

NOTAT

14. december 2012

J.nr.

Ref. AEW

Klimaplan

Lagring af CO₂ fra kraftværker i oliefelter til forøgelse af olieproduktion (CCS/EOR)

1. Beskrivelse af CCS/EOR

CCS står for Carbon Capture Storage, altså lagring af indfanget karbon og EOR står for Enhanced Oil Recovery, altså en forbedret olieindvinding. Disse to teknikker kan sammenkobles således at man indfanger og lagre CO₂ i olielommerne i undergrunden og således presser yderligere olie op, som det ellers ikke ville være muligt at få fat i. Dette tiltag går ud på at indfange CO₂ fra tre danske kraftvarmeværker og transportere det ud til tre af oliefelterne i Nordsøen for at injicere det ned i undergrunden og dermed presse yderligere olie op og dermed lagre den indfangede CO₂ i undergrunden.

Der er blevet set på fem forskellige kraftvarmeværker og fem forskellige oliefelter, hvorefter de mest oplagte er udvalgt. De tre kraftvarmeværker er Studstrupværket, Fynsværket og Nordjyllandsværket og de tre oliefelter der indgår i analysen er Dan, Halfdan og Syd Arne. For kraftvarmeværkerne gælder der at de skal have installeret en teknologi der kan indfange CO₂ og der skal ligeledes investeres i teknologi til injektionen ude ved oliefelter. Transporten af CO₂ fra kraftvarmeværkerne til Nordsøen er forudsat foretaget per skib, da denne løsning dels er økonomisk favorabel og dels indebærer logistiske fordele og øget fleksibilitet.

Der er store omkostninger forbundet med disse investeringer og med at indfange, transportere og injicere store mængder CO₂ i Nordsøen. Såvel omkostninger som positive effekter er betydelige, men der er også store usikkerheder i projektet. Og så er det en uafprøvet teknik. Man har andre steder i verden afprøvet det på oliefelter på land, men det er ikke blevet afprøvet på oliefelter der befinder sig under vand.

Der må dog forventes at være en del barrierer forbundet med dette projekt, som i høj grad skyldes den ret store usikkerhed der er tilkøbet et projekt hvor teknologien ikke har været anvendt før. Denne barriere forstørres kun af at der er tale om meget store beløb både på udgifts- og indtægtssiden. Derudover kan der også være en barriere i forhold til at gevinster og omkostninger fordeler sig så relativt ulige. Det er derfor realistisk at antage, at der skal et instrument til for at realisere dette projekt.

Et potentielt instrument

Dette projekt er ikke koblet op på et instrument for at fremme tiltaget i udgangspunktet. Denne beregning bygger på data fra en mere omfattende analyse af projektet udført af Rambøll og i denne analyse har man ikke set på, hvordan et muligt instrument vil påvirke udfaldet. Således er analysen i sin egentlige form blot en beskrivelse af de økonomiske effekter uden instrument. De økonomiske omkostninger og gevinster er fundet og der ses på hvordan disse fordeler sig på de forskellige berørte parter i projektet. Det kan dog godt have en effekt, at der ikke er et instrument tilknyttet, da der ofte er forbundet en ekstra omkostning ved brug af instrumenter. I den velfærdsøkonomiske analyse kan der være forvriddningseffekter forbundet med instrumentet som fx: Afgifter medfører skatteforvridende adfærdsændringer, tilskud kræver at det offentlige henter flere penge til statskassen fra andre kilder, standarder eller andre kontrolmekanismer har ofte indirekte omkostninger. Tilsvarende kan instrumentet medføre betalingsstrømme, som skal indgå i den budgetøkonomiske analyse.

For at imødegå dette problem er der lavet et bud på hvad omkostningerne ved et instrument kan forventes at beløbe sig til. Selv beregningen kan findes i afsnittet med den velfærdsøkonomiske analyse og omkostningen ved instrumentet vil blive indregnet i skyggeprisen direkte, men instrumentet vil ikke ellers indgå i denne analyse. F.eks. vil den ikke have indflydelse på den budgetøkonomiske analyse, som derfor vil afspejle hvor omkostningerne og gevinsterne faktisk skabes og ikke beskæftige sig med de efterfølgende transaktioner mellem de forskellige aktører.

