



Sebastian Teir, Toni Pikkarainen, Lauri Kujanpää, Eemeli Tsupari,
Janne Kärki, Antti Arasto & Soile Aatos

Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CCS)

Teknologiakatsaus

ISBN 978-951-38-7503-9 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)
ISSN 1459-7683 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2011

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 5, PL 1000, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT, Bergsmansvägen 5, PB 1000, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 5, P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland
phone internat. +358 20 722 111, fax + 358 20 722 4374

Kansikuva: Sebastian Teir



Tekijä(t) Sebastian Teir, Toni Pikkarainen, Lauri Kujanpää, Eemeli Tsupari, Janne Kärki, Antti Arasto & Soile Aatos		
Nimeke Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CCS) Teknologiakatsaus		
Tiivistelmä <p>Julkaisu on katsaus hiilidioksidin talteenottoon ja varastointiin (Carbon capture and storage, CCS) liittyvään teknologiaan. Raportti sisältää myös kirjallisuuskatsauksen CCS:n kustannuksista ja varastoinnin lainsäädännöstä.</p> <p>Voimalaitoksille on kehitetty muutamia hiilidioksidin talteenottoratkaisuja. Voimalaitosten lisäksi CCS:ää on mahdollista soveltaa myös prosessiteollisuudessa ja polttoainejalostuksessa. Talteenotettu hiilidioksidi on puhdistettava ja paineistettava tai nesteytettävä kuljetusta varten. Hiilidioksidia kuljetetaan tankkereilla tai putkiverkostolla lopullisesti varastoitavaksi. Ainoat demonstroidut varastointimenetelmät ovat varastoinnit maanalaisiin suolavesikerrostumiin tai ehtyneisiin öljy- ja kaasukenttiin, mutta myös muita vaihtoehtoja on tutkittu. Kaikki talteenotto prosessit kuluttavat energiaa ja heikentävät laitoksen hyötysuhdetta. Talteenotto on siksi myös kallein vaihe CCS-ketjussa nykYTEknologialla.</p> <p>Tällä hetkellä CCS:ää sovelletaan muutamissa demonstraatioprojekteissa, mutta CCS ei ole vielä käytössä yhdessäkään suuren kokoluokan voimalaitoksessa. Tällä hetkellä on käynnistymässä useita projekteja, joissa tähdätään CCS:n demonstroiintiin voimalaitossovelluksena.</p> <p>Viime vuosina on tapahtunut paljon kehitystä lainsäädännössä liittyen CCS:ään. Esimerkiksi Euroopan unionissa on muutettu useita direktiivejä huomioimaan CCS paremmin ja lisäksi hiilidioksidin geologista varastointia varten on valmisteltu oma EU-direktiivi.</p>		
ISBN 978-951-38-7503-9 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Avainnimeke ja ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Projektinumero 23116
Julkaisu aika Maaliskuu 2011	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 103 s. + liitt. 6 s.
Projektin nimi CCS:n soveltaminen Suomen olosuhteissa (CCS Suomi)	Toimeksiantaja(t) Tekes, ClimBus-ohjelma	
Avainsanat CCS, carbon dioxide, capture, storage, purification, transportation, climate change, mitigation	Julkaisija VTT PL 1000, 02044 VTT Puh. 020 722 4520 Faksi 020 722 4374	



Series title, number and
report code of publication

VTT Working Papers 161
VTT-WORK-161

Author(s) Sebastian Teir, Toni Pikkarainen, Lauri Kujanpää, Eemeli Tsupari, Janne Kärki, Antti Arasto & Soile Aatos		
Title Carbon capture and storage (CCS) Technology review		
Abstract <p>The publication gives an overview of the technology related to carbon capture and storage (CCS). The report contains also a literature review over costs and legislation related to CCS.</p> <p>There are a few different methods for capturing CO₂ from power plants. In addition to power plant applications it is also possible to apply CCS in process industry and fuel conversion. Captured carbon dioxide has to be purified and pressurised or liquefied for transportation. Carbon dioxide is transported by ship tankers or pipeline networks to final storage. The only demonstrated method for final storage of CO₂ is storage in underground saline aquifers or oil and gas fields, but also other methods have been studied. All capture processes require energy leading to reduced efficiency of the plant. The capture step is therefore also the most expensive step in the CCS chain.</p> <p>Currently CCS is being used in a few demonstration projects around the world, but CCS is not yet used in any large-scale power plant. There are currently several projects starting up, aiming to demonstrate CCS in power plants.</p> <p>Recently, there has been a lot of progress related to CCS legislation. For instance, the European Union has made several adjustments to directives to suit CCS better and a completely new directive for geological storage of CO₂ has been prepared.</p>		
ISBN 978-951-38-7503-9 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Series title and ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Project number 23116
Date March 2011	Language Finnish, Engl. abstr.	Pages 103 p. + app. 3 p.
Name of project Application of CCS in Finland	Commissioned by Tekes, ClimBus programme	
Keywords CCS, carbon dioxide, capture, storage, purification, transportation, climate change, mitigation	Publisher VTT Technical Research Centre of Finland P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4520 Fax +358 20 722 4374	

Alkusanat

Tämä raportti on katsaus hiilidioksidin talteenottoon ja varastointiin (CCS) liittyvään teknologiaan ja kustannuksiin. Teknologian lisäksi käsitellään myös CCS:ää koskevaa lainsäädäntöä. Raportti kuvaa yksityiskohtaisemmin CCS-teknologiaa ja -lainsäädäntöä kuin vuonna 2009 julkaistu raportti (Teir et al. 2009). Raportti on laadittu ”CCS Suomi – CCS:n soveltaminen Suomen olosuhteissa” -projektin puitteissa. Runsaan kolmen vuoden pituinen (1/2008–2/2011) tutkimusprojekti kuului Tekesin ClimBus-ohjelmaan. Tutkimuksen toteuttivat VTT ja Geologian tutkimuskeskus (GTK). Projektia rahoittivat Tekesin lisäksi Fortum Oyj, Foster Wheeler Energia Oy, Metso Power Oy, Pohjolan Voima Oy, Rautaruukki Oyj ja Vapo Oy. Projektipäällikkönä toimi Sebastian Teir ja projektikoordinaattorina Matti Nieminen. Projektin johtoryhmän puheenjohtajana toimi Joonas Rauramo ja sihteerinä Antti Arasto. Johtoryhmään kuuluivat Erkki Pisilä, Jorma Isotalo, Mikko Anttila, Arto Hotta, Pekka Sirén, Martti Korhonen, Pia Salokoski, Tiina Koljonen, Soile Aatos, Janne Kärki, Eemeli Tsupari ja Ilkka Savolainen. Johtoryhmän varajäseninä toimivat Mikko Iso-Tryckäri, Jorma Kautto, Mika Timonen, Raimo Nevalainen, Reijo Kuivalainen, Kalle Nuortimo, Pentti Arhippainen ja Matti Manner.

Sisällysluettelo

Alkusanat.....	5
Symboliluettelo	8
1. Johdanto	10
2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat	11
2.1 Hiilidioksidin talteenotto energiateollisuudessa	12
2.1.1 Hiilidioksidin talteenotto savukaasuista	13
2.1.2 Hiilidioksidin talteenotto polttoaineena käytettävästä kaasusta	15
2.1.3 Hiilidioksidin talteenotto happipolton avulla	17
2.1.4 Hiilidioksidin talteenotto biomassan polton yhteydessä	19
2.1.5 Talteenottoteknologioiden kehitys ja tulevaisuuden talteenottotekniikat.....	20
2.2 Hiilidioksidin talteenotto prosessiteollisuudessa.....	25
2.3 Hiilidioksidin talteenotto polttoainejalostuksessa.....	26
3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus.....	28
3.1 Talteenotetun hiilidioksidin laatuvaatimukset	28
3.2 Hiilidioksidin paineistus ja esikäsittely.....	32
3.3 Laivakuljetus	36
3.3.1 Nykyinen merikuljetuskalusto	37
3.4 Putkikuljetus.....	38
3.5 Välivarastointi.....	39
4. Hiilidioksidin varastointi	41
4.1 Varastointi geologisiin muodostumiin.....	42
4.1.1 Geologisen varastoinnin mekanismit.....	43
4.1.2 Geologisten muodostumien varastointipotentiaali	46
4.1.3 Hiilidioksidin varastointipaikan valintakriteerit ja karakterisointi	50
4.1.4 Varastoinnin tutkimus- ja demonstraatioprojekteja	53
4.1.5 Geologisen varastoinnin tekniikka	55
4.2 Varastointi mereen.....	57
4.3 Varastointi karbonaattimineraalina.....	58
4.4 Happamien kaasujen injektointi	60
4.5 Hiilidioksidin teollinen hyötykäyttö.....	62
5. CCS:n kustannukset	63
5.1 Kustannukset talteenotolle savukaasuista ja kustannukset happipoltolla	65
5.2 Kustannukset hiilidioksidin talteenotolle uuden IGCC-laitoksen polttokaasuista.....	71
5.3 Hiilidioksidin kuljetuskustannukset	72
5.4 Hiilidioksidin varastointikustannukset.....	73
6. Suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit.....	75
6.1 Käynnissä olevat CCS-projektit.....	76
6.1.1 Sleipner	77
6.1.2 Weyburn-Midale	77
6.1.3 In Salah	78

6.1.4	Snøhvit	78
6.1.5	Rangely	79
6.2	EU:n rahoittamat CCS-projektit	79
6.2.1	Jänschwalde	80
6.2.2	Porto Tolle	81
6.2.3	Rotterdam Climate Initiative	81
6.2.4	Belchatow	82
6.2.5	Compostilla	83
6.2.6	Hatfield	83
6.3	Muut suuret CCS-demonstraatioprojektit	83
6.3.1	Eurooppa	84
6.3.1.1	Mongstad	84
6.3.1.2	Kårstø	85
6.3.1.3	Longannet	85
6.3.2	Pohjois-Amerikka	86
6.3.2.1	Quest	86
6.3.2.2	Alberta Carbon Trunk Line – Enhance Energy	86
6.3.2.3	Hydrogen Energy California Project (HECA) IGCC	86
6.3.3	Muut maat	87
6.3.3.1	Gorgon	87
6.3.3.2	Masdar	87
6.3.3.3	ULCOS Florange	87
7.	CCS-lainsäädännön kehitys	88
7.1	EU:n energia- ja ilmastopaketti	89
7.2	EU:n päästökauppa	89
7.3	Direktiivi hiilidioksidin geologisesta varastoinnista	90
7.4	CCS:n sisällyttäminen Kioton CDM-järjestelmän piiriin	93
7.5	Lainsäädännön kehitys muualla	93
8.	Yhteenveto	95
	Lähdeluettelo	97
	Muuta kirjallisuutta	102
	Liite A: Taulukko suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojekteista	

Symboliluettelo

CAR	<i>Ceramic autothermal recovery</i> eli keraaminen autoterminen reformointi
CCS	<i>Carbon capture and storage</i> eli hiilidioksidin talteenotto ja varastointi
CDM	<i>Clean development mechanism</i> eli Kioton pöytäkirjan puhtaan kehityksen mekanismi teollisuus- ja kehitysmaan välillä
CFB	<i>Circulating fluidized bed</i> eli kiertoleijupeti. Käytetään tässä julkaisussa myös, kun tarkoitetaan kiertoleijupetikattila
CHP	<i>Combined heat and power</i> eli sähkön ja lämmön yhteistuotanto
CLC	<i>Chemical looping combustion</i> eli hapen kantajiin perustuva poltto
CLR	<i>Chemical looping reforming</i> eli hapen kantajiin perustuva reformointi
CSLF	<i>Carbon Sequestration Leadership Forum</i>
DEA	Dietanoliamiinit
DOE	<i>Department of Energy</i> eli Yhdysvaltojen energiainisteriö
ECBM	<i>Enhanced coal bed methane recovery</i> eli tehostettu metaanin talteenotto hiilikehittäjä esim. hiilidioksidin avulla
EEPR	<i>European Energy Programme for Recovery</i>
EGR	<i>Enhanced gas recovery</i> eli tehostettu kaasuntuotanto esim. hiilidioksidin avulla
EOR	<i>Enhanced oil recovery</i> eli tehostettu öljyntuotanto esim. hiilidioksidin avulla
EU ETS	<i>European Union Emission Trading Scheme</i> eli EU:n päästökauppajärjestelmä
Gt	Miljardi tonnia
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGCC	<i>Integrated gasification combined cycle</i> eli kaasutus-kombivoimalaitos
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> eli hallitusten välinen ilmasto-paneeli
IPPC	<i>Integrated pollution prevention and control</i> eli EU-direktiivi ympäristön pilaantumisen ehkäisemisen ja vähentämisen yhtenäistämiseksi
ITM	<i>Ion transfer membrane</i> eli ioninvaihtomembraani
JI	<i>Joint implementation</i> eli Kioton pöytäkirjan yhteistoteutusmekanismi teollisuusmaiden tai teollisuusmaiden ja kehittyvien talouksien välillä
kt	Tuhat tonnia
LNG	<i>Liquefied natural gas</i> eli nesteytetty maakaasu
LPG	<i>Liquefied petroleum gas</i> eli nestekaasu
Mt	Miljoona tonnia
MDEA	Metyylietanoliamiinit
MEA	Monoetanoliamiini
MMP	<i>Minimum Miscibility Pressure</i> eli vähimmäissekoittumispaine
MWe	Miljoona wattia sähkötehona
MWth	Miljoona wattia lämpötehona
MWpa	Miljoona wattia polttoainetehona
NAP	<i>National allocation plan</i> eli EU:n päästökaupan kansallinen jakosuunnitelma
NMP	N-metyyli-pyrrolidiini
NO _x	Typpioksidiyhdiste

OECD	<i>Organisation for Economic Cooperation and Development</i> eli taloudellisen yhteistyön ja kehityksen järjestö
OSPAR	Koillis-Atlantin merellisen ympäristön suojelua koskeva yleissopimus
OTM	<i>Oxygen transfer membrane</i> eli hapenkuljetusmembraani
PC	<i>Pulverized coal</i> eli hiilipöly. Käytetään tässä julkaisussa, kun tarkoitetaan hiilipölyn polttokattilaa
PCC	<i>Post-combustion capture</i> eli hiilidioksidin talteenotto savukaasusta
PSA	<i>Pressure swing adsorption</i> eli talteenotto prosessi, jossa liuottimen regenerointi aikaansaadaan paineenmuutoksella
SO _x	Rikkioksidiyhdiste
TEG	<i>Triethylene glycol</i> eli trietyleeniglykoli
TSA	<i>Temperature swing adsorption</i> eli talteenotto prosessi, jossa liuottimen regenerointi aikaansaadaan lämpötilamuutoksella
UNCLOS	Yhdistyneiden Kansakuntien merioikeusyleissopimus
USD	Yhdysvaltain dollari
YVA	Ympäristövaikutusten arviointimenettely

1. Johdanto

Hiilidioksidin talteenottoa ja varastointia (eng. *carbon capture and storage*, CCS) pidetään yhtenä merkittävimmistä tulevaisuuden hiilidioksidipäästöjen vähentämiskeinoista ja siksi se on laajan tutkimuksen kohteena maailmanlaajuisesti. Tekniikka perustuu hiilidioksidin talteenottamiseen savu- tai prosessikaasuista suurissa pistelähteissä, kuten teollisuuslaitoksissa ja voimalaitoksissa. Talteenoton jälkeen hiilidioksidi puhdistetaan, puristetaan kokoon ja kuljetetaan pitkäaikaiseen säilytykseen. Tekniikka perustuu osittain kemianteollisuudessa sekä öljy- ja kaasuteollisuudessa käytössä olevaan teknologiaan, mutta vaatii vielä kehitystyötä ennen kuin sitä voitaisiin soveltaa täyden kokoluokan voimalaitoksissa. Haasteisiin kuuluvat suuret talteenotettavat hiilidioksidimäärät, jotka vaativat energianintensiivisiä talteenottoprosesseja ja jotka siten huonontavat esimerkiksi voimalaitosten hyötysuhteita huomattavasti. Hiilidioksidin pitkäaikainen varastointikaan ei ole yksinkertaista. Hiilidioksidivarastoiksi soveltuvat lähinnä käytetyt tai hiipuvat öljy- ja maakaasulähteet sekä maanalaiset suolavesiesiintymät. Tekniikan lisäksi vaaditaan kansainvälisiä CCS:n soveltamista sääteleviä säädöksiä. CCS:n tutkimus, kehitys ja demonstrointi ovat viime vuosina lisääntyneet hyvin nopeasti. Maailmalla on käynnistetty lukuisia hankkeita, joiden päätavoitteena on nimenomaan ilmastonmuutoksen hillintään tähtäävä hiilidioksidin talteenotto ja varastointi. Myös kansainvälisiä ja kansallisia lakeja on säädetty ja muokattu viime vuosina mahdollistamaan CCS:n soveltaminen yhtenä hiilidioksidipäästöjen vähentämiskeinona.

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

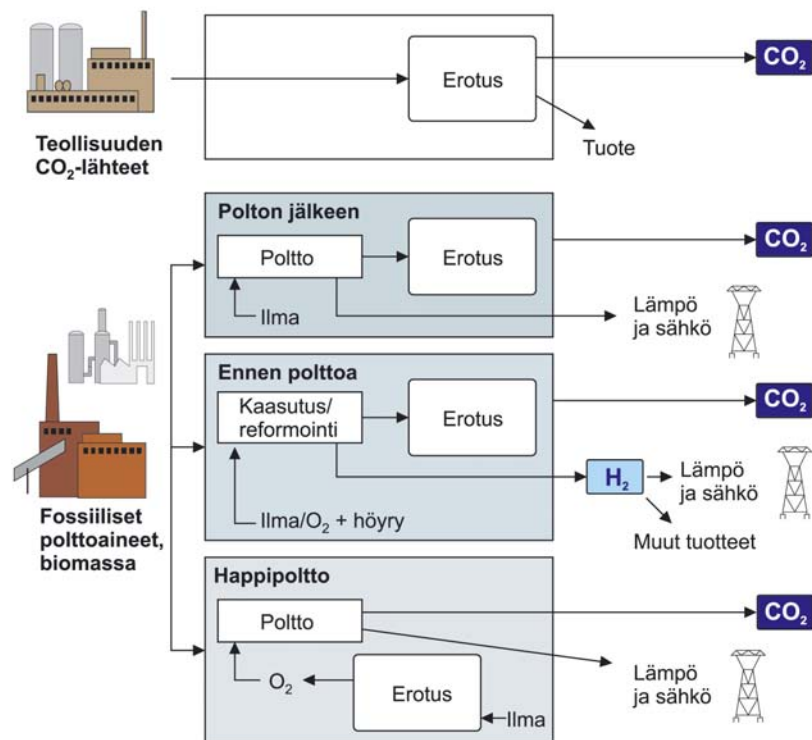
Hiilidioksidin talteenotossa on tarkoitus tuottaa mahdollisimman puhdas hiilidioksidivirta, joka soveltuu kuljettavaksi ja varastoitavaksi. Vaikka savukaasua voitaisiin teoriassa varastoida sellaisenaan geologisiin muodostumiin, se ei ole suurten kaasumäärien takia käytännöllistä. Tyypillisesti savukaasussa on hiilidioksidia ainoastaan 3–15 %. Nykyään hiilidioksidia erotetaan isoissa teollisuussovellutuksissa, esim. maakaasun esikäsittelyssä ja ammoniakkin valmistuksessa ja lisäksi hiilidioksidin valmistukseen tähtäävissä prosesseissa. Hiilidioksidia käytetään mm. paperimassan käsittelyssä, hitsauksen suojakaasuna, kasvihuoneissa parantamaan kasvua, teollisuusprosessien pH:n säädössä, virvoitusjuomateollisuudessa, kylmä-aineena ja elintarvikepakkausten suojakaasuna. Suomessa hiilidioksidin hyötykäyttöpotentiaali on kuitenkin alle prosentin koko maan vuotuisista hiilidioksidipäästöistä, ja suurimmassa osassa hiilidioksidin käyttösovellutuksista hiilidioksidi päättyy takaisin ilmakehään lyhyen viivymäajan jälkeen. Tähän asti hiilidioksidin talteenottoa voimalaitoksissa on sovellettu ainoastaan yksittäisissä demonstraatiolaitoksissa menetelmän testaamiseksi ja huomattavasti pienemmässä mittakaavassa kuin mitä esimerkiksi voimalaitokset vaatisivat. Monia eri talteenottomenetelmiä on kuitenkin kehitteillä. Tavoitteena on ottaa talteen pääosa voimalaitoksen tuottamasta hiilidioksidista, mikäli sitovat kansainväliset (EU ja YK) ilmastopöytäkirjat tähtäävät suuriin päästöleikkauksiin seuraavina vuosikymmeninä. Suurin tekninen haaste on pienentää talteenotto-prosessien energiankäyttöä, joka muodostaa suurimman osan CCS-ketjun kustannuk-

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

sista. Lisäksi CCS investoinnit edellyttävät huomattavaa päästöoikeuden hinnan nousua, jopa tasolle 70–100 €/t CO₂.

2.1 Hiilidioksidin talteenotto energiateollisuudessa

Energiasektorin (sisältäen teollisuuden ja liikenteen) fossiilisten polttoaineiden käyttö tuottaa 84 % maailman hiilidioksidipäästöistä. Suurin osuus energiasektorin päästöistä (41 %) tulee sähköntuotannosta (IEA 2009). Suuren päästövähennyspotentiaalinsa takia CCS-sovellutusten kehittäminen on keskittynyt pääasiassa fossiilisia polttoaineita käyttäville voimalaitoksille. Myös kustannustehokkuus paranee kokoluokan kasvaessa.



Kuva 2.1. Periaatekuva hiilidioksidin talteenottovaihtoehtoista teollisuudessa ja energiantuotannossa (IPCC 2005 mukaan).

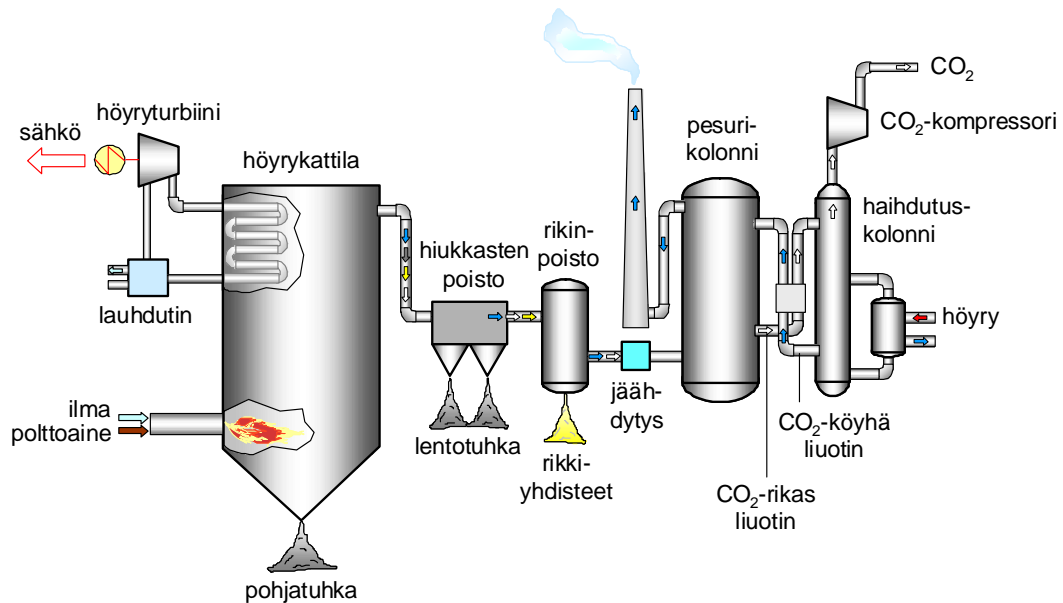
Prosessista tai voimalaitossovellutuksesta riippuen hiilidioksidi voidaan ottaa talteen kolmella eri tavalla (Kuva 2.1). Ennen polttoa talteenotto voidaan toteuttaa maakaasuvoimalaitosten ja kaasutusvoimalaitosten yhteydessä. Polton jälkeen tapahtuva CO₂-talteenotto savukaasuista puolestaan voidaan toteuttaa sekä edellä mainittujen maakaasu- ja kaasutusvoimalaitosten että kiinteän polttoaineen polton yhteydessä. Happipoltossa polttoaine poltetaan erotetun hapen ja savukaasun seoksessa, jolloin hiilidioksidin erottaminen on helpompaa, koska savukaasuissa ei ole typpeä. Kaikki vaihtoehdot vaativat paljon energiaa, joten talteenottomenetelmän valinta on suoritettava tapauskohtaisesti. On arvioitu, että hiilidioksidin erotuksen takia polttoainekulutus lisääntyisi 10–40 % ja sähkötuotannon kustannukset nousisivat 20–90 % riippuen talteenottoprosessista sekä polttoaineen hinnasta (IPCC 2005).

