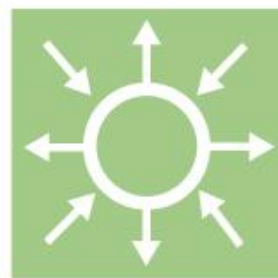
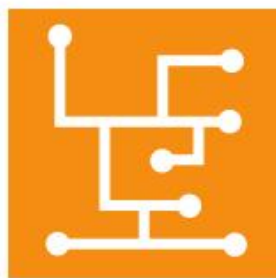




Avskiljning och lagring av CO₂

Kunskap av strategiskt värde för den svenska energisektorn

Elforsk rapport 08:58



Gunnar Hovsenius

September 2008

ELFORSK

Avskiljning och lagring av CO₂

Kunskap av strategiskt värde för den svenska energisektorn

Elforsk rapport 08:58

Förord

IEA har sedan slutet av år 1991 haft ett programarbete kring hur växthusgaser från energirelaterade verksamheter kan tas omhand och lagras. Vattenfall har följt arbetet under lång tid och i ett antal projekt. Denna rapport ger i första hand en enkel sammanfattning för en bredare målgrupp av kunskapsläget kring tekniken för avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Rapporten ger också en uppdaterad kostnadsbild. Den som söker fördjupad förståelse får hänvisningar till Elforsks tidigare rapporter som kan sökas på www.elforsk.se och till andra referenser.

Denna studie har bekostats av Göteborg Energi AB, Jämtkraft AB, Lulekraft AB, MälarEnergi AB, Svenska Kolinstitutet, Svenska Petroleuminstitutet, Svenskt Gastekniskt Centrum, Umeå Energi AB, Vattenfall AB och Öresundskraft AB.

Stockholm september 2008

Bengt Hanell

Elforsk AB

Sammanfattning

Syftet med denna rapport har varit att sammanställa kunskaper av strategiskt värde kring avskiljning, transport och lagring av koldioxid (CO₂) i samband med energianläggningar och belysa varför dessa frågor är av vikt att känna till i Sverige. Oberoende av om tekniken kommer att bli tillämpad i Sverige under överskådlig tid får den sannolikt en stor betydelse internationellt och påverkar därmed den internationella energimarknaden. En mycket viktig egenskap hos tekniken är att konventionella luftföroreningar som SO_x, NO_x och partiklar kommer att avlägsnas "på köpet". Den huvudsakliga kunskapsbasen har varit de rapporter inom området som tagits fram genom ett forskningsprogram som leds av International Energy Agency, IEA. Målgruppen för denna rapport är i första hand tänkt att vara beslutsfattare i näringslivet samt politiker.

FN: s klimatpanel, IPCC, menar idag att avskiljning och lagring av CO₂ skall ses som en teknisk möjlighet bland många för att minska utsläppen av CO₂. Vidare har EU i början av år 2008 lagt fram ett förslag till direktiv i dessa frågor och menar att det inte går att minska utsläppen inom EU med 50 % utan att använda sig av denna möjlighet. Genom EU-förslaget har ett antal legala hinder mot lagring undanröjts. Allt detta gör att förutsättningarna idag är annorlunda än när Elforsk rapporterade kring dessa frågor år 2005.

När man talar om CO₂-avskiljning skall man hålla i minnet att man av tekniska och ekonomiska skäl inte kan avskilja all CO₂. Om cirka 20 år och med förbättrad teknik finns förutsättningar för att endast 5 - 15 % av den CO₂ som bildas av bränslet skall släppas ut i atmosfären. I dagsläget kan däremot utsläppen vara av storleksordningen 15 - 25 %. Det går vidare åt energi för att driva avskiljningen alltså krävs mer bränsle för samma elproduktion. Utsläppen minskar alltså väsentligt men blir inte noll.

Lagringen av CO₂ kommer inom Europa i allt väsentligt att ske i djupa geologiska formationer – så kallade akvifärer - som innehåller bräckt eller salt vatten, inneslutet i en porös berggrund. För att begränsa koldioxidens volym måste akvifärerna ligga på ett djup av minst 1 000 m. IEA: s bedömning är att de idag kända akvifärerna i Europa kan rymma drygt 1 500 Gton CO₂. Det motsvarar 400 års utsläpp av all CO₂ inom EU25 och 1200 års utsläpp från elsektorn såsom emissionerna var år 2000. Under Sydvästra Skåne finns en akvifär på tillräckligt djup, men det är idag inte helt klarställt att den är tillräckligt tät. Under Danmark, under Nordsjön och under Tyskland finns dock stora lagringsmöjligheter, som Sverige kan få utnyttja om förslaget till det nämnda EU-direktivet antas.

För att lagring av CO₂ skall bli ett alternativ och som uppnår en tillräcklig acceptans av samhället måste metoder för övervakning och säkerhet utvecklas liksom prognosverktyg för att förutsäga vad som händer med den lagrade koldioxiden på kort och lång sikt.

Kostnaden för att producera el i stora anläggningar med avskiljning, transport och lagring av CO₂ har för början av 2020-talet beräknats till:

- 580 till 670 SEK/MWh med kol som bränsle (58-67 öre/kWh).
- cirka 510 SEK/MWh med naturgas som bränsle (51 öre/kWh).

De gjorda kostnadsberäkningarna utgår från teknik som idag är känd. Räknat per ton CO₂, som man minskar utsläppen med, är de beräknade kostnaderna mellan 360 och 490 SEK. Ny teknik för infångning av CO₂ tyder på att denna kostnad på sikt kan reduceras med upp mot 40 %. Kostnaden per ton minskat CO₂ utsläpp kan ställas i relation till dagens pris på utsläppsrätter som är ca 200 kr/ton.

Kostnaderna för att avskilja och lagra CO₂ talar för att det kan dröja något decennium innan avskiljning börjar utnyttjas i någon större skala inom Europa. Under tiden kommer andra och idag kostnadseffektivare åtgärder att vidtas för att minska utsläppen.

Internationellt används ofta begreppen Carbon Capture and Storage (CCS) eller Carbon Sequestration när man menar avskiljning och lagring av CO₂.

Summary

The purpose with this report has been to summarise knowledge of strategic importance regarding capture, transport and storage of carbon dioxide (CO₂) in connection to energy plants and to illustrate why these issues are of importance to know about in Sweden. Independent of the application of the mentioned technology in the near future to the Swedish industry it will probably have a great international importance and influence the energy market. A very important attribute to the capture of CO₂ is that traditional air pollutants will be separated from the flue gases as an extra benefit. The report is to a great extent based on studies carried out within the IEA Greenhouse Gas R&D Programme up to the end of 2007. The target groups for this report are foremost decision-makers in the industry and politicians.

The UN: s Panel on Climate Change, IPCC, is today of the opinion that capture and storage of CO₂ should be considered as one of many technical possibilities to reduce the emissions of CO₂. It is also to notice that the EU in the beginning of 2008 proposed a directive on capture and storage and think today that it not is possible to reduce the emissions with 50 % without this option. By the proposal from the EU a number of legal obstacles against storage of CO₂ have been eliminated. These changes in the attitudes mean that the understanding of capture and storage today is different compared to the situation in 2005 when Elforsk also reported about capture and storage of CO₂.

When talking about capture of CO₂ it should be noticed that not 100 % can be eliminated due to technical and economical reasons. Within a period of 20 years from now and with technical improvements the emissions of CO₂ is estimated to be 5 - 15 % of the CO₂ generated in the combustion process. Today the emissions often are in the range of 15 - 25 %.

Saline aquifers constitute the main storage potential for Europe. IEA estimates that the known aquifers have a storage capacity of about 1 500 Gton of CO₂. This corresponds to all emissions of CO₂ during 400 years from EU25 and to 1200 years from it's power industry (based on data from 2000). The aquifers contain brackish or saline water in a porous bed-rock. To limit the volume of the stored CO₂ the depth of the aquifers must exceed 1000 m. One aquifer with adequate depth is spreading from the south-western part of Scania. It is, however, not known if its tightness is enough. Aquifers in Denmark, under the North Sea and in Germany mean, however, alternative options for storage of CO₂ which may be used of Sweden supposed that the above-mentioned proposal to a EU directive will be adopted.

Storage of CO₂ must obtain the necessary acceptance in the society to be a real option in the mitigation of CO₂ emissions. This implies that methods for control, security and long-range forecasts must be developed to make it possible to predict what happens to the CO₂ storage in a short and long time perspective.

The costs of electricity, generated in large plants and including costs for capture, transport and storage of CO₂, have for the beginning of the 2020:s been calculated to:

- 580 to 670 SEK/MWh with coal as the fuel (58 – 67 öre/kWh)
- About 510 SEK/MWh with natural gas as the fuel (51 öre/kWh)

The calculated costs presuppose technologies which are known today. Calculated on the avoided emissions of CO₂ the costs vary between 360 and 490 SEK/ton. The development of new technologies for capture of CO₂ indicates that this cost can be reduced by up to 40 %.

The total costs for capture and storage of CO₂ indicate that it may take another 10 years before the technology has been implemented to a considerable option within Europe. During the time other and more cost efficient methods will be the first steps in the reduction of CO₂ emissions.

In the international literature Carbon Capture and Storage or Carbon Sequestration are used in parallel to capture and storage of CO₂.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Utsläppen av växthusgaser fortsätter att öka.....	1
1.2	Ökat intresse för avskiljning och lagring av CO ₂	1
1.3	Utsläppen minskar men blir inte noll.....	2
1.4	Avskiljning och lagring ger ett tak för priset på utsläppsrätter.....	2
2	Olika tillståndsformer av CO₂	3
2.1	Egenskaperna beror av tryck och temperatur	3
2.2	Koldioxid i superkritiskt tillstånd.....	3
2.2.1	Den kritiska tillståndspunkten påverkas av halten föroreningar....	4
3	Avskiljning, metoder och kostnader	5
3.1	Avskiljning efter förbränning.....	6
3.1.1	Absorption i aminer.....	7
3.1.2	Absorption i kyld ammoniak – en process under utveckling	7
3.1.3	Absorption i kaliumkarbonat.....	8
3.2	Avskiljning av bränslets kol före förbränningen	9
3.3	Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft	11
3.4	Avskiljning när biomassa är bränslet	12
3.5	Kostnader för avskiljning av CO ₂	13
3.5.1	Begreppet undvikt utsläpp av CO ₂	13
3.5.2	Utgångspunkter för kostnadsberäkningarna	14
3.5.3	Kostnader vid stora elproduktionsanläggningar.....	14
3.5.4	Avskiljningskostnad vid medelstora koleldade anläggningar	16
4	Transport till lagringsplatsen	17
4.1	Begränsade erfarenheter.....	17
4.2	Vatten ökar påtagligt risken för korrosion.....	17
4.3	Riskerna med transporter är mycket små	17
4.4	Kostnader för transport av CO ₂	18
4.4.1	Rörtransport	18
4.4.2	Båttransport	19
5	Lagringsmöjligheter i norra Europa	20
5.1	Djupa och täta akvifärer ger stora möjligheter	20
5.2	Möjligheter att lagra CO ₂ i Sverige	20
5.3	Lagringsmöjligheter i norra Europa.....	20
5.4	Förslag till EU-direktiv öppnar för lagring utanför Sverige.....	21
5.5	Kostnad för att lagra CO ₂	22
6	Total kostnadsbild	23
7	Risker med lagring av CO₂	24
7.1	Säkerhetsrisker ställda mot klimatrisker	24
7.2	Säkerhetsfrågor i förslaget till EU-direktiv	24
7.2.1	Krav på renhet av CO ₂ -flödet	25
7.2.2	Krav på modellering och övervakning	25
7.3	Kostnaden för övervakning och kontroll	26
8	Projekt med nordisk anknytning	27
8.1	Projekt med svenska initiativ	27
8.1.1	Projekt i vilka Vattenfall är en aktör	27
8.1.2	Projekt i vilket E.ON är en aktör	28

8.1.3	Projekt vid Fortum Värme samägt med Stockholm stad	28
8.2	Projekt med norska initiativ	28
8.2.1	Lagring i Utsira	28
8.2.2	Lagring i anslutning till Snøhvitfältet i Barentshav	28
8.2.3	Samarbetsprojektet CO ₂ -Capture Project	29
8.2.4	Sargas – ett kolbaserat kraftverk	29
8.2.5	Mongstad - kraftvärmeverk och testcentrum	29
8.3	Projekt med danska initiativ	29
8.4	Projekt med finska initiativ	30
9	Diskussion och slutsatser	31
10	Referenser	33

1 Inledning

1.1 Utsläppen av växthusgaser fortsätter att öka

Det första steget för att begränsa utsläppen av klimatpåverkande gaser togs genom det s.k. Kyotoprotokollet. Under dess första åtagandeperiod (2008-2012) ska i-länderna minska sina utsläpp med 5,2 % räknat från 1990 års nivå.

