40
3.2.4 Kostnader	40
4. Analyse	42
4.1 Hovedscenario	43

4.2 Scenario 2: Produksjonskostnadene for blått hydrogen blir høyere enn antatt.....	45
4.3 Scenario 3: Tilbudet av grønt hydrogen blir høyere enn antatt.....	47
4.4 Scenario 4: Etterspørselen etter hydrogen blir lavere enn antatt	48
4.5 Scenario 5: Høyere produksjonskostnader, høyere tilbud av grønt hydrogen og lavere etterspørsel - «Worst case» scenario.....	50
4.5.1 «Worst case» scenario med full informasjon	50
4.5.2 «Worst case» scenario uten full informasjon.....	52
5. Diskusjon.....	55
6. Konklusjon	59
Appendix	65

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Bakgrunnen for vårt arbeid er et utgangspunkt hvor etterspørselen etter klimavennlig hydrogen i Europa øker, samtidig som EU selv ikke klarer å produsere nok grønt hydrogen innenfor ønsket tidshorisont. Dette kan skape en etterspørsel etter blått hydrogen som Norge med sine naturgassressurser kan dra fordel av.

Parisavtalen ble vedtatt i 2015 og er en internasjonal avtale som skal sikre at verden klarer å begrense klimaendringene.¹ Målet med avtalen er å sørge for at temperaturen på kloden ikke stiger mer enn 2 grader, aller helst 1,5 grader, før år 2100. Ved at alle verdens land setter mål for kutt i klimagassutslipp håper man å klare å bremse klimaendringene. Målet for klimagasskutt må fornyes hvert femte år, hvor landene må sette enda mer ambisiøse mål. Det skal også rapporteres status på målene til FN hvert femte år. Et annet mål med Parisavtalen er at verden skal være klimanøytral innen perioden 2050-2100. Med klimanøytralitet menes det at man ikke skal slippe ut mer klimagasser enn det man klarer å fange og lagre, slik at nettoeffekten blir null. For eksempel kan virksomheter fortsette med olje- og gass, så lenge de støtter andre prosjekter for fangst og lagring av CO₂.

For å nå målene i Parisavtalen, er Europa helt avhengige av en energiomstilling. I 2018 var andelen fornybar energi i EU kun 18,9 %.² Hydrogenstrategien³ som EU publiserte i juni 2020, viser at EU tar energiomstillingen og det å redusere CO₂ på alvor. De peker også ut hydrogen som et av de viktigste virkemidlene for å nå målene i Parisavtalen. I strategien ser de for seg at hydrogen skal bli en viktig energikilde i både industri, husholdninger og transportsektoren.

Det tar tid å bygge et nytt marked, men et sted må man begynne. Produksjonen må komme i gang og man må bli kjent med både verdi- og teknologikjedene. Tidsperspektivet i EUs hydrogenstrategi er noe omdiskutert blant aktører og eksperter i energibransjen. Det at man i løpet av så få år skal stable på bena en etterspørsel etter hydrogen og at den nærmest utelukkende skal møtes av grønt hydrogen produsert i EU, mener mange er for ambisiøst.

¹ («Parisavtalen», 2020)

² (Eurostat, 2020)

³ (European Commission, 2020a)

Denne typen hydrogen produseres ved hjelp av strøm, og for at prosessen skal være klimavennlig og grønt må også strømmen være ren. Det er ikke tilfellet for strømmettet i Europa i dag. Tvert imot har Europa et enormt underskudd av ren strøm. Det vil kreve eksempelvis store vindparker, vannkraftverk og solanlegg for å produsere strøm som videre skal gå inn i produksjonen av grønt hydrogen, og å bygge slike anlegg tar mange år. Det er også verdt å nevne at den fornybare strømmen alltid har et alternativt bruksområde i og med at den kan brukes som ren strøm direkte, fremfor i produksjon av grønt hydrogen. Men det finnes andre klimavennlige måter å utvinne hydrogen på, blant annet blått hydrogen.

Norge har store olje- og naturgassressurser, og har siden 1970-tallet hentet ut store mengder naturgass, solgt den i Europa og tjent gode penger på det.⁴ Ved hjelp av en såkalt SMR-prosess kan man skille naturgassen slik at man sitter igjen med hydrogen og CO₂. Dersom man lagrer denne CO₂-en, vil prosessen kunne regnes som klimanøytral. Dette kalles blått hydrogen. Slik hydrogen kan regnes som et kompliment til ren strøm, fremfor en måte å benytte seg av ren strøm slik som grønt hydrogen gjør.

Ifølge samtale med Dr. Per Sandberg i Equinor kan Norge produsere blått hydrogen i stor skala allerede innen 2030 dersom myndigheter og kunder ønsker det. Dersom det stemmer at grønt hydrogen ikke vil klare å nå et så høyt produksjonsnivå som ambisjonene i EUs hydrogensstrategi tilsier, vil blått hydrogen være avgjørende for å bygge et hydrogenmarked. Det trengs både applikasjonsområder, hele infrastrukturer, transportsystemer og lagersystemer. På lang sikt er forventingene blant eksperter mer samlet om at det fremtidige strømmettet kan bli rent, slik at storskala produksjon av grønt hydrogen kan la seg gjøre. Samtidig kan samfunnet generelt sett ha blitt mer energieffektivt. På lang sikt kan man derfor se for seg å fase grønt hydrogen inn i infrastrukturen som blått hydrogen allerede har bygget.

Hydrogen har vært hyppig debattert både i næringslivet og i norsk politikk de siste årene. I revidert nasjonalbudsjett for 2021, er det foreslått bevilgninger på 200 millioner kroner for hydrogensatsinger i 2021.⁵ Det skal gå til infrastruktur, markedsutvikling og et nytt forskingssenter. Olje- og Energiminister Tina Bru legger vekt på at hydrogen kan være en av løsningene for lavere utslipp i Norge.

⁴ (Norsk Petroleum, 2021b)

⁵ Punkt 4.7.5 side 148 (Finansdepartementet, 2021a)

1.2 Formål og problemstilling

Det vi mener er spesielt interessant med Norges rolle i et fremtidig hydrogenmarked, er om det er lønnsomt å tenke strategisk. Med strategisk mener vi å påvirke reaksjonene til de andre aktørene i markedet med sine egne handlinger. Vi ønsker å undersøke om det er gunstig for Norge å være tidligere ute enn sine konkurrenter i å etablere seg som en sterk leverandør av blått hydrogen, eller om det er mer gunstig å avvvente situasjonen og ikke være først ut i markedet. Endring av egen atferd er ofte et resultat av at man vil rette seg inn mot et spesifikt langsiktig mål, som i økonomisk sammenheng ofte er å kapre markedsandeler og å tjene en høyere profitt.

På grunn av at Norges eksport av naturgass i dag hovedsakelig går til EU, har vi valgt å avgrense oppgaven til EU-markedet.⁶ Siden dagens hydrogenmarked ikke er særlig stort, har vi valgt å se på et fremtidig hydrogenmarked i år 2030, da det som nevnt tar tid å bygge et marked.

På bakgrunn av dette har vi kommet frem til følgende problemstilling for oppgaven:

Bør Norge tenke strategisk i et voksende hydrogenmarked i EU?

For å besvare problemstillingen sammenligner vi to mulige likevekter for den fremtidige konkurransen i hydrogenmarkedet. Vi antar at det å opptre strategisk kan beskrives gjennom en såkalt Stackelberg-likevekt, og at det å opptre avventende er å ligne en Cournot-likevekt. Dette kommer vi tilbake til i teorikapitlet. Basert på innhentede data kalibrerer vi en markedsmodell for salg av hydrogen i EU i 2030. Ved hjelp av modellen sammenligner vi så utfallet for Norge i de to likevektene for å finne ut hvilken situasjon som er mest gunstig.

1.3 Oppgavens struktur

Oppgaven starter med et teorikapittel med en gjennomgang av grunnstoffet hydrogen, ulike typer hydrogen og dens bruksområder, samt en kort utgreiing om naturgass. Videre i teorikapitlet vil det bli gjennomgått teori om Cournot og Stackelberg som oppgaven er basert på, samt tidligere forskning som er gjort på feltet. I kapittel 3 presenteres selve Cournot-modellen som oppgaven bygger på og det blir gjennomgått hvilke parametere som

⁶ (Norsk Petroleum, 2021a)

inngår i modellen. Deretter fremlegges analysen i kapittel 4 med et hovedscenario samt ulike scenarioer hvor parameterne endres, her blir også funnene i analysen presentert. Kapittel 5 inneholder diskusjonsdelen. Til slutt blir konklusjonen på oppgavens problemstilling presentert i kapittel 6.

2. Teori

2.1 Hydrogen

2.1.1 Grunnstoffet hydrogen

Grunnstoffet hydrogen er det første atomnummeret i periodesystemet og har atomsymbol H.⁷ Av alle atomer er hydrogenatomet det enkleste og består kun av ett elektron, selve atomkjernen består kun av et proton. Ordet hydrogen stammer fra gresk og betyr vann (hydor) og danne (gen), og grunnstoffet ble kalt vannstoff helt frem til 1960-tallet. Hydrogen finnes nesten ikke i ren form på jorden, størsteparten er kjemisk bundet, og da i hovedsak i vann som inneholder 11,2 masseprosent hydrogen. Men hydrogen finnes også i blant annet protein og fett. Faktisk finner vi hydrogenatomer i hvert sjette til syvende atom i jordskorpen. Beveger vi oss bort fra jorden og ut i universet er hydrogen grunnstoffet som dominerer og det anslås at 90% av alle atomer i universet er hydrogenatomer.

Hydrogen er ikke en energikilde, men en energibærer.⁸ Det vil si at grunnstoffet må framstilles før den danner energi. Dette til forskjell fra for eksempel solenergi, der energien fra solen brukes direkte. Petroleum er også et eksempel på en energikilde, men denne er ikke-fornybar sammenlignet med solenergi som er fornybar. Hydrogen blir først en energikilde når den gjøres om til hydrogengass. Denne gassen har ingen farge eller lukt, men når den brennes får den en svak blåaktig farge. Gassen er svært eksplosiv når den blandes med luft eller oksygen. Hydrogen i gassform er det letteste grunnstoffet. Framstilling av hydrogengass kan blant annet gjøres ved elektrolyse av vann eller ved å spalte naturgass. Hydrogen har ulike navn avhengig av måten den blir produsert på og det vanligste er å dele opp i tre kategorier: grått, grønt og blått hydrogen. Vi vil nå gå gjennom disse ulike framstillingene av hydrogen.

2.1.2 Grått hydrogen

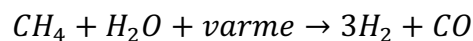
Når framstillingen av hydrogen skjer ved hjelp av fossile brensler kalles det grått hydrogen. Disse fossile brenslene er ikke-fornybare energikilder som for eksempel olje, kull eller naturgass. I denne oppgaven vil vi kun se på framstilling av hydrogen fra naturgass, og ikke

⁷ (Pedersen, 2021)

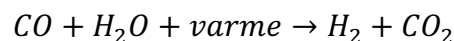
⁸ Side 6 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

fra de andre fossile brenslene. Det finnes flere ulike måter å framstille hydrogen på fra fossile brenslere, men vi kommer kun til å fokusere på dampreforming i denne oppgaven.

Naturgass består i hovedsak (ca. 85%) av hydrokarbonet metan.⁹ Ved hjelp av vanndamp kan hydrogen avspaltes ved å reformere metanet i naturgassen. Prosessen heter Steam Methane Reforming (SMR), eller metan dampreforming på norsk.¹⁰ Prosessen foregår i to steg. Først spaltes metan (CH_4) og vann (H_2O) til hydrogen (H_2) og karbonmonoksid (CO) i en katalysator. Det krever en temperatur på 750-1000 grader celsius før reaksjonen skjer.



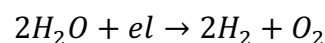
Det skjer så en skiftreaksjon hvor karbonmonoksidet spaltes videre ved hjelp av vann til hydrogen og karbondioksid. Dette skjer i en ny katalysator og prosessen krever en temperatur på 500 grader celsius. Ved hjelp av denne skiftreaksjonen utnyttes reformeringen ved at det produseres enda mer hydrogen.



Som vi kan se fra ligningen over er karbondioksid (CO_2) et biprodukt fra reformeringen og produksjon av hydrogen på denne måten er derfor skadelig for miljøet. Ved dampreforming vil produksjon av ett tonn hydrogen føre til ca. 8 tonn CO_2 -utslipp.¹¹ Kostnadene knyttet til produksjon av grått hydrogen var ca. € 1,35 per kg i 2020 og er per i dag den mest lønnsomme måten å produsere hydrogen på.¹²

2.1.3 Grønt hydrogen

Som nevnt inneholder vann 11,2 masseprosent hydrogen og er derfor en effektiv kilde å bruke for å produsere hydrogen.¹³ Når hydrogen blir framstilt ved hjelp av elektrolyse av vann kalles det grønt hydrogen. I denne prosessen spaltes vann til hydrogen og oksygen ved hjelp av strøm. Strømmen brukt i prosessen må være fornybar for at det skal kalles grønt hydrogen. For eksempel strøm fra sol- eller vindenergi.



⁹ (Lundberg et al., 2020)

¹⁰ (Kayfeci et al., 2019)

¹¹ Side 14 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

¹² (Kakoulaki et al., 2021)

¹³ (Kayfeci et al., 2019)

Det er to hovedtyper av teknologier knyttet til elektrolyser.¹⁴ Alkalisk elektrolyse og polymer-elektrolytt membran elektrolyse, forkortet PEM (proton-exchange membrane). Teknologiene er relativt like, men alkalisk elektrolyse er per i dag mer energieffektiv og har lengre levetid enn PEM. Denne måten å produsere hydrogen på har ingen utslipp av CO₂ og er derfor ikke skadelig for miljøet. Det er en fornybar måte å produsere hydrogen på. Men prosessen krever mye strøm, og er per i dag veldig kostbar. Det kreves 50-55 kWh strøm og 9 liter vann for å produsere 1 kg hydrogen på denne måten.

I 2020 var kostnadene knyttet til produksjon av grønt hydrogen ca. € 5 per kg.¹⁵ Kostnadene har falt med rundt 60% fra 2010, da nivået var på € 8-12 per kg. Og det forventes at kostnadene skal synke ytterligere i årene fram mot 2050. Hovedårsaken til den store kostnadsreduksjonen er at fornybar strøm har blitt billigere. Mange av de andre årsakene til den store kostnadsreduksjonen har rot i en høy læring- og utviklingsrate. Blant annet har det vært store teknologiske forbedringer når det kommer til elektrolysene. Optimalisering og økt størrelse på systemene er også en årsak til kostnadsreduksjonen. Når systemene blir mer effektive, krever det mindre strøm for å produsere samme mengde hydrogen, som igjen reduserer de totale kostnadene. Oppskalering av produksjon fører også til lavere kostnader.

2.1.4 Blått hydrogen

Framstillingen av blått hydrogen skjer på samme måte som for grått hydrogen. Forskjellen er at for blått hydrogen fanges og lagres det produserte karbondioksidet slik at det ikke slippes ut i atmosfæren. Denne måten å produsere hydrogen på er derfor dyrere sammenlignet med grått hydrogen på grunn av at kostnader for fangst og lagring kommer i tillegg til selve produksjonen. Samtidig trenger man ikke å betale for CO₂-kvoter ved produksjon av blått hydrogen i og med at det ikke er noen utslipp. I 2018 var de totale kostnadene knyttet til produksjon av blått hydrogen ca. € 2 per kg.¹⁶ Men her er det også forventet en kostnadsreduksjon på grunn av teknologiske forbedringer og oppskalering av produksjon. Hydrogen Council¹⁷ har estimert at produksjonskostnadene kan bli redusert til € 1,25 per kg innen 2030 på de mest attraktive lokasjonene. Det vil si på steder hvor det er mye naturgass,

¹⁴ Side 13 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

¹⁵ Side 15 (Hydrogen Council, 2020)

¹⁶ (IEA, 2019)

¹⁷ Side 16 (Hydrogen Council, 2020)

prisen på naturgass er lav og hvor det er gode og lønnsomme muligheter for fangst og lagring av CO₂. Vi vil komme tilbake til kostnadene senere i oppgaven.

Vi kommer til å bruke forkortelsen CCS, som står for Carbon Capture and Storage, videre i denne oppgaven når det er snakk om fangst og lagring av karbondioksid. Den norske regjeringen har gått inn for en satsning på prosjektet «Langskip» som skal gjennomføres av «Northern Lights CCS». Dette er et samarbeidsprosjekt mellom Equinor, Shell og Total¹⁸ og omhandler fangst, transport og lagring av CO₂ på norsk sokkel. Planen er at oppstarten av driften skal skje i 2024 hvor det først er CO₂ fra industrianleggene Fortum Oslo Varme i Oslo og Norcem i Brevik som skal fanges.

2.1.5 Bruksområder for hydrogen

Transport

Transport er et stort potensielt bruksområde for hydrogen. I en rapport fra Hydrogen Council¹⁹ har de sammenlignet hydrogendrevne biler med dens største konkurrent som er batteridrevne biler. De fant ut at hydrogen er det mest lønnsomme alternativet for tungtransport og for private biler som skal kjøre lange distanser. Per nå er ikke teknologien for batterier god nok og hydrogen er derfor eneste alternativet for å avkarbonisere tungtransport. Batterier er for dyre og tunge og har lang ladetid i forhold til påfyll av hydrogen som kun tar et par minutter.

For personbiler som skal kjøre korte distanser, typisk bykjøring, er batteridrevne biler det mest lønnsomme alternativet og er forventet å være mest lønnsomt også fram i tid. Her er hydrogendrevne biler et mer kostbart alternativ. Men med tanke på fleksibilitet med at man slipper å bruke tid på å lade dersom man skal kjøre langt, er hydrogen et bedre alternativ da rekkevidden er mye lengre. For privatpersoner som verdsetter denne fleksibiliteten, kan hydrogendrevne biler bli mer populære i årene som kommer, gitt at antall fyllestasjoner for hydrogen øker. For tyngre personbiler som skal kjøre lengre distanser, er hydrogendrevne biler mer konkurransedyktig. For at hydrogendrevne biler skal være konkurransedyktige på pris sammenlignet med batteridrevne biler, må prisen på hydrogen reduseres til € 2,5 per kg

¹⁸ (Equinor, 2021b)

¹⁹ Side 32 (Hydrogen Council, 2020)

innen 2030.²⁰ I dag er kostnadene for å fylle hydrogen € 8-10 per kg. Dette er forventet å synke fram mot 2030 ved hjelp av tre hovedfaktorer. For det første, produksjon av billigere hydrogen. For det andre, større og bedre utnyttet distribusjonssystemer. For det tredje, større, bedre og mer effektiv bruk av fyllestasjoner for hydrogen. Når disse faktorene er på plass, vil etterspørselen etter hydrogen øke. Dette vil føre til reduksjon i prisen.

For busser vil hydrogen være mest lønnsomt for langdistansekjøring, mens for kjøring i byer med korte distanser er batteridrevne busser mest lønnsomme.²¹ For mindre busser som skal kjøre korte distanser i byer, kreves det ikke like store batterier og løsningen er derfor billigere enn hydrogen. Her kan også ønsket om fleksibilitet spille en viktig rolle i favør hydrogen. I vår oppgave kommer vi til å fokusere på veitransport, men vi vil nå gå kort inn på de andre bruksområdene innenfor transport.

Luftfart står i dag for ca. 3% av de totale utslippene av CO₂.²² Det mest ideelle drivstoffet for luftfart er parafin da det er veldig lett og tett, og trenger derfor lite lagringsplass. Det beste alternativet for å avkarbonisere denne sektoren er å erstatte parafin som kommer fra fossile kilder med parafin som ikke slipper ut karbon. Dette kan gjøres ved å bruke biodrivstoff (bioparafin) eller ved å produsere syntetisk parafin fra hydrogen. Fordelen med dette er at eksisterende infrastruktur i flyene kan gjenbrukes, da “vanlig” parafin er likt som bioparafin og syntetisk parafin. For fly som skal fly korte distanser vil det være mulig å bruke hydrogen direkte som drivstoff. Men med dagens teknologi er dette kun mulig for fly med maks 20 passasjerer og en rekkevidde på 800 km.