2.1.1 Hiilidioksidin talteenotto savukaasuista

Talteenotossa savukaasuista (eng. *post-combustion capture*, PCC) CO₂ erotetaan matalassa paineessa konventionaalisen polton savukaasuista, joissa CO₂-pitoisuus on luokkaa 3–15 vol-%. Yleisimmin erottamiseen on suunniteltu käytettäväksi kemiallisia liuottimia, kuten monoetanoliamiineja (MEA), jotka absorboivat ja myöhemmin prosessissa vapauttavat CO₂:a tuottaen puhtaan CO₂-virran edelleen paineistettavaksi ja varastoitavaksi (Kuva 2.2). MEA:n lisäksi tunnettuja absorptioliuoksia ovat dietylanoliamiinit (DEA), metyylietanoliamiinit (MDEA), näiden seokset sekä ammoniakki (ei kaupallinen). Kaupallisia amiinipohjaisia erotusmenetelmiä ovat esim. Fluorin Econamine FG PlusSM ja Mitsubishi Heavy Industryn KS-1. Ennen erotusta savukaasusta on poistettava hiukkaset ja happamat komponentit, tyypillisesti NO_x ja SO_x, jotka muuten reagoisivat liuottimen kanssa hajottaen sen kemiallisesti. Savukaasun on myös jäädytettävä joko lämmönvaihtimessa tai suoraan CO₂:n erotuspesurissa. Liuotin absorboi CO₂:n savukaasusta pesurikolonissa, josta neste johdetaan haihdutuskoloniin. Haihdutuskolonissa liuottimen CO₂ erotetaan kaasumaiseksi joko lämmittämällä, painetta muuttamalla tai molemmilla. Liuottimen regeneroinnin jälkeen se johdetaan takaisin CO₂:n erotuspesuriin. Tyypillisesti prosessista joudutaan jatkuvasti poistamaan pieni

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

määrä kemiallisesti hajonnutta liuotinta ja korvaamaan tämä tuoreella liuottimella.

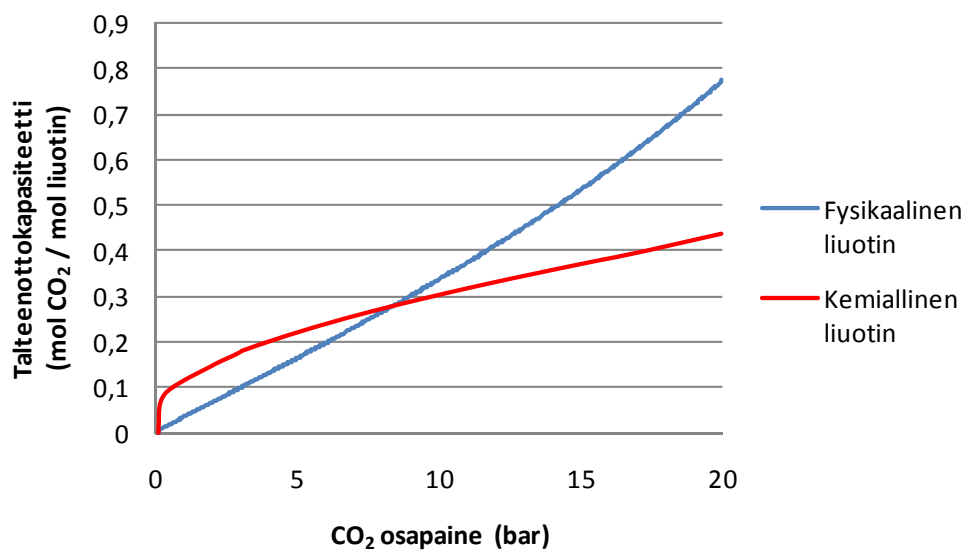


Kuva 2.2. Liuottimeen perustuva hiilidioksidin talteenotto savukaasuista.

Suurin etu CO₂:n erottamisella suoraan savukaasuista on sen soveltuvuus suurimpaan osaan olemassa olevia hiiltä polttavia voimaloita. Hiilidioksidin pieni osapaine kaasussa asettaa kuitenkin suuret vaatimukset absorboivalle liuottimelle. Tyypillisesti hiilidioksidin osapaineen ollessa kaasussa alle 10 bar käytetään kemiallisia liuottimia ja vastaavasti osapaineen ollessa yli 10 bar käytetään lähtökohtaisesti fysikaalisia liuottimia. Alla olevaan kuvaan on hahmoteltu liottimen absorptiokapasiteettin käyttäytyminen hiilidioksidin osapaineen funktiona (Kuva 2.3). Kemialliset liottimet soveltuvat näin ollen paremmin savukaasuissa olevien hiilidioksidipitoisuuksien poistamiseen. Kemiallisten liuottimien haittapuolena on niiden vaatima suuri liuottimen regenerointienergia. Liottimeen kemiallisesti sitoutuneen hiilidioksidin erottaminen vaatii suuren lämpö määrän, mikä huonontaa merkittävästi voimalaitoksen hyötysuhdetta.

Tekniikka hiilidioksidin poistamiseksi suoraan savukaasuista liuottimella on kaupallista. Se on ollut käytössä teollisuuden hiilidioksiditu-

tannossa ja maakaasun valmistuksessa jo yli 60 vuotta. Silti se vaatii merkittävää kokoluokan kasvattamista soveltuakseen käytettäväksi sähkötuotannon mittakaavassa (500 MWe), jossa savukaasumäärät ovat nykyisiin sovelluksiin verrattuna moninkertaiset. Voimalaitokseen sovellettuna CO₂:n erotusprosessi vaatii voimalaitoksen höyrypiirin integrointia ja koko laitospäätökonseptin optimointia hyötysuhteen pienenemisen minimoimiseksi.



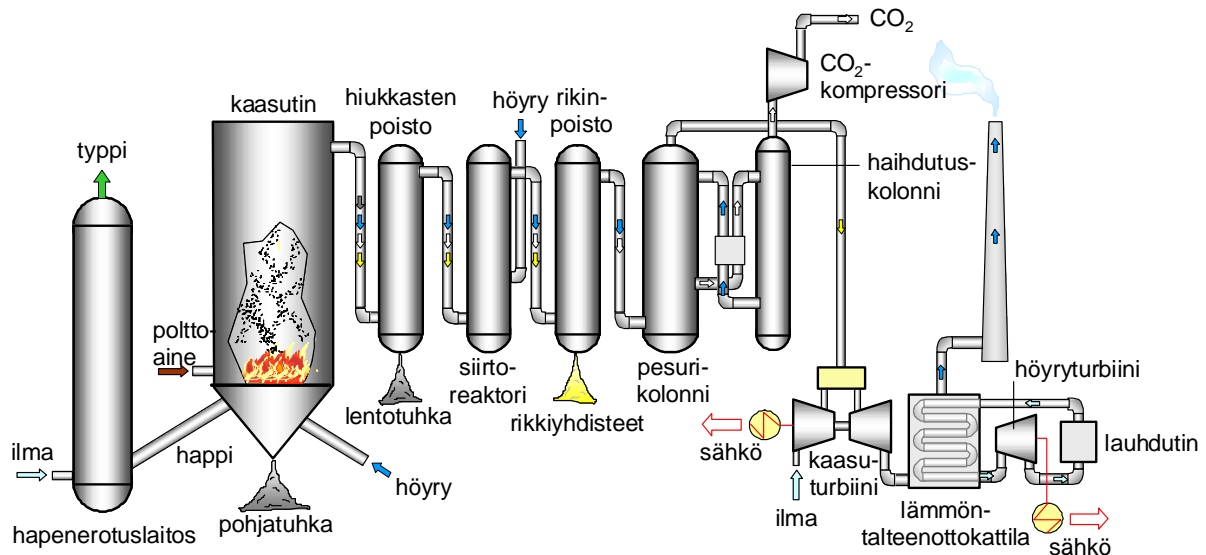
Kuva 2.3. Aspen Plus -simulointiesimerkki liuotimen absorptiokapasiteetin muutoksesta hiilidioksidin osapaineen funktiona.

2.1.2 Hiilidioksidin talteenotto polttoaineena käytettävästä kaasusta

Hiilidioksidi voidaan ottaa talteen kaasumaisesta polttoaineesta myös ennen sen polttamista (eng. *pre-combustion capture*). Konseptia voidaan käyttää maakaasuvoimalaitoksissa tai kiinteiden ja nestemäisten polttoainien kaasutuksen yhteydessä. Polttoaineen kaasutuksella muutetaan kiinteä polttoaine polttokaasuseokseksi, jonka pääkomponentit ovat vety, hiilimonoksidi ja hiilidioksidi. Polttokaasusta täytyy normaalisti erottaa laitteille ja/tai ympäristölle haitalliset komponentit, kuten rikkiyhdisteet,

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

ammoniakki ja vetysyanidi. Puhdistettu tuotekaasu voidaan hyödyntää mm. IGCC-voimalaitoksissa (eng. *Integrated Gasification Combined Cycle*) (Kuva 2.4).



Kuva 2.4. Hiilidioksidin talteenotto polttokaasusta IGCC-voimalaitoksessa.

Tuotekaasu käsitellään vesikaasun siirtoreaktion avulla, jolloin tuotekaasu reagoi höyryn tai happi-höyrysekoituksen kanssa muodostaen lähinnä vedystä ja hiilidioksidista koostuvaa kaasua. Hiilidioksidin suhteellisen korkean osapaineen takia hiilidioksidia voidaan erottaa kaasuvirrasta liuoksilla, jotka perustuvat joko fysikaaliseen adsorptioon (esim. pressure swing adsorption; PSA) tai seosabsorptioon (sekä fysikaaliseen että kemialliseen absorptioon) (IPCC 2005). Molemmat erotustavat ovat kaupallisia tekniikoita. Fysikaalisista kaupallisista erotustekniikoista tunnettuja ovat esim. metanoliin perustuvat NMP (N-metyyli-pyrrolidiini) ja Selexol (polyeteeniglykolin dimetyylieetteri). Erotettu CO₂ kuivataan ja kompressoitetaan kuljetusta ja varastointia varten, ja vetyrikas polttokaasu johdetaan kaasuturbiinille polttoa varten. Vetyä tai hyvin vetyrikasta kaasua polttoaineena käyttäviä kaasuturbiineja ei vielä ole kaupallisesti saatavilla. Tällä hetkellä niitä demonstroidaan noin 10 MW:n kokoluokassa (GTW

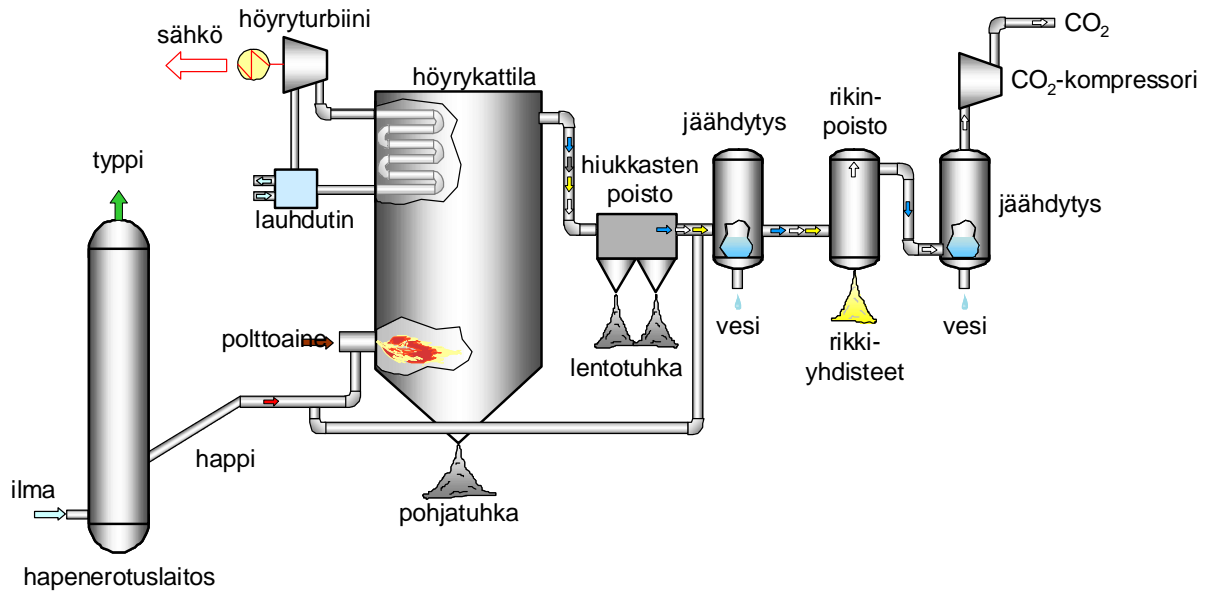
2010). Osa vedystä voitaisiin myös hyödyntää esimerkiksi polttokenno-sovelluksissa polttoaineena tai kemianteollisuudessa raaka-aineena.

Vaikka polttoaineen käsittelyvaiheet ovat monimutkaisempia ja kalliimpia kuin CO₂:n erotuksessa polton jälkeen savukaasusta, CO₂:n erotus on edullisempi polttokaasusta, koska erotettavan CO₂:n pitoisuus on suurempi (15–60 vol-%) ja kaasu paineinen. CO₂:n erotusta polttokaasusta hyödynnetään nykyään esimerkiksi vedyn teollisessa valmistuksessa. Esimerkiksi Neste Oilin Kilpilahden jalostamolla on CO₂-erotuslaitos integroituna vedyn valmistukseen höyryreformoinnilla maakaasusta. Energiantuotannossa on käytössä hyvin vähän kaasutuslaitoksia, joten tekniikkaa voitaisiin soveltaa lähinnä uusiin laitoksiin. Kaupallistumisen esteenä ovat samat ongelmat kuin kaasutustekniikassakin (IGCC) eli alhainen käytettävyys, suuret tekniset vaatimukset ja suuret kustannukset.

2.1.3 Hiilidioksidin talteenotto happipolton avulla

Happipolttoon (eng. *oxy-fuel combustion*) perustuvassa hiilidioksidin erotuksessa polttoaine poltetaan lähes puhtaan hapen ja kierrätetyn savukaasun seoksessa, jolloin savukaasuissa ei ole polttoilman mukana tullutta typpeä. Tällöin savukaasun CO₂-pitoisuus on korkea (luokkaa 80–95 vol-%, kuiva) ja sen erottaminen on helpompaa ja vähemmän energiaa kuluttavaa. Happipolttovoimala muodostuu happitehtaasta, itse voimalaitoksesta ja CO₂:n käsittely-yksiköstä (Kuva 2.5). Ilman sijasta käytettävän happittimen koostumus riippuu pääasiassa kiertokaasun määrästä. Rajoittavina tekijöinä ovat lämpötila (O₂-pitoisuus) ja lämmönsiirtopintojen mitoitus. Savukaasu koostuu pääasiassa CO₂:sta, H₂O:sta ja jäännöshapesta, sekä polttoaineesta peräisin olevista päästökomponenteista kuten SO₂, NO, N₂O ja HCl. Vesihöyry, happi ja muut epäpuhtaudet poistetaan CO₂:n käsittely-yksikössä perustuen pääasiassa kompressointiin ja jäädytykseen.

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat



Kuva 2.5. Hiilidioksidin talteenotto happipolton avulla.

Verrattuna konventionaaliseen voimalaitokseen happipoltossa tarvitaan kaksi uutta komponenttia: happitehdas ja hiilidioksidin käsittely-yksikkö. Molemmat lisäävät laitoksen omakäyttötehoa aiheuttaen noin 7–12 prosenttiyksikön pudotuksen sähköntuotannon hyötysuhteeseen. Hyötysuhteen pudotuksen pienentämiseksi höyrypiirin integrointi ja optimointi ovat välttämättömiä. CHP-laitos tarjoaa tähän lauhdelaitosta hieman paremman lähtökohdan, koska lisäprosesseissa syntyvä matalan lämpötilan lämpö voidaan hyödyntää paremmin. Happipolttovoimalaitoksen hyötysuhteen parantamiseksi kehitetään vähemmän energiaa kuluttavia hapentuotantoprosesseja (esim. membraaneihin perustuvia prosesseja) sekä tarkastellaan mahdollisuuksia prosessi-integrointiin ja -optimointiin happitehtaan, voimalaitoksen ja hiilidioksidin käsittely-yksiköiden välillä. Happipolttotekniikka on tällä hetkellä demonstrointivaiheessa (kymmeniä megawattien kokoluokassa, esim. Schwarze Pumpe 30 MWth) ja selvitysten perusteella se lienee kilpailukykyinen suhteessa muihin talteenottotekniikoihin. Tekniikka on sovellettavissa sekä uusiin että olemassa oleviin voimalaitoksiin. Uusi voimalaitos voidaan myös suunnitella niin, että

sitä voidaan käyttää sekä happipolttolaitoksena hiilidioksidin talteenotossa, että perinteisenä ilmapolttoisena voimalaitoksena.

Happipolton pitäisi soveltua hyvin myös kierto-leijupolttotekniikkaan, jota on kehitetty erityisesti Suomessa. Kierto-leijukattilan tulipesään muodostuu kiertävän kiintoaineen takia tasainen lämpötilaprofiili, joka mahdollistaa myös korkeampien happipitoisuuksien käyttämisen. Suuremmilla happipitoisuuksilla kattila voidaan mitoittaa fyysisesti pienemmäksi säästäten materiaalikustannuksissa. Suomella on erityisen vahva asema leijupoltossa, koska sen kehitys on kahden suuren kattilavalmistajan toimesta keskittynyt Suomeen. VTT:llä on koeympäristöt leijupolton tutkimiseen ja kehittämiseen happipoltossa. Todennäköisesti maailman ensimmäinen onnistunut happipolton demonstrointi kierto-leijuolosuhteissa (~0.1 MW_{th}) tehtiin VTT:llä Jyväskylässä vuonna 2005.

2.1.4 Hiilidioksidin talteenotto biomassan polton yhteydessä

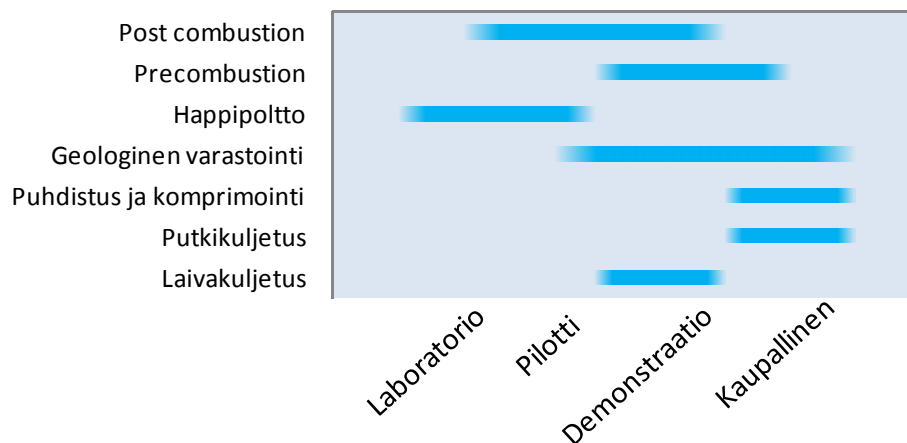
Hiilidioksidin talteenottoa on mahdollista soveltaa myös biomassaa poltaville voimalaitoksille. Koska biomassaa sitoo hiilidioksidia myös yhteyttämisessä, saataisiin biomassaa-CCS-yhdistelmästä aikaan negatiiviset CO₂-päästöt elinkaarta ajatellen eli ilmakehästä poistettaisiin hiilidioksidia. Samat hiilidioksidin talteenottotekniikat, joita käytetään fossiilisten polttoaineiden yhteydessä, voisivat olla sovellettavissa myös biomassan poltolle.

Käytännössä suurin osa nykyisistä biomassavoimalaitoksista on kuitenkin niin pieniä, että CCS:n soveltaminen niihin olisi vielä kalliimpaa kuin fossiilista polttoainetta käyttäville laitoksille. Sen sijaan seospoltossa, jossa polttoaineena käytetään sekä biomassaa että fossiilista polttoainetta, talteenotto olisi helpommin toteutettavissa. Tällä hetkellä ei kuitenkaan ole mitään taloudellisia kannustimia perustelemaan hiilidioksidin talteenoton soveltamista biomassaa poltaville voimalaitoksille. Esimerkiksi nykyinen päästökauppajärjestelmä ei ota huomioon ns. negatiivisia päästöjä (lisää kohdassa 7.2).

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

2.1.5 Talteenottoteknologioiden kehitys ja tulevaisuuden talteenottotekniikat

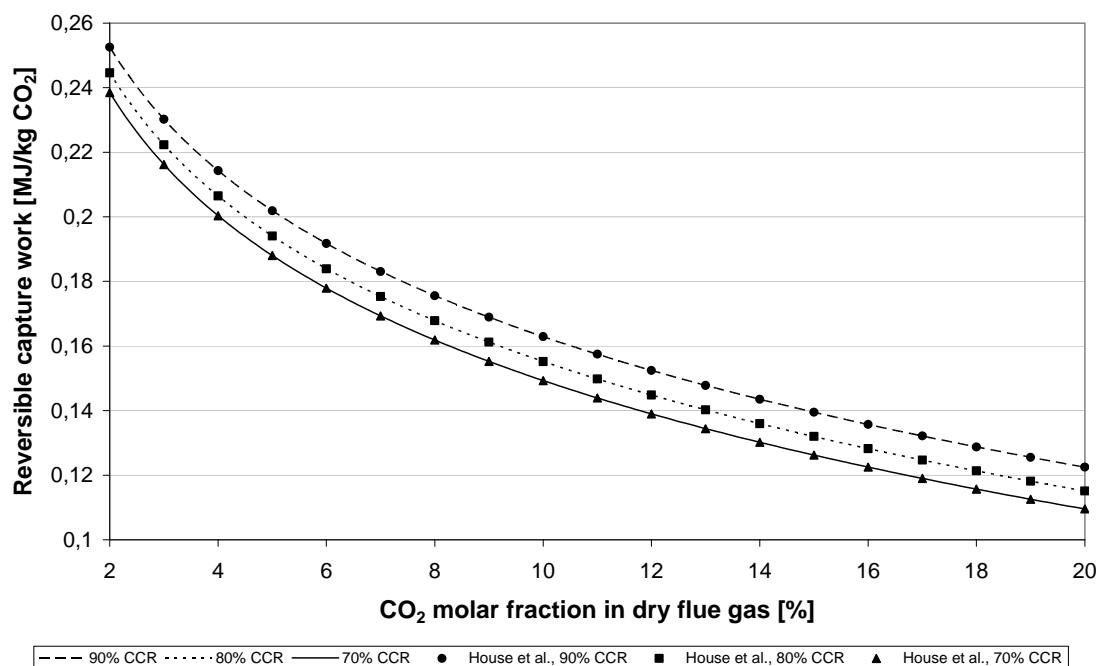
Ensimmäiset sovellutukset happipoltosta, hiilidioksidin talteenotosta polttoaineena käytettävästä kaasusta, sekä hiilidioksidin talteenotosta savukaasuista ovat jo tai ovat lähivuosina etenemässä kaupallisen kokoluokan demonstraatioihin (Kuva 2). Hiilidioksidin erotustekniikan kehitystyö on pääasiassa keskittynyt etsimään keinoja hiilidioksidin tehokkaaseen erottamiseen kaasuista mahdollisimman pienellä energiankulutuksella. Näiden, ensimmäisen sukupolven hiilidioksidin talteenottoteknologioiden lisäksi on kehitteillä useita teknologioita, joilla energiankulutusta ja kustannuksia pyritään alentamaan merkittävästi. Nämä teknologiat ovat vielä tutkimusvaiheessa ja korkeintaan laboratoriokokoluokassa.



Kuva 2.6. Ensimmäisen sukupolven CCS teknologioiden kehitys ja soveltaminen energiantuotannossa.

Teoreettinen reversiibeli erotusenergia kemiallisesta energiasta laskettuna on kivihiililaitoksen savukaasuille noin 0,14 MJ/kg CO₂ ja kaasuturbiinin savukaasuille 0,2 MJ/kg CO₂ (Kuva 2.7). Kun komprimointi 200 baariin otetaan huomioon, teoreettinen energiankulutus kivihiililaitoksen savukaasuille on 0,35 MJ/kg CO₂ ja kaasuturbiinin savukaasuille vastaavasti

0,45 MJ/kg CO₂. Nykyisille talteenottoprosesseille arvioidut energiankulutukset ovat moninkertaisia teoreettiseen minimiin verrattuna.

