

Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt systemperspektiv

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

Elforsk rapport 05:27

Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt systemperspektiv

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

Elforsk rapport 05:27

Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt systemperspektiv

**- 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 Energimyndigheten 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.

Det görs betydande satsningar kring CO₂-avskiljning och -lagring internationellt sett och stora tekniska framsteg har uppnåtts. Det återstår dock en del frågeställningar kring bl.a. kostnader, miljö, acceptans och regelverk, och det är troligt att det kommer att dröja innan tekniken börjar tillämpas mer storskaligt. Under tiden är det viktigt att bygga upp kunskapen kring avskiljning och lagring av koldioxid. Föreliggande rapport syftar till just detta och vi hoppas att Du som läsare får stor nytta av den.

Detta är tredje året i följd som Elforsk publicerar en statusrapport kring avskiljning och lagring av koldioxid. Vi har i denna version kortat ned en del avsnitt som behandlats utförligt i tidigare upplagor. I förekommande fall hänvisar vi till de tidigare rapporterna. De huvudsakliga frågeställningar som utvecklats i årets statusrapport är att kostnadsavsnittet reviderats kraftigt och gjorts mer anpassat till svenska förhållanden samt att ett avsnitt kring miljö- och hälsorisker vid transport och injektering av koldioxid lagts till.

Denna studie har finansierats av Vattenfall, Sydkraft, Energimyndigheten, Fortum Värme samägt med Stockholms stad, Öresundskraft, Mälarenergi, Jämtkraft, Lulekraft, Lunds Energi, Svenskt Gastekniskt Centrum och Svenska Kolinstitutet. Vi vill tacka finansörerna för stödet och visat intresset.

Stockholm oktober 2005

Jenny Gode

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. Denna rapport sammanfattar kunskapsläget t.o.m. våren 2005.

Det är troligt att det kommer att dröja ett par 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 dominerar forskningen kring avskiljning av koldioxid från förbränning 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, men blir då så dyr att den i praktiken sannolikt inte kommer till användning. De miljömässiga konsekvenserna av att använda MEA är oklara.
2. Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft. Metoden genererar en rökgas bestående främst av koldioxid och vattenånga varur vattenångan kan frångiljas genom kondensering. Tekniken kan utvecklas på ett lovande sätt särskilt 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 kommer i första hand att tillämpas på nya anläggningar.

Den avskilda koldioxiden kan antingen transporteras till en lagringsplats eller användas i olje- och gasfält för att öka utvinningen av olja eller gas. Transporten sker lämpligen i överkritisk form i högtrycksledningar och i kyld vätskeform i tankerfartyg.

Den globala potentialen för koldioxidlagring uppskattas vara mycket stor. Detta gäller bland annat lagring i s.k. saltvattenakvifärer, där 1000-10000 Gton CO₂ bedöms kunna lagras, samt lagring i uttömda gas- och oljefält där potentialen bedöms vara 800-920 Gton CO₂. För Nordeuropa gäller att de största lagringsmöjligheterna utgörs av saltvattenakvifärer och enbart i kända sådana uppskattas att potentialen kan vara så stor som 1500 Gton CO₂. Detta motsvarar utsläppen i ungefär 1000 år från hela Europas nuvarande elproduktion. Siffran kan också jämföras med att de totala CO₂-emissionerna inom EU uppgår till cirka 3 Gton per år.

Det är känt att det i Sverige 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. Enbart denna akvifär beräknas rymma Europas CO₂-utsläpp från elproduktion de närmsta 300 åren. Det finns även andra stora kända europeiska akvifärer, bl.a. i Tyskland.

Kostnaden för att avskilja, transportera och lagra CO₂ har beräknats till 300-550 SEK/ton CO₂ som undviks, varav avskiljningen står för ca 75 %. En kostnad på 300 SEK/ton motsvarar en ökning i elproduktionskostnaden på ca 12-25 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 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 state-of-the art regarding carbon dioxide capture and storage (CCS) from a Nordic energy system point of view. The report is to a great extent based on studies carried out within the IEA Greenhouse Gas R&D Programme up to and including springtime 2005.

It will probably take 10-20 years before CCS will be applied in a wider scale within Europe. Meanwhile, other measures are necessary to reduce the emissions of CO₂.

The techniques for CO₂ capturing from fossil fuels can be divided into three categories:

1. Post combustion capture. Absorption with monoethanolamine (MEA) is the most studied option and is used for small as well as large applications at present. The technique can be used for retrofits, but due to high costs it is more likely to be applied for new plants. The environmental consequences are not completely known.
2. Oxyfuel combustion. Combustion with oxygen or oxygen enriched air generates an exhaust gas mainly consisting of carbon dioxide and water, which can be easily separated by condensation. The technique is promising for new plants.
3. Pre combustion decarbonisation. The technique involves transformation of the fuel into hydrogen and carbon dioxide. The hydrogen can be used for example in a gas turbine for producing electricity. The method is not in commercial use yet, and will probably mainly be used for new plants.

After capturing the CO₂, it is either transported to a storage site or used for enhanced oil/gas recovery. The CO₂ is mainly transported as a liquid through pipelines or by ship.

The global potential for storing carbon dioxide is estimated to be very large, especially storage in saline aquifers or depleted oil/gas fields where the potentials are estimated to be 1000-10000 Gton of CO₂, respectively 800-920 Gton of CO₂. Saline aquifers constitute the main storage potential for Northern Europe as well, with an estimated capacity of 1500 Gton of CO₂ only in aquifers known today. This can be compared to the total European CO₂ emissions of 3 Gton per year.

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. There are also several known aquifers e.g. in Germany.

The cost of capture, transport and storage of CO₂ is calculated to be 300-550 SEK/ton CO₂ avoided, of which capturing costs constitute about 75 %. A cost of 300 SEK/ton CO₂ avoided corresponds to an increase in electricity cost of about 12-25 öre/kWh.

There is a considerable R&D need to reduce the cost of CO₂ capture. It is also important to ensure that the storage be done in a safe and sustainable manner. Public acceptance and legal issues must also be carefully investigated prior to large-scale application of the technique.

Innehållsförteckning

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INLEDNING | 1 |
| 1.1 | BAKGRUND | 1 |
| 1.2 | FN: S KLIMATPANEL, KLIMATKONVENTIONEN OCH KYOTOPROTOKOLLET | 2 |
| 1.3 | MÅL OCH SYFTE | 3 |
| 1.4 | AVGRÄNSNINGAR OCH LÄSANVISNING | 3 |
| 2 | AVSKILJNING AV CO₂ | 4 |
| 2.1 | AVSKILJNING AV KOLDIOXID FRÅN RÖKGASEN | 4 |
| 2.2 | FÖRBRÄNNING MED SYRGAS/SYRGASANRIKAD LUFT | 8 |
| 2.3 | PRODUKTION AV SYNTESGAS/VÄTGAS | 9 |
| 2.4 | ÖVRIGA METODER | 10 |
| 3 | TRANSPORT AV CO₂ | 11 |
| 3.1 | TEKNISKA KVALITETSKRAV PÅ KOLDIOXID VID TRANSPORT | 12 |
| 3.2 | REGLERVERK VID TRANSPORT AV KOLDIOXID | 12 |
| 3.3 | MILJÖ- OCH HÄLSORISKER VID TRANSPORT OCH INJEKTERING AV KOLDIOXID | 12 |
| 4 | LAGRING AV CO₂ | 14 |
| 4.1 | ÖVERSIKT ÖVER MÖJLIGHETER FÖR LAGRING AV CO ₂ | 14 |
| 4.2 | SÄKERHETS- OCH MILJÖASPEKTER VID CO ₂ -LAGRING | 19 |
| 4.3 | INTERNATIONELLA KONVENTIONER OCH DIREKTIV | 19 |
| 4.4 | REGLERVERK FÖR LAGRING AV KOLDIOXID | 21 |
| 4.5 | SAMLAGRING AV ANDRA GASER MED KOLDIOXID | 21 |
| 4.6 | STANDARD FÖR LAGRING | 22 |
| 4.7 | MODELLERING OCH ÖVERVAKNING | 22 |
| 4.8 | SAMMANFATTNING KOLDIOXIDLAGRING | 24 |
| 5 | ANVÄNDNING AV KOLDIOXID | 25 |
| 6 | EXEMPEL PÅ NORDEUROPEISKA INITIATIV | 26 |
| 6.1 | AVSKILJNING OCH LAGRING AV KOLDIOXID VID SLEIPNERFÄLTET I NORDSJÖN | 26 |
| 6.2 | AVSKILJNING OCH LAGRING AV KOLDIOXID VID SNØHVITFÄLTET I BARENTS HAV | 28 |
| 6.3 | CO2STORE | 28 |
| 6.4 | KLIMATEK | 28 |
| 6.5 | GESTCO - GEOLOGICAL STORAGE OF CARBON DIOXIDE | 28 |
| 6.6 | CCP – CO ₂ CAPTURE PROJECT | 28 |
| 6.7 | CENS – CO ₂ FOR ENHANCED OIL RECOVERY IN THE NORTH SEA | 29 |
| 6.8 | RECOPOL – REDUCTION OF CO ₂ EMISSION BY MEANS OF CO ₂ STORAGE IN COAL SEAMS IN THE SILESIA COAL BASIN OF POLAND | 29 |
| 6.9 | CASTOR – CO ₂ FROM CAPTURE AND STORAGE | 29 |
| 6.10 | ENCAP | 29 |
| 6.11 | CO2SINK | 30 |
| 6.12 | ÖVRIGA INITIATIV | 30 |
| 7 | KOSTNADER FÖR AVSKILJNING, TRANSPORT OCH LAGRING AV CO₂ | 31 |
| 7.1 | INLEDNING | 31 |
| 7.2 | KOSTNAD FÖR ELGENERERING OCH AVSKILJNING AV CO ₂ | 31 |
| 7.3 | KOSTNAD FÖR TRANSPORT AV CO ₂ | 37 |
| 7.4 | KOSTNAD FÖR LAGRING AV CO ₂ | 38 |
| 7.5 | SAMMANSTÄLLNING AV BERÄKNADE KOSTNADER | 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 EFTERFRÅGAN PÅ EL 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 |
| 11 | REFERENSER | 48 |

Bilagor

- A BERÄKNADE KOSTNADER FÖR ATT GENERERA EL OCH AVSKILJA CO₂**
- B 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 [1], [2] 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. Förändringarna kan för seklets första hälft förklaras med naturliga variationer i solinstrålning m.m., medan uppvärmningen därefter, enligt IPCC, måste förklaras av naturliga variationer i kombination med mänsklig påverkan. Detta redovisades ingående i Elforsks rapport 04:17 från 2004.

Det finns både naturliga och naturfrämmande växthusgaser med olika stark påverkan på klimatet. Enligt IPCC: s beräkningar svarar dock koldioxiden ensam 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 2003 i genomsnitt 375 ppm. Fossila bränslen svarar enligt IPCC [1] 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). Av dessa svarar stationära utsläppskällor för ungefär 60 %. 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]. För Europa och stationära anläggningar gäller att kraftindustrin svarar för drygt 70 % av de 1900 största anläggningarnas utsläpp om totalt 1,5 Gton CO₂/år. De studier som gjorts av både IPCC, World Energy Outlook och World Energy, Technology and Climate

Policy Outlook talar för att utsläppen 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 på flera håll i världen bl. a. vid gasfältet Sleipner i Nordsjön utanför Norge.

1.2 FN: s klimatpanel, klimatkonventionen och Kyotoprotokollet

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.

Det första steget mot bindande en överenskommelse för att minska av utsläppen av klimatpåverkande gaser var det s.k. Kyotoprotokollet, som undertecknades 1997 och som ratificerades (godkändes) år 2005. Under Kyotoöverenskommelsens första åtagandeperiod (2008-2012) ska i-länderna minska sina utsläpp med 5,2 % räknat från 1990 års nivå. För EU-15 gäller dock att utsläppen ska minska med 8 %. Inom EU har en s.k. bördefördelning gjorts, som tillåter Sverige att öka utsläppen med 4 %. Det av riksdagen antagna målet är däremot en minskning med 4 %. Danmark måste enligt EU-överenskommelsen minska utsläppen med 21 % medan Finland inte behöver uppnå någon förändring. Island tillåts öka utsläppen med 10 % och Norge med 1 %.

Kyotoprotokollet omfattar tre så kallade flexibla mekanismer; handel med utsläppsrätter, gemensamt genomförande (JI = joint implementation) och mekanismen för ren utveckling (CDM = clean development mechanism). De tre flexibla mekanismerna beskrevs i Elforsks rapport 04:17.

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 i världen utsläppsminskningar lämpligen bör genomföras med hänsyn till kostnadseffektivitet. Preliminära resultat tyder på att EU-länderna bör minska emissionerna med storleksordningen 35-45 % inom cirka 20 år jämfört med läget år 1990. Politiskt har EU uttalat att minskningarna för nästa åtagandeperiod bör ligga i intervallet 15-25 % jämfört med 1990 års utsläpp.

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.

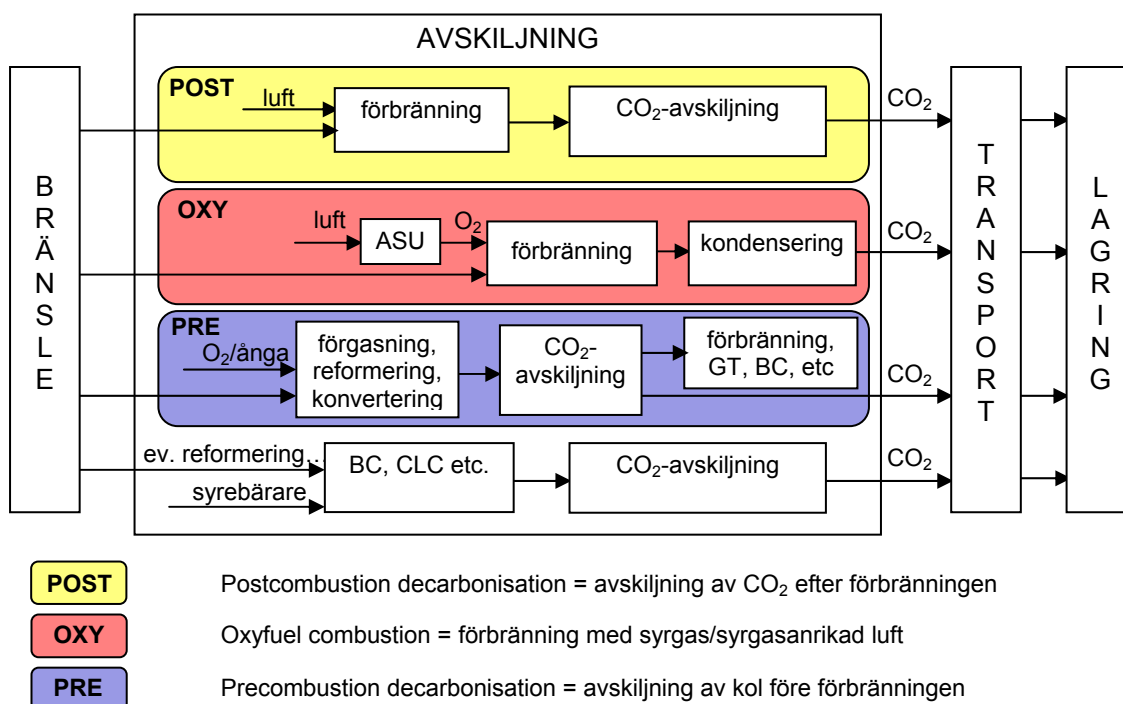
1.4 Avgränsningar och läsanvisning

Denna rapport omfattar avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Beskrivningar görs endast av de tekniker som är så långt komna att IEA genomfört kostnadsberäkningar. Andra tekniska möjligheter finns dock och omtalas här endast i korthet med hänvisning till Elforsks rapport nr 04:17 från 2004.