Maritim sektor står for 2,5% av dagens CO₂-utslipp.²³ For avkarbonisering av ferger er hydrogen i mange tilfeller det mest lønnsomme alternativet. Bruk av batterier i ferger krever at fergene må stoppe for å lade, men dette er ofte ikke et alternativ da fergene må kjøre kontinuerlig. Å legge inn stopp for å lade batteriene fører til lengre ventetid og mindre bruk av fergene, som igjen fører til lavere lønnsomhet. Alternativet kunne vært å sette inn ekstra ferger, men dette er svært kostbart og vil totalt sett ikke være lønnsomt. For båter som skal kjøre lengre distanser og frakte tungt material, er bruk av ammoniakk det mest lønnsomme

²⁰ Side 32 (Hydrogen Council, 2020)

²¹ Side 39 (Hydrogen Council, 2020)

²² Side 46 (Hydrogen Council, 2020)

²³ Side 49 (Hydrogen Council, 2020)

alternativet for avkarbonisering. Flytende hydrogen har lavere energitetthet enn ammoniakk og det kreves derfor mer hydrogen sammenlignet med ammoniakk for å produsere samme mengde energi. Denne typen hydrogen krever også svært lave temperaturer for å opprettholde flytende form, noe som kan være krevende å få til for båter som skal kjøre lange distanser. I Norge er det allerede satt i gang flere prosjekter for hydrogenrevne ferger. Et av prosjektene er for ferjen Hjelmland-Nesvik-Skipavik som skal starte opp i 2021, hvor minst 50% av energibehovet til ferjen skal dekkes av hydrogen.²⁴

I Norge går 80% av togtrafikken på strøm, mens resterende bruker diesel, blant annet Nordlandsbanen og Rørosbanen.²⁵ Regjeringen skriver at teknologien for hydrogen per i dag ikke er god nok for bruk av hydrogen i jernbanenettverket. Den største årsaken til dette er at tunneller ikke er laget for å lede bort gass. Det fører til at gass lett kan samle seg og potensielt skape eksplosjoner. De ser derfor på elektrisitet som det beste alternativet, men skriver at de vil følge med på forskning og utvikling av hydrogen for tog og at dette kanskje kan bli mulig i fremtiden. Tall fra 2018 viser at det i gjennomsnitt er 54,3% av togene i EU som er elektrifisert, og resterende bruker diesel som drivstoff.²⁶ Prosentandelen varierer kraftig mellom land, hvor Sveits er det eneste landet med 100% elektrisering. Land som Irland og Litauen har derimot under 10%. Hydrogen Council²⁷ skriver at hydrogen kan være et lønnsomt alternativ for jernbanenettverk som ikke har eksisterende strømnettverk. Og at det vil være mest lønnsomt for langdistansetog som har liten mulighet for å lade batterier underveis.

Oppvarming og strøm

Oppvarming og strøm i bygninger er et annet bruksområde for hydrogen. Dette segmentet står for en tredjedel av verdens etterspørsel etter strøm og en fjerdedel av verdens CO₂-utslipp.²⁸ For å nå målene i Parisavtalen er det helt avgjørende å få avkarbonisert dette segmentet. Hele 42% av alle bygg i Europa bruker naturgass til oppvarming og dette gjør naturgass til den mest brukte kilden til oppvarming av bygg i Europa.²⁹ Det er estimert at rundt 90 millioner husholdninger i Europa bruker naturgass. I nye bygninger er det ofte mer

²⁴ Side 32 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

²⁵ Side 37 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

²⁶ (Statista, 2020)

²⁷ Side 43 (Hydrogen Council, 2020)

²⁸ Side 51 (Hydrogen Council, 2020)

²⁹ (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, 2019)

lønnsomt å installere varmepumper som går på elektrisitet. Men i gamle bygg er dette ofte ikke gjennomførbart da det krever store omlegginger som medfører store kostnadene. Per i dag er det heller ikke nok strøm tilgjengelig i Europa til at alle bygninger kan være strømbaserte.

I gamle bygninger som i dag bruker naturgass til oppvarming er det beste alternativet å blande hydrogen i gassform med eksisterende naturgass.³⁰ Det er gjennomført flere studier på dette hvor de har kommet fram til at det er mulig å erstatte opp til 20% av naturgassen med hydrogen uten store oppgraderinger av eksisterende apparater. Hydrogen i gassform kan stort sett bruke samme infrastruktur som naturgass, både når det kommer til rørrettet og selve kjelene som brukes til oppvarming. Ved å gjøre denne justeringen kan altså CO₂-utslippene reduseres med opp til 20%, forutsatt at hydrogenet som brukes er grønt eller blått. Hvor stor prosentandel som er mulig å erstatte avhenger av flere faktorer, blant annet infrastrukturen på stedet det er snakk om, samt type og alder på de eksisterende apparatene. Det er også mulig å oppgradere nettverkene til å kun bruke rent hydrogen. Dette krever imidlertid en utskiftning av apparatene, rørrettet og infrastrukturen og er dermed kostbart. Det er likevel et billigere alternativ i gamle bygninger enn å bytte helt til strømbaserte varmepumper.

Det er startet flere prosjekter for dette rundt i Europa. Et av disse prosjektene er H21 North of England hvor Equinor er med som samarbeidspartner.³¹ Målet her er å gjøre 3,7 millioner husstander og 40.000 bedrifter i Nord-England utslippsfrie innen 2034 ved å endre fra naturgass til blått hydrogen. Når naturgassen kommer til Nord-England, vil den bli omgjort til hydrogen i et reformeringsanlegg. CO₂ vil bli fanget og lagret dypt under havbunnen. For å ta hensyn til ulik etterspørsel gjennom året vil det bli lagret hydrogen i saltvannsreservoarer under havbunnen av Englands kyst. Reservoarene vil bli fylt opp på sommeren da etterspørselen er lav, og brukt opp på vinteren da etterspørselen øker. På denne måten sikrer man effektiv produksjon. Det langsiktige målet er at prosjektet skal rulles ut til hele England.

Industri

Størsteparten av dagens hydrogenforbruk i Norge og EU blir brukt til industrielt råstoff og så å si alt dette er produsert som grått hydrogen.³² For å få avkarbonisert denne sektoren er man

³⁰ Side 51 (Hydrogen Council, 2020)

³¹ (Equinor, 2021a)

³² Side 39 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

avhengig av å erstatte grått hydrogen med blått eller grønt hydrogen. I Norges hydrogenstrategi fra 2020³³ blir industrien belyst som en av sektorene hvor hydrogen vil være mest aktuelt, da det finnes få andre alternativer for avkarbonisering. I industrien kan hydrogen brukes på tre ulike måter. For det første som innsatsfaktor i produksjon slik at hydrogen blir en del av selve produktet, for det andre som energibærer ved at hydrogen omdannes til strøm og varme. For det tredje kan hydrogenet brukes i industrielle prosesser som reduksjonsmiddel, hvor andre energibærer som for eksempel kull til stålproduksjon brukes i dag. Ca. 26% av EUs forbruk av naturgass blir brukt i industrien.³⁴ Hydrogen Council³⁵ skriver at hydrogen i stor grad er et lønnsomt alternativ for å erstatte bruken av naturgass i denne sektoren, men at hydrogen i mange tilfeller også konkurrerer med strøm og batterier.

I denne oppgaven vil vi kun fokusere på oppvarming og transport som bruksområder for hydrogen, vi vil derfor ikke gå mer innpå industri.

2.1.6 Dagens hydrogenmarked

Globalt blir det produsert rundt 70 millioner tonn hydrogen hvert år.³⁶ Kina er verdens ledende hydrogenprodusent med en produksjon på rundt 20 millioner tonn årlig, størsteparten av dette er grått hydrogen produsert fra kull.³⁷ 76 % av den globale produksjonen kommer fra naturgass uten CCS og fører dermed til store CO₂-utslipp.³⁸ Kun 1% produseres som grønt hydrogen fra elektrolyse av vann og resten kommer fra kull og andre ikke-fornybare energikilder. Hydrogen står i dag for i underkant av 2% av verdens energietterspørsel. Hvis kostnadene går ned og infrastrukturen kommer på plass, er potensialet stort for å øke denne prosentandelen.

EU produserer 9,7 millioner tonn hydrogen årlig og 90% av dette er grått hydrogen. I dag står hydrogen for mindre enn 2% av Europas totale energiforbruk.³⁹ Hydrogen Council og Hydrogen Europe har utarbeidet et ambisiøst scenario der hydrogen står for 24% av total

³³ Side 7 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

³⁴ (Norsk Petroleum, 2021a)

³⁵ Side 56 (Hydrogen Council, 2020)

³⁶ (Kakoulaki et al., 2021)

³⁷ (TU, 2020)

³⁸ Side 12 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

³⁹ (European Commission, 2020a)

energieterspørsel i 2050.⁴⁰ For å nå dette målet er man helt avhengig av politiske virkemidler og en streng klimapolitikk. Vi kommer tilbake til dette i diskusjonskapittelet i den siste delen av oppgaven. Ulike sektorer i industrien står i dag for rundt 90% av det totale forbruket av hydrogen i Europa. Mer spesifikt brukes 30% i oljeraffinerier, 50% i produksjon av ammoniakk, 5% i produksjon av metanol og 3% blir brukt i metallindustrien. For å avkarbonisere industrien er det derfor viktig at grått hydrogen erstattes med blått eller grønt hydrogen.

Norge produserer 225 000 tonn hydrogen årlig og alt dette er hydrogen produsert fra naturgass og brukes som nevnt i hovedsak i industriprosesser.⁴¹ Ifølge Regjeringens hydrogenstrategi fra 2020⁴² har Norge gode forutsetninger for å ta del i det voksende hydrogenmarkedet og satsingen som foregår i resten av Europa. Noen av argumentene er at Norge har lang industriell erfaring fra hele verdikjeden av hydrogen, alt fra produksjon til lagring og bruk. Norge har også lang erfaring innen petroleumsindustrien med tanke på produksjon og håndtering av naturgass. Store naturgassressurser, potensial for økt kraftproduksjon fra fornybar energi og gode forutsetninger for CCS er andre viktige forutsetninger. Til slutt mener Regjeringen at Norge har konkurransedyktige og kompetente teknologimiljøer som er viktig i hydrogensatsingen.

2.2 Naturgass

I dette delkapittelet vil fakta om naturgass kort bli gjennomgått, nettopp fordi tilgangen på naturgass er årsaken til at Norge kan drive med produksjon av blått hydrogen. Dersom Norge skalerer opp sin produksjon av blått hydrogen risikerer Norge å tape deler av sin naturgasseksport. Hydrogen er også ment å erstatte bruksområder som i dag dekkes av naturgass, dette ble gjennomgått i kapittel 2.1.5.

Naturgass er en ikke-fornybar naturressurs og energikilde.⁴³ Den finnes naturlig i store kvanta i jordskorpen, ofte over eller innblandet i råolje. Naturgass står for ca. 24% av verdens totale energieterspørsel.⁴⁴ I EU står naturgass for ca. 20% av total etterspørsel etter energi.⁴⁵ Det er

⁴⁰ Side 8 (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, 2019)

⁴¹ (Horne & Hole, 2019)

⁴² Side 7 («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

⁴³ (Lundberg et al., 2020)

⁴⁴ (Norsk Petroleum, 2021a)

⁴⁵ (European Commission, 2020c)

petroleumsprodukter som olje, bensin og diesel som står for størsteparten av EUs totale etterspørsel etter energi med ca. 40% totalt. Strøm står for nesten lik prosentandel som naturgass, mens fornybar energi kun står for ca. 10%. Det er tre hovedsegmenter naturgassen brukes til i EU, viser tall fra 2019.⁴⁶ 38% går til boliger og kommersielle bygg, 32% går til kraftgenerering og 26% til industri.

Norge dekker omtrent 3 % av verdens totale etterspørsel etter naturgass og i overkant av 20% av EUs gassetterspørsel, og produserte i 2020 112,3 bcm (milliarder kubikkmeter). Det var riktignok en nedgang fra 114 bcm i 2019.⁴⁷ Nedgangen skyldes i hovedsak at Covid-19 har ført til lavere etterspørsel etter gass i Europa. Siden Norge nesten ikke bruker naturgass selv blir så å si all produksjon eksportert, og da i hovedsak til Europa. Rørledningene som brukes til å frakte norsk gass har en lengde på 8800 km, noe som tilsvarer avstanden fra Oslo til Bangkok. Norsk gass blir fraktet til mottaksanlegg i Tyskland, Belgia, Frankrike og Storbritannia, og blir deretter distribuert videre ut i Europa.

I prognoser fram mot 2025 gjort av oljedirektoratet er gassproduksjonen i Norge forventet å holde seg relativt stabil, med en liten økning.⁴⁸ I 2025 er det forventet en produksjon av naturgass på 115,4 bcm. Norge har mye igjen av sine gassressurser og oljedirektoratet har estimert at kun en tredjedel av totalen er brukt opp siden oljeeventyret startet i 1977. Så det er rom for produksjon og eksport av naturgass i mange år framover. 95% av norsk naturgass eksporteres i gassform, kun 5% eksporteres som flytende gass, heretter kalt LNG (Liquid Natural Gas). Globalt er Norge den tredje største eksportøren av gass, kun Russland og Qatar har høyere eksport. Mange av de landene som har stor produksjon av gass, bruker også mye selv og eksporterer derfor i liten grad.

I 2019 var EUs totale etterspørsel etter naturgass 482 bcm.⁴⁹ Selv produserte de rundt 20% (109 bcm) av eget forbruk, og var dermed tungt avhengig av de importerte 398 bcm. Av interne produsenter i EU er Nederland klart størst. Russland er den største leverandøren av gass til EU og da hovedsakelig gjennom flere forskjellige rørkanaler, men også i form av

⁴⁶ (Norsk Petroleum, 2021a)

⁴⁷ (Norsk Petroleum, 2021c)

⁴⁸ (Norsk Petroleum, 2021c)

⁴⁹ (European Commission, 2020b)

LNG. I 2019 sto Russland for 46% av eksporten til EU.⁵⁰ Om man ser på naturgass i begge former under ett, er Norge den nest største leverandøren av naturgass til EU.

2.3 Cournot

Utgangspunktet for analysen vår er en Cournot-modell med to produsenter, altså et duopol. Denne modellen ble først utarbeidet av den franske matematikeren og økonomen Augustin Cournot i 1838.⁵¹ I en Cournot-modell maksimerer bedriftene sin profitt ved å konkurrere i kvantum. Modellen forutsetter at bedriftene tilbyr identiske produkter og i likevekt produserer bedriftene likt kvantum, gitt at de har like kostnader. Ideen bak modellen er at bedriftene vet den andre bedriftens reaksjonsfunksjon, og setter best mulig kvantum ut fra dette ved å maksimere sin egen profitt. Når bedriftene gjør dette, vil det oppstå en Cournot-Nash-likevekt, altså en situasjon der ingen av bedriftene kan oppnå høyere profitt ved å endre på sitt produserte kvantum. Se figur 1 for grafisk framstilling av Cournot-Nash-likevekten.

Det er flere årsaker til at vi benytter Cournot fremfor priskonkurransmodellen Bertrand. I Bertrand antar man at det ikke finnes begrensinger i kapasiteten og at man enkelt og raskt kan justere produksjonsvolumet opp og ned.⁵² Når det gjelder hydrogenproduksjon investerer man i kapasitet i begynnelsen av perioden og kan ikke produsere utover denne kapasiteten. Et annet aspekt ved Bertrand er at prisen vil være lik marginalkostnaden i likevekt. I vår analyse med kun to produsenter vil det derimot virke usannsynlig at det ikke vil bli et påslag på kostnadene som sikrer profitt.

Vi mener det er naturlig å omtale konkurransebildet i det europeiske hydrogenmarkedet som imperfekt konkurranse.⁵³ Blått hydrogen produseres som nevnt av naturgass. Tilgangen til naturressursen naturgass er ikke omsettelig, men eies av landet der tilgangen geografisk holder til. I landene er det statlig politikk som avgjør hvor mange aktører som får drive, og det er oftest bare et par som får mulighet. Eksempelvis er det russiske energiselskapet Gazprom ansvarlig for omtrent 70 % av den russiske gassproduksjonen.⁵⁴ I Norge må selskap søke om tillatelse for utvinning og produksjon av olje og gass på Norsk sokkel. Det er strenge

⁵⁰ (European Commission, 2020b)

⁵¹ Kapittel 9.4 (Pepall et al., 2014)

⁵² Kapittel 10 (Pepall et al., 2014)

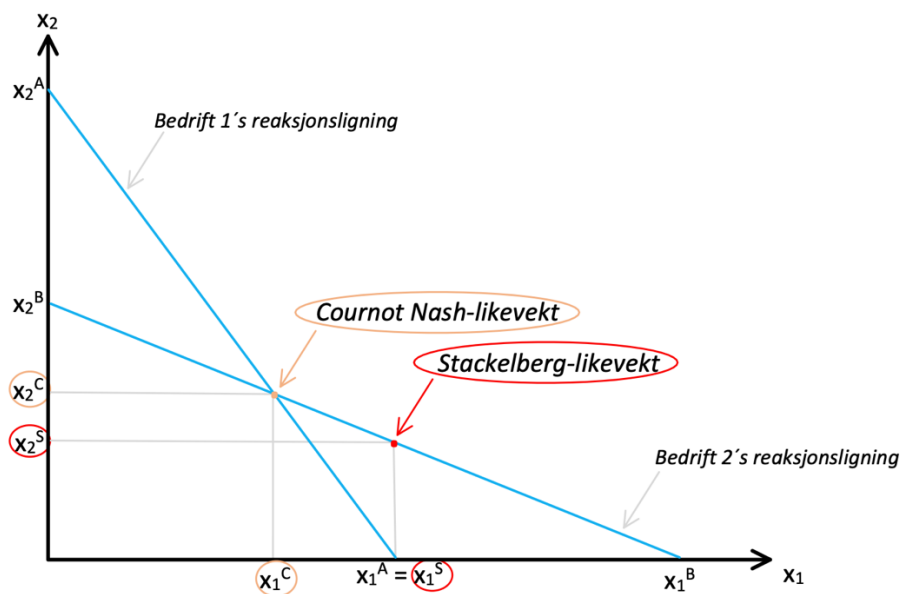
⁵³ Kapittel 1 (Pepall et al., 2014)

⁵⁴ (Smith-Solbakken, 2020)

krav for å få lisenser.⁵⁵ Ved slutten av 2020 var det totalt 37 selskaper som hadde tillatelse til å operere på Norsk sokkel, hvor Equinor var selskapet med flest lisenser. Med andre ord er det et svært begrenset antall konkurrenter og derfor unaturlig å tenke at naturgassmarkedet har perfekt konkurranse.

2.3.1 Stackelberg

Cournot er et simultant spill. Det vil si at hvert enkelt firma tar sin beslutning uten å kjenne til beslutningen til det andre firmaet, og de tar beslutningen samtidig. I 1934 lanserte Stackelberg en sekvensiell løsning av spillet.⁵⁶ I et sekvensielt spill vil det ene firmaet først sette kvantum i trinn 1, dette firmaet kalles leder. I trinn 2 vil det andre firmaet sette kvantum med hensyn på hva leder har gjort og kalles derfor følger. Leder forutser hva følger vil gjøre i trinn 2 og setter optimalt kvantum ut fra dette. I et Stackelberg-spill vil leder produsere mest av de to firmaene. Gitt at leder og følger har like kostnader og setter lik pris, vil Stackelberg-lederen ha størst profitt på grunn av høyere produksjon.



Figur 1: Cournot-likevekt og Stackelberg-likevekt i duopol

Som vi kan se av grafen er ikke Stackelberg-likevekten en stabil likevekt. Leder må derfor forplikte seg til å produsere det gitte kvantum i punkt x_1^S for at denne likevekten skal være en troverdig likevekt, for eksempel ved å investere i produksjonsutstyr.

⁵⁵ (Norsk Petroleum, 2021d)

⁵⁶ Kapittel 11.1 (Pepall et al., 2014)

2.3.2 Dixit

Vi skal se på teori knyttet til at én produsent får fotfeste i et nytt markedet og investerer i kapasitet, før andre får øynene opp for hvilke profittmuligheter som finnes der og følger etter. Som et generelt trekk i markedsøkonomi vil det strømme til konkurrenter frem til det ikke lenger er profitt å hente. Dixits modell⁵⁷ analyserer muligheter for at den første produsenten i markedet kan hindre andre konkurrenter å innta markedet og ta over markedsandeler. Modellen er bedre kjent som «Spence-Dixit» når den refereres til i faglitteratur. Det strategiske dilemmaet gjelder ikke bare når det er mange rivaler som konkurrerer i samme marked, men også når et etablert selskap møter én inntrenger. Den etablerte bedriften vet at andre konkurrenter vil forsøke å etablere seg så lenge de ser en profitabel mulighet i markedet.

Dixit refererer til de to stadiene i modellen som «pre-entry» og «post-entry» hvor skillet går der den etablerte bedriften går fra å være monopolist til å være i et konkurrerende duopol. Vi vil videre omtale disse som trinn 1 og trinn 2. I trinn 1 kan den etablerte bestemme seg for å investere for å øke kapasitetsnivået k_i og det antas at det ikke lar seg gjøre å reversere investeringen. Dersom profitten til konkurrenten blir positiv, selv om den etablerte har økt kapasiteten sin, vil konkurrenten entre markedet i trinn 2.

I et standard Cournot-tilfelle vil den etablerte produsenten tilpasse seg nye konkurrenter i den nye Nash-likevekt ved å reagere med nedjustering av sitt produserte kvantum. Den etablerte får ikke gjort noe med denne dynamikken i spillet etter at inntrengeren har inntatt markedet. Samtidig har den etablerte mulighet til å endre initialbetingelsene som på fordelaktig vis kan påvirke utfallet.