Enligt FN: s klimatpanel, IPCC, har i-ländernas emissioner av koldioxid (CO₂) minskat med 3,3 % till och med år 2004. Förklaringen till detta ligger främst i att länderna i Central- och Östeuropa minskat sina utsläpp. I andra i-länder har det däremot skett en ökning under samma period med 11 %. Sedan mitten av detta decennium har de globala utsläppen av växthusgaser ökat både i i-länder och u-länder.

År 2005 var den globala CO₂-emissionen från fossila bränslen cirka 29 Gton och enligt beräkningar som gjorts av International Energy Agency, IEA, kommer de att uppgå till 40 Gton/år år 2030. Särskilt stora är förändringarna i Kina, Indien, Sydostasien, Mexiko och Brasilien.

Globalt svarar elproduktion för mellan 35 och 40 % av CO₂-utsläppen. För år 2030 räknar IEA med att elsektorns emission är cirka 7 Gton/år större än idag. Till allra största delen beror detta på ökad kolanvändning. En annan stor sektor när det gäller utsläpp av CO₂ är trafiken.

1.2 Ökat intresse för avskiljning och lagring av CO₂

IEA startade år 1991 ett FoU-program kring växthusgaser. De huvudskaliga aktiviteterna har rört:

1. metoder för att minska utsläpp av växthusgaser – särskilt CO₂ - från fossila bränslen.
2. lagring av CO₂ i djupa akvifärer samt i äldre gas- och oljefält.

IPCC har granskat bland annat de rapporter som framtagits inom IEA-programmet och nyligen utkommit med en specialrapport i ämnet (Ref 1). IPCC menar i sin rapport att avskiljning och lagring skall ses som en teknisk möjlighet bland många för vilken man inte kan blunda.

EU: s åtagande inom klimatområdet innebär att utsläppen av CO₂ år 2012 skall vara 8 % lägre än de var år 1990. I januari 2007 antog EU-Kommissionen ett energi- och klimatförändringspaket, bestående av:

1. ett oberoende EU-åtagande att minska växthusgasutsläppen med minst 20 % till 2020 jämfört med 1990 års nivåer.
2. att minska utsläppen med 30 % till 2020, förutsatt att andra industriländer också förbinder sig att göra jämförbara utsläppsminskningar.

I januari 2008 kompletterades nämnda förslag med preciseringar när det gäller handelssystemet för CO₂. För elsektorn, som svarar för drygt 1/3-del av CO₂-utsläppen, uttalades att den fullt ut kommer att omfattas av auktionssystemet från 2013.

EU har tidigare i hög grad fokuserat på att klimatmålen skall nås genom energieffektivisering och genom att använda förnybara energiråvaror. I ett förslag till direktiv från januari 2008 sägs dock att alla alternativ för minskning av utsläppen måste tas i bruk, bland annat avskiljning och lagring av CO₂ och att det inte går att minska världens eller EU:s utsläpp av CO₂ med 50 % utan att använda sig av denna möjlighet. Förslaget till direktiv behandlas utförligare under punkt 5.4.

1.3 Utsläppen minskar men blir inte noll

Avskiljning och lagring av CO₂ kräver både investeringar och mekaniskt arbete. Ju mer man vill avskilja desto högre blir marginalkostnaderna. De studier som tidigare gjorts inom IEA-programmet har visat att en avskiljning på cirka 80 % är rimlig när man tar hänsyn till ekonomi och dagens teknik. Med framtida förbättringar av tekniken anses det idag troligt att 85 – 95 % avskiljning kan nås. Det är således betydande reduktioner som kan åstadkommas, men utsläppen blir inte noll.

Det mekaniska arbete som krävs för att få koldioxiden i en lagringsbar form innebär att en del av den genererade elen används till drift av kompressorer, fläktar och pumpar. Därför måste mer bränsle användas än om koldioxiden på traditionellt sätt får avledas till atmosfären. Idag är dessa extra bränsleinsatser av storleksordningen 15 – 25 %. Ofta finns det betydande stordriftsfördelar med aktuell teknik. Vid nya anläggningar kan delprocesserna optimeras, vilket sänker avskiljningskostnaden. Efterinstallationer och installationer vid mindre anläggningar ger däremot högre kostnader.

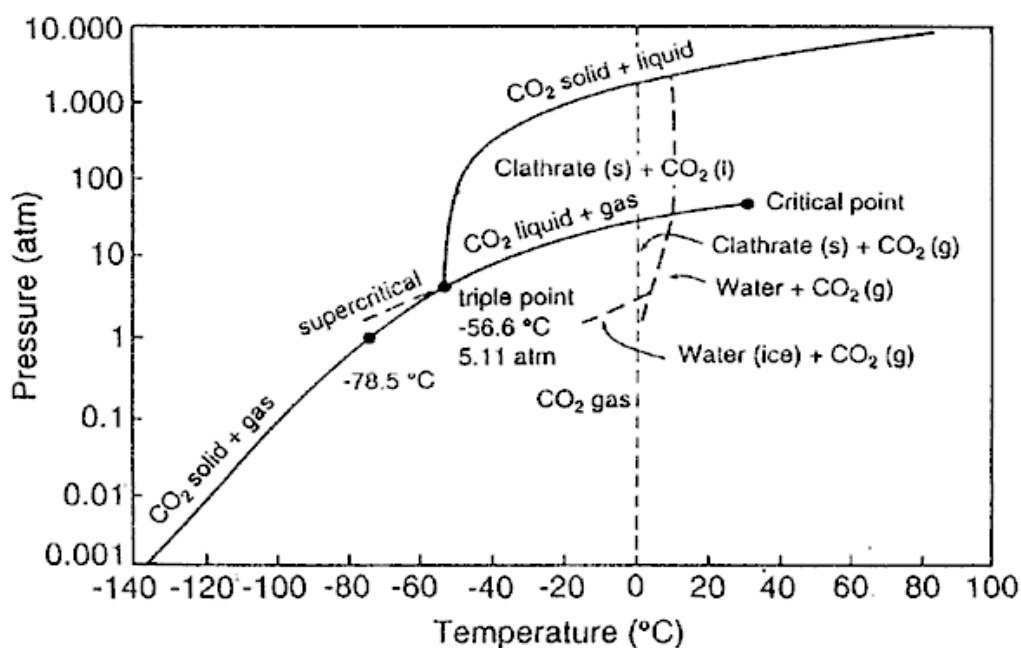
1.4 Avskiljning och lagring ger ett tak för priset på utsläppsrätter

Att avskilja och lagra CO₂ har hittills varit dyrare än att minska utsläppen på annat sätt eller att köpa utsläppsrätter. I takt med att de internationella åtagandena växer kommer både alternativ teknik att bli dyrare och priset på utsläppsrätter att öka. När de når kostnaderna för att avskilja och lagra CO₂ kan man dock förvänta sig en övergång till denna teknik – särskilt i länder som har naturliga förutsättningar för lagring. Hur det går med tekniken är alltså av stor betydelse för hur energimarknaderna utvecklas.

2 Olika tillståndsformer av CO₂

2.1 Egenskaperna beror av tryck och temperatur

Tryck och temperatur styr under vilka former CO₂ förekommer. Figur 2.1 är ett så kallat fasdiagram för ren CO₂ och visar att den kan förekomma som gas, som vätska, i fast form och i blandningar mellan olika tillstånd. Vid temperaturer i närheten av det som benämns "Critical point" i Figur 2.1 och vid låga tryck uppträder CO₂ som en gas eller ånga, men med stigande tryck ökar koldioxidens densitet snabbt och dess egenskaper liknar alltmer en vätskas. Dock behåller den en viskositet som liknar den för en gas eller ånga.

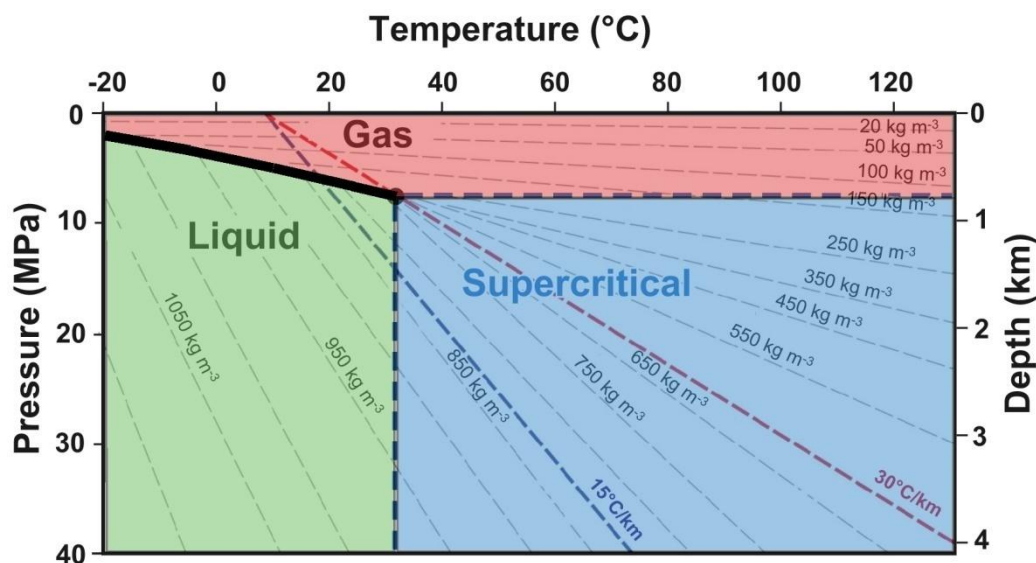


Figur 2.1 Tryck och temperatur styr under vilka fysikaliska former CO₂ förekommer. I den kritiska punkten är temperaturen 31,1° C och trycket 72,8 atm, vilket motsvarar 7,38 MegaPascal (MPa) (Ref. 14)

2.2 Koldioxid i superkritiskt tillstånd

Att ett ämnes egenskaper ändrar sig i närheten av den så kallade kritiska punkten är inte unikt för CO₂. Det som här har ett särskilt intresse är koldioxidens kritiska temperatur ligger nära jordmanteln. Detta kan exemplifieras med att temperaturgradienten i jordskorpan i närheten av Lund är av storleksordningen 30° - 35° C per km.

Hur densiteten för CO₂ ändrar sig med tryck och temperatur inom det så kallade superkritiska tillståndsområdet visas i Figur 2.2 i vilken också betydelsen av temperaturgradienten framgår.

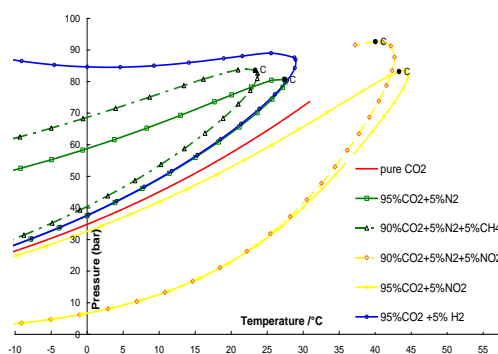


Figur 2.2 Densiteten för CO_2 inom det så kallade superkritiska området hänger samman med trycket (lagringsdjupet) och temperaturen. Ref.15

Ett rationellt sätt för att begränsa lagringsvolymen för den avskilda koldioxiden är att välja geologiska formationer på sådant djup att superkritiska egenskaper kan upprätthållas.

2.2.1 Den kritiska tillståndspunkten påverkas av halten föroreningar

Det är inte givet att det flöde av CO_2 som skall lagras till 100 % består av CO_2 . Betydelsen av att exempelvis mindre halter kvävgas (N_2), kvävedioxid (NO_2) eller metan (CH_4) förekommer tillsammans med CO_2 är att det kritiska trycket vid en given temperatur vanligen ökar och därmed att kravet på lagringsdjup blir större. Detta visas i Figur 2.3.