2 Avskiljning av CO₂

I detta avsnitt görs en översikt över möjliga avskiljningstekniker. En mer detaljerad genomgång finns t.ex. i Elforsks rapport nr 04:17 från år 2004. 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 önskad produkt. Detta gäller t.ex. CO₂-produktion till livsmedels- och kemiindustrin.

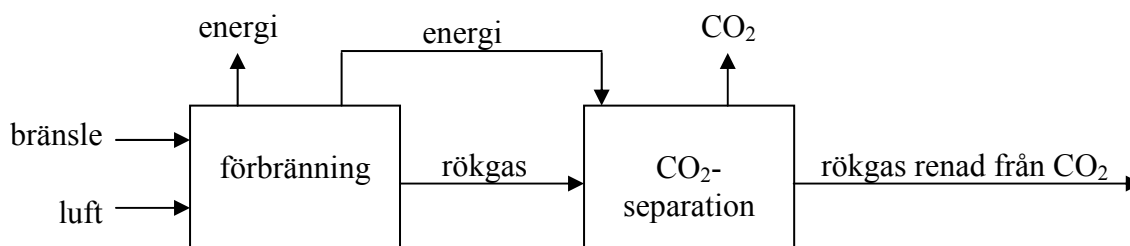
Bland avskiljningsteknikerna går det att urskilja tre huvudgrupper. Den första gruppen avser tekniker som innebär att koldioxiden avskiljs från rökgasen efter förbränningen. Den andra gruppen är tekniker för förbränning med syrgas eller syrgasanrikad luft och den tredje gruppen omfattar metoder för avskiljning 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: ASU = enhet för luftseparering, GT = gasturbin, BC = bränslecell, CLC = Chemical Looping Combustion

2.1 Avskiljning av koldioxid från rökgasen

Den engelska termen för avskiljning av koldioxid från rökgaserna är ”post combustion capture”. Metoden innebär att CO₂ avskiljs ur rökgaserna och att själva förbränningsprocessen inte påverkas. Det krävs dock energi för avskiljningen, varvid totalverkningsgraden sänks. Den metodmässiga principen redovisas i Figur 2.2.



Figur 2.2 Principskiss för separation av CO₂ ur rökgaser.

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 lämpad. Dessa parametrar beror i sin tur på valet av bränsle och förbränningsteknik. 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 inte är nödvändig. Det krävs även ökad kunskap kring svaveldioxidens eventuella påverkan på främst 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 inte påverkar själva förbränningen.

Intresset är störst för absorption, varför denna metod beskrivs mer detaljerat nedan. Mer information om adsorption, kryogenteknik och membranseparering finns t.ex. att finna i Elforsks rapport nr 04:17 från 2004.

2.1.1 Absorption

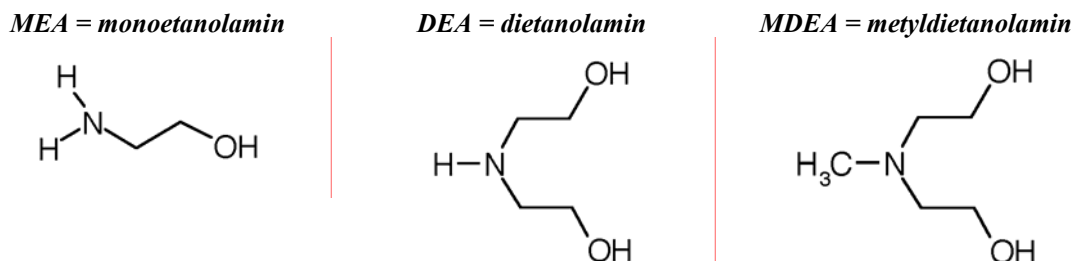
Den vanligaste metoden för avskiljning av CO₂ från rökgaserna är kemisk eller fysikalisk absorption med ett lösningsmedel (absorptionsmedel). Ett flertal kemiska och fysikaliska lösningsmedel finns tillgängliga. Det finns även hybridabsorptionsmedel, som kombinerar de bästa egenskaperna hos kemiska och fysikaliska lösningsmedel. Absorptionen går till på så sätt att rökgasen först kyls varefter den får passera en absorptionskolonn med lösningsmedel.

Om rökgasen innehåller höga halter SO₂, vilket ofta är fallet vid kolkraftverk, krävs ofta att svaveldioxiden avskiljs före steget med CO₂-absorption. Detta beror på att SO₂ reagerar med vissa absorptionsmedel 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 studeras monoetanolamin (MEA) mest. MEA är även det absorptionsmedel som har störst kommersiell använd-

ning och används t.ex. vid avskiljningsprojekt i Norge (se vidare i avsnitt 6.1) och Kanada. Även dietanolamin (DEA) och metyldietanolamin (MDEA) är exempel på kemiska absorptionsmedel, se Figur 2.3. MDEA är mindre reaktiv än MEA och DEA och används ofta vid något högre halt av CO₂ [5][6]. Ett annat kemiskt absorptionsmedel är kaliumkarbonat [7].



Figur 2.3 Exempel på lösningsmedel för absorption av koldioxid.

Fysikalisk absorption används främst vid högre halter av koldioxid, t.ex. vid kolförgasning i kombicykel (IGCC). 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.

Kemisk absorption med MEA

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



Nackdelar med aminer är att

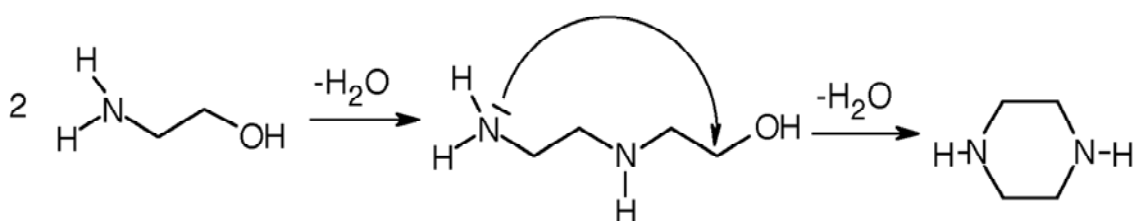
- de har högt reaktionsvärme
- de har hög flyktighet
- de är relativt lättnedbrytbara
- de oxiderar lätt
- värmestabila salter bildas vid absorptionen
- vissa aminer lätt dimeriserar (dvs. att två aminer slås samman)
- regenereringsprocessen är energikrävande.

Den stora energiåtgången innebär normalt för en NGCC-anläggning att ångturbinen förlorar ca en tredjedel av utbytet p.g.a. att ånga krävs för regenereringen av MEA. Genom vissa förändringar i värmeåtervinningen uppger dock apparat- och systemleverantören Fluor att man nu lyckats reducera värmebehovet med cirka 20 % och att förbrukningen av MEA har kunnat minskas.

Oxidation av absorptionsmedlet kan undvikas bl.a. genom att minimera rökgasens innehåll av SO₂, NO_x, HCl [5][7][8][9] och lösta metaller och genom användning av steriskt hindrade aminer. I en del tillämpningar tillsätts så kallade oxidationsinhibitorer.

MEA-processen kräver uppskattningsvis att halten SO₂ i rökgasen inte överstiger 10 ppm. I många kolkraftverk är dock SO₂-halten omkring 50 ppm, varför modifiering av den traditionella reningstekniken vanligen blir aktuell. Miljömässigt är detta givetvis fördelaktigt. För NO_x är den högsta rekommenderade halten är cirka 20 ppm, vilket också kräver en längre gående rening än dagens normala krav.

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 [10], se Figur 2.4.



Figur 2.4 Dimerisering av MEA och efterföljande ringslutning.

Piperazin kan användas som absorptionsmedel för CO₂ 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. Nyligen har IEA GHG beslutat om att göra en miljömässig värdering av MEA-processen, varvid förhoppningsvis ovanstående frågor kring MEA blir besvarade.

Nya lösningsmedel som skulle kunna ersätta MEA utvecklas ständigt. Önskade egenskaper är t.ex. lägre ångtryck, högre beständighet mot nedbrytning, mindre energi-krävande regenereringsprocess, samt högre absorptionskapacitet och snabbare absorptions-hastigheter, vilket innebär att storleken på absorptionsutrustningen och tillika kapital- och driftskostnaderna skulle kunna minska [4][8]. Kaliumkarbonat och steriskt hindrade aminer är exempel på andra lösningsmedel som inte är lika känsliga för oxidation och som dessutom inte dimeriserar lika lätt som MEA.

Vid dimensioneringen av absorptionssteget måste hänsyn tas till att en ökad avskiljningsgrad för CO₂ kräver ökat tryckfall över absorptionskolonnen. Därför uppnås aldrig en 100 procentig avskiljning utan ofta nöjer man sig med att ta omhand 83-95 % av rökgasernas koldioxid.

2.1.2 Adsorption

Vid adsorption av koldioxid utnyttjas ämnen med stor inre yta såsom zeoliter, aktivt kol och aluminiumoxid. De fungerar ungefär som molekylsiktare som avlägsnar CO₂ från rökgasen. Temperatur, partialtryck, ytspänning och adsorbentens porstorlek är viktiga parametrar som påverkar adsorptionen. För mer detaljerad teknisk beskrivning hänvisas till Elforsks rapport 04:17.

2.1.3 Kryogenteknik

Vid kryogenteknik utnyttjas att koldioxid har en högre kokpunkt än rökgasens övriga huvudkomponenter, bortsett från vattenånga. Vid kylning av rökgasen under koldioxidens daggpunkt kondenserar den och kan på så sätt separeras från övriga komponenter i rökgasen. För mer detaljerad teknisk beskrivning hänvisas till Elforsks rapport 04:17.

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

2.1.5 Avskiljning av CO₂ från rökgaser – en jämförelse

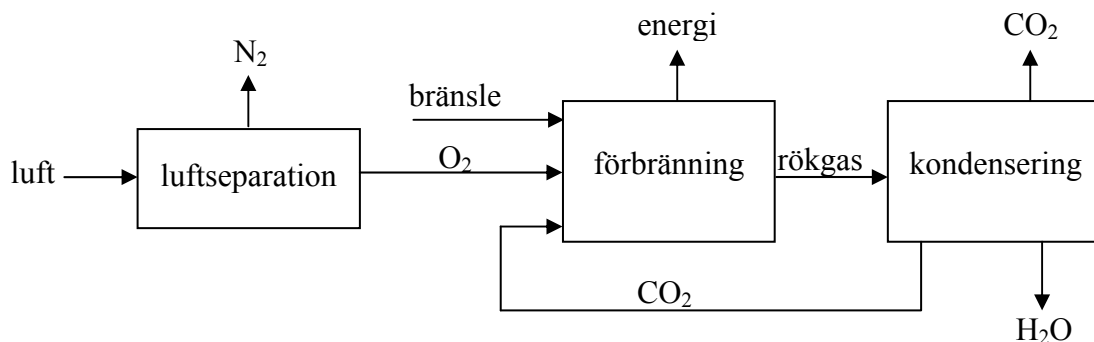
När det gäller kolpulver- och naturgaskraftverk anger IEA GHG att det är troligt att kemisk absorption kommer att dominera som metod för avskiljning av CO₂ från rökgaser ett tag framöver – särskilt för befintliga anläggningar [11]. Detta beror på att kemisk absorption fungerar bra vid de låga partialtryck av koldioxid som råder vid dessa anläggningar och att tekniken är välutvecklad och kommersiellt tillgänglig. 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][12].

2.2 Förbränning med syrgas/syrgasanrikad luft

Genom att låta förbränningen ske med syrgas eller syrgasanrikad luft (O₂/CO₂-förbränning) erhålls rökgaser som huvudsakligen består av koldioxid och vattenånga, vilken lätt avlägsnas genom kondensering. Tekniken kräver en energikrävande luftsepareringsenhet för att separera syrgasen från luften. Vanligtvis recirkuleras en del av den vid förbränningen bildade koldioxiden för att kontrollera temperaturen i förbränningssteget. Genom recirkuleringen kan koldioxidhalter på över 90 volymprocent (räknat på torr gas) erhållas. Principen åskådliggörs i Figur 2.5.

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 på energiförbrukning. Förhoppningar finns om att på cirka 15 års sikt kunna utveckla membranteknik, som skall producera en syrgasanrikad luft och göra processen billigare. Vid membranteknik kan t.ex. polymera eller keramiska membran användas.



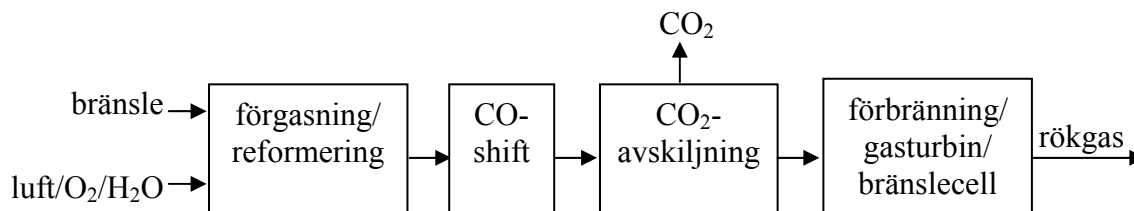
Figur 2.5 Principskiss över O₂/CO₂-förbränning (oxyfuel combustion)

Beroende på bränslets och oxidantströmmens (syrgas alt. syrgasanrikad luft) sammansättning kommer rökgasen att innehålla även andra komponenter än koldioxid och vattenånga t.ex. ädelgaser. SO₂ och NO_x kommer också att ingå i rökgaserna och skulle kunna avskiljas och lagras tillsammans med koldioxiden, varvid särskild reningsutrustning för SO₂ och NO_x inte skulle behövas, givet att samlagring av CO₂, SO₂ 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][13].

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 i princip en gammal teknik som använts i Sverige vid produktion av ammoniak. Den har dock fått stor förnyad aktualitet genom det globala intresset för väte som energibärare. Den bildade koldioxiden kan avskiljas från vätgasen, vilken i sin tur kan användas för elproduktion i t.ex. en gasturbin eller bränslecell, se Figur 2.6. Metoden innebär alltså att koldioxiden avskiljs före förbränning, vilket på engelska benämns ”precombustion decarbonisation”.



Figur 2.6 Koldioxidavskiljning före förbränning (CO-shift = konvertering)

I kolförgasningsanläggningar (IGCC), som modifieras för CO₂-avskiljning, får rökgasen en CO₂-halt på 35-40 % och ett tryck på 20 bar eller mer [14]. I sådana fall är fysikalisk absorption med t.ex. Selexol (dimetyleter av polyetylenglykol) en lämplig avskiljningsmetod. På medellång sikt gör dock IEA bedömningen att membranteknik kommer att dominera som avskiljningsteknik vid IGCC-anläggningar [8][15].

Syntesgasen (kolmonoxid + vätgas) produceras lämpligen genom reformering när bränslet är naturgas och genom förgasning om kol är bränslet. Produktion av väte från naturgas och kol finns utförligt beskrivet i Elforsks rapport 05:18 [16]. Fördelen med vätgas är att den kan användas inom flera områden [17]. En nackdel med produktion av syntesgas/vätgas med efterföljande CO₂-avskiljning är att metoden har begränsade möjligheter att tillämpas på befintliga anläggningar.

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]. Till samma slutsats har Elforsk kommit i rapporten 05:18 [16].