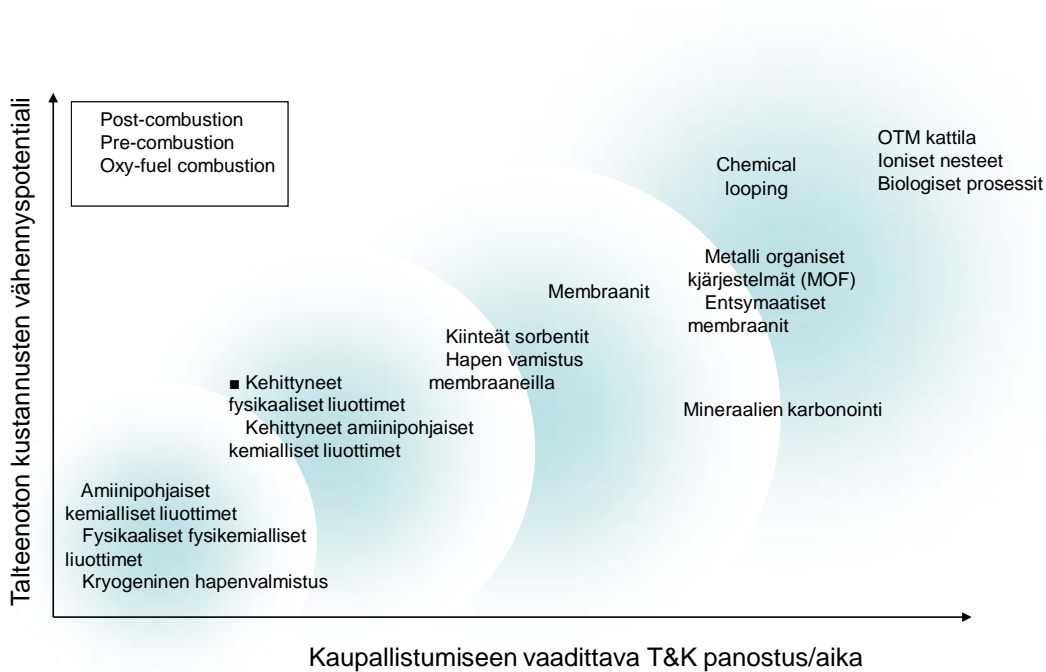


Kuva 2.7. Reversiibeli teoreettinen talteenottoenergian tarve ilmanpaineessa savukaasun CO₂-pitoisuuden funktiona (Berstad *et al.* 2010). CCR = Carbon capture ratio.

Tällä hetkellä arvioidaan tulevaisuuden talteenottoteknologioilla pystyttävän pudottamaan nykyisen talteenoton energiankulutus alle puoleen (Kuva 2.8). Myös perinteisille talteenottoteknologioille odotetaan merkittävää parannusta. Alla olevassa kuvassa esitetään kuinka perinteisen talteenoton, pesurimenetelmien liuttimien ja sitä myötä prosessien kokonaishyötysuhteen odotetaan kehittyvän tulevaisuudessa (Kuva 2.9).

Useat innovaatiot ovat osoittaneet huomattavia mahdollisuuksia parantaa hyötysuhdetta ja alentaa kustannuksia verrattuna nykyisiin tekniikoihin. Nämä uudet tekniikat ovat vielä kehittymässä ja osa on vielä hyvin kaukana kaupallistamisesta. Kehittyvät tekniikat saattavat tuoda merkittäviä parannuksia nykyisiin prosesseihin tai täysin uusia teknologioita.

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

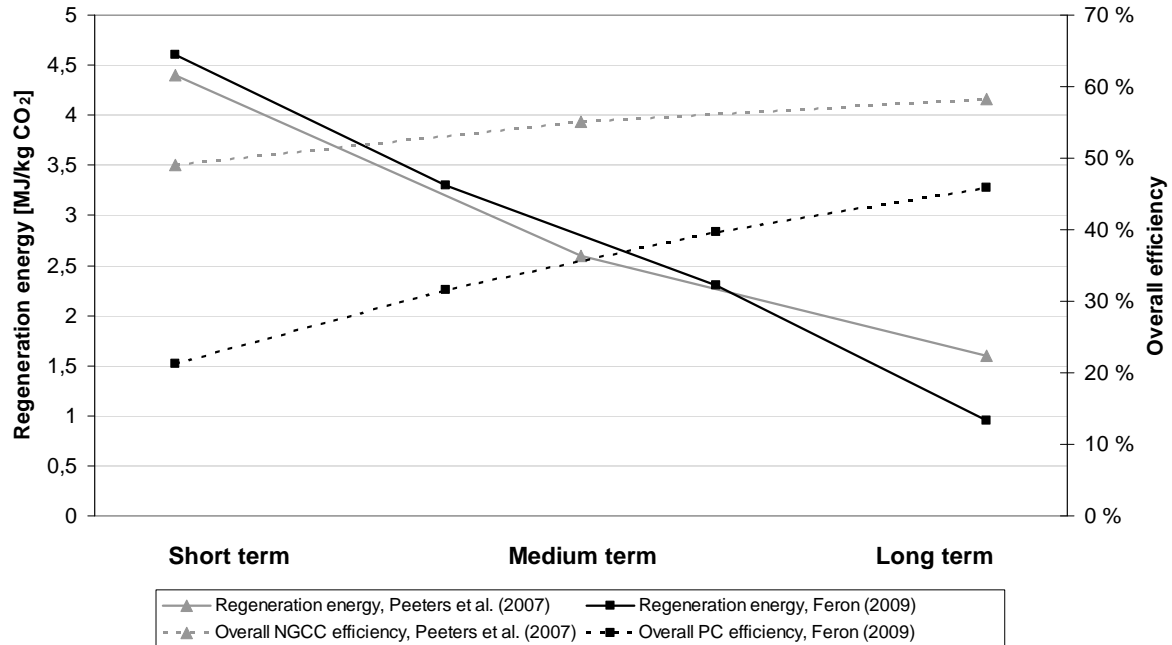


Kuva 2.8. Kehittyvät CO₂-erotustekniikat: kustannusetu vs. kaupallistamiseen vaadittava aika.

Kehittyvät erotustekniikat perustuvat kiintoainesorbentteihin, membraaneihin tai muihin kuin kaupallisiin nestemäisiin liuottimiin, kuten ammoniakkiin ja karbonaattien vesiliuoksiin. Muita lupaavia, mutta suhteellisen varhaisen kehitysvaiheen erotusmenetelmiä ovat tekniikat, jotka perustuvat metalli-orgaanisiin materiaaleihin, entsymaattisiin membraaneihin ja biologisiin prosesseihin.

Kehitys sellaisissa tekniiknoissa, joissa CO₂ erotetaan palamiskaasuista ennen polttoa, on painottunut prosesseihin, jotka luontaisesti tuottavat korkean CO₂-pitoisuuden tai paineisen CO₂-virran, ja joista CO₂:n erottamiseen on olemassa valmiita tekniikoita. Erityisen voimakasta on tutkimus CO₂:n erottamisen soveltaminen IGCC-prosessiin. Myös polymeeripohjaisia membraaneja ja sorbentteja kehitetään vaihtoehtoisena menetelmänä erottaa CO₂ polttoainekaasusta.

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat



Kuva 2.9. Ennuste liuottimien ominaisregenerointienergian ja kokonaishyötysuhteen kehityksestä tulevaisuudessa. Kuvassa ennusteet sekä hiilipölykattilalle (talteenottoaste 90 %), että maasukombille (talteenottoaste 85 %) sisältäen talteenoton ja komprimoinnin. (Berstad *et al.* 2010)

Pitkään jatkunut kehitys tehostaa ja kasvattaa hapenvalmistuksen yksikkökokoja pienentäisi hapen valmistuksen kustannuksia. Hapen valmistukseen on mahdollista kehittää nykyisin käytössä olevaa kryogeenistä menetelmää edullisempia tekniikoita, kuten ioninvaihtomembraanit (ion transfer membrane; ITM), hapenkuljetusmembraanit (oxygen transfer membrane; OTM) ja perovskite-materiaaleihin perustuvat tekniikat (ceramic autothermal recovery; CAR). Myös hapenvalmistusta hapenkuljetusmembraaneilla korkeassa lämpötilassa kehitetään, jolloin membraanit sijoitettaisiin tulipesän sisälle. Hapenvalmistuksen kehityksellä on erittäin suuri merkitys erityisesti happipoltossa, koska nykytekniikalla (kryogeeninen) se vaikuttaa huomattavasti laitoksen investointikustannuksiin (luokkaa 30 %) ja hyötysuhteeseen (pudotus luokkaa 4–7 %-yksikköä).

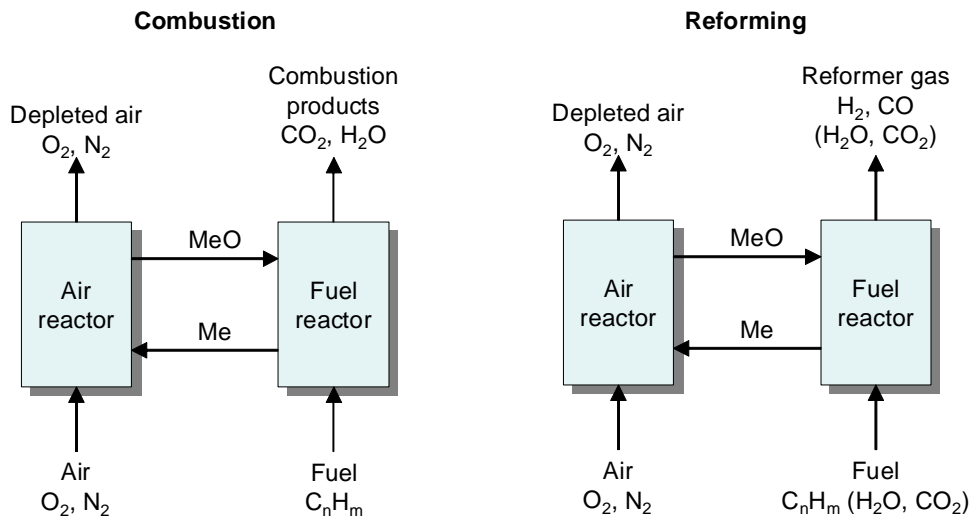
2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

Hapen kantajiin perustuva poltto (ei vakiintunut termi, eng. *chemical looping combustion*, CLC) on uusi CCS:ään soveltuva konsepti, joka mahdollistaa huomattavan kustannusedun verrattuna nykyisiin CO₂:n talteenottomenetelmiin. Hapenkantajiin perustuvan polton ideana on jakaa polttoaineen polttaminen kahteen toisistaan erilliseen hapetus- ja pelkistysreaktioon erillisissä reaktoreissa hapenkuljetusmateriaalin avulla (Kuva 2.10). Hapetusreaktorissa kiinteä hapenkantajamateriaali (pelkistyneessä muodossa oleva metalli) hapettuu ilmassa muodostaen oksidoituneen metallin. Metallioksidi johdetaan pelkistysreaktoriin, jossa kaasumainen polttoaine hapettuu (palaa) metallioksidin pelkistyessä. Tyypillisesti hapetusreaktorin reaktio on eksoterminen ja pelkistysreaktorin endoterminen (pl. esim. kupari, jolla molemmat reaktiot eksotermisiä). Reaktioissa yhteensä vapautunut lämpömäärä on sama kuin normaalissa palamisessa. Lämpövirtoja ja lämpötilatasoja (tyypillisesti 800–1 200 °C) kontrolloidaan kiintoaineen kiertovirroilla ja viiveajoilla. Jakamalla palaminen kahteen toisistaan kaasulukoilla erotettuihin reaktoreihin saadaan typtön savukaasuvirta, joka on lähes puhdas CO₂:n ja H₂O:n seos. Virrasta saadaan vesihöyry erottamalla kuljetusta ja varastointia varten edullisesti puhdasta CO₂:ta. Prosessissa vältytään myös kalliilta ja energiaa kuluttavalta hapenvalmistukselta. Prosessille on ilmanpaineisena simuloitu noin 40 %:n sähköntuotannon hyötysuhde, ja paineistettuna jopa yli 50 %:n (Brandvoll, 2005).

Hapenkantajamateriaalina voidaan käyttää useiden metallien oksideja. Testeissä soveltuvimmiksi ovat osoittautuneet nikkeli, rauta, kupari ja mangaani sekä tietyin varauksin koboltti. Aktiivisen metallin lisäksi partikkelit koostuvat useimmiten jostain inertistä tukimateriaalista, joiksi soveltuvia löytyy suuri määrä, esim. Al₂O₃, NiAl₂O₄, SiO₂, TiO₂, ZrO₂, bentoniitti ja kaoliini. Tukimateriaali lisää partikkeleiden mekaanista kestävyyttä ja parantaa reaktiivisuutta johtuen aktiivisen pinta-alan ja huokoisuuden kasvusta. Tyypillisesti hapenkantajamateriaalien raekoko on alle 1 mm, joka soveltuu hyvin leijukerosreaktoreihin.

Esitetyt CLC-konseptit perustuvatkin useimmiten kahteen leijutettuun reaktoriin: kiertoleiju-tyyppiseen hapetusreaktoriin ja kuplapetityyppiseen pelkistysreaktoriin, jotka on yhdistetty partikkelierottimella (sykloni), ja

joissa kaasujen sekoittuminen on estetty polvityyppisillä kaasulukoilla. Leijukerrosreaktoreiden etuina ovat hyvä sekoittuminen, tasainen lämpötilaprofiili, riittävä viiveaika ja virtauksien säädettävyys. Konseptia voidaan soveltaa ilmanpaineisena höyryturbiiniprosessissa tai paineistettuna kaasuturbiiniprosessissa. Myös tuotekaasun valmistus polttoaineen osittaisella hapetuksella on mahdollista. Tekniikan kehitys painottuu tällä hetkellä hapenkantajamateriaalien kehitykseen. Prosessia on testattu menestyksekkäästi 10 kW:n kokoluokassa ja suunnitelmissa on seuraavana demonstrointi noin 1 MW:n kokoluokassa.



Kuva 2.10. Periaatekuva hapen kantajiin perustuvasta poltto (CLC) ja -reformoinnista (CLR) (Rydén *et al.* 2008).

2.2 Hiilidioksidin talteenotto prosessiteollisuudessa

Vuonna 2005 teollisuus käytti melkein kolmasosan maailman primäärienergiasta. Suorat ja epäsuorat hiilidioksidipäästöt olivat 9,9 Gt, joka oli 37 % maailman hiilidioksidipäästöistä (IEA 2008a). Suorista päästöistä (6,7 Gt) terästeollisuuden osuus oli 30 %, mineraaliteollisuuden (lähinnä sementtiteollisuus) 26 % ja kemian- sekä petrokemianteollisuuden 16 % päästöistä. Teollisuuden prosessikaasut ovat monessa tapauksessa hyvin

2. Hiilidioksidin talteenottotekniikat

hiilidioksidipitoisia, minkä vuoksi hiilidioksidi olisi helpommin erotettavissa niistä kuin energialaitosten savukaasuista. Koska suuret teollisuusyksiköt ovat voimalaitoksia harvalukuisempia, niiden soveltamispotentiaali on myös pienempi.

Terästeollisuudessa on useita mahdollisia tekniikoita hiilidioksidin talteen ottamiseksi. Savukaasuista pesurilla tapahtuvan talteenoton lisäksi esimerkiksi masuunikaasun kierrätys happimasuunissa on eräs mahdollisuus, jota tutkitaan kansainvälisessä ULCOS-ohjelmassa. Sementtiteollisuudessa voitaisiin erottaa kalkinpoltossa syntyvä hiilidioksidi vastaavilla menetelmillä kuin voimalaitoksissa, mutta tämä nostaisi sementin hintaa 40–90 % (IEA 2008b). Ammoniakin tuotannossa erotetaan jo hiilidioksidia. Osa tästä käytetään urean valmistukseen, mutta hyödyntämättä jää vuosittain n. 180 Mt CO₂ maailmanlaajuisesti. Paperi- ja massateollisuudessa olisi myös mahdollista soveltaa CCS:ää, mutta polttoaineiden suuren biomassaosuuden takia tätä vaihtoehtoa on tutkittu hyvin vähän. Toisaalta, mikäli bio-CCS hyväksyttäisiin esim. päästökaupan piiriin, CCS:n soveltamispotentiaali esim. Suomessa voisi olla hyvinkin merkittävä. Hiilidioksidia erotetaan myös muun muassa vedyn ja joidenkin kemikaalien, esim. kalsiumkloridin, valmistuksen yhteydessä sekä virvoitusjuomateollisuudessa.

2.3 Hiilidioksidin talteenotto polttoainejalostuksessa

Öljyn, kaasun ja kivihiilen tuotannosta syntyy vuosittain noin 400 Mt hiilidioksidipäästöjä. Sen lisäksi öljyn ja kaasun jalostuksesta syntyy vuosittain noin 700 Mt hiilidioksidipäästöjä, ja huononlaatuisten raakaöljyjen lisääntyneestä tuotannosta johtuen nämä päästöt noussevat lähivuosina (IEA 2008a).

Monet polttoaineen jalostusprosessit soveltuisivat hyvin hiilidioksidin talteenottoon. Tähän asti CCS:ää on sovellettu ainoastaan maakaasutuotannon yhteydessä, jossa hiilidioksidia poistetaan maakaasun puhdistamiseksi. Fischer–Tropsch-dieselin valmistuksen yhteydessä voitaisiin myös soveltaa CCS:ää, koska jalostusprosessin yhteydessä syntyy korkeita hiilidioksidipitoisuuksia sisältäviä sivuvirtoja, joista CO₂ olisi huomattavasti

halvempaa ja helpompaa ottaa talteen kuin voimalaitosten savukaasuista. Myös tavanomaisissa öljynjalostamoissa syntyy sivutuotteena hiilidioksidivirtoja, joita monissa jalostamoissa otetaan jo talteen, puhdistetaan ja myydään teollista käyttöä varten.

Kaasutukseen ja Fischer–Tropsch-prosessiin perustuvia biodieselin tuotantolaitoksia on suunniteltu Suomeen useita. Laitosten kokoluokka on noin 200–500 MWpa, ja ne käyttäisivät raaka-aineena biomassaa, lähinnä metsätähteitä ja -haketta. Myös turpeen käyttöä dieselin raaka-aineena on suunniteltu. Tämän kokoisista laitoksista olisi mahdollista saada talteen noin 0,3–0,8 Mt CO₂/a (Kreuz et al. 2008), mikä kokoluokkansa perusteella voisi jo mahdollistaa hiilidioksidin prosessointiin ja kuljetusinfraan investoimisen. Hiilidioksidin talteenottoa voitaisiin soveltaa myös muiden biopolttoaineiden jalostamisprosessien yhteydessä, joissa hiilidioksidia syntyy sivutuotteena. Tällaisia ovat esimerkiksi fermentointiin perustuvat biopolttoaineiden valmistusprosessit. Kuitenkin useiden tällaisten prosessien ongelma on kohtuullisen laiha ja pieni hiilidioksidivirta. EU:n tavoite lisätä biopolttoaineiden käyttöä merkitsisi toteutuessaan sitä, että Euroopan tulevat biopoltojalostamot synnyttäisivät jo vuonna 2020 muutamia kymmeniä miljoonia tonneja CO₂-päästöjä.

3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus

Hiilidioksidin kuljetusta tarvitaan, ellei sopiva geologinen muodostuma varastointia varten sijaitse välittömästi talteenottolaitoksen alla. Kuljetus kaasuputkilla on kaupallista teknologiaa ja myös tavallisin menetelmä hiilidioksidin kuljetuksessa. Yhdysvalloissa kuljetetaan vuosittain 40 Mt:a CO₂:a tehostamaan öljyntuotantoa (eng. *enhanced oil recovery*, EOR) öljykentän paineen pienennyttyä öljynpumpppauksen seurauksena. Hiilidioksidia voidaan kuljettaa myös nesteinä laivoilla, junilla, tai kuorma-autoilla lämpöeristetyissä tankeissa, joiden lämpötila on matalampi kuin huonelämpötila ja paine huomattavasti matalampi kuin putkikuljetuksessa. Täyden mittakaavan CCS-hankkeelle varteenotettavimmat vaihtoehdot ovat putkikuljetus ja/tai laivakuljetus. Polttoprosessista talteenotetussa CO₂:ssa on aina muista yhdisteistä koostuvia epäpuhtauksia, jotka on poistettava tai ainakin merkittävästi vähennettävä ennen kuljetusta.

3.1 Talteenotetun hiilidioksidin laatuvaatimukset

Polttoprosessista talteenotetussa CO₂:ssa on aina muista yhdisteistä koostuvia epäpuhtauksia. CO₂:n kanssa seostuneet yhdisteet ovat käytännössä vettä sekä inerttejä kaasuja, kuten typpeä ja argonia. Lisäksi talteenotettuun kaasuun voi olla seostuneena rikkiyhdisteitä (SO₂ sekä H₂S). Myös happea sekä typenoksideja saattaa esiintyä talteenotetussa kaasussa. Riippuen hiilidioksidin käyttökohteesta hiilidioksidi on puhdistettava näistä epäpuhtauksista. Yleispäteviä vaatimuksia kuljetettavan ja varastoitavan

3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus

hiilidioksidin puhtaudelle ei toistaiseksi ole säädetty (de Visser *et al.* 2008).

Suolavesikerrostumiin, ehtyneisiin hiili-, öljy-, sekä kaasukenttiin tai muihin geologisiin muodostumiin varastoiminen ei itsessään asettaisi tiukkoja vaatimuksia kaasun puhtaudelle. Pitkä kokemus löytyy jo maailmalta maakaasun ja happaman rikkivety-hiilidioksidikaasuseoksen varastoimisesta maan alla oleviin muodostumiin (IPCC 2005). Hiilidioksidin varastoinnin kannalta on kuitenkin oleellista säätää kaasun puhtaus siten, että vähimmäisepäpuhtaus (MMP) suolavesikerrostumaan on mahdollisimman alhainen. Haihtuvien aineiden, kuten hapen, typen, argonin, metaanin ja vedyn pitoisuudet lisäävät myös hiilidioksidin putki-kuljettamisen ja varastoitumisen vaatimaa kompressoritehoa muuttuneiden termodynaamisten ominaisuuksien myötä (de Visser & Hendriks 2009). Käytännön vaatimuksia aiheutuisi lisäksi kuljetukseen ja varastointiin käytettävien laitteiden teknisten rajoitteiden, kuten korroosionkeston, puolesta. Hiilidioksidiin seostuneet typpi ja argon lisäävät ainevirtaa ja käyttävät siten sekä varastointipaikan että kuljetusinfrastruktuurin kapasiteettia turhaan. Sen sijaan riskien hallinta, kustannustehokkuus, julkinen mielipide sekä kansalliset ja kansainväliset lait että sopimukset asettavat vaatimuksia kuljetettavan ja varastoitavan CO₂:n puhtaudelle. Edellä mainitut seikat säätelevät myös tapaa, jolla kaasua kuljetetaan, sekä vaikuttavat sopivan varastointikohteen valintaan. Taulukko 3.1 esittää esimerkkejä kuljetettavan hiilidioksidin laatueroista.

Tehostetun öljyntuotannon laatuvaatimukset säätävät yleensä alarajan CO₂-pitoisuudelle, sekä ylärajat H₂O-, H₂S-, O₂-, rikkivety-, typpi-, glykoli- ja hiilivetytypitoisuuksille sekä kaasun lämpötilalle (IPCC 2005). Suurin osa nykyisistä EOR-hankkeista hyödyntääkin luonnollisista CO₂-kentistä peräisin olevaa hiilidioksidia. Happipoltosta talteenotetun CO₂:n hyödyntämistä EOR-kohteessa vaikeuttaa korkea happipitoisuus. Happipitoisuuden laskeminen hyväksytylle tasolle on mahdollista, mutta laskee kustannustehokkuutta. Weyburnin EOR-projektissa käytetyt tekniset tiedot kuljetettavan hiilidioksidin laadulle on esitetty Taulukko 3.1. Hyödynnettävän esiintymän rikkivetytypitoisuus vaikuttaa EOR-menetelmän kustannustehokkuuteen, sillä CO₂:n pumppaus esiintymään voi tällöin

3. Hiilidioksidin esikäsitely ja kuljetus

aiheuttaa happamuuden muutoksen myötä porauslaitteiston korroosiota. H₂S ja SO₂ voivat myös vaikuttaa korroosion leviämiseen porauskalustossa. H₂S:llä ja varsinkin SO₂:lla on vaikutus porattavan öljyn vähimmäis-sekoittumispaineeseen ja siten EOR-hyödyn kustannustehokkuuteen.

