

Avskiljning och lagring av kol-dioxid i ett nordiskt sy- stemperspektiv

**- en studie baserad på arbete inom IEA:s
FoU-program kring växthusgaser**

Elforsk rapport 04:17

Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt sy- stemperspektiv

**- en studie baserad på arbete inom IEA:s
FoU-program kring växthusgaser**

Elforsk rapport 04:17

Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt sy- stemperspektiv

**- en studie baserad på arbete inom IEA:s
FoU-program kring växthusgaser**

Jenny Gode, Gunnar Hovsenius

ELFORSK

Förord

IEA har sedan slutet av år 1991 haft ett programarbete kring hur växthusgaser från energirelaterade verksamheter kan tas omhand och lagras. Sverige representeras i IEA genom Statens energimyndighet, STEM, som i november 2001 vände sig till Elforsk med en förfrågan om ett samarbete med energisektorn genom Elforsk kring IEA:s insatser i nämnda frågor.

Projektets mål har varit att ge kunskap om hur IEA-arbetet kring teknik för avskiljning och lagring av koldioxid utvecklas med fokus på hur detta kan tillämpas på det nordiska energisystemet samt med utblickar mot norra Europa. Med denna uppgift anser sig Elforsk ha lyckats genom föreliggande rapport.

Kostnaderna för avskiljning och lagring av koldioxid baseras än så länge huvudsakligen på beräkningar med relativt stora osäkerheter. Vissa kostnadsuppskattningar antyder att teknik för detta redan nu skulle kunna konkurrera med de förnybara energiformerna vind och biomassa medan andra är mer försiktiga. Möjligheterna att producera el från fossila bränslen och med små utsläpp av växthusgaser måste därmed på sikt anses vara goda varför området fortsättningsvis nogga bör följas.

Denna studie har bekostats av Statens energimyndighet som bekostat avgiften till IEA samt av Fortum Värme samägt med Stockholm stad, Gräninge, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstad Energi, Lulekraft, Lunds Energi, MälarenEnergi, Sydkraft, Vattenfall, Öresundskraft, Svensk Energi och Svenska Kolinstitutet

Stockholm mars 2004

Gunnar Hovsenius
Elforsk AB

Sammanfattning

Syftet med denna rapport har varit att, med utgångspunkt från studier utförda inom IEA:s forskningsprogram kring växthusgaser, sammanfatta utvecklingsläget för avskiljning, transport och lagring av koldioxid, i ett nordiskt systemperspektiv.

Det är troligt att det kommer att dröja ett till två decennier innan avskiljning och lagring av koldioxid börjar utnyttjas i större skala inom Europa. Under tiden kommer andra kostnadseffektiva åtgärder att vidtas för att minska utsläppen av koldioxid.

Tre grupper av tekniker är dominerande för avskiljning av koldioxid vid användning av fossila bränslen:

1. Avskiljning ur rökgasen efter förbränning. Absorption av koldioxid med lösningsmedlet monoetanolamin (MEA) studeras mest och har kommit till praktisk användning i såväl små som stora anläggningar. Tekniken kan tillämpas vid ombyggnad av befintliga anläggningar, så att de medger avskiljning av koldioxid. De miljömässiga konsekvenserna av att använda MEA är dock oklara.
2. Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft. Metoden genererar en rökgas bestående främst av koldioxid och vattenånga varur vattenångan kan frånskiljas genom kondensering. Tekniken anses mer svårtillämpbar på befintliga anläggningar, men kan utvecklas på ett lovande sätt för nya anläggningar.
3. Avskiljning av bränslets kol före förbränning, genom omvandling av bränslet till vätgas och koldioxid. Vätgasen kan användas t.ex. för elproduktion i en gasturbin, men kan också partiellt avtappas för extern användning, exempelvis i bränslecellsdrivna fordon. Tekniken har begränsade möjligheter att tillämpas på befintliga anläggningar.

Den avskilda koldioxiden kan antingen transporteras till en lagringsplats eller användas bland annat för att öka olje- och gasutvinningen eller som råvara för kemikalieproduktion. Transporten sker lämpligen i överkritisk form i högtrycksledningar och i vätskeform i tankerfartyg.

Lagring av koldioxid kan bl.a. ske i saltvattenakvifärer, uttömnda gas- och oljefält och i havet. Den globala potentialen för lagring av koldioxid i naturliga reservoarer uppskattas till ca 40 000 Gton CO₂, men osäkerheterna i denna uppgift är betydande. Av nämnda lagringspotential anses djupa saltvattenakvifärer ha en kapacitet av 10 000 Gton CO₂. Jämfört med de globala antropogena CO₂-utsläppen, som uppgår till ca 24 Gton per år, måste lagringspotentialen anses som stor även om man tar hänsyn till osäkerheterna.

Akvifärer utgör de största lagringsmöjligheterna i Norden. I akvifärer lagras koldioxiden lämpligen i överkritiskt tillstånd, som innebär att koldioxiden närmast har en vätskas egenskaper. Det känt att det finns en akvifär som sträcker sig från sydvästra Skåne ner till norra Tyskland, samt en sydost om Gotland. I Danmark har åtta akvifärer identifierats. Utanför Norges kust avskiljs och lagras CO₂ vid naturgasfältet Sleipner. Ca 1 miljon ton CO₂ per år avskiljs med MEA-absorption och injekteras i en akvifär ca 800 meter under havsbotten. Akvifären beräknas rymma Europas CO₂-utsläpp från elproduktion de närmsta 300 åren. Det finns även andra stora kända akvifärer i bl.a. Tyskland.

Kostnaden för att avskilja, transportera och lagra CO₂ uppskattas till 250-550 kr/ton CO₂ som undviks, varav avskiljningen står för ca 75% av kostnaden. En kostnad på 250 kr/ton motsvarar en ökning i elproduktionskostnad på ca 10-20 öre/kWh el.

Det finns ett stort FoU-behov för att minska kostnaden för avskiljningssteget. Det är också viktigt att försäkra sig om att den avskilda koldioxiden kan lagras på ett säkert och miljömässigt hållbart sätt. Andra frågor som återstår att lösa innan tekniken kan börja användas i stor skala är bl.a. acceptansaspekter, frågor kring vem som äger en akvifär och vad som händer om koldioxiden börjar förflytta sig inom en akvifär.

Summary

The purpose of this report has been to summarise the state-of-the-art regarding capture, transport and storage of CO₂ from a Nordic energy system point of view. The report is mainly based on information from the IEA Greenhouse Gas R&D Programme.

There are three main technology groups for CO₂ capturing:

1. Post combustion capturing techniques. MEA (monoethanolamine) absorption is the most studied technique. The environmental consequences are not completely investigated. Post combustion techniques can often be used for retrofit applications.
2. Oxyfuel combustion. This means combustion with oxygen or oxygen enriched air, generating a flue gas consisting mostly of carbon dioxide and water, which can be separated by condensation. Retrofit applications are possible, but often more limited than for post combustion techniques.
3. Precombustion capturing techniques, which involve production of hydrogen and carbon monoxide or partially extracted for external use e.g in fuel cells. The hydrogen can be used e.g. in a gas turbine for electricity generation. The technique has limited possibilities to be used for retrofits.

The separated carbon dioxide can be transported to a storage site or be used for enhanced oil and gas recovery or for production of chemicals. The carbon dioxide is preferably transported in supercritical state through pipelines, liquid state in tankers or possibly by land vehicles.

The captured carbon dioxide can be stored e.g. in aquifers, depleted oil and gas fields and in the deep ocean. The global potential for CO₂ storage in natural reservoirs is estimated to about 40 000 Gton. As a comparison, the global annual antropogenic emissions of CO₂ amount to approximately 24 Gton. Out of the mentioned potential deep saline aquifers are estimated to have a capacity of 10.000 Gton CO₂.

The main carbon dioxide storage potential for the Nordic countries is aquifers. The CO₂ is preferably stored as a supercritical fluid. Several aquifers are known within or near the Nordic countries. One aquifer is spreading from south-west of Sweden to northern Germany, and another one from south-east of Gotland towards Kaliningrad, Russia. Eight aquifers have been identified in Denmark, and in Norway, large-scale capture and storage of CO₂ is carried out at a natural gas field in the North Sea. About 1 million tons of CO₂ are captured by MEA absorption and injected into an aquifer, 800 meters below the seabed. The aquifer is estimated to be able to store all of Europe's CO₂ emissions from electricity generation for 300 years. In addition to the above-mentioned aquifers, several others with large capacities are known, e.g. in Germany.

The cost of capture, transport and storage of CO₂ is approximately 25-75 €/ton CO₂ avoided, of which capturing costs constitute about 75%. This corresponds to an increase in electricity cost of about 2,5-8 €/kWh_{el}.

To reduce the cost of capturing CO₂, there is a considerable R&D need. However, it is also very important to ensure that the storage be done in a safe and sustainable way. Public acceptance and legal issues must also be carefully investigated prior to large-scale application of the technique.

It is likely that it will take one to two decades before CO₂ capture and sequestration will be used of great extent. Meanwhile, other measures will be necessary to reduce the emissions of CO₂.

Innehållsförteckning

1	INLEDNING.....	1
1.1	BAKGRUND.....	1
1.2	INTERNATIONELLT KLIMATARBETE.....	3
1.3	MÅL OCH SYFTE.....	4
1.4	AVGRÄNSNINGAR.....	4
1.5	LÄSANVISNINGAR.....	5
2	AVSKILJNING AV CO₂	6
2.1	AVSKILJNING AV KOLDIOXID FRÅN RÖKGASEN.....	6
2.2	FÖRBRÄNNING MED SYRGAS/SYRGASANRIKAD LUFT.....	11
2.3	PRODUKTION AV SYNTESGAS/VÄTGAS.....	12
2.4	ÖVRIGA METODER.....	14
3	TRANSPORT AV CO₂.....	15
3.1	KVALITETSKRAV PÅ KOLDIOXID VID TRANSPORT	15
3.2	REGELVERK VID TRANSPORT AV KOLDIOXID	16
4	LAGRING AV CO₂.....	17
4.1	ÖVERSIKT ÖVER MÖJLIGHETER FÖR LAGRING AV CO ₂	17
4.2	SÄKERHETS- OCH MILJÖASPEKTER VID CO ₂ -LAGRING	23
4.3	INTERNATIONELLA KONVENTIONER OCH DIREKTIV	23
4.4	REGELVERK FÖR LAGRING AV KOLDIOXID.....	26
4.5	SAMLAGRING AV ANDRA GASER MED KOLDIOXID.....	26
4.6	STANDARD FÖR LAGRING	27
4.7	MODELLERING OCH ÖVERVAKNING	27
4.8	SAMMANFATTNING KOLDIOXIDLAGRING	28
5	ANVÄNDNING AV KOLDIOXID.....	29
6	EXEMPEL PÅ NORDEUROPEISKA INITIATIV	30
6.1	AVSKILJNING OCH LAGRING AV KOLDIOXID VID SLEIPNERFÄLTET I NORDSJÖN.....	30
6.2	AVSKILJNING OCH LAGRING AV KOLDIOXID VID SNØHVITFÄLTET I BARENTS HAV	33
6.3	CO2STORE	33
6.4	KLIMATEK	33
6.5	GESTCO - GEOLOGICAL STORAGE OF CARBON DIOXIDE.....	33
6.6	CCP – CO ₂ CAPTURE PROJECT.....	33
6.7	CENS – CO ₂ FOR ENHANCED OIL RECOVERY IN THE NORTH SEA.....	34
6.8	CO2NET	34
6.9	RECOPOL – REDUCTION OF CO ₂ EMISSION BY MEANS OF CO ₂ STORAGE IN COAL SEAMS IN THE SILESIAN COAL BASIN OF POLAND	34
6.10	ÖVRIGA INITIATIV	34
7	KOSTNADER FÖR AVSKILJNING, TRANSPORT OCH LAGRING AV CO₂.....	36
7.1	NYCKELTAL OCH BRÄNSLEPRISER	36
7.2	KOSTNAD FÖR AVSKILJNING AV CO ₂	37
7.3	KOSTNAD FÖR TRANSPORT AV CO ₂	38
7.4	KOSTNAD FÖR LAGRING AV CO ₂	39
8	NORDISKA ENERGISYSTEMETS MÖJLIGHETER	41
8.1	ELHANDEL INOM NORDEN	41
8.2	ELPRODUKTION I NORDEN MED SMÅ CO ₂ -UTSLÄPP.....	41

8.3	FÖRÄNDRAD ELEFTERFRÅGAN SOM FÖLJD AV KLIMATÅTAGANDEN	43
8.4	MÖJLIGHETER ATT LAGRA CO ₂ I NORDEN	44
9	KOMPLETTERANDE ÅTGÄRDER FÖR CO₂-MINSKNING.....	45
10	DISKUSSION OCH SLUTSATSER.....	46
	REFERENSER	49

Bilagor

A FÖRKORTNINGAR

1 Inledning

IEA (International Energy Agency = internationella energibyran), startade 1991 ett FoU-program kring växthusgaser – IEA Greenhouse Gas Research and Development Programme, förkortat IEA GHG. De huvudskaliga aktiviteterna inom IEA GHG rör metoder för att minska utsläpp av växthusgaser, särskilt från fossila bränslen. Koldioxid är den växthusgas som studeras mest, men även andra klimatpåverkande gaser undersöks. Ett område som fått stort utrymme inom programmet är avskiljning och lagring av koldioxid. Andra områden är ökad energieffektivitet, byte till bränslen med mindre kolinnehåll och till icke kolbaserade bränslen.

Sedan programmets start har en mängd studier avrapporterats, varav ett stort antal berör avskiljning och lagring av CO₂. Föreliggande Elforskrapport är en sammanställning av de erfarenheter som redovisas i dessa IEA-rapporter samt en analys av vad det kan innebära för de nordiska energiföretagen.

Information om IEA finns på www.iea.org och om forskningsprogrammet kring växthusgaser på www.ieagreen.org.uk.

1.1 Bakgrund

De antropogena utsläppen av växthusgaser leder till en förändring av atmosfärens kemiska sammansättning och påverkar dess strålningsbalans. FN:s klimatpanel IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) anger i sin tredje huvudrapport att det pågår en uppvärmning av jorden och att den globala temperaturen ökat med $0,6 \pm 0,2^\circ\text{C}$ under 1900-talet [1], [2]. Förändringarna kan för seklets första hälft förklaras med naturliga variationer i solinstrålning m.m., medan uppvärmningen därefter måste förklaras av naturliga variationer i kombination med mänsklig påverkan. Detta åskådliggörs i Figur 1.1, som är hämtad från den tredje huvudrapporten [1], [2].

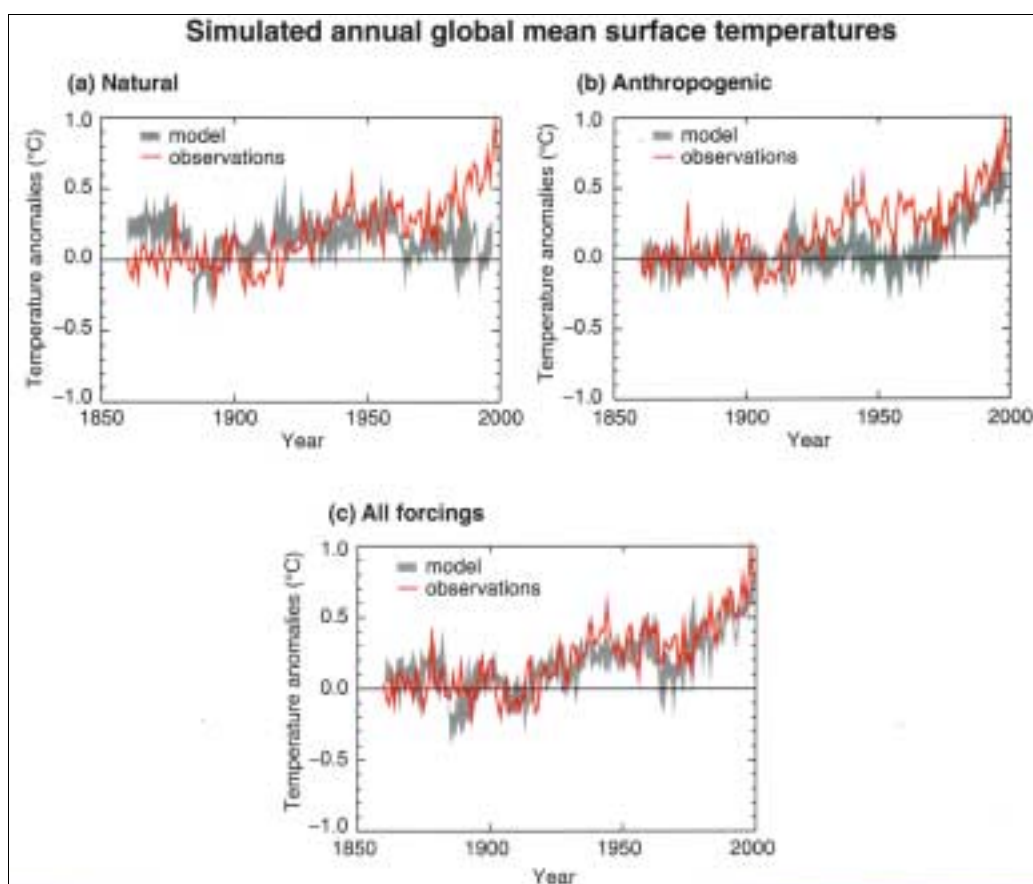
Det finns både naturliga och naturfrämmande växthusgaser med olika stark påverkan på klimatet. Enligt IPCC:s beräkningar svarar dock koldioxiden ensamt för cirka hälften av den antropogena uppvärmningen. Detta tillsammans med den höga förändringstakten är anledningen till att det största intresset har kommit att knytas till koldioxid.

Före industrialiseringen var koldioxidhalten i atmosfären ca 280 ppm. Sedan dess har den stigit med ca 30% och var år 2002 i genomsnitt 373 ppm. Fossila bränslen svarar för drygt 80 % av jordens energiförsörjning och är därmed den huvudsakliga källan till de årliga globala utsläppen av koldioxid på totalt cirka 24 Gton koldioxid (6,6 Gton av grundämnet kol) [2]. Av dessa utgör stationära utsläppskällor ungefär 60%, medan resten härrör från diffusa eller mobila källor såsom trafiken. Globalt sett produceras 65 % av all el med hjälp av fossila bränslen och inom transportområdet svarar de fossila drivmedlen för 97 %. De största globala stationära källorna till koldioxidutsläpp är kraftproduktion (54%), cementindustri (15%), naturgasproduktion (12%), järn- och stål (6%) och raffinaderier (5%) [3]. De studier som gjorts både av IPCC, World Energy Outlook och World Energy, Technology and Climate Policy Outlook talar för att ut-

släppen av koldioxid kommer att öka åtminstone fram till mitten av detta sekel även om begränsningsåtgärder vidtas inom i-länderna.

För att minska utsläppen av koldioxid måste antingen användningen av fossila bränslen minska eller så måste den bildade koldioxiden tas omhand och lagras. Avskiljning och lagring av koldioxid från fossilbränslebaserade kraftverk kan sålunda komma att börja tillämpas som ett led i minskningen av koldioxidutsläppen. Detta kan också bli nödvändigt om det visar sig att förhoppningen om att utnyttja förnybara källor är naturbegränsad t.ex. för bioenergi och vindkraft.