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 IGCC-teknik med CO₂-avskiljning kommer att få stor betydelse på sikt [8]. I en IEA-rapport från 2003 anges att de huvudsakliga områden där potential för kostnadsminskningar finns är utveckling av gasturbinen¹, förbättring av absorptionsprocessen för avskiljning av koldioxid samt utveckling av keramiska jonselektiva membran för luftseparering [15].

I IGCC-processen bildar svavlet i bränslet svavelväte (H₂S). Om det finns möjlighet att samlagra svavelvätet med koldioxiden, kan kostnaden för CO₂-avskiljningen reduceras med ca 20 % (se vidare avsnitt 4.5). Svavelvätes 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 dock endast sådan olja som innehåller så mycket svavel att den ändå måste renas. Metoden praktiseras idag kommersiellt vid oljefältet Weyburn i Kanada [15].

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 i Elforsks rapport 04:17.

¹ För närvarande finns endast en gasturbin som klarar höga halter av vätgas. Utveckling av gasturbiner för vätgas är därför nödvändig.

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, som blir aktuella vid CO₂-avskiljning. Det bör också observeras att transport med tankerfartyg eller landfordon vanligen innebär konsumtion av fossila bränslen [8][18].

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 (se avsnitt 4.1.2). Där infrastrukturer med havsbaserade rörledningar för olja och naturgas är välutbyggda, kan ledningsstråken sannolikt utnyttjas också för nya CO₂-ledningar. Lagring i havet eller i akviferer under havets botten kommer att ske på 1000 meters djup eller mer, se vidare avsnitt 4. 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 fartyg som kan transportera ca 1 500 ton CO₂ [19]. Genom bl.a. Statoil har fartygskonstruktioner tagits fram som medger transport på ca 20 000 ton [19]. Utformningen liknar fartyg som transporterar flytande petroleumgas, där fartyg upp till ca 100 000 ton förekommer [8]. Principer för hur väsentligt större transporter av CO₂ skall genomföras har tagits fram i en IEA-rapport under år 2004 [20]. Förslaget är att transportera koldioxiden vid ett tryck av 7 bar och en temperatur på - 50°C. De största tankar som idag kan konstrueras för dessa förhållanden är 20 000 m³ (motsvarar cirka 20 000 ton kyld flytande koldioxid). Ett fartyg kan förses med flera tankar.

Båttransport av koldioxid medför utsläpp av koldioxid från fartygens motorer och i någon mån från att CO₂ förångas från lasttankarna. I stort gäller för en given transportkapacitet att emissionerna är proportionella mot transportavståndet. Vidare har man funnit att utsläppen minskar med ökande transportkapacitet. Utsläppen är förhållandevis små och har beräknats till mellan 1,6 och 2,1 % av den transporterade koldioxidmängden för avstånd mellan 500 och 1000 km.

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 eventuell 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 bättre att placera kraftverk i närheten av elkonsumenter än nära en naturgaskälla. Skillnaden blir dock mindre om CO₂ ska avskiljas och lagras, då detta kräver transport av koldioxiden till lagringsplatsen [18].

3.1 Tekniska kvalitetskrav på koldioxid vid transport

Det viktigaste kravet vid transport i rörledningar är att CO₂-strömmen är torr. Om fritt vatten förekommer bildas korrosiv kolsyra. Även andra komponenter som 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 kolstål av hög kvalitet användas i rörledningar under många år [19]. Detta får hållas för troligt även om koldioxiden är blandad med svaveldioxid eller svavelväte [21]. CO₂ som avskiljs från förgasningsanläggningar kan innehålla svavelväte (H₂S), vilket kan orsaka sulfidinducerad spänningssprickbildning och vätgasinducerad sprickbildning [18].

3.2 Regelverk vid transport av koldioxid

IEA gör i en studie från 2003 bedömningen att befintliga regelverk kring transport av naturgas eller koldioxid (för andra tillämpningar än lagring) skulle kunna användas för att ta fram ett internationellt regelverk för transport av koldioxid i rörledningar för geologisk lagring [22].

3.3 Miljö- och hälsorisker vid transport och injektering av koldioxid

Riskerna för läckage av koldioxid längs en transportledning bedöms allmänt sett vara mycket små [21]. Tekniskt sett kan man enkelt förhindra att läckaget får någon större omfattning genom att rörledningen sektioneras.

De hälsomässiga riskerna med att inandas luft med förhöjda halter av CO₂ är väl undersökta i arbetsmiljöer. Att långtidsexponeras för en CO₂-halt på 1 volymprocent är mycket vanligt i bryggeriverksamhet och anses inte ge några hälsomässiga men. Den lägsta halt där hälsomässiga risker anses förekomma är 5 volymprocent. Av den anledningen har det övervägts att sätta ett hygieniskt gränsvärde för CO₂ i luft vid 3 volymprocent.

En utspädning med en faktor 30-40 vid ett läckage av koldioxid i marknivå uppnås vid normal luftturbulens snabbt och vanligen på ett avstånd som med säkerhet understiger 100 m. Läckage av ren koldioxid är därför i normalfallet inget stort problem.

Att lagra svaveldioxid eller svavelväte samt kväveoxider tillsammans med koldioxid innebär att avskiljningskostnaden för koldioxid kan minska med 10-20 % [21]. Till detta kommer att svaveldioxid och kväveoxider förbättrar koldioxidens egenskaper om den skall lagras i oljefält för att öka oljeutvinningen. Att samlagra nämnda föreningar med koldioxid kan därför bli ekonomiskt intressant. Den eventuella ekonomiska vinsten måste dock vägas mot miljö- och hälsorisker samt acceptans för transportsystemen från myndigheter och allmänheten. Om transportlänkar skall kunna växa samman till större transportsystem kan striktare krav förväntas, och utvecklingen mot större system kan försvåras om giftiga komponenter finns kvar i koldioxiden [21], [23].

Läckage av koldioxid blandad med ovan nämnda föroreningar innebär att blandningen kan innehålla upp till 5 volymprocent av svavel- och kväveföreningar. För att svavelväte inte skall vara hälsofarligt anses att halten skall understiga 10 ppm [24] och allvarliga hot mot hälsan anses uppkomma vid 50 ppm. Motsvarande värden för

svaveldioxid är 20 ppm respektive 100 ppm. Detta innebär att ett läckage mycket snabbt måste spädas ut 1500 till 3000 gånger. Risker för omgivningen kan därmed bli ett hinder för att samlagra koldioxid med svaveldioxid, svavelväte och kväveoxider.

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 särskilt i saltvattenakvifärer och uttömnda olje- och gasfält, se Tabell 4-1 [25]. I jämförelse med de globala koldioxidutsläppen på ca 24 Gton CO₂/år får den potentiella lagringskapaciteten anses vara mycket stor. En kommentar till Tabell 4-1 är att lagringsmöjligheterna för Kina och Indien närmast är okända, men att IEA beslutat om en inventering av Indiens möjligheter.

Tabell 4-1. Global potential för CO₂-lagring [25]

| Lagringsmetod | Uppskattad global kapacitet [Gton CO ₂] |
|----------------------------|---|
| Djupa saltvattenakvifärer | 1000 – 10000 |
| Uttömnda olje- och gasfält | 800 – 920 |
| Obrytbara kolfyndigheter | ca 20 |

Under år 2005 har IEA framtagit två reviderade rapporter om lagringspotentialer för akvifärer. Den ena rapporten gäller Europa [26], där de största akvifärerna ligger utanför kusterna. Enbart i Nordeuropa uppskattas att så mycket som 1550 Gton CO₂ skulle kunna lagras varav 1500 Gton i djupa kända akvifärer, 7 Gton i oljefält samt 6 Gton i kolfyndigheter. Detta kan jämföras med att CO₂-emissionen inom EU totalt uppgår till cirka 3 Gton per år. Den andra rapporten gäller Nordamerika [24], där akvifärerna i stället ligger innanför kusterna och för vilka lagringskapaciteten bedöms vara drygt 2 700 Gton CO₂.

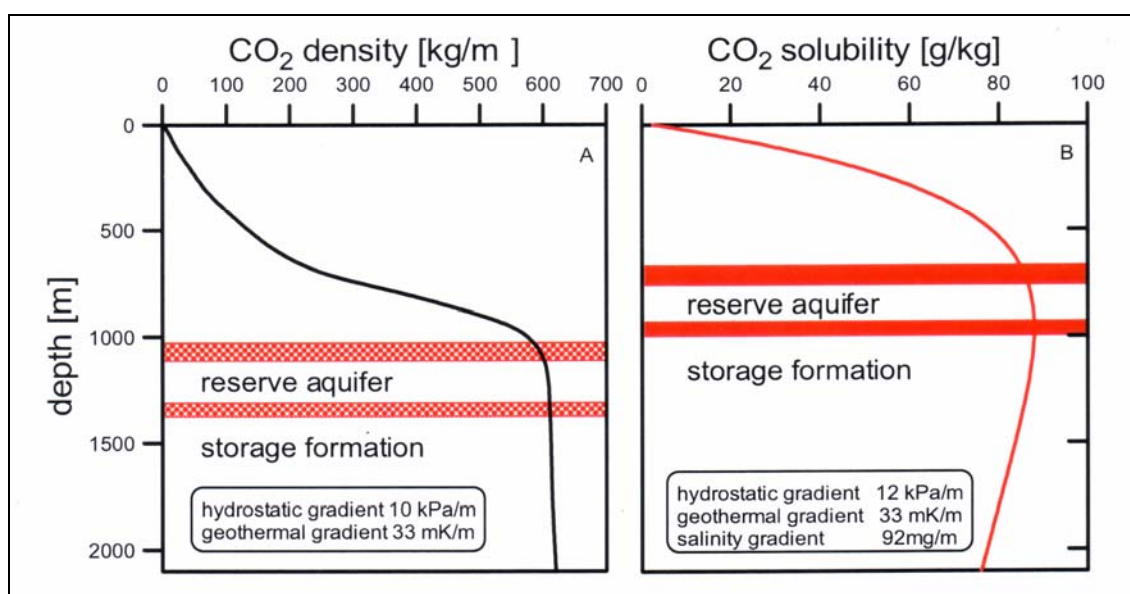
4.1.1 Lagring i akvifärer

Lagring i akvifärer tilldrar sig allt större internationellt intresse. 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.

Man brukar skilja på slutna och öppna akvifärer. Slutna akvifärer är avgränsade från omgivningen och täckta av en tät berggrund. Öppna akvifärer har inte några laterala avgränsningar, men är överlagrade 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 är den finns under en begränsad yta som kan studeras i detalj och att bedömningar av risker 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 också att den består av ett poröst material t.ex. sandsten [8][14] och att den ligger på 1000 meters djup eller mer [27][28]. 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.



Figur 4.1. Koldioxidens variation i densitet (A) respektive löslighet i akvifärsvattnet (B) med olika djup för typiska tryck- och temperaturförhållanden i den s.k. Nordtyska Bassängen [28].

Av den koldioxid, som pumpas ned i en akvifär i överkritiskt tillstånd, löses upp till 15 % relativt snabbt [29] medan de resterande cirka 85 procenten blandas mycket långsamt med vattnet i akvifären – troligen genom diffusion. Därmed kommer koldioxiden under hundratals år att utgöra en separat vätska. Den lösta koldioxiden kan i sin tur reagera med mineraler i akvifären och därmed bilda karbonater. Den koldioxid som deltar i karbonatbildning kommer att bli i princip permanent lagrad i akvifären [14]. Karbonat-

bildningen verkar leda till att akvifären blir tätare genom att porositeten och permeabiliteten minskar [30].

Lagring av koldioxid i en saltvattenakvifär (Utsira) tillämpas i stor skala sedan 1996 i Norge vid gasfältet Sleipner (se avsnitt 6.1). Försöken 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 bedömningar som gjorts över akvifärens lagringskapacitet säger att den är stor nog för att lagra all CO₂ från Europas kraftproduktion under 200-300 år.

Tillgången på och möjligheten att utnyttja akvifärer i Europa

I en IEA-rapport från 2005 [26] anges lagringspotentialen i djupa saltvattenakvifärer till 1500 Gton koldioxid. Den allra största delen av denna potential finns under den södra och den norra delen av Nordsjön. Därutöver finns betydelsefulla lagringsmöjligheter under delar av norra Tyskland. De identifierade akvifärerna ligger dock långt från de stora punktkällorna för koldioxid och förutsätter att källor och akvifärer knyts samman genom ett rörnät.

I en studie genomförd av Vattenfall Utveckling 1997, undersöktes tillgången på lämpliga akvifärer i delar av Skåne och Östersjön [27]. 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). I en Elforskstudie kring CO₂-lagring i Sverige [23], som slutrapporterades i juli 2004, bekräftades att geologiska förutsättningar och stor potential bedöms finnas i Arnagergrönsand. Potentialen bedöms i rapporten vara 240 Mton CO₂ i den Skånska delen av Arnagergrönsand, vilket är betydligt mindre än den uppskattning som gjordes i Vattenfalls studie 1997. När det gäller Deimenaformationen konstaterades i samma studie att den geologiska kunskapen är god, men att potentialen för lagring av koldioxid är osäker [23]. 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 KVA-seminariet 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.

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 inte närmare känt.

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

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.

Vid konferensen 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, ifrågasattes dock lagring i gas- och oljefält av bl.a. följande skäl:

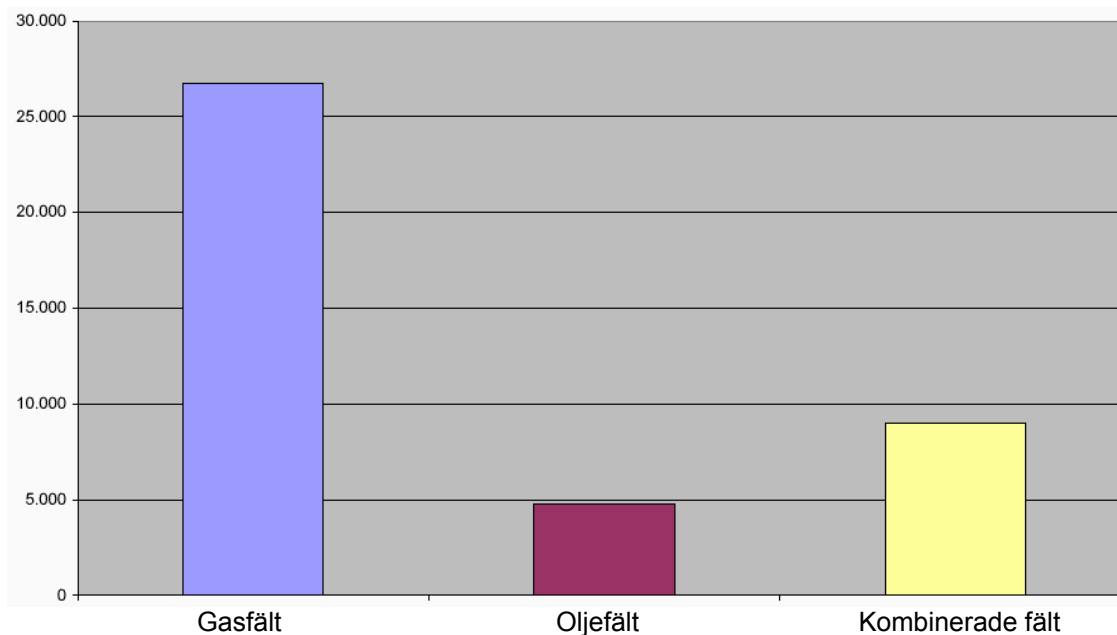
- Trycksänkningar i samband med att gas och olja utvunnits kan ha medfört att berggrunden ovanför fyndigheten sjunkit och att sprickor kan ha bildats.
- Tillförsel av koldioxid återskapar ett övertryck varvid berggrunden "reser på sig" med risk för att sprickor bildas i dess övre del.
- Gas- och oljefält 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 sänka kostnaderna för oljeutvinningen [14]. 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. Om koldioxiden innehåller svaveldioxid eller svavelväte kan detta vara en fördel för oljeutvinningen. På motsvarande sätt studeras möjligheten att öka utvinningen av gas (EGR = enhanced gas recovery) [31].