Taulukko 3.1. Esimerkkejä kuljetettavan hiilidioksidin laatueroista. Kaupparamäärittely Kinder Morganilta ja tekniset tiedot kahdesta olemassa olevasta hiilidioksidin varastointiprojekteista (de Visser *et al.* 2008).

	Kinder Morgan	Weyburn	Sleipner
Sovelluskohde	EOR	EOR	Varastointi
CO ₂ (til-%)	95 %	96 %	93–96 %
CH ₄ (til-%)		0,7 %	
Hiilivedyt yhteensä (til-%)	<5 %	2,3 %	0,5–2,0 %
CO (ppm)		1 000	
N ₂ (til-%)	<4 %	<300 ppm	
Tiivistymättömät kaasut (N ₂ , H ₂ , Ar) yhteensä (til-%)			3–5 %
O ₂ (ppm)	10	<50	
H ₂ S (ppm)	10–200	9 000	<150
H ₂ O	30 lbs/MMcf	<20 ppm	Kyllästetty
Glycol (ppm)	0,3 gal/MMcf		

Suuren CO₂-määrän kuljettaminen talteenotto paikasta välivarastolle tai varastointipaikkaan on usein kustannustehokkainta toteuttaa putkiverkoston avulla. CO₂ on putkessa superkriittisessä olotilassa, jolloin kaasuun seostuneet epäpuhtaudet vaikuttavat merkittävästi kaasun kokoonpuristuvuuteen sekä putken mitoituseseen että vaadittuun korroosionkestoon (Aspelund & Jordal 2007). Samalla epäpuhtaudet vaikuttavat putkiston kapasiteettiin, kompressorien tehontarpeeseen, paineennostoasemien välimatkoihin sekä mahdollisesti myös murtumien hallintaan. Käytännössä pelkkä veden poistaminen kuljetettavasta kaasusta kuitenkin riittää välttämään merkittävät korroosio-ongelmat, jolloin putken materiaalivalinta ei nosta kustannuksia.

3. Hiilidioksidin esikäsitely ja kuljetus

Taulukko 3.2. Koottuja suosituksia CO₂:n puhtaudelle kuljetus- ja varastointitavan perusteella (de Visser *et al.* 2008, Aspelund & Jordal 2007, de Visser & Hendriks 2009).

		Laatusuositus	Putkikuljetus	Laivakuljetus	Varastointi	EOE
Vesi	H ₂ O	<20–500 ppm	500 ppm	50 ppm	-	<20 ppm
Haihtuvat yhdisteet	N ₂	<300 ppm (EOE) – 4 % (kaikki haihtuvat)	<4 % (kaikki haihtuvat)	<0,2–0,5 % (kaikki haihtuvat)	<4 % (kaikki haihtuvat)	<300–4 800 ppm
	O ₂	<100 ppm (EOE) – 4 % (kaikki haihtuvat)				<100–1 000 ppm
	Ar	<0,2–4 % (kaikki haihtuvat)				-
	H ₂	<0,2–4 % (kaikki haihtuvat)				-
	CH ₄	<0,2–4 % (kaikki haihtuvat)				<2%
Haitalliset yhdisteet	H ₂ S	<200–9 000 ppm	200 ppm	200 ppm	-	<1 500–9 000 ppm
	CO	<10–2 000 ppm	2 000 ppm	2 000 ppm	-	<10–1 000 ppm
Rikin ja typen oksidit	NO _x	<50–100 ppm	100 ppm	100 ppm	-	<50 ppm
	SO ₂	<10–100 ppm	100 ppm	100 ppm	-	<10 ppm
Hiili-dioksidi	CO ₂	>95,5–99,5 %	>95,5 %	> 99,5 %	>95,5 %	>95,5 %

Laivalla kuljetettavan CO₂:n nesteytys edellyttää hyvin matalaa vesipitoisuutta jään ja hydraattien muodostumisen sekä korroosion minimoimiseksi. Lisäksi haihtuvien aineiden pitoisuudet (mm. N₂, O₂, Ar) tulee olla hyvin alhaisia, n. 0,2–0,5 mol-%, jotta kuivaa jäätä (hiilidioksidijäätä) ei muodostu nesteytyksen, lastauksen tai lastin purun aikana matalassa 6–7 baarin kuljetuspaineessa ja alle –50 °C:n lämpötilassa. Suosituksia hiilidioksidin puhtauksista kuljetuksessa ja varastoinnissa (Taulukko 3.2) on esitetty tuoreissa tutkimuksissa ja julkaisuissa.

3.2 Hiilidioksidin paineistus ja esikäsittely

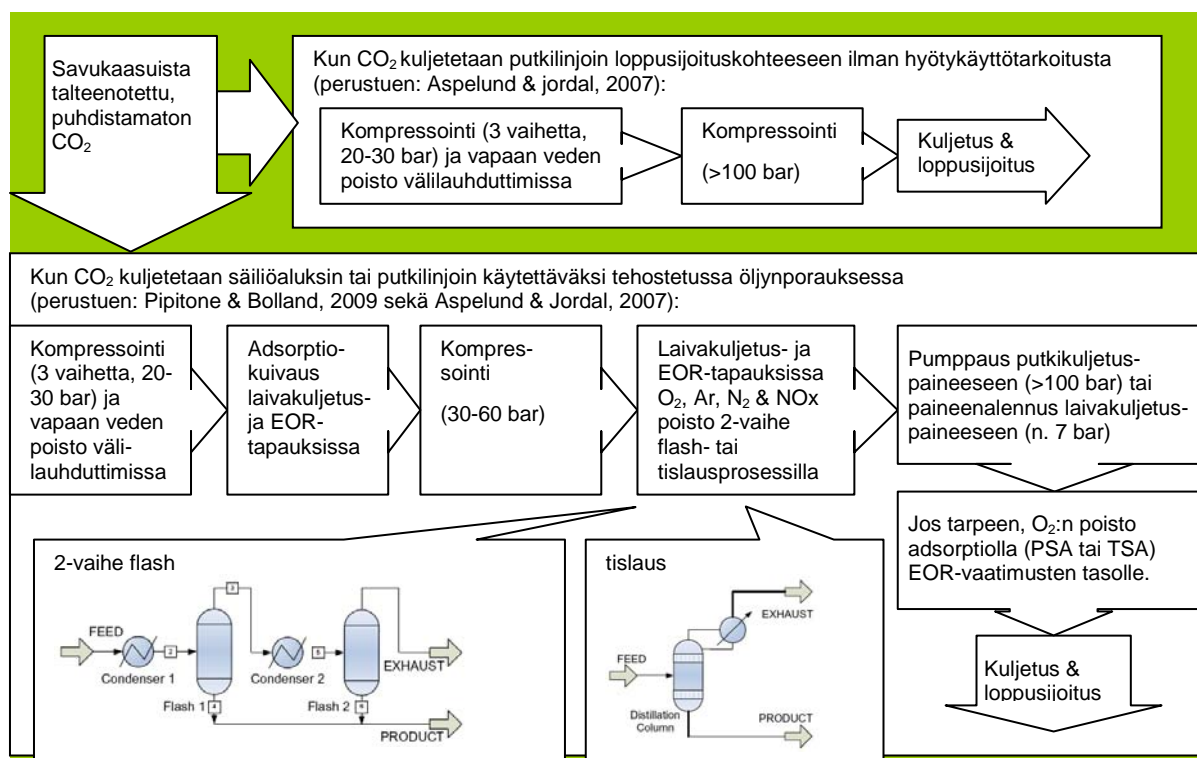
Hiilidioksidin vaatima esikäsittely riippuu kuljetus- ja varastointitavan lisäksi talteenottotekniikasta. Happipolton savukaasuihin voi olla seostuneena huomattava määrä vettä, haihtuvia aineita, haitallisia H₂S- ja CO-yhdisteitä sekä rikin ja typen oksideja. Savukaasuista pesurilla talteenotettuun hiilidioksiidiin sitä vastoin on odotettavasti seostuneena lähinnä vettä, ja vähemmän muita yhdisteitä.

Kun hiilidioksidi on erotettu voimalaitoksen tai teollisuuslaitoksen savukaasuista, se kuivataan ja paineistetaan kuljetusta ja varastointia varten (Kuva 3.1). Kuljetus- ja varastointitavasta riippuen CO₂:een seostuneet haihtuvien aineiden pitoisuudet tulee laskea riittävän alhaisiksi. Kuivaus on välttämätön estämään korroosiota ja hydraattimuodostumaa putkistossa ja muissa kuljetuslaitteistoissa.

Kompressointi ja kuivaus suoritetaan monivaiheisena prosessina, jossa jokainen vaihe koostuu kompressoinnista, jäähdytyksestä ja vedenpoistosta. Paine, lämpötila ja kosteus säädetään kuljetusmuotoa varten. Kuljetusketjun lopussa paine säädetään myös vastaamaan loppuvaraston painevaatimuksia. Avaintekijöitä kompressorilaitoksen suunnittelua varten ovat kaasuvirtaus, imu- ja poistuspaineet, kaasun lämpökapasiteetti, sekä kompressorin hyötysuhde. Teknologia hiilidioksidin paineistusta varten on kaupallisesti saatavana ja laajasti käytössä monilla teollisuudenaloilla.

Suurin komprimoinnin energiankulutukseen vaikuttava tekijä on kuljetukseen tarvittava loppupaine, kuitenkin siten että suurin osa energiaa kuluu hiilidioksidin nesteyttämiseen kompressoreilla. Energiankulutukseen vaikuttavat myös kompressorien hyötysuhteet, sekä välijäähdytysten lukumäärä. Nestefaasin pumppaaminen edelleen korkeampaan paineeseen kuluttaa suhteessa vähemmän energiaa, kuin kaasufaasin paineennosto. Kuvassa 3.2 on esitetty hiilidioksidin komprimointiin tarvittava energia loppupaineen funktiona.

3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus



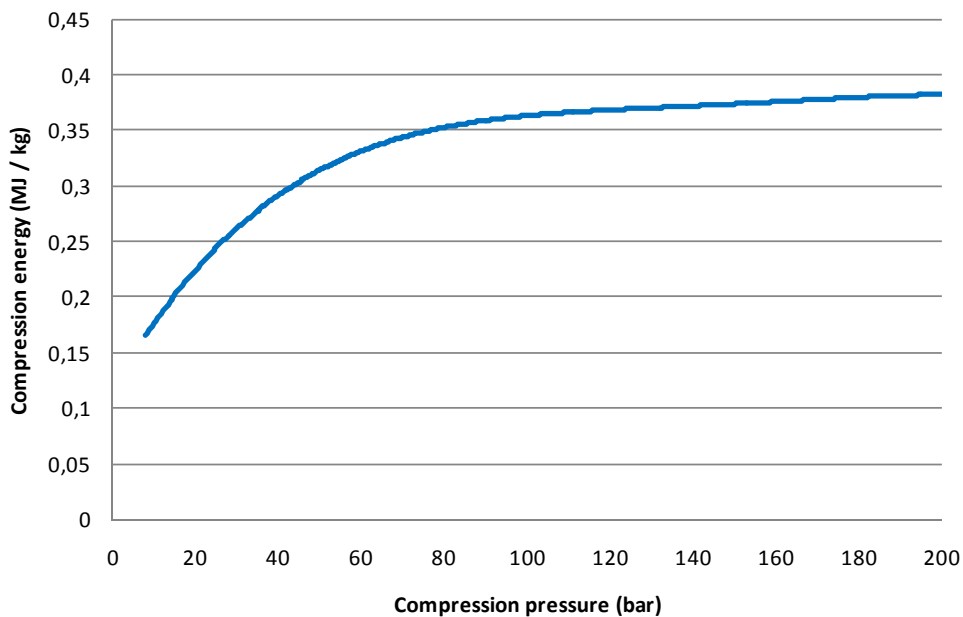
Kuva 3.1. Savukaasuista talteenotetun CO₂:n esikäsittely.

Laivakuljetuksen vaatiman lämpötilan ja paineen (-52 °C:n ja noin 6,5 baarin) saavuttamiseksi täytyy hiilidioksidi ensin paineistaa noin 65 bar:iin välilijähdytysvaiheiden kautta ja paisuttaa takaisin 6,5 baariin. Välilijähdytykset voidaan toteuttaa meriveden avulla. Paisutuksessa hiilidioksidin lämpötila saadaan riittävän kylmäksi, jotta hiilidioksidi nesteytyy. Paisutuksessa osa hiilidioksidista höyrystyy, mikä joudutaan kierrättämään takaisin kompressoreille. Tästä syystä komprimointi laivakuljetuksen vaatimiin olosuhteisiin vaatii enemmän energiaa, kuin komprimoinnin energiankulutuksen kuvaajasta (Kuva 3.2) voisi päätellä, eli noin 0,35 MJ/kg CO₂.

Alhaisia vesipitoisuuksia vaadittaessa CO₂ voidaan vedenerotinrumpujen jälkeen kuivata adsorptio- tai absorptiokolonissa. Trietyleeniglykoli (TEG)-absorptioprosessissa vesipitoisuus saadaan laskemaan 50–100 ppm:n tasolle. TEG-prosessia käytetään yleisesti kaasuteollisuudessa

3. Hiilidioksidin esikäsitteily ja kuljetus

maakaasun kuivaamiseen. Kuiva ja jäädytetty TEG ruiskutetaan CO₂-kaasuun, jolloin osa vedestä liukenee TEG:iin. Veden ja TEG:n liuos otetaan talteen, jonka jälkeen adsorbentti regeneroidaan höyrystämällä vesi pois liuoksesta ja jäädyttämällä se.



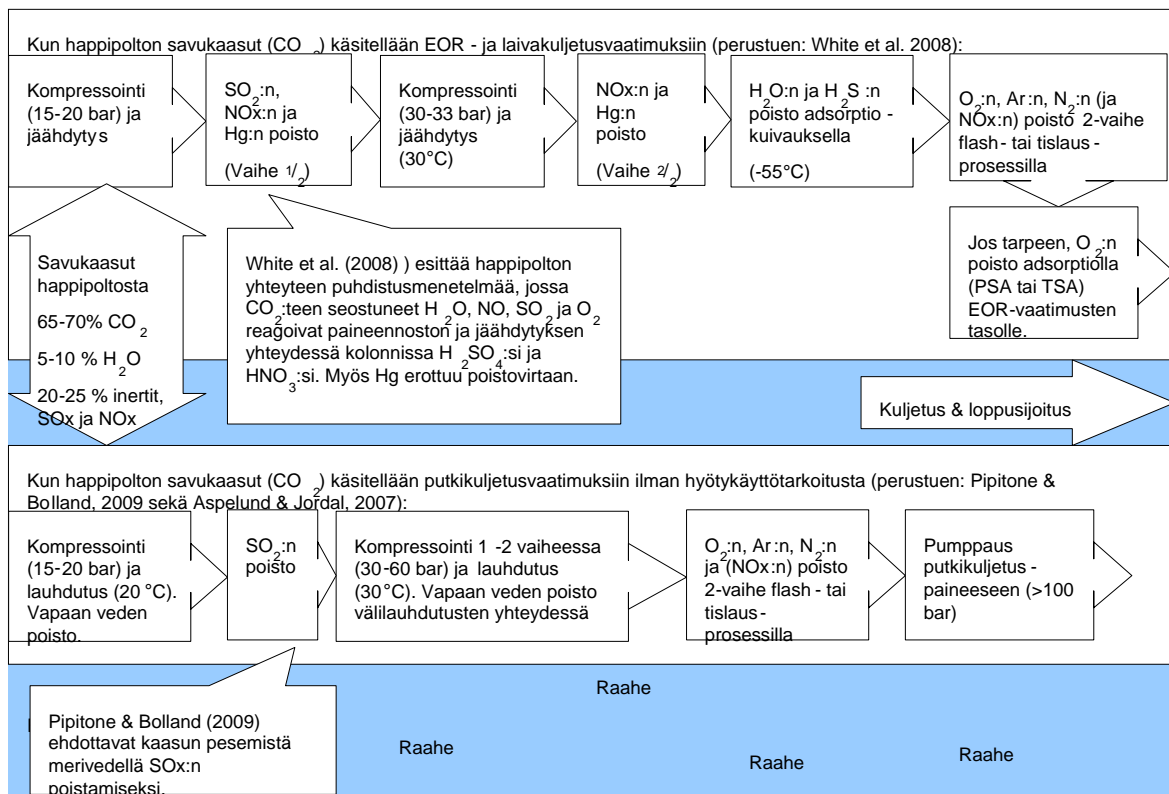
Kuva 3.2 Hiilidioksidin komprimoinnin energiavaatimukset loppupaineen suhteen.

Vesipitoisuus voidaan tarvittaessa laskea alle 10 ppm:n tasolle adsorptiokolonniin avulla, jonka yhteydessä myös H₂S voidaan poistaa kaasuvirrasta (Aspelund & Jordal 2007). Adsorptio- ja absorptioprosessien toimintaperiaatteet ovat samankaltaiset. Erään laitetoimittajan adsorptioprosessi toimii 15–20 baarin paineessa ja 15 °C:n lämpötilassa, käyttäen adsorbenttina joko zeoliittia tai silikageeliä. Vesipitoisuus laskee prosessissa 1–2 ppm:ään. Adsorbentti regenerointi 200–250 °C:n lämpötilassa nostaa prosessin kustannuksia ja heikentää CCS-ketjun CO₂-tasetta.

Haihtuvien aineiden erotus paineistamalla nesteytetystä CO₂-kaasusta voidaan tehdä sarjaan kytketyin flash-erottimin tai tislaukskolonnein. Tislaukskolonnit soveltuvat flash-erottimia paremmin haihtuvien aineiden

3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus

poistoon talteenotetusta hiilidioksidivirrasta, sillä tällöin puhdistuksen poistovirrassa on vähemmän hiilidioksidia (Aspelund & Jordal 2007). Poistovirta sisältää kaasun laadusta riippuen matalan kiehumispisteen omaavia aineita kuten happea, typpeä ja typpimonoksidia, metaania, argonia, vetyä ja hiilidioksidia. Lämpöarvon omaavat yhdisteet voidaan mahdollisuuksien mukaan kierrättää takaisin polttoon ja CO₂-talteenottoon.



Kuva 3.3. Happipolton savukaasujen esikäsittely.

Tislauskolonni soveltuu useimmissa tapauksissa haihtuvien aineiden poistoon flash-sarjaa paremmin. Aspelund & Jordal (2007) perustelevat tätä pienemmillä CO₂-pitoisuuksilla poistovirrassa. Li et al. (2009) mukaan tislauskolonnilla saavutetaan lisäksi puhtaampi lopputuote pienem-

3. Hiilidioksidin esikäsitteily ja kuljetus

mällä lauhduttimen tehonkulutuksella, kun kummankin puhdistusprosessin CO₂-häviöiksi asetetaan 7,75 %. Pipitone & Bolland (2009) tosin edellä mainitusta poiketen esittää kahdelle sarjaan kytketylle flash-erottimelle hieman pienempää CO₂-häviötä ja energiankulutusta kuin tislaukolonnille, vaikkakin yhtyy edellisiin tutkimustuloksiin tislaukolonnin puhtaammasta lopputuotteesta.

Pipitone & Bolland (2009) ehdottavat pressure swing- (PSA) tai temperature swing- (TSA) adsorptiota O₂-pitoisuuden laskemiseksi tiukimpien EOR-vaatimusten tasolle (<10 ppm). Heidän simuloineissaan flash-sarjalla tai tislauksella happipolton savukaasujen O₂-pitoisuus laski parhaimmassa tapauksessa 0,2 %:n tasolle.

Happipolton savukaasujen esikäsitteilyssä (Kuva 3.3) voidaan rikin ja typen oksidit poistaa CO₂-virrasta paineennoston aikana prosessissa, jossa kyseiset yhdisteet reagoivat veden kanssa muodostaen H₂SO₄-, NO- ja HNO₃-yhdisteitä (White *et al.* 2008). Pipitone & Balland (2009) esittävät SO₂:n vesipesua happipolton savukaasuista merivedellä.

H₂S:n poistoon happipolton savukaasuista vaaditaan adsorptio- tai absorptiotorneja, vahvaa tislauksia tai katalyyttisiä prosesseja. Aiemmin mainittu vesipitoisuuden laskeminen alle 400–500 ppm:n tason tapahtuu myös kyseisin menetelmin (Aspelund & Jordal 2007).

3.3 Laivakuljetus

Kuljetusetäisyyksien kasvaessa suuriksi (IPCC 2005:n mukaan yli 1000 km:iin) tai maantieteen sanelemana laivakuljetus voi olla putkikuljetusta edullisempi ratkaisu. Hiilidioksidin kuljetus merirahtina vastaa LPG- tai LNG-kuljetusta. Tekniikka on täten hyvin tunnettua, mutta hiilidioksidin kuljetus laivoilla on tapahtunut toistaiseksi melko pienissä kaupallisissa määrissä ja pienissä kertaerissä. Aspelund *et al.* (2006) esittävät LNG-tankkerin runkoon varustetun CO₂-kuljetusaluksen teknisesti ja kustannustehokkaasti toteutettavana.

Hiilidioksidi voi olla laivakuljetuksen aikana jäähdytettyä ja/tai paineistettua. CO₂ kuljetetaan kaikissa vaihtoehdoissa nestemäisenä. Eri paine- ja lämpötilavaihtoehdot vaikuttavat vaatimuksiin säiliön koolle ja ominai-

3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus

suuksille. CO₂-kuljetusalukset toimivat kustannustehokkaimmin puolipaineistettuna, jolloin CO₂ pidetään jäähdyttämällä lähellä kolmoispistettä (Aspelund *et al.* 2006). Kuljetukseen sopivat lämpötilat ja paineet ovat tällöin -54 °C ja 6 bar tai -50 °C ja 7 bar. Painetta ei voi juurikaan laskea edellä esitetystä ilman faasimuutosta. Laivakuljetettava CO₂ tulee pitää nestemäisenä lähellä kolmoispistettä, jolloin hiilidioksidin tiheys on kaksinkertainen (1 200 kg/m³) kriittiseen pisteeseen verrattuna (Aspelund *et al.* 2006).

Laivakuljetusinfrastruktuuri vaatii säiliötankit lastaussatamaan. Vastaanottavassa satamassa tai varastointipaikassa vaaditaan myös säiliöitä tai mahdollisuus pumpata lasti suoraan varastointikohteeseen. Kuljetuksen aikana lämmön siirtyminen säiliön läpi hiilidioksidiin johtaa tietyn lastiosuuden kiehumiseen ja menetykseen. Hukka-CO₂ voidaan ottaa myös uudelleen talteen. Tankin purkamisen jälkeen, on tankki täytettävä kuivalla CO₂-kaasulla, jotta säiliö ei vahingoitu. Säiliön sisältö korvataan ilmalla vain huoltotoimien ajaksi.

3.3.1 Nykyinen merikuljetuskalusto

Euroopan markkinoilla CO₂:ta on kuljetettu laivarahtina lannoitteita ja kemikaalituotteita valmistavan Yara Internationalin toimesta. Yhtiö on maailman suurin CO₂-jakelija noin 850 000 t CO₂/a suuruisella markkinaosuudellaan. Yhtiöllä on omistuksessaan kolme alusta nestemäisen hiilidioksidin kuljetukseen meriteitse. Vuosina 1975 ja 1977 valmistuneiden alusten kapasiteetit ovat alle 2 000 t CO₂. Alusten rekisteritietojen mukaan lasti on -30 °C lämpötilassa ja 20 baarin paineessa. Vuonna 1977 valmistuneet kaksi alusta rakennettiin J.J. Sietas KG Schiffswerft GmbH & Co telakalla (DNV 2009).

Maailman ensimmäinen erityisesti hiilidioksidin kuljetukseen suunniteltu tankkeri ”Coral Carbonic” valmistui vuonna 1999. Kapasiteetiltaan 1 250 m³ aluksen tilaaja oli hollantilainen Anthony Veder Group. Laivan valmisti Volharding Shipyards Hollannissa. Ainoan lieriömäisen säiliön korkein sallittu paine on 18 baaria, ja alin lämpötila -40 °C. CO₂:n ollessa edellä mainitussa paineessa ja lämpötilassa mahtuu laivaan 98 %:n täyttö-

3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus

asteella enintään 1 382 t CO₂. Hiilidioksidin lastaus ja purku tapahtuu 250 m³/h nopeudella.

Hiilidioksidin talteenoton ja varastoinnin ainevirtoihin nähden edellä mainitut Yara Internationalin ja Anthony Veder Groupin laivat ovat auttamattoman pieniä. Laivan kapasiteetin tulisi jo Pohjanmeren alueen etäisyyksillä olla 20 000 m³:n kokoluokkaa (Aspelund et al. 2006).