Teknik för avskiljning och lagring av koldioxid finns idag och försök i kommersiell skala pågår bl. a. vid gasfältet Sleipner i Nordsjön utanför Norge.



Figur 1.1. Jämförelse av modellerade och observerade temperaturer med hänsyn till naturliga variationer (a), antropogen påverkan (b) samt bådadera (c). [2]

1.2 Internationellt klimatarbete

FN:s klimatpanel och klimatkonventionen

FN:s klimatpanel IPCC bildades 1988 för att utvärdera den vetenskapliga informationen kring klimatförändringar. Resultatet blev underlag till FN:s klimatkonvention (UNFCCC) som undertecknades av drygt 150 länder vid FN-konferensen om miljö och utveckling i Rio de Janeiro 1992. Konventionen innehöll inte några bindande åtaganden.

Klimatpanelen slår fast att jordens medeltemperatur har ökat med $0,6^{\circ}\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ sedan 1860, vilket delvis har sin förklaring i de ökade utsläppen av växthusgaser.

IPCC gör också bedömningen att medeltemperaturen kommer att öka med 1,4-5,8°C mellan 1990 och 2100. Detta kan resultera i att havsnivån stiger med upp till nästan 90 cm på grund av ismältning och termisk expansion. Även den globala medelnederbörden bedöms öka, vilket kan leda till problem med översvämningar på vissa håll. På andra ställen kan däremot en uttorkning inträffa. Det är troligt att extrema väderfenomen som värmeböljor, skyfall, torka, översvämningar, stormar blir vanligare.

Kyotoprotokollet

Det första steget mot bindande en överenskommelse för att minska av utsläppen av klimatpåverkande gaser var det s.k. Kyotoprotokollet, som undertecknades 1997. Under Kyotoöverenskommelsens första åtagandeperiod (2008-2012) ska i-länderna minska sina utsläpp med 5,2% räknat från 1990 års nivå. För att Kyotoavtalet ska träda i kraft krävs att minst 55 länder motsvarande minst 55% av de globala utsläppen ratificerar (bekräftar) det. Rent praktiskt innebär det att antingen Ryssland eller USA måste ratificera det. Efter USA:s avhopp 2001 är Rysslands godkännande än mer väsentligt för att Kyotoprotokollet ska få någon kraft. Om Ryssland kommer att skriva under Kyotoprotokollet är i början av år 2004 fortfarande osäkert.

Enligt Kyotoprotokollet gäller för EU att utsläppen av växthusgaser ska minskas med 8% från 1990 års nivå under första åtagandeperioden för de dåvarande EU-länderna. Inom EU har en s.k. bördefördelning gjorts, som tillåter Sverige att öka utsläppen med 4%. Danmark måste däremot minska utsläppen med 21% medan Finland inte behöver uppnå någon förändring. Island tillåts öka utsläppen med 10% och Norge med 1%. Trots EU:s beslut har Sveriges riksdag bestämt att utsläppen i Sverige ska minskas med 4%.

Kyotoprotokollet omfattar följande sex växthusgaser:

- koldioxid, CO_2
- metan, CH_4
- dikväveoxid, N_2O
- hydrofluorkarboner, HFC
- perfluorföreningar, PFC
- svavelhexafluorid, SF_6

Kyotoprotokollet omfattar tre så kallade flexibla mekanismer; handel med utsläppsrätter, gemensamt genomförande (JI = joint implementation) och mekanismen för ren utveckling (CDM = clean development mechanism).

Utsläppshandel innebär att företag som har mindre utsläpp än det de tilldelats i de nationella fördelningsplanerna, har möjlighet att sälja s.k. utsläppsrätter till andra företag. Inom EU har en överenskommelse träffats i slutet av år 2002 om ett direktiv för handel med utsläppsrätter. Direktivets första period omfattar 2005-2007 och är en försöksperiod inom vilken tilldelningen av utsläppsrätter sker utan kostnader för företagen. Kyoto-protokollets åtagandeperiod (2008-2012) sammanfaller med direktivets andra period. Under det första halvåret 2004 pågår i flera länder arbeten med att införa regler för rapportering av utsläpp samt för handel med utsläppsrätter.

Gemensamt genomförande går ut på att i-länder som genomför emissionsminskande åtgärder i andra i-länder ska kunna tillgodoräkna sig dessa utsläppsminskningar i form av s.k. ERU (emission reduction units).

Mekanismen för ren utveckling innebär att i-länder som genomför emissionsminskande projekt, som samtidigt innebär en långsiktigt hållbar utveckling i u-länder, kan tillgodoräkna sig utsläppsminskningarna i form av s.k. CER (certified emission reduction credits). Denna möjlighet föreligger teoretiskt redan, men arbetet för regelverket kring CDM är fortfarande under utveckling.

För att begränsa ländernas möjlighet att använda flexibla mekanismer gäller inom EU att huvuddelen av utsläppsminskningarna måste göras inom den egna nationen. EU skall också godkänna de nationella allokeringsplanerna för hur utsläppsrätter nationellt fördelas.

Kyotoöverenskommelsens första åtagandeperiod är enbart ett första steg mot ett hållbart klimat. Efter 2012 måste betydligt högre krav ställas på utsläppsminskningar för att förhindra en global uppvärmning.

Redan nu har studier påbörjats kring var utsläppsminskningar lämpligen bör genomföras med hänsyn till kostnadseffektivitet. Preliminära resultat tyder på att EU-länderna bör ta på sig utsläppsminskningar av storleksordningen 35 – 45 % inom cirka 20 år jämfört med läget år 1990.

1.3 Mål och syfte

Målet med denna rapport är att ge kunskap om hur IEA-arbetet kring avskiljning och lagring av koldioxid utvecklas med fokus på tillämpning på det nordiska energisystemet.

1.4 Avgränsningar

Denna rapport omfattar avskiljning, transport och lagring av koldioxid med tyngdpunkt på lagringsaspekter.

Med Norden avses i denna rapport Sverige, Norge, Danmark och Finland.

1.5 Läsanvisningar

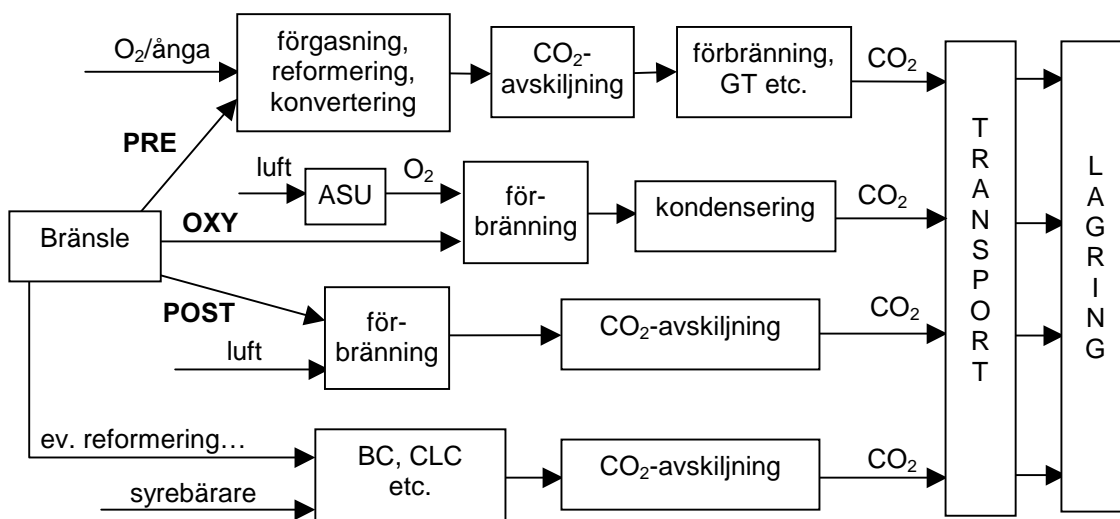
Denna rapport är en uppdatering av Elforsks rapport nr 03:05 "Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt systemperspektiv – en studie baserad på arbete inom IEA:s FoU-program kring växthusgaser", som utgavs i elektroniskt format i mars 2003. Nya eller signifikant modifierade avsnitt eller stycken har markerats med kursiv stil. Detta avser huvudsakligen följande avsnitt:

- *Avsnitt "1.5 Läsanvisningar"*
- *Avsnitt "2.3 Produktion av syntesgas/vätgas"*
- *Avsnitt "3.2 Regelverk vid transport av koldioxid"*
- *Avsnitt "4.1 Översikt över möjligheter för lagring av CO₂"*
- *Avsnitt "4.3 Internationella konventioner och direktiv"*
- *Avsnitt "4.4 Regelverk för lagring av koldioxid"*
- *Avsnitt "4.5 Samlagring av andra gaser med koldioxid"*
- *Avsnitt "6 Exempel på nordeuropeiska initiativ"*
- *Avsnitt "7.1 Kostnad för avskiljning av CO₂"*

2 Avskiljning av CO₂

Det finns många olika tekniker för att avskilja koldioxid, varav vissa redan är kommersiellt tillgängliga. Ofta har ändamålet i existerande tillämpningar varit att avskilja koldioxid för att kunna använda den och inte för att den utgjort en oönskad produkt. Detta gäller t.ex. CO₂-produktion till livsmedels- och kemiindustrin. Inga av de idag kommersiella teknikerna har därför utvecklats för det specifika ändamålet att avskilja och lagra koldioxid från förbränning av fossila bränslen.

Bland avskiljningsteknikerna går det att urskilja tre huvudgrupper. Den första gruppen avser tekniker som innebär att koldioxiden avskiljs från rökgasen efter förbränningen. Den andra gruppen är tekniker för förbränning med syrgas eller syrgasanrikad luft och den tredje gruppen omfattar metoder för avskiljning av bränslets kol innan förbränningen. I Figur 2.1 åskådliggörs olika möjligheter för avskiljning av koldioxid med efterföljande transport och lagring. De olika metoderna beskrivs kortfattat i de kommande styckena.

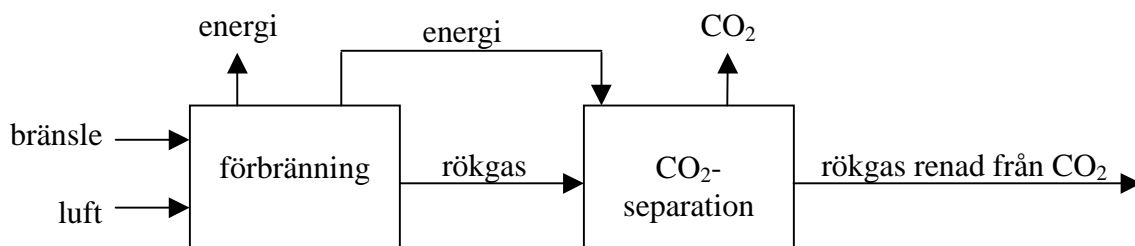


Figur 2.1. Möjligheter för ett system med avskiljning, transport och lagring av CO₂. Teckenförklaring: CC = kombicykel, ASU = enhet för luftseparering, GT = gasturbin, BC = bränslecell, CLC = Chemical Looping Combustion, POST = avskiljning av CO₂ efter förbränningen, OXY = syreförbränning, PRE = avskiljning av kol före förbränning

2.1 Avskiljning av koldioxid från rökgasen

Den engelska termen för avskiljning av koldioxid från rökgaserna är ”post-combustion capture”; dvs. avskiljning efter förbränningen. Metoden innebär att CO₂ avskiljs ur rökgaserna och att själva förbränningsprocessen inte påverkas. Det krävs dock energi för avskiljningen, varvid totalverkningsgraden sänks. För principschema se Figur 2.2.

Det finns olika metoder för att separera koldioxiden ur rökgaserna, varav absorption, adsorption, kryogenteknik och membranseparering är exempel. Rökgasernas sammansättning och egenskaper är avgörande för vilken teknik som är mest lämplad. Dessa parametrar beror i sin tur på valet av bränsle och förbränningsteknik.



Figur 2.2. Principskiss för separation av CO₂ ur rökgas.

Före avskiljningen av koldioxid krävs det i många fall att rökgasen renas från partiklar, SO₂ och NO_x. Den miljömässiga nödvändigheten av att avlägsna av SO₂ är dock föremål för diskussion. Om det är möjligt att samla koldioxid och svaveldioxid innebär det att svavelreningsutrustning ej är nödvändig. SO₂ kan dock fördyra avskiljningen i vissa absorptionsprocesser, se avsnitt 2.1.1. Det krävs även ökad kunskap kring svaveldioxidens eventuella påverkan på rörledningar och på lagringsplatsen innan några slutsatser kan dras kring denna möjlighet.

En fördel med att avskilja koldioxid ur rökgaser är att tekniken kan tillämpas på befintliga anläggningar eftersom den ej påverkar själva förbränningen.

När koldioxiden avskiljts och eventuellt renats komprimeras den och transporteras till lagringsplatsen.

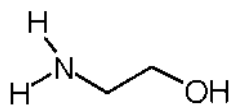
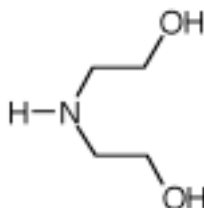
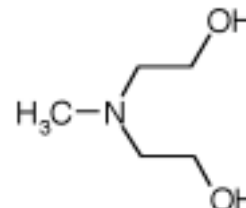
2.1.1 Absorption

Den vanligaste metoden för avskiljning av CO₂ från rökgaserna är kemisk eller fysikalisk absorption med ett lösningsmedel (absorptionsmedel). Ett flertal lösningsmedel finns tillgängliga. Absorptionen går till på så sätt att rökgasen först kyls och renas från partiklar m.m., varefter den får passera en absorptionskolonn med lösningsmedel.

Om rökgasen innehåller höga halter SO₂, vilket ofta är fallet vid kolkraftverk, krävs att svaveldioxiden avskiljs före steget med CO₂-absorption. Detta beror på att SO₂ annars reagerar med absorptionsmedlet och därigenom orsakar stora förluster av det. [4]

Kemisk absorption är en vanlig absorptionsmetod och passar bäst för processer som genererar rökgaser med lågt eller medelhögt partialtryck av koldioxid. Koldioxiden binder kemiskt till absorptionsmedlet, vilket regenereras vid en högre temperatur (ca 120°C) och/eller sänkt tryck.

Aminer är de vanligaste absorptionsmedlen och av dessa används monoetanolamin (MEA) mest. Även dietanolamin (DEA) och metyldietanolamin (MDEA) är exempel på vanliga aminer för koldioxidabsorption, se Figur 2.3. MDEA är mindre reaktiv än MEA och DEA och används ofta vid något högre partialtryck av CO₂ [5], [6]. Ett annat kemiskt absorptionsmedel är kaliumkarbonat [8].

MEA = monoetanolamin*DEA = dietanolamin**MDEA = metyldietanolamin***Figur 2.3. Exempel på lösningsmedel för absorption av koldioxid.**

Fysikalisk absorption används främst vid höga partialtryck för koldioxid, t.ex. vid IGCC (kolförgasning i kombicykel). Vanliga fysikaliska lösningsmedel är kall metanol, dimetyleter av polyetylenglykol (Selexol), propylenkarbonat och sulfolan. Även släckt kalk (CaO), natriumhydroxid (NaOH) och kaliumhydroxid (KOH) är fysikaliska absorptionsmedel.

Det finns även hybridabsorptionsmedel, som kombinerar de bästa egenskaperna hos kemiska och fysikaliska lösningsmedel.

Kemisk absorption med MEA

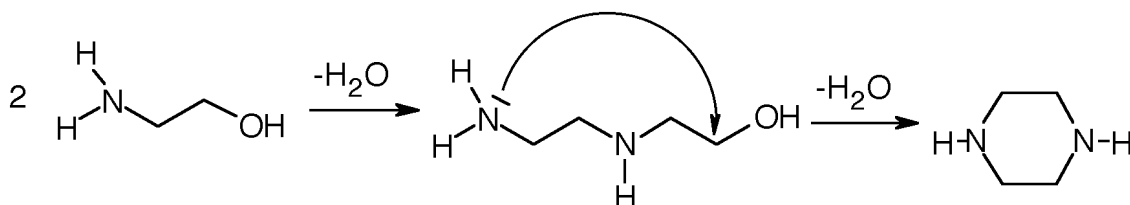
Absorptionsreaktionen mellan koldioxid och MEA sker enligt följande reaktion, där R representerar etanolgruppen:



Nackdelar med aminer är att de har högt reaktionsvärme, hög flyktighet, att de är relativt lättnedbrytbara, att de oxiderar lätt, att värmestabila salter bildas vid absorptionen, att vissa aminer lätt dimeriserar (dvs. att två aminer slås samman) och att regenereringsprocessen är energikrävande. Den stora energiåtgången innebär t.ex. för en NGCC-anläggning att ångturbinen förlorar ca en tredjedel av utbytet p.g.a. att ånga krävs för regenereringen av MEA. Oxidation kan undvikas bl.a. genom att minimera rökgasens innehåll av NO_x och lösta metaller och genom användning av steriskt hindrade aminer. I en del tillämpningar tillsätts så kallade oxidationsinhibitorer. För att undvika att värmestabila salter bildas bör rökgasen som en grundregel renas från SO₂ och HCl. [5], [7], [8], [9]

MEA-processen kräver uppskattningsvis att halten SO₂ i rökgasen inte överstiger 10 ppm. Denna nivå kan uppnås i moderna kolkraftverk genom avskiljning av SO₂. I många kolkraftverk är dock SO₂-halten omkring 50 ppm. Modifiering av dessa kraftverk för att avskilja koldioxid med MEA-absorption, skulle sålunda kräva bättre svavelrening. På så sätt skulle en tillämpning av metoden leda till lägre utsläpp av SO₂. Motsvarande gäller även för NO_x. Det finns även andra möjligheter att minska utsläppen av SO₂ och NO_x vid avskiljning av CO₂, se avsnitt 4.4.

Flera förslag till reaktionsmekanism för MEA-dimerisering finns. Två MEA-molekyler kan bilda aminoetyletanolamin (AEEA) i en kondensationsreaktion. AEEA kan i sin tur reagera med sig själv i en ringslutningsreaktion under bildning av s.k. piperazin, se Figur 2.4 [10].



Figur 2.4. Dimerisering av MEA och efterföljande ringslutning.

Piperazin kan användas som absorptionsmedel för CO_2 eller som promotor vid absorption med t.ex. MEA. Piperazin är dock känd för att kunna orsaka allergier vid inandning och hudkontakt och enligt Kemikalieinspektionen är piperazin även skadlig för vattenlevande organismer och kan orsaka långtidseffekter i vattenmiljön. Om piperazin avgår från en absorptionsanläggning som utnyttjar MEA finns inte beskrivet i litteraturen. Med tanke på hälso- och miljöegenskaperna för piperazin borde dock riskbildningen utredas.

Nya lösningsmedel som skulle kunna ersätta MEA utvecklas ständigt. Önskade egenskaper är t.ex. lägre ångtryck, högre beständighet mot nedbrytning, mindre energikrävande regenereringsprocess, samt högre absorptionskapacitet och snabbare absorptionshastigheter, vilket innebär att storleken på absorptionsutrustningen och tillika kapital- och driftskostnaderna skulle kunna minska [4], [7]. Exempel på andra lösningsmedel som inte är lika känsliga för oxidation som MEA är kaliumkarbonat och steriskt hindrade aminer. De har även fördelen att de inte dimeriserar lika lätt som MEA.