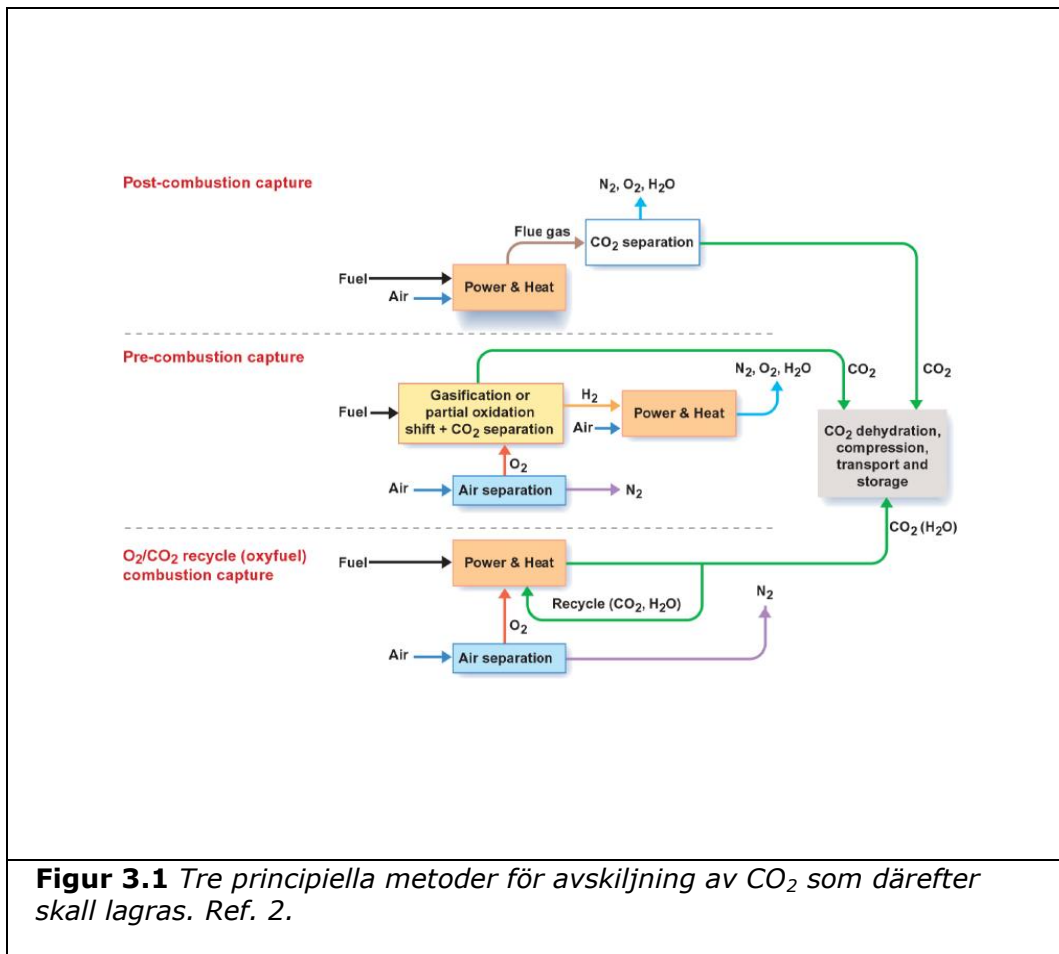
Figur 2.3 Om den CO_2 som skall lagras innehåller mindre mängder av exempelvis kvävgas (N_2) ökar det kritiska trycket med följden att större lagringsdjup krävs.

3 Avskiljning, metoder och kostnader

Avskiljning av CO₂ har beskrivits i Elforsks rapporter 05:27 och 04:17. För de metoder som omnämns där görs här endast kortfattade översikter tillsammans med beräknade kostnader, som räknats om till 2007 års bränslepriser. En komplettering med två relativt oprövade men lovande tekniker, som har svensk anknytning, har också gjorts i denna rapport.

När det gäller kostnader för att avskilja CO₂ är de fortfarande att anse som osäkra. Det hänger samman med att beräkningarna görs som differenser mellan anläggningar med och utan avskiljning. Detta skapar förhållandevis stora fel, då både investeringar och driftkostnader för de två alternativen inte på ett väsentligt sätt skiljer sig åt.

Bland avskiljningsteknikerna går det att urskilja tre huvudmetoder, som i princip är tillämpbara både för fossila bränslen och för biomassa. Den första avser tekniker där koldioxiden avskiljs från rökgasen efter förbränningen och benämns Post-combustion capture. Den andra gruppen omfattar metoder för avskiljning av bränslets kol innan förbränningen (Pre-combustion capture). Den tredje (Oxy-Fuel) innebär förbränning med syrgas eller syrgasanrikad luft med efterföljande avskiljning av koldioxiden (O₂/CO₂ recycle combustion capture). I Figur 3.1 åskådliggörs dessa möjligheter med efterföljande transport och lagring.



3.1 Avskiljning efter förbränning

En fördel med att avskilja CO₂ ur rökgaser är att tekniken kan tillämpas på befintliga anläggningar, då den inte påverkar själva förbränningen.

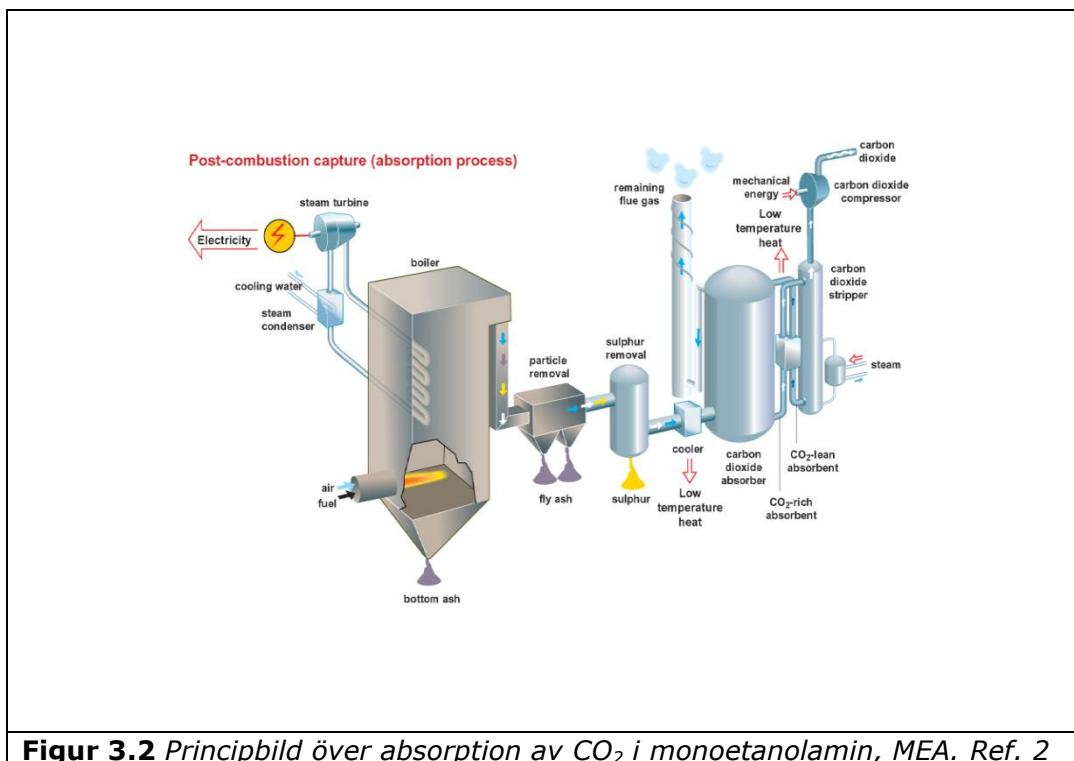
Absorption, adsorption, kryogenteknik och membranseparering är exempel på metoder för att separera koldioxiden ur rökgaserna, vars sammansättning är avgörande för vilken teknik som är mest lämpad. Se Elforsks rapport 05:27.

Kemisk absorption bedöms av IEA vara den metod som än en tid kommer att vara vanligast vid befintliga anläggningar. Det beror på att tekniken fungerar bra vid de låga halter av CO₂, som råder i dessa anläggningar samt att den är välutvecklad och kommersiellt tillgänglig.

Om rökgasen innehåller höga halter av svavel- och kväveoxider, som ofta är fallet när kol är bränslet, krävs vanligen att merparten av dessa sura komponenter avskiljs före absorptionssteget. I annat fall orsakar de alltför stora förluster av absorptionsmedel.

3.1.1 Absorption i aminer

Aminer är de vanligaste absorptionsmedlen och av dessa har hittills monoetanolamin (MEA) tilldragit sig det största intresset. MEA fungerar bra även vid låga CO_2 -halter och kan därför användas vid naturgaseldade kraftverk. Hur avskiljningen kan gå till med MEA som absorptionsmedel visas i Figur 3.2.



Figur 3.2 Principbild över absorption av CO_2 i monoetanolamin, MEA. Ref. 2

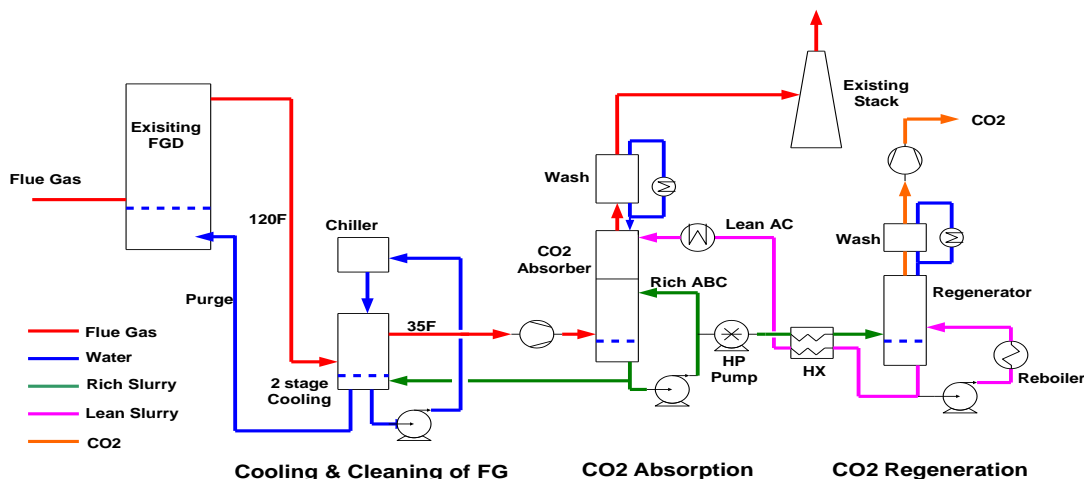
Den största nackdelen med aminprocesserna är att de är energikrävande – särskilt regenereringssteget. För exempelvis naturgaskombianläggningar kan så mycket som 25 – 30 % av ångturbinens effekt förloras p.g.a. den ånga som krävs för regenereringen av MEA. En annan nackdel är att rökgasens innehåll av svaveldioxid och kväveoxider före absorptionssteget högst får uppgå till 10 respektive 20 ppm. För kol som bränsle kräver detta att rökgasen måste renas före absorptionen av CO_2 . Nämnade nackdelar gör att alternativa absorptionsmedel och processer prövas, exempelvis absorption i kall ammoniak och i en lösning av kaliumkarbonat – två tillvägagångssätt som beskrivs i de två följande avsnitten.

3.1.2 Absorption i kyld ammoniak – en process under utveckling

Electric Power Institute (EPRI), ALSTOM och Statoil samarbetar för att utveckla en metod där kyld ammoniak används som absorptionsmedel och under år 2007 tecknades också ett utvecklingsavtal mellan ALSTOM och E.ON.

I EPRI:s regi har lovande prover genomförts i bänkskala och i början av mars 2008 är tankarna att börja pröva metoden i pilotskala vid det amerikanska kraftverket WE Energies, där en delström av rökgasflödet skall renas.

Rökgasen renas först från svaveldioxid och kyls därefter ner till mellan 0° och 10° C, vilket minskar den gasvolym som skall behandlas. I absorptionssteget möter rökgasen ett vätskeflöde med ammoniumbikarbonat (ABC) och ammoniumkarbonat (AC) som absorberar koldioxiden. Absorptionsvätskan regenereras vid 120° C och trycket 20 bar och återförs till reningsprocessen. Detta illustreras i Figur 3.3.



Figur 3.3 Absorption av CO₂ i kyld ammoniak. AC = ammoniumkarbonat, (NH₄)₂CO₃ och ABC = ammoniumbikarbonat, NH₄HCO₃. Ref. 3.