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.

Situationen i Europa

Lagringskapaciteten i gas- och oljefält i Europa har av IEA uppskattats till 50 Gton CO₂. Antalet tänkbara kända lagringsplatser är närmare 550 stycken. Av dessa dominerar gasfält både till antal och till kapacitet vilket visas i Figur 4.2. I Sveriges närhet är det främst de norska fälten i Nordsjön som har intresse i detta sammanhang. Om de engelska fälten i Nordsjön skall utnyttjas för lagring, måste enligt BP, ett beslut tas under de närmaste 2 à 3 åren.



Figur 4.2 Lagringskapacitet för koldioxid i gas- och oljefält i Europa, Mton CO₂ [26]

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. Om den utvunna metanen förbränns och den bildade koldioxiden åter tillförs kollagret, resulterar metoden inte i något nettoutsläpp av CO₂ [8][32]. Metoden kallas Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) och beskrevs översiktligt i Elforsks rapport 04:17.

4.1.4 Lagring i havet

De stora oceanerna utgör en enorm naturlig koldioxidsänka som tar upp ca 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 fossilbränsle-reservoarer 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. [33]

Lagring i havet anses dock vara förknippat med så stora osäkerheter att det är tveksamt om det är en framkomlig metod.

4.1.5 Övriga lagringsmöjligheter

Fler andra lagringsmetoder har diskuterats. Inga av dessa har dock ännu visat sig vara ekonomiskt konkurrenskraftiga jämfört med de ovan nämnda. Några av dessa metoder beskrevs i Elforsks rapport 04:17 och upprepas därför inte här.

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. I detta sammanhang bör man notera att dagens erfarenheter visar att de största läckagen sker vid injekteringsplatsen på grund av fel i olika tätningar. En annan observerad orsak till läckage är att injekteringshastigheten varit alltför stor, vilket medfört att sprickor uppkommit i de geologiska lager som skulle ha utgjort säkerhetsbarriärer.

När det gäller lagring i akvifärer behövs information om förmågan att förvara CO₂ under tillräckligt långa tidsperioder. Eftersom koldioxid är tyngre än luft och kvävande, är det viktigt att försäkra sig om att den lagrade koldioxiden inte plötsligt kan läcka ut i stora mängder. En orsak till detta skulle kunna vara seismisk aktivitet. Mindre och långsamma läckage bör inte innebära någon säkerhetsrisk, men det bör ändå noteras att den önskade reduktionen av 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. När koldioxiden har löst sig i akvifärens vatten kan den lättare förflyttas inom akvifären. Studier visar att upp till 15 % av den koldioxid som injekteras i en akvifär löser sig relativt snabbt i dess vatten. För huvuddelen (85 % eller mer) sker dock inlösningen mycket långsamt och kan pågå i hundratals och tusentals år [29]. Lösningen av koldioxiden i vattnet är specifik för varje reservoar och är beroende av bl.a. tryck, temperatur och vattenkemi [34].

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

Läckage av koldioxid till havet leder till att den marina miljön påverkas. Det är också uppenbart att lagring av CO₂ i flytande form på havsbotten kan påverka djuphavsorganismer.

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 lagring 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 [35].

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 belegg 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 rättslig 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.

De olika konventionerna beskrevs i Elforsks rapport 04:17, men anses så viktiga att de förtjänar att upprepas här, dock i en något avkortad text.

4.3.1 Londonkonventionen

Londonkonventionen innebär troligen hårda restriktioner mot lagring av CO₂ i havet och under havsbotten och det kan bli svårt att hävda att CO₂ från fossileldade kraftverks rökgaser inte utgör ett industriellt avfall. Ett tänkbart sätt att få lagring under havsbotten tillåten skulle vara att anse att lagringen av koldioxid sker av annat skäl än ren kvittblivning [35].

4.3.2 OSPAR

OSPAR-konventionen trädde i kraft 1998 och reglerar all påverkan på den marina miljön i Nordostatlanten, Nordsjön, Skagerack och Kattegatt. Konventionen förbjuder bl.a. dumpning av avfall och andra ämnen från fartyg samt utsläpp från landbaserade föroreningskällor, men förhindrar inte utsläpp från havsbaserade källor såsom arbetsplattformar i Nordsjön.

Lagring av koldioxid från landbaserade källor via transport i rörledningar bör inte utgöra något problem enligt en rapport utgiven av OSPAR-kommissionen själv. Som

kuriosa 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 därför inte givet att en sådan tolkning skulle lyckas [35].

4.3.3 Helsingforskonventionen

Helsingforskonventionen berör Östersjöländerna och syftar till att skydda Östersjöns marina miljö från miljöförstöring från land, båtar och 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 [35].

4.3.4 Havsrättskonventionen

Havsrättskonventionen om skydd av havet (UN Convention on the Law of the Sea, UNCLOS) reglerar utsläpp från rörledningar. Lagring av CO₂ i havsvatten förbjuds inte, men ska föregås av demonstration att tekniken är acceptabel för miljön. Lagring under havsbotten regleras inte, men om koldioxiden anses vara avfall ska det behandlas 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 [35]. Bristerna avser främst övervakningsaspekter, regler kring lagringsplatser som inte längre används samt drifts- och underhållsfrågor. I rapporten ges förslag på att 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 (H₂S) och koldioxid i samband med utökad oljeutvinning (EOR) pågår idag vid Weyburnfältet i Kanada, se även avsnitt 2.3 [15]. I Kanada pågår också ett 40-tal mindre projekt där koldioxid och svavelväte (och ibland även låga halter av svaveldioxid) injekteras

tillsammans [36]. I ungefär hälften av dessa fall injekteras gasen i saltvattenakvifärer och hälften i uttömda olje-/gasfält. Gaserna kommer huvudsakligen från rening av naturgas. 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 kolförbränning (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. [36]

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.

Avgörande för möjligheterna att samla 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 sulfitjoner. 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 dess lämplighet såväl i förhållande till omgivande miljö som till dess möjligheter att långsiktigt innesluta koldioxiden. För det senare syftet kan man förvänta sig att ett internationellt handelssystem för utsläpp av koldioxid kommer att kräva godkända protokoll för övervakning av koldioxidlager.

Ett bra verktyg för övervakning är modeller och simuleringar samt valideringar av dessa. Modeller är också bra hjälpmedel för att kunna välja vilka lagringsplatser som bör komma ifråga. De metoder som här beskrivs fokuseras på underjordiska akvifärer som lagringsplatser.

När det gäller lagring i 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. [34]

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 akvifären. Koldioxid finns naturligt såväl i luft som i vatten och i jordskorpan, men i de två senare fallen kan halterna variera både i tid och rum. Det är därför viktigt att först noggrant undersöka de naturliga variationerna för att senare mätningar skall ge tolkningsbara resultat.

Det finns olika metoder som kan användas för övervakningen. Seismiska metoder, geokemisk analys och tillsats av ämnen som kan spåras är vanligt använda för att lokalisera den injicerade koldioxiden och för att upptäcka ett eventuellt läckage. 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.

Hur länge mätningar behöver pågå beror på hur säker information man fått från mätprogrammet och hur mätdata överensstämmer med modellresultaten. Normalt bör man vara beredd på att datainsamlingen måste pågå i flera decennier och eventuellt också efter det att injekteringen avslutats.

Projektet 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, medan utbredningen på längre sikt (5 år eller mer) främst verkar vara beroende av topografin i akvifärens tak samt akvifärens horisontella permeabilitet. [37]

I ett EOR-projekt i det kanadensiska Weyburnfältet övervakas den injicerade koldioxiden med hjälp av bl.a. seismiska metoder och geokemiska metoder. Både mer vanligt förekommande ämnen, spårämnen och en del radioaktiva isotoper mäts i oljefältet. Hittills mäts endast vätskefasen, men även den fasta fasen ska mätas. Signifikanta förändringar i koncentrationen av vätekarbonat, magnesium och kalcium samt av pH-värdet har noterats.

De ytor som kan behöva övervakas när det gäller lagring av koldioxid i en akvifär kan bli tämligen omfattande. I en IEA-rapport från 2004 [29] i vilken man utgår från att 8,6 miljoner ton koldioxid per år injekteras under 30 år, beräknas koldioxidplymen ha en utbredning i akvifären från cirka 220 till nästan 350 km² 80 år efter det att injekteringen påbörjades. Kostnaden för att övervaka lagringen - allt från förstudien till och med år 80 - har dock inte beräknats till mer än cirka 0,05 \$ per ton koldioxid. Övervakningskostnaden skulle därmed vara närmast försumbar i sitt sammanhang.

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 [38].

Tabell 4-2. För- och nackdelar för olika lagringsmetoder för CO₂ [38]

| Lagring | Fördelar | Nackdelar |
|-----------------------|---|---|
| Gasfält | Beprovat gastät berggrund, låga exploateringskostnader, välkänd geologi | Risk för läckage från sprickor och äldre borrhål, licenskonflikt? |
| Oljefält | Beprovat 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 |
| Obegränsade 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 | Visat 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.

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. [39]

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. Detta sker genom absorption i MEA i två 20 meter höga kolonner. Ca 1 miljon ton CO₂ per år avskiljs, vilket motsvarar 3 % av Norges årliga CO₂-utsläpp [4][34].

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 och uppskattas kunna lagra 6-700 Gton CO₂. Initiativet till projektet kommer från Statoil som också driver verksamheten. [4]

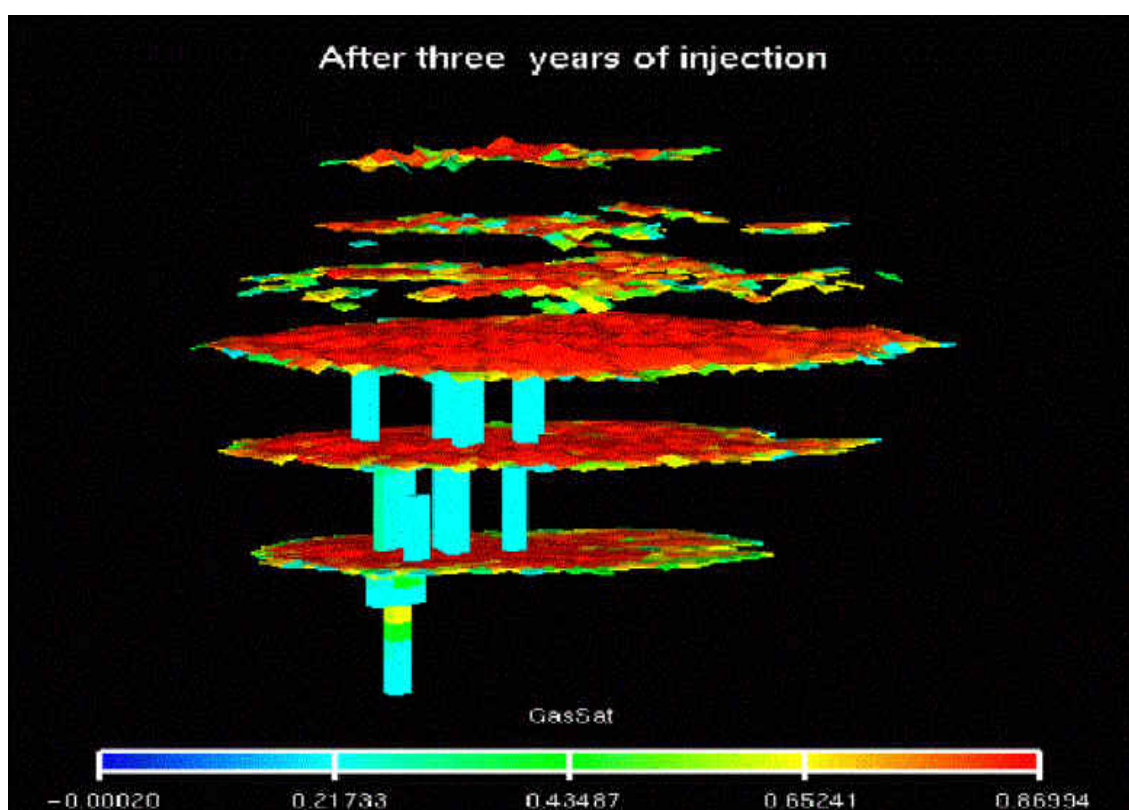
6.1.1 SACS-projektet: utvärdering av injekteringen vid Sleipnerfältet

Vid Sleipnerfältet har ett projekt kring övervakning och forskning av koldioxidlagringen genomförts. Projektet kallas SACS (Saline Aquifer CO₂ Storage) och avslutades i december 2003 [40]. Projektet utfördes i nära samarbete med IEA GHG som skötte mycket av de internationella kontakterna och beskrevs i Elforsks rapport 04:17. Därför återges här bara de väsentligaste resultaten. Till dessa hör:

1. att det var möjligt att detektera och studera koldioxidens utbredning i akvifären, bl.a. med hjälp av repeterande seismiska mätmetoder. I Figur 6.1 visas simuleringar över hur koldioxiden fördelats tre år efter det att den börjat injekteras.
2. att Utsiraformationen endast i mycket begränsad omfattning reagerat med koldioxiden. De reaktioner som har förekommit har huvudsakligen varit med karbonater.
3. att en s.k. ”Best Practise Manual” framtagits, publicerad i en IEA-rapport under 2003. I manualen ges rekommendationen om 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, uppskattning av det naturliga flödet inuti reservoaren samt bedömning av möjliga geomekaniska konsekvenser av injekteringen.

- 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.
- 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.



Figur 6.1. Simulerad bild över CO₂ i Utsiraakvifären efter tre år. (källa: Statoil, SINTEF)

Ett område som inte täckts in i SACS-projektet är riskbedömning. I uppföljningsprojektet till SACS – CO2STORE – ingår följdaktigt riskbedömningar. Se vidare under punkten 6.3. [40]

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 land-baserade. [40]

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. För mer information hänvisas till projektets hemsida www.cmr.no/klimatek.

6.5 GESTCO - Geological Storage of Carbon Dioxide

GESTCO var ett europeiskt samarbetsprojekt med nordiska deltagare och finansierades delvis av EU:s femte ramprogram. Den totala budgeten var på knappt 40 MSEK. I projektet undersöktes den europeiska potentialen för geologisk lagring av koldioxid. Lagring i akvifärer eller kolvätereservoarer samt genom EOR och ECBM studerades främst. Områden med stora punktutsläpp av koldioxid kartlades och jämfördes med potentiella lagringsplatser.

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). Fas 1 av projektet startade i maj 2000 och avslutades år 2004 och följdes av fas 2 som ska pågå t.o.m. 2007. 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. För mer information hänvisas till projektets hemsida www.co2captureproject.com.

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 % [41]. För mer information hänvisas till projektets hemsida www.elsam.com

6.8 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. 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.

6.9 CASTOR – CO₂ from Capture and Storage

EU-projektet CASTOR startade 2004 och löper t.o.m. 2007. Det involverar ett 30-tal intressenter, däribland Vattenfall, och finansieras bl.a. genom EU:s sjätte ramprogram. Projektet fokuserar mot tekniker för avskiljning av koldioxid efter förbränningen och mot en säker och pålitlig lagring i akvifärer och uttömda olje- och gasfält. Projektets mål är att åstadkomma en väsentlig minskning i kostnaden för avskiljning, att nå framsteg avseende acceptans, säkerhet och miljö samt att påbörja arbetet med att utveckla en europeisk strategi hela processen med avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Mer information om projektet finns på hemsidan: www.co2castor.com.