2.1.2 Adsorption

Vid adsorption av koldioxid utnyttjas att ämnen med stor inre yta såsom zeoliter, aktivt kol och aluminiumoxid. De fungerar ungefär som molekylsiktare som avlägsnar CO_2 från rökgasen. Temperatur, partialtryck, ytspänning och adsorbentens porstorlek är viktiga parametrar som påverkar adsorptionen.

För att avlägsna koldioxiden från adsorbenten vid regenerering, ändras antingen trycket eller temperaturen. Vanligtvis är det mer effektivt att ändra trycket. Exempel på adsorptionsprocesser namngivna utifrån regenereringsmetod är PSA, Pressure Swing Adsorption och TSA, Temperature Swing Adsorption. Ytterligare en adsorptionsprocess är ESA, Electrical Swing Adsorption, i vilken en ny typ av aktiv kolfiber används som adsorptionsmedel. Materialet har hög ledningsförmåga och kan därmed enkelt regenereras genom att lägga på en elektrisk ström utan att vare sig temperatur eller tryck påverkas nämnvärt. Metoden är även mindre energikrävande än PSA och TSA. [4], [7]

Adsorptionsmetoder är mest lämplig vid CO_2 -halter på 400-15000 ppm, vilket är klart lägre än normala halter från kraftverk (13-15% för kolkraftverk, 3-5% för naturgaseldade anläggningar). Därmed är processen oftast inte attraktiv för avskiljning av koldioxid från kraftverk. Andra nackdelar med adsorptionsmetoder är låg selektivitet för CO_2 och att de är relativt energikrävande.

2.1.3 Kryogenteknik

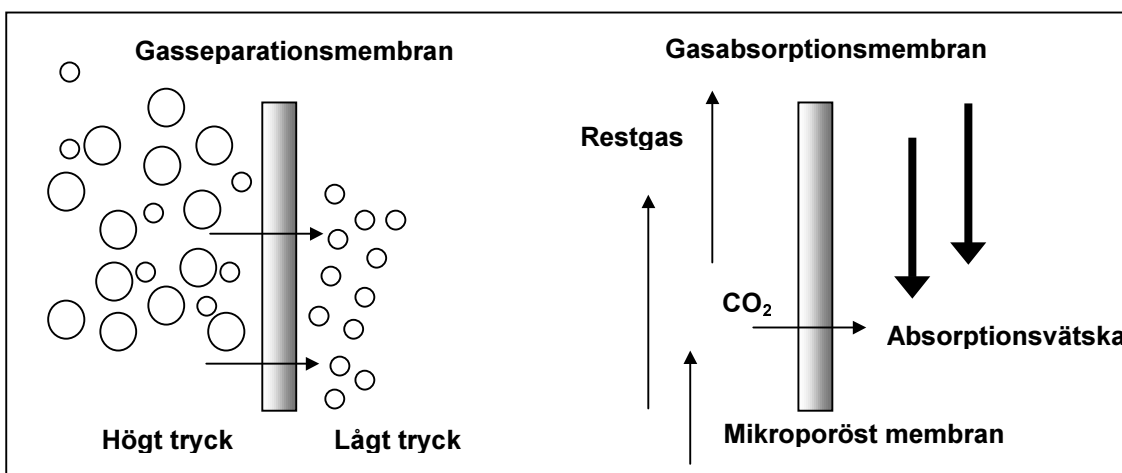
Vid kryogenteknik utnyttjas att koldioxid har en högre kokpunkt än rökgasens övriga huvudkomponenter, bortsett från vattenångan. Vid kylning av rökgasen under koldioxidens daggpunkt¹ kondenserar den och kan på så sätt separeras från övriga komponenter i rökgasen.

En fördel med kryogenteknik är att den ger koldioxid i vätskeform, vilket innebär att ingen extra komprimeringsutrustning krävs i de fall koldioxiden är tänkt att transporteras och lagras i vätskeform. En annan fördel med kryogenteknik är att inga kemikalier tillsätts som måste separeras före transport och lagring.

Kryogenteknik lämpar sig enbart för rökgaser med mycket höga CO_2 -halter, vilket kan begränsa dess användning till IGCC-anläggningar (kolförgasning i kombi-cykel). Processen kräver också att vatten avlägsnas innan gasströmmen kyls. Den största nackdelen är dock att tekniken är mycket energikrävande genom att den förutsätter att mycket låga temperaturer skall nås. [4], [7], [11]

2.1.4 Membranteknik

Vid separering av koldioxid från rökgaser med membranteknik utnyttjas material med selektiv förmåga att släppa igenom vissa ämnen medan andra hindras. Två olika typer av membran studeras; gassepareringsmembran och gasabsorptionsmembran. Skillnaden mellan de olika metoderna åskådliggörs i Figur 2.5. [4]



Figur 2.5. Principen gasseparations- respektive gasabsorptionsmembran [4]

¹ Ett ämnes daggpunkt bestäms av dess partialtryck (motsvarar totaltrycket multiplicerat med ämnets volymandel i rökgasen).

Gasseparationsmembran släpper igenom olika gaser beroende på skillnader i dessas kemiska eller fysikaliska egenskaper. Separationen är beroende av gasens löslighet eller diffusivitet i membranet. En tryckskillnad mellan de båda sidorna av membranet fungerar som drivkraft för separationen. Exempel på membran är polymerer, keramer, zeoliter och molekylsiktar.

Gasabsorptionsmembran fungerar som skiljevägg mellan en gasström och en vätskeström, innehållande av ett absorptionsmedel. Porösa och hydrofoba membran medger transport av CO₂ (och även SO₂) från gasströmmen till vätskeströmmen. Som absorptionsmedel används vanligen en sulfid-, karbonat- eller aminlösning. Fördelen med gasabsorptionsmembran med absorptionsmedel är hög selektivitet. Det är absorptionsvätskan och inte membranet som orsakar den höga selektiviteten.

Det återstår mycket utveckling innan membrantekniken kan användas i stor skala för avskiljning av koldioxid. Bland annat är uppskalningen till industriell skala ett problem. Genom flerstegsseparatoring, recirkulering och användning av flera olika membran kan tekniken dock bli lovande.

2.1.5 Avskiljning av CO₂ från rökgaser – jämförelse

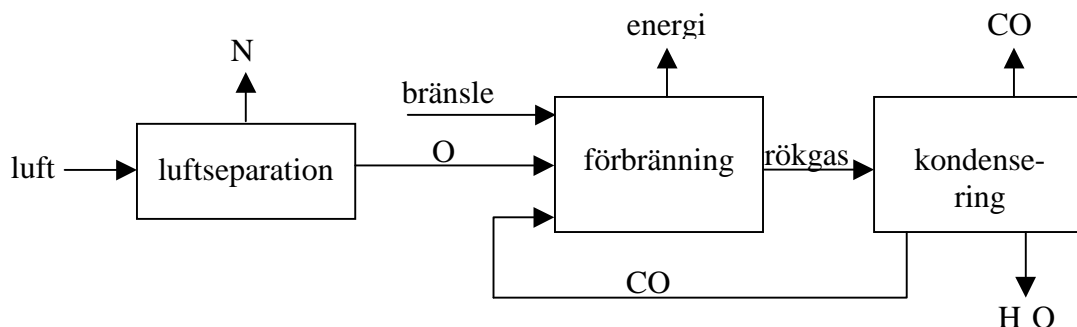
När det gäller kolpulver- och naturgaskraftverk anger IEA GHG att det är troligt att kemisk absorption kommer att dominera som metod för avskiljning av CO₂ från rökgaser ett tag framöver – särskilt för befintliga anläggningar [12]. Detta beror på att kemisk absorption fungerar bra vid de låga partialtryck av koldioxid som råder vid dessa anläggningar. Det är även troligt att MEA till en början kommer att vara det vanligast använda lösningsmedlet. MEA har hög affinitet för CO₂, vilket gör att det fungerar bra även vid de relativt låga CO₂-koncentrationer som förekommer framförallt vid naturgaseldade kraftverk. De nackdelar som nämnts ovan och tidigare i denna rapport gör att det finns ett behov av att utveckla nya absorptionsmedel med bättre egenskaper. Sådant arbete pågår bl.a. i Japan, där lösningsmedel baserade på steriskt hindrade aminer utvecklas. [4], [13]

2.2 Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft

Genom att låta förbränningen ske med syrgas eller syrgasanrikad luft erhålls rökgaser med ett högt CO₂-innehåll, vilket underlättar avskiljningen av koldioxiden. För att uppnå denna fördel måste elektrisk energi uppoffras i en destillationsanläggning för luft eller i en anläggning för membranseparation av syrgas från luft. Vanligtvis recirkuleras en del av den bildade koldioxiden för att kontrollera temperaturen i förbränningssteget. Genom recirkuleringen kan koldioxidhalter på över 90 vol % (räknat på torr gas) erhållas. Rökgasen kommer huvudsakligen att bestå av koldioxid och vattenånga, vilken lätt avlägsnas genom kondensering. Principen åskådliggörs i Figur 2.6.

För storskalig produktion av syrgas är kryogenteknik med destillation än så länge den enda kommersiellt tillgängliga metoden. Den är emellertid dyr både med avseende på kapitalkostnad och energiförbrukning. Förhoppningar finns om att på cirka 15 års sikt kunna utveckla så kallad membranteknik, som skall producera en syrgasanrikad luft och

göra processen billigare. Vid membranteknik kan t.ex. polymera eller keramiska membran användas.



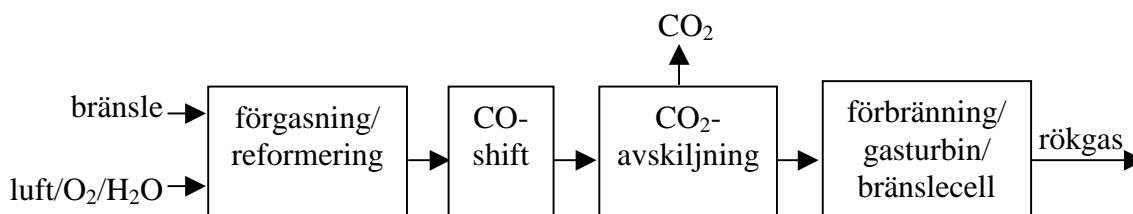
Figur 2.6. Principskiss över O_2/CO_2 -förbränning (oxyfuel combustion)

Beroende på bränslets och oxidantströmmens (syrgas alt. syrgasanrikad luft) sammansättning kommer rökgasen att innehålla även andra komponenter än koldioxid och vattenånga. Detta gäller t.ex. ädelgaser eftersom luft innehåller en knapp procent av sådana. Om bränslet innehåller svavel kommer även SO_2 att ingå i rökgaserna. Även NO_x kan bildas om bränslet innehåller kväve eller om förbränningen sker med syrgasanrikad luft. SO_2 och NO_x skulle kunna avskiljas och lagras tillsammans med koldioxiden. Anläggningar som skulle utnyttja denna möjlighet skulle alltså inte behöva någon särskild reningsutrustning för SO_2 och NO_x , givet att samlagring av CO_2 , SO_2 och NO_x bedöms vara miljömässigt säker. Se vidare avsnitt 4.4.

Befintliga anläggningar kan byggas om för syreförbränning, men stora förändringar kan krävas. T.ex. behöver kontrollsystem modifieras och mer komplexa uppstarts- och nedstängningsprocedurer förutsättas. Även ny brännarutformning kan behövas. [4], [14]

2.3 Produktion av syntesgas/vätgas

Omvandling av kolhaltiga bränslen till syntesgas (kolmonoxid och vätgas) med efterföljande konvertering av kolmonoxid till koldioxid och ytterligare vätgas, är en gammal teknik som använts i Sverige vid produktion av ammoniak. Den bildade koldioxiden kan avskiljas från vätgasen, vilken i sin tur kan användas för elproduktion i t.ex. en gasturbin eller bränslecell (se Figur 2.7), alternativt som kemikalie t.ex. för ammoniakproduktion eller förädling av petroleumprodukter. Ett ytterligare användningsområde för vätgas är för drift av fordon som drivs av bränsleceller. Metoden innebär alltså att koldioxiden avskiljs före förbränning, vilket på engelska benämns "precombustion decarbonisation"



Figur 2.72. Koldioxidavskiljning före förbränning (CO-shift = konvertering)

I petroleumindustrin finns erfarenheter av koldioxidavskiljning med adsorption (särskilt PSA) i små- och medelstora applikationer. Adsorption är dock mest lämpligt vid låga CO₂-halter. I kolförgasningsanläggningar (IGCC), som modifierats för CO₂-avskiljning, har rökgasen en CO₂-halt på 35-40% och ett tryck på 20 bar eller mer [11]. I dessa fall är alltså inte adsorption en lämplig avskiljningsmetod. Fysikalisk absorption med t.ex. Selexol (dimetyleter av polyetylenglykol) lämpar sig däremot bättre. På medellång sikt gör dock IEA bedömningen att membranteknik kommer att dominera som avskiljningsteknik vid IGCC-anläggningar. [7], [35]

Syntesgasen (kolmonoxid + vätgas) produceras lämpligen genom reformering när bränslet är naturgas och genom förgasning om kol är bränslet. Reformeringen kan vara partiell oxidation, ångreforming eller autoterm reformering (en kombination av partiell oxidation och ångreforming).

Enligt IEA är kostnaden för vätgasproduktion från fossila bränslen med ovan nämnda metod avsevärt lägre än att producera den med hjälp av förnybara energikällor eller el [4]. Detta gäller alltså trots kostnaden för CO₂-avskiljningen.

En nackdel med produktion av syntesgas/vätgas med efterföljande CO₂-avskiljning är att metoden har begränsade möjligheter att tillämpas på befintliga anläggningar. Det är troligt att nya anläggningar måste byggas, vilket utgör en begränsning av dess användning. Fördelen är att den bildade vätgasen kan användas inom flera användningsområden. [15]

Användningen av vätgasen styr ofta valet av bränsle. Om vätgasen ska användas som kemikalie, är det fördelaktigt att utgå från naturgas, medan kolförgasning (IGCC) är att föredra om el är den önskade produkten. I IGCC-processen kan syntesgasen användas direkt i gasturbinen utan föregående konvertering, men i ett sådant fall utan infångning av CO₂. Det bör påpekas att IGCC ännu inte är en fullständigt utvecklad och ekonomiskt konkurrenskraftig teknik. Rening av den bildade gasen och höga kapitalkostnader är exempel på existerande problem. Många spår dock att tekniken kommer att få stor betydelse på sikt [7]. I en IEA-rapport från 2003 anges att de huvudsakliga områden där potential för kostnadsminskningar finns är utveckling av gasturbinen², förbättring av absorptionsprocessen för avskiljning av koldioxid (idag vanligtvis fysikalisk absorption) samt utveckling av keramiska jonselektiva membran för luftseparering. [35]

I IGCC-processen bildar svavlet i bränslet svavelväte (H₂S). Om det finns möjlighet att samlagra svavelvätet med koldioxiden, innebär det att en investering i avsvavlingsutrustning kan undvikas (se vidare avsnitt 4.5). Kostnaden för CO₂-avskiljningen kan då reduceras med ca 20%. Svavelvätet inverkan på transport och lagring är dock viktiga aspekter att ta hänsyn till. Om koldioxiden ska användas för utökad oljeutvinning s.k. EOR (se vidare avsnitt 4.1.2) kan det vara en fördel att samlagra den med svavelväte, då koldioxidens blandbarhet ökar något. Detta gäller endast sådan olja som innehåller

² För närvarande finns endast en gasturbin som klarar höga halter av vätgas. Utveckling av gasturbiner för vätgas är därför nödvändig.

så mycket svavel att den ändå måste renas. Metoden praktiseras idag kommersiellt vid oljefältet Weyburn i Kanada. [35]

2.4 Övriga metoder

Det finns även andra tekniker för avskiljning av koldioxid. Vissa är relativt obeprövade, men kan utvecklas och få stor betydelse längre fram i tiden. Några tekniker beskrivs kortfattat nedan.

Genom att aldrig låta bränsle och oxidant komma i direkt kontakt med varandra kan koldioxiden erhållas i en produktström separat från luftens kväve. S.k. Chemical Looping Combustion (CLC) och bränsleceller är exempel på sådana tekniker. [1], [7]

Vid CLC används en fast metalloxid som transporterar syret mellan luftströmmen och bränslet. På bränslesidan erhålls således vatten och koldioxid, vilka separeras från varandra genom kondensation. På oxidantsidan erhålls kväve och restsyre. [1]

Bränsleceller består av två elektroder (anod och katod) och en elektrolyt och de medger elektrokemisk omvandling av ett bränsle till el och värme utan blandning av bränsle och luftströmmen.

En annan möjlig teknik är produktion av vätgas och fast kol från t.ex. metan (kallas på engelska carbon-rejection processes). Det fasta kolet kan därefter användas t.ex. för järnframställning varvid koldioxid bildas. Detta minskar utsläppen från den integrerade processen, som dock är dock dyr och energikrävande. [18]

3 Transport av CO₂

Sedan koldioxiden avskiljts måste den transporteras till det ställe där den ska lagras alternativt användas. Transporten kommer troligen att ske i form av överkritisk koldioxid i högtrycksledningar, eventuellt i kombination med transport som kyld vätska i tankerfartyg. Transport med landfordon är en teoretisk möjlighet som används industriellt i måttlig skala idag, men som troligen får svårt att konkurrera med rörledningar och fartyg på grund av de stora flöden, miljoner ton per år, som blir aktuella vid CO₂-avskiljning. Det bör också observeras att transport med tankerfartyg eller landfordon kan innebära ytterligare konsumtion av fossila bränslen. [7], [19]

Det finns idag ca 310 mil landbaserade rörledningar för CO₂-transport med en sammanlagd kapacitet av 100 Mton/år. Den största delen av dessa rörsystem finns i Nordamerika, där CO₂ används för utökad oljeproduktion. Infrastruktur med havsbaserade olje- och naturgasrörledningar är välutbyggd. Sannolikt kan lediga gasledningar kunna utnyttjas i viss utsträckning även för transport av CO₂, eller ledningsstråken samutnyttjas för nya CO₂-ledningar, till lagringsplatser på land eller under havsbotten. Lagring i havet eller i akvifärer under havets botten kommer att ske på 1000 meters djup eller mer, se vidare avsnitt 4. Detta kommer att ställa stora krav på transporterna. Det finns idag rörledningar som är konstruerade för att transportera gaser och vätskor på 1600 meters djup och studier har påbörjats med ledningar på 3000 meters djup.

Det finns idag tankerfartyg som kan transportera ca 1 500 ton CO₂ [40]. Genom bl a Staoil har design tagits fram för större CO₂-fartyg på ca 20 000 ton [40]. Designen liknar fartyg som transporterar flytande petroleumgas, där fartyg upp till ca 100 000 ton förekommer. [7]

Ett projekt inom IEA GHG har utvecklat en modell för utvärdering av kostnader och prestanda för transmission av energi, CO₂, vätgas m.m. Med hjälp av modellen är det möjligt att utvärdera var rörledningar bör dras och var kraftverk bör placeras i förhållande till t.ex. en naturgaskälla och en ev. lagringsplats för CO₂. Resultat från projektet visar bl.a. att kostnaden för att överföra elektricitet är högre än för transmission av CO₂ respektive naturgas, och i samma storleksordning som kombinerad transmission av både CO₂ och naturgas. Detta innebär att det är bra att placera kraftverk i närheten av elkonsumenter hellre än nära en naturgaskälla. Skillnaden blir dock mindre om CO₂ ska avskiljas och lagras, eftersom detta kräver transport av koldioxiden till lagringsplatsen [19].