En kyld lösning med ammoniumkarbonat har mer än dubbelt så stor absorptionskapacitet som MEA och kräver mindre än hälften av värmeenergin för att regenereras. Att regenereringen sker vid högt tryck har fördelarna att ammoniakförlusterna blir små och att mindre energi behövs för att åstadkomma önskat tryck på den avskilda koldioxiden. Teoretiskt innebär dessa fördelar jämfört med MEA-processen att:

1. Ångavtappningen till regenereringen kan minskas med 85 %.
2. Nettoproduktionen av el minskar med 9 % medan den vid en MEA-baserad process i dagsläget minskar med drygt 25 %.

De teoretiska fördelarna har inte motsagts av de prov som utförts av EPRI.

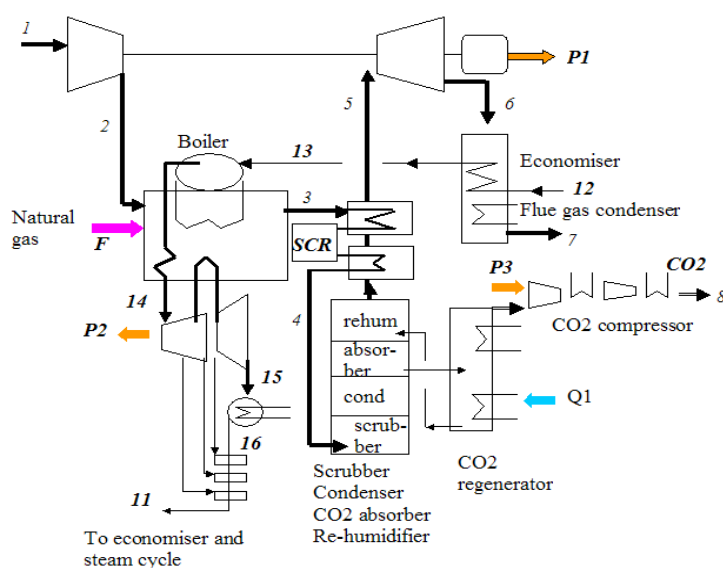
3.1.3 Absorption i kaliumkarbonat

En metod som i den kemiska industrin i hundratals anläggningar visat sig tillförlitlig för att absorbera CO₂ och svavelväte från andra gaser är absorption i en varm lösning av kaliumkarbonat. Processen är känd under namnet Benfieldprocessen och har tilldragit sig intresse också när det gäller att avskilja CO₂ i samband med elproduktion.

För energianläggningar har ett norskt företag – SARGAS – utvecklat processen dels för naturgaskombi, dels för trycksatta fluidiserade bäddar. Se Figur 3.4.

I jämförelse med en traditionell naturgaskombianläggning med efterföljande avskiljning av CO₂ kan följande jämförelsetal nämnas:

1. Upp till 98 % av koldioxiden avskiljs mot 85 % med konventionell teknik och CO₂-avskiljning
2. Elverkningsgraden beräknas bli 44 % mot 45 % med en mer konventionell anläggning med CO₂-avskiljning
3. Driftkostnaderna är mellan 40 och 50 % av den för en konventionell anläggning med CO₂-avskiljning
4. Investeringskostnaden är mellan 25 och 30 % lägre.



Figur 3.4 Benfieldprocessen utvecklad av SARGAS för CO₂-avskiljning vid naturgaskombianläggningar och trycksatta fluidiserade bäddar. För den senare tillämpningen har ett pilotprojekt genomförts vid Värtan, Stockholm. Ref. 4.

3.2 Avskiljning av bränslets kol före förbränningen

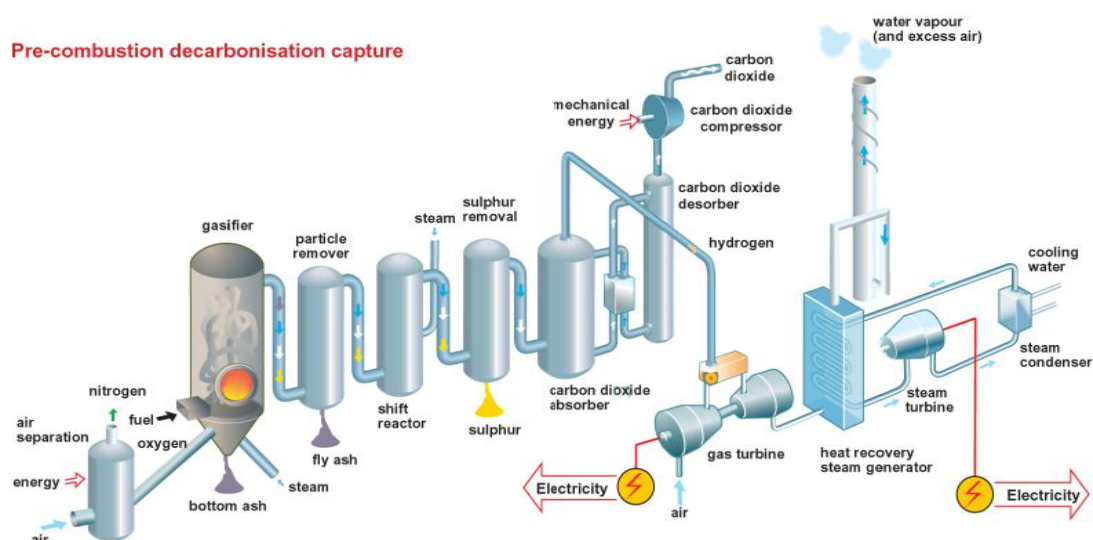
Avskiljning av bränslets kol före förbränning förutsätter att bränslet först omvandlas till en så kallad syntesgas – en blandning av kolmonoxid (CO) och vätgas (H₂). Kolmonoxiden konverteras därefter till CO₂ och ytterligare vätgas. Slutligen separeras koldioxiden från vätgasen som kan användas för elproduktion i t.ex. en gasturbin eller en bränslecell. En principiell bild över metoden visas i Figur 3.5 med kol som det tänkta bränslet.

När kol är bränslet (IGCC) blir gastrycket 20 bar eller mer och CO₂-halten 35 – 40 %. I sådana fall kan absorptionen ske med exempelvis Selexol (dimetyler av polyetylenglykol) men även det tidigare beskrivna förfarandet med en kaliumkarbonatlösning (punkt 3.1.3) borde vara möjligt att använda. IEA anser dock att membranteknik kommer att dominera som avskiljningsteknik vid IGCC-anläggningar på något längre sikt. I membrantekniken utnyttjas material med selektiv förmåga att släppa igenom vissa ämnen medan andra hindras. Två olika typer av membran kan bli

aktuella; gasepareringsmembran och gasabsorptionsmembran. För mer detaljerad teknisk beskrivning hänvisas till Elforsks rapport 04:17.

Det bör i sammanhanget påpekas att IGCC med CO₂-avskiljning ännu är under utveckling. Bland annat måste reningen av den bildade gasen effektiviseras och kapitalkostnaderna minskas. Ett annat utvecklingsområde är att få fram effektivare metoder för luftseparationen. Många spår dock att IGCC med CO₂-avskiljning kommer att få stor betydelse på sikt.

Vid kolets förgasning omvandlas dess svavel till svavelväte. För att minska riskerna för transport och lagring av CO₂ kan det bli nödvändigt att separera svavelvätet från koldioxiden.



Figur 3.5 Principbild över hur kol omvandlas till vätgas och CO₂, som avskiljs från vätgasen innan den förbränns i en gasturbin (IGCC). Ref. 2.

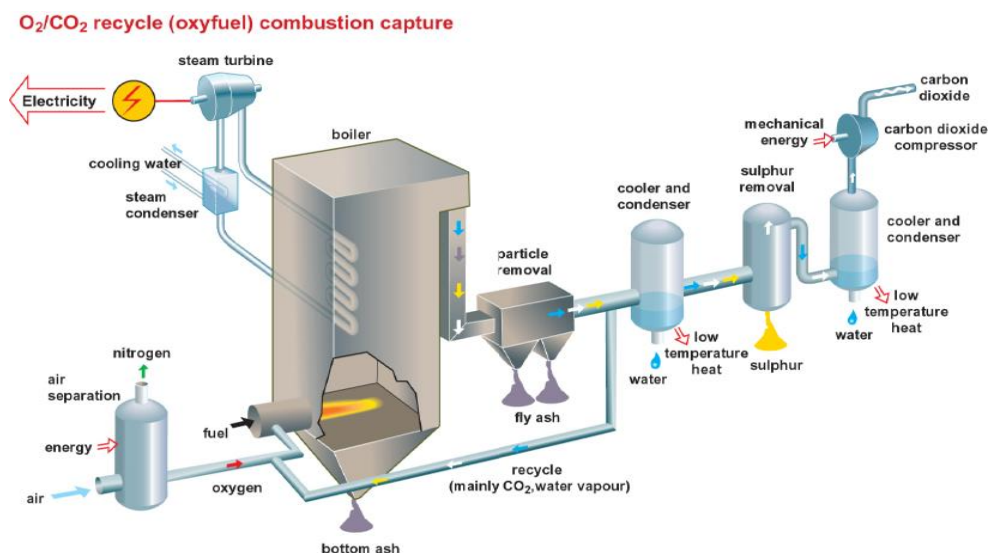
Om det primära bränslet i stället är naturgas förenklas processen genom att förgasningssteget inte behövs. Omvandlingen av naturgas till syntesgas kallas i detta fall reformering – en process som finns utförligt beskriven i Elforsks rapport 05:27.

3.3 Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft

Förbränning med syrgas eller syrgasanrikad luft ger rökgaser som i huvudsak består av CO₂ och vattenånga, vilken kan avlägsnas genom kondensering. Vanligtvis recirkuleras en del av koldioxiden för att kontrollera temperaturen i förbränningssteget varvid en CO₂-halt på över 90 volymprocent (räknat på torr gas) erhålls. Principen åskådliggörs i Figur 3.6.

För storskalig produktion av syrgas är kryogenteknik med destillation än så länge den enda kommersiellt tillgängliga metoden. Den dras emellertid med en hög kapitalkostnad och en stor energiförbrukning. Förhoppningar finns om att på 10 - 15 års sikt kunna utveckla membranteknik, som skall producera en syrgasanrikad luft och göra processen billigare.

Metoden har tilldragit sig ett stort intresse hos bland annat Vattenfall som bygger en pilotanläggning med effekten 30 MW i Schwarze Pumpe, Tyskland.



Figur 3.6 Principbild över hur kol förbränns med syrgas eller syrgasanrikad luft med efterföljande avskiljning av vattenånga och svaveldioxid samt avtappning av CO₂. Ref. 2.

I Figur 3.6 har ett avskiljningssteg för svavel angivits. I Vattenfalls arbete med att utveckla tekniken knyts nu förhoppningar om att både svavel- och kväveoxider samt kvicksilver löser sig i det vatten som avskiljs, om trycket i avskiljningssteget höjs till cirka 30 bar (Ref. 18). Detta skulle innebära såväl besparingsmöjligheter som stora miljövinster, då kvicksilver i vattenlös form kan avskiljas genom kemisk fällning kombinerad med filtrering.

3.4 Avskiljning när biomassa är bränslet

IPCC har gjort en mindre utvärdering av möjligheterna att avskilja CO₂ från anläggningar där biomassa är bränslet och konstaterar att frågeställningen i första hand är aktuell inom pappers- och cellulosaindustrin och då särskilt om så kallad svartlutsförgasning tillämpas.

IPCC:s slutsatser är i huvudsak baserade på svenska studier där det grundläggande arbetet gjordes i början på 2000-talet (Ref. 5). I detta arbete

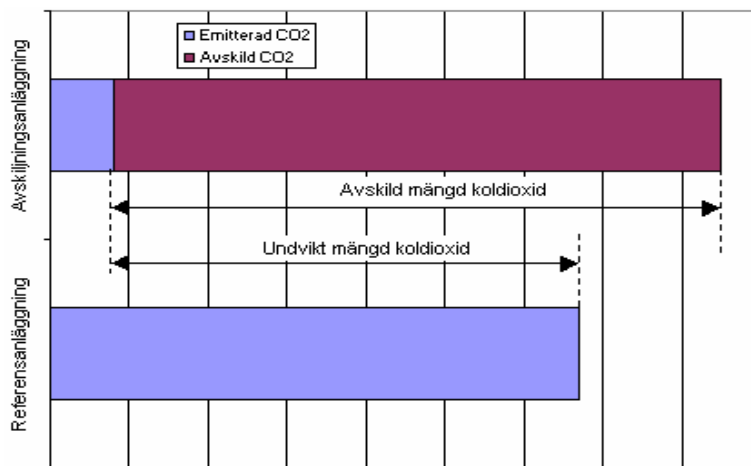
fann man att en övergång till svartlutsförgasning skapar förutsättningar för att:

1. minska behovet av olja och el. Det minskade elbehovet beräknades reducera CO₂-utsläppen med cirka 6 Mton/år genom minskad generering av el i kolkondensanläggningar i andra länder.
2. avskilja cirka 3,8 Mton CO₂ per år om samtliga sulfatcellulosanläggningar i Sverige byggs om till att ha svartlutsförgasning.
3. kostnaden för att minska utsläppen är av storleksordningen 350 – 700 SEK per ton CO₂ vid en avskrivningstid på 3 år och 15 % kalkylränta. Detta ger en väsentligt högre kapitalkostnad än den som används i kostnadsjämförelserna i avsnitt 3.5. Å andra sidan var de el- och bränslepriser som användes i studien lägre än hälften av de som råder på dagens energimarknad.