6.10 ENCAP

Projektet ENCAP löper under perioden 2004-2008 och syftar till att utveckla tekniker för avskiljning av koldioxid före förbränningen och genom förbränning i syrgasanrikad luft samt att utveckla rena och kostnadseffektiva tekniker för elproduktion från fossila bränslen. Målet är att uppnå åtminstone 90 % undvikande av koldioxidutsläpp och 50 % kostnadsminskning jämfört med dagens nivåer. ENCAP är ett EU-projekt som koordineras av Vattenfall och involverar 33 företag/organisationer. Förhoppningen är att projektet kommer att resultera i kommersiellt tillgängliga tekniker inom en tidshorisont på ca 10-15 år. För mer information se www.encapco2.org.

6.11 CO2SINK

Även projektet CO2SINK är ett EU-projekt. I projektet deltar GeoForschungsZentrum Potsdam, Vattenfall, Statoil m.fl. Projektet syftar till att förstå vilka forskningsbehov och praktiska krav som måste uppfyllas för att koldioxidavskiljning och -lagring ska kunna tillämpas i större skala. 10000 ton koldioxid kommer årligen att injekteras i ett gasfält i Tyskland, som inte längre används för gasutvinning. Mer information finns på projektets hemsida: www.co2sink.org.

6.12 Övriga initiativ

Inom Vattenfall pågår ett omfattande FoU-projekt för att undersöka de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för ett koldioxidfritt fossileldat kraftverk. Enligt planerna skall projektet resultera i konstruktion av ett 250 MW demonstrationskraftverk. Syftet är att ha ett kommersiellt koncept tillgängligt 2015-2020. FoU-arbetet bedrivs både genom deltagande i EU-projekt (exempelvis ENCAP-projektet som koordineras av Vattenfall, se avsnitt 6.10), och i form av egna studier av avskiljning, transport och lagring av CO₂ från främst egna koleldade kraftverk.

I maj 2005 tillkännagav Vattenfall sina planer på att bygga en pilotanläggning baserad på O₂/CO₂-förbränning. Anläggningen, med en bränsleeffekt på 30 MW, byggs i anslutning till kolkraftverket Schwarze Pumpe söder om Berlin i delstaten Brandenburg. Pilotanläggningen beräknas vara klar för drift under 2008. Investeringen beräknas till cirka 40 miljoner euro (370 miljoner kronor).

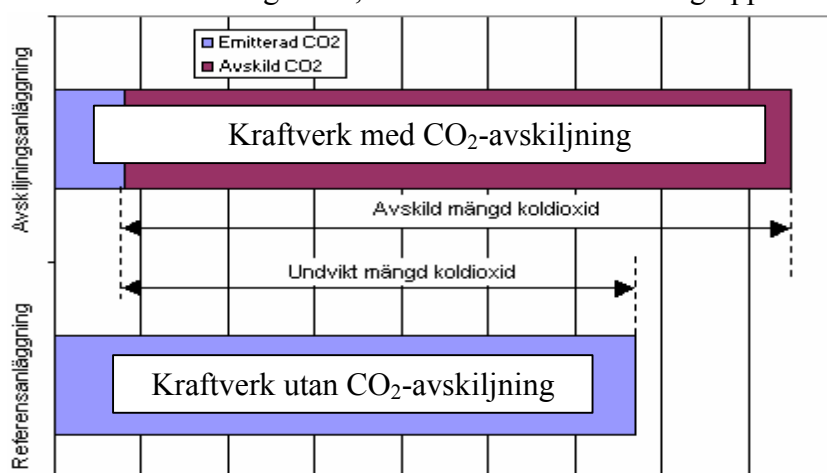
AGA/Linde Gas arbetar bl.a. med luftsepareringsenheter. Förhoppningen är att syrgasproduktion kan ske till lägre kostnad, vilket kan tillämpas vid O₂/CO₂-förbränning.

7 Kostnader för avskiljning, transport och lagring av CO₂

7.1 Inledning

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.

I en anläggning med CO₂-avskiljning, krävs mer bränsle för att producera samma mängd el. Det blir då ökad CO₂-bildning, av vilken merparten kan avskiljas och lagras. Detta illustreras i Figur 7.1, vilken också förklarar begreppet undvikt mängd koldioxid.



Figur 7.1 Skillnaden mellan mängden avskild och undvikt koldioxid

7.2 Kostnad för elgenerering och avskiljning av CO₂

7.2.1 Utgångspunkter för kostnadsberäkningarna

Förutsättningarna för de kostnadsberäkningar, som gjorts i bilaga A, listas nedan. Utgångspunkten har varit att så långt det är möjligt utnyttja de kostnadsparametrar som använts i Elforsks rapport 03:14 "El från nya anläggningar" [42]. En del parametrar har hämtats från IEA-studier, vilket markeras med (*) i listan nedan. Omräkningar mellan priser i dollar och kronor har skett till kursen 7,00 SEK/US\$.

1. kapitalkostnaden beräknas som en annuitet efter 6 % real ränta och 20 års avskrivningstid. Annuitetsfaktorn blir med dessa utgångspunkter 0,1147
2. antalet drifttimmar per år har i samtliga beräkningar varit 7450 h (*)
3. naturgaspriset har antagits till 110 SEK/MWh
4. kolpriset har antagits till 61 SEK/MWh bränsle
5. fasta drift- och underhållskostnader har antagits till 6 % per år av investeringen (*)
6. den potentiella koldioxidemissionen har för kol antagits till 98 g/MJ bränsle och för naturgas till 58 g/MJ bränsle.

En kommentar till valda beräkningsförutsättningar är att de fasta drift- och underhållskostnaderna (6 %) för koleldade kraftverk är något hög i jämförelse med de nivåer som europeiska leverantörer idag använder (3 %). Vi har dock valt att använda de siffror som IEA tillämpar i sina studier. En justering till den lägre procentnivån skulle resultera i en minskning av elproduktionskostnaden med ca 3-4 öre/kWh för kolkraftverk utan CO₂-avskiljning och ca 4-5 öre/kWh för kolkraftverk med CO₂-avskiljning.

7.2.2 Genomförda kostnadsberäkningar

Ett flertal kostnadskalkyler redovisas i de IEA-studier som utgjort underlag till denna rapport [9][15][21][43][44]. Resultaten kan skilja sig markant mellan olika studier. Detta beror på vilken referensanläggning kalkylerna utgår från, vilka anläggningsstorlekar som studeras, vilken avskiljningsteknik som avses, vilka uppskattningar som gjorts beträffande investeringskostnader etc. Kostnaden för undvikande av CO₂, eller merkostnaden per producerad kWh, har i IEA-studierna beräknats som skillnaden för kraftverk med och utan CO₂-avskiljning. Detta leder lätt till att kostnadsdata för CO₂-avskiljning blir behäftade med stora fel. Eftersom osäkerheterna är stora bör man vara försiktig med att dra alltför långtgående slutsatser t.ex. beträffande vilken teknik eller vilket bränsle som är att föredra. Nedan redovisas ändå resultat från de beräkningar som gjorts i denna rapport med ovan angivna beräkningsförutsättningar.

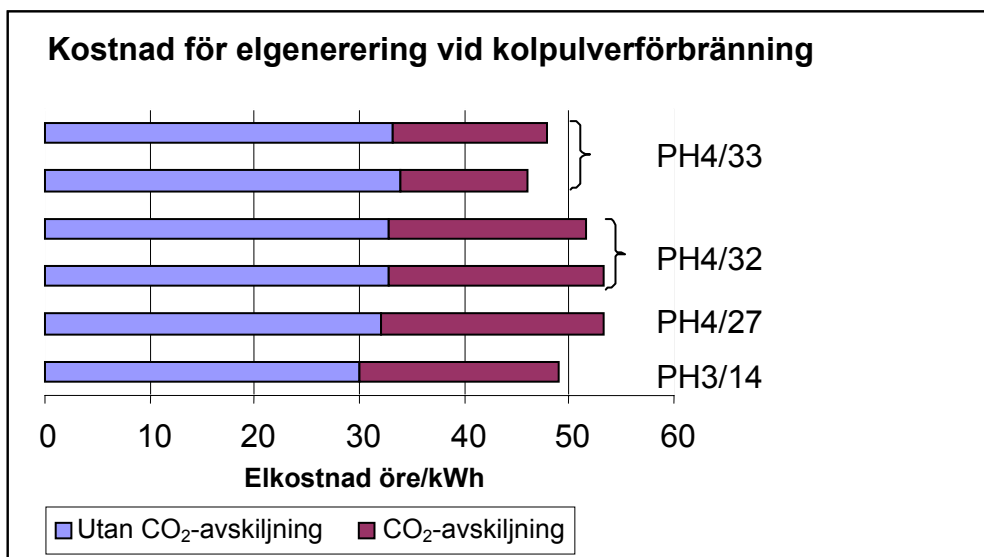
Ett generellt drag i de granskade studierna att det är väsentligt dyrare att avskilja CO₂ genom att bygga om ett äldre kraftverk än att vidta avskiljningsåtgärder i ett nytt. Detta gäller både för kol och för naturgas som bränsle. Denna slutsats framträder så tydligt att man kan säga att ombyggnad för CO₂-avskiljning bara blir aktuellt om alla nya anläggningar försetts med CO₂-avskiljning och att det finns ett behov därutöver för avskiljning. 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.

En annan slutsats är att naturgas som bränsle ger en högre kostnad för CO₂-undvikande än kol. Med de förutsättningar som använts i denna studie gäller däremot att naturgas ger en lägre elproduktionskostnad än kol oavsett om CO₂ avskiljs eller inte. Om lägre fasta drift- och underhållskostnader skulle användas för kol än naturgas, i enlighet med diskussionen i avsnitt 7.2.1 ovan, skulle elproduktionskostnaderna bli likvärdiga för de båda bränslena. Skulle naturgaspriset därtill bli 40-50 % högre än kolpriset – vilket inte är orimligt – blir kol det intressantare bränslet. Av detta resonemang framgår att det är svårt att dra slutsatser om vilket bränsle som är att föredra. Det kan dock konstateras att det planeras för fler koleldade kraftverk än för naturgaskombi inom Europa idag.

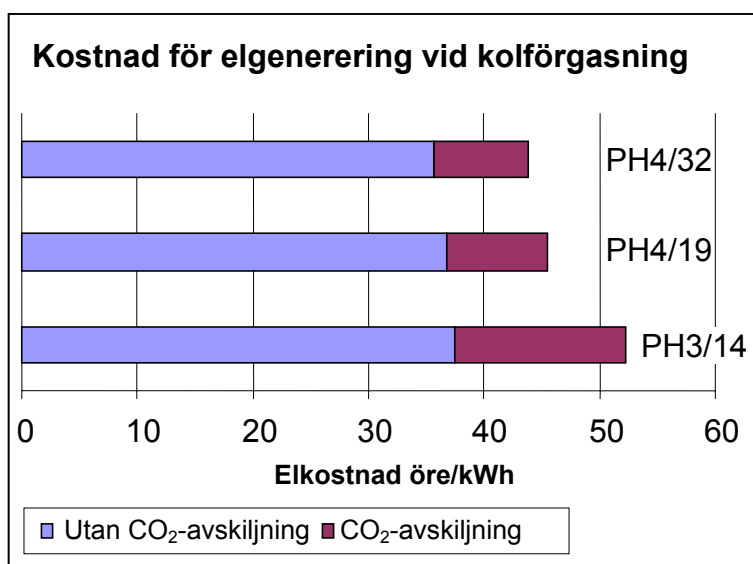
Vidare kan konstateras att med de antaganden som använts i denna rapport bedöms kostnaden för avskiljning vid kolförgasning bli lägre än avskiljning vid kolförlagd anläggningar. Det senare gäller såväl för konventionella anläggningar, som utnyttjar luft vid förbränningen, som för sådana som använder sig av blandning av O₂ och CO₂ som oxidationsmedium. Det är i sammanhanget mycket viktigt att poängtera att det idag inte finns någon kommersiell anläggning för kolförgasning, vilket innebär att många kostnadsuppgifter bygger på uppskattningar, som i vissa fall kan vara optimistiska. När det gäller kolförlagda anläggningar finns däremot en mängd i drift och ett flertal nya stora

anläggningar är under uppbyggnad i Europa. Detta är mycket viktigt att ha i åtanke när siffror för de olika teknikerna jämförs. För båda teknikerna bedömer IEA att det finns en potential för kostnadsminskning fram till år 2020 på ca 10 öre/kWh [15][44].

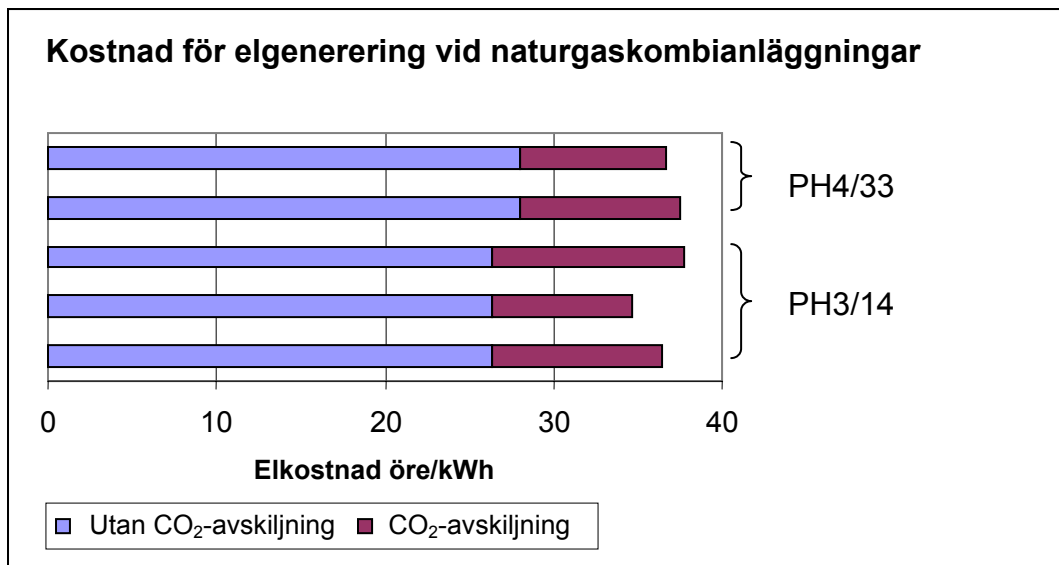
De kostnadsdata som framtagits i bilaga A och som underbygger ovan nämnda slutsatser sammanfattas i Figur 7.2, Figur 7.3 och Figur 7.4 när det gäller elproduktion och nya anläggningar och i Figur 7.5, Figur 7.6 och Figur 7.7 när det gäller CO₂-undvikande likaså från nya anläggningar.