3.1 Kvalitetskrav på koldioxid vid transport

Det kanske viktigaste kravet vid transport av CO₂ i rörledningar är att CO₂-strömmen är torr. Om fritt vatten förekommer bildar CO₂ korrosiv kolsyra, och även andra komponenter som i viss halt kan finnas kvar efter CO₂-avskiljningen, t ex SO₂, kan bilda syror med vatten. Erfarenhet från USA har visat att med ett tillräckligt torrt flöde kan ekonomiskt fördelaktigt kolstål (men av hög kvalitet) användas i pipelines under många år [40].

CO₂ som avskiljs från förgasningsanläggningar kan innehålla svavelväte (H₂S), vilket kan orsaka sulfidinducerad spänningssprickbildning och vätgasinducerad sprickbildning. [19]

3.2 Regelverk vid transport av koldioxid

IEA GHG gör i en studie från 2003 bedömningen att befintliga regelverk kring transport av t.ex. naturgas eller koldioxid för andra tillämpningar än lagring skulle kunna användas för framtagande av ett internationellt regelverk anpassat för transport av koldioxid i rörledningar för geologisk lagring [36].

4 Lagring av CO₂

Lagringsplatser för koldioxid, 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 koldioxid ska kunna användas som ett led i minskningen av växthusgasutsläppen. Lagringen måste också kunna göras till rimliga kostnader, vara förenlig med nationella och internationella lagar och konventioner samt vara miljömässigt hållbar.

I detta avsnitt beskrivs bl.a. olika metoder för lagring av koldioxid, säkerhets- och miljöaspekter samt olika internationella konventioner och principer som kan påverka koldioxidlagringen.

4.1 Översikt över möjligheter för lagring av CO₂

Koldioxid kan teoretiskt lagras i fast form, vätskeform, gasform eller bundet i mineral och lagringen kan göras i t.ex. saltvattenakvifärer, olje- och gasfält, kolfyndigheter, i havet, som mineral eller i fast form på land.

Studier utförda inom IEA visar att det finns en stor potential för lagring av CO₂ i saltvattenakvifärer och i djuphavet. I Tabell 4.1 sammanfattas olika uppskattningar av potentialen för koldioxidlagring i olika naturliga reservoarer [7], [11]. De globala antropogena utsläppen motsvarar ungefär 24 Gton CO₂ per år, eller 6,6 Gton av grundämnet kol. Slutsatsen av detta är att den potentiella lagringskapaciteten mycket stor. Det bör dock tilläggas att flera av uppskattningarna, exempelvis för akvifärer, är äldre.

Under år 2004 kommer IEA att utge två reviderade rapporter om lagringspotentialer för akvifärer. Den första rapporten skall gälla Europa, där de största akvifärerna ligger utanför kusterna. Enbart i Nordeuropas kända akvifärer uppskattas att så mycket som 800 Gton CO₂ skulle kunna lagras [11]. Detta kan jämföras med att CO₂-emissionen inom EU uppgår till cirka 3 Gton per år. Den andra rapporten skall gälla Nordamerika, där akvifärerna i stället ligger innanför kusterna och för vilka lagringskapaciteten bedöms vara drygt 2.700 Gton CO₂. En annan kommentar till tabell 4.1 är att lagringsmöjligheterna för Kina och Indien närmast är okända.

Tabell 4.1. Potential för CO₂-lagring i naturliga reservoarer [7], [11]

Lagringsmetod	Global kapacitet
	Gton C (1 Gton C ≈ 3,7 Gton CO ₂)
Havet	10000
Djupa saltvattenakvifärer	100 - 3000
Uttömda olje- och gasfält	100 - 250
Obrytbara kolfyndigheter	10 - 100
Markekosystem	10
Användning	<1 Gton C/år

4.1.1 Lagring i akvifärer

Akvifärer är geologiska formationer som innehåller bräckt eller salt vatten, inneslutet i porös berggrund av karbonater eller sandsten. De är utbredda under kontinenterna liksom under vissa havsbottnar och det är känt att ett flertal akvifärer finns på lämpligt avstånd från större industriella utsläppskällor för koldioxid.

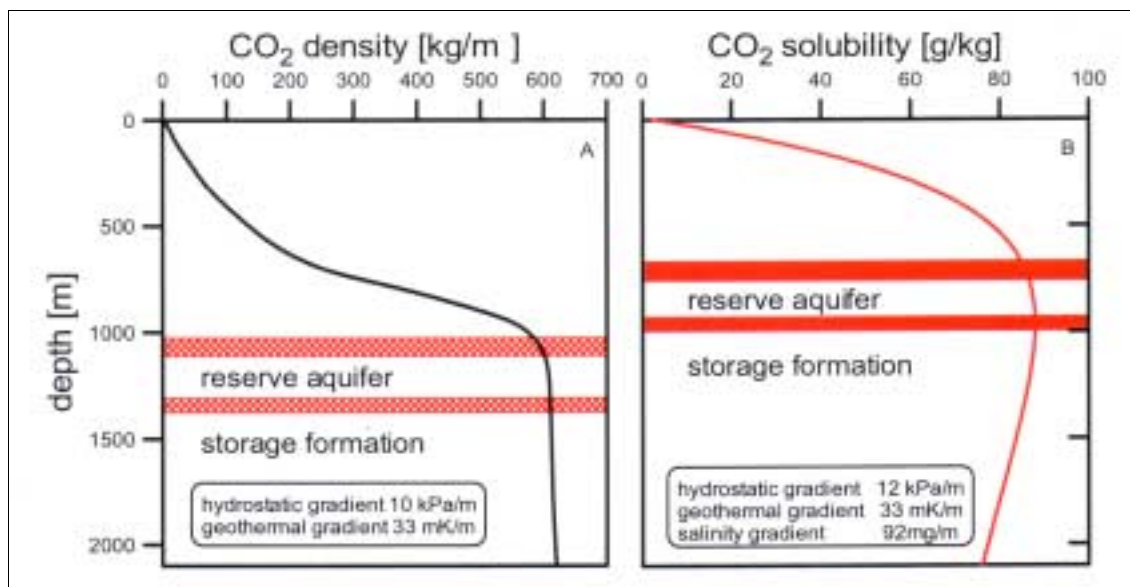
Man brukar skilja på slutna och öppna akvifärer. De slutna akvifärerna är avgränsade från omgivningen genom en tät berggrund. En öppen akvifär har däremot inte några laterala avgränsningar, men är överlagrad av ett skikt som inte medger att koldioxid kan passera genom det.

I en öppen akvifär kan koldioxid injekteras i syfte att fylla hela akvifären eller en avgränsad volym (en så kallad fälla). Fällor kan ha uppkommit genom veckningar och förkastningar av berggrunden eller genom sedimentära inlagringar i berggrunden.

Fördelen med att injektera CO₂ till en avgränsad volym (en s.k. fälla) är den finns under en begränsad yta som kan studeras i detalj och att bedömningar av riskerna för läckage av CO₂ därmed kan göras säkrare.

Beräkningar över lagringskapaciteten i olika akvifärer förutsätter specifik information om permeabilitet, porositet och temperatur. Det är vanligt att en eller flera av dessa parametrar inte är kända. Detta förklarar de stora skillnader som finns mellan olika studier och som utgör underlaget till tabell 4.1.

För att en akvifär ska vara lämplig som lagringsplats för CO₂ krävs således att den överlagrade berggrunden i princip inte är permeabel för CO₂. Vidare måste akvifären bestå av ett poröst material t.ex. sandsten [7], [11]. Det krävs även att akvifären ligger på 1000 meters djup eller mer och därmed att tryck och temperatur ligger inom lämpliga intervall för att minimera risken för läckage [20]. Den språngvisa betydelse som lagringsdjupet har för förvaringen visas i Figur 4.1 och förklaras av att överkritisk CO₂ i mycket ringa grad låter sig komprimeras [21].



Figur 4.1. Koldioxidens variation i densitet (A) respektive löslighet i akvifersvattnet (B) med olika djup för typiska tryck- och temperaturförhållanden i den s.k. Nordtyska Bassängen. [21]

Koldioxid, som pumpas ned i en akvifär i överkritiskt tillstånd, blandas mycket långsamt med vattnet i akvifären - troligen genom vätske-vätskediffusion. Därmed kommer koldioxiden under hundratals år att utgöra en separat vätska. Den lösta koldioxiden kan i sin tur reagera med mineraler i akvifären och därmed bilda karbonater. Den koldioxid som deltar i karbonatbildning kommer att bli i princip permanent lagrad i akvifären [11]. Karbonatbildningen verkar leda till att akvifären blir tätare genom att porositeten och permeabiliteten minskar [22].

I en studie genomförd av Vattenfall Utveckling 1997, undersöktes tillgången på lämpliga akvifärer i delar av Skåne och Östersjön [20]. Det visade sig finnas två akvifärer som skulle kunna lämpa sig för koldioxidlagring. Den ena sträcker sig från sydvästra Skåne och bort mot Danmark och Tyskland (Arnagergrönsand), medan den andra finns sydost om Gotland och bort mot Kaliningrad (Deimenaformationen). Det är dock tveksamt om den senare akvifären till någon del ligger innanför Sveriges territorialgräns. Den totala lagringskapaciteten i den förstnämnda akvifären uppges vara cirka 10 Gton CO₂, varav cirka 3,5 Gton CO₂ skulle kunna lagras under Skåne. Hur denna volymberäkning gjorts framgår inte närmare av rapporten och tills vidare måste därför uppgiften tas med viss reservation. *Enligt redovisningar vid ett KVA-seminarium 2003-12-02 är det knappast troligt att ytterligare akvifärer finns inom Sverige, då större delen av Sverige består av urberg. Vid detta seminarium nämndes också att det finns ett antal förkastningssprickor inom den "skånska" akvifären som måste utredas närmare innan man kan avgöra om den är lämplig som lagringsplats för CO₂.*

Avskiljning och lagring av koldioxid i en saltvattenakvifär (Utsira) tillämpas i stor skala sedan 1996 i Norge vid gasfältet Sleipner. Försöken vid Utsira är väl dokumenterade i öppen litteratur och hittills rapporteras mycket god överensstämmelse mellan modeller och seismiska prover när det gäller koldioxidens spridning inom akvifären. De bedöm-

ningar som gjorts över akvifärens lagringskapacitet säger att den är stor nog för att lagra all CO₂ från Europas kraftproduktion under 200 - 300 år.

I Danmark har åtta kända mindre akvifärer på intressanta djup identifierats. Deras lagringskapacitet bedöms sammanlagt vara 10 Gton CO₂. Detta svarar mot 150 års lagring av Danmarks hela fossila CO₂-emission eller mer än 400 års utsläpp från den nuvarande elproduktionen.

I Tyskland finns ett stort antal akvifärer som antas vara lämpade för lagring av koldioxid. Den största anses vara den så kallade Nordtyska Bassängen som har förgreningar till östra England och Polen. Hur stor lagringskapaciteten i praktiken är i de tyska akvifärerna är dock inte närmare känt.

I övrigt kan nämnas att studier över djupa akvifärens lagringsmöjligheter också pågår i södra England, i Holland, i Belgien och i norra Frankrike.

Vid konferensen 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, som genomfördes i Kyoto, Japan, den 1-4 oktober 2002, var det tydligt att trenden idag går mot lagring i akvifärer och att koldioxiden lämpligen lagras i överkritiskt tillstånd, dvs. vid partialtryck > 74 bar och temperatur > 31°C.

4.1.2 Lagring i gas- och oljefält

Olje- och gasfält består av porösa bergarter täckta av ogenomtränglig berggrund. När de börjar närma sig slutet på sin ekonomiska livslängd som olje- eller gaskällor kan de utgöra lagringsplatser för koldioxid. Enligt studier utförda inom IEA GHG har detta lagringssätt fördelar såsom låga exploateringskostnader, välkänd geologi, att viss utrustning från olje- respektive gasutvinningen kan återanvändas och att CO₂-lagringen leder till ökad utvinning av exempelvis olja.

Utöver ovan nämnda fördelar nämns att sådana olje- och gasfält visat sig vara täta i åtskilliga miljoner år och att de därför har förmåga att lagra koldioxid. Vid konferensen 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, ifrågasattes dock detta, bl.a. av följande skäl:

- Trycksänkningar i samband med att gas och olja utvunnits kan ha medfört att berggrunden ovanför fyndigheten sjunkit och att sprickor då bildats.
- Tillförsel av koldioxid återskapar ett övertryck varvid berggrunden "reser på sig" med risk för att sprickor också bildas i dess övre del.
- Gas- och oljefält kan ha ett stort antal gamla borrhål vars täthet inte går att garantera.

Normalt utvinns inte en reservoars oljeförråd fullt ut. Tillförsel av koldioxid till oljefält kan öka utvinningen av olja med 10-15% och även sänka kostnaderna för oljeutvinningen [11]. Den ekonomiska nyttan har för ett projekt i västra Kanada uppskattas vara upp till \$ 33 per ton CO₂. Tekniken är etablerad och kallas Enhanced Oil Recovery (EOR). Detta är den idag vanligaste metoden att lagra CO₂. På motsvarande sätt studeras även möjligheten att öka utvinningen av gas (EGR = enhanced gas recovery) genom injektion

av koldioxid [23]. Detta tillämpas idag inte, men simuleringar visar att metanutbytet bör kunna öka något.

EOR-projekt finns t.ex. i USA där ca 33 miljoner ton CO₂ per år används på detta sätt. Det finns även kanadensiska och turkiska EOR-projekt. Den koldioxid som används i EOR-projekt kommer vanligtvis från naturliga koldioxidkällor och mer sällan handlar det om koldioxid som avskiljts från t.ex. naturgasanläggningar. I sådana fall resulterar EOR-projekt inte i någon nettominskning av koldioxidutsläpp, eftersom den innebär att mer olja kan utvinnas och förbrännas [7]. Däremot skulle resonemanget bli annorlunda om koldioxiden skulle avskiljas vid förbränning av oljan och därefter lagras i oljefältet.

De studier som gjorts i Tyskland över möjligheterna att lagra koldioxid i naturgasområden tyder på att denna utväg endast har en bråkdel av den potential som finns hos de djupa akvifererna.

4.1.3 Lagring i obrytbara kolfyndigheter

Koldioxid kan lagras i obrytbara kolfyndigheter där den adsorberas på kolet och därmed lagras permanent. En annan effekt av koldioxidlagring på detta sätt är att metan, som naturligt finns i kolreservoarer, kan utvinnas. Denna metod liknar EOR och kallas Enhanced Coal Bed Methane (ECBM). Kol kan adsorbiera ungefär dubbelt så mycket koldioxid som metan. Om den utvunna metanen förbränns och den bildade koldioxiden åter tillförs kollagret, resulterar metoden inte i något nettoutsläpp av CO₂. [24], [7]

Det finns ett ECBM-projekt i New Mexico, USA, vilket hittills resulterat i att 100 000 ton CO₂ injicerats. I USA pågår även ett fältförsök med utökad metanutvinning genom tillförsel av koldioxid och kvävgas.

Mekanismen vid ECBM är att koldioxiden och/eller kvävgasen sänker metanets partialtryck så att metan kan desorberas utan att trycket i reservoaren behöver sänkas.

4.1.4 Lagring i havet

De stora oceanerna utgör en enorm naturlig koldioxidsänka som tar upp 2 Gton C per år. Det finns också en mycket stor potential för lagring av koldioxid. Enligt IEA:s bedömning skulle lagring av koldioxid från förbränning av alla kända fossilbränslereservoarer endast höja havets halt av löst oorganiskt kol med 10%. Globala modelleringar visar att koldioxid som tillförs havet på ett djup större än 1000 meter, kan isoleras från atmosfären i upp till 1000 år. [25]

Två potentiella metoder för att lagra koldioxid i havet anses möjliga. Den ena innebär att koldioxid från stora industriella punktkällor avskiljs och därefter tillförs havet på stora djup. Den andra möjligheten är att tillföra näringsämnen till havet på så sätt att dess upptagningsförmåga för CO₂ ökar. Den senare metoden är förknippad med stora osäkerheter, varvid fokus har riktats mot avskiljning och tillförsel av CO₂ till havet. [25] *En utvärdering, som nyligen gjorts över möjligheterna till ökat CO₂-upptag genom tillsats av järnsalter till havsvatten, visar att en positiv effekt bara förelåg till en början*

när järn var ett bristämne. Därefter visade det sig att koldioxidupptaget kom att begränsas av andra ämnen.

På medellång sikt skulle lagring i havet kunna göras på djup omkring 1500 meter och genom upplösning och dispersion av CO₂ i vattnet. På längre sikt är det möjligt att pumpa ner koldioxiden ner till djup större än 3000 meter. Under dessa betingelser skulle koldioxiden kunna förvaras i flytande form och bilda en form av koldioxidsjö på botten, vilket skulle leda till längre förvaringstider [25].

Möjligheten att lagra koldioxiden i fast form i havet studeras också. Eftersom fast koldioxid har ca 50% högre densitet än vatten, så skulle den sjunka av sig själv. En idé är att forma den fasta koldioxiden som koner, vilka skulle kunna skjutas ner som projektiler i havsbotten. Metoden att lagra koldioxid i fast form är dyr och försedd med logistiska problem. [25]

Lagring i havet är förknippat med osäkerheter kring bl.a. påverkan på den marina miljön och möjligheten att övervaka lagringsplatsen. Dessutom är det svårt att på förhand bedöma huruvida koldioxiden verkligen stannar kvar i havet under önskad tid och inte återgår till luften.

4.1.5 Övriga lagringsmöjligheter

Fler andra lagringsmetoder har diskuterats. Inga av dessa har dock ännu visat sig vara ekonomiskt konkurrenskraftiga jämfört med de som nämnts ovan. Här följer en kort beskrivning av några övriga metoder.

Växande skog tar upp koldioxid och skulle därför kunna utnyttjas för CO₂-lagring, genom underhåll eller plantering av ny skog. En annan möjlighet, som skogsmark i bl. a. Sverige kan tänkas erbjuda, är att nedbrytningen av fallförnan går så långsamt att marken netto tillförs kol. Detta har tidigare framhållits som en möjlighet och var en hypotes i det MISTRA-stödda projektet LUSTRA när det startade 1999. Den forskning som projektet därefter bedrivit har till stor del kullkastat nämnda hypotes och vid en presentation år 2002 [26] gavs följande bild för Sverige:

- Fast skogsmark är en kolsänka på $3 \pm 1,5$ Mton/år eller $11 \pm 5,5$ Mton CO₂/år.
- Dikad skogsmark avger en kolmängd på cirka 4 Mton/år med en okänd osäkerhet.
- Den inlagring som sker i humuslagret inte är fullt stabil utan omsätts på en tid av 100 – 200 år, medan inlagringen i mineraljorden är mer beständig och har en nedbrytningstid på cirka 2000 år.