Dersom den etablerte bedriften skal ha mulighet for å holde andre konkurrenter unna sitt marked, bør den overbevise om at den vil holde en høy markedsandel som fjerner lukrativiteten for nye potensielle konkurrenter. En slik rolle vil gjøre den etablerte bedriften til en Stackelberg-leder. Et utspill om hvilket kvantumsnivå man vil holde, kan lett tolkes som tomme ord, ettersom konkurrentene er klar over hvordan et normalt Cournot-tilfelle utspiller seg. Trusselen vil altså ikke stoppe konkurrenter fra å innta markedet. Den etablerte

⁵⁷ (Dixit, 1980)

produsenten er derfor nødt til å ta større grep og «binde seg til masten» ved å gjøre aktive og mer overbevisende trekk.

Dersom trusselen om et høyt fremtidig produksjonskvantum kommer sammen med faktiske investeringer i kapasitetsutvidelse, vil det gi syn for sagn. En slik handling viser at man er dedikert til å øke produksjonskvanta, og at man ikke er villig til å innrette seg etter potensielle konkurrenter. Andre som står på utsiden, vil dermed forvente at den etablerte både ønsker og til en viss grad er nødt til å holde et høyt produksjonsnivå for å dekke inn de kostbare investeringene som er gjort. Dixit (1980) konkluderer med at en slik irreversibel investering hos den etablerte, vil føre til en annen slutt-likevekt som følge av at marginalkostnadskurven er endret.

Modellen til Dixit har gjort noen antakelser for å forenkle virkeligheten. Det første dreier seg om å eliminere tidsaspektet som påvirker nåverdien av profitten. Videre er det gjort antakelser om produksjonskostnadene. De uttrykkes på følgende måte:

$$C_1(x_1, \bar{k}_1) = \begin{cases} f_1 + r_1 k_1 + w_1 x_1 & \text{Innenfor kapasiteten } x_1 \leq \bar{k}_1 \\ f_1 + (w_1 + r_1)x_1 & \text{Utvide kapasitet } x_1 > \bar{k}_1 \end{cases}$$

$$C_2(x_2) = f_2 + (r_2 + w_2)x_2$$

For den etablerte bedriften er det to mulige kostnadsuttrykk. I det første tilfellet finnes det kapasitetsreserver ved at produksjonsnivået ikke overskrider kapasitetsnivået ($x_i \leq k_i$). Her er « w_1 » faste gjennomsnittlige variable enhetskostnadene og marginalkostnadene, « r_1 » de faste kapasitetsenhetskostnadene og « f_1 » betegner faste oppstartskostnader. Bedriftens inntekter betegnes som « $R^i(x_1, x_2)$ » og er økende ved økt solgt kvantum. Samtidig vil den enkelte bedrifts totale inntekt og marginalinntekt være fallende når konkurrentens kvantum øker.

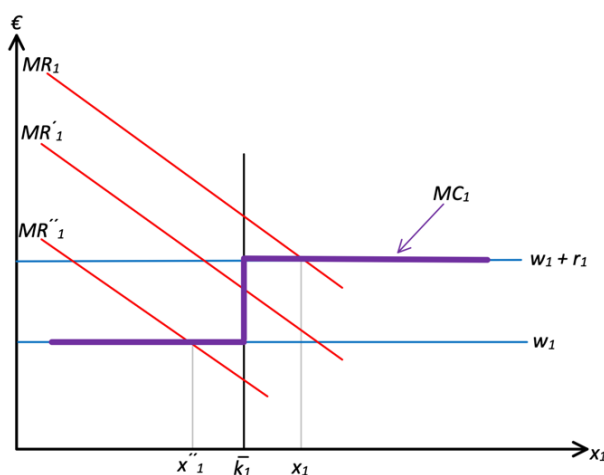
Dersom den etablerte bedriften bestemmer seg for å øke sin kapasitet slik at $x_1 > k_1$, vil marginalkostnadene og dermed også reaksjonsligningen endres. Følgelig vil kapasitetsnivået « k_i » påvirke den fremtidige Nash-likevekten og profitten til bedriftene. I så tilfelle vil marginalkostnadene til den etablerte gå fra å være « w_1 » til å inkludere

kapasitetsutvidelseskostnader « $w_1 + r_1$ ». Inntrengerer vil ha tilsvarende marginalkostnader « $w_2 + r_2$ ».

I beslutningen om en inntrenger faktisk vil entre markedet, spiller også oppstartskostnadene en stor rolle. Det er naturlig nok avgjørende at kostnadene ikke overskrider profittmulighetene. Bedriftenes profittfunksjoner kan skrives på følgende måte:

$$\pi_i(x_1, x_2) = R^i(x_1, x_2) - f_i - (w_i + r_i)x_i.$$

I figur 2 vises sammenhengen grafisk. Hvor marginalinntektskurven til den etablerte bedriften ligger, er avhengig av hvilket kvantumsnivå (x_2) man antar at inntrenger vil holde. Dette kan utledes i en reaksjonsligning vi vil se på senere. Ved lav x_2 , vil marginalinntekten til den etablerte være « MR_1 », og følgelig vil det optimale produksjonsnivået (x_1) være kapasitetsoverskridende. Dersom man antar at inntrengerer vil produsere et høyere kvantum (x_2), slik at marginalinntekten til den etablerte skifter nedover fra « MR_1 » til « MR'_1 », vil det profittmaksimerende kvantumet for den etablerte være ved $x'_1 = \bar{k}_1$. « MR''_1 » illustrerer marginalinntekten til den etablerte dersom det antas at inntrengerer vil legge seg på et enda høyere produksjonsnivå (x_2), slik at det optimale kvantumet (x''_1) for den etablerte ligger lavere enn hva den har kapasitet til.

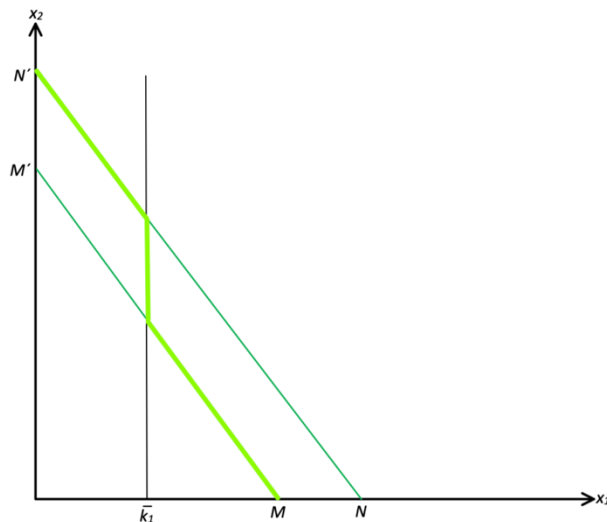


Figur 2: Marginalkostnadskurven « MC_1 » til den etablerte ved gitt « k_1 »⁵⁸

Reaksjonsmønsteret til de to bedriftene kan uttrykkes i to ligninger og kan også vises grafisk. Den etablerte bedriftens reaksjonsuttrykk illustreres med mørkegrønne linjer i figur 3. Linjen « MM' » tilsvarer den etablertes beste-svar-funksjon dersom tilfellet hvor man vil legge

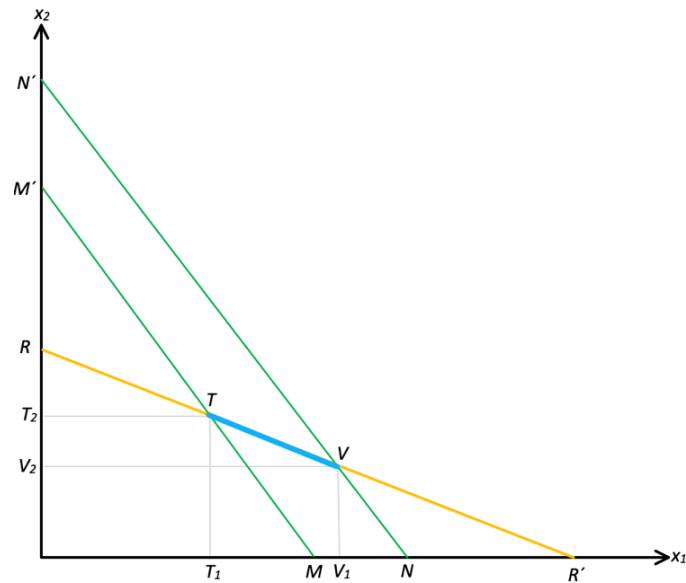
⁵⁸ Basert på graf side 97 (Dixit, 1980)

kvantum høyere enn opprinnelig kapasitet gjelder. Her vil punktet « M » tilsvare det profittmaksimerende kvantumet for den etablerte dersom man antar at konkurrenten ikke entrer markedet. Dersom man antar et nivå hvor man har ledig kapasitet tilgjengelig, vil reaksjonsfunksjonen til den etablerte være linje « NN' », og følgelig vil « N » være profittmaksimerende kvantum for den etablerte dersom man antar at konkurrenten ikke entrer markedet. Den lysegrønne linjen tilsvare reaksjonsfunksjonen til den etablerte dersom man antar en gitt kapasitet.



Figur 3: Den etablerte bedriftens reaksjonsfunksjon

Når det gjelder konkurrenten, antar Dixit at dens reaksjonsfunksjon RR' vil treffe likevektspunktet både for den etablertes reaksjonsfunksjon ved kapasitetsoverskridelse (T) og kapasitetsreserve (V) slik figur 4 viser. Følgelig er det opplagt for den etablerte at å investere i høyere kapasitetsnivå enn « V_1 » er unødvendig bruk av kapital, ettersom Nash-likevekten uansett ender i punkt « V ». På samme måte vil det laveste kapasitetsnivået for den etablerte være i « T_1 » med Nash-likevekt i « T ». Dersom den etablertes kapasitetsnivå ligger mellom « T_1 » og « V_1 », vil det best mulige produksjonskvantum for den etablerte være $x_1 = k_1$, og konkurrenten vil produsere det kvantum x_2 som tilsvare møtepunktet på sin reaksjonsligning (på den turkise linjen). Med andre ord innretter inntrengeren seg etter Stackelberg-lederens kvantum. Konkurrenten følger altså spillereglene, men den etablerte har hatt mulighet for å justere antakelsene i sin favør før spillet starter.



Figur 4: Likevekt i duopol

Utfallet av spillet avhenger av om aktørene tenker strategisk eller ikke.⁵⁹ «Open-loop» er en situasjon hvor aktørene i markedet ikke tenker strategisk. I en slik situasjon vil aktørene ta den andres oppførsel for gitt og kan altså ikke påvirke hva den andre aktøren gjør. Dette gjelder også i fremtiden ved at handlingene blir tatt for gitt. Hver aktør produserer det kvantumet som maksimerer profitten, og holder seg til dette kvantumet også i neste periode uavhengig av hva den andre aktøren gjør. I open-loop vil vi havne i en Cournot-Nash-likevekt, som vises i punkt T i figur 4.

I en «closed-loop»-situasjon derimot, vil aktørene tenke strategisk. I en slik situasjon vil aktørene kunne påvirke hverandre og hvilke handlinger som blir gjort. Et eksempel på dette er Stackelberg. I figur 4 vil dette punktet være på den blå linjen, altså en plass mellom punkt T og V. Her vil aktørene kunne endre sitt kvantum når de observerer hva den andre aktøren har gjort i tidligere perioder.

I Dixit-modellen finnes det tre utfall av spillet.⁶⁰ «Blocked entry» er tilfellet når den etablerte bedriften produserer monopolkvantum. På grunn av at markedet ikke er stort nok vil ikke nye aktører etablere seg i markedet og den etablerte fortsetter som monopolist. «Entry accommondation» beskriver Stackelberg-spillet, altså at den etablerte i markedet vet at det vil komme nye aktører i markedet og tilpasser seg dette. Den etablerte kan ikke stenge nye

⁵⁹ (Fudenberg & Levine, 1988)

⁶⁰ Kapittel 12 (Pepall et al., 2014)

aktører ute fra markedet ved å produsere punkt V i figur 4, og vil derfor produsere et gitt kvantum på den blå linjen. Det er altså ikke lønnsomt for den etablerte bedriften å stenge nye aktører ute fra markedet. Det siste utfallet i spillet er «entry deterrence» som vil si at den etablerte bedriften produserer mer enn monopolkvantumet for å stenge nye aktører ute fra markedet. Dette er mer lønnsomt enn å tilpasse seg nye aktører. Den etablerte bedriften tjener da litt mindre sammenlignet med når monopolkvantumet blir produsert, men totalt sett tjener den etablerte på dette da profitten med nye aktører i markedet er mindre. Den etablerte klarer dermed å stenge nye aktører ute fra markedet og opprettholder sin posisjon som monopolist. I vår oppgave er det utfallet «entry accomodation» vi vil fokusere på.

2.4 Tidligere forskning

Da det ikke er gjort mye forskning på spillteori for hydrogenmarkedet har vi valgt å se på tidligere forskning fra naturgassmarkedet. Vi har kommet over tre bidrag som alle bruker Cournot og lignende tankegang som Dixit til å analysere naturgassmarkedet i Europa.

2.4.1 “A dynamic supply side game applied to the European gas market”

En artikkel utgitt av statistisk sentralbyrå i 1987⁶¹ ser på ulike spill for det europeiske gassmarkedet, mer spesifikt for tilbudssiden av markedet. Artikkelen ser på optimal investering for 4 store eksportører av gass: Sovjetunionen, Nederland, Algerie og Norge. I tidspunktet for analysen hadde Nederland allerede gjort flere store investeringer og var den største produsenten av gass i Europa. Landet ble derfor ekskludert fra analysen fordi de ønsket å fokusere på fremtidige investeringer og ikke investeringer som allerede var gjort. I analysen antar de at Sovjetunionen står for en gitt markedsandel og profitten til landet vises derfor ikke i selve analysen. I analysen sammenligner de derfor kun profitten til Norge og Algerie i 4 ulike spill.

På kort sikt vil produsentene kun selge sin kapasitet, men på lang sikt kan de utvide kapasiteten ved å gjøre investeringer. Modellen legger til grunn at alle produsentene investerer slik at profitten blir maksimert, samt at alle produserer til full kapasitet. I artikkelen

⁶¹ (Brekke et al., 1987)

har de blant annet sett på et dynamisk spill, som vil si at landene kan observere hva de andre landene har gjort i tidligere perioder og reagere ut ifra dette.

I en test der de antok at investeringsprofilen til Norge var fast og lik opprinnelig profil, ville Algerie investert i en senere periode. Dette nettopp fordi det er forutsigbart hva Norge kommer til å investere. Men dette er ikke en realistisk situasjon, for dersom Algerie hadde utsatt sin investering hadde det vært lønnsomt for Norge å investere. De utførte også denne testen motsatt vei, altså at investeringsprofilen til Algerie var fast.

I en «open loop»-situasjon vil aktørene se på mulige investeringer for seg selv og den andre aktøren i første periode og bestemmer så den investeringsprofilen som gir høyest profitt. Likevekten blir opprettholdt dersom begge aktørene blir enige om en investeringsprofil gitt den andres investeringer. I denne situasjonen vil aktørene følge investeringene som ble bestemt i første periode, uansett hva som måtte skje. Tidligere handlinger aktørene har gjort vil ikke ha innvirkning når de bestemmer seg for hvor mye de vil investere.

I modellen så de på og regnet ut profitten for Norge og Algerie i alle disse 4 spillene: dynamisk, «open loop», Norge med fast investering og Algerie med fast investering. De kom fram til at det spillet som gir Norge høyest profitt er «open loop»-spillet og det som er verst for Norge, er det dynamiske spillet. Artikkelen viser at dersom et land gjør en investering, vil profitten for alle andre mulige fremtidige investeringer reduseres. De kom fram til at aktørene er villig til å ofre høye profitter på kort sikt for å kapre markedsandeler og mulig profitt på lang sikt. For eksempel, i perioden 1985-1989 investerer Algerie selv om dette reduserer deres kortsiktige profitt, nettopp for å hindre Norge i å investere ved et senere tidspunkt. Algerie er villig til å redusere sin profitt for å ikke miste sine markedsandeler.

2.4.2 “Gas Trade and Demand in Northwest Europe: Regulation, Bargaining and Competition”

En annen artikkel utgitt av statistisk sentralbyrå i 1989,⁶² ser på effektene av en deregulering av det europeiske gassmarkedet. Mer spesifikt hvilke effekter introduksjon av prinsippet «common carriage» har for det europeiske distribusjonssystemet. I dette prinsippet ligger det

⁶² (Bjerkholt et al., 1989)

til grunn å fjerne alle hindre for handel i markedet slik at det blir et mer åpent marked. Bakgrunnen for artikkelen var ønsket om en endring i det europeiske gassmarkedet da det var karakterisert med svært få produsenter. I flere av de største gassnasjonene var også distribusjonsselskapene ofte monopolister. Dette førte til høye profitter til produsentene og distributørene av naturgass, men høye sluttpriser for forbrukerne. De få produsentene i markedet førte også til at kapasiteten ikke ble utnyttet til det fulle. Målet var altså å øke konkurransen i gassmarkedet for bedre utnyttelse av kapasiteten og lavere priser.

For å undersøke dette så de på en dynamisk oligopolmodell for Norge, Algerie og Sovjet, hvor hvert av landene gjør investeringer i flere perioder simultant. Investeringer fra tidligere perioder er kjent, og de forutsetter perfekt informasjon i spillet. Landene maksimerer profitt ved å forutse de andre landenes beste-svar på bakgrunn av deres reaksjonsfunksjoner. Det er en «closed loop»-situasjon da landene tenker strategisk i sine investeringer og målet er å kapre markedsandeler fra de andre landene. Ved å gjøre investeringer øker landene kapasiteten og tilbudet av gass i Europa øker totalt sett. Den økte konkurransen fører igjen til lavere gasspriser for forbrukerne. En deregulering av gassmarkedet er først og fremst fordelaktig for forbrukerne, men er også fordelaktig for produsentene dersom de klarer å kapre markedsandeler via investeringene.

2.4.3 “Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market”

En artikkel skrevet i 1998 for IAEE (The International Association for Energy Economics)⁶³ ser på hva som skjer på tilbudssiden av det vestlige europeiske naturgassmarkedet når etterspørselssiden blir konkurransedyktig ved at det kommer flere produsenter i markedet. Artikkelen viser at når etterspørselssiden av gassmarkedet blir liberalisert, har hvert land som produserer naturgass, insentiver til å dele opp total produksjon. Altså øke antall produsenter av naturgass i markedet. Når det kommer flere produsenter i markedet, vil prisen synke i favør konsumentene. Artikkelen ser på en Cournot-modell hvor landene konkurrerer i kvantum og hvor den etablerte bedriften tilpasser seg nye aktører i markedet, istedenfor å prøve å opprettholde sin status som monopolist.

⁶³ (Golombek et al., 1998)

Hovedscenarioet i artikkelen tar utgangspunkt i at alle landene i EU kun har en produsent av naturgass. Dette var ikke representativt med den faktiske situasjonen på 1990-tallet, selv om det var flere av landene i EU som kun hadde en stor produsent av naturgass, som for eksempel Norge, Algerie og Russland. En del av artikkelen ser på hva som skjer når Norge øker antall produsenter fra en til to, ved å dele opp produksjonen. Resultatene viser at Norges produksjon øker kraftig og at produksjonen i andre land reduseres. Totalt sett øker ikke produksjonen i særlig stor grad. Reduksjonen i prisen er nesten ikke merkbar og kommer altså ikke konsumentene til gode. Norge totalt får økt profitt, selv om den tidligere monopolprodusenten i landet får redusert profitt fordi den må dele produksjonen med en annen produsent. Norge klarer altså å ta markedsandeler fra andre store gassnasjoner ved å splitte opp sin produksjon, gitt at ingen av de andre landene gjør det samme.

Artikkelen ser også mer i detalj på hva som skjer når de største gassnasjonene i Vest-Europa deler opp sine nasjonale produsenter. Hvert land velger antall produsenter som maksimerer sin profitt, gitt antall konkurrenter i de andre landene. De fant ut at hvert land har et optimalt nummer av produsenter, gitt et fast antall konkurrenter. Optimalt antall produsenter er en økende funksjon av det gitte antall konkurrenter i de andre landene. Totalt sett tjener det representative landet på å øke antall produsenter, fordi kvantumet øker. I analysen fant de ut at dersom alle landene velger antall produsenter simultant, finnes det ingen likevekt. Dette fordi de ulike landene vil ha insentiver til å øke antall produsenter når konkurrentene øker antall produsenter og dette fortsetter i det uendelige.

3. Metode

3.1 Gjennomgang av Cournot-modellen

Som nevnt er utgangspunktet for analysen vår er en Cournot-modell for det fremtidige hydrogenmarkedet i Europa. For å analysere om det lønner seg for Norge å tenke strategisk i markedet for blått hydrogen i EU, vil vi anvende Stackelberg-modellen for nettopp hydrogenmarkedet. Vi vil ta utgangspunkt i et hovedscenario, men i analysekapittelet vil vi gå gjennom ulike scenarioer. Dette for å undersøke hvordan resultatet endrer seg når parameterne forandres.