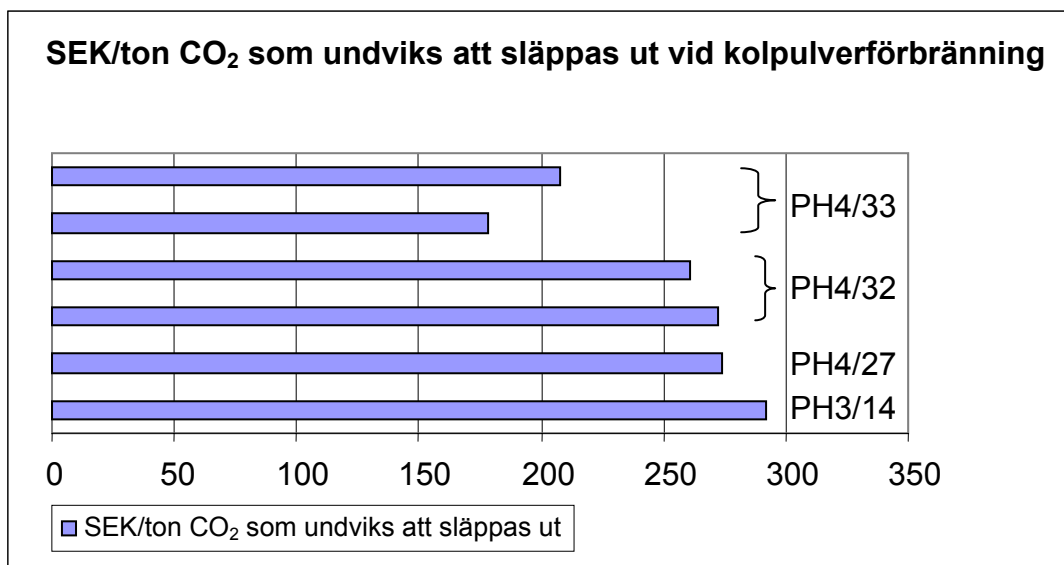
Figur 7.2 Kostnad för elgenerering vid kolpulverförbränning och avskiljning av koldioxid [9][21][43][44].



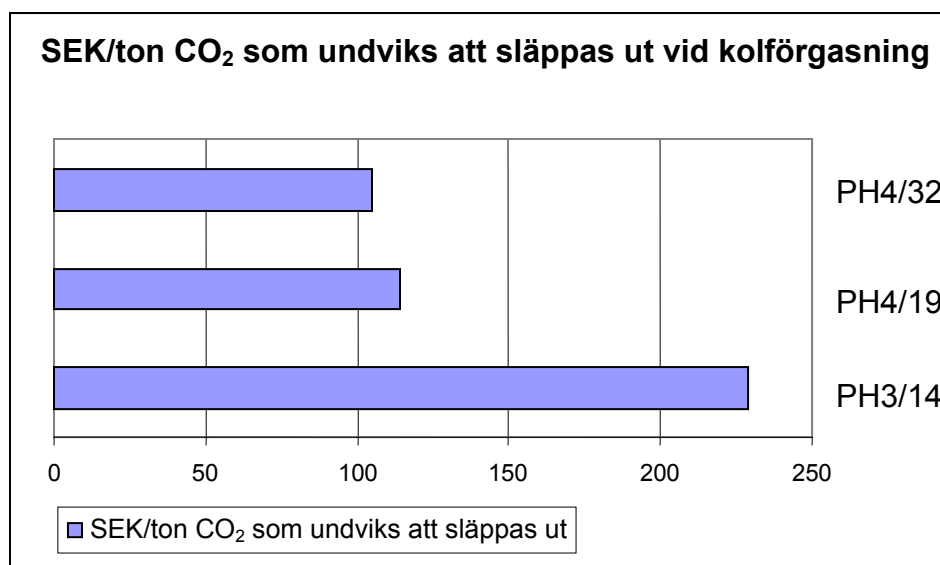
Figur 7.3 Kostnad för elgenerering vid kolförgasning och avskiljning av koldioxid [9][15][21].



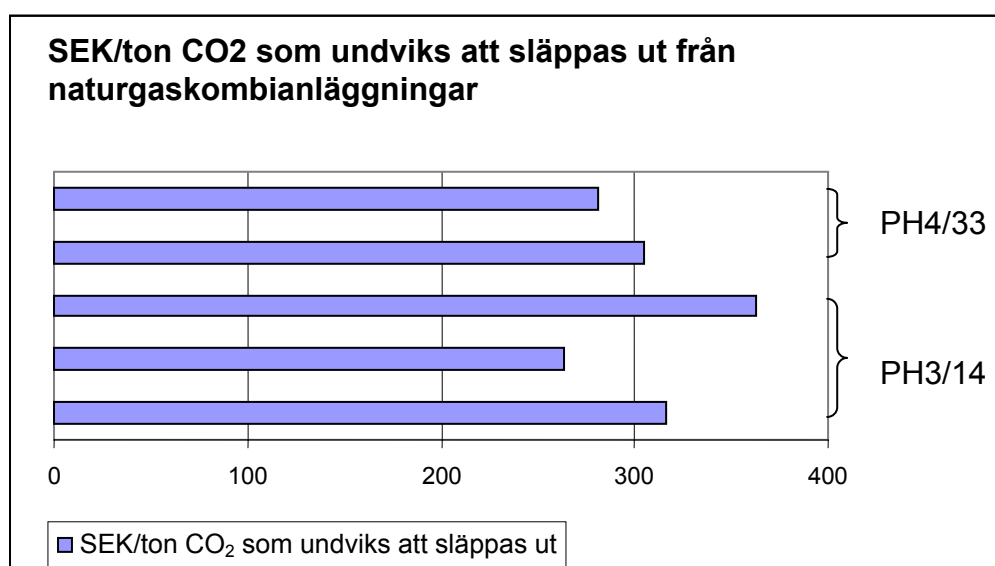
Figur 7.4 Kostnad för elgenerering vid naturgaskombianläggningar och avskiljning av koldioxid [9][44].



Figur 7.5 Kostnad för att minska utsläpp av koldioxid vid kolpulverförbränning. [9][21][43][44].



Figur 7.6 Kostnad för att minska utsläpp av koldioxid vid kolförgasning [9][15][21].



Figur 7.7 Kostnad för att minska utsläpp av koldioxid vid naturgaskombianläggningar [9][44].

7.2.3 Betydelsen av svavelinnehåll i kol

I en IEA-studie från 2004 [43] studeras hur svavelinnehållet i bl.a. kol samt den primära NO_x-produktionen påverkar kostnaden för att avskilja, transportera och lagra koldioxid vid en anläggning som före koldioxidavskiljningen har en effekt på 750 MW el.

Det haltintervall på svavel som ingått i studien har sträckt sig från 0,1 % till 2,5 %. De krav som ställts i studien när det gäller utsläpp av svavel-, kväveoxider och partiklar är

att de specifika emissionerna med marginal skall uppfylla EU:s krav och uppgå till cirka 600 g SO₂, 1000 g NO_x och 50 g partiklar per MWh.

De kombinationer av tekniska system och CO₂-avskiljning som beräknades ge de lägsta elkostnaderna för ett standardkol från Australien med en svavelhalt på 0,86 % framgår av Tabell 7-1.

Tabell 7-1 Kostnad för att med olika tekniker avskilja koldioxid om ett standardkol från Australien är energiråvaran [43].

| Parameter | Kolförbränning | | Kolförgasning | |
|---|---|---|--|--|
| | CO ₂ + SO ₂ absorption med Cansolvprocess | CO ₂ + SO ₂ oxyfuelprocess | Enbart CO ₂ -avskiljning | CO ₂ + H ₂ S absorption med Seloxolprocess |
| Eleffekt brutto MW | 750 | 750 | 973 | 980 |
| Eleffekt netto MW | 547 | 533 | 730 | 742 |
| Investering Miljoner \$ | 1 070 | 1 010 | 1 090 | 1 050 |
| Specifik invest. \$/kW | 1 960 | 1 890 | 1 490 | 1 420 |
| Elkostnad cent/kWh | 7,1 | 6,6 | 5,7 | 5,4 |
| Verkningsgrad tot. % | 30,9 | 30,1 | 31,5 | 32,0 |
| Kostnad \$/ton undvikt CO ₂ - utsläpp | 44 | 33 | 17 | 13 |
| CO ₂ -emission g/kWh | 110 | 22 | 150 | 150 |

För de olika tekniska alternativen för elproduktion och CO₂-avskiljning påverkas kostnaderna för elproduktionen ganska marginellt av kolkvaliteten – särskilt vid förgasning – vilket redovisas i Tabell 7-2.

Tabell 7-2 Kostnaden för att producera el påverkas relativt marginellt av kolkvaliteten om krav ställs på CO₂-avskiljning samt på låga utsläpp av svavel- och kväveoxider [43].

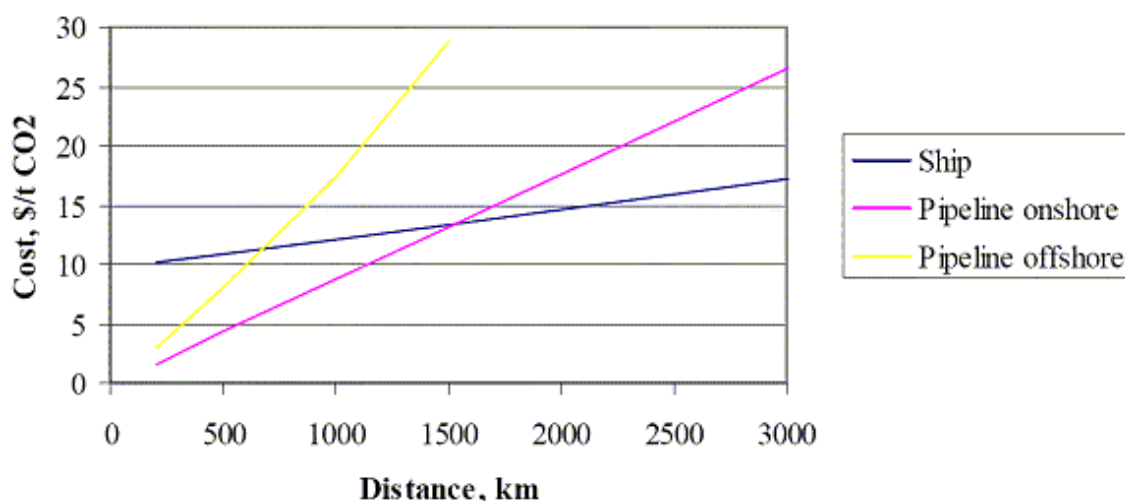
| Kolkvalitet | Kolförbränning | | | | Kolförgasning | | | |
|---|---|--------|---|--------|--|--------|--|--------|
| | CO ₂ + SO ₂ absorption med Cansolvprocess | | CO ₂ + SO ₂ oxyfuelprocess | | Enbart CO ₂ -avskiljning | | CO ₂ + H ₂ S absorption med Seloxolprocess | |
| | c/kWh | \$/ton | c/kWh | \$/ton | c/kWh | \$/ton | c/kWh | \$/ton |
| Standardkol Australien 0,86 % S | 7,1 | 44 | 6,6 | 33 | 5,7 | 17 | 5,4 | 13 |
| Bituminöst USA 2,5 % S | 7,0 | 39 | 6,5 | 27 | 5,9 | 18 | 5,4 | 10 |
| Subbituminöst USA 0,5 % S | 7,5 | 47 | 7,1 | 36 | 5,7 | 16 | 5,5 | 15 |
| Bituminöst Indien hög askhalt; 0,6 % S | 7,4 | 45 | 7,0 | 34 | | | | |
| Bituminöst Indonesien 0,1 % S | 7,3 | 50 | 7,1 | 41 | 5,8 | 16 | 5,7 | 15 |

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 10-25 SEK per ton koldioxid vid en transportsträcka på 100 km i rörledningar [6][7].

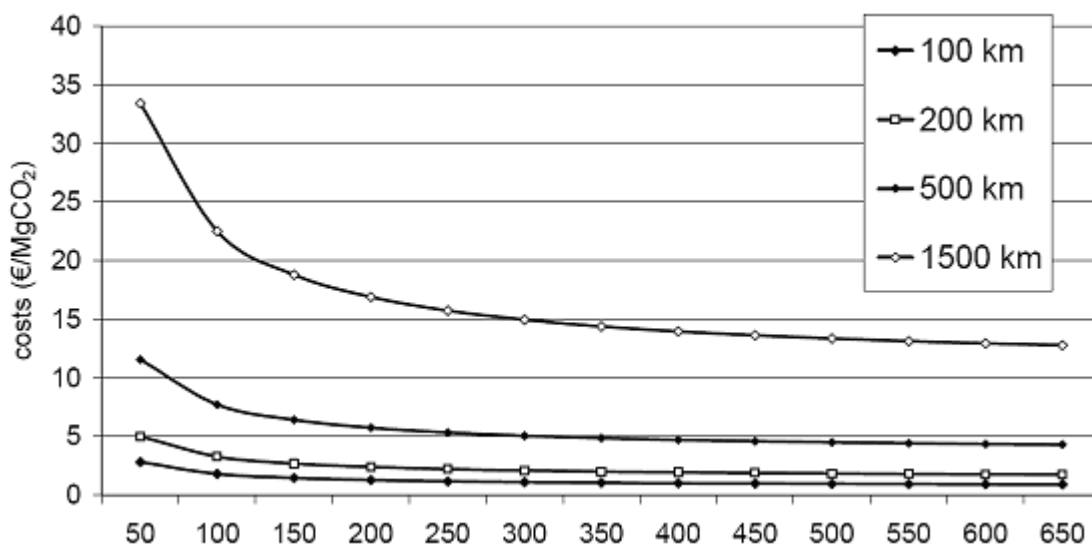
De ovan uppgivna transportkostnaderna anger nivåer som förväntas kunna nås för en mogen infrastruktur för CO₂-transport och vid måttliga avstånd. För längre avstånd mellan källor och lagringsplatser ökar transportkostnaden för rörledningar ungefär linjärt med avståndet. Kostnadsfördelar (storskalefördelar) kan nås om flera källor kopplas samman via kortare matningsledningar till en gemensam större stamledning, så att ett nät successivt kan byggas upp [19].

I en IEA-studie från år 2004 [20] har man för ett kapacitetsbehov av 20 000 ton/dygn funnit att båttransport är billigare än havsförlagda ledningar om avståndet är 700 km eller mer. Motsvarande avstånd för ledningar på land är 1500 km. För ett avstånd på cirka 200 km har kostnaden för båttransport beräknats till cirka 70 SEK/ton och för en tio gånger längre transportsträcka till cirka 100 SEK/ton. Detta illustreras i Figur 7.8.



Figur 7.8 Beräknad kostnad för transport av koldioxid med fartyg respektive med rörledningar [20]. Kapaciteten är i samtliga fall 20 000 ton/dygn, vilket motsvarar cirka 230 kg/sekund.

Till kostnader av samma storleksordning har IEA kommit i sin studie för Europa [26] i vilken i huvudsak havsförlagda rörledningar analyserats. För ett avstånd av 1500 km beräknar man i denna studie att kostnader för rörbunden transport uppgår till cirka 16 \$/ton vid samma kapacitet som avses i Figur 7.8. För större flöden har man i nämnda studie funnit att den specifika kostnaden endast minskar marginellt, vilket framgår av Figur 7.9.



Figur 7.9 Kostnaden för att i Europa transportera koldioxid genom rör som i huvudsak är havsförlagda [26].

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, medan kostnaden för lagring av 10 miljoner ton CO₂ per år beräknats till 7 \$/ton. Vid EOR-tillämpningar kan CO₂-lagringen innebära att utbytet av olja ökar. I dessa fall kan alltså CO₂-lagringen vara lönsam.

För Europa ligger de bästa lagringsplatserna ofta långt från de stora punktkällorna. Därför har IEA uppskattat att ett stort rörnät för koldioxid måste byggas upp. Kostnaden för detta har beräknats till 120 miljarder € [26].

De kostnader som IEA beräknat för själva lagringen av koldioxid [26] sammanfattas för Europa i Tabell 7-3.