Suurimmat hiilidioksidin kuljetukseen soveltuvat säiliöalukset ovat Norgas Carriers Pte Ltd:n hallinnassa. Norgas Carriers AS on norjalaisen I.M. Skaugen SE:n tytäryhtiö. Konsernilla on hallussaan toistaiseksi kuusi ”Somargas”-tyyppistä säiliöalusta, jotka ovat suunniteltu soveltuviksi mahdollisimman monen eri nesteytetyn kaasun ja kemikaalin kuljetukseen. Alusten suunnitteluun osallistui Grontmij | Carl Bro Marine-konsulttityhtiö. Kiinalaisella Zhonghua-Hudong Shipbuildingin telakalla vuonna 2003 valmistettujen ”Somargas” -alusten kapasiteetit ovat 8 500 m³ (neljä alusta) ja 10 200 m³ (kaksi alusta) (Skaugen 2007). Laivojen kaksi peräkkäistä lieriönmuotoista säiliötä kykenevät sisältämään lastia alimmillaan –104 °C:n lämpötilassa ja enintään 7 baarin paineessa. Alusten kauppahinta oli noin 21 MUSD₂₀₀₀ laivaa kohden vuonna 2000.

Vuonna 2005 I.M. Skaugen SE tilasi 10 uutta saman kokoluokan alusta pohjautuen samaan laivamalliin. Neljän aluksen kapasiteetti tulee olemaan n. 10 000 m³ ja kuuden 12 000 m³. Kaupan hinta oli 250 MUSD₂₀₀₅, pitämättä sisällään ennen toimitusta koituvia kustannuksia, kuten rahoitus- ja käyttöönottokustannuksia. Lisäksi I.M. Skaugen SE investoi 4,4 MUSD₂₀₀₅ telakan infrastruktuuriin. Konserni ilmoitti vuosikertomuksessaan vuonna 2007 tulevien alusten lastin vähimmäislämpötilaksi –163 °C ja enimmäispaineeksi 5,2 baaria. Ilmoitettu paine on hyvin lähellä CO₂:n kolmoispistettä, jolloin on epävarmaa, voidaanko uusia aluksia käyttää hiilidioksidin kuljetukseen.

3.4 Putkikuljetus

Hiilidioksidia kuljetetaan putkissa 80–150 baarin käyttöpaineella (Aspelund & Jordal 2007). Paineennostoasemia vaaditaan 100–400 km:n välein putkilinjan varteen. Korroosion estämiseksi kuljetettavalle hiilidioksidille

3. Hiilidioksidin esikäsittely ja kuljetus

on asetettava laatuvaatimuksia. Putkilinjojen materiaalina käytetään yleensä hiili-mangaani-teräksiä, jotka sallisivat 60 %:n suhteellisen kosteuden kuljetettavassa kaasussa (IPCC 2005). Vaihtoehtoisesti putkilinjat voidaan valmistaa korroosionkestävästä materiaalista, käytännössä ruostumattomasta teräksestä. Ruostumattoman teräksen korkean hinnan takia tämä voi kuitenkin tehdä putkilinjan rakentamisesta taloudellisesti kannattamatonta.

Putkikuljetus vastaa toteutukseltaan maakaasun, propaanin tai butaanin kuljetusta. Edellä mainittujen kaasujen kuljettamisesta on suuren mittakaavan kokemusta. Putkisto voidaan rakentaa niin maalle kuin merenpohjaan. Mereen on asennettu putkia 2 200 metrin syvyyteen asti. Maanpäälliset putket haudataan usein vähintään metrin syvyyteen, ja merkitään maakaasuputken tavoin. Matalassa vedessä kulkevat putket haudataan pohjasedimenttiin lähes aina. Alle 400 mm:n halkaisijaltaan olevat putket haudataan usein myös syvemmissä vesissä, jotteivät kalastusverkot vahingoita näitä. Vedenalaiset kaasulinjat rakennetaan tyypillisesti menetelmällä, jossa putki hitsataan sauma kerrallaan hitaasti etenevässä proomussa tai aluksessa. Valmistuva osuus putkesta jatkuu aluksesta merenpohjaan kannatellussa kaarella. Tällä hetkellä ainoa merenalainen CO₂-putkilinja asennettiin kuitenkin suoraan aluksella kuljetettavalta kelalta. Norjalaisen StatoilHydro:n omistama, lähes 150 km:n pituinen ja halkaisijaltaan 8” suuruinen putkilinja sijaitsee Brentsinmerellä Melkøyen nesteytetyn maakaasuntuotantolaitoksen yhteydessä (ks. myös kohta 6.1.4).

CO₂-putket voivat altistua suuremmalle pitkittäissuuntaisen murtuman riskille kuin maakaasuputket (IPCC 2005). Murtuman pysäyttäviä tukia tulee asettaa täten 500 m:n välimatkoin putkilinjaan.

3.5 Välivarastointi

Hiilidioksidin logistiikkaketju vaatii välivarastoja tilanteissa, joissa CO₂ siirretään putkilinjasta erissä laivoihin, tai laivoista putkilinjaan. Samankaltaisia terminaaleja on hyödynnetty kautta maailman LNG:n ja LPG:n kuljetuksissa. Edellä mainituista hiilivedyistä poiketen CO₂ ei voi kuiten-

3. Hiilidioksidin esikäsitely ja kuljetus

kaan olla nesteinä normaalissa ilmanpaineessa, tai tätä alemmassa paineessa, mikä aiheuttaa eri vaatimuksia käytettävän säiliön rakenteelle. CCS-toiminnan tarpeisiin sopivien säiliöiden ominaisuuksissa on yhdistyttävä paineenkesto, lämmöneristys sekä suuri kapasiteetti. Mahdollisia teknisiä ratkaisuja ovat lieriömäiset terästankit ja kallioperään louhitut luolat. CO₂ säilytettäisiin tällöin samassa tilassa kuin laivakuljetuksen aikana eli n. 7 baarin paineessa ja -55 °C:n lämpötilassa.

4. Hiilidioksidin varastointi

Talteenoton jälkeen hiilidioksidi on varastoitava Euroopan talousalueella CCS-direktiivin mukaisesti pysyvästi eristettynä ilmakehästä. Miljoonien tonniin vuosittaisen varastointitarpeen takia on olemassa vain muutamia mahdollisia varastointivaihtoehtoja. Varastoja voivat olla esimerkiksi geologiset muodostumat, kuten käytetyt öljy- ja kaasukentät, suolaisen veden täyttämät huokoiset sedimenttiset tai sedimenttikivikerrokset tai sopivasti huokoiset kivihiilikerrostumat, joiden louhinta on kannattamattonta.

Maakaasun tuotannon yhteydessä erotettua hiilidioksidia sijoitetaan teollisessa mitassa huokoiseen suolaveden täyttämään hiekkakiveen Pohjanmerellä sijaitsevalla norjalaisella Sleipnerin kaasukentällä. USA:ssa ja Kanadassa käytetään hiilidioksidia öljykentän hiipuvan öljyntuotannon lisäämiseen useissa kohteissa, jolloin kenttään pidättyy suurin osa käytetystä hiilidioksidista. Yhtä demonstraatiokohdetta lukuun ottamatta hiilidioksidi on kuitenkin peräisin luonnollisista hiilidioksidiesiintymistä eikä esimerkiksi voimalaitosten savukaasuista.

Silikaattimineraalien käyttö hiilidioksidin sitomiseen kiinteiksi karbonaateiksi on teknisesti mahdollista, mutta tutkittujen prosessien suurten energiavaatimusten takia mineraalien karbonointi ei ole ollut niissä toteuttamiskelpoista. Hiilidioksidin varastointia mereen on myös tutkittu, mutta tämä menetelmä on nykyään kielletty lailla Euroopassa mahdollisten ympäristöhaittojen takia. Myös teollisuudessa on käyttöä hiilidioksidille, mutta tällä hetkellä käytetyt määrät ovat CCS-tarpeisiin nähden hyvin pieniä. Lisäksi hiilidioksidi yleensä palaa lyhyen ajan sisällä takaisin il-

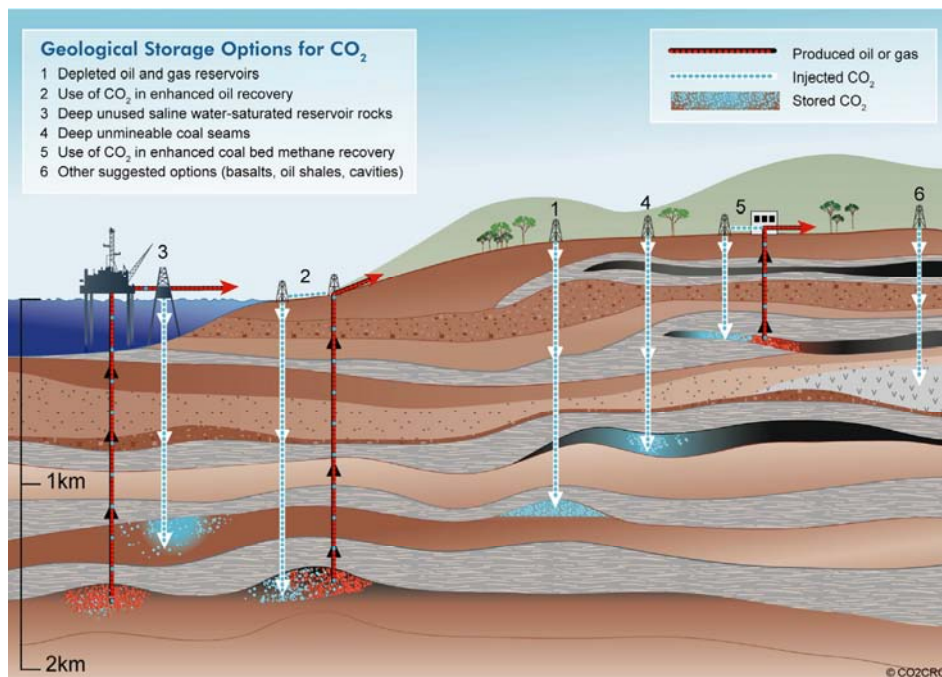
4. Hiilidioksidin varastointi

makehään, joten lisääntynyt hiilidioksidin käyttö teollisuudessa ei auttaisi kasvihuonekaasupäästöjen alentamisessa.

Myös valtameret ovat teoriassa mahdollisia varastoja, mutta ympäristövaikutusten epävarmuuden takia varastointi suoraan valtameriin ei ole toteuttamiskelpoinen vaihtoehto. Hiilidioksidin varastointia mereen tutkitaan edelleen Japanissa, mutta menetelmä on Euroopassa kielletty lailla mahdollisten ympäristöhaittojen takia.

4.1 Varastointi geologisiin muodostumiin

Hiilidioksidin geologinen varastointi perustuu moniin samoihin tekniikoihin, joita on käytetty öljy- ja maakaasuteollisuudessa ja jotka ovat jo nykyään käyttökelpoisia (Kuva 4.1). Hiilidioksidin pumppaaminen syväälle öljy- tai kaasukenttään helpottaa öljyn ja kaasun tuottamista, mikä vähentää tekniikan kokonaiskustannuksia.



Kuva 4.1. Hiilidioksidin geologisen varastoinnin vaihtoehdot (kuva: CO2CRC).

Hiilidioksidin talteenottoon soveltuvat maanalaiset suolavesikerrostumat esiintyvät yleensä sedimenttiympäristössä. Nämä geologiset muodostumat koostuvat mineraali- ja orgaanisesta aineksesta. Sedimenttikerrostuman kiviaines- tai mineraalirakeiden välinen huokostila on täyttynyt nesteellä. Pienten öljy- tai kaasuesiintymien sisältämä neste on yleensä vettä. Muodostuman avoimet raot tai onkalot ovat myös täyttyneet nesteellä.

Vastaavasti maanalaisiin hiiliesiintymiin olisi mahdollista pumpata hiilidioksidia. Hiilidioksidi sitoutuu hiiliesiintymiin ja vapauttaa metaania, joka olisi mahdollista ottaa talteen ja käyttää esim. energiantuotantoon. Muutamien toteutettujen demonstraatiohankkeiden perusteella varastointia vaikeuttaa kuitenkin hiilidioksidin aiheuttama hiiliesiintymän paisuminen, minkä vuoksi tekniikka ei ole vielä saatu toimimaan.

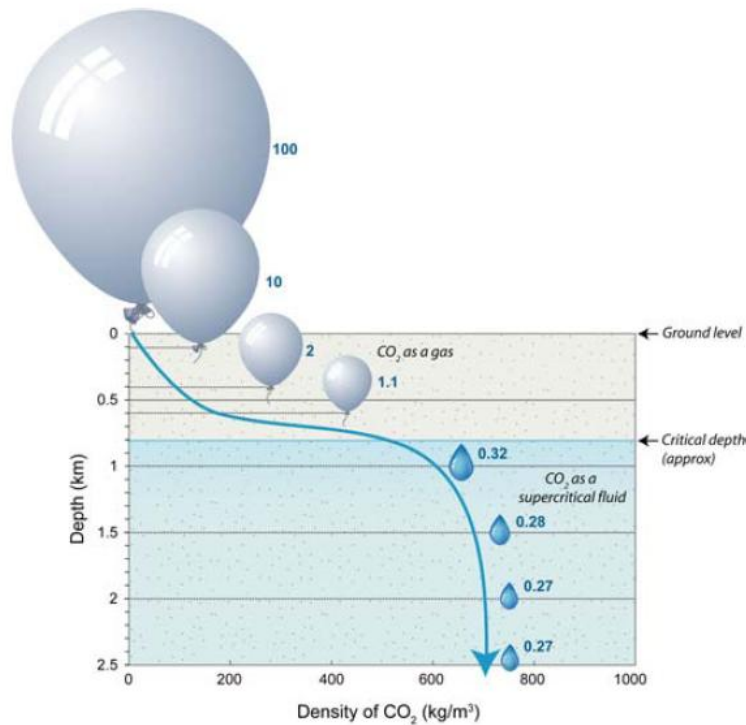
4.1.1 Geologisen varastoinnin mekanismit

Geologisiin varastoihin injektoidavan hiilidioksidin paine on ylikriittinen (>80 baaria). Näissä paineoloissa CO₂ käyttäytyy höyryn tavoin, jolloin se tunkeutuu kiven jokaiseen rakoön, mutta sen tiheys on nestemäisen korkea. Hiilidioksidia injektoidaan muodostuman huokostiloihin ja rakoihin yli 800 metrin syvyyteen, jotta yllä oleviin sedimenttipatjoihin muodostunut paine vastaisi injektoidun hiilidioksidin painetta. Kerrostuman vallitseva paine voidaan approksimoida arvioimalla hydrostaattinen paine vastaavalla syvyydellä samalla, kun otetaan huomioon lämpötilagradientti (Kuva 4.2).

Kun hiilidioksidia pumpataan suolavesiesiintymiin tai kaasui- tai öljykenttien suolavesikerrostumiin yli 800 metrin syvyyteen, useat eri fyysikaaliset ja geokemialliset mekanismit estävät sen nousun takaisin pinnalle. Tärkein niistä on varastokerrostuman kattopuoleinen läpäisemätön kivi- tai sedimenttikerros (tiivis sulkukerros). Tämän kerroksen yläpuolella on yleensä myös muita kerroksia läpäisemätöntä kiveä tai sedimenttejä. *Stratigrafisessa loukussa* sulkukerros tai -kerrokset muodostavat suljetun säiliön (Kuva 4.3). Injektoinnin myötä hiilidioksidia siirtyy kauemmas pois injektointipaikasta ja ylöspäin, koska se on kevyempää kuin suolavesi tai öljy. *Rakenteellisessa loukussa* poimuttuneiden tai siirrostuneiden

4. Hiilidioksidin varastointi

läpäisemättömien kivilaji- tai sedimenttiyksiköiden muodostama rakenne estää hiilidioksidin leviämisen.

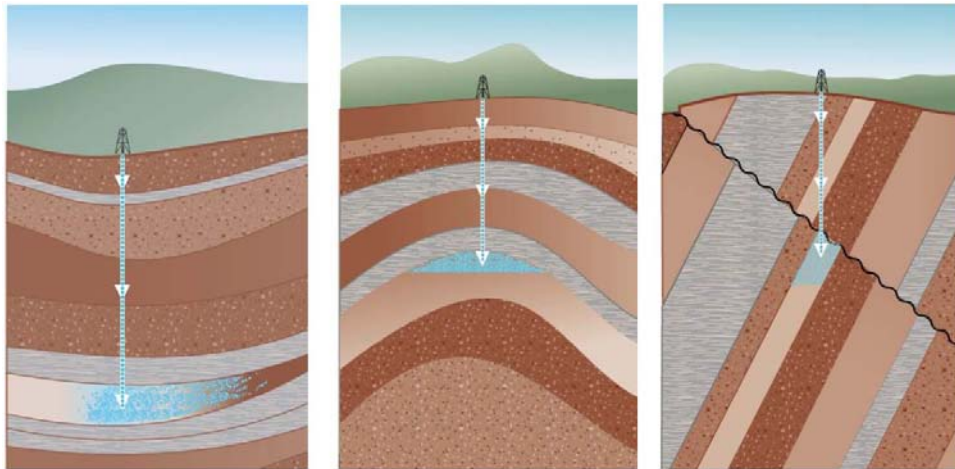


Kuva 4.2. Hiilidioksidin tiheyden muutos syvyyden mukaan, kun oletetaan, että paine voidaan approksimoida hydrostaattisen paineen mukaisesti. Geoterminen gradientti on kuvassa 25°C/km ja maanpinnan lämpötila 15°C (IPCC 2005; CO2CRC).

Varastointisäiliöön injektoitu hiilidioksidi voi syrjäyttää säiliössä olevan nesteen, liueta tai sekoittua nesteeseen sekä reagoida säiliön seinämien mineraalien kanssa. Kun injektointi loppuu, vesi alkaa siirtyä takaisin huokosiin, jotka sisältävät CO₂:a. Näin ollen CO₂ jää vesipaineen vuoksi loukkuun (*residual trapping*). Siksi on tärkeää, että injektointipaine on riittävän korkea, jotta nestemäinen CO₂ pakottuisi huokosiin. Toisaalta se ei saisi olla niin korkea, että sulkukerros rikkoutuu. Suuri osa injektoidusta CO₂:ta tulee ajan myötä liukenemaan ympäristön suolaiseen veteen tai öljyyn. Kun CO₂ liukenee veteen, muodostuu vettä tiheämpi neste, joka

4. Hiilidioksidin varastointi

sopivissa oloissa uppoaa varastomuodostuman pohjalle (*solubility trapping*; Kuva 4.4). Jos varastosäiliön kivilaji on sopiva, liuennut CO₂ alkaa reagoida kemiallisesti säiliön seinämien kanssa, ja seinämiin muodostuu pysyviä mineraaleja (*mineral trapping; mineralisation*). Prosessi on kuitenkin erittäin hidas ja saattaa kestää tuhansia vuosia.



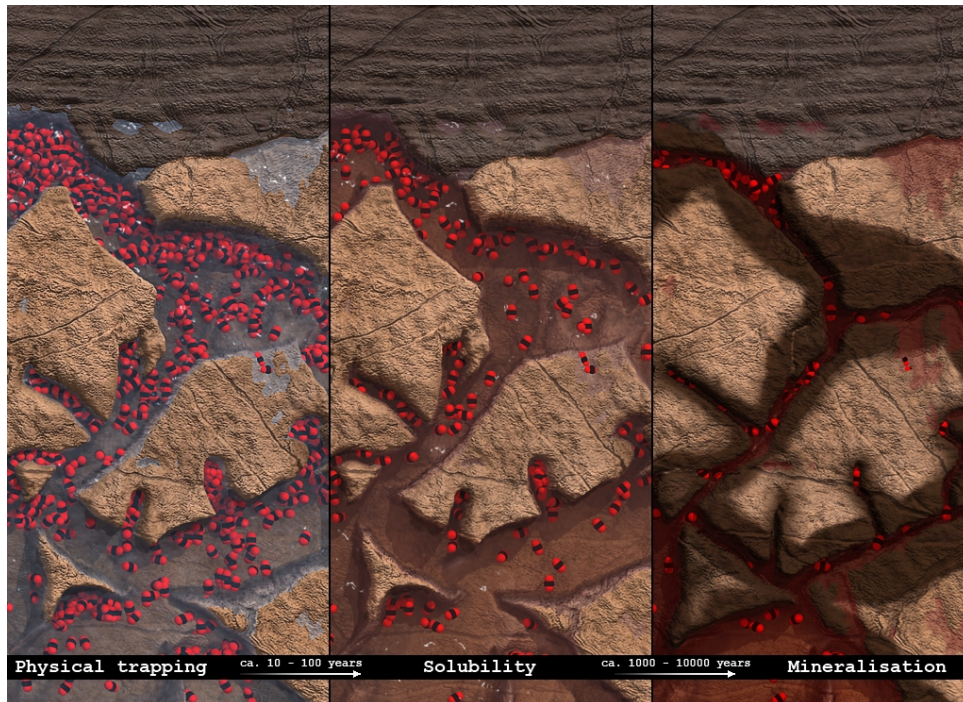
Kuva 4.3. Esimerkkejä stratigrafisista loukuista (vasemmanpuolinen ja keskimäinen kuva) ja rakenteellisista loukuista (keskimäinen ja oikealla oleva kuva). Kaikissa kuvien tapauksista sulkukerros toimii ensisijaisena hiilidioksidin kulkeutumista estävänä eristeenä (kuva: CO2CRC).

Nämä mekanismit vaikuttavat monien vuosien aikana eri nopeuksilla. Mitä kauemmin CO₂ on varastossa, sitä varmemmaksi sen varastointi tulee. On arvioitu, että hiilidioksidia voitaisiin varastoida näin ilman suurempia vuotoja satojen tai jopa tuhansien vuosien ajaksi (van der Meer 1996). Vallitsevat mekanismit ja niiden nopeudet riippuvat muodostuman geologiasta ja voivat vaihdella suuresti.

Varastointimuodostuman kivilajien tärkeimpiä ominaisuuksia ovat *huokoisuus* ja *läpäisevyys*. Huokoisuudella mitataan kivilajiyksikön tyhjää huokostilaa ja läpäisevyydellä mitataan sitä, kuinka hyvin neste virtaa kivilajiyksikön huokostiloissa. Tyhjän tilan muoto, koko ja se, miten huokokset ovat kytkeytyneet yhteen, vaikuttavat suuresti läpäisevyyteen. Hiilidioksidin pysyvään varastointiin sopivilla geologisilla muodostumilla on

4. Hiilidioksidin varastointi

oltava korkea huokoisuus, eli varastointitila, ja läpäisevyys, jotta CO₂ pystyy virtaamaan varastointitilaan. Sulkukerroksen huokoisuuden ja läpäisevyyden on oltava vähäisiä. Varastointimuodostuman sallima *injection*nopeus on toinen tärkeä ominaisuus, joka saattaa rajoittaa muodostuman käyttöä.



Kuva 4.4. Hiilidioksidin geologisen varastoinnin mekanismit ja niiden aikavälit (kuva: Bellona).

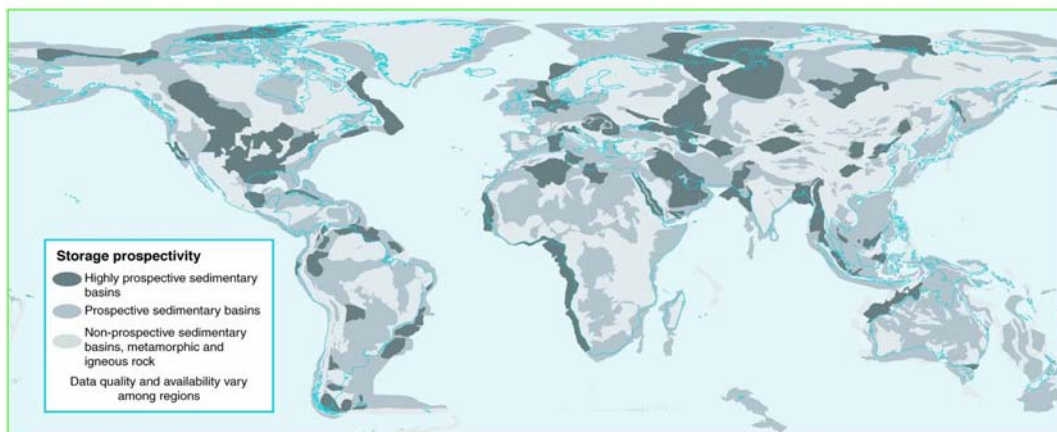
4.1.2 Geologisten muodostumien varastointipotentiali

Kansainväliset tutkimushankkeet ovat kartoittaneet maailman geologisten muodostumien hiilidioksidin varastointilavuutta. Varastointiin sopivia geologisia muodostumia esiintyy ns. sedimentaatioaltaissa (Kuva 4.5). Potentiaalisimpina pysyvinä varastointivaihtoehtoina pidetään kaasun- ja öljyntuotantokenttiä, suolavesikerrostumia sekä hyödyntämiskelvottomia

4. Hiilidioksidin varastointi

kivihiilikerrostumia. Kivihiilikerrostumien osuus varastointikapasiteetista on kuitenkin vähäinen.