Overordnet set beregnes instrumentet ud fra at olieindvindingsselskaberne skal kompensere transportørerne af CO₂ og kraftvarmeværkerne for at modtage CO₂. Dertil kommer at det forventes at de vil kræve et afkast på 15 % for at deltage i projektet. Staten skal så kompensere olieindvindingsselskaberne for at sikre afkastet og da dette beløb skal finansieres gennem skatten så pålægges der et skatteforvridningstab, som øger omkostningerne ved projektet.

Den umiddelbart mest logiske måde at kompensere olieindvindingsselskaberne på er ved at give et tilskud pr. lagret ton CO₂. På baggrund af nedenstående beregning vil det betyde et tilskud på ca. 200 kr./ton lagret CO₂. Samlet vil regningen for compensationen for staten løbe op på 7,6 mia. kr. i tilskud.

2. Forudsætninger, omfang og effekter

Projektet løber fra 2020 til 2050 da det er den mest realistiske tidsperiode for hvornår det kan sættes i gang og for hvor længe det skal løbe for at give mening. Medmindre andet er nævnt opgøres alle beløb i det nedenstående i nutidsværdi over perioden 2013-2049 opgjort ultimo 2012 i 2012-priser. Dermed er de anvendt en anden tidsperiode end for de øvrige tiltag i klimaplanen, hvor der diskonteres over 2013-2042. Den budgetøkonomiske og den samfundsøkonomiske analyse sammenligner projektet med en nul-situation, hvor olieindvindingen fortsætter som de nuværende forventninger. Effekten på klimaet er positiv allerede fra 2020, derefter stiger indfangningen af CO₂ frem mod 2027, hvor det holder sig konstant i en årrække frem mod 2042 hvor den langsomt begynder at falde mod periodens afslutning.

I analysen er der endvidere valgt at se bort fra kraftvarmeværkernes ventede omstilling til biomasse. Det er derfor vigtigt at holde sig for øje at med de nuværende regler og da der er en rimelig chance for at kraftværkerne rent faktisk overgår til biomasse, så vil man ikke længere

nedbringe den nationale udledning af CO₂. Dette skyldes at biomasse regnes for CO₂-neutralt og man kan ikke få negativ udledning med de nuværende regler, selvom det også ville være muligt at indfange CO₂ fra biomasse.

I den nedenstående analyse er fokus på reduktion af den nationale CO₂ og med det udgangspunkt er det kun relevant at se på hvordan tiltaget påvirker dette mål. Det skal dog bemærkes at selvom det ikke medtages eksplicit i hovedberegningen, så medfører dette tiltag at der indvindes olie der ellers ikke var kommet op fra undergrunden og derfor vil det også skabe en global ekstra CO₂-udledning. Denne udledning er ikke lige så stor som den mængde CO₂, der lagres, men medregner man den ekstra udledning bliver tiltaget knap så rentabelt som uden.

I nedenstående er beskrevet konsekvenserne af tiltaget i et konsekvensskema.

Tabel 1: Konsekvensskema

	Enhed	Tidspunkt	Effekt
Virkemiddel: CSS/EOR			
Investering	Nutidsværdi, Mio. kr.	2013-2027	-27.917
Drift & vedligehold	Nutidsværdi, Mio. kr.	2013-2050	-32.539
Skatteforvridninger	Nutidsværdi, Mio. kr.	2013-2050	1.406
Gevinster	Nutidsværdi, Mio. kr.	2013-2050	54.249
Indfanget CO ₂	Nutidsværdi, Mio. ton i alt	2013-2050	42,1
Ekstra CO ₂ fra yderligere energiproduktion til indfangningen	Nutidsværdi, Mio. ton i alt	2013-2050	4,1
Reduktion af SO ₂	Mio. kg. i alt	2013-2050	1,8
Udledning af CO ₂ fra den ekstra indvundne olie	Mio. ton i alt	2013-2050	26,5
Samlet reduktion af CO ₂ (fraregnet olieeffekten)	Mio. ton i alt	2013-2050	11,6

Man har ikke valgt at se på maksimal udnyttelse af dette tiltag. Når det er valgt at begrænse projekt til denne størrelse, skyldes det, at investeringer efter 2030 i nye opsamlingssteder (kraftvarmeværker) vil ske i en situation, hvor potentialet allerede er faldende, og hvor tidsprofilen er væsentligt kortere. Dermed reduceres projektets rentabilitet, og da det her har været hensigten at beregne, om det vil være muligt at gennemføre et samfundsøkonomisk rentabelt CCS/EOR projekt i Danmark, er beregninger foretaget på et projekt af en størrelse, som giver størst mulig forventning om en positiv samfundsøkonomisk rentabilitet. Efter gennemførelsen heraf, vil det fortsat være muligt at foretage yderligere investeringer i 2030 og fremover, såfremt den viden, der foreligger på dette tidspunkt viser, at det er hensigtsmæssigt.