Det finns också en risk för att den i skogsmarken och idet växande beståndet inlagrade koldioxiden emitteras till atmosfären, t.ex. vid naturliga skogsbränder. [27]

Lagring underjordiska saltgruvor diskuteras, men anses inte utgöra någon stor lagringspotential.

I Finland pågår experiment med att binda koldioxid i magnesiumsilikatmineral. Vid processen bildas förutom magnesiumkarbonat även kvarts (kisel-dioxid, SiO₂) [17]. Vid mineraliseringen frigörs energi. Det krävs dock stora mängder mineral att reagera koldioxiden med, varför metoden blir dyr jämfört med t.ex. lagring i akvifärer. Metodens praktiska tillämpning kan ifrågasättas, eftersom restproduktmängden gissningsvis blir omkring fem ton avfall för varje ton koldioxid som avskiljs. I områden med riklig tillgång till magnesiumsilikatmineral, t.ex. norra Skandinavien, kan det dock vara intressant.

4.2 Säkerhets- och miljöaspekter vid CO₂-lagring

Viktiga frågor som måste lösas innan CO₂-lagring kan börja tillämpas i större skala är miljöeffekter, risker för läckage samt eventuella politiska och legala hinder.

När det gäller lagring i akvifärer behövs mer information om deras förmåga att förvara koldioxiden under tillräckligt långa tidsperioder. Eftersom koldioxid är tyngre än luft och dessutom kvävande, är det viktigt att försäkra sig om att koldioxid som lagras i en akvifär inte plötsligt kan läcka ut i stora mängder. Särskilt allvarliga konsekvenserna bli om större utsläpp av lagrad CO₂ skulle inträffa t.ex. orsakat av seismisk aktivitet. Mindre och långsamma läckage bör inte innebära någon säkerhetsrisk, men dock att den önskade reduktionen av koldioxidutsläpp 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. Det kan också leda till konflikter mellan länder som ”delar” en och samma akvifär. Om koldioxiden löser sig i akvifärvattnet kan den lättare förflyttas inom akvifären. Studier visar dock på mycket långsam inlösning av koldioxid i akvifärernas vatten. Lösningen av koldioxiden i vattnet är specifik för varje reservoar och är beroende av bl.a. tryck, temperatur och vattenkemi [28].

Lagring av koldioxid i uttömda gas- och oljefält nämns ofta som en säker metod ur tätt-hetssynpunkt. Denna hypotes har emellertid nu blivit ifrågasatt vilket redovisats under punkt 4.1.2.

Tillförsel av koldioxid till havet leder till att havets pH sänks, vilket påverkar den marina miljön. Det är också uppenbart att lagring av CO₂ i flytande form på havsbotten kan ha påverkan på djuphavsorganismer. Det är tveksamt om dessa aspekter kommer att kunna säkerställas så att lagring i havet kan tillämpas i stor skala. Laglig, politisk och allmän acceptans är också ett viktigt område. [25]

4.3 Internationella konventioner och direktiv

Det finns idag ett antal internationella konventioner, däribland Londonkonventionen, Oslo- och Pariskonventionerna (OSPAR), Helsingforskonventionen samt FN:s havsrättskonvention som med nuvarande innehåll skulle kunna sätta stopp för lagring av CO₂ i havet samt i akvifärer under havsbotten. Av dessa anses Londonkonventionen och OSPAR vara de som kan ha störst inverkan på möjligheten att lagra koldioxid. Konventionerna antogs dock innan diskussionerna hade kommit igång om avskiljning och lag-

ring av koldioxid som en tänkbar väg för att minska utsläppen av växthusgaser. Om det visar sig att konventionerna blir ett stort hinder för att motverka detta syfte är det troligt att frågan om en ändring av konventionerna väcks.

IEA har också studerat europeiska direktiv med möjlig påverkan på möjligheten att lagra koldioxid. Slutsatserna från denna studie är att nu gällande EU-direktiv inte utgör något hinder för lagring av koldioxid i havet eller under havsbotten under förutsättning att koldioxiden är fri från föroreningar. Det förekommer dock krav i några av dessa direktiv som måste tas hänsyn till vid praktisk implementering av koldioxidlagring. Detta gäller t.ex. krav på noggrann bedömning av möjliga miljökonsekvenser [34].

Ett tänkbart hinder för lagring av koldioxid är den s.k. försiktighetsprincipen, som innebär att försiktighetsmått ska vidtas så snart det kan finnas skäl att anta att en verksamhet eller åtgärd kan medföra skada eller olägenhet för människors hälsa eller miljön. Tolkningen av försiktighetsprincipen varierar dock och inom EU har Parlamentet uttalat sig på följande sätt. ”Enligt kommissionen kan försiktighetsprincipen användas när de potentiellt skadliga effekterna av en företeelse, en produkt eller en process har identifierats genom en vetenskaplig och objektiv bedömning, men denna bedömning inte gör det möjligt att fastställa risken med tillräcklig säkerhet. Användningen av principen ingår alltså i den övergripande riskanalysen (som förutom riskbedömning består av riskhantering och riskkommunikation) och särskilt i samband med riskhantering och beslutsfattande.” Och senare ”Användningen av försiktighetsprincipen är endast motiverad när de tre föregående villkoren – identifiering av potentiellt negativa effekter, bedömning av tillgängliga vetenskapliga belägg och omfattningen av vetenskaplig osäkerhet – har uppfyllts”. Enligt dessa riktlinjer krävs alltså att de skadliga effekterna är identifierade, det vill säga att blotta möjligheten av okända effekter inte räcker.

Andra hinder kan vara av rättlig karaktär mellan olika länder, såsom hur länder som har en gemensam akvifär ska göra upp med varandra, vem som är ansvarig för koldioxiden om den flyttar sig från ett ställe till ett annat i akvifären eller vem betalar för lagringen.

4.3.1 Londonkonventionen

Londonkonventionen från 1972 är en global överenskommelse med syfte att förhindra dumpning i havet av material och industriellt avfall. En s.k. ”reverse list” med ämnen eller ämnesgrupper som undantas från reglerna finns med i konventionen.

Londonkonventionen innebär troligen hårda restriktioner mot lagring av CO₂ i havet och under havsbotten och det skulle sannolikt inte vara lätt att hävda att CO₂ från fossileldade kraftverks rökgaser inte utgör ett industriellt avfall. Ett tänkbart sätt att få lagring under havsbotten tillåten enligt Londonkonventionen skulle kunna vara genom konventionens undantag från dumpning, dvs. genom att anse att placeringen av koldioxiden till havs sker av annat skäl än ren kvittblivning. En annan möjlig väg skulle kunna vara att hävda att lagringen under havsbotten sker med intentionen att just lagra koldioxiden, dvs. att koldioxiden någon gång i framtiden skulle tas upp igen. På detta sätt skulle lagringen möjligen kunna klassas som ”emplacement” [34].

4.3.2 OSPAR

OSPAR från 1992 är en sammanslagning av Oslokonventionen från 1972 och Pariskonventionen från 1974. OSPAR trädde i kraft 1998 och reglerar all påverkan på den marina miljön i Nordostatlanten, Nordsjön, Skagerack och Kattegatt. Konventionen förbjuder förbränning av farligt avfall till havs, dumpning av avfall och andra ämnen från fartyg och havsbaserade anläggningar samt utsläpp från landbaserade föroreningskällor. Även OSPAR innehåller en s.k. "reverse list" med ämnen och ämnesgrupper som undantas från konventionens regler.

Konventionen förbjuder sålunda dumpning av avfall och andra ämnen från fartyg och havsbaserade anläggningar. Detta gäller dock inte utsläpp från havsbaserade källor. Detta innebär att om det skulle vara möjligt att klassa lagringen som ett utsläpp skulle det kunna tillåtas enligt OSPAR-konventionen.

Lagring av koldioxid från landbaserade källor via transport i rörledningar bör inte utgöra något problem enligt en rapport utgiven av OSPAR-kommissionen själv. Som kuriosum kan nämnas att OSPAR-kommissionen i samma rapport reflekterar över möjligheten att klassa koldioxid som "organiskt material av naturlig härkomst" för att möjliggöra lagring av koldioxid eftersom sådana ämnen finns med i listan över ämnen som undantas från konventionen. Koldioxid är dock per definition inte ett organiskt ämne, så det är knappast sannolikt att detta skulle lyckas [34].

4.3.3 Helsingforskonventionen

Helsingforskonventionen från 1974 berör Östersjöländerna (Danmark, Estland, Lettland, Litauen, Finland, Tyskland, Polen, Ryssland och Sverige) och är ett samarbete för att skydda Östersjöns marina miljö. HELCOM är konventionens gemensamma verkställande organ. Konventionen är tänkt att skydda den marina miljön från all slags miljöförstöring, dvs. från land, båtar och även flygtrafik.

I sin nuvarande utformning förefaller det inte som att Helsingforskonventionen kan utgöra något hinder för injektering av koldioxid via en rörledning under havsbotten, medan lagring i havsmassan troligen inte kan accepteras. Helsingforskonventionen skiljer sig från andra konventioner genom att den tillåter att tester utförs, under förutsättning att de parter som signerat konventionen givit sitt medgivande för projektet [34].

4.3.4 Havsrättskonventionen

Havsrättskonventionen om skydd av havet (UN Convention on the Law of the Sea, UNCLOS) från 1982, ställer krav på samtliga kustländer att de ska bevaka och reglera utsläpp från rörledningar. Lagring av CO₂ i havsvatten förbjuds inte enligt UNCLOS, men ska föregås av demonstration att tekniken är acceptabel för miljön. Lagring under havsbotten regleras inte heller, men om koldioxiden anses vara avfall ska det behandlas som dumpning. Om det däremot är tänkt att koldioxiden lagras endast under en begränsad tid för framtida återupptagning, ska lagringen klassas inte som dumpning. UNCLOS föreskriver vidare att föroreningar inte ska förflyttas från ett ställe till ett annat (t.ex. från luften till vattnet).

4.4 Regelverk för lagring av koldioxid

Det finns idag inga regelverk kring geologisk lagring av koldioxid. IEA GHG har låtit genomföra en studie av hinder för implementering av koldioxidavskiljning och lagring där just avsaknaden av regelverk pekas ut som ett viktigt hinder [36]. Bristerna avser främst övervakningsaspekter, regler kring lagringsplatser som inte längre används samt drifts- och underhållsfrågor. I rapporten som utgavs 2003 ges förslag på vad riktlinjer för geologisk lagring skulle kunna omfatta:

- Teknisk översyn av lagringsplatsen
- Övervakning av lagringsplatsen
- Övergivande av lagringsplats
- Uppdatering av guidelines då ny kunskap och information kommer fram

4.5 Samlagring av andra gaser med koldioxid

Möjligheten att vid lagring av koldioxid även lagra andra gaser, såsom svaveldioxid, svavelväte och kväveoxider diskuteras idag alltmer. Samlagring av svavelväte (H_2S) och koldioxid i samband med utökad oljeutvinning (EOR) pågår idag vid Weyburnfältet i Kanada, se även avsnitt 2.3 [35]. I Kanada pågår också ett 40-tal mindre projekt där koldioxid och svavelväte (och ibland även låga halter av svaveldioxid) injekteras tillsammans [37]. I ungefär hälften av dessa fall injekteras gasen i saltvattenakviferer och hälften i uttömda olje-/gasfält. Gaserna kommer huvudsakligen från rening av naturgas som innehåller för höga halter koldioxid, svavelväte och/eller svaveldioxid. Fram till början av 1990-talet brukade gaserna förbrännas och släppas ut i atmosfären, vilket, enbart i Alberta i Kanada, gav upphov till årliga utsläpp av 0,3 Mton SO_2 och 6 Mton CO_2 . 1989 startade det första projektet med injektering av koldioxid och svavelväte och år 2000 injekterades 0,26 Mton koldioxid och 0,2 Mton svavelväte. Samlagring av svavelväte med koldioxid kan komma att bli intressant om kolförgasning (IGCC) börjar tillämpas i stor utsträckning för avskiljning av koldioxid. Vid transport och lagring av svavelväte måste hänsyn tas till eventuell påverkan på rörledningar samt säkerhets-, hälso- och miljöaspekter eftersom H_2S är reaktiv och toxisk. Korrosion på rörledningar av stål kan undvikas om gasen är ordentligt avfuktad. [37]

Samlagring av svaveldioxid och koldioxid framstår som attraktivt särskilt vid O_2/CO_2 -förbränning då den separata svavelreningen skulle kunna undvikas samtidigt som SO_2 -utsläppen skulle bli mycket låga. När det gäller MEA-absorption är situationen annorlunda. Svaveldioxiden påverkar MEA-processen negativt och för att undvika problem måste svavelreningen drivas längre än t.ex. kravet enligt EG-direktivet om stora förbränningsanläggningar³. Detta kan visserligen resultera i att de enskilda anläggningarna sänker sina SO_2 -utsläpp, men möjligheten att lagra svaveldioxiden är begränsad.

Vid transport av SO_2 måste hänsyn tas till eventuell påverkan på rörledningar genom korrosion samt den möjliga påverkan av SO_2 på lagringsplatsen. Avgörande för möjlig-

³ Max 10 ppm krävs uppskattningsvis för att undvika problem i MEA-processen. Enligt EG-direktivet om stora förbränningsanläggningar är kravet på kolförbränningsanläggningar större än 500 MW_{th} max 400 mg SO_2/Nm^3 , vilket motsvarar 140 ppm. För mindre anläggningar är kravet lägre.

heterna att samlagra CO_2 och SO_2 är de eventuella långsiktiga konsekvenserna. Elforsk har inte lyckats att finna någon litteratur som är vägledande i detta sammanhang. En hypotes skulle kunna vara att svaveldioxiden löser sig i akvifärens vatten och därefter omsätter sig med lösta och fasta karbonater under bildning av koldioxid och sulfidjoner. Konsekvensen av en sådan reaktion är att vattnet i akvifären tillförs en marginellt större mängd koldioxid än om inte en samlagring ägt rum, men att detta förhållande inte ändrar de väsentliga förutsättningarna för en lyckad CO_2 -lagring.

4.6 Standard för lagring

Inom Europa finns en standard för lagring av gas – European Gas Storage regulations, EN 1918-1 – som började gälla i februari 1998. I dess första del ges funktionella rekommendationer för lagring i akvifärer.

4.7 Modellering och övervakning

Övervakningen av en lagringsplats är mycket viktig för att försäkra sig om att den är säker och pålitlig. Ett bra verktyg för detta är modeller och simuleringar samt verifieringar av dessa. Modeller är också bra hjälpmedel för att kunna välja vilka lagringsplatser som bör komma ifråga.

När det gäller lagring i geologiska formationer såsom akvifärer, bör de valda övervakningsmetoderna kunna ge svar på bl.a. vad som sker i lagringsplatsen, hur fri CO_2 migrerar och diffunderar i akvifären, hur snabbt och hur mycket CO_2 som diffunderar genom berggrunden, hur snabbt och hur mycket CO_2 som kommer att lösa sig i formationens vatten, hur mycket CO_2 som kommer att reagera med berggrunden samt om det är något vätskeflöde i reservoaren. [28]

Intressanta parametrar att mäta är bl.a. injicerade volymer av koldioxid, tryck i lagringsplatsen och i närliggande formationer, mättnadsgrad vid injiceringspunkten, kemisk sammansättning hos vattnet i en akvifär m.m. Det finns olika metoder som kan användas för övervakningen. Seismiska metoder, geokemisk analys och tillsats av ämnen som kan spåras är vanligt använda. De stora olje- och gasbolagen har länge använt sig av seismiska metoder, loggning av reservoaren och simuleringsverktyg för att spåra gasflöden i underjordiska reservoarer. Teknikerna är beprövade även inom olika EOR-projekt, men det finns fortfarande ett behov av att utveckla metoderna och anpassa dem till just lagring av koldioxid.

SACS-projektet (Saline Aquifer CO_2 Storage) vid Sleipnerfältet i Nordsjön använder seismiska mätningar för övervakning av koldioxidlagringen i Utsiraakvifären. 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 i akvifären, medan utbredningen på längre sikt (5 år eller mer) främst verkar vara beroende av topografin i akvifärens tak samt koldioxidens horisontella permeabilitet. [29]

Ett EOR-projekt i det kanadensiska Weyburnfältet övervakas med hjälp av bl.a. seismiska metoder och geokemiska metoder. Både mer vanligt förekommande ämnen, spår-

ämnen och en del radioaktiva isotoper mäts. 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.

4.8 Sammanfattning koldioxidlagring

I Tabell 4.2 sammanfattas för- och nackdelar med olika lagringstekniker för CO₂, enligt rapporteringen från ett seminarium inom IEA GHG [30].

Tabell 4.2. För- och nackdelar för olika lagringsmetoder för CO₂ [30]

Lagring	Fördelar	Nackdelar
Gasfält	Beprövat gastät berggrund, låga exploateringskostnader, välkänd geologi	Risk för läckage från sprickor och äldre borrhål, licenskonflikt?
Oljefält	Beprövat tät berggrund, EOR möjligt, låga exploateringskostnader, välkänd geologi	Risk för läckage från sprickor och äldre borrhål, licenskonflikt?
Slutna akvifärer	Naturliga analogier inger trygghet om att dessa bör vara täta, många möjligheter	Tätheten måste bevisas, viktigt att ta hänsyn till föroreningars eventuella effekt på tätheten
Obeogränsade akvifärer	Stora volymer finns tillgängliga	Utan lateral begränsning kan CO ₂ röra sig stora sträckor och möjligen förorena grundvatten etc., kommer att kräva godkännande och överenskommelser mellan regeringar för de länder som akvifären utbreder sig under
Kolskikt	Potential för ECBM	Begränsad lagringspotential
Gamla kolfyndigheter		Låg potentiell lagringsvolym, risk för läckage
Havet	Visats sig vara jordbävningssäkert	Okända konsekvenser av CO ₂ -lagring

5 Användning av koldioxid

Den avskiljda koldioxiden kan också användas istället för att lagras. Användningsområden kan vara råvara för produktion av livsmedel, kemikalier, vid fiskodlingar och växthus, upptag i alger eller grödor t.ex. för produktion av biobränslen eller användning inom cellulosaindustrin för utfällning av lignin ur svartlut. Arbete kring det senare alternativet pågår inom STFI och Bäckhammars pappersbruk.

Möjliga användningsområden för kol som avskiljts i fast form (från s.k. carbon rejection processes) är t.ex. järnframställning. Efterfrågan är dock betydligt mindre än potentiella produktionen genom denna process. Metoden är dessutom energikrävande och förknippad med höga kostnader. [31]

Efterfrågan på koldioxid för den användning som beskrivs i detta avsnitt är betydligt lägre än tillgången. IEA bedömer att den globala potentialen för användning av CO₂ är mindre än 1 Gton C per år (motsvarar knappt 4 Gton CO₂ per år).