IPCC:n mukaan (IPCC 2005) maailman hiilidioksidin varastointiin soveltuvien muodostumien potentiaaliksi on arvioitu ainakin 2 000–10 000 Gt CO₂, mutta luvut ovat hyvin epävarmoja. IEA CCS:n (2009) maailmanlaajuisessa CCS-roadmapissa esitetyn arvion mukaan maksimaalinen teorettinen varastointikapasiteetti on puolestaan noin 16 800 Gt CO₂, josta Euroopan OECD-maiden osuus on noin 6 %. Mahdollisen teknisen kapasiteetin on arvioitu olevan noin 10–20 % teorettisesta kokonaiskapasiteetista (Taulukko 4.1).



Kuva 4.5. Mahdollisia sedimentaatioallasalueita, joilla esiintyy sopivia suolavesimuodostumia, öljy- tai kaasukenttiä tai kivihiilikerrostumia (IPCC 2005).

Hiilidioksidin varastointikapasiteetiluvut vaihtelevat paljon laskutavoitain. Sekä Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF 2007) että Yhdysvaltojen Department of Energy (DOE 2007) ovat viime aikoina kehittäneet rinnakkaisia laskentamenetelmiä ja julkaisseet kuvauksia niistä. Laskentamenetelmien avulla mahdollisten hiilidioksidivarastojen potentiaalisuutta arvioidaan muodostumien tilavuuksien perusteella. Suurin ero näiden menetelmien välillä on, että DOE ottaa mukaan laskelmiin koko suolavesikerrostuman tilavuuden eli kapasiteetin (Kuva 4.3, kaikki kolme

4. Hiilidioksidin varastointi

kuvaa), kun taas CSLF laskee ainoastaan rakenteellisten sulkumuodostumien kapasiteetin (Kuva 4.3, kuvat keskellä ja oikealla).

Taulukko 4.1. Arvio maailman pysyvän hiilidioksidivarastoinnin mahdollisesta kokonaiskapasiteetista. Globaalin kapasiteetti-arvion yleisluontoisuus aiheutuu laskentatapojen erilaisuudesta eri alueilla. (IEA CCS 2009)

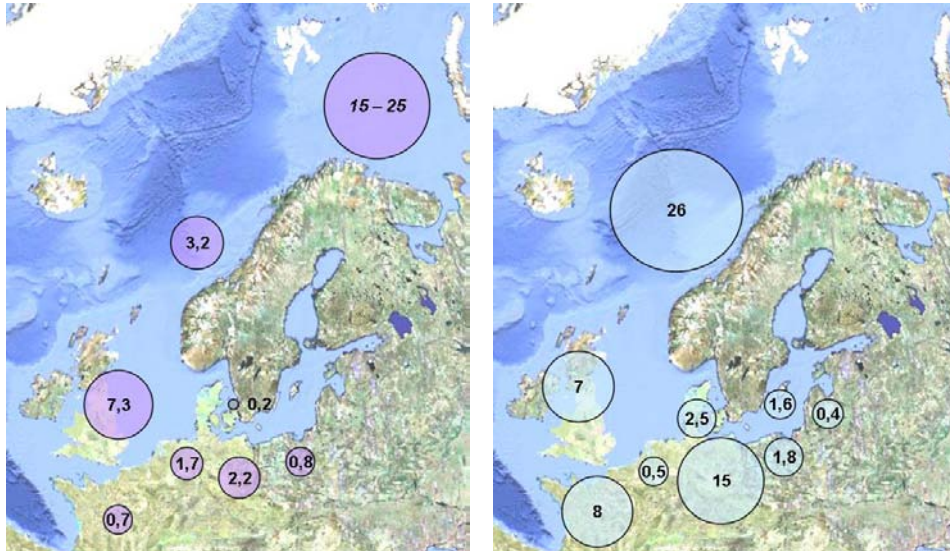
Alue	Suurin teoreettinen kapasiteetti (Gt)	Mahdollinen kapasiteetti, arvio 10% teoreettisesta (Gt).	Sijoitusmääräarvio v. 2050
Afrikka	530	53	6,8
Kiina	2 020	202	25,9
Keski- ja Etelä-Amerikka	2 000	200	4,6
Itäinen Euroopan unioni ja entinen Neuvostoliitto	2 070	207	10,3
Intia	1 000	100	11,5
Muu kehittyvä Aasia	1 000	100	12,2
Euroopan OECD-maat	940	94	15,6
USA	3 650	365	26,1
Pohjois-Amerikan muut OECD-maat	1 010	101	12,0
Tyyntenmeren OECD-valtiot	900	90	14,3
Lähi-itä	1 700	170	5,3
Yhteensä	16 800	1 680	145

Myös yksittäiset maat tai maakonsortiot ovat alkaneet kartoittaa geologisten muodostumiensa varastointipotentiaalia. Esimerkiksi DOE:n julkaisemassa Pohjois-Amerikan geologisen varastoinnin atlaksessa arvioidaan Yhdysvaltojen ja Kanadan geologisten muodostumien hiilidioksidin varastointikapasiteetiksi 1 100–3 600 Gt CO₂. Osa arvioinneista on tehty ennen CSLF:n tai DOE:n julkaisemia laskentaperiaatteita ja niitä olisi siksi päivitettävä. Esitetyt arvot eivät vastaa todellista hiilidioksidin varastointikapasiteettia, vaan arviot on tehty eri laskelmamenetelmin. Esimerkiksi Irlannin suolavesikerrostumien potentiaalin minimiarvo vastaa käy-

tännön varastointikapasiteetin ylärajaa ja maksimiarvo teoreettista kapasiteettia. Vaaditaan vielä tarkkoja kohteellisia mittauksia sekä mallinnusta varmistamaan ja vahvistamaan yksittäisten muodostumien todellinen kapasiteetti ja soveltuvuus hiilidioksidin varastointiin.

Realisistimpia eurooppalaisia pysyvän varastoinnin kapasiteettiarvioita tuotetaan niissä maissa tai niiltä alueilta, joilla on ennestään öljy- ja kaasualan teollista toimintaa ja joilla on olemassa arvioita jäljellä oleville varannoille, kuten esim. Norjassa. Luoteis-Venäjän varastointikapasiteetti on myös alustavasti arvioitu, mutta nämä tulokset ovat hyvin alustavia. Kattavimman ja ajantasaisimman arvion Euroopan hiilidioksidivarastoinnin kapasiteetista on koontanut ja laatinut EU:n rahoittama GeoCapacity-projekti, jossa projektimaiden yhteenlaskettu konservatiivinen arvio kapasiteetista oli 96 Gt suolaisissa akvifereissa, 20 Gt ehtyneissä hiilivetykenissä ja 1 Gt hiilikerrostumissa (Vangkilde-Pedersen et al. 2009). Myös esimerkiksi ns. North Sea Basin Task Force -maiden kapasiteettiarviot nojaavat tämän projektin tuloksiin. Vaikka kyseisen konsortion muodostavat "vahvat" varastointimaat, epävarmuudet eivät ole poistuneet geologisista kapasiteettiarvioista, koska todellisen kapasiteetin luotettava arviointi vaatii mittaavia kohteellisia tutkimuksia ja kokeita, jotka vievät kauan aikaa ja paljon resursseja (Element Energy 2010). Erityisesti suolavesimuodostumien varastointipotentiaali on epävarma riittävän tarkan kapasiteetin arviointitiedon puuttumisen vuoksi (IEA CCS 2009). Ajantasaisimmat olemassa olevat julkiset tiedot Pohjois-Euroopan varastointikapasiteetista on koottu alla oleviin kuviin (Kuva 4.6).

4. Hiilidioksidin varastointi



Kuva 4.6. Pohjois-Euroopan öljy- ja kaasuesiintymien (vasen kuva) ja suolavesikerrostumien (oikea kuva) hiilidioksidin varastointipotentiaali uusimpien tietojen perusteella varovaisesti arvioituna. Yksikkö: Gt CO₂. Lähteet: Vangkilde-Pedersen et al. (2009). Tietoja Luoteis-Venäjän öljy- ja kaasuesiintymien varastointipotentiaaliarvioista: Cherepovitsyn & Ilinsky (2006). Ruotsin suolavesimuodostumien kapasiteettitiedot: Ekström et al. (2004).

4.1.3 Hiilidioksidin varastointipaikan valintakriteerit ja karakterisointi

Tiettyjä paikka-, perus-, havainto- ja mittaustietoja sijoituspaikasta tarvitaan aina. Hiilidioksidin varastointipaikan valinnassa olisi yleisesti otettava huomioon seuraavat seikat (IPCC 2005):

- hiilidioksidivirran volyymi, virtausnopeus ja puhtaus
- varastointipaikan sopivuus ja sulkukerroksen eheys
- hiilidioksidilähteen ja -varastointipaikan välinen etäisyys
- sijoituspaikan lähistön oleva hiilidioksidikuljetusinfrastruktuuri
- paikallisten varastointipaikkojen määrä varastojen hajauttamiseksi
- varastointialueella sijaitsevat tunnetut tai mahdolliset energia-, mineraali-, tai makean veden varannot

- kaivot tai niihin liittyvä infrastruktuuri varastointialueen läheisyydessä
- varastointipaikan toteuttamiskelpoisuus ja turvallisuus
- injektointistrategia (myös tuotantostrategia EOR, EGR ja ECBM:lle)
- maanomistus, maastonkäyttö- ja kauttakulkuoikeudet
- taajamien sijainti ja etäisyys sijoituskohteesta
- paikallinen asiantuntemus.

EU:n CCS-direktiivi säätelee EU-alueella noudatettavia tarkempia varastointipaikan valintakriteerit ja karakterisointimenettelyjä (EC 2009b).

Tällä hetkellä ei ole olemassa standardoituja menetelmiä varastointipaikan luonnehtimiseksi eli karakterisoimiseksi. Tosin esim. Euroopan unioni on tuottanut parhaiden CO₂-varastointikäytäntöjen käsikirjan suolavesikerrostumiin varastointia varten, joka perustuu CO2STORE-projektin tuloksiin (Chadwick *et al.* 2007). CO2STORE-projektin kokemusten mukaan tärkeimmät varastointipaikan valintakriteerit ovat varastointimuodostuman sijaintisyvyys sekä muodostuman paksuus, huokoisuus, läpäisevyys, eristyskapasiteetti ja sen sisältämän nesteen suolaisuus (Taulukko 4.2).

Varastointipaikan geologiaa on selvitettävä kaivoista, puhkeamista ja porausnäytteistä sulkukerroksen ja varastointikerroksen luonnehtimiseksi. Karakterisointi vaatii laajan valikoiman geologista tietoa, josta suurin osa pitää kerätä paikkakohtaisesti. Tietoaineistoa käytetään simulointimallissa ennakoimaan varaston käyttäytymistä. Varastointipaikan valintaperusteisiin vaikuttavat suuresti mahdolliset varastointimekanismit ja suunnitellun kohteen geologisten ainesten ominaisuudet. Yleensä öljy- ja kaasukentistä on olemassa paljon enemmän ja tarkempaa mittaus- ja havaintotietoa kuin suolavesikerrostumista.

4. Hiilidioksidin varastointi

Taulukko 4.2. Varastointimuodostuman tärkeimmät kriteerit (Chadwick et al. 2007).

	Lupaavat mittarit	Varoittavat mittarit
Varastomuodostuman ominaisuudet		
Varastointikapasiteetti	Kokonaiskapasiteetti on arvioitu paljon suuremaksi kuin talteenotto-kohteesta tuleva CO ₂ :n kokonaismäärä.	Kokonaiskapasiteetti on arvioitu yhtä suureksi tai pienemmäksi kuin talteenotto-kohteesta tuleva CO ₂ :n kokonaismäärä.
Syvyys (tai vastaava paine)	> 1 000 m ja < 2 500 m	< 800 m tai > 2 500 m
Paksuus	> 50 m	< 20 m
Huokoisuus	> 20 %	< 10 %
Läpäisevyys	> 300 mD	< 10–100 mD
Suolaisuus	> 100 g/L	< 30 g/L
Sulkukerrostuman ominaisuudet		
Sivuttainen jatkuvuus	Siirrostumaton	Sivuttaista vaihtelua kerrostuman suuntaisesti, siirroksia
Paksuus	> 100 m	< 20 m
Sisääntulon kapillaaripaine	Sisääntulon kapillaaripaine on paljon korkeampi kuin odotetun hiilidioksidipylvään maksimikorkeuden tuottama nostevoima.	Sisääntulon kapillaaripaine on yhtä suuri kuin odotetun hiilidioksidipylvään maksimikorkeuden tuottama nostevoima.

Seismisiä tutkimuksia tarvitaan varastoalueen maanalaisen geologisen rakenteen ja maankamaran halkeamien ja siirrostien selvittämiseksi, koska injektoidun hiilidioksidin paine ja happamuus voivat vaikuttaa ajan myötä varastomuodostuman rakenteeseen. Muodostuman painemittauksilla kar-

toitetaan pohjaveden virtaussuuntaa ja -nopeutta. Pohjaveden laadusta tarvitaan näytteitä varmistamaan syvän ja pinnallisemman pohjaveden välisen sekoittumisesteen toimintakykyä.

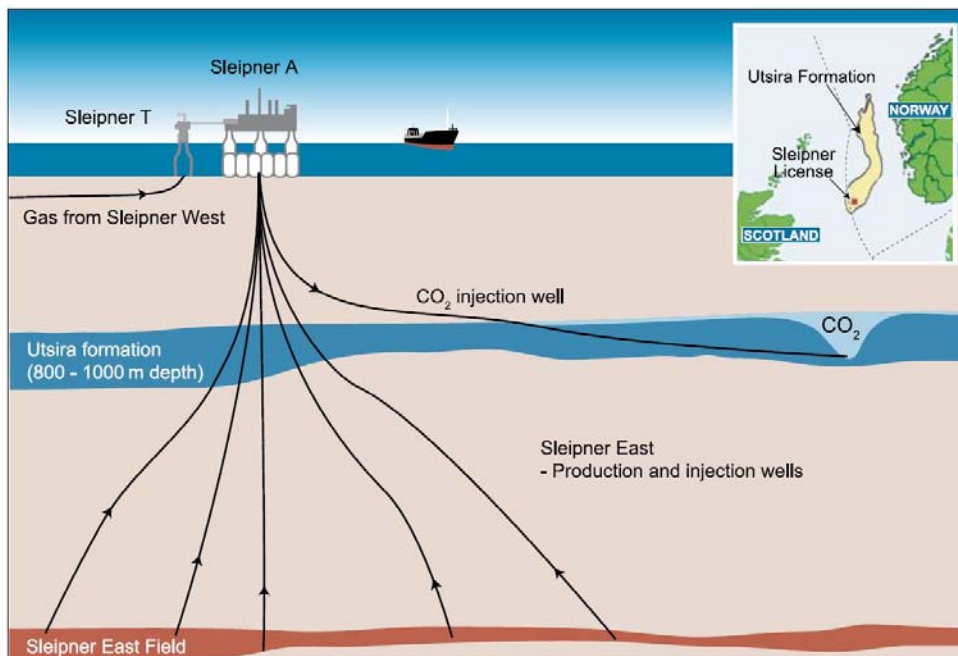
4.1.4 Varastoinnin tutkimus- ja demonstraatioprojekteja

Hiilidioksidin varastointia geologisiin muodostumiin tehdään muutamassa teollisen mitan sovellutuksessa Pohjanmerellä, Barentsinmerellä, Kanadassa ja Algeriassa. Suomea lähimmät aktiiviset hiilidioksidin varastointipaikat ovat Norjalaisen öljy-yhtiö StatoilHydron omistamat Sleipnerin ja Snøhvitin kentät (Kuva 4.7). Sleipnerin kentällä Pohjanmerellä maakaasussa olevaa hiilidioksidia erotetaan asiakkaille toimitettavasta kaasusta, ja erotettu hiilidioksidi pumpataan merenpohjan alla huokoisessa kalkkikivessä olevaan suolavesimuodostumaan. Tämä on ollut toiminnassa Sleipnerissä vuodesta 1996. Vastaavaa on syksyllä 2008 aloitettu tekemään myös Snøhvitin kentällä Barentsinmerellä.



Kuva 4.7. Käynnissä olevat hiilidioksidin varastointiprojektit Suomen lähellä ja niihin injektoidut vuosittaiset hiilidioksidimäärät.

4. Hiilidioksidin varastointi



Kuva 4.8. Yksinkertaistettu kuva Sleipner-projektista, missä CO₂ erotetaan maakaasusta ja varastoidaan Utsira-muodostumaan (IPCC 2005).

Sleipner-projekti on hyvä esimerkki hahmotettaessa hiilidioksidin lopulliseen varastointiin vaadittavan geologisen varaston kokoa. Maakaasun tuotantovaiheesta erotettu hiilidioksidi pumpataan merenpohjan alla sijaitsevaan huokoiseen Utsira-muodostuman hiekkakerrostumaan, joka sisältää suolavettä (Kuva 4.8). Muodostuma on kartoitettu ja sen ominaisuuksia luonnehdittu käyttäen tulkinnan perustana paikallista seismistä ja kairotietoaineistoa (Kuva 4.9a ja 4.9b). Myös injektointialuetta on kartoitettu tarkemmin (Kuva 4.9c). Utsira on erityisen laaja hiekkakerrostuma. Se on pituudeltaan 400 km pohjoisesta etelään ja leveydeltään 50–100 km (Kuva 4.9b), ja sen pinta-alaksi on arvioitu noin 26 100 km². Hiekkakerrostuma sijaitsee 700–1000 metrin syvyydellä merenpohjasta, ja sen paksuus on 200–300 m. Heti muodostuman yläpuolella sijaitsee noin 200 metrin paksuinen läpäisemätön kerros, jonka yläpuolella on vielä 500 metrin hienorakeinen kerros. Utsira-muodostuman ominaisuudet vastaavat hyvin varastomuodostuman kriteereitä huokoisuudeltaan, läpäisevyydeltään, eristyskapasiteetiltaan ja varastokapasiteetiltaan. Syvyyskartan

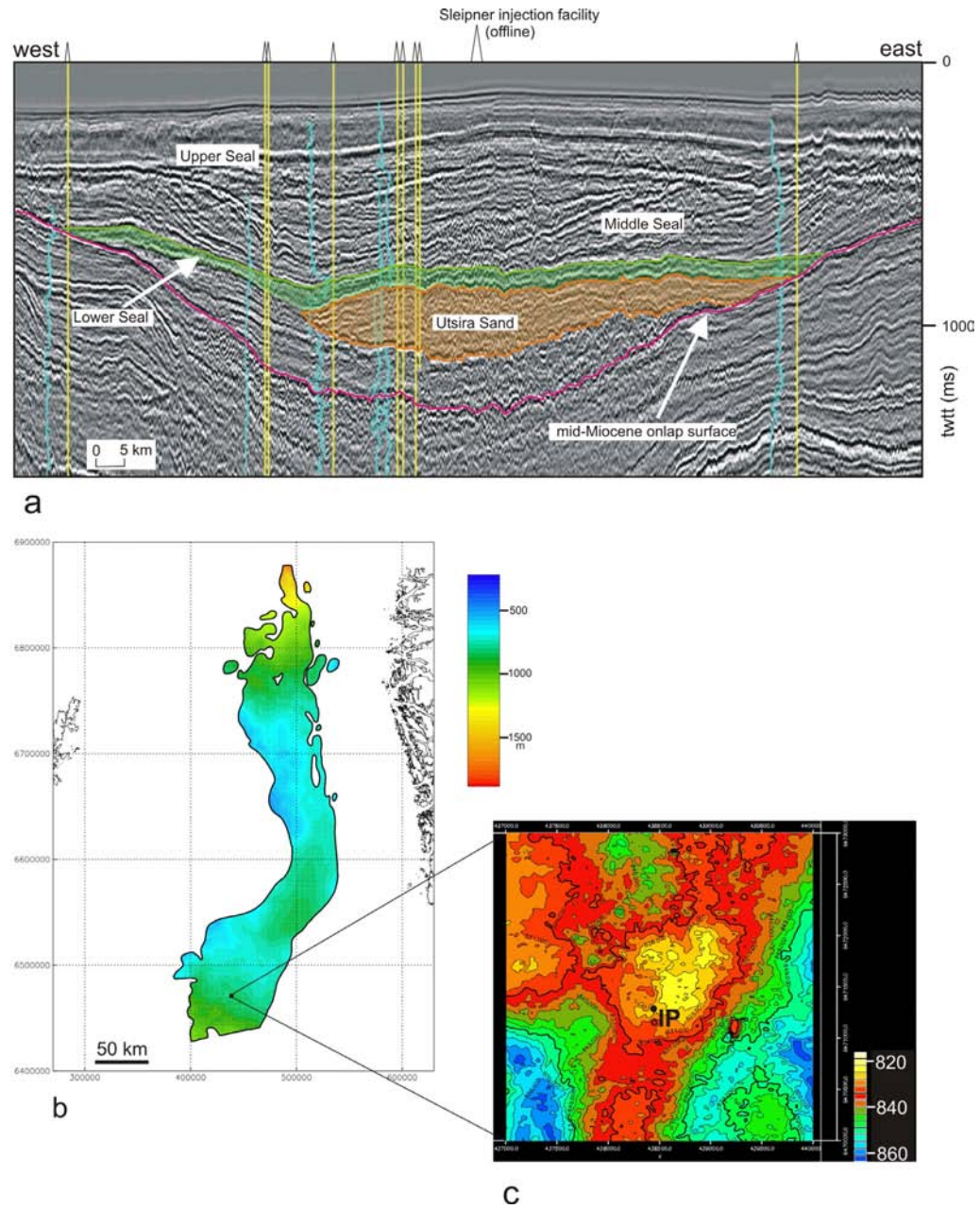
perusteella (Kuva 4.9b) ja paikallisten huokoisuusmittausten avulla on laskettu, että Utsiran muodostumaan mahtuisi 30 Gt:a CO₂:a (Chadwick et al. 2007). Sleipner-projektin puitteissa aiotaan varastoida vain 20 Mt:a CO₂:a, josta suurin piirtein puolet on jo injektoitu.

Slepnerissä ja Snøhvitissä hiilidioksidia ei tällä hetkellä hyödynnetä EOR-käyttöön. Sen sijaan Weyburnin öljykentällä Kanadassa hiilidioksidia johdetaan USA:sta tulevalle putkella öljykenttään öljyn tuotannon lisäämiseksi ja samalla tutkitaan hiilidioksidin varastoitumista kenttään. In Salahin kaasukentällä Algeriassa on aloitettu Weyburniä vastaava toiminta. Englannin, Tanskan ja Norjan pistelähteistä talteenotetun hiilidioksidin hyödyntämistä EOR-toimintaan on suunniteltu Pohjanmeren kentillä. EOR-verkostoon on kaavailtu kuuluvan ainakin Heidrunin, Gullfaksin, Volven ja Sleipnerin kentät.

4.1.5 Geologisen varastoinnin tekniikka

Suuri osa hiilidioksidin varastointia varten tarvittavasta teknologiasta on jo olemassa. Injektointikaivojen poraus- ja sulkemistekniikka on öljy- ja kaasuteollisuuden ansiosta kehittynyt korkeatasoiseksi, mikä mahdollistaa syvien, syövyttävien aineiden injektointia kestävien kaivojen poraamisen sekä vaaka- että pystysuunnassa. Kaivojen lukumäärä riippuu varastointipaikan ominaisuuksista, kuten käytössä olevasta maa-alueesta, hiilidioksidin syöttömäärästä sekä kerrostuman läpäisevyydestä, paksuudesta, ja paineenkestävyydestä. Esimerkiksi Sleipnerissä injektoidaan yhdestä kaivosta 1 Mt:a CO₂:a vuodessa 200 m:n paksuiseen, hyvin läpäisevään kerrokseen. In Salah-projektissa taas syötetään vastaava määrä hiilidioksidia kolmesta kaivosta 20 m:n paksuiseen kerrokseen, jolla on huomattavasti huonompi läpäisevyys kuin Slepnerin kerrostumalla. Hiilidioksidi injektoidaan näihin kaivoihin pitkiä vaakasuoria putkia pitkin, joissa on suuttimia kilometrin välein.