3. Reduktion af drivhusgasser

Det forventes, at projektet vil medføre en samlet indfangning på 95 mio. ton CO₂ i perioden 2020-2050. Tilbage diskonteret til periodens begyndelse svarer det til en indfangning på lidt mere end 40 mio. ton CO₂. Det bør dog bemærkes at projektet også vil medføre en øget CO₂-udledning fra den olie der nu kan hentes op fra undergrunden og som ellers ikke ville kunne hentes op, samt at der skal producere yderligere energi (både el og fjernvarme) for at erstatte den del af produktionen der bruges til indfangningen. Det betyder, at man globalt set samlet kun vil formindske udledningen af CO₂ til atmosfæren med små 21 mio. ton eller tilbage diskonteret med 11 mio. ton. Indfangningen af CO₂ vil udelukkende foregå i kraftvarme sektoren og falder derfor udelukkende indenfor det kvotebelagte område. For Danmark og opnåelse af det nationale 40 pct. reduktionsmål er det dog alene den lagrede CO₂-mængde, der tæller med i regnestykket.

Tabel 2: Reduktion af drivhusgasser i 2020, 1.000 ton CO₂-ækvivalent

Reduktion af metan	Reduktion lattergas	Reduktion i metan og lattergas i alt	Øget kulstofbinding	Reduktion af CO ₂ uden for kvoteområdet	Reduktion af CO ₂ inden for kvoteområdet	Samlet reduktion drivhusgasser
0	0	0	0	0	1.087	1.087

Langsigtet potentiale 2020-2050. Projektet starts op i 2020 og løber frem til 2050. Det er dog først oppe at køre fuldt ud i 2027 hvor udledningen vil mindskes med 3.7 mio. ton CO₂. Mod slutningen af denne periode falder dette.

4. Effekt på andre målsætninger

Der er ingen effekter på andre målsætninger.

5. Opgørelse af de budgetøkonomiske omkostninger

Berørte parter i projektet: Private olieindvindingselskaber, offentligt olieindvindingselskab (Nordsøfonden), kraftvarmeværker, staten, CO₂-transportører og fjernvarmekunder.

Nedenfor gennemgås hvorledes de berørte parter påvirkes af tiltaget. Alle beløb er nutidsværdi med en diskonteringsrate på 4,0 %.

Tabel 3: Budgetøkonomiske omkostninger og gevinster for parterne, nutidsværdi, mio. kr, 2012-priser

	Udgifter				Indtægter		Nettogeinst
Part	Investering	Samlede løbende udgifter for projektet	Afgifter/skatter	Samlede udgifter			
Kraftvarmeværkerne	6.680	10.007	-1.099	15.588	11.152		- 4.436
Olieindvindingselskaberne (private)	11.069	6.802	5.533	23.404	31.479		8.075
Offentlig olieindvindingselskab (Nordsøfonden)	2.767	1.701	1.383	5.851	7.870		2.019
CO ₂ -transportørerne	0	1.968	-492	1.476	0		-1.476
Fjernvarmebrugere	0	2.154	0	2.154	0		-2.154

Tabel 4: Budgetøkonomiske omkostninger og gevinster for Staten, nutidsværdi, mio. kr, 2012-priser

Tabte skatter/afgifter		Forøgede skatter/afgifter			Nettogeinst
Svovlafgiften		Selskabsskatten	Kulbrinteskatt		
20		3.514	1.811		5.305

De budgetøkonomiske omkostninger for de enkelte parter er samlet i nedenstående tabel.