3.1.1 Etterspørselen etter hydrogen

Etterspørselen etter hydrogen i modellen har vi valgt å skrive på følgende form. Vi kan finne tall på elastisiteten, markedsstørrelsen og pris, og formen er derfor enkel å kalibrere og jobbe med:

$$P = mQ^{-\varepsilon} \quad (1)$$

«P» er markedsprisen for hydrogen, «m» er en markedsparameter, «Q» er totalt kvantum av hydrogen som tilbys i markedet og «ε» er den konstante etterspørselstetnisiteten, epsilon. I vår analyse har vi valgt å definere markedsprisen for hydrogen i euro. Dette på grunn av at vi skal se på EU-markedet. «Q» representerer hvor mye hydrogen som totalt blir tilbudt i markedet. Matematisk kan dette skrives slik:

$$Q = \sum_1^N q_1, \dots, q_N \quad (2)$$

Dette viser at Q avhenger av hvor mange produsenter «q» det finnes i markedet som studeres og går opp til N produsenter totalt. I vår oppgave består denne parameteren av 3 produsenter, altså N=3. q_1 er produsent nummer 1 av blått hydrogen som representerer produksjon av blått hydrogen i Norge. q_2 er produsent nummer 2 av blått hydrogen som representerer all annen produksjon av blått hydrogen som importeres til EU. Vi antar altså at det er en annen produsent av blått hydrogen i tillegg til Norge, men vi tar ikke stilling til hvilket land dette er. Ifølge tall fra 2019 er Russland, Qatar, Norge, Australia, Canada, USA og Algerie topp 7

gasseksporterende land i verden.⁶⁴ Sett bort ifra LNG er Russland og Algerie de største konkurrentene til Norge for eksport av gass til EU.⁶⁵ « q_g » er det subsidierte tilbudet av grønt hydrogen i EU. Prisen på hydrogen avhenger av hvor stort tilbudet er av både blått og grønt hydrogen i markedet. For å finne prisen i hydrogenmarkedet må markedsparameteren multipliseres med totalt kvantum. Totalt kvantum opphøyes i $-\varepsilon$. Epsilon er et mål på hvor prisfølsom etterspørselen er, og parameteren fanger opp hvor mye etterspørselen i markedet endrer seg når prisen forandres.

I delkapittelet som kommer etter dette vil vi forklare alle de ulike parameterne, samt begrunne hvilke verdier vi har valgt å sette på dem i modellen.

3.1.2 Kostnadsfunksjon for blått hydrogen

Tilbudet av hydrogen i markedet bestemmes blant annet av produsentenes kostnader og vi antar følgende kostnadsfunksjon ved å produsere blått hydrogen:

$$c_i(q_i) = (v_i + k_i)q_i + f_i \quad (3)$$

Hvor « v » er de variable kostnadene, « k » er kapitalkostnader og « f » er faste kostnader. q_i representerer de ulike produsentenes produksjon av hydrogen, altså hvor mange enheter hydrogen de produserer, målt i kg. Siden formelen blir skrevet på generell form står det « i » på alle parameterne for å vise hvilken produsent vi ser på. Variable kostnader og kapitalkostnader avhenger av hvor stor produksjonen er og multipliseres derfor med kvantum q , mens faste kostnader er uavhengig av hvor mye som produseres og adderes i ligningen til slutt. Kostnadene kan variere mellom q_1 og q_2 på bakgrunn av blant annet ulike teknologier og kunnskap i ulike land. Kostnadene vil også variere mellom grønt og blått hydrogen. For grønt hydrogen består de variable kostnadene av strømprisen, mens for blått hydrogen er de variable kostnadene naturgassprisen. Vi kommer tilbake til kostnadene senere i dette kapitlet. Vi har avgrenset oppgaven vår til Norge og blått hydrogen og vil derfor ikke gå inn på kostnadene knyttet til grønt hydrogen i EU, da vi som nevnt tar tilbudet av grønt hydrogen for gitt.

⁶⁴ (Norsk Petroleum, 2021a)

⁶⁵ (European Commission, 2020b)

3.1.3 Cournot-likevekt

Når vi har etterspørsels -og kostnadsfunksjonen kan vi sette opp profittuttrykket til de to produsentene av blått hydrogen:

$$\pi_i = (P - c_i)q_i \quad (4)$$

$$\pi_i = [m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon} - v_i - k_i]q_i \quad (5)$$

Hvor mye hvert av landene tjener på hydrogenproduksjonen avhenger av prisen og kostnadene. Vi setter inn for etterspørselsfunksjonen P, totalt kvantum Q og kostnadsfunksjonen c for å finne profittuttrykket π . Vi har utelatt de faste kostnadene i profittuttrykket.

For å finne hvor stor produksjon (q_i) som er optimal, må vi derivere profittuttrykket med hensyn på produksjonen q_i i de ulike landene. Vi setter $c_i = v_i + k_i$ for å forenkle uttrykket.

For Norge (q_1) blir førsteordensbetingelsen:

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial q_1} = m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon} - c_1 - \varepsilon m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-1} q_1 = 0 \quad (6)$$

For det andre landet (q_2) blir førsteordensbetingelsen:

$$\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} = m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon} - c_2 - \varepsilon m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-1} q_2 = 0 \quad (7)$$

For en gitt verdi på grønt hydrogen, « q_g », har vi nå to ligninger som kan løses for q_1 og q_2 for å finne Nash-likevekten. Vi vil ikke løse disse ligningene analytisk, men numerisk i modellen. Vi kommer tilbake til dette i analysen i kapittel 4.

3.1.4 Stackelberg-likevekt

Vi vil nå gå gjennom de matematiske formlene vi bruker for å finne Stackelberg-likevekten i modellen. Norge er leder og land 2 er følger. Land 2 (q_2) vil dermed ha lik profittfunksjon og førsteordensbetingelse som i Cournot-likevekten:

$$\pi_2 = [m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon} - c_2]q_2 \quad (8)$$

$$\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} = m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon} - c_2 - \varepsilon m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-1} q_2 = 0 \quad (9)$$

Løsningen på denne ligningen gir q_2 som en funksjon av q_1 . For å finne den deriverte av denne funksjonen differensierer vi ligningen ovenfor, både med hensyn på q_1 og q_2 :

$$\frac{\partial \left[\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} \right]}{\partial q_1} = -\varepsilon m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-1} + \varepsilon(\varepsilon + 1)m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-2} q_2 \quad (10)$$

$$\frac{\partial \left[\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} \right]}{\partial q_2} = -2\varepsilon m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-1} + \varepsilon(\varepsilon + 1)m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-2} q_2 \quad (11)$$

Videre må følgende gjelde for at førsteordensbetingelsen for land 2 skal holde dersom q_1 endres:

$$\frac{\partial \left[\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} \right]}{\partial q_1} dq_1 + \frac{\partial \left[\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} \right]}{\partial q_2} dq_2 = 0 \leftrightarrow \frac{dq_2}{dq_1} = \frac{-\frac{\partial \left[\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} \right]}{\partial q_1}}{\frac{\partial \left[\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} \right]}{\partial q_2}} \quad (12)$$

Deriverer og forenkler uttrykket:

$$\frac{dq_2}{dq_1} = -\frac{m(q_1+q_2; q_g)^{-(\varepsilon+1)} q_2}{2m(q_1+q_2; q_g)^{-(\varepsilon+1)} q_2} \quad (13)$$

$\frac{dq_2}{dq_1}$ fanger opp at land 2 vil produsere mindre dersom Norge øker sin produksjon, på grunn av at Norge er Stackelberg-leder.

I steg 1 vil Norge (q_1) maksimere følgende profittuttrykk. Uttrykket viser at kvantum til det andre landet er gitt Norges kvantum:

$$\pi_1 = [m(q_1 + q_2(q_1); q_g)^{-\varepsilon} - c_1] q_1 \quad (14)$$

For Norge blir førsteordensbetingelsen nå:

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial q_1} = m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon} - c_1 - \varepsilon m(q_1 + q_2; q_g)^{-\varepsilon-1} \left(1 + \frac{dq_2}{dq_1} \right) q_1 = 0 \quad (15)$$

Essensen er at det bare er en Nash-likevekt så lenge kapitalkostnadene k fra ligning (3) er irreversible, altså sunk cost, for leder. Det høyeste troverdige kvantumet Norge kan produsere er da Cournot-løsningen når Norge har marginalkostnad v , og det andre landet har

marginalkostnad $v+k$. I figur 1 i teorigapitlet har vi vist dette punktet, x_1^S , grafisk. Vi antar at kvantumet produsert i Stackelberg-løsningen er høyere for leder sammenlignet med kvantumet produsert i Cournot, og dermed er Stackelberg-løsningen optimal for Norge.

3.2 Forklaring og begrunnelse av parameterne i Cournot-modellen

3.2.1 Markedsparameteren «m»

Markedet bestemmes av den fremtidige etterspørselen i EU. Vi har gjort antakelser basert på ulike studier for å kalkulere denne og kommet frem til et hovedscenario for total etterspørsel etter hydrogen i 2030. Basert på den totale kalkulerte etterspørselen «Q» har vi funnet markedsparameteren «m» ved å fylle inn for kvantum, kostnader og elastisitet i førsteordensbetingelsen, dette kommer vi tilbake til i analysekapitlet.

Som tidligere nevnt brukes naturgass som energikilde i flere sektorer av EUs økonomi. I 2019 var total etterspørsel etter naturgass i EU 482 bcm⁶⁶. Rørledningene som transporterer naturgass til og omkring i EU i dag, kan med relativt enkle grep omgjøres til å transportere hydrogen⁶⁷, imidlertid trengs tilnærmet ingen omgjøringsgrep dersom man sender en blanding av hydrogen og naturgass så lenge andelen hydrogen ikke overskrider 20 %⁶⁸. IEA har estimert at etterspørselen etter naturgass vil øke med 1,5 % årlig frem mot 2025.⁶⁹ I vår oppgave har vi derfor satt en moderat økning av etterspørselen etter naturgass på 5 % frem til 2030. Om man tar utgangspunkt i dette, og at 20 % av naturgassetterspørselen erstattes av hydrogen, tilsvarer det 101 bcm. Energiinnholdet i en bcm naturgass er 10,6 milliarder kWh⁷⁰, følgelig er energimengden som hydrogen skal dekke 1,16403 milliarder kWh. Ettersom en kg hydrogen tilsvarer 33,33 kWh, kan vi ta utgangspunkt i at etterspørselen etter hydrogen i 2030 blir omtrent *34,9 milliarder kg*.

EUs klimastrategi fokuserer som nevnt også på transportsektoren med satsning innen hydrogendrevne transportmidler. I 2018 ble det i EU solgt totalt 375 milliarder liter fossilt

⁶⁶ (European Commission, 2020b)

⁶⁷ (Wang et al., 2020)

⁶⁸ (Hydrogen Council, 2020)

⁶⁹ (IEA, 2020)

⁷⁰ (Campbell et al., 2018)

drivstoff, nærmere bestemt 271 milliarder liter diesel og 104 milliarder liter bensin. Brennverdien til én kilo hydrogen tilsvarer 120 MJ⁷¹, altså 0,008 kgH₂/MJ. Det er langt høyere enn for både diesel som er 43,1 MJ pr. kilo diesel og bensin som er 43,9 MJ pr. kilo bensin.⁷² Det tilsvarer omtrent 0,0232 kg diesel pr. MJ og 0,0228 kg bensin pr. MJ. Omgjøringsfaktoren fra liter til kg er 0,84 kg/l for diesel og 0,74 kg/l for bensin. Med andre ord er 1 kilo tilsvarende 1,19 l for diesel og 1,35 l for bensin. En liter diesel tilsvarer derfor omtrent 0,302 kg hydrogen (= 1 / (0,0232 / 0,008 * 1,190)). En liter bensin tilsvarer omtrent 0,271 kg hydrogen (= 1 / (0,0228 / 0,008 * 1,351)).

	Diesel	Bensin
Drivstoff solgt i EU i 2018	217 milliarder liter	104 milliarder liter
Brennverdi	43,1 MJ pr. kg 0,0232 kg pr. MJ	43,9 MJ pr. kg 0,0228 kg pr. MJ
Omgjøringsfaktor fra liter til kilo	0,84 kg pr. liter 1,19 liter pr. kg	0,74 kg pr. liter 1,35 liter pr. kg
Antall kilo hydrogen per liter	0,302 kg H ₂ pr. liter diesel	0,271 kg H ₂ pr. liter bensin

Tabell 1: Omregning fra bensin og diesel til hydrogen

I vår oppgave antar vi at 5 % av etterspørselen i transportsektoren erstattes med hydrogen innen 2030, altså en forventet hydrogenetterspørsel på 5,5 milliarder kg. Årsaken til den moderate antakelsen er at det tar tid å skifte ut biler, lastebiler, o.l. til hydrogen-drevne transportmidler og tidsaspektet i vår oppgave kun er frem til år 2030. Utregningen blir som følger: $(271\ 000\ 000\ 000 * 0,05 * 0,302) + (104\ 000\ 000\ 000 * 0,05 * 0,271) = 5\ 494\ 084\ 037$ kg hydrogen.

Etter å ha beregnet fremtidig etterspørsel basert på naturgass- og transportmarkedet, kom vi frem til at total hydrogenetterspørsel i hovedscenarioet kan anslås til ca. 40 milliarder kg. Etter å ha løst førsteordensbetingelsen for «m» finner vi at markedsparameteren er omtrent 1,652 milliarder⁷³, dette vil bli nærmere gjennomgått i analysen. I analysen endres kun markedsparameteren når totalt kvantum Q endres. Dette blir forklart nærmere i analysekapittelet.

⁷¹ (Hofstad, 2020)

⁷² Side 15 (Toutain et al., 2008)

⁷³ Hovedscenario: «m» = 1 651 661 903

3.2.2 Elastisiteten « ϵ »

Vi har inkludert en parameter for priselastisitet i etterspørselsfunksjonen i modellen, dette for å ta hensyn til at etterspørselen endrer seg når prisen forandres. Parameteren ϵ fanger opp denne prisfølsomheten og kan forklares med hvor mye etterspørselen endrer seg (i prosent) når prisen øker med 1 %. Den kan dermed gi en forklaring på hvor mye produktet blir verdsatt i markedet og hvilken type gode det er. Dersom prisen er elastisk vil 1 % økning i prisen føre til at etterspørselen reduseres med mer enn 1 %, slike varer blir ofte omtalt som luksusgoder. Dersom prisen er uelastisk vil 1% økning i prisen føre til mindre enn 1% reduksjon i etterspørselen og slike goder kalles normalgoder.⁷⁴

Siden det ikke finnes så mye forskning og data på prisfølsomheten til hydrogen har vi valgt å se på elastisitetene for naturgass. Da det er planlagt at hydrogen skal ta over for store deler av dagens produksjon av naturgass og dens bruksområder, er det relevant å se på data fra nettopp naturgass. Det finnes en mengde studier gjort på elastisitetene til naturgass, både fra kortsiktige og langsiktige perspektiv.

I vår oppgave ser vi på en langsiktig Cournot-modell for år 2030 og det er derfor naturlig å bruke langsiktige elastisiteter for prisen på naturgass. Dersom vi ser på de kortsiktige elastisitetene til husholdninger, vil disse være lave fordi på kort sikt vil det ikke finnes andre alternativer for å få tilgang på strøm og varme. Husholdningene vil fortsette å bruke naturgass selv om prisene øker, da det ikke er et alternativ å leve uten strøm og varme. På lang sikt vil det være mulig å endre installasjonene i bygningene dersom det viser seg at prisene skal fortsette å øke i fremtiden. De langsiktige elastisitetene vil derfor være høyere enn de kortsiktige. Husholdningene har andre alternativer dersom vi ser på en lengre periode. De kan for eksempel endre til elektrisk strøm og varme. Dette gjør at produsentene ikke kan sette en så høy pris, fordi de vet at de taper på dette i det lange løp. Dersom naturgass var det eneste alternativet for strøm og varme i husholdninger, kunne produsentene ha utnyttet dette i stor grad ved å sette en mye høyere pris.

Vi har tatt utgangspunkt i en studie gjennomført av Australian National University i 2016.⁷⁵ Denne studien estimerte den langsiktige priselastisiteten for naturgass til -1,25. Det vil si at

⁷⁴ (Andresen, 2014)

⁷⁵ (Burke & Yang, 2016)

1% økning i prisen på naturgass fører til at etterspørselen reduseres med 1,25%. Prisen er derfor elastisk, som vil si at en prosentvis økning i prisen på naturgass fører til en større prosentvis reduksjon i etterspørselen. Denne studien har brukt data fra 44 land i perioden 1978-2011. I modellen er det inkludert variabler som fanger opp endringer i priser for andre globale energikilder, som for eksempel olje. Dette for å ta hensyn til at forbruk av naturgass blant annet avhenger av prisen på andre energikilder i et langsiktig perspektiv. For å ta hensyn til at naturgassforbruket avhenger av prisen på naturgass, som igjen avhenger av tilgangen på naturgass, har de inkludert en variabel for dette i regresjonen. Denne variabelen tar også hensyn til om land i nærheten har stor tilgang på naturgass, da dette har innvirkning på naturgassprisen i det aktuelle landet. Det er også tatt med faste effekter for år og land. Årlige faste effekter kontrollerer for alle variabler som varierer over tid, men som er de samme for alle land. Landlige faste effekter kontrollerer for alle variabler som er konstante over tid for hvert land, men som kan variere mellom ulike land.

I studien er det også estimert separate priselastisiteter for naturgassforbruk i industrien og i husholdninger ved å bruke gjennomsnittlig sluttbrukerpris betalt av de ulike sektorene. For industrien ble den langsiktige priselastisiteten estimert til -1 og for husholdning til -1,4, altså veldig like resultater som totalen på -1,25. Studien fant også bevis på at naturgass og bensin er substitutter i husholdninger, da land med høye bensinpriser har større forbruk av naturgass, og motsatt. Det kommer også fram av studien at den langsiktige priselastisiteten for naturgass har vært ganske stabil over tidsperioden, da både elastisiteten i hver periode (år) og elastisiteten mellom landene i de ulike periodene var nær -1,25.

En annen studie fra 2013 ser på forbruk og priser på naturgass i 8 medlemsland i OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) i perioden 1979-2006.⁷⁶ I denne studien ble de langsiktige priselastisitetene for naturgass estimert til å variere fra -1,292 til -0,345.

I vår oppgave har vi derfor valgt å sette den langsiktige priselastisitet ε til -1,2. Årsaken til at vi har valgt -1,2 er at det går igjen i mange av studiene som er gjort på den langsiktige priselastisiteten for naturgass. Eksempler på andre studier som har konkludert med lignende

⁷⁶ (Bilgili, 2014)

resultater er Maddala et al. (1997)⁷⁷ som estimerte den langsiktige priselastisiteten i husholdninger til å variere fra -1,4 til -0,2, Lin et al. (1987)⁷⁸ estimerte elastisiteten til å være -1,2 og Krichene (2002)⁷⁹ estimerte -1,1.

3.2.3 Tilbudet av grønt hydrogen «q_g»

I analysen tar vi hensyn til at EU har en klar strategi for å på egenhånd produsere flere millioner tonn med grønt hydrogen som kan dekke deler av den fremtidige hydrogenetterspørselen. Av den grunn tar vi med parameteren «q_g» som tilsvarer EUs produksjon av grønt hydrogen. Ifølge EUs hydrogenstrategi for et klimanøytralt Europa er deres målsetning å nå et produksjonsnivå på 10 milliarder kg grønt hydrogen innen 2030.⁸⁰ «q_g» vil i modellen være en eksogen variabel som vi tar for gitt. Den vil ikke endre seg dersom tilbudet av blått hydrogen øker eller reduseres eller dersom kostnadene for grønt hydrogen øker. I vårt hovedscenario antar vi altså at EU produserer 10 milliarder kg uavhengig av hva som skjer med tilbudet av blått hydrogen. Men vi vil se på et scenario hvor tilbudet av grønt hydrogen blir mer ambisiøst enn EU har antatt i sin hydrogenstrategi.