4. Hiilidioksidin varastointi



Kuva 4.9. Seismisiä karttoja Sleipner-projektista: a) Paikallinen seisminen 2D-kartta Utsiran hiekkamuodostumasta b) Syvyyskartta Utsiran hiekkamuodostumasta c) Yksityiskohtaisempi kartta injektointipisteen (IP) lähialueesta (Chadwick et al. 2007).

Öljyn- ja kaasuntuotantokaivojen sulkemista varten on määrätty tarkat säännöt ja ohjeet monissa maissa, koska avoimesta kaivosta suolavesi, hiilivedyt ja hiilidioksidi voisivat päästä juomavesikerrostumiin. Tavallisesti vaaditaan kaivojen tulppaamista sementillä tai mekaanisella tulpalla, jonka jälkeen sulun paineenkestävyys ja läpäisemättömyys varmistetaan. Vastaavalla tavalla toimittaisiin hiilidioksidin varastointiprojektien sulkemisen yhteydessä. Mahdollisesti vaadittaisiin myös muutaman vuoden seuranta ja viranomaisvalvontaa tulpan tiiviyn varmistamiseksi.

Jatkuvatoiminen seuranta tarvitaan varmistamaan injektointikaivon toiminta, syötetyn hiilidioksidin määrä ja sen pysyvyys kerrostumassa. Seuranta tarvitaan myös varastotilavuuden tehokkaan käytön optimoimiseen, syöttöpaineen säätämiseen ja mahdollisen hiilidioksidivuodon löytämiseen. Myös seurannassa voidaan käyttää samaa teknologiaa kuin käytetään öljy- ja kaasuteollisuudessa.

4.2 Varastointi mereen

Hiilidioksidi voitaisiin myös teoriassa varastoida injektoimalla se suoraan valtameriin, joissa suurimman osan injektoidusta hiilidioksidista on arvioitu pysyvän satoja vuosia (IPCC 2005). Tätä vaihtoehtoa on jo tutkittu kolmekymmentä vuotta laboratorioissa, mutta sitä ei ole laajemmin testattu oikeassa meriympäristössä ekologisten epävarmuuksien vuoksi. Euroopassa hiilidioksidin varastointi mereen on äskettäin kielletty lailla (ks. luku 7), mutta varsinkin Japanissa hiilidioksidin varastointia mereen pidetään edelleen varteenotettavana varastointimahdollisuutena.

Teknisesti hiilidioksidin varastointi meressä olisi suhteellisen yksinkertaista. Muutamaa eri vaihtoehtoa on ehdotettu, kuten hiilidioksidin injektointi ja osittainen liuottaminen merivesipatsaaseen kilometrin syvyydessä, tai injektointi yli kolmen kilometrin syvyyteen, jolloin hiilidioksidi on vettä tiheämpää ja sen oletetaan muodostavan lähes pysyviä ”hiilidioksidijärviä”. Meriin varastoituna hiilidioksidi vapautuisi kuitenkin osittain takaisin ilmakehään vuosisatojen mittaan.

Ilmakehän hiilidioksidipitoisuuden nousun myötä meret ovat jo alkaneet absorboida enemmän hiilidioksidia kuin aikaisemmin, mikä on joh-

4. Hiilidioksidin varastointi

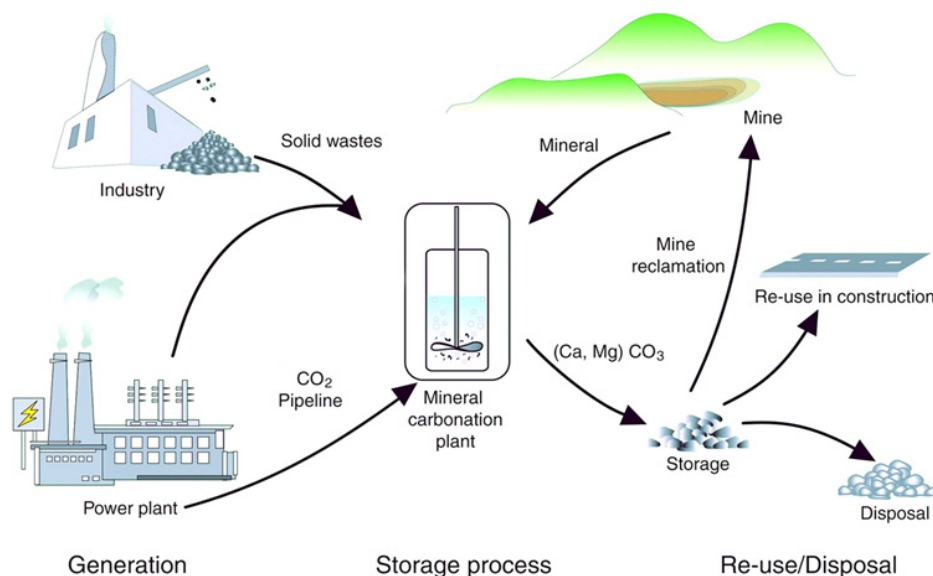
tanut merien happamoitumiseen. Kun meret happamoituvat, monien ekosysteemin kannalta tärkeiden organismien toiminta vaikeutuu. Tämän seurauksena joidenkin kala-, pieneliö- ja simpukkaeläinlajien arvioidaan kuolevan sukupuuttoon, mikäli ilmakehän hiilidioksidipitoisuus edelleen kasvaa. Esimerkkejä ovat korallit ja monien vedenelävien ravinto plankton. Happamoitumisilmiön lisäksi on todettu, että hiilidioksidi voi olla haitallista merieliöille. Ekologisten haittojen takia hiilidioksidin varastointi mereen on jo kielletty lailla Euroopassa ja Koillis-Atlantilla.

4.3 Varastointi karbonaattimineraalina

Hiilidioksidia voidaan myös sitoa silikaattimineraaleihin, joita esim. Suomessa on runsaasti. Kun hiilidioksidi reagoi näiden mineraalien kanssa, muodostuu karbonaattimineraaleja, jotka ovat pysyviä ja ympäristölle vaarattomia. On alustavasti arvioitu, että Itä-Suomen ultraemäksisten muodostumien serpentiinivarat voisivat teoriassa riittää varastoimaan 2–3 Gt:a CO₂:a (Aatos *et al.* 2006). Tarvittaisiin noin 3–5 t tuotteistettua silikaattimineraalia hiilidioksiditonnia kohti.

Mineraalikarbonoinnin reaktionopeus on kuitenkin hidas, joten erilaisia prosessiratkaisuja on kehitetty nopeuttamaan reaktiota CCS-sovellusta varten (Kuva 4.10). Parhaat tunnetut menetelmät vaativat kuitenkin liikaa energiaa (IPCC 2005). Prosesseja kehitetään kuitenkin edelleen ja kehitys on viime vuosina ollut vilkasta: vuoden 2004 jälkeen jätettiin 20 patenttihakemusta, kun vuotta 2004 vanhempia patenttihakemuksia löytyy vain kuusi kappaletta (Torróntegui, 2010). Shell ja Caterpillar ovat myös alkaneet kehittää omia karbonointiprosesseja, ja kehitystyön painopiste on siirtymässä prosesseihin, jotka pystyisivät toimimaan suoraan savukaasuilla. Näiden prosessien etu on, että erillistä talteenottoa, paineistusta ja kuljetusta ei tarvittaisi, mutta tämä vaatisi lähellä olevat mineraalivarat. Toinen vaihtoehto olisi talteenottaa hiilidioksidi ammoniakkivesiliuoksella ja kuljettaa putkella tuotettu ammoniumkarbonaatti erilliseen karbonointilaitokseen, jossa ammoniumkarbonaatti reagoi mineraalin kanssa ja ammoniakkivesiliuos regeneroituu.

4. Hiilidioksidin varastointi



Kuva 4.10. Periaatekuva hiilidioksidin varastoinnista karbonaattimineraaleina (IPCC 2005).

Teollisuuden sivutuotteita ja jätteitä, kuten raudanvalmistuksen kuonaa ja voimalaitosten tuhkia, voidaan myös käyttää hiilidioksidin sitomiseen. Nämä ovat huomattavasti reaktiivisempia materiaaleja, mutta niiden varastointikapasiteetti on rajallinen. Suotuisan reaktiivisuuden takia monet menetelmät ovat päässeet pilotointivaiheeseen. Esimerkiksi Yhdysvalloissa on pystytetty pilottilaitos, jossa sidotaan 30 000 t:a CO₂:a vuodessa magnesiumhydroksidiin (Calera 2010). Sivutuotteiden CO₂-talteenotto-kapasiteetti on kuitenkin melko pieni verrattuna tehtaiden omiin hiilidioksidipäästöihin.

Suomessa on jo kymmenen vuoden ajan kehitetty karbonointiprosesseja, joten aihepiirin suomalaiset tutkijat ovat hyvin tunnettuja kansainvälisesti. Åbo Akademiassa kehitetään omaa karbonointiprosessia, johon kuuluu mineraalin lämpökäsittely ja karbonointi paineistetussa leijupetireaktorissa. Prosessin eri osat on saatu toimimaan laboratoriokokeissa, mutta prosessi vaatii vielä liikaa energiaa: noin 5–6 MJ/kg CO₂, josta 1 MJ voitaisiin korvata leijupetireaktorissa vapautuvalla lämmöllä (Zevenhoven et al. 2010). Paineistetun leijupetireaktorin käyttö olisi kuitenkin vaaditun

4. Hiilidioksidin varastointi

mittakaavan prosessissa hankala ja kallis vaihtoehto. Reaktori vaatisi myös paineistetun hiilidioksidin tai paineistetun savukaasun (CO_2 :n osapaine on n. 20 baaria). Prosessi voisi kuitenkin mahdollisesti toimia savukaasupesurilla leijupetireaktorin sijaan, jolloin ei tarvittaisi erillistä hiilidioksidin talteenottolaitosta.

Aalto-yliopistossa on kehitetty saostetun kalsiumkarbonaatin (PCC) tuotantoprosessia teräskuonista, ja menetelmä on valmis pilottitestausta varten (Eloneva 2010). Prosessin pitäisi toimia voimalaitosten savukaasuilla ja lopputuote voisi soveltua paperintäyteaineeksi. Kemikaalikulut (ammoniumsuolaliuoshäviöt) ovat alle 10 €/t PCC. PCC:n hinta on tavallisesti > 100 €/t PCC. Hiilidioksidin varastointipotentiaali teräskuoniin on kuitenkin suhteellisen pieni: Suomessa tuotetuilla teräskuonilla voitaisiin teoriassa sitoa noin 0,5 Mt:a CO_2 :a vuosittain.

4.4 Happamien kaasujen injektointi

Happamaksi kaasuksi (acid gas) voidaan kutsua mitä tahansa merkittäviä määriä rikkivetyä (H_2S) tai hiilidioksidia (CO_2) sisältävää kaasua. Termiä käytetään mm. maakaasuntuotannossa raakakaasun epäpuhtauksista. Kaasuesiintymästä tuotetussa kaasussa on metaanin lisäksi seostuneena happamia epäpuhtauksia, kuten rikkivetyä ja hiilidioksidia. Tästä raakakaasusta on poistettava epäpuhtaudet, jotta kaasu voidaan kuljettaa ja myydä laatukriteerit täyttävänä maakaasuna. Happamat kaasut erotetaan metaanista tyypillisesti amiinipesurilla. (Chakma 1997).

Metaanista erotettu hiilidioksidi päästetään tyypillisesti ilmakehään. Rikkivetyä sen sijaan ei voi päästää sellaisenaan ympäristöön hiilidioksidin tavoin sen haitallisuuden takia. Vaihtoehtoja H_2S :n käsittelylle on poltto SO_2 :ksi, muuntaminen alkuainerikiksi tai aineen injektointi taikaisin ehtyneeseen öljykenttään tai suolavesikerrostumaan. Rikkivedyn muuntaminen alkuainerikiksi ja vedeksi Claus-prosessilla on näistä vaihtoehtoista hyvin yleisesti käytetty (Chakma 1997).

Claus-prosessissa rikkivety käsitellään ensin termisesti ja tämän jälkeen katalyyttisesti. Kaksivaiheisessa prosessissa rikkivety poltetaan happialimäärällä sopivissa olosuhteissa rikkivedyn, rikkidioksidin, rikin ja vedyn

seokseksi. Tätä seuraa katalyyttinen vaihe, jossa jäljellä oleva rikkivety ja rikkidioksidi muutetaan aktivoitun alumiini- tai titaanioksidikatalyytin avulla rikiksi ja vedeksi.

Maakaasuntuotantolaitokset ovat pyrkineet varsinkin Kanadassa eroon Claus-prosessista tämän korkeiden kustannusten ja rikin alhaisen markkinahinnan takia (Chakma 1997). Varsinkin tilanteissa, joissa rikkivedyn poltto SO₂:ksi ei täytä ympäristö- ja terveystasojen vaatimuksia, happaman kaasun injektointi takaisin geologiseen muodostumaan on noussut parhaimmaksi vaihtoehdoksi. Kun kaasuntuottajat ryhtyivät injektointiin sekä rikkiveityä että hiilidioksidia takaisin öljy- ja kaasukenttiin sekä suolavesimuodostumiin, toiminnasta muodostui analogia myös hiilidioksidin suuremman mittakaavan lopullisen varastointipaikan valinnan, monitoroinnin sekä varastoinnin osalta (Smith *et al.* 2009, Michael & Buschkuehle 2006). Albertan ehtyneisiin öljykenttiin on injektoitu H₂S:n ja CO₂:n seosta 1980-luvun lopulta lähtien (Chakma 1997). Vuonna 2003 suurimmat päivässä injektoidut määrät olivat n. 0,5 Mm³(g) laitosta kohden. Kaikkien Kanadan happamien kaasujen injektointimäärä vastasi n. 1 Mt/vuosi samana vuonna (IPCC 2005).

Kanadan Albertassa on tällä hetkellä toiminnassa n. 80 happamien kaasujen loppusijoituskaivoa, joista n. 30:een injektoidaan lähinnä hiilidioksidia. Albertan injektointikaivoista vain n. 20 porattiin tarkoitusta varten; loput ovat tarkoitukseen muutettuja ehtyneitä kaivoja. Käytöstä poistettujen kaivojen soveltuvuus injektointiin onkin helpottanut toiminnan harjoitusta. Vanhoissa kaivoissa on kuitenkin esiintynyt enemmän ongelmia kuin injektointia varten poratuissa kaivoissa. (Bachu & Watson 2009).

Happamien kaasujen injektointiin käytetyissä kaivoissa on esiintynyt mm. porausreiän maanpäällisen rakenteen vuotoja sekä reiässä kulkevan putken ja täyteaineen rikkoutumisia (Bachu & Watson 2009). Injektointilaitteiston sekä kaivon materiaalien on oltava korroosion kestäviä sekä vastustuskykyisiä rikkivedyn aiheuttamalle murtumavaaralle.

4.5 Hiilidioksidin teollinen hyötykäyttö

Vuonna 2003 hiilidioksidin maailmanmarkkinoiden arvioidaan olleen 3,2 miljardia dollaria. Hiilidioksidia hyödynnetään nykyisin kylmäaineena, virvoitusjuomien lisäaineena, superkriittisenä liuottimena, neutralisoivana yhdisteenä, inerttinä kaasuna, ponnekaasuna sekä kasvihuoneviljelmien ravinteena. Inerttinä kaasuna CO₂ soveltuu hapensyrjäyttäjäksi palon-sammutusjärjestelmiin sekä suojakaasuiksi hitsaukseen sekä ruokatuotteiden pakkauksiin. Kemianteollisuudessa CO₂:ta käytetään lisäksi lähtöaineena esimerkiksi urean valmistuksessa. Lääketeollisuudessa hiilidioksidia käytetään mm. aspiriinin vaikuttavan aineen, salisyylihapon, valmistuksessa. Neutralisoivana yhdisteenä CO₂:lle on käyttöä vedenpuhdistuslaitoksissa korvaamassa rikkihapon käyttöä pH-tasapainon hallinnassa. CO₂:n ominaisuudet superkriittisenä liuottimena soveltuvat elintarviketeollisuudessa mm. kofeiinin poistoon kahvista, sekä kemianteollisuudessa kasvi- ja eläinperäisten kuitujen sekä polymeerikuitujen puhdistukseen tai värjäykseen (Song 2006).

Synteettisiä orgaanisia kemikaaleja, joiden lähtöaineena käytetään muiden yhdisteiden ohella CO₂:a, tuotetaan globaalisti arviolta n. 0,2 miljardia tonnia vuodessa. Synteettinen urea vastaa noin puolta tästä määrästä. Ureaa käytetään kemiallisena lannoitteena, hartseina ja eläinrehun lisäaineena (Omae 2006). Vuonna 2002 tuotettiin 110 Mt:a ureaa, joka vaati lähtöaineeksi 81 Mt:a hiilidioksidia (Song 2006).

Hiilidioksidia voitaisiin myös käyttää raaka-aineena eri orgaanisten kemikaalien ja materiaalien synteettisessä valmistuksessa. Kyseisiin tuotteisiin lukeutuvat synteettiset muovit, kuidut ja kumit, ammoniakki, urea ja metanoli. Maailmanlaajuiseksi teoreettiseksi potentiaaliksi CO₂:n hyödyntämiselle edellä mainitussa tuotannossa on esitetty n. 650 Mt:a CO₂:a vuodessa (Song 2006).

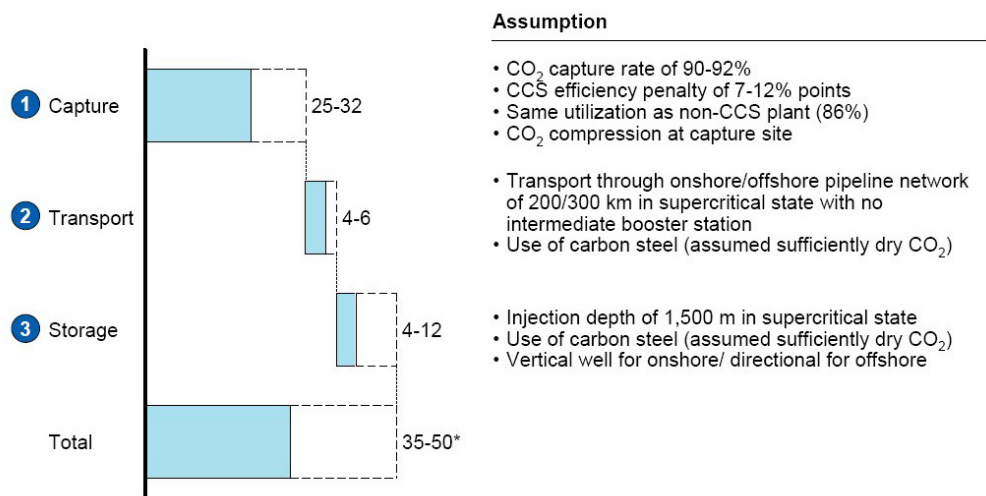
Erääksi mahdolliseksi hyötykäyttötavaksi hiilidioksidille on esitetty kaasun syöttäminen ravinteeksi leväplanktonviljelmiin. Kyseisten mikrolevien viljely tuottaisi nopeakasvuista raaka-ainetta esimerkiksi biodieselin tuotantoon. Leväviljelmät voivat olla eräs lähitulevaisuuden keino tuottaa biomassaa ilman maankäyttömuutosten haittavaikutuksia, sillä tuotanto ei kilpaile viljelyskelpoisesta maa-alasta. Leväviljelmät vaativat CO₂-syötteen, joten kytkentä hiilidioksidilähteeseen on välttämätön tuotannon kannalta (Spilling 2009).

5. CCS:n kustannukset

Arviot hiilidioksidin talteenoton ja varastoinnin kustannuksista vaihtelevat suuresti ja riippuvat paljon mm. tarkasteltavan sovelluskohteen toimintaympäristöstä ja -sijainnista. Sen lisäksi teollisuuden investointikustannukset ovat nousseet reilusti materiaali- ja työvoimakustannusten nousun myötä viime vuosina, mikä vaikeuttaa vertailuja. Joissain raporteissa talteenottokustannukset on ilmoitettu talteenotettua tai erotettua hiilidioksiditonnin kohden, mutta laajemmin tarkasteltuna vältettyä hiilidioksiditonnin kohden määritetyt kustannukset kuvaavat paremmin kokonaisvaikutuksia. Vältetyillä päästöillä voidaan tarkoittaa, sovelluskohteesta ja toimijasta riippuen, erotusta vastaavaan laitokseen ilman CCS:ää tai laajemmin ajateltuna erotusta koko energijärjestelmän päästöihin ilman CCS-investointia. Lisäksi vältetyissä päästöissä voidaan ottaa huomioon elinkaarivaikutuksia eri tavoin. Talteenotettujen päästöjen lisäksi vältettyjen päästöjen määrät riippuvat tyypillisesti eniten CCS:n vaikutuksesta laitoksen sähköntuotantoon ja tuotantotavasta, jotka korvaavat muutokset tuotannossa. Mikäli hyötysuhteen aleneminen vertailutilanteeseen verrattuna korvataan tarkasteltavalla, CCS:llä varustetulla laitoksella, esim. mitoittamalla laitos suuremmaksi tai olettamalla suurempi käyttötuntimäärä, vältetään selvästi enemmän päästöjä kuin tapauksessa, jossa korvaava tuotanto tehdään fossiilisia polttoaineita polttavalla laitoksella, jossa CCS:ää ei ole. Näillä oletuksilla on ratkaisevan suuri vaikutus vältettyjä päästöjä kohden laskettuihin kustannuksiin.

5. CCS:n kustannukset

Yhteistä kustannusarvioille on, että varsinainen talteenotto on osoittautunut kalleimmaksi vaiheeksi CCS-ketjussa, koska erotuksessa¹ käytettävien liuottimien regenerointiin ja hiilidioksidin paineistamiseen tarvitaan paljon energiaa. Talteenoton kustannukset riippuvat siten paljolti käytetyn polttoaineen hinnasta. Hiilidioksidin paineistamiskustannuksia lasketaan myös mukaan talteenottovaiheeseen, koska paineistaminen tapahtuu talteenottolaitoksella. McKinseyn (2008) raportin mukaan ensimmäisille täysmittakaavaisille (n. 900 MW_e) CCS-voimalaitoksille, joita rakennettaisiin vuoden 2020 jälkeen, CCS:n kustannukset olisivat luokkaa 35–50 €/t CO₂, josta talteenoton kustannukset olisivat luokkaa 25–32 €/t CO₂ (Kuva 5.1). Raportissa arvioidaan, että kun markkinat ovat kypsyneet vuoden 2030 jälkeen, talteenoton kustannukset voisivat laskea 10 %, jolloin kokonaiskustannukset vastasivat päästöoikeuksien odotettua hintaa vuonna 2030. Seuraavissa kappaleissa esitettyyn kirjallisuuskatsaukseen verrattuna McKinseyn arvio vaikuttaisi olevan CCS:n kannalta varsin optimistinen.



Kuva 5.1. Aikaisten kaupallisten CCS-projektien kokonaiskustannusarviointi. Yksikkö: €/tonni CO₂ vältetty (McKinsey, 2008). *Laskelmat olettavat, että vaadittava CCS-tekniikka on kaupallisesti saatavissa.

¹ Happipolttosovellutuksissa taas energia kuluu hapenvalmistuksessa.

Talteenottoteknologian valinta vaikuttaa kustannuksiin, mutta tällä hetkellä vallitsee erilaisia käsityksiä siitä, mikä on halvin talteenottoteknologia. Kohdassa 5.1 on esitetty yhteenveto kirjallisuudessa esitetyistä CO₂-erotuksen kustannusarvioista happipolton ja *post-combustion*-ratkaisujen osalta. Kustannusarvioita ennen polttoa polttoainekaasuista tapahtuvalle erotukselle on käsitelty kohdassa 5.2².

5.1 Kustannukset talteenotolle savukaasuista ja kustannukset happipoltolla

Kirjallisuusarvioita talteenotolle savukaasuista (*post-combustion*) ja talteenotolle happipoltolla löytyy melko paljon, mutta erot arvioiden välillä ovat suuria. Arvioiden paremmuusjärjestyksen arvioiminen vaatisi syvällistä tutustumista tutkimuksiin ja tarkasteltaviin tapauksiin, eikä se käytännössä ole mahdollista. Suuria eroja kustannusarvioiden välillä on perusteltu vaihteluvälin yläpäässä mm. sillä, että ensimmäisten uuden teknologian sovellusten vaatimalla ylimääräisellä suunnittelutyöllä ja mahdollisesti sen yliarvioinnilla (ns. *overengineering*) ja toisaalta kustannusten alapäässä liian karkeilla tarkasteluilla. Lisäksi matalan kustannustason maissa saavutetaan selvästi edullisemmat CO₂-päästövähennyskustannukset (ks. Kuvissa 5.2–5.4 esitetty tarkastelu Kiinan olosuhteissa). Joka tapauksessa monessa lähteessä on esitetty epävarmuuksina investointitasolle vähintään ± 30 %. Lisäksi kustannukset riippuvat monista tekijöistä, erityisesti polttoaineiden hinnoista, laitosten ajojärjestyksestä (käyttöajoista) ja CCS:n todennäköisestä vaikutuksesta siihen, hyötysuhdetappion suuruudesta, sähkön hinnasta sekä tietenkin tapauskohtaisista tekijöistä.