Tabel 5: Budgetøkonomiske nettoomkostninger, mio. kr. i 2012-priser

	NPV 2013-2049	Årlig omkostning (annuitet)
Stat	-5.305	-307
Fjernvarmebrugere	2.154	125
Kraftvarmeværkerne	4.436	257
Olieindvindingselskaberne (privat)	-8.075	-467
Offentligt olieindvindingselskab (Nordsøfonden)	-2.019	-117
CO ₂ -transportørerne	1.476	85
Samlet	-7.333	-424

De helt oplagte vindere af dette projekt vil være olieindvindingselskaberne. Dette skyldes selvfølgelig den ekstra olie de nu kan indvinde fra deres oliefelter. Transportørerne af CO₂ er ikke som sådan taber i denne sammenhæng, der indgår blot ikke nogen betaling for deres

ydelse. Denne betaling vil det være naturligt at pålægge olieindvindingselskaberne. Det ses af ovenstående tabel at staten også får en betydelig gevinst ved dette projekt. Dette skyldes de stigende skatteindtægter der er forbundet med olieindvindingselskabernes gevinst ved projektet, dette gør at staten især modtager mere i selskabsskat.

Taberne i forbindelse med dette projekt er henholdsvis kraftvarmeværkerne og fjernvarmekunderne. Kraftvarmeværkerne har især store tab pga. tabt produktion af både el og fjernvarme i forbindelse med indfangningen CO₂. Fjernvarmekunderne taber fordi de ikke længere kan modtage varme fra kraftvarmeværkerne og derfor er nødt til at finde andre og dyrere løsninger, tabene opgjort her er således de meromkostninger fjernvarmekunderne forventer at få ved dette skift. Kraftvarmeværkernes tab kunne, i hvert fald til dels, dækkes af at lade olieindvindingselskaberne købe CO₂ til en pris mellem deres udgifter og deres udgifter minus gevinsterne ved mindre udledning af CO₂. Dette vil så indirekte til dels finansieres af staten da en mindre gevinst til olieindvindingselskaberne vil betyde en mindre selskabsskat. Fjernvarmekunderne må enten selv bærer byrden eller også skal der findes en offentlig finansieret støtte sted. Dette betyder at der en risiko for at dette tiltag har en regressiv effekt.

6. Velfærdsøkonomisk analyse

I dette afsnit præsenteres beregning af den velfærdsøkonomiske analyse. I denne analyse indgår investeringer, drifts- og vedligeholdelsesudgifter (løbende udgifter), forvriddningstab forbundet med offentlige indtægter eller udgifter (herunder instrumentet), værdien af sideeffekter (her fald i udledningen af SO₂) og så selvfølgelig ændringen i udledningen af CO₂. Hvad disse kategorier indeholder, vil blive gennemgået i det nedenstående og skyggeprisen vil blive fundet.

Investeringerne i dette tiltag finder sted i henholdsvis kraftvarmeværkerne og på olieboringsplatformene. På kraftvarmeværkerne skal der installeres CCS-anlæg, som kan indfange CO₂ og ude ved oliefelterne skal der investeres i forbindelse med injektionen af CO₂. Investeringerne på ved oliefelterne udgør ca. 2/3 af de samlede investeringer og den sidste 1/3 fra kraftvarmeværkerne. Ser man på de løbende udgifter er det kraftvarmeværkerne der har de største udgifter, lidt over halvdelen af de samlede udgifter, mens der ude ved oliefelter bruge lige under 40 % og dertil skal så lægges de udgifter der er forbundet med transporten af CO₂ fra kraftvarmeværkerne til oliefelterne. For kraftvarmeværkerne er de største løbende udgifter forbundet med produktionstab af el og fjernvarme. Udgifterne forbundet med injektionen ude ved oliefelterne er rene driftsomkostninger.

Tabel 6: Investeringer og løbende udgifter, mio. kr, ikke tilbagediskonterede, 2012-priser

	Investeringer	Løbende udgifter samlet	<i>Heraf udgifter ved produktionsstab</i>	<i>Heraf udgifter forbundet med drift</i>
Kraftvarmeværkerne	13.943	41.717	32.837	8.880
Oliefelterne	28.168	28.977	-	28.977
Transport af CO ₂	-	6.382	-	6.382
Samlet	42.111	77.076	32.837	44.239

I denne analyse står staten umiddelbart til at tjene mere end den taber på tiltaget og derfor er der faktisk tale om en forvridningsgevinst. Dette skyldes at når olieindvindingsselskaberne tjener mere så stiger selskabsskatten og derudover vindes der også lidt ekstra på kulbrinteskatten, det medfører dog også en lille fald i SO₂-afgiften, men dette beløb er forsvindende lille i forhold til de to indtægten fra de to andre skatter. Samlet set beløber statens provenugevinst ved tiltaget sig til 5,3 mia. kr. tilbagediskonteret. Selskabsskatten svarer til ca. 2/3 og kulbrinteskatten til 1/3, mens SO₂-afgiften er på langt under en procent.