3.5 Kostnader för avskiljning av CO₂

3.5.1 Begreppet undvikt utsläpp av CO₂

I en anläggning med avskiljning av CO₂ förbrukas, som inledningsvis påpekats, energi bland annat för drift av fläktar, kompressorer och pumpar. Detta ökar bränslebehovet per netto producerad elmängd och därmed CO₂-bildningen, av vilken inte allt kan avskiljas. Detta illustreras i Figur 3.7, som också förklarar begreppet undvikt mängd CO₂, vilket är ett mått på effektiviteten i en avskiljningsmetod.



Figur 3.7 Skillnaden mellan mängden avskild och mängden undvikt CO₂ - utsläpp.

3.5.2 Utgångspunkter för kostnadsberäkningarna

Utgångspunkten har varit att så långt det är möjligt utnyttja de kostnadsparametrar som använts i Elforsks rapport 07:50 *El från nya anläggningar*. En del parametrar har dock hämtats från IEA-studier, vilket markeras med (*) i följande lista. Omräkningar mellan priser i dollar och kronor har skett till kursen 7,00 SEK/US\$.

1. kapitalkostnaden beräknas som en annuitet efter 6 % real ränta och 20 års avskrivningstid. Annuitetsfaktorn blir med dessa utgångspunkter 0,1147
2. antalet drifttimmar per år har i samtliga beräkningar satts till 7450 h (*)
3. naturgaspriset har som i Elforskrapporten 07:50 satts till 160 SEK/MWh
4. kolpriset har som i Elforskrapporten 07:50 satts till 75 SEK/MWh bränsle
5. fasta drift- och underhållskostnader har satts till 6 % per år av investeringen (*). Detta är ungefär dubbelt så högt som europeiska kraftföretag brukar använda i sina kalkyler. Om den lägre nivån hade använts hade detta resulterat i att elproduktionskostnaden vid nu aktuella bränslepriser blivit 35 -40 SEK/MWh billigare för kolkraftverk utan CO₂-avskiljning och ca 60 - 70 SEK/MWh billigare för kolkraftverk med CO₂-avskiljning.
6. den potentiella CO₂-emissionen har för kol antagits till 98 g/MJ bränsle och för naturgas till 58 g/MJ bränsle.

3.5.3 Kostnader vid stora elproduktionsanläggningar

Elforsk har i rapporten 05:27 redovisat tidigare kostnadsstudier som gjorts av IEA för framtida anläggningar med en kapacitet att generera cirka 400 MW el med kol som bränsle och cirka 700 MW el med naturgas som bränsle. Med framtid har då avsetts början av 2020-talet och att 85 % av den bildade koldioxiden kan avskiljas. De tekniker som ingått i tidigare studier har varit:

- kolpulverförbränning med och utan avskiljning av CO₂
- kolförgasning med och utan avskiljning av CO₂
- naturgaskombi med och avskiljning av CO₂

Den slutsats man kan dra från de äldre kostnadsstudierna är att naturgaskombi ger den lägsta elkostnaden och att de två kolteknologierna ungefär ger samma kostnad om CO₂ skall avskiljas. I tabell 3.1 har de äldre studierna omräknats för de bränslepriser som angivits under punkt 3.5.2.

I en IEA-studie från år 2006 (ref. 8) har man utgått från traditionella lärlkurvor från elgenerering för att uppskatta framtida kostnader för avskiljning av CO₂. Med framtid menas att avskiljning införts till en sammanlagd effekt av 100 GW per anläggningstyp och att avskiljningsgraden för CO₂ är 90 %. De tekniker som ingått i den senare studien har varit:

- Kolpulver och naturgaskombi med CO₂-avskiljning efter förbränningen
- Kolförgasning i kombicycle med CO₂-avskiljning före förbränningen
- Kolpulver med förbränning i syrgas/syrgasanrikad luft

Den största kostnadsreduktionen har i nämnda studie beräknats uppkomma för kolförgasning, vilket förefaller rimligt med tanke på att tekniken ännu inte

är fullt utvecklad. Något mindre potentialer för kostnadsreduktioner har beräknats för naturgaskombi och för kolpulver. Mer förvånande är att kolförbränning med syrgas/syrgasanrikad luft beräknas ha den lägsta potentialen för kostnadsreduktion. I tabell 3.1 sammanfattas de beräkningar som gjorts med nu aktuella bränslepriser. I tabell 3.1 inkluderas även kostnaderna för utsläpp av CO₂ med den generella kostnadsansatsen 350 SEK/ton utsläppt CO₂. Motivet till detta är att 350 SEK/ton är en genomsnittskostnad för att avskilja CO₂ för de förhållandevis mogna teknikerna naturgaskombi och kolpulver.

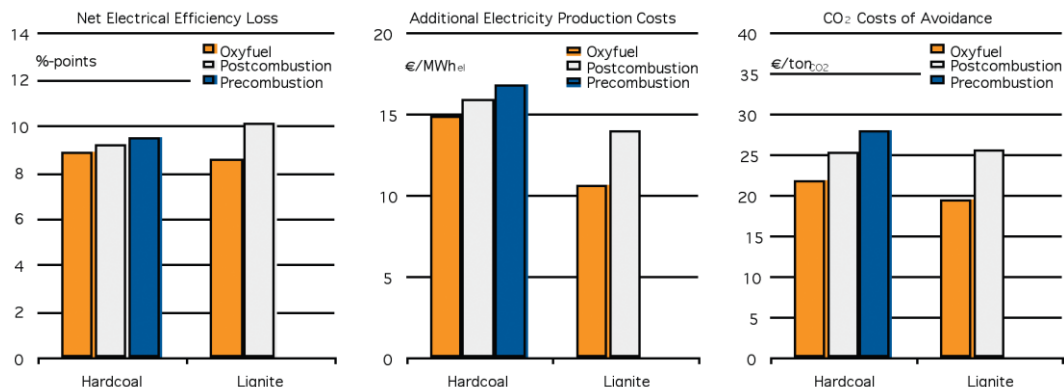
Tabell 3.1 Sammanställning av beräknade kostnader enligt olika IEA-studier för elgenerering respektive CO₂-avskiljning med bränslepriser enligt punkt 3.5.2. Om naturgaspriset stiger med cirka 35 % och kolpriset förblir oförändrat blir produktionskostnaden lika stora för naturgas som för kol.

Bränsle CO ₂ -avskiljning före resp. efter förbr.	IEA: s framtidstudie (ref. 8)	Äldre IEA-studier i Elforsks rapport 05:27, omräknade med aktuella bränslepriser	
	Produktions- och utsläppskostnad SEK/MWh	Produktions- och utsläppskostnad SEK/MWh	Kostnad SEK/ton undvikt utsläpp
Naturgaskombi avskiljning efter	Prod. 470	469	347
	Utsl. 13	20	61
	Totalt 483	489	408
Kolpulver avskiljning efter	Prod. 590	600	352
	Utsl. 28	42	60
	Totalt 618	642	412
Kolförgasning avskiljning före	Prod. 500	590	244
	Utsl. 28	42	43
	Totalt 528	Totalt 632	287
Kolpulver/syrgas avskiljning efter	600		

Med SARGAS-processen, som beskrivits i punkt 3.1.3, och med de lägre drift- och investeringskostnader som förväntas kan man för fallet naturgaskombi beräkna att avskiljningskostnaden blir strax över 260 SEK/ton undvikt utsläpp. Det bör i sammanhanget noteras att också den process som använder kyld ammoniak som absorptionsmedel sannolikt ger betydligt lägre kostnader för efteravskiljning av CO₂ än de som anges i tabell 3.1.

Den bild som IEA-studierna ger över kostnaderna delas inte fullt ut av alla aktörer som är involverade i avskiljningstekniker. I Figur 3.8 redovisas Vattenfalls beräknade kostnader för olika tekniker (Ref. 17), där man i motsats till IEA-studien kommit till slutsatsen att kolförbränning med syrgas/syrgasanrikad luft har ekonomiska fördelar gentemot andra tekniker.

Osäkerheterna om kostnader för olika metoder är som redan påpekats uppenbart stora. Därför får man sätta sitt hopp till att flera tekniska lösningar åtminstone inledningsvis kommer att prövas och ge underlag till säkrare kostnadsbedömningar.



Figur 3.8 Vattenfalls bedömning av kolförbränning i syrgas eller syrgasanrikad luft, kombinerad med CO₂-avskiljning är mer positiv än den bild som ges av IEA (Ref 17).

3.5.4 Avskiljningskostnad vid medelstora koleldade anläggningar

IEA har i en rapport från 2007 (ref. 7) analyserat kostnaderna för avskiljning av CO₂ från anläggningar med en termisk effekt på mellan 1 och 100 MW. En av slutsatserna i nämnda studie är att det minst krävs en termisk effekt på 50 MW med kol som bränsle för att man skall få kostnader för avskiljningen som i någon mening kan konkurrera med de större anläggningarnas.

I den ovan angivna studien förutsätts att kol förbränns i en fluidiserad bädd, att en tillförd bränsleeffekt på 65 MW (58,8 MW om inte koldioxiden skall infångas) ger 50 MW ånga, att luftseparationen åstadkoms med syreselektiva membraner och att 95 % av den bildade koldioxiden kan infångas. Det skall i sammanhanget noteras att dessa förutsättningar inte råder idag.

Vid en drifttid på 8000 timmar per år har kostnaden beräknats till 237 SEK/ton CO₂ som man undviker att släppa ut. Om drifttiden skulle bli så kort som 6000 timmar per år höjer detta kostnaden till 312 SEK/ton, räknat vid själva produktionsanläggningen.

4 Transport till lagringsplatsen

4.1 Begränsade erfarenheter

Med tanke på att slutförvaringen av CO₂ kommer att ske inom det så kallade superkritiska området är de logiska alternativen för transport från avskiljningsplatsen:

1. Högtrycksledningar med koldioxiden i så kallad superkritisk form, om flödet är större än cirka 170 000 ton/år. Vid mindre flöden och på avstånd av några 10-tals kilometer kan ett så lågt tryck som 10 atm vara att föredra, då polyetenledningar (HDPE) kan användas (ref. 6).
2. Tankerfartyg med koldioxiden i form av vätska.

Det finns idag i världen ca 310 mil landbaserade rörledningar för transport av CO₂. Den största delen av dessa rörsystem (260 mil) finns i Nordamerika, där CO₂ används för att få ut mer olja och naturgas från äldre fyndigheter. Den sammanlagda kapaciteten för dessa ledningar är 50 - 100 Mton/år.

Erfarenheterna av att frakta CO₂ med fartyg är mycket begränsade. Det finns idag bara ett fåtal fartyg som kan transportera ca 1 500 ton CO₂. Statoil har dock tagit fram konstruktioner som medger transport på ca 20 000 ton. Utformningen liknar fartyg som transporterar flytande petroleumgas, där fartyg upp till ca 100 000 ton förekommer.

För såväl rörledningar som båttransporter av CO₂ summerar IPCC (Ref. 1) att säkerheten är god, men på grund av att konsekvenserna av en olycka kan bli större än för en olycka med naturgas, måste ett transportsystem för CO₂ omgärdas med striktare säkerhetskrav.

4.2 Vatten ökar påtagligt risken för korrosion

Det viktigaste kravet vid transport av CO₂ är att den är fri från vatten, om stålledningar skall användas. Detta beror på kolsyra, som är korrosiv mot stål, annars bildas. Närvaro av vatten leder också till att svavelväte och svaveldioxid bidrar till sprickbildning och korrosion.