6 Exempel på nordeuropeiska initiativ

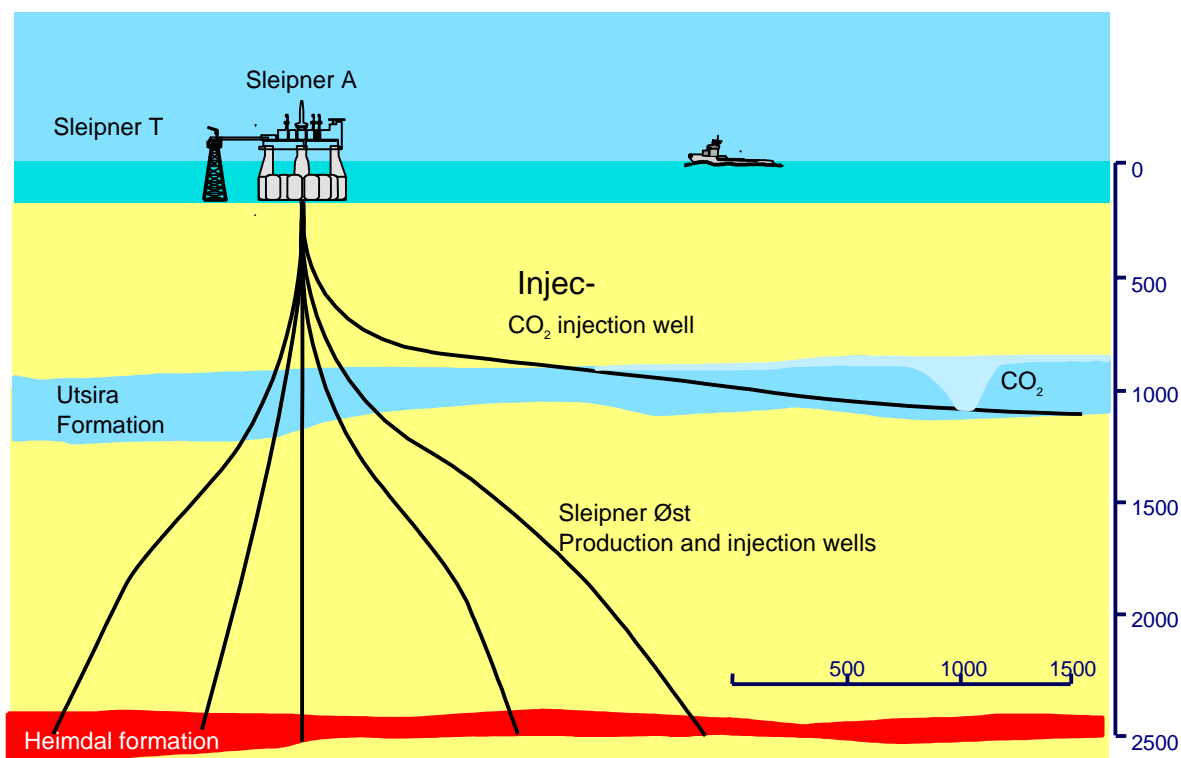
I detta avsnitt beskrivs kortfattat några av de större projekt som pågått, pågår eller planeras kring avskiljning och lagring av koldioxid i Nordeuropa. Flera av projekten har ännu inte avslutats och det har därför varit svårt att få tillgång till resultat att redovisa.

6.1 Avskiljning och lagring av koldioxid vid Sleipnerfältet i Nordsjön

Avskiljning och lagring av koldioxid tillämpas i stor skala sedan 1996 vid gasfältet Sleipner i Nordsjön utanför Norges kust. Vid sidan av EOR-projekt är projektet vid Sleipner världens första att demonstrera koldioxidavskiljning och -lagring.

Naturgasen i Sleipnerfältet har en CO₂-halt på ca 9%, medan leveranskravet är max 2,5%. Detta gör det nödvändigt att avskilja koldioxid. Den skatt på koldioxidutsläpp, som finns i Norge, bidrar till att göra avskiljningen och lagringen lönsam. I anläggningen avskiljs koldioxiden genom MEA-absorption i två 20 meter höga absorptionskolonner. Ca 1 miljon ton CO₂ per år avskiljs, vilket motsvarar 3% av Norges årliga CO₂-utsläpp [4], [28].

Koldioxiden pumpas därefter ner i en akvifär i den s.k. Utsiraformationen. Akvifären ligger på ett djup av ca 800 meter under havsbotten eller ca 1000 meter under havsytan, se Figur 6.1 och uppskattas kunna lagra 6-700 Gton CO₂, vilket motsvarar all CO₂ från Europas kraftproduktion under 200 - 300 år. Initiativet till projektet kommer från Statoil som också driver verksamheten. [4]



Figur 6.1. Sleipnerfältet och akvifären i Utsiraformationen (källa: Statoil). Siffrorna anger sträcka i meter.

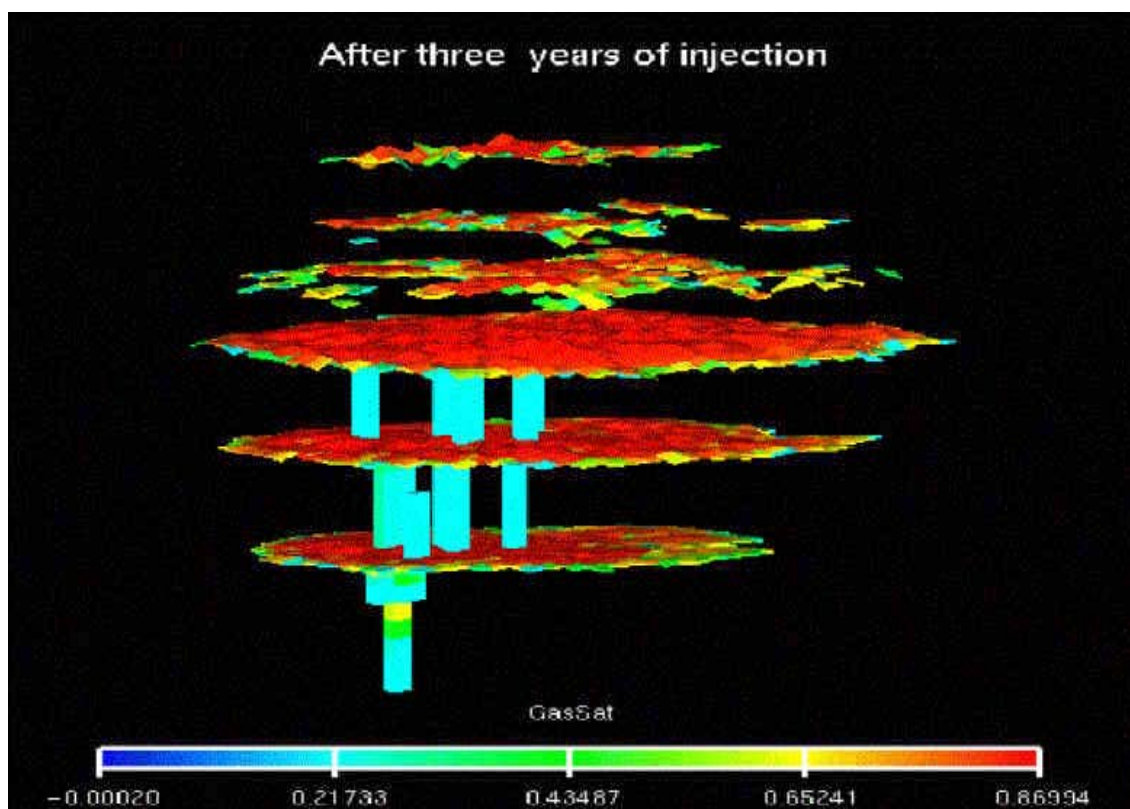
6.1.1 SACS-projektet: utvärdering av injekteringen vid Sleipnerfältet

Vid Sleipnerfältet har ett projekt kring övervakning och forskning av koldioxidlagringen genomförts. Projektet kallas SACS (Saline Aquifer CO₂ Storage) och avslutades i december 2003 [38]. I SACS-projektet deltog förutom Statoil bl.a. Vattenfall, Norsk Hydro och BP. Projektet utfördes i nära samarbete med IEA GHG som skötte mycket av de internationella kontakterna, seminarier etc. Målen med SACS-projektet var:

- att kontrollera under vilka omständigheter CO₂-lagring i en akvifär är säker och pålitlig
- att validera modeller för geologi, geokemi, geofysik och reservoarverktyg
- att initiera ny FoU relaterad till ovanstående punkter
- att utveckla en "Manual for Good Practice"

Visionen var att utveckla en koldioxidfri användning av fossila bränslen.

Innan SACS-projektets första utvärderingsperiod (1 november 1998 t.o.m. 31 december 1999) startade hade möjligheten att detektera CO₂-bubblan i akvifären ifrågasatts, eftersom skillnaden i densitet mellan vatten och flytande koldioxid ansågs vara för liten. Utvärderingen visade dock att det var möjligt att detektera och studera koldioxidens utbredning i akvifären, bl.a. med hjälp av repeterande seismiska mätmetoder. I Figur 6.2 visas simuleringar över hur koldioxiden fördelats tre år efter det att den börjat att injekteras [32].



Figur 6.2. Simulerad bild över CO₂ i Utsiraakvifären efter tre år. (källa: Statoil, SINTEF)

Inom SACS-projektet utvärderades också några andra övervakningsmetoder, såsom multikomponent seismisk övervakning, gravitationsövervakning och mikroseismisk övervakning.

Som avslutning på SACS-projektet framtogs en s.k. "Best Practise Manual", vilken publicerades i en IEA-rapport under 2003 [38]. Manualen omfattar följande avsnitt, vilka beskrivs i det efterföljande:

- *Karakterisering av reservoaren och berggrunden*
- *Övervakning av injekteringsprocessen*
- *Simulering av reservoaren*
- *Geokemisk karakterisering*

I manualen ges rekommendationen att varje injekteringsprojekt bör föregås av en noggrann och detaljerad karakterisering av lagringsplatsen och det täckande berggrundsskiktet. Karakteriseringen bör utföras både i lokal och regional skala och bör omfatta bestämning av struktur och stratigrafi både inuti och utanför lagringsplatsen samt fysikaliska egenskaper. Detta avser identifiering av eventuella sprickor i reservoaren och det täckande skiktet, bestämning av reservoarens porositet och permeabilitet, bedömning av den totala lagringskapaciteten, uppskattning av det naturliga flödet inuti reservoaren samt bedömning av möjliga geomekaniska konsekvenser av injekteringen. [38]

Vidare rekommenderas att varje injekteringsprojekt föregås av simuleringar av lagringsplatsen för att kunna förutsäga hur mycket koldioxid som kan injekteras totalt och per tidsenhet, tryckförändringen vid injektering, trolig förflyttning av koldioxiden inom reservoaren och potentialen för inlösning av koldioxid i vattnet. [38]

Slutligen sägs att det är väsentligt med god kännedom om lagringsplatsens geokemi för att kunna bedöma de eventuella kemiska reaktioner som kan inträffa efter injekteringen av koldioxid. Detta kräver att geokemin i den omgivande berggrunden och i porvattnet undersöks både före under och efter injekteringsperioden. SACS-projektet drar slutsatsen att sådana studier skall bygga på analyser av borrhoprover. Resultaten från SACS visar att Utsiraformationen endast i mycket begränsad omfattning reagerat med koldioxiden. De reaktioner som har förekommit har huvudsakligen varit med karbonater. [38]

SACS-projektet har endast gjort bedömningar utifrån lagring i havsbaserade formationer. Vid lagring i landbaserade geologiska formationer kan risken för kontaminering av närliggande sötvattenakviferer behöva utredas. [38]

Ett område som inte täckts in i SACS-projektet är riskbedömning. I uppföljningsprojektet till SACS – CO2STORE – ingår följaktligt riskbedömningar. Se vidare under punkten 6.3. [38]

6.2 Avskiljning och lagring av koldioxid vid Snøhvitfältet i Barents hav

I norra Norge planerar Statoil ett stort projekt där koldioxid från naturgas från det s.k. Snøhvitfältet i Barents hav ska avskiljas och lagras i sandstensformationen Tubåsen i närheten av naturgasfältet. Akvifären ligger 2600 meter under havsbotten och ska ta emot ca 700 kton koldioxid per år.

6.3 CO2STORE

CO2STORE är ett EU-stött projekt som startade i februari 2003. Projektet är en fortsättning på SACS-projektet. Det går ut på att undersöka den i Utsiraformationen injekterade koldioxidens långsiktiga öde, att utvärdera alternativa övervakningstekniker samt att använda den kunskap som framkom i SACS för att utveckla platsspecifika planer för koldioxidlagringsprojekt på andra ställen i Europa, både havs- och landbaserade. [38]

6.4 KLIMATEK

Det norska forskningsprogrammet KLIMATEK involverar en del arbete kring avskiljning och lagring av koldioxid. Projekten finansieras bl.a. av norska staten och Statoil. Samarbete sker även med IEA GHG. Avskiljning av koldioxid studeras för gasturbinanläggningar med delprojekten om lagring är fokus på akvifärer.

Hemsida: www.cmr.no/klimatek

6.5 GESTCO - Geological Storage of Carbon Dioxide

GESTCO är ett europeiskt samarbetsprojekt med nordiska deltagare och finansieras delvis av EU:s femte ramprogram. Den totala budgeten är på knappt 40 MSEK. I projektet undersöks genom modellering och kartläggning den europeiska potentialen för geologisk lagring av koldioxid. Lagring i akvifärer eller kolvätereservoarer samt genom EOR och ECBM studeras främst. Områden med stora punktutsläpp av koldioxid kartläggs och jämförs med var potentiella lagringsplatser finns.

Hemsida: www.nitg.tno.nl/projects/eurogeosurveys/projects/GestcoWeb/

6.6 CCP – CO₂ Capture Project

I CCP-projektet deltar bl.a. Norsk Hydro, Statoil, BP, Shell, amerikanska energidepartementet (DoE), EU och det norska forskningsprogrammet KLIMATEK (se punkt 6.4). Projektet startade i maj 2000 och ska pågå i 3,5 år. Visionen är att kostnaderna för avskiljning av koldioxid ska sänkas med 50% vid ombyggnad av befintliga anläggningar och med 75% för nya anläggningar. Det syftar även till att utveckla metoder för säker koldioxidlagring. Både avskiljning före, under och efter förbränning studeras.

Hemsida: www.co2captureproject.com/index.htm

6.7 CENS – CO₂ for Enhanced Oil Recovery in the North Sea

CENS-projektet startades på initiativ av det danska energiföretaget Elsam som genomför projektet i samarbete med utländska parter. Målet är att öka oljeutvinningen i Nordsjön med hjälp av EOR och samtidigt minska utsläppen av koldioxid från danska kraftverk. Koldioxiden som ska pumpas ned i oljefältet ska avskiljas dels från landbaserade kol- och oljeeldade kraftverk, dels från havsbaserade oljeplattformar. Avskiljningen ska ske med MEA-absorption, vilket förväntas generera koldioxid med 99,5% renhet. Avskiljningsgraden för koldioxid beräknas till ca 90% och kostnaden för avskiljningen inkl. kompression av koldioxiden uppskattas till 25-30 \$/ton undvikt CO₂ (ca 250-300 SEK/ton undvikt CO₂). Oljeutvinningen förväntas kunna ökas med 40%. [39]

Se även: www.elsam.com

6.8 CO2NET

CO2NET är ett europeiskt tematiskt nätverk kring avskiljning och lagring av koldioxid. Nätverket är ämnat för forskare, utvecklare och användare och är indelat i åtta arbetsgrupper.

Hemsida: www.co2net.com

6.9 RECOPOL – Reduction of CO₂ emission by means of CO₂ storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland

RECOPOL är ett projekt som omfattar både forskning och demonstration kring lagring av koldioxid i polska kolkällor som ett led i utökad metanutvinning (ECBM = Enhanced Coal Bed Methane Recovery, se även avsnitt 4.1.3). Projektet finansieras till 50% av EU:s femte ramprogram och till 50% av medverkande parter och är ett treårigt projekt som påbörjades i november 2001. Den ekonomiska omfattningen är 3,5 M€ (drygt 30 MSEK). Demonstrationen utförs i södra Polen i närheten av gränserna mot Tjeckien och Slovakien och är den första i sitt slag utanför Nordamerika.

6.10 Övriga initiativ

Vattenfall genomför och deltar i flera projekt kring avskiljning och lagring av koldioxid. Flera studier görs kring O₂/CO₂-förbränning i kolbaserade anläggningar. Som referensanläggning används ett 2*933 MW kolkraftverk i Lippendorf, Tyskland. Vattenfall deltog även i SACS-projektet, se punkt 6.1.

AGA/Linde Gas arbetar bl.a. med luftsepareringsenheter. Förhoppningen är att syrgasproduktion kan ske till lägre kostnad, vilket kan tillämpas vid O₂/CO₂-förbränning.

6.10.1 EU-projekt under förhandling

CASTOR (CO₂, from Capture to Storage) är ett projektförslag som skickats in till EU:s sjätte ramprogram och som utvalts för fortsatta förhandlingar. Det övergripande målet är att utveckla och validera alla tekniker som krävs för att avskiljning av koldioxid från rökgaser baserade på absorption i aminlösningar, transport och lagring av koldioxid. Visionen är att 10% av Europas koldioxidutsläpp ska kunna avskiljas och lagras, vilket

*motsvarar ca 30% av den koldioxid som emitteras från europeiska kraftverk och industri-
anläggningar.*

*ENCAP (Enhanced Capture of CO₂) är ett annat projekt under förhandling inom EU:s
sjätte ramprogram. Målet med ENCAP är att utveckla nya avskiljningsmetoder för kol-
dioxid baserade på avskiljning före förbränning⁴ och nya elproduktionsprocesser. Syftet
är att avskiljningsteknikerna ska uppnå åtminstone 90% avskiljning av koldioxid och att
kostnaderna ska halveras jämfört med dagens teknik. Tanken är att projektet ska följas
av ett designprojekt där kraftföretagen deltar och som syftar till storskalig demonstra-
tion. Kommersialisering förutspås dock inte bli aktuellt förrän 2015-2020.*

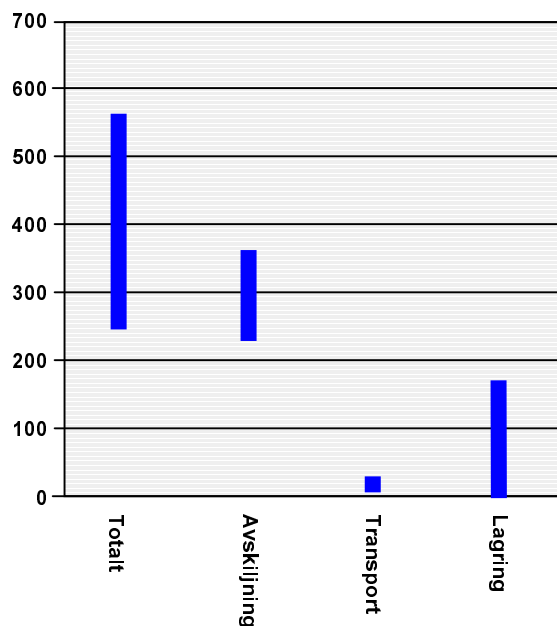
*CO2SINK är ytterligare ett föreslaget integrerat projekt inom EU:s sjätte ramprogram,
vilket för närvarande är under förhandling. Projektet syftar till att utveckla kunskapen
kring geologisk lagring av koldioxid genom injektering av koldioxid i en landbaserad
saltvattenakvifer. Koldioxiden ska sedan övervakas noga genom en mängd geofysiska
och geokemiska mätmetoder. Bakgrunden till projektet är att geologisk lagring av CO₂
antas vara en möjlighet för EU att minska utsläppen av koldioxid. Det krävs dock bättre
förståelse och forskning för att kunna övertyga allmänheten om att metoden är säker
och att miljöeffekterna minimeras.*

⁴ dvs både pre-combustion decarbonisation och olika varianter på oxyfuel-konceptet.