3.2.4 Kostnader

I vår analyse tar vi utgangspunkt i at totale kostnader består av variable kostnader, kapitalkostnader og faste kostnader. De to førstnevnte avhenger av kvantum, mens faste kostnader ikke påvirkes av produksjonsomfanget på kort sikt. Vi legger ikke vekt på de faste kostnadene i vår analyse ettersom disse må betales uansett kvantum og er derfor uavhengige av om aktøren handler strategisk eller ikke. Basert på en større studie av fremtidsmarkeder for fornybare gasser og hydrogen gjort av *University of Groningen*, antar vi at de kvantumsavhengige kostnadene ved produksjon av hydrogen er 1,66 €/kg, gitt at man antar at tilnærmet 100 % av CO₂ fanges, transporteres og lagres.⁸¹

En stor og avgjørende del av kostnadene ved produksjon av hydrogen, er prisen på energiinntaket. Når det gjelder blått hydrogen er derfor produksjonskostnadene sterkt

⁷⁷ (Maddala et al., 1997)

⁷⁸ (Lin et al., 1987)

⁷⁹ (Krichene, 2002)

⁸⁰ («Regjeringens hydrogenstrategi», 2020)

⁸¹ (Moraga et al., 2019)

påvirket av naturgassprisen, på samme måte som strømpriser er en avgjørende faktor i produksjonskostnadene til grønt hydrogen.⁸² Groningens kostnadsanalyse er basert på en større studie de gjorde tidligere samme år hvor de har antatt at omtrent halvparten av kostnadsbildet består av naturgassprisen som var kalkulert til 20 €/MWh og at behovet for naturgass per kg hydrogen var 0,05 MWh.⁸³ Omregnet vil det bety 1 €/kg hydrogen som vi videre i vår analyse omtaler som variable kostnader «v».

Kapitalkostnader «k» er irreversible investeringskostnader som avhenger av kapasitetsnivå. Det betyr at man på kort sikt ikke kan omsette maskiner og infrastruktur som benyttes i produksjonen dersom man skulle trenge likvider. Ifølge studien gjort ved Groningen University⁸⁴ vil utslipp ved produksjon av en kilo blått hydrogen være 9,3 kilo CO₂⁸⁵. Dersom man skal transportere og lagre alt dette til en kostnad på 0,05 €/kg CO₂ vil det koste € 0,465 i CCS per kilo produserte blått hydrogen⁸⁶. I samme studie legger de også til grunn at det gjøres investeringer på € 307 millioner i SMR-infrastruktur, samt € 54 millioner i CCS. Forventet totalproduksjon gjennom levetiden til disse anleggene antas å være 1 850 millioner kg blått hydrogen. Vi legger derfor til grunn € 0,195 i investeringskostnad per produserte kg hydrogen.⁸⁷ Legger man sammen antakelsene om fangst, transport og lagring av CO₂, samt investeringer i SMR- og CCS-anlegg, beløper kapitalkostnadene seg til 0,66 €/kg hydrogen.

⁸² (Moraga et al., 2019)

⁸³ Tabell 2.2 side 11 (Mulder et al., 2019)

⁸⁴ Tabell 2.2 side 11 (Mulder et al., 2019)

⁸⁵ *Studien til Groningen legger til grunn at kun 55 % av CO₂ lagres. De opererer med 4,12 kg CO₂-utslipp per kg produserte blått hydrogen og 5,18 kg CO₂ som lagres i CCS per kg produserte blått hydrogen. Totalt 9,3 kg CO₂ per kg produserte blått hydrogen.*

⁸⁶ *Utrekning: 9,3 kg CO₂ per. kg H₂ * 0,05 € per. kg CO₂ = 0,465 € per kg H₂*

⁸⁷ *Utrekning: (€307 millioner + €54 millioner) / 1 850 kg H₂ = 0,1951*

4. Analyse

Utgangspunktet for analysen vår er som nevnt et hovedscenario der vi ser på hvilke muligheter Norge har i et voksende hydrogenmarked i EU og om Norge burde tenke strategisk, gitt de ulike parameterne i Cournot-modellen. I de kommende delkapitlene vil vi gå gjennom ulike scenarier hvor parameterne endres. Dette for å finne ut hvor stor innvirkning de ulike parameterne har på Norges muligheter i EU. For hvert scenario vil vi først gå gjennom Cournot-likevekten før vi ser på Stackelberg-likevekten. Vi går kun nøye gjennom hva som er gjort i Excel i hovedscenarioet, men bruker samme fremgangsmåte i de andre scenarioene.

I vår problemstilling ønsker vi å undersøke om det er lønnsomt for Norge å tenke strategisk. Det er mange interessante scenarier å undersøke, men de som er mest relevante for vår problemstilling, er de som omhandler situasjoner som i teorien vil gjøre det verre for Norge sin del. Vi ønsker å undersøke om det fortsatt er lønnsomt for Norge dersom situasjonen forverrer seg sammenlignet med hovedscenarioet. Det er stor usikkerhet knyttet til fremtidig produksjon og etterspørsel etter både blått og grønt hydrogen, og det er derfor vanskelig å spå hvordan situasjonen faktisk ser ut i 2030. Så selv om det finnes scenarier som kanskje er mer virkelighetsnære, ønsker vi heller å se på de verst tenkelige situasjonene for Norge, for nettopp å undersøke om det fortsatt er lønnsomt å tenke strategisk.

For eksempel kan det virke mer realistisk at kostnadene for blått hydrogen blir redusert fram mot 2030 enn at de øker. For vind- og solenergi har kostnadene blitt mye lavere enn noen kunne forutse i starten, og det er derfor ikke helt usannsynlig at kostnadene for blått hydrogen vil kunne bli lavere enn estimert.⁸⁸ Teknologien utvikles og vi lærer mer som gjør det mulig å effektivisere prosessene, som igjen fører til lavere kostnader. På den andre siden har utviklingen innen LNG ikke hatt den reduksjonen i kostnader som var forventet.⁸⁹ Her trodde man at kostnadene kom til å bli redusert kraftig gjennom teknologiutvikling, men analyser av LNG-anlegg har vist at situasjonen er en helt annen. Det har ikke funnet sted læring og utvikling av teknologier, systemer og prosesser som har ført til lavere kostnader, og nå er det nesten ingen som tror på at kostnadene knyttet til LNG kan bli redusert i fremtiden. Det kan

⁸⁸ (IRENA, 2017)

⁸⁹ (Greaker & Sagen, 2004)

godt tenkes at situasjonen blir den samme for blått hydrogen. Det er ikke alle teknologier som opplever fall i kostnader.

Dersom kostnadene for blått hydrogen reduseres, vil dette øke lønnsomheten for produsentene av blått hydrogen og styrke Norges posisjon i markedet. Vi mener derfor det er mer interessant å se på hva som skjer dersom kostnadene for blått hydrogen blir høyere enn antatt i hovedscenarioet, for å se om det fortsatt vil være lønnsomt for Norge å tenke strategisk. Dette er også bakgrunnen for retningen i endringene av de andre parameterne i analysen.

4.1 Hovedscenario

Vi har valgt et hovedscenario som vi mener er den situasjonen som på best mulig måte gjenspeiler et fremtidig hydrogenmarked i EU i 2030, gitt de forutsetningene, kalkulasjonene og begrunnelsene vi har gjort i metodekapittelet. Tabell 2 viser en oversikt over antakelsene som er brukt i hovedscenarioet.

Antakelser				Markedsparameter
Total Etterspørsel	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Kostnader	
	<i>epsilon</i>	<i>qg</i>	<i>v+k</i>	
40 000 000 000	0,833	10 000 000 000	1,66	<i>m</i>
				1 651 661 903

Tabell 2: Antakelser hovedscenario

Cournot-likevekt

I Excel starter vi med å kjøre en Cournot-modell hvor vi kalibrerer markedsparameteren «m». Her antar vi at den totale etterspørselen på 40 milliarder kg fordeles likt mellom de to landene etter å ha tatt høyde for at 10 milliarder kg dekkes av grønt hydrogen. Det er også verdt å nevne at priselastisiteten på 1,2 i modellen blir tilnærmet 0,83. Årsaken er at den kalkuleres som $\frac{1}{e} = \frac{1}{1,2} \approx 0,83$ fordi vi ønsker å se på etterspørsel elastisiteten. Ved hjelp av tilleggsverktøyet «Problemløser» i Excel kalkulerer vi «m» (se vedlegg 1A i Appendix). Rent teknisk lar vi problemløseren velge en «m» slik at den anslåtte markedsstørrelsen blir realisert i Nash-likevekten. Problemløseren gir ett mulig utfall hvor markedsparameteren blir kalkulert til 1 651 661 903 (se vedlegg 1B i Appendix).

Deretter modellerer vi at begge produsentene setter sitt beste mulige kvantum simultant. I problemløseren setter vi opp at profittligningen skal maksimeres ved å endre på

produksjonskvantaene, under betingelsen om at førsteordensbetingelsene for q_1 og q_2 skal være lik null. Siden landene har like kostnader, antar vi symmetri og maksimerer derfor kun den ene profittligningen (se vedlegg 1C i Appendix). Ifølge problemløseren vil det optimale kvantumet for de to produsentene være 15 milliarder kg blått hydrogen hver, gitt forutsetningene vi har lagt til grunn i vårt hovedscenario. I denne likevekten vil hver av produsentene sitte igjen med en profitt før faste kostnader på tilnærmet € 11,3 milliarder. Prisen i markedet blir € 2,41 (se vedlegg 1D i Appendix).

Vi har også kalkulert modellen med utgangspunkt i fire produsenter for å undersøke hvordan prisen i markedet endres når flere land kommer på banen. I Excel kjører vi altså en Cournot-modell med fire land istedenfor to. I dette tilfellet blir markedsparameteren «m» kalkulert til 1 345 796 475. Hvert land produserer ca. 7,5 milliarder kg blått hydrogen hver og får en profitt før faste kostnader på € 2,3 milliarder som er 80 % lavere enn i scenarioet med to aktører. Prisen i markedet blir € 1,97 i likevekt (se vedlegg 1E i Appendix). Siden prisen ikke blir så veldig forskjellig sammenlignet med Cournot-likevekten med kun to land, vil vi fremover kun bruke to land i analysen og de ulike scenarioene. Hovedhensikten med oppgaven er å se på forskjellen mellom Cournot og Stackelberg, altså strategiske og ikke-strategiske løsninger. Vi mener derfor det gir god innsikt å kun se på to land, samt behandle følger som ett land. Dette vil også forenkle modellen når vi skal se på Stackelberg-løsningen.

Stackelberg-likevekt

For å regne ut Stackelberg-likevekten bruker vi førsteordensbetingelsene for q_1 og q_2 som vi kom fram til i kapittel 3.1.4. Vi inkluderer derfor en rute i Excel-modellen med formelen for uttrykket $\frac{dq_2}{dq_1}$, som inngår i førsteordensbetingelsen for q_1 . I Stackelberg-løsningen er markedsparameteren «m» lik som i Cournot, som i hovedscenarioet med to land ble kalkulert til 1 651 661 903. Vi lar så problemløseren maksimere profittuttrykket til Norge ved å endre på kvantaene til begge landene, under forutsetning av at førsteordensbetingelsen til det andre landet skal være lik null (se vedlegg 1F i Appendix). Ifølge modellen vil det optimale kvantumet for q_1 og q_2 være henholdsvis 19,5 milliarder kg og 13,8 milliarder kg. Stackelberg-likevekten gir en profitt før faste kostnader på € 11,7 milliarder for Norge og € 8,3 milliarder for det andre landet. Prisen ble kalkulert til € 2,26 (se vedlegg 1G i Appendix).

Vi ser at prisen i hovedscenarioet faller med € 0,16, eller 6 %, i Stackelberg-løsningen, sammenlignet med Cournot-løsningen. Total produksjon av hydrogen blir i Stackelberg høyere enn hva vi har kalkulert markedet til, dvs. 40 milliarder kg. Dette er naturlig å forvente ettersom Stackelberg fører til mer konkurranse i markedet. Et interessant funn i modellkjøringen er at Stackelberg gir størst utslag på følgeren. Den norske profitten i Stackelberg øker med ca. 400 millioner som tilsvarer en økning på 3 %. Den følgende aktørens profitt vil i større grad påvirkes i Stackelberg med et fall på 3 milliarder, som tilsvarer en reduksjon på 27 %.

Ved å være Stackelberg-leder må Norge øke sine investeringer i kapasitet med nesten 3 milliarder kg blått hydrogen, noe som tilsvarer en økning på hele 30 % sammenlignet med Cournot-løsningen. Investeringskostnadene er regnet ut ved å gange produsert kvantum med kapitalkostnadene på € 0,66. Til gjengjeld øker bare profitten med 3 % ved å gjøre disse investeringene. Med tanke på hvor mye mer kapital det er nødvendig å investere i for Norge for å få en ledende posisjon i markedet, er økningen i profitt minimal. For konkurrenten blir investeringene redusert med 8 %, noe som fører til den nevnte reduksjonen i profitten. Se tabell 3 for sammenligning av Cournot- og Stackelberg-løsningen for Norge og konkurrenten.

*i milliarder

**Investeringene er i milliarder og kalkulert med kapitalkostnadene "k" 0,66 €/kg

Hovedscenario	Pris	Norge			Konkurrent		
		Kvantum (q1)*	Profitt*	Investering**	Kvantum (q2)*	Profitt*	Investering**
Cournot	2,41	15,000	11,319	9,902	15,000	11,319	9,902
Stackelberg	2,26	19,534	11,706	12,895	13,789	8,263	9,102
Varians	-0,16	4,534	0,387	2,993	-1,211	-3,056	-0,800
	-6 %	30 %	3 %	30 %	-8 %	-27 %	-8 %

Tabell 3: Sammenligning av resultater, hovedscenario

4.2 Scenario 2: Produksjonskostnadene for blått hydrogen blir høyere enn antatt

Som nevnt innledningsvis i dette kapittelet ønsker vi å undersøke hva som skjer med lønnsomheten når kostnadene for blått hydrogen blir høyere enn antatt i hovedscenarioet. IEA kom fram til at kostnadene knyttet til blått hydrogen i Europa i 2018 var ca. € 2 per kg.⁹⁰ I dette scenarioet har vi derfor tatt utgangspunkt i disse kostnadene. Vi antar at det skjer en kostnadsøkning både i de variable kostnadene og i kapitalkostnadene. Vi forutsetter lik fordelingsfaktor som tidligere, altså at de variable kostnadene står for 60 % og at

⁹⁰ (IEA, 2019)

kapitalkostnadene står for 40 % av de totale kostnadene. Omregnet blir da de variable kostnadene € 1,2 og kapitalkostnadene € 0,8.

Vi modellerer at markedsparameteren «m» er den samme som i hovedscenarioet, men at aktørene får en overraskende økning i kostnader. Av den grunn holdes «m» på omtrent 1,652 milliarder⁹¹ både i Cournot og Stackelberg. Se tabell 4 for en oversikt over hvilke antakelser vi har brukt i dette scenarioet, tabellen viser at det kun er parameteren for kostnadene som har blitt endret.

Antakelser				Markedsparameter
Total Etterspørsel	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Kostnader	
	<i>epsilon</i>	<i>qg</i>	<i>v+k</i>	<i>m</i>
40 000 000 000	0,833	10 000 000 000	2,00	1 651 661 903

Tabell 4: Antakelser scenario 2

Cournot-likevekt

Endring av produksjonskostnadene for blått hydrogen fører til at landene i likevekt produserer omtrent 11,6 milliarder kg blått hydrogen hver som er 23 % mindre enn i hovedscenarioet. Landene får en profitt før faste kostnader på € 9,5 milliarder som er 16 % lavere sammenlignet med hovedscenarioet. Modellen viser at markedsprisen er 17 % høyere enn i hovedscenarioet, nærmere bestemt blir prisen kalkulert til € 2,82 i Cournot-løsningen (se vedlegg 2A i Appendix). Det er naturlig å forvente at markedet blir mindre når kostnadene og prisen øker. Et mindre marked gir igjen lavere profitt til aktørene.

Stackelberg-likevekt

I Stackelberg-likevekten blir optimalt kvantum for q_1 og q_2 henholdsvis 15,4 og 10,5 milliarder kg som er 32 % høyere og 9 % lavere enn i Cournot. Disse kvantaene gir en markedspris på € 2,65 som er 6 % lavere enn i Cournot. Profitten til Norge øker med 4% til € 9,9 milliarder sammenlignet med Cournot. Det andre landets profitt faller fra Cournot med 29 % til € 6,8 milliarder (se vedlegg 2B i Appendix). Resultatet viser at Stackelberg-spillet gir størst utslag på følgerers profitt, da denne blir redusert mer enn hva leders profitt øker med.

Norge må øke sine investeringer i kapasitet med 32 % sammenlignet med Cournot-løsningen for å klare å bli Stackelberg-leder i markedet. Disse investeringene fører imidlertid bare til at

⁹¹ Markedsparameteren «m» fra hovedscenario på 1 651 661 903

profitten øker med 4 %. Økningen i profitt er minimal sammenlignet med hvor store investeringer som kreves. For konkurrenten vil det imidlertid være en reduksjon i investeringer på 9 %, som vil føre til at profitten reduseres med 29 %. Stackelberg-løsningen har størst effekt på følger, altså konkurrenten til Norge. Se tabell 5 for sammenligning av Cournot- og Stackelberg-løsningen for Norge og konkurrenten.

*i milliarder

**Investeringene er i milliarder og kalkulert med kapitalkostnadene "k" 0,8 €/kg

Scenario 2: Høyere kostnader	Pris	Norge			Konkurrent		
		Kvantum (q1)*	Profitt*	Investering**	Kvantum (q2)*	Profitt*	Investering**
Cournot-løsning	2,82	11,593	9,522	9,220	11,593	9,522	9,220
<i>Sammenlignet med hovedscenario</i>	17 %	-23 %	-16 %	-7 %	-23 %	-16 %	-7 %
Stackelberg-løsning	2,65	15,360	9,911	12,216	10,495	6,772	8,346
<i>Sammenlignet med Cournot-løsning</i>	-6 %	32 %	4 %	32 %	-9 %	-29 %	-9 %

Tabell 5: Sammenligning av resultater, scenario 2

4.3 Scenario 3: Tilbudet av grønt hydrogen blir høyere enn antatt

Et annet interessant scenario er hva som skjer med lønnsomheten for blått hydrogen for Norge dersom tilbudet av grønt hydrogen blir mer ambisiøst enn EU har antatt i deres hydrogenstrategi. Som nevnt er det stor usikkerhet knyttet til fremtidig hydrogenproduksjon og det er mange faktorer som spiller inn. Det kan for eksempel være at teknologien knyttet til grønt hydrogen utvikler seg mye raskere enn antatt frem mot 2030 slik at kostnadene reduseres og tilbudet øker. I dette scenarioet har vi derfor antatt at total etterspørsel i markedet er likt som i hovedscenarioet og at tilbudet av grønt hydrogen øker til 12,5 milliarder kg. Siden total etterspørsel i markedet er likt som i hovedscenarioet, holdes «m» på ca. 1,652 milliarder. Tabell 6 inneholder en oversikt over antakelsene vi har brukt i dette scenarioet, og viser at vi kun har endret på parameteren for grønt hydrogen, q_g , i dette scenarioet.

Antakelser				Markedsparameter
Total Etterspørsel	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Kostnader	
40 000 000 000	0,833	12 500 000 000	1,66	1 651 660 305

Tabell 6: Antakelser scenario 3

Cournot-likevekt

Ved økt tilbud av grønt hydrogen, gitt lik total etterspørsel i markedet som i hovedscenarioet, produserer hvert av landene 13,8 milliarder kg blått hydrogen. Profitten før faste kostnader ble kalkulert til € 10,4 milliarder som er 8 % lavere enn i hovedscenarioet. Markedsprisen vil

i dette tilfellet bli € 2,41 som er likt som i hovedscenarioet (se vedlegg 3A i Appendix). Årsaken til at prisen ikke endrer seg fra hovedscenarioet er at hydrogenmarkedet er like stort, det er kun fordelingen av blått og grønt hydrogen som har endret seg.

Stackelberg-likevekt

I Stackelberg-likevekten vil optimalt kvantum for q_1 og q_2 være henholdsvis 19,4 og 13,3 milliarder kg blått hydrogen. Dette tilsvarer en økning for Norge på 41 %, men omtrent likt kvantum for det andre landet sammenlignet med kvantaene i Cournot-løsningen. Ved dette kvantumet øker Norges profitt med 1 % til € 10,5 milliarder, mens det andre landets profitt faller med 31 % til € 7,2 milliarder før faste kostnader. Prisen i markedet ble kalkulert til € 2,20 som er en reduksjon i pris fra Cournot på 9 % (se vedlegg 3B i Appendix).

Ved økt tilbud av grønt hydrogen i markedet vil Norge måtte øke sine investeringer i kapasitet med 41 % sammenlignet med Cournot-løsningen for å bli Stackelberg-leder i markedet. Til gjengjeld øker kun profitten med 1 %. Det kreves altså store investeringer for en marginal økning i profitt. Sammenlignet med Cournot får konkurrenten et større fall i profitten enn Norge, selv om investeringene i kapasitet reduseres minimalt. Se tabell 7 for sammenligning av resultater for Norge og konkurrenten i Cournot- og Stackelberg-løsningen.