För torr CO₂ i det så kallade superkritiska området har erfarenheter från USA visat att kolstål av hög kvalitet kan användas i rörledningar under många år (korrosionshastighet på 0,0025 till 0,01 mm/år). För vattenmättad CO₂ kan däremot korrosionshastigheten vara så hög som 0,7 mm/år (Ref. 1).

4.3 Riskerna med transporter är mycket små

Rörledningar kan idag inspekteras både från insidan och utsidan och övervakas genom system som mäter läckage. Riskerna för ett väl skött rörsystem borde därför gå att hålla låga.

IPCC anger att olycksriskerna för det europeiska koldioxidnätet år 2002 var av storleksordningen 0,0002 per km och år och att de flesta olyckstillbudena kom från små ledningar med en diameter av högst 100 mm. För så stora ledningar som 500 mm diameter uppges risken endast vara 0,00005 per km och år. I nämnda uppgifter ingår alla former av tillbud som läckage från ventiler, kompressorstationer och rör. Motsvarande uppgifter för USA är 0,00011 per km och år som ett genomsnittsvärde för perioden 1986 – 2002.

En särskild risk att beakta för CO₂ är att gasen är tyngre än luft och att höga halter därför lokalt kan uppkomma vid en olycka. Hur fort koldioxiden sprider sig och når ofarliga halter kan beräknas utifrån kända väderförhållanden och känd topografi.

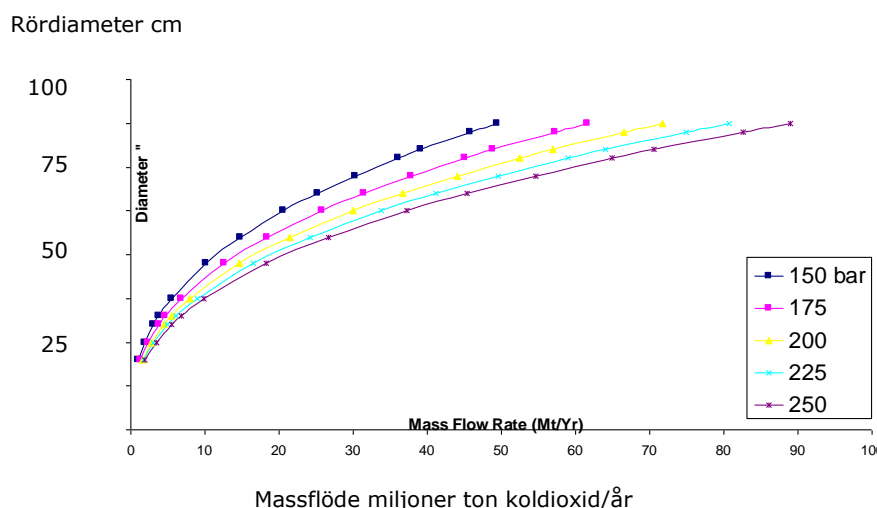
Båttransporter innehåller många moment med olycksrisker, men IPCC:s bedömning är att tankerfartyg har en lägre olycksrisk än många andra fartygstyper och att de dessutom har vissa inbyggda säkerhetssystem såsom dubbla skrov. Statistik för åren 1978 – 2000 underbygger detta. Exempelvis har frekvensen av incidenter per skepp och år varit 0,00091 för LPG-tankers och 0,00037 för LNG-tankers.

Lastbils- och tågtransporter av CO₂ förekommer redan idag. Tekniken är väl utvecklad och riskerna kända.

4.4 Kostnader för transport av CO₂

4.4.1 Rörtransport

Flödet av CO₂ och dess tryck avgör hur stor diameter CO₂-ledningen måste ha, vilket framgår av Figur 4.1.



Figur 4.1 Rördiametern beror av CO₂-flödet och dess tryck. För svenska förhållanden är det rimligt att som mest räkna med en rördiameter på cirka 0,3 m.

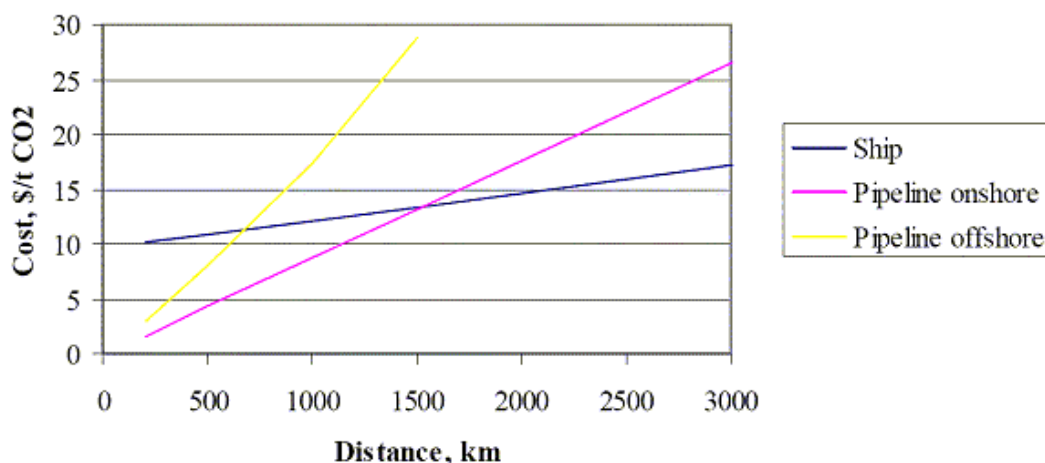
Generellt sett är det billigare att samla ihop koldioxiden från flera källor till en större ledning än att bygga ett system av flera mindre ledningar. IPCC (Ref. 1) noterar att kostnadsskillnaderna mellan olika fallstudier för rörledningar är stora och att detta förklaras av ortsspecifika förhållanden som terräng och att ledningarna i vissa fall är tänkta att dras genom tätbebyggda områden – två faktorer som är fördyrande. Det är också vanligt att havsförlagda ledningar är dyrare att anlägga än de på land.

För en ledning med en diameter på 0,3 – 0,4 m uppger IPCC (Ref. 1) att investeringskostnaden kan variera mellan 0,7 och 2,5 MSEK/km och att den totala transportkostnaden kan variera mellan 7 och 25 SEK/ton vid ett transportavstånd på 250 km. I en fallstudie från 2007 som gäller norra England (ref. 6) har man beräknat betydligt högre kostnader för rörtransporter. Det påpekas dock i rapporten att kostnaderna i England är närmare dubbelt så höga som i övriga Europa och i USA.

4.4.2 Båttransport

Det bör inledningsvis fastslås att kostnaderna för båttransport av CO₂ är mycket osäkra, då endast ett fåtal mindre fartyg idag transporterar CO₂. Det skall också hållas i minnet att båttransporter emitterar CO₂, vilket ger en extra belastning enligt IEA på cirka 2,5 % per 200 km. En annan belastning är att koldioxiden måste förvätskas inför båttransporten. Detta kräver ytterligare energitillförsel jämfört med att nå superkritiskt tillstånd som förutsätts vid rörtransport. Beräkningar som gjorts av Statoil för en kapacitet av 5,5 Mton/år indikerar att denna delkostnad är av storleksordningen 140 SEK/ton om man utgår från gasformig CO₂ vid atmosfärstryck och cirka 50 SEK/ton om koldioxiden har ett tryck på 100 bar.

I en IEA-studie från år 2004 har man för ett kapacitetsbehov av cirka 6 Mton/år funnit att båttransport är billigare än havsförlagda ledningar om avståndet är 700 km eller mer. Motsvarande avstånd för ledningar på land är 1500 km. Se Figur 4.2. Vid större transportkapaciteter förskjuts punkten för lönsamhet mot större avstånd.



Figur 4.2 Båttransport av CO₂ har av IEA beräknats vara billigare än transport i havsförlagda ledningar på avstånd större än 700 km.

5 Lagringsmöjligheter i norra Europa

5.1 Djupa och täta akvifärer ger stora möjligheter

Lagringsplatser för CO₂, som är så täta att läckaget till omgivningen inte har någon väsentlig betydelse i ett tidsperspektiv av några hundra år, är en förutsättning för att avskiljning och lagring av CO₂ ska kunna vara ett meningsfullt sätt att minska utsläppen av CO₂.

De lagringsmöjligheter som i praktisk mening är tänkbara för norra Europa är i första hand djupa akvifärer - geologiska formationer som innehåller bräckt eller salt vatten, inneslutet i en porös berggrund av karbonater eller sandsten. För att begränsa koldioxidens volym måste trycket vara så högt att koldioxiden förekommer i superkritiskt tillstånd. Enligt Figur 2.2 innebär detta att akvifären skall ligga på ett djup av minst 1 000 m.

Av den CO₂, som pumpas ned i en akvifär i superkritiskt tillstånd, löser sig cirka 15 % relativt snabbt i vattnet medan den resterande delen blandas mycket långsamt med vattnet i akvifären - troligen genom diffusion. Därmed kommer koldioxiden under hundratals år att utgöra en separat vätska. Den lösta koldioxiden kan i sin tur reagera med mineraler i akvifären och bilda karbonater. Den CO₂ som deltar i karbonatbildning kommer att i princip bli permanent lagrad i akvifären. Karbonatbildning verkar leda till att akvifären blir tätare genom att porositeten och permeabiliteten minskar.

5.2 Möjligheter att lagra CO₂ i Sverige

I Sverige finnas två akvifärer som möjligen kan lämpa sig för CO₂-lagring. Den ena sträcker sig från sydvästra Skåne och bort mot Danmark och Tyskland (Arnagergrönsand), medan den andra finns sydost om Gotland och sträcker sig bort mot Kaliningrad (Deimenaformationen). Det har tidigare i Elforskrapporter bedömts att den förstnämnda akvifären kan ha goda geologiska förutsättningar och att den del som ligger under Skåne kan rymma cirka 240 Mton CO₂, vilket motsvarar ca tre års svenska totalutsläpp av koldioxid.

För att närmare utreda förutsättningarna för att lagra CO₂ i Sverige har Elforsk (2008) startat en studieför att utvärdera de geologiska studier som gjorts i andra sammanhang för de aktuella områdena.

5.3 Lagringsmöjligheter i norra Europa

IEA:s bedömning är att de idag kända akvifärerna i Europa kan rymma drygt 1 500 Gton. Det motsvarar 400 års utsläpp av all CO₂ inom EU25 och 1200 års utsläpp från elsektorn såsom emissionerna var år 2000. Gas- och oljefält samt kollager rymmer däremot bara drygt 50 Gton CO₂. Den allra största delen av Europas lagringspotential för CO₂ finns under den södra och den norra delen av Nordsjön. Enbart akvifären Utsira vid gasfältet Sleipner

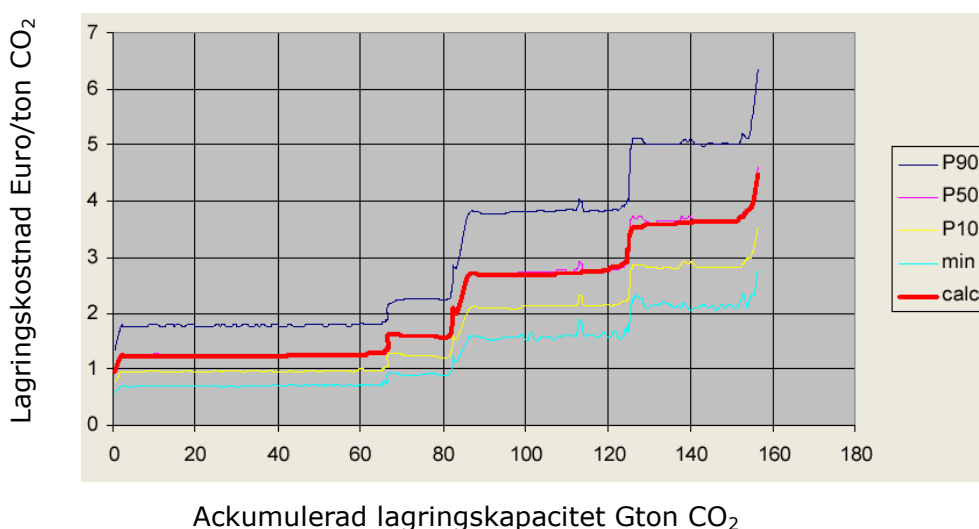
Enligt förslaget skall direktivet tillämpas inom medlemsstaternas territorium, deras exklusiva ekonomiska zoner och deras kontinentalsocklar. Tidigare har det funnits ett flertal rättsliga hinder för att utnyttja geologiska formationer under havet. Genom förarbetet till direktivförslaget har dessa hinder undanröjts genom att ett nytt regelverk antagits för riskhantering.