Dette er dog uden hensyntagen til et evt. instrument. Som nævnt ovenfor har vi for at imødegå det manglende instrument i analysen lavet en beregning på hvor stor en kompensation det må forventes at olieindvindingsselskaberne kræver for at deltage i projektet. Dette ændrer markant på statens finanser i forbindelse med projektet.

Det oplagte scenarie er, som nævnt, at Olieindvindingsselskaberne betaler transportørerne for transporten og køber CO₂ af kraftvarmeværkerne til en pris svarende til deres omkostning. Hvis man ser på hvad det vil koste olieindvindingsselskaberne så vil det ved den samfundsøkonomiske diskonteringsrate, på 4,0 %, beløbe sig til ca. 5,8 mia. over de 30 år. Dette vil reducere Olieindvindingsselskabernes gevinst til 3,5 mia. kr.

For at en investering olieindustrien anses for rentable, så forventes et afkast ofte på omkring 15 % for at kompensere for den store risiko der er forbundet med så store og så risikobetonede projekter. Afkastet forventes normalt til at være mellem 10 og 15 %, vi har her valgt det høje afkast, da det vil være forventeligt, at det er prisen olieindvindingsselskaberne vil kræve, i og med det ikke er et projekt de vil investere i af egen interesse. Sættes diskonteringsraten til 15 % så vil rentabiliteten falde betydelig, faktisk vil overskuddet på 10,1 mia. kr. blive vendt til et underskud på ca. 1,7 mia. kr.

Det vil sige, at olieindvindingsselskaberne skal kompenseres svarende til 7,6 mia. kr., hvis de skal have dækket underskuddet på 1,7 mia. ved 15 % diskonteringsrate samt udgiften til at betale transportørerne og kraftvarmeværkerne. Hvis staten skal finansiere denne kompensation vil det betyde et skatteforvridningstab på 20 % af dette beløb, svarende til ca. 1,5 mia. kr. Der er altså tale om en kompensation som i størrelse overstiger det staten ellers ville tjene på projektet. Fordeles denne udgift ud på den indfangede CO₂, vil skyggeprisen stige med ca. 40 kr./ton CO₂. Dette er indregnet i den nedenstående skyggepris.

Det før nævnte fald i SO₂-afgiften skyldes et fald i den udledte mængde af SO₂ i forbindelse med, at man indfanger CO₂ på kraftvarmeværkerne. Dette er den eneste positive sidegevinst i forbindelse med dette projekt. Denne sideeffekt har en værdi for kraftvarmeværkerne på lige under 19 mio. kr. tilbagediskonteret. Der er altså ikke tale om nogen stor ændring og det har også kun forsvindende lille effekt på det samlede resultat, jf. tabel 4.

En anden sideeffekt, der til gengæld har stor påvirkning på resultatet, er den ekstra CO₂, der må forventes at blive udledt som følge af den ekstra olie der udvindes på oliefelterne. Dette vil udgøre en negativ sideeffekt og vil mere end tredoble skyggeprisen. Denne regnes dog ikke med i hovedscenariet, jf. omtalen afsnit 4.

Gevinsterne består af indtjeningen på den ekstra olie der indvindes. Det øgede skatteprovenu hos staten regnes ikke med, da det blot er penge der tages fra en kasse og puttes i en anden.

Og ligeledes er salget af kvoter ved den reducerede udledning heller ikke regnet med i den velfærdsøkonomiske analyse, da klimaplanen er en national målsætning, og vi ser på skyggepris og derfor indgår det reducerede CO₂ på anden vis (i skyggeprisens nævner).