**i milliarder*

***Investeringene er i milliarder og kalkulert med kapitalkostnadene "k" 0,66 €/kg*

Scenario 3: Mer grønn hydrogen	Pris	Norge			Konkurrent		
		Kvantum (q_1)*	Profitt*	Investering**	Kvantum (q_2)*	Profitt*	Investering**
Cournot-løsning	2,41	13,750	10,376	9,077	13,750	10,376	9,077
<i>Sammenlignet med hovedscenario</i>	<i>0 %</i>	<i>-8 %</i>	<i>-8 %</i>	<i>-8 %</i>	<i>-8 %</i>	<i>-8 %</i>	<i>-8 %</i>
Stackelberg-løsning	2,20	19,420	10,455	12,820	13,291	7,155	8,774
<i>Sammenlignet med Cournot-løsning</i>	<i>-9 %</i>	<i>41 %</i>	<i>1 %</i>	<i>41 %</i>	<i>-3,34 %</i>	<i>-31 %</i>	<i>-3,34 %</i>

Tabell 7: Sammenligning av resultater, scenario 3

4.4 Scenario 4: Etterspørselen etter hydrogen blir lavere enn antatt

Et av scenarioene vi ønsket å se nærmere på var hvordan situasjonen endret seg dersom etterspørselen etter blått hydrogen ble redusert. Det er godt mulig at etterspørselen etter blått hydrogen i 2030 ikke vil bli like ambisiøst som vi har antatt i hovedscenarioet. Det er stor usikkerhet knyttet til produksjon av hydrogen fram mot 2030, og det er flere ulike faktorer som spiller inn. Se tabell 8 for en oversikt over antakelsene som er brukt i dette scenarioet, her har vi endret på total etterspørsel og markedsparameteren.

Antakelser			
Total Etterspørsel	Elastisitet <i>epsilon</i>	Grønn hydrogen 2030 <i>qg</i>	Kostnader <i>v+k</i>
20 000 000 000	0,833	10 000 000 000	1,66

Markedsparameter <i>m</i>
804 994 217

Tabell 8: Antakelser scenario 4

Cournot-likevekt

Her har vi antatt at total etterspørsel i markedet blir redusert med 50% til 20 milliarder kg og at tilbudet av grønt hydrogen i markedet er likt som i hovedscenarioet, altså 10 milliarder kg. På grunn av at størrelsen på markedet endres, kalkulerer vi en ny «m». Markedsparameteren «m» ble i dette scenarioet kalkulert til 804 994 217. Ifølge modellen er optimalt kvantum for hvert av landene ca. 5 milliarder kg. I likevekten ble profitten før faste kostnader € 2,2 milliarder for hvert av landene og markedsprisen ble kalkulert til € 2,10 (se vedlegg 4A i Appendix).

Sammenlignet med hovedscenarioet ser vi at både markedsparameteren og prisen reduseres når etterspørselen etter blått hydrogen reduseres. Prisen reduseres med 13 %. Kvantumet til hver av aktørene faller med omtrent 67% og profittene faller med 81%. Samtidig er profitten positiv så det vil uansett lønne seg å produsere blått hydrogen selv om etterspørselen halveres.

Både profitten og prisen er tilnærmet lik situasjonen med 4 land som beskrevet under hovedscenarioet. Av dette kan vi tolke at et mindre marked gir omtrent de samme resultatene som et marked med flere produsenter.

Stackelberg-likevekt

I Stackelberg-likevekten med lavere etterspørsel blir optimalt kvantum for q_1 og q_2 henholdsvis 7 milliarder kg og 4,3 milliarder kg blått hydrogen. Markedsparameteren er lik som i Cournot-likevekten, altså omtrent 805 millioner. I Stackelberg-likevekt blir profitten før faste kostnader € 2,3 milliarder for Norge og € 1,4 milliarder for det andre landet. Prisen i markedet er kalkulert til € 1,99, som er en reduksjon på 5 % sammenlignet med prisen i Cournot-likevekten (se vedlegg 4B i Appendix).

Norge må øke sine investeringer i kapasitet med 39 % for å klare å bli Stackelberg-leder i markedet, men til gjengjeld øker kun profitten med 7 % etter disse investeringene er gjort.

Som vi kan se er det en minimal økning i profitten sammenlignet med hvor store investeringer i kapasitet som er nødvendig. For konkurrenten vil 15 % reduksjon i investert kapasitet føre til at profitten reduseres med 35 %. Se tabell 9 for sammenligning av resultater i Cournot og Stackelberg, både for Norge og konkurrenten.

*i milliarder

**Investeringene er i milliarder og kalkulert med kapitalkostnadene "k" 0,66 €/kg

Scenario 4: Lavere etterspørsel	Pris	Norge			Konkurrent		
		Kvantum (q1)*	Profitt*	Investering**	Kvantum (q2)*	Profitt*	Investering**
Cournot-løsning	2,10	5,000	2,184	3,301	5,000	2,184	3,301
<i>Sammenlignet med hovedscenario</i>	-13 %	-67 %	-81 %	-67 %	-67 %	-81 %	-67 %
Stackelberg-løsning	1,99	6,969	2,330	4,601	4,272	1,428	2,820
<i>Sammenlignet med Cournot-løsning</i>	-5 %	39 %	7 %	39 %	-15 %	-35 %	-15 %

Tabell 9: Sammenligning av resultater, scenario 4

4.5 Scenario 5: Høyere produksjonskostnader, høyere tilbud av grønt hydrogen og lavere etterspørsel - «Worst case» scenario

For å undersøke hvordan optimalt produksjonskvantum og påfølgende profitt for Norge blir dersom flere av antakelsene endrer seg samtidig, setter vi opp et scenario som vi kaller «worst case». Vi undersøker også her om det lønner seg for Norge å tenke strategisk etter Stackelberg-teorien.

Vi setter også opp en ekstra versjon av samme scenario hvor Norges investeringer i kapasitet skjer før de får informasjon om at kostnader og andelen grønt hydrogen blir høyere enn først antatt. I denne versjonen undersøker vi også utfallet ved Stackelberg, og sammenligner med Cournot-løsningen.

4.5.1 «Worst case» scenario med full informasjon

Vi ønsker å undersøke om det fortsatt er lønnsomt for Norge å tenke strategisk ved produksjon av blått hydrogen dersom alle nevnte scenarioer inntreffer. Altså et scenario med lavere total etterspørsel, høyere tilbud av grønt hydrogen og høyere produksjonskostnader for blått hydrogen. Markedsparameteren i dette scenarioet lar vi være den samme som i scenario 4 hvor den totale etterspørselen ble halvert til 20 milliarder. Deretter øker vi produksjonskostnadene fra € 1,66 til € 2,00 og parameteren for produksjon av grønt hydrogen fra 10 til 15 milliarder. Tabell 10 viser en oversikt over antakelsene som er brukt i dette scenarioet.

Antakelser				Markedsparameter
Total Etterspørsel	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Kostnader	
	ϵ	qg	$v+k$	
20 000 000 000	0,833	15 000 000 000	2,00	m
				804 994 217

Tabell 10: Antakelser scenario 4.5.1

Cournot-likevekt

Det optimale kvantumet for hvert av landene er ifølge vår modell 2 milliarder kg blått hydrogen. Dette tilsvarer et fall i produksjonskvantum fra hovedscenarioet på 87 %. Markedsprisen kalkuleres til € 2,19 som sammenlignet med hovedscenarioet er 9 % lavere. I Cournot-likevekten er profitten før faste kostnader € 380 millioner til hver av landene som tilsvarer et fall på hele 97% sammenlignet med hovedscenarioet (se vedlegg 5A i Appendix). I takt med det lave kvantumet er også investeringsnivået lavt. Som nevnt er kostnadene «v + k» i dette scenarioet på 2 €/kg, hvorav 0,8 €/kg er «k». Følgelig må hvert av landene investere 1,580 milliarder kg i Cournot-løsningen.

Stackelberg-likevekt

Optimal produksjon for q_1 og q_2 er henholdsvis 2,9 og 1,6 milliarder kg blått hydrogen i Stackelberg-likevekten. Dette tilsvarer en økning for Norge på 46 % og en reduksjon for det andre landet på 21 % sammenlignet med Cournot-likevekten. Ved disse kvantaene er likevektsprisen € 2,14 som er 2 % lavere enn i Cournot (se vedlegg 5B i Appendix). Norges profitt før faste kostnader blir i dette tilfellet 10 % høyere enn i Cournot, tilsvarende € 418 millioner. Det andre landets profitt før faste kostnader faller med 41 % til € 226 millioner. For å bli Stackelberg-leder i markedet må Norge øke sine investeringer i kapasitet med 46 % sammenlignet med Cournot, men profitten øker kun med 10 % som tilsvarer en økning på € 39 millioner. For konkurrenten ser bildet annerledes ut ettersom deres investeringer i kapasitet faller med 21 % til 1,2 milliarder, samtidig som profitten faller med hele 41 %. Se tabell 11 for sammenligning av resultater mellom Stackelberg og Cournot for Norge og konkurrenten.

*i milliarder

**Investeringene er i milliarder og kalkulert med kapitalkostnadene "k" 0,8 €/kg

Scenario 5A: Worst Case Scenario	Pris	Norge			Konkurrent		
		Kvantum (q1)*	Profitt*	Investering**	Kvantum (q2)*	Profitt*	Investering**
Cournot-løsning	2,19	1,987	0,380	1,580	1,987	0,380	1,580
Sammenlignet med hovedscenario	-9 %	-87 %	-97 %	-84 %	-87 %	-97 %	-84 %
Stackelberg-løsning	2,14	2,907	0,418	2,312	1,569	0,226	1,248
Sammenlignet med Cournot-løsning	-2 %	46 %	10 %	46 %	-21 %	-41 %	-21 %

Tabell 11: Sammenligning av resultater, scenario 4.5.1

4.5.2 «Worst case» scenario uten full informasjon

I denne versjonen av «worst case» scenarioet modellerer vi at nye vanskeligere forutsetninger inntreffer etter at Norge har investert i kapasitet. Norge tar utgangspunkt i situasjonen i scenario 4 med lav etterspørsel på 20 milliarder og investerer i kapasitet i henhold til den informasjonen. Deretter øker kostnadene «v + k» til 2 €/kg, hvorav «v» øker fra 1 €/kg til 1,2 €/kg og «k» øker fra 0,66 €/kg til 0,80 €/kg. Samtidig øker også produksjonen av grønt hydrogen fra 10 til 15 milliarder kg. Tabell 12 viser en oversikt over antakelsene vi har lagt til grunn i dette scenarioet. Kostnadsoverskridelse etter at man har investert i kapasitet kan sammenlignes med Mongstad-skandalen i 1987-88. Der viste det seg at investeringskostnadene ble høyere underveis i prosjektet, slik at det var for sent å «snu». Overskridelsene ble til slutt mange milliarder over det som var budsjettert.⁹²

		Antakelser			Markedsparameter
		Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Kostnader	
		<i>epsilon</i>	<i>qg</i>	<i>v+k</i>	<i>m</i>
Før investering i kapasitet	20 000 000 000	0,833	10 000 000 000	1,66	804 994 217
Etter investering i kapasitet	20 000 000 000	0,833	15 000 000 000	2,00	804 994 217

Tabell 12: Antakelser scenario 4.5.2

Cournot-likevekt

Med utgangspunkt i etterspørselen på 20 milliarder, hvorav 10 milliarder dekkes av grønt hydrogen, samt kostnader for blått hydrogen på 1,66 €/kg, vil det best mulige produksjonsnivået til Norge og det andre landet være 5 milliarder kg blått hydrogen hver. Både optimalt kvantum, investeringskostnader, pris og profitt er likt som i scenario 4 hvor etterspørselen var lav, se tabell 13. Dette produksjonsnivået er 67 % lavere sammenlignet med hovedscenarioet. Samtidig øker kvantumet med 3 milliarder sammenlignet med «worst case» scenario 4.5.1 hvor all informasjon var tilgjengelig, som tilsvarer en økning på 152 %. Av kostnadene på 1,66 €/kg tilsvarer 0,66 €/kg «k». Totale investeringskostnader for Norge blir derfor 3,3 milliarder i Cournot-løsningen. Profitten før faste kostnader blir € 2,2 milliarder for begge landene.

⁹² (Austvik, 2007)

Når det deretter viser seg at kostnadene « $v + k$ » blir 2 €/kg og grønt hydrogen øker til 15 milliarder, faller profitten til begge land dramatisk. Begge landene får nå en negativ på profitt på € -1,3 milliarder dersom de produserer hele den kapasiteten de har investert i. Hadde de ventet slik at de visste om denne informasjonen før de investerte i kapasitet, slik som i versjonen over, ville ikke profitten ha falt med 241%, men fortsatt vært positiv (se vedlegg 5C i Appendix).

Dersom Norge og det andre landet velger å ikke produsere hele sin kapasitet, men heller rette seg inn etter den markedsandelen som gjenstår etter at grønt hydrogen har dekket 15 milliarder, vil de dele de gjenstående 5 milliardene av etterspørsel mellom seg. Ettersom de variable produksjonskostnadene « v » har økt fra 1 €/kg til 1,2 €/kg, vil Norges totale produksjonskostnader ved 2,5 milliarder kg være € 3 milliarder. Ved dette kvantumet vil prisen være € 2,11 som tilsvarer en profitt på € 2,3 milliarder. Regner man med de irreversible investeringskostnadene som var på € 3,3 milliarder, vil Norge se et negativt resultat på € -1 milliard før faste kostnader. Det er dog en forbedring fra € -1,3 milliarder som resultatet ville blitt ved produksjon av hele kapasiteten (se vedlegg 5D i Appendix).

Stackelberg-løsning

Dersom Norge vil tenke strategisk etter Stackelberg, basert på antakelsene om at det kun er etterspørselen som er avvikende fra hovedscenarioet, vil det optimale produksjonskvantumet bli som i scenario 4 med lav etterspørsel, se tabell 9. Som nevnt tidligere er dette tilnærmet 7 milliarder kg. Det andre landet vil produsere 4,3 milliarder kg. Vi antar at investeringen i kapasitet gjøres på dette tidspunktet til en kapitalkostnad « k » på 0,66 €/kg, slik at Norges investeringskostnader blir € 4,6 milliarder og det andres landets blir € 2,8 milliarder. For Norge tilsvarer det en økning i investeringer på € 1,3 milliarder sammenlignet med hovedscenarioet, og en økning på hele € 2,9 milliarder sammenlignet med «worst case» scenarioet i kapittel 4.5.1. Investeringene gjøres i tro om at Norge vil hente en profitt på € 2,3 milliarder og det andre landet € 1,4 milliarder som er henholdsvis 39 % høyere og 15 % lavere enn i Cournot. Dette er før aktørene får informasjon om at forutsetningene vil bli tøffere enn først antatt.

Når de vanskeligere forholdene slår inn med høyere kostnader og hvor grønt hydrogen tar en større markedsandel, blir konsekvensene fatale for både Norge og det konkurrerende landet.

Dersom Norge skal produsere hele sin kapasitet, vil man lide et stort underskudd på € -2,3 milliarder før faste kostnader (se vedlegg 5E i Appendix). Med all informasjon tilgjengelig som i versjonen 4.5.1. over, ville den optimale investeringskostnaden for Norge vært € 2,3 milliarder i Stackelberg for et kapasitetsnivå på 2,9 milliarder kg. Sammenlignet med de € 4,6 milliardene som blir investert uten all informasjon, betyr det at Norge investerer 99% for mye når informasjonen ikke er tilgjengelig.

*i milliarder

**Investeringsene er i milliarder og kalkulert med kapitalkostnadene "k" 0,66 €/kg

Scenario 5B: Worst Case Scenario: Investering i kapasitet skjer før nye vanskeligere forutsetninger inntreffer	Pris	NORGE			KONKURRENT		
		Kvantum* q1	Profitt*	Investering**	Kvantum* q2	Profitt*	Investering**
Cournot-løsning (Full kapasitet)	1,74	5,000	-1,294	3,301	5,000	-1,294	3,301
Sammenlignet med Hovedscenarioet	-0,67 -28 %	-10,000 -67 %	-12,613 -111 %	-6,601 -67 %	-10,000 -67 %	-12,613 -111 %	-6,601 -67 %
Sammenlignet med Worst-Case-Scenario MED informasjon	-0,45 -21 %	3,013 152 %	-0,914 -241 %	1,721 109 %	3,013 152 %	-0,914 -241 %	1,721 109 %
Stackelberg-løsning (Full kapasitet)	1,67	6,969	-2,284	4,601	4,272	-1,400	2,820
Sammenlignet med Cournot-løsning	-0,07 -4 %	1,969 39 %	-0,990 -76 %	1,300 39 %	-0,728 -15 %	-0,106 -8 %	-0,481 -15 %
Cournot-løsning Investering før full informasjon, men valg om å ikke produsere full kapasitet	2,11	2,500	-1,017	3,301	2,500	-1,017	3,301

Tabell 13: Sammenligning av resultater, scenario 4.5.2

Dette scenarioet viser at en Stackelberg-strategi er svært risikabel. Dersom nødvendig informasjon er tilgjengelig før investeringsbeslutningen tas, er det mer gunstig å posisjonere seg som Stackelberg-leder, kontra det å handle simultant med konkurrenten i et Cournot-spill. Samtidig er fallhøyden stor dersom man benytter Stackelberg-strategien og investerer i kapasitet uten at all informasjon er tilgjengelig. I dette scenarioet taper Norge stort når de investerer i høy kapasitet med motivasjon for å posisjonere seg som Stackelberg-leder, for så å komme ut for tøffere forutsetninger i markedet ved at kostnadene øker og grønt hydrogen kaprer en større markedsandel enn antatt. Når en stor investering i kapasitet allerede er gjort, regnes det som sunk kost. Når forutsetningene blir mer utfordrende enn antatt, er det mer gunstig for Norge å redusere produksjonen og dermed bli sittende med ledig kapasitet.

5. Diskusjon

Vi ønsker nå å nevne noen punkter som kan forbedre vår analyse og gjøre resultatet mer nøyaktig og virkelighetsnært. Disse aspektene kan være aktuelle å se nærmere på dersom det skal gjøres videre forskning og analyser under samme tematikk. Dersom vi hadde inkludert disse forutsetningene og scenarioene i vår analyse, er det mulig at våre resultater hadde blitt annerledes og at konklusjonen vi har kommet frem til derfor ikke hadde holdt.

Noe vi ikke har tatt hensyn til i vår oppgave er at ved å være først ute i et marked kan man få teknologisk forsprang, som vil være med på å senke de totale kostnadene knyttet til blått hydrogen for kun den ene aktøren. Dersom Norge får fotfeste i markedet for blått hydrogen først, kan det tenkes at Norge lærer noe som konkurrenten ikke lærer, og at det dermed blir enda mer lønnsomt å være Stackelberg-leder. Dersom vi hadde inkludert dette i analysen kan det tenkes at resultatene hadde blitt annerledes, på grunn av lavere kostnader kun for Norge og ikke for konkurrenten. Når kun en aktør får lavere kostnader, vil profitten for denne aktøren øke, gitt de samme forutsetningene vi har inkludert i vår analyse. Stackelberg-løsningen vil da kunne gi enda høyere prosentvis økning i profitt for leder sammenlignet med Cournot-løsningen, som kan lede til at den økte profitten blir verdt den nødvendige økningen i investert kapasitet. På en annen side er det vanskelig å holde ny kunnskap hemmelig. Dersom Norge hadde fått tilgang til ny teknologi og kunnskap er det sannsynlig at konkurrenten hadde lært av Norge. Dette kunne ført til lavere kostnader for begge aktørene og vår antagelse om like kostnader ville da vært korrekt.

Vi har i vår analyse antatt at andelen grønt hydrogen er gitt og at tilbyderne av blått hydrogen innretter seg etter hvor stor markedsandel som gjenstår. Dette kan være en forenkling av hva som i realiteten ville skjedd. Det er ikke usannsynlig at også leverandører av grønt hydrogen ville justert sitt produserte kvantum dersom eksempelvis Norge øker sin produksjon av blått hydrogen. For videre analyser kan det derfor være interessant å se på hva som ville skjedd dersom også EUs grønne hydrogenproduksjon ble regnet som en aktør med sin egne reaksjonsligning i Cournot-spillet. I så tilfelle trengs også kostnaden for produksjon av grønt hydrogen for å gjennomføre analysen. Utfallet ved å inkludere dette i modellen ville blitt at EU måtte ha justert sin produksjon av grønt hydrogen ut ifra hvor mye blått hydrogen Norge

og det andre landet hadde produsert. I Stackelberg ville da grønt hydrogen blitt redusert på grunn av at total produksjon av blått hydrogen hadde økt.

Det er også verdt å nevne at vi kun har kjørt modellen for én elastisitet i analysen. Vi har imidlertid gjort simuleringer med en høyere elastisitet for å undersøke om dette har noen innvirkning på våre resultater. Med en høyere elastisitet menes det at hydrogen ikke blir like viktig som først antatt, for eksempel ved at hydrogen blir utfordret av at elektrisitet får bedre teknologier og løsninger. Mer spesifikt kan det være at batteriene blir lettere slik at det faktisk er mulig å bruke de i fly og tungtransport. Dersom dette skjer, vil konkurransen til hydrogen bli mye tøffere og føre til at etterspørselen etter hydrogen blir mer elastisk. Vi endret derfor elastisiteten opp fra 1,2 til 1,9. Resultatet ble at ved en mer elastisk hydrogenetterspørsel, må Norge øke sine investeringer i kapasitet med 36 % for å bli Stackelberg-leder, som kun fører til at profitten øker med 5 % (se vedlegg 6 i Appendix). Dette samsvarer med resultatene vi kom fram til i analysen, nemlig at det kreves store investeringer i kapasitet for en marginal økning i profitt. Stackelberg-løsningen hadde også her mest innvirkning på konkurrentens profitt som falt med 32 %. Disse simuleringene viser at resultatene fortsatt holder ved en annen elastisitet.