Förutsatt att förslaget till direktiv i sina huvuddrag kommer att godkännas kommer det således att finnas möjligheter för svenska företag att lagra CO₂ utanför landets gränser.

5.5 Kostnad för att lagra CO₂

Kostnaden för lagring av CO₂ är starkt beroende av den mängd som lagras. Ju mer CO₂ som lagras på en plats desto lägre blir kostnaderna. De kostnader som IEA beräknat för själva lagringen i akvifärer är 10 – 25 SEK/ton i 2000 års penningvärde.

Det är IEA:s bedömning att kostnaderna för lagring av CO₂ i de akvifärer som finns i Europa kommer att minska fram till början av 2020-talet. På sikt kommer dock kostnaderna att stiga då de billigaste lagringsplatserna utnyttjas först. De beräkningar som IEA gjort sammanfattas i Figur 5.2.



Figur 5.2 Av IEA beräknad kostnad för lagring av CO₂ i Europa för år 2020 års tekniska status. Kurvan P50 anses vara den sannolikaste kostnaden för en blandning av alla kända akvifärer. I de beräknade kostnaderna ingår inte rörledningar eller andra transportrelaterade kostnader.

6 Total kostnadsbild

De totala kostnaderna för att avskilja och lagra CO₂ i samband med elproduktion har beräknats med stöd av kapitlen 3, 4 och 5. Det gynnsammaste svenska fallet är att lagring av CO₂ kan ske i den akvifer som finns under sydvästra Skåne. Detta har varit en förutsättning för de kostnader som anges i tabell 6.1. En annan förutsättning är att transporten sker med hjälp av en rörledning med längden 500 km, som ungefär motsvarar att CO₂ från Mälardalen leds till Skåne.

Tabell 6.1 Beräknad total elproduktionskostnad (2020-talet) för anläggningar med avskiljning, transport och lagring av CO₂.

Produktionsteknik med CO ₂ -avskiljning enligt tabell 3.1	Kostnad hänförd till el SEK/MWh	Kostnad hänförd till avskild CO ₂ SEK/ton
Naturgaskombi		
Produktionsanläggning	485	408
Transport	16	50
Lagring	8	25
<i>TOTALT cirka</i>	<i>510</i>	<i>480 - 490</i>
Kolpulver		
Produktionsanläggning	620	412
Transport	34	50
Lagring	17	25
<i>TOTALT cirka</i>	<i>671</i>	<i>485 - 490</i>
Kolförgasning		
Produktionsanläggning	530	287
Transport	34	50
Lagring	17	25
<i>TOTALT cirka</i>	<i>580</i>	<i>360 - 365</i>

Det bör i anslutning till tabell 6.1 påpekas att absorption i antingen en varm lösning av kaliumkarbonat eller i kyld ammoniak har en betydande potential för att minska kostnaderna i produktionsanläggningen. Angivna produktionskostnader motsvarar ca 50-70 öre/kWh el.

7 Risker med lagring av CO₂

7.1 Säkerhetsrisker ställda mot klimatrisker

Viktiga frågor som måste lösas innan CO₂-lagring kan börja tillämpas i större skala är ökad kännedom om långsiktiga miljörisker till följd av läckage och kemiska förändringar i akvifären. I detta sammanhang bör man notera att erfarenheterna från lagring av naturgas visar att de största riskerna för läckage finns vid injekteringsplatsen på grund av fel i olika tätningar (ref 10). En annan observerad orsak till läckage är att injekteringshastigheten varit alltför stor, vilket medfört att sprickor uppkommit i de geologiska lager som skulle ha utgjort säkerhetsbarriärer.

När det gäller lagring i akvifärer behövs information om förmågan att förvara CO₂ under tillräckligt långa tidsperioder. Eftersom CO₂ är tyngre än luft och kvävande, är det viktigt att försäkra sig om att den lagrade koldioxiden inte plötsligt kan läcka ut i stora mängder. En orsak till detta skulle kunna vara seismisk aktivitet. Mindre och långsamma läckage bör inte innebära någon säkerhetsrisk, men det bör ändå noteras att den önskade reduktionen av CO₂-utsläpp upphävs något.

Möjligheten att koldioxiden förflyttar sig inom en akvifär har påtalats som en potentiell risk, eftersom den då skulle kunna nå mer lättpermeabla delar av akvifären än de som undersökts. När koldioxiden har löst sig i akvifärens vatten kan den lättare förflyttas inom akvifären. Den hastighet med vilken CO₂ löser sig i vattnet är specifik för varje reservoar och är beroende av bl.a. tryck, temperatur och vattenkemi.

De miljö- och hälsorisker som kan förknippas med avskiljning och lagring av CO₂ bör enligt IEA (ref. 8) ställas mot de globala riskerna med att inte avskilja och lagra CO₂. Hur en sådan miljökonsekvensbeskrivning skall genomföras på ett allmänt accepterat sätt kan inte idag besvaras, då de regelverk som utvecklats för Miljökonsekvensbeskrivningar tillkom före frågan om CO₂-avskiljning aktualiserades. Det framhålls dock i IEA-rapporten att hela kedjan bör belysas men att tyngdpunkten bör ligga på injektering och lagring av CO₂.

7.2 Säkerhetsfrågor i förslaget till EU-direktiv

I direktivförslaget framhålls behovet av ett regelverk grundat på en integrerad riskbedömning av CO₂-läckage, innefattande krav på platsval som kan minimera risken för läckage, övervaknings- och rapporteringssystem för att kontrollera lagringen och adekvat avhjälpande av eventuella skador som kan uppstå. Vidare framhålls att det skall finnas tillstånd för lagring och att förslag till sådana tillstånd bör lämnas till kommissionen för yttrande.

7.2.1 Krav på renhet av CO₂-flödet

I förslaget sägs att CO₂-flödet ska till övervägande delen bestå av CO₂. Det får dock innehålla spår av substanser som härrör från källan, avskiljningen eller injektionsprocessen. Halterna av dessa substanser får inte överstiga nivåer som skulle kunna ha negativa effekter på lagringsplatsens eller den relevanta transportinfrastrukturens integritet.

Ett annat krav är att operatören ska hålla ett register över de levererade CO₂-flödenas kvantitet och kännetecken.

7.2.2 Krav på modellering och övervakning

IEA har haft flera arbetsmöten kring karaktärisering av lagringsplatser för CO₂ (ref. 6) . En av flera viktiga slutsatser är att det inte finns några fullt ut perfekta lagringsplatser. I stället måste man eftersträva att finna platser med acceptabla risknivåer som uppfyller ställda krav på säkerhet. En annan slutsats som IEA drar är att mycket utvecklingsarbete ännu återstår innan man förfogar över ett godtagbart sätt att göra riskanalyser i samband med platsprovningar.

Enligt det förslagna EU-direktivet skall ett föreslaget lagringskomplex kunna modelleras. Simuleringarna skall bland annat ge information om koldioxidens rumsliga och vertikala spridning över tiden, risker för sprickbildning och läckage samt undanträngningen av lagrets vätskor. Modellarbetet skall också beskriva i vilken grad resultaten beror på antaganden om särskilda parametrar.

Slutligen skall det göras en riskbedömning som beskriver:

1. Vad som händer med koldioxiden vid ett eventuellt läckage och för vilka risker befolkningen kan utsättas.
2. Effekterna av ett läckage på olika arter av växter och djur.
3. Konsekvenserna på kort och lång sikt vid ett läckage.

En IEA-rapport från år 2007 (ref. 10) behandlar läckage av CO₂ från landbaserade lager. Bland tänkbara långsiktiga risker nämns förändringar i markens och grundvattnets pH-värde och därmed faror för att mobiliteten hos tungmetaller ökar. I rapporten understryks att dessa farhågor inte är kvantifierade men teoretiskt möjliga. När det gäller effekter av förhöjda CO₂-halter på växter finns goda kunskaper. Detta innebär bland annat att läckage kan spåras genom att följa vissa platsspecifika nyckelarter.

Vid övervakningen av lagringsplatsen skall koldioxidens faktiska beteende jämföras mot det modellerade samt koldioxidens spridning och läckage kunna upptäckas. Minst en gång om året skall övervakningsresultaten överlämnas till behörig myndighet. Om betydande olägenheter eller läckage uppkommer skall detta omedelbart rapporteras och åtgärder vidtas.

Modellering kombinerad med övervakning har prövats i två storskaliga projekt. I Utsiraakvifären i Nordsjön används seismiska mätningar för övervakning av CO₂-lagringen. Metoden har visat sig vara lämplig för geofysisk övervakning av en saltvattenakvifär. Mätningarna har visat att de tunna skifferlager som finns i

akvifären på kort sikt har stor inverkan på hur koldioxiden migrerar, medan utbredningen på längre sikt (5 år eller mer) främst verkar vara beroende av topografin i akvifärens tak samt akvifärens horisontella permeabilitet.

I ett projekt i det kanadensiska Weyburnfältet injekteras CO₂ för att öka utvinningen av olja. Övervakningen sker med hjälp av bl.a. seismiska och geokemiska metoder. Hittills mäts endast vätskefasen, men även den fasta fasen ska mätas. Signifikanta förändringar i koncentrationen av vätekarbonat, magnesium och kalcium samt av pH-värdet har noterats.

De ytor som kan behöva övervakas när det gäller lagring i en akvifär kan bli tämligen omfattande. I en IEA-rapport från 2004 utgår man från att 8,6 miljoner ton CO₂ per år injekteras under 30 år. I detta fall beräknas CO₂-plymen få en utbredning i akvifären efter 80 år på mellan 220 och nästan 350 km².

När det gäller effekter på människor anges (Ref. 7) att:

1. Inga ogynnsamma effekter förutom lindrig huvudvärk och ökad svettning uppkommer vid CO₂-halter under 3 vol %.
2. Huvudvärk, ökat blodtryck och andningssvårigheter uppkommer redan efter några få minuter vid CO₂-halter på mellan 4 och 5 vol %.
3. Huvudvärk, yrsel, svettningar, snabb andhämtning och begynnande medvetslöshet uppkommer vid exponering under 1 timma för halter på mellan 7 och 10 vol %.
4. Dödstillstånd inträder efter några få minuter vid halter på över 15 vol %.

7.3 Kostnaden för övervakning och kontroll

Kostnaden för att övervaka lagringen - allt från förstudier till och med år 80 - har av IEA inte beräknats till mer än högst 0,5 SEK per ton CO₂. Övervakningskostnaden skulle därmed vara försumbar i sammanhanget.

8 Projekt med nordisk anknytning

I Elforsks rapport 05:27 skildras tämligen utförligt projekt som pågår i Norden och Europa. De projektverksamheter som ingår i rapporten 05:27 omnämns därför här bara som korta referat i den mån inte information tillkommit. Vidare gäller att de projekt som beskrivs ska ha lämnat idé- och laboratoriestadiet.

8.1 Projekt med svenska initiativ

8.1.1 Projekt i vilka Vattenfall är en aktör

Vattenfall har från år 1996 engagerat sig i flera internationella forskningsprojekt kring avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Ett förhållandevis nytt inslag i koncernens utvecklingsarbete är att fördjupa sig i problematiken kring acceptans för avskiljning och lagring av CO₂.

Vattenfall bygger i Tyskland en pilotanläggning (Schwarze Pumpe), som skall vara klar under år 2008 (se punkt 3.3) från vilken den avskilda koldioxiden skall transporteras till ett naturgasfält – Altmark – för lagring (Ref. 20). En demoanläggning i Schwarze Pumpe är nästa steg i utvecklingen, som förväntas bli klart någon gång mellan åren 2013 och 2015.

Vattenfall är också som framgår av punkterna 8.2 och 8.3 engagerade i blivande fullskaleprojekt i både Danmark och Norge. Därutöver har Vattenfall studerat möjligheterna att införa CO₂-avskiljning vid flera andra av sina större kraftverk och i samband med detta prövat olika tekniska lösningar. Som ett resultat av detta arbete har Vattenfall utlovat att förse ett nytt koleldat kraftverk i Hamburg med CO₂-avskiljning. Tidpunkten för när avskiljningsanläggningen skall vara klar bestäms dock först under år 2013. Vidare förs diskussioner mellan Vattenfall och Berlin om planer för att avskilja CO₂.