Der er reelt ikke tale om en reduktion af udledningen af drivhusgasser, men en reduktion af udledningen af drivhusgasser til atmosfæren. Der forventes ikke at den lagrede CO₂ vil finde vej op gennem undergrunden igen. Dog vil man kunne genbruge den CO₂ man bruger til at presse yderligere olie op, dette må forstås, som at man har mulighed for at trække CO₂ op igen. Det må dog formodes at den CO₂ der indfanges og bringes ud til oliefelterne alt sammen med tiden vil blive lagret i undergrunden og bliver der over en meget lang periode.

Tabel 7: Velfærdsøkonomiske omkostninger og gevinster samt skyggepris, 2012-priser

	Investering	Løbende udgifter (inkl. tabt varme og el)	Forvridningsgevinst	Samlede udgifter	Samlede gevinster	Værdi af positiv sideeffekt	Gevinster uden positiv sideeffekt	Nettomkostning	Negativ sideeffekt (ekstra CO ₂)	Reduktion af udledning af drivhusgasser
	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	1.000 ton CO ₂	1.000 ton CO ₂
Nutids tidsværdi for 2013-2049	27.917	32.538	1.406 (tab v. instrument 1.493)	59.050	54.249	26	54.223	4.800 (fratrasket tab v. instrument 4.114)	- 26.473	38.030
Skyggepris med værdi af sideeffekter, kr./ton CO ₂										165,48
Skyggepris uden værdi af sideeffekter, kr./ton CO ₂										166,17
Skyggepris med negativ og positiv sideeffekter, kr./ton CO ₂										544,51

Det ses af tabel 7 at skyggeprisen umiddelbart er rimelig lav for dette tiltag. Det ses dog også at ser vi globalt på klimaeffekten så bliver prisen markant højere.

7. Følsomhedsanalyser

I nedenstående er der foretaget følsomhedsanalyse på diskonteringsraten. Den der er brugt gennem hele rapporten er på 4,0 %, der er derfor testet for en lavere (3 %), en højere (6 %) og en der svarer til den diskonteringsrate der benyttes når olievirksomheder skal investere (15 %). Grunden til at diskonteringsrenten er så høj for olieindvindingselskaber er at der ofte er meget store beløb og meget store risici involveret, så man skal være meget sikker på at det er et rentabelt projekt før man er villig til at investere i det, så normalt sættes diskonteringsraten ca. til mellem 10 og 15 %.

Tabel 8: Følsomhedsanalyser: Effekt på potentiale, skyggepris og statsfinanser

	Reduktion CO ₂ -ækv	Statsfinansiel effekt	Skyggepris med positiv sideeffekt	Skyggepris uden sideeffekt	Skyggepris med negativ og positiv sideeffekt
	1.000 ton	Mio. kr.	Kr./ton CO ₂ -ækv	Kr./ton CO ₂ - ækv	Kr./ton CO ₂ -ækv
Basisberegning	38.030	5.305	165,48	166,17	544,51
Følsomhedsanalyser					
Diskonteringsrate 3 %	46.455	7.143	57,51	58,21	198,69
Diskonteringsrate 6 %	25.927	2.936	390,39	391,08	1185,03
Diskonteringsrate 15%	5.925	161	1573,50	1574,14	3910,51

Det er derudover også relevant at se på følsomheden for fx olieprisen og elprisen, begge to variable man kan forvente udsving i, især olieprisen. I det data vi har til rådighed er det dog ikke muligt at lave en standard følsomhedsanalyse på disse. Rambøll har i deres rapport præsenteret alle udregninger i følgeskab med en Monte Carlo-simulation, som angiver hvor stor usikkerhed der er om resultatet med baggrund i alle de faktorer der kan være usikre.

Der er her medtaget usikkerheden på en del flere faktorer end man normalt vil kunne håndtere i en følsomhedsanalyse. Udover el- og olieprisen, som har usikkerheder på +/- 50 %, så er der blandt andet også medtaget CO₂-kvotepriisen, fjernvarmeprisen samt usikkerheden på investeringer og drift for både kraftvarmeværkerne og olieindvindingsselskaberne, alt sammen også med en usikkerhed på +/- 50 %.