For å nå klimamålene i Parisavtalen er man helt avhengig av at myndighetene, både nasjonalt og globalt, tar i bruk virkemidler for å stimulere til vekst i hydrogenmarkedet. Senest i midten av mai 2021 publiserte The International Energy Agency «IEA» en stor rapport som konkluderte med at man ikke trenger å lete etter mer olje, og at en energiomstilling fra fossilt til fornybart er mulig.⁹³ Som nevnt er ikke grønt og blått hydrogen konkurransedyktig med grått hydrogen den dag i dag. Det trengs derfor økonomisk regulering for å bidra til at de fornybare løsningene kommer i kapp med de ikke-fornybare løsningene. Uten denne støtten vil ikke den ønskede veksten i det fremtidige hydrogenmarkedet være mulig, da det rett og slett ikke er lønnsomt for noen parter. Samtidig kan det være slik at dersom aktører under forskjellige myndigheter opplever ulike politiske virkemidler, kan utfallet som Stackelberg-leder eller følger se annerledes ut enn i vår analyse.

⁹³ (IEA, 2021)

Ifølge økonomisk teori skal et marked kun bli regulert dersom det eksisterer markedssvikt.⁹⁴ Det vil si at godene i markedet ikke blir fordelt på en effektiv måte, og kan være forårsaket av flere grunner. For eksempel negative eksternaliteter, markedsmakt og asymmetrisk informasjon. Dersom det ikke er markedssvikt, er et marked ansett å være perfekt og trenger derfor ingen form for regulering. I virkeligheten er det få markeder som er antatt å være perfekt, som altså betyr at de fleste markeder lider av markedssvikt. I markedet for naturgass er de negative eksternalitetene blant annet knyttet til CO₂-utslipp, som er en utilsiktet konsekvens av produksjonen av naturgass. Det er flere ulike virkemidler myndighetene kan bruke for å hjelpe hydrogenmarkedet i riktig retning og vi vil nå gå kort gjennom noen av disse virkemidlene, nærmere bestemt klimakvoter, CO₂-avgift og grønne sertifikater.

Kvotesystem

Klimakvoter gir tillatelse til å slippe ut en viss mengde klimagasser. Kvotesystemet refererer til systemet som finnes for handel med slike kvoter.⁹⁵ I systemet er det et visst antall kvoter som kan kjøpes og selges. Det finnes flere slike kvotesystemer globalt og EU har et eget kalt EU Emission Trading System (EU ETS), eller Det europeiske kvotesystemet på norsk. EU ETS ble startet i 2005 og Norge ble medlem i 2008. Kvotesystemet opererer i alle landene i EU og EØS og rundt halvparten av alle norske og EUs utslipp blir dekket av kvotesystemet. Antall kvoter i systemet reduseres hvert år, for å redusere klimautslippene totalt. For eksempel har EU ETS forpliktet seg til å redusere antall kvoter med 43% fra 2005 til 2030. Bedriftene blir pålagt å kjøpe antall kvoter som er forenelig med sine utslipp av klimagasser. Siden antall kvoter reduseres hvert år, vil prisen per kvote stige. Dette gjør det mer lønnsomt for bedriftene å redusere sine klimagassutslipp enn å kjøpe kvoter. Tanken bak slike kvotesystemer er at skadene av klimagassutslipp ikke er avhengig av hvor utslippene skjer, da målet er å redusere de totale utslippene. Ved å innføre kvoter har man til enhver tid oversikt over hvor store utslippene er, fordi det er bestemt et tak på hvor mye som skal slippes ut til enhver tid. Kvotene gjør det mindre lønnsomt for bedrifter å fortsette med virksomhet som fører til utslipp av klimagasser og gjør at bedriftene må begynne å tenke nytt, for eksempel ved å ta i bruk hydrogen eller andre fornybare kilder. I 2019 var snittprisen per tonn CO₂ ca. 245 kroner.⁹⁶

⁹⁴ (González et al., 2019)

⁹⁵ (Klima- og miljødepartementet, 2020)

⁹⁶ (Norsk Petroleum, 2020)

CO₂-avgift

Avgiften innebærer at bedrifter må betale avgift til staten på sine utslipp av CO₂, som er gitt i en viss sats. I 2021 var CO₂-avgiften i Norge 1,37 kr per liter bensin og 1,17 kr per Sm³ naturgass.⁹⁷ For petroleumssektoren er avgiften høyere, blant annet er CO₂-avgiften 1,27 kr per Sm³ naturgass, mens naturgass som slippes ut til luft har en avgift på 8,76 kr per Sm³. Avgiften ble innført i Norge i 1991. Målet med avgiften er å gi bedrifter insentiver til å kutte sine utslipp, da utslippene fører til økte totale kostnader for bedriftene. Regjeringen skriver at denne avgiften er en av myndighetens viktigste virkemidler for å kutte klimagassutslipp.⁹⁸ På lik linje med klimakvotene vil CO₂-avgiften føre til at det ikke er lønnsomt for bedrifter å slippe ut CO₂, da kostnadene dette medfører er såpass store. I Perspektivmeldingen fra 2021 har de kalkulert at CO₂-avgiften må økes til 1300 kr per tonn CO₂ innen 2040 for å nå målene i Parisavtalen. Dette er et stort steg fra dagens nivå der gjennomsnittsprisen globalt er 18 kr per tonn CO₂.⁹⁹

Grønne sertifikater

Et av subsidiene vi har i Norge er elsertifikater, også kalt grønne sertifikater. Dette innebærer at staten subsidierer produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder.¹⁰⁰ Målet er at sertifikatene skal gi insentiver til å investere i fornybare løsninger. Slike subsidier vil kunne føre til at tilbudet av grønt hydrogen i Norge og resten av Europa blir høyere enn det EU har estimert i sin hydrogenstrategi for 2030. Dersom dette blir tilfellet, vil funnene vi har gjort i vår analyse kunne bli forandret ved at produksjonskvantumet til blått hydrogen blir redusert på grunn av økt tilbud av grønt hydrogen. Profitten vil da kunne bli redusert for tilbyderne av blått hydrogen.

⁹⁷ (Finansdepartementet, 2020a)

⁹⁸ (Finansdepartementet, 2020b)

⁹⁹ (Finansdepartementet, 2021b)

¹⁰⁰ (NVE, 2015)

6. Konklusjon

På bakgrunn av resultatene i vår analyse konkluderer vi med at det er risikabelt for Norge å tenke strategisk etter Stackelberg-teorien. I Stackelberg-løsningen hvor Norge er først ute med å investere i kapasitet, er økningen i investeringskostnader langt høyere enn prosentvis økning i profitt sammenlignet med utfallet i Cournot-løsningen der Norge og konkurrenten handler simultant. Vår analyse viser også at dersom forutsetningene endres til det verre etter at Norge har investert i kapasitet, kan det få drastiske, negative konsekvenser for profitten både i Cournot- og Stackelberg-løsningene. Dersom Norge har handlet strategisk og dermed investert i høy kapasitet for å ta rollen som Stackelberg-leder, er fallhøyden større ved nye, vanskeligere forhold, enn dersom Norge handler samtidig som konkurrenten i et Cournot-spill. I og med at hydrogenmarkedet per i dag er relativt lite, er det knyttet stor usikkerhet til hvordan det fremtidige markedet vil se ut. Det er derfor sannsynlig at uventede ting kan skje og at situasjonen ikke blir som først tenkt. Vi mener derfor det er lure for Norge å investere i kapasitet med utgangspunkt i Cournot-spillet, nettopp på grunn av den store usikkerheten.

Samtidig vil vi understreke at dette ikke nødvendigvis betyr at Norge skal avvende hele sin hydrogensatsing. En energiomstilling er høyst nødvendig dersom klimautslippene skal reduseres og Norge har fortsatt en vei å gå for å nå målene i Parisavtalen. Vår analyse viser at det er positiv profitt å hente ved produksjon av blått hydrogen, dersom forutsetningene vi har lagt til grunn viser seg å være riktige. Som diskutert tidligere kan også blått hydrogen være nøkkelen for å få forgang på infrastruktur og oppbygging av det europeiske hydrogenmarkedet. Norge kan derfor bidra til å løse klimautfordringer som tross alt ikke er bundet av landegrenser, men som er et globalt problem.

Litteraturliste:

«Parisavtalen» FN-sambandet. (2020, 22.12.2020). *Fn.no*. <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>

«Regjeringens Hydrogenstrategi» på vei mot lavutslippssamfunnet. Olje- og energidepartementet, Klima- og miljødepartementet. (2020). *Regjeringen.no*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/regjeringens-hydrogenstrategi.pdf>

Andresen, M. E. (2014, 09. juni). Elastisitet. I *Store Norske Leksikon*. https://snl.no/elastisitet_-_okonomi

Austvik, O. G. (2007). Staten som petroleumsentreprenør. *Tidsskrift for samfunnsforskning*, 48(2), 197-226. https://www.idunn.no/file/pdf/33216123/staten_som_petroleumsentreprenor.pdf

Bilgili, F. (2014). Long Run Elasticities of Demand for Natural Gas: OECD Panel Data Evidence. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy*, 9(4), 334-341. <https://doi.org/10.1080/15567249.2010.497793>

Bjerkholt, O., Gjelsvik, E., Olsen, Ø. (1989). Gas Trade and Demand in Northwest Europe: Regulation, Bargaining and Competition. *Central Bureau of Statistics* (45), 40.

Brekke, K. A., Gjelsvik, E., Vatne, H. (1987). A Dynamic Supply Side Game Applied to the European Gas Market. *Central Bureau of Statistics* (22), 27.

Burke, P. J., Yang, H. (2016). The Price and Income Elasticities of Natural Gas Demand: International Evidence. *Australian National University*. <https://core.ac.uk/download/pdf/156711199.pdf>

Campell, A., Hanania, J., Stenhouse, K., Donev, J. (2018, 26. juni). BCM. I *Energy Education* <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Bcm>

Dixit, A. (1980). The Role of Investment in Entry-Deterrence. *The Economic Journal*, 90(257), 95-106. <https://www.jstor.org/stable/2231658>

Equinor. (2021a). Hydrogen vil være et viktig bidrag til energiovergangen. Dette gjør vi. *Equinor.no*. <https://www.equinor.com/no/what-we-do/hydrogen.html>

Equinor. (2021b). Northern Lights CCS. *Equinor.no*. https://www.equinor.com/no/what-we-do/northern-lights.html?gelid=Cj0KCQjw2NyFBhDoARIsAMtHtZ5lY_gh5zlFcyfALuAXzJMGh0INHkJrSBN30wRncDjXkzJz4M7kn7UaAiFKEALw_wcB

European Commission. (2020a). A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. I *European Commission* <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>

European Commission. (2020b). Quarterly Report on European Gas Markets - with focus on the impact of global LNG markets on EU gas imports. I *European Commission*: https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/market-analysis_en?redir=1

European Commission. (2020c). What kind of energy do we consume in the EU? I *European Commission*: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3a.html>

Eurostat. (2020, April). Shedding light on energy in the EU - A guide tour of energy statics. *Ec.europa.eu*. <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-4c.html>

Finansdepartementet. (2020a, 15.12.2020). Avgiftssatser 2021. *Regjeringen.no*. <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/avgiftssatser-2021/id2767486/>

Finansdepartementet. (2020b, 10.01.2020). CO2-avgiften. *Regjeringen.no*. <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/veibruksavgift-pa-drivstoff/co2-avgiften/id2603484/>

Finansdepartementet. (2021a). Meld St. 2 Revidert nasjonalbudsjett 2021. *Regjeringen.no*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/34570d00a82b444196de2c36a9efb993/no/pdfs/stm202020210002000dddpdfs.pdf>

Finansdepartementet. (2021b). Meld. St. 14 Perspektivmeldingen 2021. *Regjeringen.no*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/91bdfca9231d45408e8107a703fee790/no/pdfs/stm202020210014000dddpdfs.pdf>

Fudenberg, F. & Levin, D. K. (1988). Open-Loop and Closed-Loop Equilibria in Dynamic Games with Many Players. *Journal of Economic Theory*, 44(1), 1-18. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0022053188900932>

Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, (2019). Hydrogen Roadmap Europe. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf

Golombek, R., Gjelsvik, E., Rosendahl, K. E. (1998). Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market. *The Energy Journal*, 19(3).

Greaker, M., E. L. S. (2004). Explaining experience curves for LNG liquefaction costs: Competition matter more than learning. *Statistics Norway, Research Department*. <https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/DP/dp393.pdf>

Hofstad, K. (2020). Hydrogendrivstoff. *Store Norske Leksikon*.

<https://snl.no/hydrogendrivstoff>

Horne, H. & Hole, J. (2019). Hydrogen i det moderne energisystemet. NVE Fakta, 12.

https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf

https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

<https://www.regjeringen.no/no/tema/okonom-i-og-budsjett/skatter-og-avgifter/veibruksavgift-pa-drivstoff/co2-avgiften/id2603484/>

Hydrogen Council. (2020). Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective.

Hydrogencouncil.com

IEA. (2019). The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities. *Iea.org*.

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEA. (2020). Gas 2020. *IEA Publications*: https://iea.blob.core.windows.net/assets/555b268e-5dff-4471-ac1d-9d6bfc71a9dd/Gas_2020.pdf

IEA. (2021). Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector. *International Energy Agency*.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/4482cac7-edd6-4c03-b6a2-8e79792d16d9/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf>

IRENA. (2017). Onshore Wind Power Now as Affordable as Any Other Source, Solar to

Halve by 2020. *Irena.org*. <https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2018/Jan/Onshore-Wind-Power-Now-as-Affordable-as-Any-Other-Source>

Kakoulaki, G., Kougiyas, I., Taylor, N., Dolci, N., Moya, J., Jäger-Waldau, A. (2021). Energy Conversion and Management (Vol. 228). *Science Direct: Elsevier*.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890420311766>

Kayfeci, M., Keçebaş, A., Bayat, M. (2019). Solar Hydrogen Production - Processes, Systems and Technologies. *Science Direct: Elsevier Inc*.

<https://www.sciencedirect.com/science/book/9780128148532?via%3Dihub>

Klima- og miljødepartementet (2020, 12.08.2020). Hva er klimakvoter? *Regjeringen.no*.

<https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/klimakvoter/id2076655/>

Krichene, N. (2002). World Crude Oil and Natural Gas: A Demand and Supply Model.

Energy Economics, 24, 557-576.

<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0140988302000610?token=09A487BDAB89EA9E>

[9A1BFAFA1CC94CF9138F5A572A7BF9B129ACF228FB792499D47B527E0E4FC055F43F8E77BE96A73A](https://doi.org/10.1016/S0924-6460(87)90001-1)

Lin, W., Chen, Y. H., Chatov, R. (1987). The Demand for Natural Gas, Electricity and Heating Oil in the United States. *Resources and Energy*, 9(3), 233-258.
<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/0165057287900090?token=C51D15605A554310FD0C84C98FECE70AFF9F0A84F54466DB75F2361725D18D0754B92EADDFBE5E4265E90A5A368429D0B>

Lundberg, N. H., Nesse, N., Hagland, J., Hofstad, K. (2020). Naturgass. *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/naturgass>

Maddala, G. S., Trost, R. P., Li, H., Joutz, F. (1997). Estimation of Short-Run and Long-Run Elasticities of Energy Demand from Panel Data using Shrinkage Estimators. *Journal of Business and Economics Statistics*.
https://www.researchgate.net/publication/4986815_Estimation_of_Short-Run_and_Long-Run_Elasticities_of_Energy_Demand_From_Panel_Data_Using_Shrinkage_Estimators

Moraga, J. L., Mulder, M., Perey, P. (2019). Future markets for renewable gases and hydrogen. *Centre on Regulation in Europe*. <https://cerre.eu/publications/future-markets-renewable-gases-and-hydrogen/>

Mulder, M., Perey, P., Moraga, J. L. (2019). Outlook for a Dutch hydrogen market - Economic Conditions and scenarios. *University of Groningen*.
https://www.rug.nl/ceer/blog/ceer_policypaper_5_web.pdf

Norsk Petroleum (2021a). Eksport av Olje og Gass. *Norskipetroleum.no*
<https://www.norskipetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/#eksport-av-gass>

Norsk Petroleum. (2020). Utslipp til luft. *Norskipetroleum.no*
<https://www.norskipetroleum.no/miljo-og-teknologi/utslipp-til-luft/>

Norsk Petroleum. (2021b). Norsk Petroleumshistorie. *Norskipetroleum.no*
<https://www.norskipetroleum.no/rammeverk/rammevilkarpetroleumshistorie/>

Norsk Petroleum. (2021c). Produksjonsprognoser. *Norskipetroleum.no*
<https://www.norskipetroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/>

Norsk Petroleum. (2021d). Selskap med utvinningstillatelse i Norge. *Norskipetroleum.no*
<https://www.norskipetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse/>

NVE. (2015). Elsertifikater. *Nve.no*. <https://www.nve.no/energiforsyning/elsertifikater/>
Pedersen, B. (2021). Hydrogen. *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/hydrogen>

Pepall, L., Richards, D., Norman, G. (2014). *Industrial Organization - Contemporary Theory and Empirical Applications* (Fifth Edition ed.): Wiley.

Smith-Solbakken, M. (2020). Gazprom. *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/Gazprom>
Statista. (2020). Percentage of the railway lines in use in Europe in 2018 which were electrified, by country. *Statista.com*. <https://www.statista.com/statistics/451522/share-of-the-rail-network-which-is-electrified-in-europe/>

Toutain, J. E., Taarneby, G., Selvig, E. (2008). Energiforbruk og utslipp til luft fra innenlandsk transport. *Statistisk sentralbyrå*.
https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp_200849/rapp_200849.pdf

TU, K. J. (2020). Prospects Of A Hydrogen Economy With Chinese Characteristics. *Center for Energy & Climate*
https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/tu_china_hydrogen_economy_2020_1.pdf

Wang, A., van der Leun, K., Peters, D., Buseman, M. (2020). European Hydrogen Backbone. *I Gas for Climate A path to 2050* <https://gasforclimate2050.eu/publications/>

Appendix

Problemløserparametere

Angi mål:

Til: Maksi Mini Verdi av:

Ved å endre variabelceller:

Underlagt begrensningene:

Legg til

Endre

Slett

Tilbakestill alle

Last inn / lagre

Gjør ubegrensede variabler ikke-negative

Velg en løsningsmetode: Alternativer

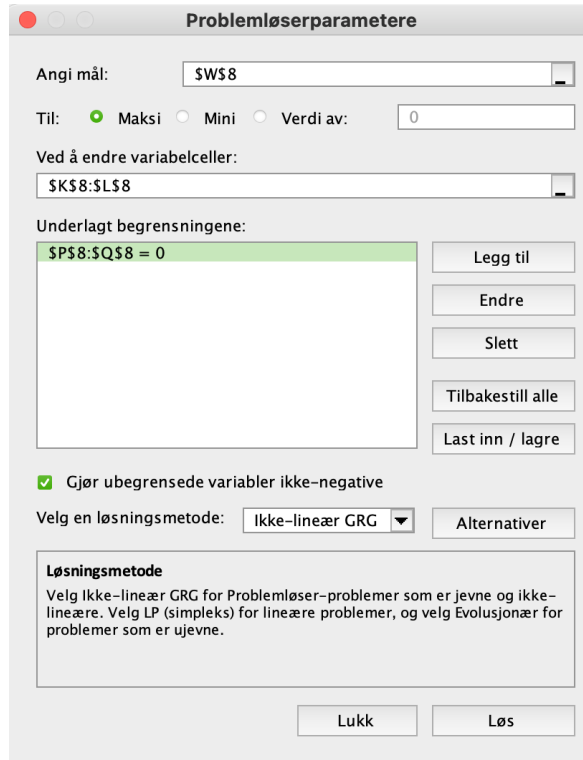
Løsningsmetode
 Velg Ikke-lineær GRG for Problemløser-problemer som er jevne og ikke-lineære. Velg LP (simpleks) for lineære problemer, og velg Evolusjonær for problemer som er ujevne.