Ett av målen med Vattenfalls engagemang inom CO₂-området är att minska koncernens CO₂-utsläpp (räknat från 1990 års nivå) med 50 % till år 2030. Ett annat mål är att den avskilda koldioxiden skall vara så ren att säkerheten med lagringen inte äventyras. Ett tredje mål är att finna kostnadseffektiva lösningar, som på sikt kan kosta att avskilja cirka 95 % av den bildade koldioxiden. Vilka tekniker som bäst klarar de två senare målen kan bero av platsspecifika förhållanden som marktillgång och anläggningskapacitet, men också av det bränsle som man avser att använda. Detta förklarar Vattenfalls intresse för att skaffa sig fördjupad kunskap kring olika tekniker genom att delta i flera tekniska utvecklingsprojekt.

Vattenfalls kolkraftverk i Tyskland baseras till stor del på brunkol som bränsle och de tekniska, miljömässiga och ekonomiska värderingar som gjorts för dessa anläggningar pekar hittills på att förbränning med syrgas eller syrgasanrikad luft med efterföljande CO₂-avskiljning kan vara ett huvudspår.

8.1.2 Projekt i vilket E.ON är en aktör

E.ON prövar i Karlshamn tillsammans med Alstom den absorptionsprocess där kyld ammoniak är absorptionsmedlet och som beskrivits under punkt 3.1.2. Proven skall enligt planerna påbörjas i början av år 2008, varför det när denna rapport skrivs inte går att säga något om utfallet. De försök av liknande karaktär som genomförts i samarbete mellan Alstom och EPRI i bänkskala har tidigare rapporterats som lyckade.

8.1.3 Projekt vid Fortum Värme samägt med Stockholm stad

Fortum har vid sin PFBC-anläggning i Värtan, Stockholm, genomfört absorptionsförsök med en trycksatt delström av avgaser i försöksuppläggningsen och genomförandet har KTH, Institutionen för kemiteknik energiprocesser, haft en aktiv roll.

Absorptionsmedlet har varit en vattenlösning av varm kaliumkarbonat – en princip som beskrivits i denna rapport under punkten 3.1.3. Försöken har varit lyckade då inga problem noterats relaterade till avgasernas innehåll av svavel- och kväveoxider. En påtaglig fördel med den nämnda processen är att den avskilda koldioxiden i princip inte innehåller några okondenserbara gaser som kväve.

I ett examensarbete har kostnaderna för att avskilja CO₂ från nämnda kraftvärmeanläggning beräknats (Ref. 16). Resultaten måste anses som uppmuntrande genom att de värmeförluster som uppkommer när CO₂ skall avskiljas i kondensanläggningar till stor kan tas tillvara och utnyttjas i värmeproduktionen. Slutsatsen av examensarbetet är att avskiljning av CO₂ vid stora kraftvärmeanläggningar kostnadsmissigt kan hävda sig väl i en jämförelse med avskiljning i kondensanläggningar.

8.2 Projekt med norska initiativ

8.2.1 Lagring i Utsira

Verksamhet kring avskiljning och lagring av CO₂ har pågått i Norge sedan 1991 och sedan år 1996 pågår avskiljning av CO₂ från naturgas i Sleipnerfältet. Cirka 1 miljon ton CO₂ per år har lagrats i en akvifär i den s.k. Utsiraformationen. Akvifären ligger ca 1000 meter under havsytan. Lagringen av CO₂ har varit föremål för omfattande modelleringar med efterföljande övervakande studier ända sedan starten. Se Elforsks rapport 05:27.

8.2.2 Lagring i anslutning till Snøhvitfältet i Barentshav

I oktober 2007 påbörjade StatoilHydro utvinning av naturgas i det s.k. Snøhvitfältet. Naturgasen leds i land via en 145 km lång ledning, renas från CO₂ och exporteras som flytande naturgas. Den avskilda koldioxiden, 0,7 Mton/år återförs till en akvifär, Tubåsen, under naturgasfyndigheten. Akvifären ligger på cirka 2 900 meters djup under havsytan.

Projektet drabbades i slutet av år 2007 av tekniska problem och utsläppen av CO₂ hade efter fem månaders drift varit större än de man beräknat för ett helt år.

8.2.3 Samarbetsprojektet CO₂-Capture Project

I rubricerade projekt deltar bland annat flera oljebolag, USA:s energidepartement och EU. Fas 1 av projektet avslutades år 2004 och följs av fas 2 som fortfarande pågår och som därför inte är avrapporterat. Visionen är att kostnaderna för avskiljning av CO₂ ska sänkas med 50 % vid ombyggnad av befintliga anläggningar och med 75 % för nya anläggningar. Det syftar även till att utveckla metoder för säker CO₂-lagring.

8.2.4 Sargas – ett kolbaserat kraftverk

Den teknik kring vilken tekniken i rubricerade projekt är uppbyggd har tidigare beskrivits i denna rapport under rubriken 3.1.3.

Planen är att bygga en 400 MW elproduktionsanläggning baserad på PFBC-teknik och att avskilja 95 % av koldioxiden. Under år 2007 fick Sweco i uppdrag att göra en förprojektering inför anläggningens miljöprovning. Det är därmed för tidigt att i början av år 2008 ha någon uppfattning om realismen i projektet.

8.2.5 Mongstad - kraftvärmeverk och testcentrum

Den norska regeringen, DONG Energy, Hydro, Shell, Statoil och Vattenfall ingick i juni 2007 ett samarbete kring ett testcentrum för avskiljning av CO₂. Syftet är att tillämpa kunskaperna på ett naturgaseldat kraftvärmeverk, som skall producera 280 MW el och 350 MW värme från och med år 2010. År 2014 skall 1,1 Mton CO₂/år avbildade 1,3 Mton/år avskiljas samt komprimeras för att därefter slutligen lagras.

År 2010 skall 100 000 ton CO₂/år tas omhand i testanläggningen genom absorption. Härav skall 80 000 ton/år absorberas i kyld ammoniak och 20 000 ton/år absorberas i en aminlösning.

8.3 Projekt med danska initiativ

Vid det koleldade kraftverket i Esbjerg med en elektrisk effekt på 400 MW prövas i pilotskala (cirka 0,5 % av rökgasflödet) absorption av koldioxid efter förbränningssteget. Projektet ingår i det EU-stödda forskningsprogrammet CASTOR i vilket Vattenfall är en part (Ref. 19). Syftet med pilotanläggningen är i första hand att pröva olika absorptionsmedel.

Det koleldade kraftverket Nordjylland med Vattenfall som ägare förväntas bli det första kraftverket i Danmark med avskiljning av CO₂. År 2013 förväntas att avskiljningsanläggningen, som blir av "post combustion" typ skall vara i drift. Från anläggningen transporteras koldioxiden via en rörledning till orten Vested, där den skall lagras på ett djup av 30 km.

8.4 Projekt med finska initiativ

Energibolagen Fortum och Teollisuuden Voima, TVO, har inlett ett projekt vid Meri-Pori kraftverk i Finland med målet att utveckla ett system för infångning och avskiljning av CO₂.

En analys av alternativa tekniker kommer att genomföras under 2008 och planeringen för att kunna implementera den valda tekniken i kraftverket inleds i början av 2009. Målet är att fatta ett investeringsbeslut 2011 så att systemet ska kunna vara i drift i Meri-Pori år 2015.

9 Diskussion och slutsatser

Världens beroende av fossila bränslen kommer troligen att öka under de närmaste decennierna. Avskiljning och lagring av CO₂ kan därför komma att bli ett viktigt led i minskningen av CO₂-utsläppen från bland annat kraftverk. De ställningstaganden som gjorts av FN: s klimatpanel, IPCC, och av EU-kommissionen har öppnat för en politisk acceptans för metoden. Oavsett om tekniken kommer att bli tillämpad i Sverige under överskådlig tid eller ej får den sannolikt en stor betydelse internationellt och påverkar därmed den internationella energimarknaden. En mycket viktig egenskap hos tekniken är att konventionella luftföroreningar som SO_x, NO_x och partiklar kommer att avlägsnas "på köpet".

Det kommer troligen att dröja mer än ett decennium innan tekniken börjar tillämpas i stor skala i Europa. Detta beror på att andra sätt för att klara EU: s kommande åtagande till en början kommer att vara kostnadseffektivare. Exempel på detta kan vara effektivare energianvändning, bränslebyten, ökad produktion i vind- och kärnkraftanläggningar samt åtgärder för minskade utsläpp från transportsektorn.

I kedjan avskiljning, transport och lagring av CO₂ står avskiljningssteget för den största kostnaden. Därför finns det ett stort behov av fortsatt forskning och utveckling för att effektivisera avskiljningen av CO₂. Ofta finns det betydande stordriftsfördelar med aktuell teknik. Vid nya anläggningar kan delprocesserna optimeras, vilket sänker avskiljningskostnaden. Efterinstallationer och installationer vid mindre anläggningar ger däremot högre kostnader.

Absorption av CO₂ efter förbränningssteget med aminlösningar och vid atmosfärstryck är den avskiljningsteknik som studerats mest och som hittills är mest använd. Den kan tillämpas på befintliga anläggningar utan större modifieringar. Tekniken kommer dock på längre sikt att få svårt att ekonomiskt kunna konkurrera med andra metoder såsom:

- Kolförgasning med avskiljning av CO₂ före förbränningssteget
- Naturgaskombianläggningar med trycksatt absorption av CO₂ i en varm lösning av kaliumkarbonat
- Absorption i kall ammoniak efter förbränningssteget
- Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft i koleldade anläggningar

Koldioxidens transport till lagringsplatsen kommer med största sannolikhet att ske i högtrycksledningar och med fartyg. Mycket talar idag för att koldioxiden lämpligen transporteras och lagras i superkritiskt tillstånd.

För de nordiska länderna är lagring i akvifärer det mest intressanta. Under Skåne finns en akvifär som kan medge lagringsmöjligheter, men de seismiska förhållandena liksom förekomsten av förkastningssprickor behöver utredas närmare. I Danmark och längs den danska kusten finns akvifärer med en

sammanlagd lagringskapacitet av cirka 16 Gton, vilket motsvarar den danska kraftindustrins lagringsbehov under mer än 600 år. I anslutning till de norska naturgasfyndigheterna i Nordsjön finns så stora akvifärer att de kunna lagra all CO₂ från Europas kraftproduktion under 200 - 300 år. Likaså finns stora akvifärer under Tyskland, Polen, Belgien, Frankrike och England.

Behov finns dock för att utveckla övervakningsmetoder och regelverk för att göra slutförvaringen säker i ett tidsperspektiv på storleksordningen något årtusende.

10 Referenser

1	IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos, Leo Meyer
2	Elforsks seminarium om avskiljning och lagring av koldioxid 2007-09-01. Marie Anheden.
3	Ahlstom Chilled Ammonia Technology for CO ₂ Capture October 2006
4	Bryngelsson M och Westermark M Feasability study of CO ₂ removal from pressurized flue gas in a fully fired combined cycle- The SARGAS project. Proceedings of Ecos 2005, vol. 2 p. 703-710.
5	Möllersten K Oportunities for CO ₂ Reduction and CO ₂ -lean Energy Systems in Pulp and Paper Industry
6	Distributed collection of CO ₂ IEA Report 2007/12
7	CO ₂ Capture from Medium scale Combustion Installations IEA Report 2007/7
8	Future Trends in CO ₂ Capture Costs IEA Report 2006/6
9	2 nd Meeting of the Risk Assessment Network IEA Report 2007/10
10	Study of Potential Impacts of Leakes from Onshore CO ₂ Storage Projects on Terrestrial Ecosystems IEA Report 2007/3
11	EIA for CCs IEA Report 2007/1
12	GEUS Rapport 2007/2
13	Safe Storage of CO ₂ IEA Report 2006/2
14	Murray C.N., Visintini L., Bidoglio, Henry B. Permanent Storage of Carbon Dioxide in the Marine Environment Energy Convers, Mgmt vol 37 Nos 6-8 pp 1068-1072, 1996
15	Curtis Oldenburg, Earth Science Division, University of California, Santa Barbara
16	Holm P. Integrating CO ₂ capture with Fortum combined heat and power plant at Värtan. Examensarbete 2008-02-22, Institutionen för kemiteknik, energiprocesser, KTH
17	Bridging to the Future. No 5 September 2006
18	Bridging to the Future. No 8 September 2007
19	Bridging to the Future. No 4 April 2006
20	Bridging to the Future. No 9 December 2007