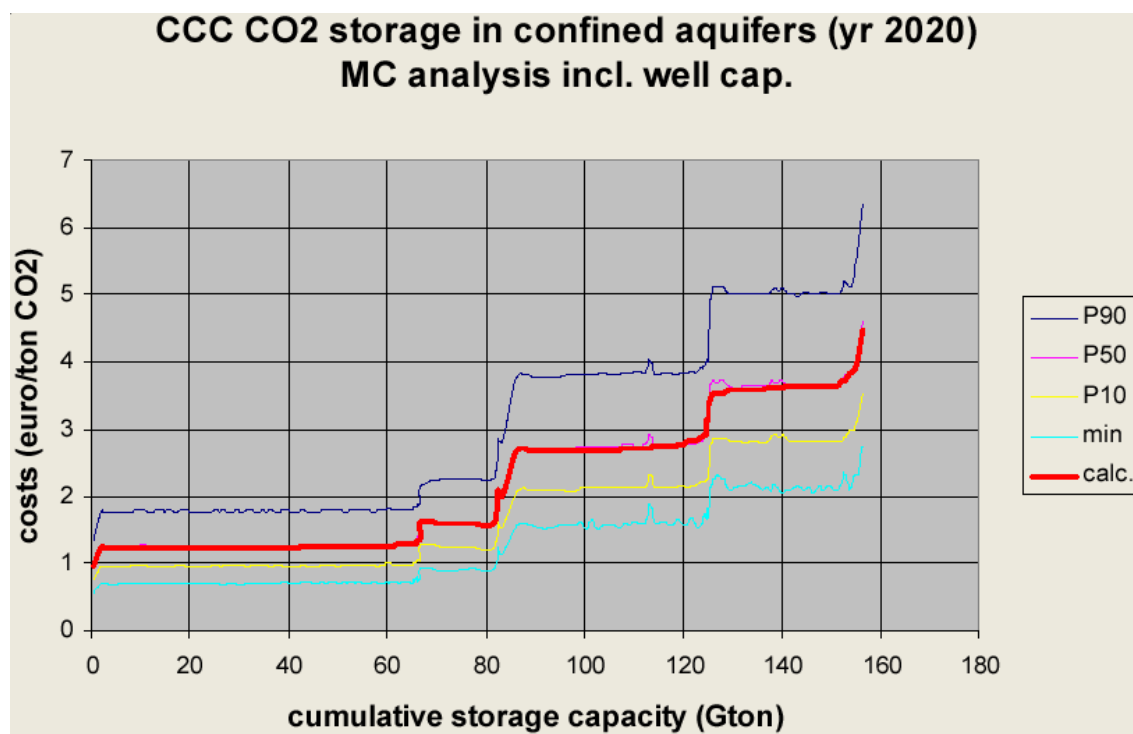
Tabell 7-3 Beräknade kostnader för att lagra koldioxid i Europa [26].

| Lagringsmöjlighet | Typisk kostnad €/ton år 2000 | Kostnadsintervall €/ton år 2000 |
|----------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Akvifärer | 1 – 2, 5 | 0,6 – 6 |
| Tömnda naturgasfält | 2 | 0,75 – 5 |
| Tömnda oljefält | 1 - 3 | 1,5 – 7,5 |
| Utökad oljeutvinning | 30 | 6 – 80 |
| Kolfyndigheter | 40 | - |

De kostnader som anges i Tabell 7-3 för att lagra koldioxid i akvifärer är betydligt lägre än motsvarande uppgifter för Nordamerika [24] där en vanlig uppgift är 12 \$/ton om akvifärer eller gamla gasfält utnyttjas. Detta förklaras med att cirka 1 miljon ton

koldioxid per år kan anses bli en genomsnittlig injekteringsmängd per plats i Europa, medan motsvarande uppgift för Nordamerika bara är 0,2 miljoner ton per år.

De kostnader som beräknats för lagring år 2020 tar hänsyn till teknisk utveckling i borrhäls teknik och summeras i Figur 7.10.



Figur 7.10 Kostnad för lagring av koldioxid i Europa, beräknad för år 2020 års tekniska status. Den kurva som är markerad P50 är den beräknade mest sannolika kostnaden för en blandning av alla aktuella akvifärer. I den angivna kostnaden ingår inte rörledningar till akvifären eller andra transportrelaterade kostnader [26].

Att kostnaden stiger med ökande lagringskapacitet förklaras av att de billigaste lagringsplatserna utnyttjas först och därefter de allt dyrare.

7.5 Sammanställning av beräknade kostnader

I nedanstående sammanställning har utgått från att koldioxiden behöver transporteras i en internationellt samägd rörledning för att nå lagringsplatsen som antas ligga 1500 km från en källa i Sverige. Kostnaden för denna transport har beräknats från Figur 7.9.

Själva lagringen har kostnadsberäknats efter informationen i Figur 7.10 och har antagits till 15 SEK/ton.

I de kostnadssammanställningar som redovisas i Tabell 7-4 har antagits att det kvarvarande utsläppet av koldioxid ingår i ett system för handel med utsläppsrätter. Priset på utsläppsrätter har antagits vara 22 €/ton CO₂ (ca 210 SEK/ton CO₂), dvs. den genomsnittliga nivå de legat på under perioden juli-september 2005.

Tabell 7-4 Sammanställning av kostnader för att avskilja, transportera och lagra koldioxid, uttryckt som produktionskostnad för el.

| Nya kolpulvereldade anläggningar med avskiljning av koldioxid | | |
|--|-----|-----------|
| | | Öre/kWh |
| Produktionskostnad för el med hänsyn till avskiljning av CO ₂ (framtid) | | 47 |
| CO ₂ -mängd som man undviker att släppa ut kg/MWh | 700 | |
| CO ₂ -mängd som släpps ut trots avskiljning, kg/MWh | 100 | |
| Transportkostnader för den CO ₂ som ej släppts ut, 135 SEK/ton | | 9,5 |
| Lagringskostnader för den CO ₂ som ej släppts ut, 15 SEK/ton | | 1,0 |
| Kostnad för utsläppsrätter, 210 SEK/ton CO ₂ | | 2,1 |
| TOTALT | | 60 |

| Nya kolförgasningsanläggningar med avskiljning av koldioxid | | |
|--|-----|-----------|
| | | Öre/kWh |
| Produktionskostnad för el med hänsyn till avskiljning av CO ₂ (framtid) | | 45 |
| CO ₂ -mängd som man undviker att släppa ut kg/MWh | 810 | |
| CO ₂ -mängd som släpps ut trots avskiljning, kg/MWh | 130 | |
| Transportkostnader för den CO ₂ som ej släppts ut, 135 SEK/ton | | 10,9 |
| Lagringskostnader för den CO ₂ som ej släppts ut, 15 SEK/ton | | 1,2 |
| Kostnad för utsläppsrätter, 210 SEK/ton CO ₂ | | 2,7 |
| TOTALT | | 60 |

| Nya naturgaskombianläggningar med avskiljning av koldioxid | | |
|--|-----|-----------|
| | | Öre/kWh |
| Produktionskostnad för el med hänsyn till avskiljning av CO ₂ (framtid) | | 38 |
| CO ₂ -mängd som man undviker att släppa ut kg/MWh | 376 | |
| CO ₂ -mängd som släpps ut trots avskiljning, kg/MWh | 36 | |
| Transportkostnader för den CO ₂ som ej släppts ut, 135 SEK/ton | | 4,6 |
| Lagringskostnader för den CO ₂ som ej släppts ut, 15 SEK/ton | | 0,5 |
| Kostnad för utsläppsrätter, 210 SEK/ton CO ₂ | | 0,8 |
| TOTALT | | 44 |

Av Tabell 7-4 framgår att naturgas har kostnadsmässiga fördelar i jämförelse med kol utifrån de beräkningsförutsättningar som använts i denna rapport.

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, som 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 bl.a. i Sverige, Norge, Danmark och Finland. I Sverige är elproduktion undantagen från koldioxidskatt.

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. Den följs nu av systemstudien Nordic Energy Perspective som skall utreda hur olika formuleringar av mål och styrmedel påverkar den nordiska energimarknaden och dess kunder.

Nordledens ekonomiska modeller pekade mot att Sverige och Finland på 10 års sikt kommer att bli alltmer beroende av elimport medan Norge, Danmark och 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.

Studien *"Biobränsle från skogen - En studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar"* [45] från år 2002, visar att det finns en teknisk potential att öka elproduktionen från skogsbränslen inom massa- och pappersindustrin med 2,3-3,3 TWh/år. I huvudsak skulle detta ske genom en bättre anpassning av ångturbiner och biobränslepannor till värmebehovet. En faktor som påskyndat utvecklingen i en sådan riktning är elcertifikatsystemet, som 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 från kondensanläggningar.

Av den elproduktion som beräknats tillkomma under de närmaste 10 åren genom elcertifikaten kommer huvuddelen att baseras på förbränning av 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 elcertifikaten inte alltid blir den mest kostnadseffektiva om målet är 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 effekt-reserv. 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 därför bli ett viktigt komplement 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 energislag, 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 medan fossila bränslen huvudsakligen används vid topplastproduktion. Fjärrvärmeunderlaget utnyttjas dock endast i ringa grad för kraftproduktion. Detta förklaras av att elproduktionen från kraftvärmelanläggningar har haft svårt att hävda sig i konkurrens med exempelvis kärnkraftens rörliga kostnader. De förändringar som ovan diskuterats kommer i första hand att minska koldioxidutsläppen 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 fabrikernas 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 på el som följd av klimatåtaganden

En följd av Kyotoprotokollets genomförande under perioden 2008 – 2012 har redan i början av år 2005 noterats i form av höjda marginalpriser på el. En marknadsmässig konsekvens av detta är att intresset för en effektivare elanvändning vaknat.

De åtaganden som gjorts inom Kyotoprotokollet kommer efter 2012 med stor sannolikhet att följas av betydligt hårdare krav på i-länderna. Inom EU har målsättningen 15-25 % reduktion, jämfört med år 1990, nämnts inför kommande internationella förhandlingar. Det är uppenbart att åtgärder inom energisektorn på sikt inte ensamma räcker till för att klara kommande mål till rimliga kostnader, utan att åtgärder måste vidtas även inom andra sektorer med betydande koldioxidutsläpp, inte minst inom transportsektorn.

Klimatfrågan är ett av skälen till att bl.a. EU, USA, Japan och flera andra länder beslutat om mycket stora forskningsprogram för vätgasbaserad transport. Optimismen är i detta sammanhang stor och en del spår att en bredare marknad för väte och bränslecellsdrivna fordon kan komma i mitten av 2020-talet. En del bedömningar tyder vidare på att denna marknad kommer att vara dominerande runt 2050. Innan detta kan bli verklighet måste dock en rad problem – inte minst tekniska och ekonomiska sådana – lösas. Om planerna skulle förverkligas kommer alla energimarknader att påverkas. I en nyligen publicerad Elforskrappport kring vätgas i det svenska energisystemet [16] har en bedömning gjorts av hur elbehovet i Sverige kan komma att förändras. En kvalificerad gissning är att vätgasproduktionen kan komma att kräva 7 à 8 TWh el per år. Huvuddelen av väteförsörjningen kommer dock av ekonomiska skäl att behöva baseras på fossila bränslen, vilket i sin tur kan kräva att koldioxid avskiljs och lagras.

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.

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 [46].

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-effektivare. 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.

Priset på utsläppsrätter för koldioxid är i mitten av år 2005 av storleksordningen 200-220 SEK/ton. Detta är väsentligt lägre än de kostnader som beräknats i denna rapport för att avskilja, transportera och lagra koldioxid. Det är dock troligt att priserna på utsläppsrätter kan komma att bli högre i framtiden.

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, visar beräkningarna som gjorts i denna studie att enbart avskiljningssteget leder till en merkostnad av storleksordningen 12-20 öre/kWh el för koleldade anläggningar och 9 -11 öre/kWh el för naturgaseldade anläggningar. Till detta kommer transport och lagring som höjer kostnaden med 30-50 %. Detta gör att totalkostnaden sannolikt blir högre än för vindkraftanläggningar och biobränsleeldade anläggningar. Det bör dock 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, men det har i denna rapport framkommit sådana lösningar är så kostsamma att de av ekonomiska skäl inte är tänkbara.

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 i praktiken att man utgår från nya anläggningar. 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. 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 högtrycksledningar och med fartyg. Mycket talar idag för att koldioxiden lämpligen transporteras och lagras i överkritiskt tillstånd.

Lagring av koldioxid i havet har teoretiskt en stor potential, men alternativet innehåller många miljömässiga frågetecken. Vidare kan internationella konventioner utgöra ett hinder för havslagring.

För de nordiska länderna är lagring i akvifärer det mest intressanta och ett flertal akvifärer finns som uppfyller de grundläggande säkerhetskraven och som därmed kan komma att 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. 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.

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.

11 Referenser

- [1] *IPCC Third Assessment Report – Climate Change 2001*, www.ipcc.ch
- [2] *WG I Climate Change 2001: The Scientific Basis - Technical Summary*, rapport accepterad av IPCC:s arbetsgrupp nr I, 2001
- [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] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*International Test Network for CO₂ Capture: Report on 3rd Workshop*”, Rapport nr PH4/11, juli 2002
- [8] ”*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
- [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, ”*Carbon Dioxide Capture from Power Stations*”, www.ieagreen.org.uk
- [12] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*International Test Network for CO₂ Capture: Report on 4th Workshop*”, Rapport nr PH4/13, november 2002
- [13] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Key Components for CO₂ Abatement: Gas Turbines*”, Rapport nr PH3/12, juli 2000
- [14] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Putting Carbon Back into the Ground*”, februari 2001
- [15] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Potential for improvement in gasification combined cycle power generation with CO₂ capture*”, Rapport nr PH4/19, mars 2003
- [16] Hovsenius G, Haegermark H; ”*Väte i det svenska energisystemet? – En framtidsstudie*”, Elforsk rapport nr 05:18, maj 2005
- [17] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Precombustion Decarbonisation*”, Rapport nr PH2/19, juni 1998
- [18] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, ”*Transmission of CO₂ and Energy*”, Rapport nr PH4/6, mars 2002
- [19] Odenberger M, Svensson R; ”*Transportation Systems for CO₂ – Application to Carbon Sequestration*”, Technical report No. T2003-273, Department of Energy conversion, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, March 2003

-
- [20] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Ship transport of CO₂*" Rapport nr PH4/30, juli 2004
- [21] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Impact of Impurities on CO₂ Capture, Transport and Storage*" Rapport nr PH4/32, augusti 2004
- [22] 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
- [23] Ekström C, Andersson A, Kling Å, Bernstone C, Carlsson A, Liljemark S, Wall C, Erstedt T, Lindroth M, Tengborg P, Erlström M; "*CO₂-lagring i Sverige*", Elforsk rapport nr 04:27, juli 2004
- [24] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Building the Cost Curves for CO₂ Storage: North America*" Rapport nr 2005/3, februari 2005
- [25] International Energy Agency, "*Prospects for CO₂ Capture and Storage*", Energy Technology Analysis, 2004
- [26] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Building the Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector*" Rapport nr 2005/2, februari 2005
- [27] 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
- [28] May F., Gerling J. P., Krull P.; *Underground Storage of CO₂*, engelsk översättning av artikel publicerad i VGB PowerTech, nr 8, 2002
- [29] Koncept till IEA-rapport "*Overview of Monitoring Techniques and Protocols for Geologic Storage of CO₂*" Benson, Hoversten and Gasperikova
- [30] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Review of Leakage from Geological Storage Reservoirs*", file note, 2003
- [31] 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
- [32] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*CO₂ Technology Scenarios Seminar*", Rapport nr PH4/3, maj 2002
- [33] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Ocean Storage of CO₂*", februari 1999
- [34] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Sleipner Carbon Dioxide Storage Workshop*", Rapport nr PH3/1, februari 1998
- [35] 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
- [36] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Acid Gas Injection: A Study of Existing Operations, Phase I: Final Report*", Rapport nr PH4/18, april 2003

- [37] 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
- [38] 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
- [39] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*CO₂ abatement by the use of carbon-rejection processes*", Rapport nr PH3/36, februari 2001
- [40] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Saline Aquifer CO₂ Storage Projekt (SACS), Best Practice Manual*", Rapport nr PH4/21, juli 2003
- [41] 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
- [42] Barring M, Nyström O, Nilsson P-A, Olsson F, Egard M, Jonsson P; "*El från nya anläggningar – 2003*", Elforsk rapport nr 03:14, juni 2003
- [43] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Canadien Clean Coal Power Coalition Studies on CO₂ Capture and Storage*" Rapport nr PH4/27, mars 2004
- [44] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Improvement in power Generation with Post-Combustion Capture of CO₂*" Rapport nr PH4/33, november 2004
- [45] "*Biobränsle från skogen - en studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar*", IVA, Energimyndigheten rapport ER 9:2002, 2002
- [46] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Retrofit of power stations for greenhouse gas abatement: case studies*", Rapport nr PH3/18, oktober 1999
- [47] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "*Retrofit of CO₂ Capture to Natural Gas Combined Cycle Power Plants*", Rapport nr 2005/01, januari 2005

A Beräknade kostnader för att generera el och avskilja CO₂

A.1 Utgångspunkter för kostnadsberäkningarna

Förutsättningarna för de kostnadsberäkningar, som gjorts i denna bilaga, listas nedan. Utgångspunkten har varit att så långt det är möjligt utnyttja de kostnadsparametrar som använts i Elforsks rapport 03:14 "El från nya anläggningar" [42]. En del parametrar har hämtats från IEA-studier, vilket markeras med (*) i listan nedan. Omräkningar mellan priser i dollar och kronor har skett till kursen 7,00 SEK/US\$.