7 Kostnader för avskiljning, transport och lagring av CO₂

I detta avsnitt presenteras bilder över kostnaderna för avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Kostnaderna varierar beroende på anläggning, avskiljningsmetod, transportavstånd, tillgänglig infrastruktur, typ av lagringsplats etc. Eftersom tekniken endast i några få fall tillämpats i representativt stor skala är det ont om kostnadsuppgifter med god verklighetsanknytning, varför många bedömningar baseras på modeller.

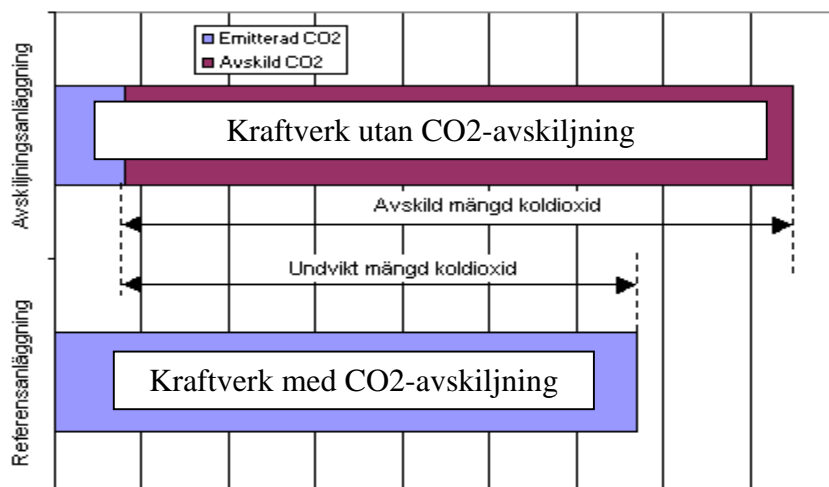
En översiktlig bild över kostnaderna för avskiljning, transport och lagring visas i Figur 7.1. De siffror som bilden är baserad på förklaras mer i detalj i avsnitten 7.1 – 7.4.



Figur 7.1 Uppskattade kostnader för avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Siffror i SEK per ton undvikt koldioxid.

7.1 Nyckeltal och bränslepriser

IEA GHG använder som nyckeltal dels kostnaden per ton undvikt koldioxid, dels ökningen av elproduktionskostnaden. I en anläggning, där koldioxid avskiljs, måste mer bränsle användas för att få fram samma mängd el. Detta ökar koldioxidbildningen av vilken merparten kan avskiljas och lagras. Detta illustreras i figur 7.2, vilken också principiellt förklarar begreppet undvikt mängd koldioxid.



Figur 7.2 Skillnaden mellan mängden avskild och undvikt koldioxid

I avsnitt 7.2 anges kostnaderna för avskiljning av koldioxid. Grunddata för koldioxidutsläpp för olika bränslen och värmekraftstekniker framgår av följande:

- *Stenkol*: 328 g CO₂/kWh_{bränsle} och 800 g CO₂/kWh_{el} vid kolpulver eller kolförgasning vid anläggningar i kondensdrift.
- *Naturgas*: 205 g CO₂/kWh_{bränsle} och 380 g CO₂/kWh_{el} vid kombicykel i kondensdrift.
- *Olja*: 274 g CO₂/kWh_{bränsle} och 650 g CO₂/kWh_{el} i nya anläggningar med ångcykel eller förgasning i kondensdrift.

För kraftvärmeanläggningar, där bränslet utnyttjas effektivare än i kondensdrift, var de specifika svenska utsläppen år 1991 cirka 285 g CO₂/kWh_{el} för att tio år senare ha reducerats till 239 g CO₂/kWh_{el}.

De bränslepriser som används vid beräkningarna i avsnitt 7.2 och som är anpassade efter svenska förhållanden är:

- *Kol*: 60 kr/MWh
- *Naturgas*: 120 kr/MWh

7.2 Kostnad för avskiljning av CO₂

Kostnaden för avskiljningssteget för koldioxid utgör ofta ca 75% av totalkostnaden för kedjan avskiljning, transport och lagring. Detta förklaras bl.a. av att de avskiljningsprocesser som idag studeras konsumerar mycket energi och att de dessutom orsakar att ytterligare CO₂ alstras. Andra bidragande orsaker är att transporten och lagringen ställer krav på att koldioxiden är relativt ren och komprimerad.

Ett flertal kostnadskalkyler redovisas i de IEA-rapporter som utgjort underlag till denna studie. Resultaten kan skilja sig markant. Detta beror mycket på vilken referensanläggning kalkylerna utgår från, vilka anläggningsstorlekar som studeras, vilken avskiljningsteknik som avses, vilka uppskattningar som gjorts beträffande t.ex. investeringskostnader etc. Kostnaden för den mängd koldioxid, som undviks att släppas ut, eller merkostnaden per producerad kWh, beräknas som skillnaden för kraftverk med och utan koldioxidrening. För det senare fallet kan kostnaderna beräknas med större säkerhet än för det förra, men lokala förhållanden och skillnader i systemavgränsningar gör att generella kostnadsdata för koldioxidavskiljningen lätt blir behäftade med stora fel.

Nedan presenteras kostnadsberäkningar som är baserade på uppgifter i en IEA GHG-rapport från 2000 [9]. De fall som ingick i studien var kolpulverförbränning med och utan MEA-avskiljning, kolförgasning med och utan fysikalisk absorption, naturgaskombi med och utan MEA-avskiljning och partiell oxidation av naturgas med avskiljning med fysikalisk absorption. Resultat samt kalkylförutsättningar sammanfattas i Tabell 7.1. Kostnaderna har omräknats till svenska kronor (1 USD = 8,6 SEK). Reduktionen av koldioxidutsläpp har antagits vara 85%.

Av Tabell 7.1 framgår att naturgas som bränsle leder till lägre elproduktionskostnader än att utgå från kol, om CO₂ skall avskiljas. Naturgaspriset får emellertid anses mera

osäkert än kolpriset. Om naturgaspriset skulle bli 50 % högre än det som här antagits blir kostnaderna för elproduktion med CO₂-avskiljning ungefär desamma för naturgas som för kol. För såväl naturgas som för kol är skillnaderna små mellan de olika tekniker som medtas i tabell 7.1.

Att kompensera för de produktionsförluster som uppkommer om en befintlig anläggning skall förses med CO₂-avskiljning bedöms av IEA för närvarande som så kostsamt att man i stället rekommenderar att acceptera effektförlusten.

Uppgifter om kostnader för O₂/CO₂-förbränning är mycket knapphändiga bland den IEA GHG-litteratur som studerats.

Tabell 7.1. Kostnad för avskiljning av koldioxid för olika alternativ [9]. Siffror i kursiv stil är hämtade från referens [9], bränslepriser enligt ovan, CO₂-emissioner för referensanläggningarna enligt ovan, övriga siffror är beräknade. För samtliga fall gäller 6% realränta, 20 års avskrivningstid samt 6000 drifttimmar per år. PC = kolpulver, IGCC = kolförgasningskombicykel, NGCC = naturgaskombicykel, POCC = partiell oxidation med kombicykel

Process	KOL				NATURGAS			
	PC ref	PC avsk	IGCC ref	IGCC avsk	NGCC ref	NGCC avsk	NGCC avsk recirk	POCC avsk
Effekt, MW	501	362	408	382	790	663	666	820
Verkningsgrad (LHV), %	46	33	46	38	56	47	48	48
Bränslepris, SEK/MWh	60	60	60	60	120	120	120	120
Investeringskostnad ca, SEK/kW _e	8770	16000	12640	18920	3520	6790	6190	7830
CO ₂ -reduktion, %	-	85	-	85	-	85	85	85
CO ₂ -utsläpp, g/kWh	800	120	800	120	380	57	57	57
Energiförlust, %	-	28	-	17	-	16	14	14
Elkostnad, öre/kWh	32,8	55,4	39,4	55,3	28,6	38,4	38,0	40,4
Ökning i elkostnad, öre/kWh	-	22,6	-	15,9	-	9,8	9,4	11,8
Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂	-	332	-	233	-	305	292	366

IEA slutförde under år 2003 en fördjupad studie kring IGCC-tekniken, men nu med en eleffekt av cirka 750 MW [35]. I studien fann man att Texacos system med våt kolinmatning var kostnadseffektivare än Shells, som har ett torrt system för tillförsel. Om nämnda studie omräknas med de förutsättningar som gäller för tabell 7.1⁵ fås följande värden för Texacos förgasningsteknik.

⁵ 6 % real ränta, 20 års avskrivningstid och 6000 fullasttimmar per år ger samma kapitalkostnad per kWh som 10 % real ränta, 25 års avskrivningstid och 7450 drifttimmar som använts i IEA:s studie från 2003 [35].

Process	TEXACOS FÖRGASARE UTAN CO ₂ -AVSKILJNING	TEXACOS FÖRGASARE MED CO ₂ -AVSKILJNING
Effekt, MW	826	730
Verkningsgrad (LHV), %	38	31,5
Bränslepris, SEK/MWh	60	60
Investeringskostnad ca, SEK/kW _e	10860	13680
CO ₂ -utsläpp, g/kWh	833	152
Energiförlust, %	-	17
Elkostnad, öre/kWh	43,7	54,3
Ökning i elkostnad, öre/kWh	-	10,9

Utvecklingen fram till år 2020 förutspås i ovanstående studie innebära att verkningsgraden för förgasning med CO₂-avskiljning höjs ända upp till 43,2 % och att produktionskostnaden för el reduceras med cirka 10 öre/kWh.

7.3 Kostnad för transport av CO₂

Kostnaden för transport av koldioxid från avskiljningsanläggningen till den plats där den ska lagras, är beroende av avståndet och tillgången till befintlig infrastruktur. Studier utförda inom IEA GHG visar på kostnader kring 1-3 \$ per ton koldioxid (ca 10-25 SEK per ton koldioxid) vid en transportsträcka på 100 km i rörledningar [6], [8].

De ovan uppgivna transportkostnaderna anger nivåer som förväntas kunna nås för en mogen infrastruktur för CO₂-transport och vid måttliga avstånd. För längre avstånd mellan källor och lagringsplatser ökar transportkostnaden för rörledningar ungefär linjärt med avståndet. Kostnadsfördelar (storskalefördelar) kan nås om flera källor kopplas samman via kortare matningsledningar till en gemensam större stamledning, så att ett nät successivt kan byggas upp [40].

Vid måttliga flöden kan tankerfartyg vara ett flexibilt alternativ, medan rörledningar är fördelaktigt vid längre avstånd och stora flöden. För fartygstransport bedömer Statoil att kostnaden inte är lika beroende av avståndet som för rörledningar. Det kan i sammanhanget nämnas att Statoil i hög grad bidrar till en positiv utveckling av möjligheterna till utökade fartygstransporter av koldioxid. För att kunna utnyttja stora CO₂-fartyg (önskvärt minst ca 20 000 ton) krävs utveckling av fartygsteknik, CO₂-hantering och mellanlagring.

7.4 Kostnad för lagring av CO₂

Kostnaden för lagring av koldioxid är starkt beroende av den mängd som lagras. Ju mer koldioxid som lagras desto lägre blir kostnaderna. Detta framgår av en IEA-rapport där kostnaden för lagring av 1 miljon ton CO₂ per år beräknats till 20 \$/ton (ca 175 SEK/ton), medan kostnaden för lagring av 10 miljoner ton CO₂ per år beräknats till 7

\$/ton (ca 60 SEK/ton). Vid bl.a. EOR-tillämpningar kan CO₂-lagringen innebära att utbytet av olja ökar. I dessa fall kan alltså CO₂-lagringen vara lönsam.

8 Nordiska energisystemets möjligheter

8.1 Elhandel inom Norden

Sverige, Norge, Finland och numer också Danmark har avreglerade elmarknader, vilket innebär att varje elanvändare själv kan avgöra valet av elleverantör. För de nordiska länderna finns en gemensam börs för elhandel, Nord Pool. Det sker alltså en import och export av el mellan de nordiska länderna. Import- och exportmöjligheterna mellan länderna leder till att goda förhållanden för elproduktion i ett land även är till nytta för de övriga länderna. Förutom elhandeln mellan Sverige, Norge, Danmark och Finland deltar även Tyskland, Polen och Ryssland i elhandeln med Norden. Skatt på koldioxid finns idag i Sverige, Norge och Finland.

8.2 Elproduktion i Norden med små CO₂-utsläpp

Forskningsprogrammet Nordleden var en systemstudie, som avslutades i oktober 2003, med syfte att utreda hur gas-, el- och fjärrvärmemarknaderna i Norden tillsammans skall möta krav på begränsade CO₂-utsläpp så kostnadseffektivt som möjligt. Enligt Nordleden behövs endast mindre kompletteringar av utlandsförbindelserna för att elhandeln mellan länderna inte skall vara en begränsande faktor. Nordledens ekonomiska modeller pekar mot att Sverige och Finland på 10 års sikt kommer att bli alltmer beroende av elimport medan Norge och även Tyskland utvecklas till exportmarknader. I huvudsak kommer den tillkommande norska elproduktionen att baseras på naturgas. Bakom dessa resultat ligger antaganden om hur priset och efterfrågan på el och gas utvecklas. Ett sådant antagande är att nattpriset på el kommer att vara lågt i Tyskland. Konsekvensen av detta är att det är rationellt att utnyttja fossila kraftkällor för elimport till Sverige under natten och att utnyttja vår vattenkraft för effektproduktion under dagtid då elpriserna är höga.

En annan del av Nordledenstudien pekar mot att det finns ett intresse för att öka elproduktionen i vissa kommunala kraftvärmeanläggningar för att därigenom på lokal nivå dämpa elbörsens prissvängningar. Några konkreta planer på sådan utbyggnad är emellertid inte kända.

IVA-studien *Biobränsle från skogen - En studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar* [33] från år 2002, visar att det nationalekonomiskt är lönsamt att öka elproduktionen inom massa- och pappersindustrin med mellan 2,3 och 3,3 TWh/år. I huvudsak skulle detta ske genom en bättre anpassning av ångturbiner och biobränslepannor till värmebehovet. En faktor som kan påskynda utvecklingen i en sådan riktning är att så kallade Gröna Elcertifikat infördes i maj 2003.

För Sveriges del kommer elcertifikaten att styra mot en ökad elproduktion från förnybara energiformer. I en studie som Nordleden genomförde åt Elcertifikatsutredningen fann man att cirka 14 TWh el från sådan produktion tillkommer inom 10 år och ytterligare cirka 9 TWh 10 år senare. Dessa nya produktionsslag kommer i det Nordiska systemet

att tränga undan viss fossilbaserad produktion både från kraftvärme- och kondensanläggningar.

Av den elproduktion som beräknats tillkomma tack vare elcertifikaten utgörs 2 – 3 TWh av småskalig vattenkraft. Om detta kommer att tillåtas med tanke på EG:s ramdirektiv för vatten är ovisst. Huvuddelen av den resterande produktionsökningen under de närmaste 10 åren beräknas ske med biobränslen. Under de därpå följande 10 åren ökar biobränslets roll i någon mån, men det stora tillskottet beräknas komma från vindkraft. Det bör i sammanhanget noteras att den produktion som antas tillkomma genom de Gröna Certifikaten inte alltid blir den mest kostnadseffektiva om målet endast hade varit att begränsa utsläppen av koldioxid.

I Finland har beslut fattats om att bygga en ny kärnkraftsreaktor. Finland har också en stor potential för att utnyttja mer av bioenergi, vilket även delvis är fallet i Norge.

I Danmark har stor utbyggnad av vindkraften skett och en vidare utökning av vindkraften är trolig. Vindkraften är dock inte reglerbar, utan kräver tillgång till effektreserv. Denna kan komma från vattenkraftverk och/eller värmekraftverk.

De förnybara energikällorna bioenergi och vindkraft är i sig naturbegränsade. Avskiljning och lagring av koldioxid från fossila bränslen kan då bli ett viktigt steg för att hålla nere utsläppen av koldioxid, när elproduktionen behöver ökas utöver vad de förnybara energikällorna förmår att klara med hänsyn till ekonomi och miljö.

Om den norska naturgasen används för att ersätta kol och olja kommer detta att leda till minskade utsläpp av CO₂ inom Europa. Om naturgasen däremot tränger ut t.ex. biobränslen, eller andra CO₂-neutrala energilag, kommer istället CO₂-utsläppen att öka. En möjlighet att använda naturgasen och samtidigt försäkra sig om minskade CO₂-utsläpp är givetvis att avskilja koldioxiden och injektera den i akviferer.

Andra alternativ kan vara att avskilja koldioxiden från större befintliga alternativt nya kraft- och värmeverk och därefter transportera koldioxiden till lämplig lagringsplats. Eftersom studier visar att kostnaden för att transportera el är högre än för transport av naturgas och koldioxid, bör elen produceras nära användarna. Detta beror givetvis på hur väl utbyggt elnätet är samt var koldioxiden skall lagras.

När det gäller fjärrvärmeproduktion sker denna i Sverige i huvudsak från biobränslen, men ca 20% kommer från fossila bränslen – huvudsakligen använda vid topplastproduktion. Fjärrvärmeunderlaget utnyttjas dock endast i ringa grad för kraftproduktion, vilket indirekt berörts tidigare i detta avsnitt. Detta beror på att elproduktionen från kraftvärmeanläggningar har haft svårt att hävda sig i konkurrens med andra elproduktionsformer. De förändringar som ovan diskuterats kommer i första hand att minska CO₂-utsläppen från andra nordiska länders elproduktion, men i någon mån också från svenska anläggningar genom en minskad oljeanvändning.

Vid produktion av cellulosa i en sulfatmassafabrik erhålls så kallad svartlut som biprodukt. Svartluten, som bland annat innehåller vedens lignin, förbränns för att ge energi till de olika processerna inom massabruket. Tack vare allt bättre teknik minskar fabrikkernas energibehov vilket möjliggör att delar av ligninet kan tas ut ur processen för att nyttjas externt.

Utvinningen av lignin kan lämpligen göras genom att låta ett delflöde av svartluten reagera med CO₂. Lignin fälls då ut som stora flockar som kan tvättas rena från rester av svartlut. Om möjligheten att utnyttja koldioxid för att ta tillvara lignin visar sig lovande i full skala erhålls ett nytt koldioxidneutralt bränsle som kan konkurrera med dagens biobränslen och bidra med gissningsvis 8 TWh energi.

Priset på utsläppsrätter för koldioxid kommer att få stor betydelse för vilka utsläppsminskande metoder som kommer att utnyttjas. Så länge priset på utsläppsrätterna understiger de extra kostnader det kan innebära att byta från fossil till förnybar energiproduktion, eller den extra kostnad som tillkommer för avskiljning, transport och lagring av CO₂, kommer det att vara mer lönsamt att köpa utsläppsrätter.