Det giver ikke mening har at fremvise resultatet af Monte Carlo-simulationerne, da de er foretaget på et andet tal med en anden diskonteringsrate og tilbagediskonteret til et andet tidspunkt, end det der benyttes i Klimaplanen. Det fremgår dog tydeligt at usikkerheden er meget stor og der trods det umiddelbart store positive resultat, også er en betydelig risiko for at projektet vil medføre både et velfærdsøkonomisk (ca. 20 %) og et budgetøkonomisk tab (ca. 25 %). Alene det at man har været nødt til, at sætte usikkerheden på investeringer både for kraftvarmeværkerne og olieindvindingsselskaberne på +/- 50 %, indikere, at vi er ude i et projekt hvor der er en relativt lille viden om teknologien bag. Taget i betragtning at disse investeringer løber op i milliardklassen, så må man på den baggrund være meget påpasselig med hvad man kan tolke ud af analysen af dette projekt.

8. Opsummering

Tabel 9: Klimaeffekt og samfundsøkonomi, 2012-priser

	Enhed	Periode	
Reduktion af drivhusgasser	1.000 ton CO ₂	NPV (2020-2049)	38.030
Samfundsøkonomisk omkostning			
• Skyggepris inkl. sideeffekter	Kr./ton CO ₂	NPV (2013-2049)	165,48
• Skyggepris ekskl. sideeffekter	Kr./ton CO ₂	NPV (2013-2049)	166,17
• Skyggepris inkl. både positiv og negativ sideeffekt	Kr./ton CO ₂	NPV (2013-2049)	544,51

Skyggeprisen er relativt lav for dette tiltag. Det ses dog også at ser vi globalt på klimaeffekten så bliver prisen markant højere. Dette bør tages med når man sammenligner med andre projekter. Derudover er det også vigtigt at holde sig for øje at dette er et projekt med meget store usikkerheder. Dette projekt forventes ikke at kunne implementeres før i 2020 og det er derfor også vigtigt at se på hvor mange kraftvarmeværker der på daværende tidspunkt er overgået til biomasse samt om der er kommet ændrede regler for opgørelse af indfanget CO₂ og ikke mindst er det vigtigt at se på udviklingen i teknologien samt andres erfaringer.

Tabel 10: Budgetøkonomiske omkostninger, nutidsværdi mio. kr., 2012-priser

	Periode	
Statsfinansielle konsekvenser (skatteindtægt og overskud fra Nordsøfonden)	2020-2050	-5.305
Kraftvarmeværkerne	2020-2050	4.436
Olieindvindingsselskaberne (privat)	2020-2050	-8.075
CO ₂ -transportørene	2020-2050	1.476
Fjernvarmekunderne	2020-2050	2.154
Samlet	2020-2050	-7.333

På baggrund af den budgetøkonomiske analyse af projektet ses, at der er betydelige gevinster forbundet med det. Der er dog også betydelige omkostninger og fordelingen af hvem der bliver begunstiget og hvem der bliver ramt negativt af projektet, er som udgangspunkt ulige fordelt. Vinderne i dette projekt er olieindvindingsselskaberne og staten, mens taberne er kraftvarmeværkerne, CO₂-transportørene og fjernvarmekunderne. Det forventes dog at taberne kompenseres indirekte gennem staten, som i så tilfælde må forvente at deres overskud forsvinder og bliver et underskud for staten.

Umiddelbart ser dette tiltag nogenlunde fornuftigt ud økonomisk, der er dog flere faktorer der spiller ind og mudre billedet en del. For det første er der meget stor usikkerhed omkring både omkostningerne og gevinsterne ved projektet og da det er et projekt hvor der er tale om meget betydelige beløb, så ser projektet måske ikke helt så attraktivt ud.

Samtidig er projektet måske ikke helt oplagt som klimatiltag trods den relativt store mængde CO₂ der indfanges, så er det på mange måde blot et biprodukt af projektet. Dertil kommer, at det også er et projekt, der samtidig vil lede til en udledning af CO₂, der ellers ikke ville have fundet sted. Dette er et projekt, som bør foretages fordi man ønsker, at øge indtjeningen af oliefelterne, men ikke nødvendigvis til at forbedre klimaet. Med udgangspunkt i ovenstående er det ikke en gang sikkert, at projektet er økonomisk rentabelt nok til at være attraktivt. Taget usikkerheden omkring teknologien i betragtning, vil det mest fornuftige nok være, at udskyde stillingtagen til dette projekt, til området er bedre belyst.