1. kapitalkostnaden beräknas som en annuitet efter 6 % real ränta och 20 års avskrivningstid. Annuitetsfaktorn blir med dessa utgångspunkter 0,1147
2. antalet drifttimmar per år har i samtliga beräkningar varit 7450 h (*)
3. naturgaspriset har antagits till 110 SEK/MWh
4. kolpriset har antagits till 61 SEK/MWh bränsle
5. Fasta drift- och underhållskostnader har antagits till 6 % per år av investeringen (*)
6. Den potentiella koldioxidemissionen har för kol antagits till 98 g/MJ bränsle och för naturgas till 58 g/MJ bränsle.

En kommentar till valda beräkningsförutsättningar är att de fasta drift- och underhållskostnaderna (6 %) för koleldade kraftverk är något hög i jämförelse med de nivåer som europeiska leverantörer idag använder (3 %). I denna rapport används de siffror som IEA tillämpar i sina studier. En justering till den lägre procentnivån skulle resultera i en minskning av elproduktionskostnaden med ca 3-4 öre/kWh för kolkraftverk utan CO₂-avskiljning och ca 4-5 öre/kWh för kolkraftverk med CO₂-avskiljning.

A.2 Kolpulvereldade nya anläggningar med luft som oxidationsmedel

För kolpulvereldade anläggningar med luft som oxidationsmedel har IEA i en studie från år 2000 (PH3/14, [9]) studerat kostnaden för att avskilja koldioxid genom absorption med MEA. Avskiljningsgraden var i detta fall 85 %.

I en studie från 2004 (PH4/27, [43]) förutsätts att absorptionsprocessen förbättrats i enlighet med beskrivning i avsnitt 2.1.1 och att en CO₂-avskiljning på 93 % uppnås. I den senare studien har man utgått från att bränslet är ett lågvärdigt kanadensiskt kol vars pris endast beräknats uppgå till cirka 22 SEK/MWh i Kanada. I den redovisning som görs i Tabell A.1 har utgått från det nämnda låga kolpriset. Motivet till detta är att lågvärdiga kol beräknats kräva en något större specifik investering (cirka 16 %) än högvärdiga kol.

I en annan IEA-studie (PH4/32, [21]) från 2004 beräknas avskiljningskostnaden för de fall att absorptionen sker med MEA resp. Cansolv. För MEA har man funnit att avskiljningsgraden lämpligen är 90 % och för Cansolv 87 %. Enligt de gjorda beräkningarna är det något billigare att använda Cansolv som absorptionsmedel än MEA.

En annan IEA-studie (PH4/33, [44]) från 2004 studerar alternativen MEA-absorption, dels enligt två Fluor-processer; Ecoamine FGSM, samt den nyare Ecoamine FG^{+SM}.

Avskiljningsgraderna för koldioxid har för de två processalternativen ansatts till 85 respektive 87 %. I Tabell A.1 redovisas de beräknade kostnaderna för de ovan citerade studierna med de beräkningsmässiga utgångspunkter som omtalats under punkten A.1.

Tabell A.1 Beräknade kostnader för att generera el samt för att avskilja den koldioxid som bildas vid kolpulvereldade anläggningar.

| | Studie PH3/14 | | Studie PH4/27 | |
|---|---------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|
| | Utan CO ₂ -abs | Med CO ₂ -abs | lågvärdigt kol Kanada | |
| | Utan CO ₂ -abs | Med CO ₂ -abs | Utan CO ₂ -abs | Med CO ₂ -abs |
| Effekt, MW | 501 | 362 | 424,5 | 310,9 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 46 | 33 | 43,4 | 31,8 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 7138 | 13023 | 11508 | 19768 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 85 | 0 | 93 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 767 | 115 | 883 | 60 |
| Energiförlust, % | 0 | 28 | 0 | 27 |
| Elkostnad, öre/kWh | 30 | 49 | 32,1 | 53,3 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 19 | | 21,2 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 292 | | 274 |

| | Studie PH4/32 | | |
|---|---------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| | standardkol 0,9 % S | | |
| | Utan CO ₂ -abs | Med CO ₂ -abs i MEA | Med CO ₂ -abs i Cansolv |
| Effekt, MW | 750 | 551 | 547 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 41,8 | 30,7 | 31,8 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 7750 | 14210 | 13650 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 90 | 87 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 835 | 84 | 109 |
| Energiförlust, % | 0 | 27 | 27 |
| Elkostnad, öre/kWh | 32,8 | 53,2 | 51,7 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 20,4 | 18,9 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 272 | 261 |

| | Studie PH4/33 | | | |
|---|--|--------------------------|---|--------------------------|
| | Fluors process Ecoamine FG SM | | Fluors process Ecoamine FG SM enligt MHI | |
| | Utan CO ₂ -abs | Med CO ₂ -abs | Utan CO ₂ -abs | Med CO ₂ -abs |
| Effekt, MW | 758 | 666 | 754 | 676 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 43,7 | 35,3 | 43,7 | 35,3 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 8554 | 12285 | 8200 | 13000 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 85 | 0 | 87 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 800 | 120 | 800 | 100 |
| Energiförlust, % | 0 | 26 | 0 | 24 |
| Elkostnad, öre/kWh | 34 | 46,1 | 33,2 | 47,8 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 12,1 | | 14,6 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 178 | | 208 |

A.3 Befintliga kolpulvereldade anläggningar med luft som oxidationsmedel

I en IEA-studie från 2004 (PH4/27, [43]) beräknas kostnaden för att komplettera en existerande kolpulvereldad anläggning med CO₂-avskiljning. I den angivna investeringskostnaden tas inte hänsyn till att ombyggnaden medför effektförluster och att kompletterande investeringar i ny produktion måste göras. Ombyggnadskostnaden beräknas därför i detta fall vara så låg som 7000 SEK/kW_e. Trots detta blir kostnaden för att undvika utsläpp så hög som 385 SEK/ton.

A.4 Nya kolpulvereldade anläggningar med syrgasanrikad luft/koldioxid som oxidationsmedel

I en IEA-studie utförd under år 2004 (PH4/32, [21]) analyseras kostnaden för att avskilja koldioxid med rubricerade teknik för olika kolkvaliteter. För ett standardkol med 0,9 % S uppges de data som presenteras i Tabell A.2, omräknade med de kostnadsparametrar som anges under punkt A.1.

Tabell A.2 Beräknade kostnader för att generera el genom förbränning av kol i syrgasanrikad luft samt för att avskilja den koldioxid som bildas.

| | Studie PH4/32 | |
|---|---|---|
| | standardkol 0,9 % S | |
| | Utan CO ₂ -avskiljning | Med CO ₂ -avskiljning |
| | SO ₂ , NO _x -rening | SO ₂ , NO _x -rening |
| Effekt, MW | 750 | 533 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 41,8 | 30,1 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 7750 | 13230 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 97 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 835 | 25 |
| Energiförlust, % | 0 | 29 |
| Elkostnad, öre/kWh | 32,8 | 51,3 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 18,5 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 229 |

A.5 Förgasning av kol

I en IEA-rapport från år 2000 (PH3/14, [9]) analyserades kostnaden för att avskilja koldioxid efter förgasning av kol. Studien har rapporterats av Elforsk både år 2003 (Elforskrapport nr 03:05) och 2004 (Elforskrapport nr 04:17), men återges ändå i denna rapport eftersom kostnaderna här omräknats för att uppnå jämförbarhet mellan samtliga IEA-studier.

I Elforsks rapport nr 03:05 från 2003 refereras till en fördjupad IEA-studie (PH4/19, [15]) kring förgasning av kol. Även denna rapportering återges i Tabell A.3 nedan, omräknad i kostnaderna på det sätt som tillämpats i denna rapport.

I IEA-studien PH4/27 [43] görs jämförelser mellan kolpulverförbränning och kolförgasning för olika kolkvaliteter. I Tabell A.3 har endast den kolsort medtagits som mest liknar det stenkolk som förutsatts under punkten A.1.

I IEA-studien PH4/32 [21] har de analyser som gjordes i PH4/19 [15] förfinats. De beräknade kostnaderna blir därvid något lägre än i den tidigare studien.

Tabell A.3 Beräknade kostnader för att generera el genom förgasning av kol samt att avskilja den koldioxid som bildas.

| | Studie PH3/14 | | Studie PH4/19 | |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Utan CO ₂ -avskiljning | Med CO ₂ -avskiljning | Utan CO ₂ -avskiljning | Med CO ₂ -avskiljning |
| Effekt, MW | 408 | 382 | 826 | 730 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 46 | 38 | 38 | 31,5 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 10290 | 15400 | 8840 | 11135 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 85 | 0 | 85 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 760 | 114 | 912 | 137 |
| Energiförlust, % | 0 | 17 | 0 | 17 |
| Elkostnad, öre/kWh | 37,4 | 52,2 | 36,8 | 45,5 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 14,8 | | 8,7 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 229 | | 114 |

| | Studie PH4/27 | Studie PH4/32 | |
|---|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Med CO ₂ -avskiljning | Utan CO ₂ -avskiljning | Med CO ₂ -avskiljning |
| | Bituminöst kol | | |
| Effekt, MW | 444,5 | 827 | 730 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 33 | 38 | 31,5 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 13420 | 8330 | 10430 |
| CO ₂ -reduktion, % | 87 | | 85 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 130 | 919 | 138 |
| Energiförlust, % | | | 12 |
| Elkostnad, öre/kWh | 50 | 35,6 | 43,8 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | | 8,2 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | | 105 |

A.6 Avskiljning efter naturgaskombicykel

I IEA-rapporten PH3/14 [9] från år 2000 analyserades kostnaden för att avskilja koldioxid efter en naturgaskombicykel. Totalt analyserades tre sådana fall och jämfördes med en kombicykel utan CO₂-avskiljning. Studien har beskrivits i tidigare

Elforskrapporter, men upprepas här av metodskäl. Resultaten av den omräknade studien återges i Tabell A.4.

I IEA-rapporten PH4/33 [44] från 2004 redovisas två kostnadsstudier över avskiljning av CO₂ från anläggningar med kombicykel. Den ena studien förutsätter Fluors standardprocess för absorption av CO₂ i MEA (Ecoamine FGSM) och den andra en energioptimerad utveckling härav, benämnd EcoamineFG+SM). Resultaten för de två fallen visas i Tabell A.4.

Tabell A.4 Beräknade kostnader för att generera el i gaskombianläggningar samt att avskilja den koldioxid som bildas.

| Studie PH3/14 | | | | |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|--|---|
| | Utan CO ₂ -avskiljning | Med CO ₂ -avskiljning | CO ₂ -avskiljning och recirkulation | Partiell oxidation och CO ₂ -avskiljning |
| Effekt, MW | 790 | 663 | 666 | 820 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 56 | 47 | 48 | 48 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 2865 | 5527 | 5038 | 6373 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 85 | 85 | 85 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 373 | 56 | 56 | 56 |
| Energiförlust, % | 0 | 16 | 14 | 14 |
| Elkostnad, öre/kWh | 26,4 | 36,4 | 34,7 | 37,8 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 10 | 8,3 | 11,4 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 316 | 264 | 363 |

| Studie PH4/33 | | | | |
|---|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| | Ecoamine FG SM | | EcoamineFG+ SM | |
| | Utan CO ₂ -avsk. | Med CO ₂ -avsk. | Utan CO ₂ -avsk. | Med CO ₂ -avsk. |
| Effekt, MW | 776 | 662 | 776 | 692 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 55,6 | 47,4 | 55,6 | 49,6 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 3493 | 6083 | 3493 | 7450 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 83 | 0 | 83 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 376 | 64 | 376 | 64 |
| Energiförlust, % | | 14 | | 11 |
| Elkostnad, öre/kWh | 28 | 37,5 | 28 | 36,7 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 9,5 | | 8,7 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 305 | | 281 |

Att generera el i naturgaseldad kombicykel är med de antagna bränslepriserna billigare än att utnyttja kol som bränsle. Om naturgaspriset höjs till 150 – 160 SEK/MWh eller med cirka 40 % blir kostnaderna för de två alternativen likvärdiga.

A.7 Befintliga gaskombianläggningar som byggs om för CO₂-infångning

I IEA-studien 2005/1 [47] har kostnaden beräknats för att bygga om befintliga gaskombianläggningar så att CO₂-infångning medges. Man har i studien jämfört absorption av CO₂ i MEA med reformering av naturgas samt efterföljande CO₂-avskiljning från syntesgasen. Då det senare alternativet ger såväl en högre elproduktionskostnad som högre avskiljningskostnad återges i Tabell A.5 endast fallet med absorption ur rökgaser.

Tabell A.5 Beräknade kostnader för att generera el i gaskombianläggningar ombyggda för att avskilja koldioxid samt för att avskilja den koldioxid som bildas.

| Studie 2005/1 | | |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| | Utan CO ₂ -avskiljning | Med CO ₂ -avskiljning |
| Effekt, MW | 785 | 626 |
| Verkningsgrad (LHV), % | 55,9 | 44,6 |
| Investeringskostnad ca, SEK/kW _e | 3703 | 9058 |
| CO ₂ -reduktion, % | 0 | 82 |
| CO ₂ -utsläpp, g/kWh | 374 | 56 |
| Energiförlust, % | 0 | 16 |
| Elkostnad, öre/kWh | 28,4 | 45,9 |
| Ökning i elkostnad, öre/kWh | | 17,5 |
| Kostnad för undvikande, SEK/ton CO ₂ | | 573 |

B 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