8.3 Förändrad efterfrågan som följd av klimatåtaganden

Vid Kyotoprotokollets genomförande under perioden 2008 - 2012 kan man förvänta sig att Danmark får svårigheter med att klara sitt åtagande genom enbart inhemska åtgärder medan Tyskland och andra EU-länder med vilka Sverige kan ha ett elutbyte klarar detta. En ökad efterfrågan av svensk och norsk el till Danmark kan således förväntas under de närmaste tio åren. En marknadsmässig konsekvens av detta är stigande elpriser och att intresset för en effektivare elanvändning vaknar.

De åtaganden som gjorts inom Kyotoprotokollet kommer efter 2012 att följas av betydligt hårdare krav på i-länderna. De övergripande kostnadsstudier som gjorts i detta sammanhang visar på att de nuvarande 15 EU-länderna bör minska utsläppen av koldioxid med 35 – 45 % i mitten av 2020-talet jämfört med situationen 1990. Det blir i det sammanhanget uppenbart att åtgärder inom energisektorn inte ensamma räcker till för att klara kommande måttal till rimliga kostnader. Begränsningar i förbrukningen av konventionella drivmedel kan därför förväntas inom EU. De EU-länder, vars elproduktion baseras på fossila bränslen, kommer efter 2012 att ställas inför betydligt större problem än exempelvis Sverige, Norge, Österrike, Schweiz och Frankrike. Den marknadsmässiga konsekvensen är ett starkt ökat intresse för effektivare elanvändning samt ny elproduktion från biomassa och vindkraftverk samt troligen att man inom Europa börjar bygga nya fossilbränslebaserade elproduktionsanläggningar med möjlighet till avskiljning och lagring av CO₂. Vidare kan man förvänta att flera länder prövar förutsättningarna för en ny generation av kärnkraftanläggningar.

Sverige och Norge är två länder med förhållandevis låga elpriser och där elen genereras med mycket små utsläpp av växthusgaser. I ovanstående perspektiv är det rimligt att förutsätta att den internationella elmarknaden kommer att efterfråga svensk och norsk el och att priserna i Sverige och Norge stiger. Detta kommer på efterfrågesidan att leda till

en marknadsmässigt styrd effektivisering av elanvändningen och därmed en framväxande exportpotential, alternativt att nya inhemska marknader uppstår. Exempel på det senare kan vara en ökad användning av eldrivna värmepumpar för uppvärmning av sådana fastigheter som idag är uppvärmda med el eller olja.

8.4 Möjligheter att lagra CO₂ i Norden

Om avskiljning och lagring av koldioxid ska börja tillämpas i stor utsträckning krävs tillgång till lämpliga lagringsplatser. Tekniken för avskiljning finns i allt väsentligt redan, men är idag förknippad med höga kostnader. Ny teknik utvecklas dock för att minska kostnaderna. För Norden finns den största potentialen för lagring av CO₂ i djupa akvifärer samt i gas- och oljefält i Nordsjön. Den största kapaciteten finns i de akvifärer som är belägna i Nordsjön, utefter Danmarks kuster samt under Danmarks landområden och möjligen också under södra Skåne och. Även i norra Tyskland finns stora akvifärer liksom under delar av den Europeiska kontinenten i övrigt. I Finland finns dock inga sådana kända lagringsmöjligheter. Som nämnts tidigare beräknas enbart akvifären i Utsiraformationen kunna lagra hela Nordeuropas samlade CO₂-utsläpp under de kommande 300 åren och eftersom det är känt att även andra akvifärer finns inom Norden, är det totala lagringspotentialen i akvifärer troligen stor.

Det är osäkert huruvida havet skulle kunna utgöra en potentiell lagringsplats för de nordiska länderna. Det krävs tillräckligt stora djup för att lagra koldioxiden på detta sätt och sådana djup finns inte i Östersjön och troligen inte heller i Nordsjön. Miljöeffekterna av denna lagringsmetod behöver också utredas vidare.

9 Kompletterande åtgärder för CO₂-minskning

Avskiljning och lagring av koldioxid kommer med all sannolikhet i framtiden att vara en möjlig åtgärd bland många för att minska utsläppen av CO₂. Andra åtgärder kan t.ex. vara effektivisering, övergång från kondenskraft till kraftvärme, bränslebyte, ökad användning av förnybar energi, samt utnyttjande av kolsänkor.

I en IEA-rapport redovisas resultat från olika fallstudier där olika åtgärder för minskade CO₂-utsläpp från befintliga anläggningar jämförts. Resultaten redovisas kortfattat nedan [27].

Förbättrande, effektiviserande och livstidsförlängande åtgärder

- Ger endast små CO₂-minskningar
- Kan vara självfinansierande genom ökad produktion

Övergång från kondenskraft till kraftvärme

- Kan ge stora CO₂-minskningar
- Ofta självfinansierande
- Kräver värmeunderlag (finns i de nordiska länderna)

Övergång från kol eller olja till naturgas

- Ger stora CO₂-minskningar
- Kan vara självfinansierande om inte kolpriserna är mycket låga

Övergång från kol eller olja till bibränslen

- Kan ge stora CO₂-minskningar
- Beroende av tillgången på bibränsle
- Kostnaden för åtgärden beror på bibränslepriset
- Självfinansierande om bibränsle finns gratis eller till mycket låg kostnad

Utnyttjande av skog som koldioxidsänka

- Kan ge stora CO₂-minskningar
- Kostnaden kan vara låg om lämplig mark för skogsplantering finns tillgänglig
- Ännu ej internationellt vedertagen metod att tillgodoräkna sig CO₂-minskning
- Risk att CO₂ frigörs genom t.ex. skogsbränder

10 Diskussion och slutsatser

Fossilberoendet i Europa liksom i världen i övrigt kommer troligen att kvarstå i många år framöver. Avskiljning och lagring av koldioxid kan därför komma att bli ett viktigt led i minskningen av koldioxidutsläppen. Det kommer troligen att dröja ett till två decennier innan tekniken börjar tillämpas i stor skala i Europa, då andra åtgärder för att klara det nuvarande åtagandet enligt Kyotoprotokollet kommer att vara mer kostnads-effektiva. Sådana åtgärder kan till exempel vara övergång från kondenskraft till kraftvärme, byte från kol eller olja till naturgas eller biobränslen, eller effektiviserande och livstidsförlängande åtgärder.

När handel med utsläppsrätter för koldioxid kommer igång kommer även priset på utsläppsrätterna att vara avgörande för vilka åtgärder som vidtas. Om priset på utsläppsrätterna är lägre än extrakostnaderna för undvikande av koldioxidutsläpp genom t.ex. byte från fossil till förnybar energi eller avskiljning och lagring av koldioxid, kommer det att vara mer lönsamt att handla med utsläppsrätter.

I kedjan avskiljning, transport och lagring av koldioxid står avskiljningssteget för den största kostnaden. Därför finns det ett stort behov av forskning och utveckling för att avskiljningskostnaderna ska kunna sänkas. Även om kostnaderna kan minska, är det troligt att avskiljningen kommer att fortsätta att utgöra huvuddelen av totalkostnaderna.

För att ge ett perspektiv på kostnaderna för avskiljning, transport och lagring av koldioxid vid elproduktion kan nämnas att vissa beräkningar pekar på merkostnaden blir av storleksordningen 15-20 öre/kWh el för koleldade anläggningar och runt 10 öre/kWh el för naturgaseldade anläggningar. Därmed skulle totalkostnaden vara av samma storleksordning som vid vindkraftanläggningar eller biobränsleldade anläggningar då ett högt elutbyte prioriteras. Andra beräkningar är inte fullt så optimistiska och anger att merkostnaden kan bli cirka 50 öre/kWh. I det sammanhanget bör noteras att avskiljningstekniken är under snabb utveckling, varför kostnadsminskningar kan förväntas, medan vindkraft- och bioenergiteknik börjar närma sig mogna tekniktillämpningar.

Absorption av koldioxid är idag den avskiljningsteknik som studeras mest och som hittills är mest använd. Den kan tillämpas på befintliga anläggningar utan större modifieringar, vilket är en fördel. Stora förhoppningar finns om att absorptionstekniken skall kunna bli billigare, men oklarheter råder vad gäller absorptionsmedlens miljöegenskaper.

Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft liksom de tekniker som först omvandlar bränslet till en syntesgas ger andra möjligheter till att avskilja koldioxid. I dessa fall krävs större modifieringar vid befintliga anläggningar medan nya anläggningar från början kan anpassas till tekniken. Energi- och kostnadsmässigt kan nämnda utvecklingsalternativ bli intressantare än koldioxidavskiljning från rökgaserna. Med tanke på tidsaspekten, dvs. att det troligen dröjer 10-20 år innan koldioxidavskiljning och -lagring börjar användas storskaligt, kan det visa sig att dessa metoder kommer att få stor betydelse.

delse. Vid förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft kan svaveldioxid avskiljas parallellt med koldioxid. Denna egenskap är svår att värdera, men är troligen positiv.

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

När det gäller lagring av koldioxid anger IEA att havet globalt sett utgör den största potentialen för koldioxidlagring i naturliga reservoarer. Internationella konventioner och osäkra miljökonsekvenser kan utgöra ett hinder för djuphavslagring.

För de nordiska länderna är det högst troligt att lagring i akvifärer har störst potential. För att en akvifär ska vara lämplig som lagringsplats bör den finnas på ett djup av över 1000 meter. Den bör givetvis även vara placerad i områden med låg seismisk aktivitet.

Det är känt att det finns ett flertal akvifärer som uppfyller ovanstående krav och som kan utnyttjas av energiföretag i Norden. Under Skåne finns en akvifär med förgreningar mot Danmark och Tyskland med en trolig lagringskapacitet av storleksordningen 1-3 Gton CO₂. De seismiska förhållandena liksom förekomsten av förkastningssprickor behöver dock i detta fall närmare utredas. I Danmark och längs den danska kusten finns akvifärer med en sammanlagd lagringskapacitet av cirka 10 Gton, vilket motsvarar den danska kraftindustrins lagringsbehov under mer än 400 år. I anslutning till de norska naturgasfyndigheterna i Nordsjön finns så stora akvifärer att de kunna lagra all CO₂ från Europas kraftproduktion under 300 år. Likaså finns stora akvifärer under Tyskland, Polen, Belgien, Frankrike och England.

De havsrättskonventioner som finns idag kan bli ett hinder för exempelvis Sverige att utnyttja akvifärerna i Nordsjön. De lagringsmöjligheter som finns i de akvifärer som belägna under Danmark och Tyskland kommer sannolikt inte att ställas till ett fritt internationellt förfogande. I stället är det troligt att de utvecklas på kommersiella grunder. För Sveriges del framstår det därför som mycket väsentligt att närmare studera förutsättningarna för att lagra koldioxid i den akvifär som breder ut sig under södra Skåne.

Demonstrationsprojekt är ett viktigt led i arbetet med att förstå hur effektiv en metod är för att minska klimatpåverkan, lagringsplatsens stabilitet och koldioxidens påverkan på lagringsplatsen. SACS-projektet vid Sleipnerfältet är ett bra exempel på ett sådant projekt. Det har visat sig finnas ett behov av utveckling av övervakningsmetoder, modeller och metoder för validering av modeller. Det behövs också mer kunskap kring kinetiken för koldioxidens inlösning i akvifärsvattnet och berggrunden.

Oavsett vilken lagringsmetod som används är det av största vikt att försäkra sig om att lagringen kan ske på ett säkert och miljömässigt hållbart sätt. Det är också viktigt att utreda juridiska aspekter och acceptans från allmänheten.

Referenser

- [1] *WG I Climate Change 2001: The Scientific Basis - Technical Summary*, rapport accepterad av IPCC:s arbetsgrupp nr I, 2001
- [2] *IPCC Third Assessment Report – Climate Change 2001*, www.ipcc.ch
- [3] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Building the Cost Curves for CO₂ Storage Part 1: Sources of CO₂*”, Rapport nr PH4/9, juli 2002
- [4] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, www.ieagreen.org.uk
- [5] Svendsen H.F., Hoff K.A., Poplsteinova J., da Silva E.F., Department of Chemical Engineering, Norges teknisk-naturvetenskapliga universitet, ”*Absorption as a Method for CO₂ Capture*”, dokumentation från Second Nordic Minisymposium on Carbon Dioxide Capture and Storage, Göteborg, 26 oktober 2001
- [6] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*International Test Network for CO₂ Capture: Report on a Workshop*”, Rapport nr PH3/33, december 2000
- [7] ”*Solutions for the 21st Century – Zero Emissions Technologies for Fossil Fuels*”, Technology Status Report, International Energy Agency, Committee on Energy Research and Technology, Working Party on Fossil Fuels, 2002
- [8] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*International Test Network for CO₂ Capture: Report on 3rd Workshop*”, Rapport nr PH4/11, juli 2002
- [9] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Leading options for the capture of CO₂ emissions at power stations*”, Rapport nr PH3/14, februari 2000
- [10] *Ytkemi hos Akzo Nobel*, Kemilärarnas resurscentrum, www.krc.su.se
- [11] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Putting Carbon Back into the Ground*”, februari 2001
- [12] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Carbon Dioxide Capture from Power Stations*”, www.ieagreen.org.uk
- [13] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*International Test Network for CO₂ Capture: Report on 4th Workshop*”, Rapport nr PH4/13, november 2002
- [14] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Key Components for CO₂ Abatement: Gas Turbines*”, Rapport nr PH3/12, juli 2000
- [15] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Precombustion Decarbonisation*”, Rapport nr PH2/19, juni 1998
- [16] Lyngfelt A., Leckner B.; ”*Technologies for CO₂ separation*”, Department of Energy Conversion, Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg, dokumentation från Minisymposium on Carbon Dioxide Capture and Storage, 22 oktober 1999
- [17] Zevenhoven R., Kohlmann J.; *CO₂ Sequestration by Magnesium Silicate Mineral Carbonation in Finland*, Helsingfors Tekniska Universitet, Finland, dokumentation Second Nordic Minisymposium on Carbon Dioxide Capture and Storage, 26 oktober 2001
- [18] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*CO₂ abatement by the Use of Carbon-Rejection Processes*”, Rapport nr PH3/36, februari 2001

-
- [19] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Transmission of CO₂ and Energy", Rapport nr PH4/6, mars 2002
- [20] Ericsson S-O, Ekström C, Blümer M, Cavani A, Hedberg M, Hinderson A, Svensson C-G, Westermark M, Erlström M, Hagenfeldt S; "Teknik- och kostnadsalternativ i Sverige för avskiljning och deponering av koldioxid som bildats vid förbränning av fossila bränslen för produktion av elkraft, värme och/eller fordonsdrivmedel. En Systemstudie.", Vattenfall Utveckling AB, september 1997
- [21] May F., Gerling J. P., Krull P.; *Underground Storage of CO₂*, engelsk översättning av artikel publicerad i VGB PowerTech, nr 8, 2002
- [22] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Review of Leakage from Geological Storage Reservoirs", file note, 2003
- [23] Oldenburg C.M., Benson S.M., "Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery: Identifying Candidate Sites for Pilot Study", Dokumentation från First National Conference on Carbon Sequestration, National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy, USA, 14-17 maj 2001
- [24] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "CO₂ Technology Scenarios Seminar", Rapport nr PH4/3, maj 2002
- [25] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Ocean Storage of CO₂", februari 1999
- [26] Mats Olsson Presentation vid seminariet *Skogens roll i klimatpolitiken – hur kan skogen användas på ett långsiktigt hållbart sätt* 24 maj 2002, Naturvårdsverket
- [27] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Retrofit of power stations for greenhouse gas abatement: case studies", Rapport nr PH3/18, oktober 1999
- [28] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Sleipner Carbon Dioxide Storage Workshop", Rapport nr PH3/1, februari 1998
- [29] Arts R, Brevik I, Eiken O, Sollie R, Causse E, van der Meer B; "Geophysical Methods for Monitoring Marine Aquifer CO₂ Storage – Sleipner Experiences", 2000
- [30] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Putting CO₂ Sequestration on the Policy Agenda", rapport från seminarium 13-14 mars 2001, Rapport nr PH4/2, maj 2001
- [31] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "CO₂ abatement by the use of carbon-rejection processes", Rapport nr PH3/36, februari 2001
- [32] "SACS" – Saline Aquifer CO₂ Storage, Statoil, Final Technical Report, februari 2000
- [33] "Biobränsle från skogen - en studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar", IVA, Energimyndigheten, 2002
- [34] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Review of International Conventions Having Implications for the Storage of CO₂ in the ocean and beneath the Seabed", Rapport nr PH4/16, mars 2003
- [35] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Potential for improvement in gasification combined cycle power generation with CO₂ capture", Rapport nr PH4/19, mars 2003

-
- [36] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Barriers to Overcome in Implementation of CO₂ Capture and Storage (2): Rules and Standards for the Transmission and Storage of CO₂*", Rapport nr PH4/23, augusti 2003
- [37] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Acid Gas Injection: A Study of Existing Operations, Phase I: Final Report*", Rapport nr PH4/18, april 2003
- [38] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Saline Aquifer CO₂ Storage Projekt (SACS), Best Practice Manual*", Rapport nr PH4/21, juli 2003
- [39] Kierkegaard N; "*CO₂ Capture from Coal Fired Power Plants*", Techwise, presentation vid Third Nordic Minisymposium on Carbon Dioxide Capture and Storage, 1-2 oktober 2003, Trondheim, Norge
- [40] Odenberger M, Svensson R; "*Transportation Systems for Co₂ – Application to Carbon Sequestration*", Rechnical report No. T2003-273, Department of Energy conversion, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, March 2003

A Förkortningar

I nedanstående tabell anges några förkortningar som använts i rapporten eller som ofta används i andra sammanhang kring avskiljning, transport och lagring av CO₂.

ASU	Air Separation Unit
CAPO	Catalytic Partial Oxidation
CBM	Coalbed Methane
CCS	Carbon Dioxide Capture and Sequestration
CGCC	Coal Gasification Combined Cycle
CHP	Combined Heat and Power
CLC	Chemical Looping Combustion
CNG	Compressed Natural Gas
DEA	Dietanolamin
DIC	Dissolved Inorganic Carbon
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane Recovery
EGR	Enhanced Gas Recovery
EHBM	Enhanced Hydrate Bed Methane
EOR	Enhanced Oil Recovery
FFC	Full Fuel Cycle
FGD	Flue Gas Desulphurisation
GESTCO	Geological Storage of CO ₂ from Fossil Fuel Combustion
GHG	Greenhouse Gas
GHR	Gas Heated Reformer
GOSAC	Global Ocean Storage of Anthropogenic Carbon
GWP	Global Warming Potential
HAT	Humide Air Turbine
HOR	Heavy Oil Residues
IAM	Integrated Assessment Model
IEA	International Energy Agency
IEA GHG	IEA Greenhouse Gas Research and Development Programme
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
LHV	Lower Heating Value
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquid Petroleum Gas
MDEA	Metyldietanolamin
MEA	Monoetanolamin
NGCC	Natural Gas Combined Cycle
NMVOG	Non Methane Volatile Organic Compounds
PC	Pulverised Coal
PCD	Pre-Combustion Decarbonisation
POX	Partiell oxidation
PSA	Pressure Swing Adsorption
SACS	Saline Aquifer CO ₂ Storage Project
SCR	Selective Catalytic Reduction
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction
SR	Steam Reforming
VLE	Vapour-Liquid Equilibrium

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se