Lukk Løs

Vedlegg 1A: Excel-utdrag, Hovedscenario, kalkulering av «m», Problemløser

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
3																			
5						Antakelser					Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris	Mark-Up			
6	(1) RAW CAS //				Total	Markeds-	Elastisitet	Grønn hydrogen	Drifts-	Norsk blå	Annen blå	Mhp. q1	Mhp. q2	Pris	Norsk blå	Andres blå			
7	COURNOT-løsning				Etterspørsel	størrelse		2030	kostnader	hydrogen	hydrogen	Foc1	Foc2	P = mQ^{b-e}	Profit1	Profit2			
8					40 000 000 000	1.651 661 903	epsilon	qq	v+k	15 000 000 000	15 000 000 000	0	0	2,41	11 319 138 238	11 319 138 238			
9							0,833	10 000 000 000	1,66										

Vedlegg 1B: Excel-utdrag, Hovedscenario, kalkulering av «m», Modellresultat



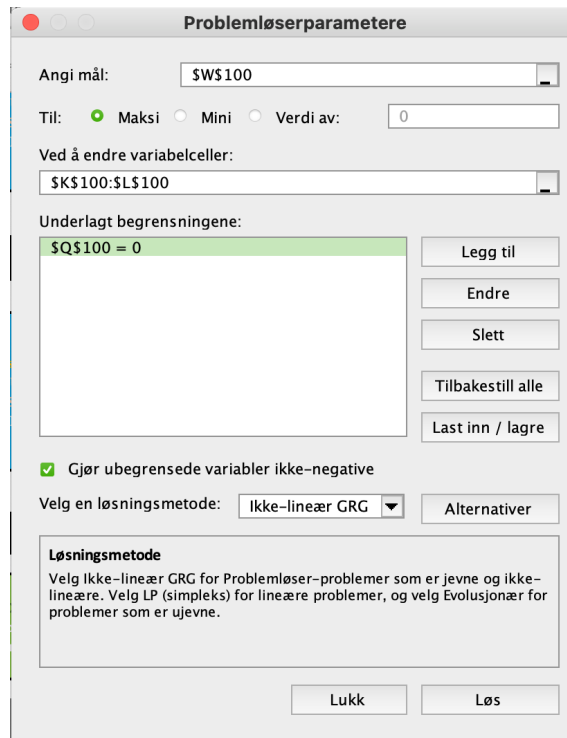
Vedlegg 1C: Excel-utdrag, Hovedscenario, Cournot-likevekt, Problemløser

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
5				Antakelser					Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris	Mark-Up					
6	(1) BASE-CASE //			Total	Markeds-	Elastisitet	Grønn hydrogen	Drifts-		Norsk blå	Annen blå		Mhp. q1	Mhp. q2		Pris	Norsk blå	Andres blå	
7	COURNOT-løsning			Etterspørsel	størrelse	epsilon	2030	kostnader		hydrogen	hydrogen		Foc1	Foc2		P = mQ^e	blå	blå	profit
8				40 000 000 000	1 651 661 903	0,833	10 000 000 000	1,66		q1	q2		0	0		2,41	11 319 138 238	11 319 138 238	Profit 2
9										15 000 000 000	15 000 000 000								

Vedlegg 1D: Excel-utdrag, Hovedscenario, Cournot-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
11				Antakelser					Cournot-likevekten				Førstederiverte				Markeds-	Mark-Up							
12				Total	Markeds-	Elastisitet	Grønn hydrogen	Drifts-		Norsk blå	Annen blå	Annen blå	Annen blå		Mhp. q1	Mhp. q2	Mhp. q3	Mhp. q4		Pris	Norsk blå	Andres blå	Andres blå	Andres blå	
13	(1A) Scenario med			Etterspørsel	størrelse	epsilon	2030	kostnader		hydrogen	hydrogen 1	hydrogen 2	hydrogen 3		Foc1	Foc1	Foc1	Foc1		P = mQ^e	blå	blå	blå	blå	profit
14	4 aktører //			40 000 000 000	1 345 796 475	0,833	10 000 000 000	1,66		q1	q2	q3	q4		0	0	0	0		1,97	2 305 740 088	2 305 740 088	2 305 740 088	2 305 740 088	Profit 2
15	COURNOT-løsning									7 499 993 784	7 499 993 784	7 499 993 784	7 499 993 784												
16																									
17																									
18																									

Vedlegg 1E: Excel-utdrag, Scenario 1A: Fire aktører, Cournot-likevekt, Modellresultat



Vedlegg 1F: Excel-utdrag, Hovedscenario, Stackelberg-likevekt, Problemløser

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X																																											
95																																																																
96																																																																
97	(1) BASE CASE // Stackelberg-løsning	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Antakelser</th> </tr> <tr> <th>Total Etterspørsel</th> <th>Markedsstørrelse</th> <th>Elastisitet</th> <th>Grønn hydrogen 2030</th> <th>Driftskostnader</th> </tr> <tr> <td>40 000 000 000</td> <td>m</td> <td>epsilon</td> <td>qa</td> <td>v+k</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>40 000 000 000</td> <td>1 651 661 903</td> <td>0,833</td> <td>10 000 000 000</td> <td>1,66</td> </tr> </tbody> </table>					Antakelser					Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader	40 000 000 000	m	epsilon	qa	v+k	40 000 000 000	1 651 661 903	0,833	10 000 000 000	1,66	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Stackelberg-likevekten</th> </tr> <tr> <th>Norsk blå hydrogen</th> <th>Annen blå hydrogen</th> </tr> <tr> <td>q1</td> <td>q2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>19 533 733 757</td> <td>13 788 659 314</td> </tr> </tbody> </table>		Stackelberg-likevekten		Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	q1	q2	19 533 733 757	13 788 659 314	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Førstederiverte</th> </tr> <tr> <th>Mhp. q1</th> <th>Mhp. q2</th> </tr> <tr> <td>Foc1</td> <td>Foc2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Førstederiverte		Mhp. q1	Mhp. q2	Foc1	Foc2	0	0	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Markedspris</th> </tr> <tr> <th>Pris</th> <th></th> </tr> <tr> <td>P = mQ^{1-e}</td> <td></td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2,26</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Markedspris		Pris		P = mQ ^{1-e}		2,26		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Mark-Up</th> </tr> <tr> <th>Norsk blå profit</th> <th>Andres blå profit</th> </tr> <tr> <td>Profit 1</td> <td>Profit 2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>11 705 981 442</td> <td>8 263 130 441</td> </tr> </tbody> </table>		Mark-Up		Norsk blå profit	Andres blå profit	Profit 1	Profit 2	11 705 981 442	8 263 130 441
Antakelser																																																																
Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader																																																												
40 000 000 000	m	epsilon	qa	v+k																																																												
40 000 000 000	1 651 661 903	0,833	10 000 000 000	1,66																																																												
Stackelberg-likevekten																																																																
Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen																																																															
q1	q2																																																															
19 533 733 757	13 788 659 314																																																															
Førstederiverte																																																																
Mhp. q1	Mhp. q2																																																															
Foc1	Foc2																																																															
0	0																																																															
Markedspris																																																																
Pris																																																																
P = mQ ^{1-e}																																																																
2,26																																																																
Mark-Up																																																																
Norsk blå profit	Andres blå profit																																																															
Profit 1	Profit 2																																																															
11 705 981 442	8 263 130 441																																																															

Vedlegg 1G: Excel-utdrag, Hovedscenario, Stackelberg-kvantum, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X																																													
31																																																																
32																																																																
33	(2) Scenario med høyere kostnader // COURNOT-løsning	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Antakelser</th> </tr> <tr> <th>Total Etterspørsel</th> <th>Markedsstørrelse</th> <th>Elastisitet</th> <th>Grønn hydrogen 2030</th> <th>Driftskostnader</th> </tr> <tr> <td>40 000 000 000</td> <td>m</td> <td>epsilon</td> <td>qa</td> <td>v+k</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>40 000 000 000</td> <td>1 651 661 903</td> <td>0,833</td> <td>10 000 000 000</td> <td>2,00</td> </tr> </tbody> </table>					Antakelser					Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader	40 000 000 000	m	epsilon	qa	v+k	40 000 000 000	1 651 661 903	0,833	10 000 000 000	2,00	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Cournot-likevekten</th> </tr> <tr> <th>Norsk blå hydrogen</th> <th>Annen blå hydrogen</th> </tr> <tr> <td>q1</td> <td>q2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>11 593 245 612</td> <td>11 593 245 612</td> </tr> </tbody> </table>		Cournot-likevekten		Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	q1	q2	11 593 245 612	11 593 245 612	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Førstederiverte</th> </tr> <tr> <th>Mhp. q1</th> <th>Mhp. q2</th> </tr> <tr> <td>Foc1</td> <td>Foc2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Førstederiverte		Mhp. q1	Mhp. q2	Foc1	Foc2	0	0	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Markedspris</th> </tr> <tr> <th>Pris</th> <th></th> </tr> <tr> <td>P = mQ^{1-e}</td> <td></td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2,82</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Markedspris		Pris		P = mQ ^{1-e}		2,82		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Mark-Up</th> </tr> <tr> <th>Norsk blå profit</th> <th>Andres blå profit</th> </tr> <tr> <td>Profit 1</td> <td>Profit 2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>9 521 841 526</td> <td>9 521 841 526</td> </tr> </tbody> </table>		Mark-Up		Norsk blå profit	Andres blå profit	Profit 1	Profit 2	9 521 841 526	9 521 841 526
Antakelser																																																																
Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader																																																												
40 000 000 000	m	epsilon	qa	v+k																																																												
40 000 000 000	1 651 661 903	0,833	10 000 000 000	2,00																																																												
Cournot-likevekten																																																																
Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen																																																															
q1	q2																																																															
11 593 245 612	11 593 245 612																																																															
Førstederiverte																																																																
Mhp. q1	Mhp. q2																																																															
Foc1	Foc2																																																															
0	0																																																															
Markedspris																																																																
Pris																																																																
P = mQ ^{1-e}																																																																
2,82																																																																
Mark-Up																																																																
Norsk blå profit	Andres blå profit																																																															
Profit 1	Profit 2																																																															
9 521 841 526	9 521 841 526																																																															

Vedlegg 2A: Excel-utdrag, Scenario 2: Høyere kostnader, Cournot-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X																																											
111																																																																
112																																																																
113	(3) Scenario med høyere kostnader // Stackelberg-løsning	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Antakelser</th> </tr> <tr> <th>Total Etterspørsel</th> <th>Markedsstørrelse</th> <th>Elastisitet</th> <th>Grønn hydrogen 2030</th> <th>Driftskostnader</th> </tr> <tr> <td>40 000 000 000</td> <td>m</td> <td>epsilon</td> <td>qa</td> <td>v+k</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>40 000 000 000</td> <td>1 651 661 903</td> <td>0,833</td> <td>10 000 000 000</td> <td>2,00</td> </tr> </tbody> </table>					Antakelser					Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader	40 000 000 000	m	epsilon	qa	v+k	40 000 000 000	1 651 661 903	0,833	10 000 000 000	2,00	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Stackelberg-likevekten</th> </tr> <tr> <th>Norsk blå hydrogen</th> <th>Annen blå hydrogen</th> </tr> <tr> <td>q1</td> <td>q2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15 360 152 106</td> <td>10 494 925 908</td> </tr> </tbody> </table>		Stackelberg-likevekten		Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	q1	q2	15 360 152 106	10 494 925 908	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Førstederiverte</th> </tr> <tr> <th>Mhp. q1</th> <th>Mhp. q2</th> </tr> <tr> <td>Foc1</td> <td>Foc2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Førstederiverte		Mhp. q1	Mhp. q2	Foc1	Foc2	0	0	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Markedspris</th> </tr> <tr> <th>Pris</th> <th></th> </tr> <tr> <td>P = mQ^{1-e}</td> <td></td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2,65</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Markedspris		Pris		P = mQ ^{1-e}		2,65		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Mark-Up</th> </tr> <tr> <th>Norsk blå profit</th> <th>Andres blå profit</th> </tr> <tr> <td>Profit 1</td> <td>Profit 2</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>9 910 720 445</td> <td>6 771 565 545</td> </tr> </tbody> </table>		Mark-Up		Norsk blå profit	Andres blå profit	Profit 1	Profit 2	9 910 720 445	6 771 565 545
Antakelser																																																																
Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader																																																												
40 000 000 000	m	epsilon	qa	v+k																																																												
40 000 000 000	1 651 661 903	0,833	10 000 000 000	2,00																																																												
Stackelberg-likevekten																																																																
Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen																																																															
q1	q2																																																															
15 360 152 106	10 494 925 908																																																															
Førstederiverte																																																																
Mhp. q1	Mhp. q2																																																															
Foc1	Foc2																																																															
0	0																																																															
Markedspris																																																																
Pris																																																																
P = mQ ^{1-e}																																																																
2,65																																																																
Mark-Up																																																																
Norsk blå profit	Andres blå profit																																																															
Profit 1	Profit 2																																																															
9 910 720 445	6 771 565 545																																																															

Vedlegg 2B: Excel-utdrag, Scenario 2: Høyere kostnader, Stackelberg-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
173	(3) Grønn Hydrogen øker // COURNOT-løsning	Antakelser				Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris	Mark-Up								
174		Total Etterspørsel	Markeds- størrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Drifts- kostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	Pris	Norsk blå profit	Andres blå profit						
175		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	Foc1	Foc2	$P = mQ^{\alpha-e}$	Profit 1	Profit 2							
176		40 000 000 000	1 651 660 305	0,8333	12 500 000 000	1,66	13 750 000 000	13 750 000 000	0	0	2,41	10 375 844 595	10 375 844 595						
177																			

Vedlegg 3A: Excel-utdrag, Scenario 3: Mer grønt hydrogen, Cournot-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
182	(3) Grønn Hydrogen øker // Stackelberg- løsning	Antakelser				Stackelberg-likevekten		Førstederiverte			Markedspris	Mark-Up									
183		Total Etterspørsel	Markeds- størrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Drifts- kostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2		Norsk blå profit	Andres blå profit								
184		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	Foc1	Foc2	$dq2/dq1$	Pris	Profit 1	Profit 2								
185		20 000 000 000	1 651 660 305	0,8333	12 500 000 000	1,66	19 420 399 387	13 291 427 727	0	0	2,20	10 454 866 734	7 155 368 066								
186																					

Vedlegg 3B: Excel-utdrag, Scenario 3: Mer grønt hydrogen, Stackelberg-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
22	(4) Scenario med lavere etterspørsel // COURNOT- løsning	Antakelser				Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris	Mark-Up								
23		Total Etterspørsel	Markeds- størrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Drifts- kostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	Pris	Norsk blå profit	Andres blå profit						
24		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	Foc1	Foc2	$P = mQ^{\alpha-e}$	Profit 1	Profit 2							
25		20 000 000 000	804 994 217	0,8333	10 000 000 000	1,66	4 999 995 193	4 999 995 193	0	0	2,10	2 184 390 816	2 184 390 816						
26																			

Vedlegg 4A: Excel-utdrag, Scenario 4: Lavere etterspørsel, Cournot-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
103	(4) Scenario med lavere etterspørsel // Stackelberg- løsning	Antakelser				Stackelberg-likevekten		Førstederiverte			Markedspris	Mark-Up							
104		Total Etterspørsel	Markeds- størrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Drifts- kostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	$dq2/dq1$	Norsk blå profit	Andres blå profit						
105		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	Foc1	Foc2	Pris	Profit 1	Profit 2							
106		20 000 000 000	804 994 217	0,8333	10 000 000 000	1,66	6 969 203 025	4 271 985 156	0	0	1,99	2 329 500 704	1 427 938 373						
107																			

Vedlegg 4B: Excel-utdrag, Scenario 4: Lavere etterspørsel, Stackelberg-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
63	(5.1) Worst Case Scenario MED informasjon // COURNOT-løsning	Antakelser				Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris	Mark-Up								
64		Total Etterspørsel	Markeds- størrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Drifts- kostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	Pris	Norsk blå profit	Andres blå profit						
65		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	Foc1	Foc2	$P = mQ^{\alpha-e}$	Profit 1	Profit 2							
66		20 000 000 000	804 994 217	0,8333	15 000 000 000	2,00	1 986 516 807	1 986 516 807	0	0	2,19	379 789 552	379 789 552						
67																			

Vedlegg 5A: Excel-utdrag, Scenario 5.1: WCS full informasjon, Cournot-likevekt, Modellresultat

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
141	(5.1) Worst Case Scenario MED informasjon // Stackelberg- løsning	Antakelser				Stackelberg-likevekten		Førstederiverte			Markedspris	Mark-Up									
142		Total Etterspørsel	Markeds- størrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Drifts- kostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	$dq2/dq1$	Norsk blå profit	Andres blå profit								
143		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	Foc1	Foc2	Pris	Profit 1	Profit 2									
144		20 000 000 000	804 994 217	0,8333	15 000 000 000	2,00	2 906 560 883	1 569 173 381	0	0	2,14	418 398 115	225 881 793								
145																					

Vedlegg 5B: Excel-utdrag, Scenario 5.1: WCS full informasjon, Stackelberg, Modellresultat

		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
72	(5.2) Worst Case Scenario: UTEN informasjon // COURNOT-løsning	Antakelser					Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris		Mark-Up							
74		Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	Pris		Norsk blå profit	Andres blå profit						
75		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	$Foc1$	$Foc2$	$P = mQ^{\epsilon-e}$		Profit 1	Profit 2							
76		20 000 000 000	804 994 217	0,833	15 000 000 000	2,00	5 000 000 000	5 000 000 000	-1	-1	1,74		- 1 294 118 374	- 1 294 118 374						
78																				

Vedlegg 5C: Excel-utdrag, Scenario 5.2: WCS uten full informasjon, Cournot, Modellresultat

		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
83	(5.2) Worst Case Scenario: Ledig kapasitet // COURNOT-løsning	Antakelser					Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris		Mark-Up							
84		Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Variable kostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	Pris		Norsk blå profit	Andres blå profit						
86		m	ϵ	qg	v	$q1$	$q2$	$Foc1$	$Foc2$	$P = mQ^{\epsilon-e}$		Profit 1	Profit 2							
87		20 000 000 000	804 994 217	0,833	15 000 000 000	1,20	2 500 000 000	2 500 000 000	1	1	2,11		2 284 145 685	2 284 145 685						
88																				
91										Profit etter kapitalkostnader:		- 1 016 529 990	- 1 016 529 990							

Vedlegg 5D: Excel-utdrag, Scenario 5.2: WCS uten full informasjon, ledig kapasitet, Cournot, Modellresultat

		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
149	(5.2) Worst Case Scenario: MED informasjon // Stackelberg-løsning	Antakelser					Stackelberg-likevekten		Førstederiverte		Markedspris		Mark-Up									
150		Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	$dq2/dq1$	Pris	Norsk blå profit	Andres blå profit								
151		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	$Foc1$	$Foc2$		$P = mQ^{\epsilon-e}$	Profit 1	Profit 2									
152		20 000 000 000	804 994 217	0,833	15 000 000 000	2,00	6 969 203 025	4 271 985 156	-1	-1	0	1,67	- 2 284 013 608	- 1 400 853 795								
153																						
156																						

Vedlegg 5E: Excel-utdrag, Scenario 5.2: WCS uten full informasjon, Stackelberg, Modellresultat

*i milliarder

**Investeringene er i milliarder og kalkulert med kapitalkostnadene "k" 0,66 €/kg

Scenario med høyere elastisitet	Pris	Norge			Konkurrent		
		Kvantum (q1)*	Profit*	Investering**	Kvantum (q2)*	Profit*	Investering**
Cournot-løsning	2,07	15,000	6,123	9,902	15,000	6,123	9,902
Sammenlignet med hovedscenario	-14 %	0 %	-46 %	0 %	0 %	-46 %	0 %
Stackelberg-løsning	1,98	20,362	6,436	13,442	13,255	4,190	8,750
Sammenlignet med Cournot-løsning	-4 %	36 %	5 %	36 %	-12 %	-32 %	-12 %

Vedlegg 6: Excel-utdrag, Ekstra scenario: Elastisiteten, Resultatoversikt

		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	U	V	W	X
43	Elastisitet med høyere // COURNOT-løsning	Antakelser					Cournot-likevekten		Førstederiverte		Markedspris		Mark-Up							
44		Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	Pris		Norsk blå profit	Andres blå profit						
45		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	$Foc1$	$Foc2$	$P = mQ^{\epsilon-e}$		Profit 1	Profit 2							
46		40 000 000 000	786 428	0,526	10 000 000 000	1,66	14 999 982 084	14 999 982 084	0	0	2,07		6 123 456 583	6 123 456 583						
47																				

Vedlegg 6: Excel-utdrag, Ekstra scenario: Elastisiteten, Cournot, Modellresultat

		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
121	Høyere elastisitet // Stackelberg-løsning	Antakelser					Stackelberg-likevekten		Førstederiverte		Markedspris		Mark-Up									
122		Total Etterspørsel	Markedsstørrelse	Elastisitet	Grønn hydrogen 2030	Driftskostnader	Norsk blå hydrogen	Annen blå hydrogen	Mhp. q1	Mhp. q2	$dq2/dq1$	Pris	Norsk blå profit	Andres blå profit								
123		m	ϵ	qg	$v+k$	$q1$	$q2$	$Foc1$	$Foc2$		$P = mQ^{\epsilon-e}$	Profit 1	Profit 2									
124		40 000 000 000	786 428	0,526	10 000 000 000	1,66	20 362 400 355	13 255 300 853	0	0	0	1,98	6 436 336 477	4 189 858 509								
125																						
126																						

Vedlegg 6: Excel-utdrag, Ekstra scenario: Elastisiteten, Stackelberg, Modellresultat