Jotta n. 90 % hiilidioksidipäästöistä saataisiin talteenotettua parhaan käytettävissä olevan CCS-teknologian avulla ja laitoksen sähköntuotanto pidettyä muuttumattomana, tarvittaisiin 20–40 % enemmän polttoainetta

² Koska CCS Suomi-projektissa keskityttiin happipolto- ja *post-combustion*-talteenottoteknologioihin, ennen polttoa polttoainekaasuista tapahtuvan erotuksen kustannusarvioita on käsitelty huomattavasti suppeammin.

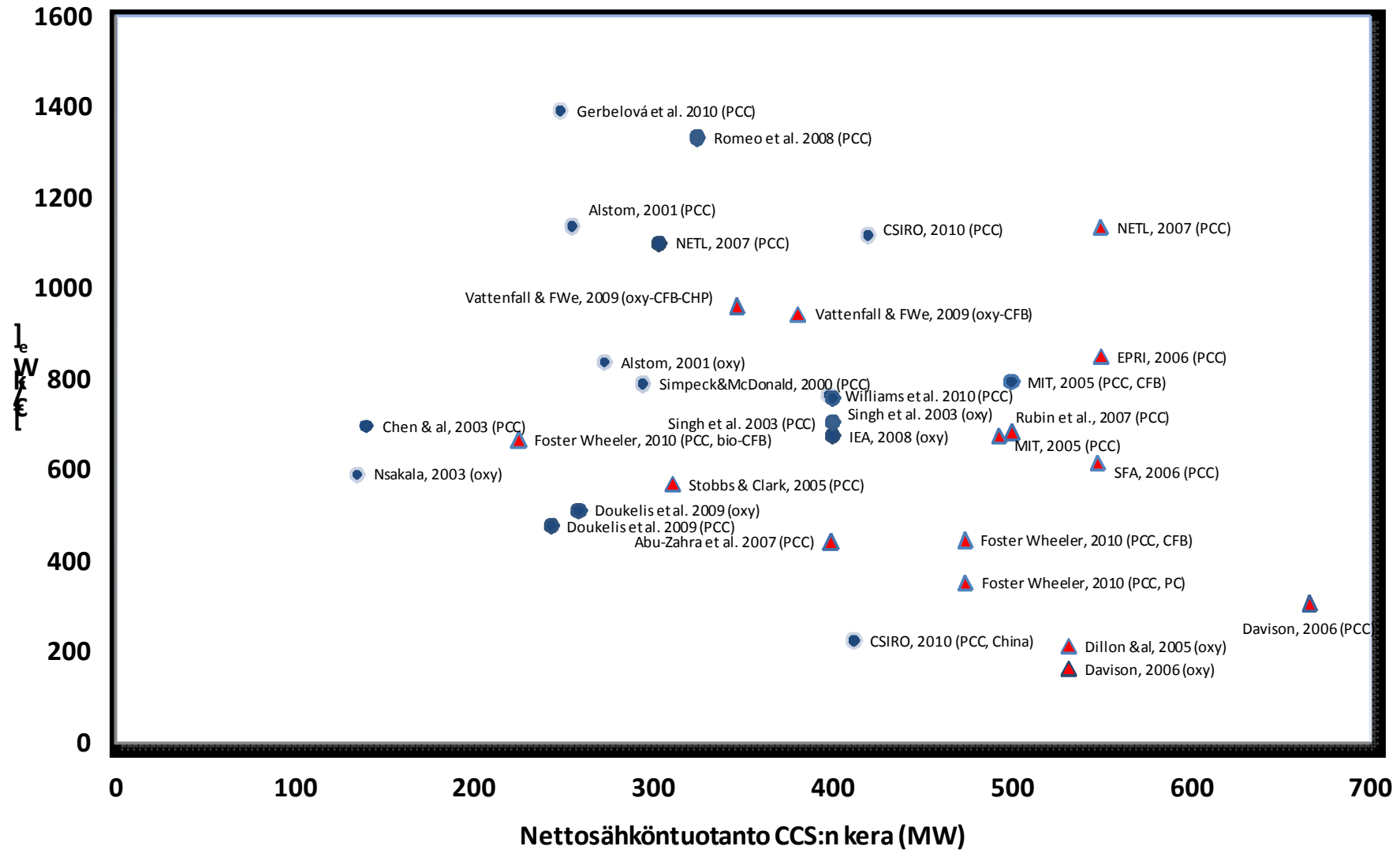
5. CCS:n kustannukset

verrattuna perinteiseen voimalaitokseen. Vastaavasti, jos laitoksen käyttö-tuntimäärä ja polttoaineteho, eli vuosittainen polttoainekäyttö pysyvät muuttumattomina, sähköntuotanto vähenee hyötysuhdetappion, eli n. 7–13 prosenttiyksikön verran.

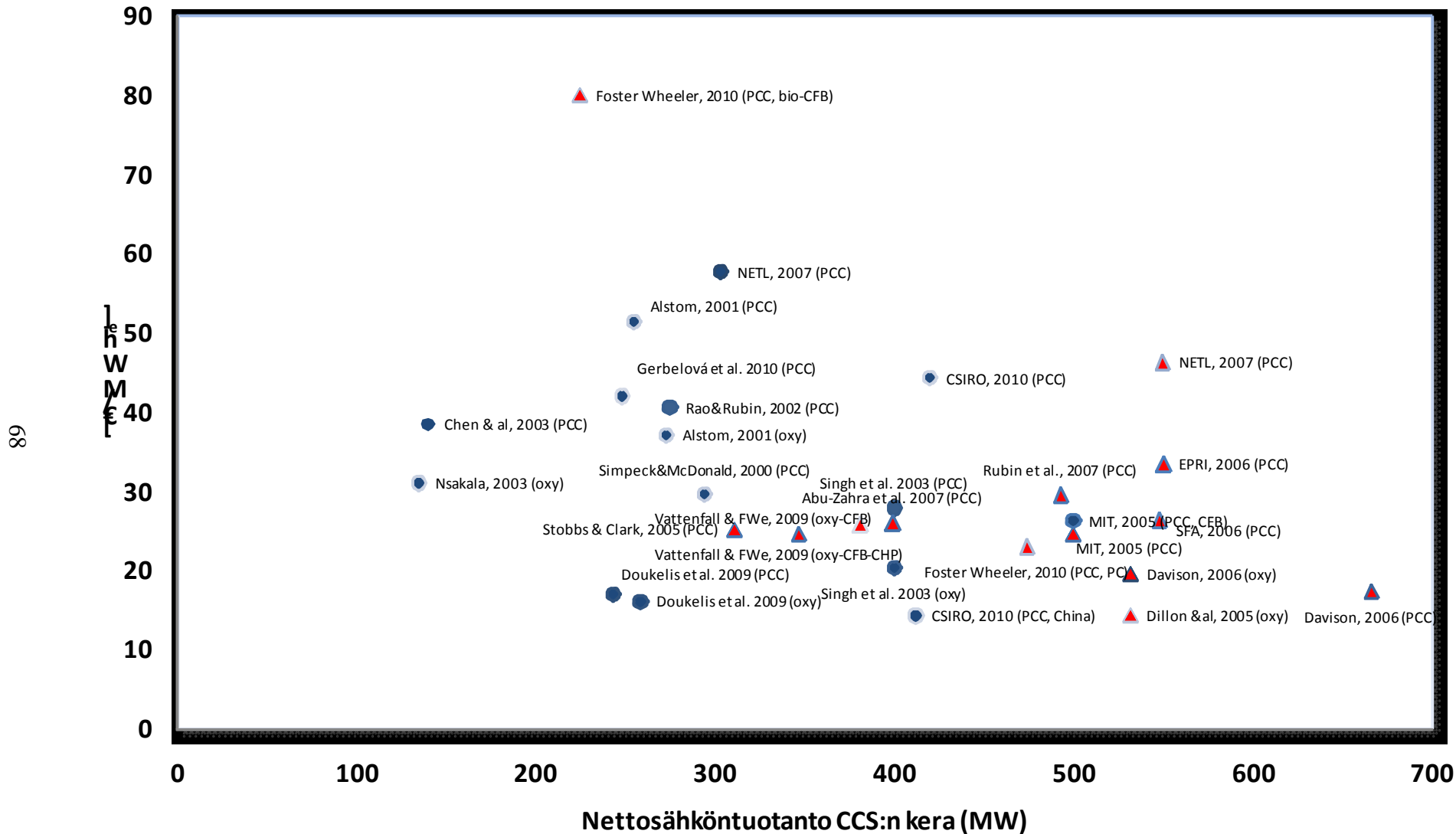
Kuvissa 5.2–5.4 on esitetty katsaus eräisiin kirjallisuudessa esitettyihin CCS:n kustannustietoihin. Tarkasteluja on tehty hyvin erilaisista lähtökohdista erilaisin oletuksin. Joihinkin tarkasteluihin on esimerkiksi oletettu investoitavaksi kaasuturbiini korvaamaan CCS:n aiheuttamaa tuotannonmenetystä. Sen sijaan yleisempi tapa on huomioida hyötysuhdetappion tuoman tuotannon menetyksen korvaaminen luvun 5 alkupuolella kuvatuilla tavoilla.

CCS-teknologian vaatima lisäinvestointi eri laitostokoluokissa on esitetty Kuvassa 5.2. Kuvaajassa lisäinvestointi on määritelty absoluuttisten investointien kautta, eli vähennetty laitosinvestoinnista CCS:n kanssa laitosinvestointi ilman CCS:ää ja jaettu erotus CCS-sovelluksen sähkötehoilla. Kuvaajaan on kerätty tietoja sekä uusista CCS-laitoksista että CCS:n jälkiasennuksista (retrofit), joille lisäinvestointi on yksiselitteisempi. Useiden arvioiden mukaan voimalaitosten kokonaisinvestointikustannukset nousisivat CCS:n myötä tyypillisesti noin 50–100 %, mutta joissain tapauksissa jopa reilusti yli 100 %, riippuen voimalaitostyyppistä ja talteenottoteknologiasta. McKinseyn (2008) raportin mukaan CCS:n kustannukset jälkiasennuksena voivat olla jopa 30 % korkeammat n. 10 vuoden ikäisissä voimalaitoksissa kuin uusissa. Ero johtuu lähinnä jälkiasennuksen korkeammista investointikustannuksista, lyhyemmästä laitoksen käyttöiästä, suuremmasta energiantuotannon hyötysuhteen pudotuksesta ja CCS:n asentamisen vaatiman ajan tuotantokatveesta.

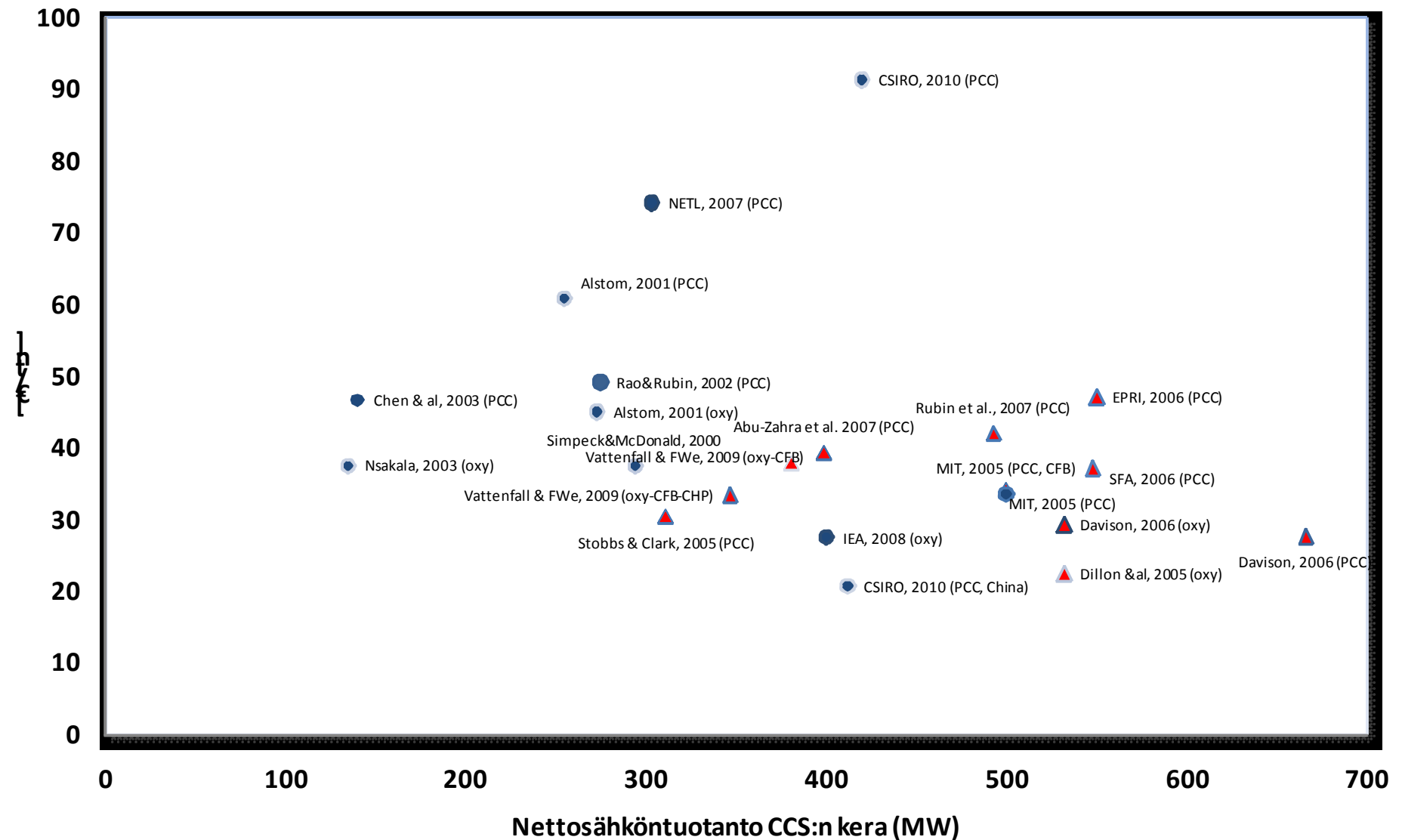
Eri voimalaitostokoluokkien sähköntuotantokustannusten lisäksi CCS:stä on esitetty Kuvassa 5.3 ja vältettyjen päästöjen kustannukset Kuvassa 5.4. Molemmat kuvat ovat ilman kuljetus- ja varastointikustannuksia. Vältettyjen päästöjen kustannukset ilman kuljetusta ja varastointia ovat keskimäärin tasolla 30–50 €/t CO₂. Sähköntuotantokustannukset CCS-voimalaitoksella olisivat tyypillisesti 50–100 % korkeampia kuin vastaavalla voimalaitoksella ilman CCS:ä.



Kuva 5.2. CCS-tekniikan vaatima lisäinvestointi eri laitoskokoiluokissa ilman kuljetusta ja varastointia (CCS-jälkiasennukset: sininen; uudet laitokset: punainen; "Oxy": happipoltto; "PCC": *post-combustion capture*, eli talteenotto savukaasuista).



Kuva 5.3. CCS-tekniikan aiheuttama lisäkustannus nettosähköntuotannon kustannukseen ilman kuljetusta ja varastointia (CCS-jälkiasennukset: sininen; uudet laitokset: punainen; "Oxy": happipoltto; "PCC": *post-combustion capture*, eli talteenotto savukaasuista).



Kuva 5.4. Vältetyn CO₂-päästön kustannus ilman kuljetusta ja varastointia (CCS-jälkiasennukset: sininen; uudet laitokset: punainen; "Oxy": happipoltto; "PCC": *post-combustion capture*, eli talteenotto savukaasuista).

5. CCS:n kustannukset

Luvun alussa kuvattujen epävarmuuksien ja oletusten takia esimerkiksi happipolton ja *post-combustion*-ratkaisujen keskinäinen järjestys kustannusarvioissa voi muuttua lähitärvoja muuttamalla. Lisäksi eri lähteitä tutkimalla on havaittavissa, että vuosien mittaan tiedon lisääntyessä talteenoton, samoin kuin koko CCS-ketjun, kustannusarvioita on pääsääntöisesti nostettu.

Happipoltossa happitehtaan investointikustannus on käytännössä noin puolet CCS:n kokonaisinvestoinnista (mm. IEA 2008a). Hiilidioksidin kompressointi edustaa tyypillisesti n. 10–20 %:n osuutta CCS:n kokonaisinvestoinnista (NETL 2007b, Abu-Zahra 2009). Myös hiilidioksidin välivarastointi ja mahdollisesti tarvittava rikinpoiston tehostaminen voivat muodostaa suhteellisen suuret osuudet, kumpikin n. 10 %, kokonaiskustannuksista (NETL 2007, Abu-Zahra 2009). Abu-Zahra'n (2009) mukaan *post-combustion* -ratkaisuissa muista CCS:n laitekuluista merkittävimmät ovat yleensä absorberi (n. 5–10 %) ja stripperi (max. 5 %). Epäsuorat kustannukset suunnitteluun, asennuksiin ja muihin varauksiin talteenottojärjestelmän osalta voivat muodostavat merkittävän osan kokonaisinvestoinnista, joissain tapauksissa jopa yli puolet.

Kuviin kerätyt arviot on pääsääntöisesti esitetty kiinteitä polttoaineita, yleensä kivihiiltä, käyttäville laitoksille. Davison (2007) vertaili artikkelissaan eri CCS-teknologioiden kustannuksia ja esitti *post-combustion*- ja happipolttoratkaisuille maakaasukombilaitoksissa suurempia vältettyjen päästöjen kustannuksia kuin vastaaville kivihiilitapauksille. Laitosten kokoluokka on vertailukelpoinen, joten erot kustannuksiin näyttäisivät tulevan lähinnä polttoainekustannuksista, jotka maakaasun tapauksessa nostavat kivihiiltä enemmän hyötysuhdetappion vaikutuksia tuotantokustannuksiin. Davison (2007) esitti myös herkkyystarkastelun muuttamalla polttoaineiden hintoja.

Kirjallisuudessa ilmoitetut CCS:n kustannukset on tehty yleensä lauhdelaitoksille. Näissä CCS:n tarvitsemasta energiasta mahdollisesti saatavaa hukkalämpöä ei voida hyödyntää yhtä tehokkaasti kuin kaukolämpöverkkoon kytketyissä laitoksissa. Suomessa kaukolämpökytkennät olisivat kuitenkin todennäköisiä, jolloin hiilidioksidin erotuksen kustannukset mahdollisesti pienenisivät. CCS Suomi-projektin sovelluskohdetarkasteluiden tuloksia on esitelty tuoreessa raportissa lauhdelaitos-, CHP- ja terästeollisuussovelluksille (Teir et al. 2011). Päästöoikeuden rajahinta, jolla CCS tulee edullisemmaksi kuin toiminta ilman CCS:ää, on esim. 80 €/MWh sähköhinnalla n. 75–85 €/t (lauhde), n. 70–80 €/t (CHP) ja n. 70–100 €/t (teräs). Rajahinta on luonnollisesti herkkä eri lähtömuuttujien arvoille. Mikäli esim. tarkastellaan tapausta, jossa sähkönhinta on 50 €/MWh, saadaan rajahinnoiksi n. 100–110 €/t (lauhde), n. 90–115 €/t (CHP) ja n. 55–100 €/t (teräs). Päästöoikeuden rajahinta ei kuitenkaan kerro laitoksen toiminnan kannattavuudesta; toiminta sekä CCS:llä että ilman voi olla tietyissä markkinatilanteissa kannattamatonta (Teir et al. 2011).

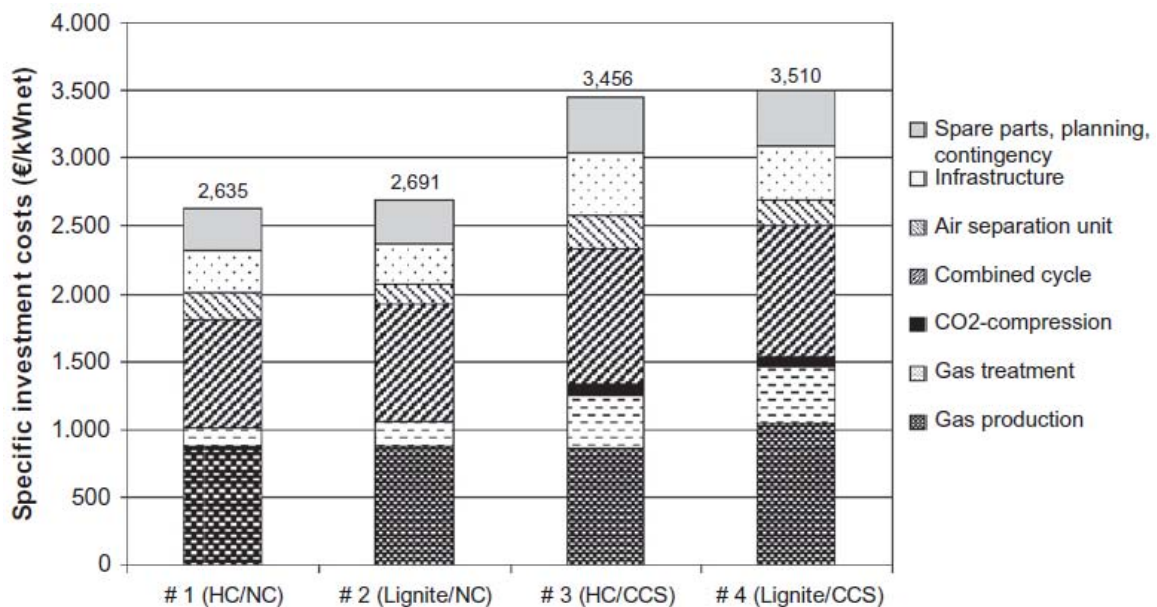
Todelliset investointi- ja käyttökustannukset tulevat kuitenkin eroamaan projektista toiseen, riippuen suuruusluokasta, sijainnista ja teknologiasta. Hiilidioksidin talteenottoa ei ole vielä sovellettu täyden mittakaavan voimalaitoksessa ja siksi kustannusar-

viointeihin liittyy suurta epävarmuutta. Tulevaisuusskenaariot kustannusten kehityksestä riippuvat sen lisäksi suuresti teknologiakehityksen tuomasta kustannusvähennyksestä ja polttoaineiden hintakehityksestä.

5.2 Kustannukset hiilidioksidin talteenotolle uuden IGCC-laitoksen polttokaasuista

IGCC-laitosten CCS:n kustannuksia on esitetty kirjallisuudessa harvemmin kuin happipoltto- ja savukaasujen talteenottotekniikoiden. Rubin *et al.* (2007) esittävät IGCC-laitoksesta CO₂ talteenottamalla saavutettavan 19,1 €/tCO₂ (vältetty) kustannukset ennen kuljetusta ja varastointia. Kyseisen voimalaitoksen, investointikustannukseltaan 1 753 €/kWe, polttoaine on kivihiili ja teho 493 MWe. Referenssilaitos ilman talteenottoa olisi teholtaan 538 MWe.

Davison (2007) esittää kustannusarvioita kahdelle erilaiselle teholtaan 676–730 MWe IGCC-CCS prosessille (Shell ja GE, Selexol). Vältettyjen päästöjen kustannukset vaihtelivat polttoaineen hinnasta ja prosessista riippuen välillä 16–32 €/t. Laskelmassa ei ole huomioitu kuljetusta eikä varastointia.



Kuva 5.5. IGCC laitoksen investointikustannukset. #1 Kivihiili 865,8 MWe, ei CO₂ talteenottoa. #2 Ruskohiili 822,8 MWe, ei CO₂ talteenottoa. #3 Kivihiili 708,9 MWe, CO₂ talteenotolla. #4 Ruskohiili 720 MWe, CO₂ talteenotolla (Gräbner *et al.* 2010).

Kuvassa 5.5 on esitetty hiilidioksidin talteenotolla varustetun sekä referenssi IGCC-laitoksen investointikustannukset järjestelmittäin lähteen Gräbner *et al.* (2010) mukaan. Investoinnit ovat ilmoitettu sekä ruskohiiltä että kivihiiltä polttavalle laitokselle.

5.3 Hiilidioksidin kuljetuskustannukset

Hiilidioksidin kuljetuskustannuksia pystytään arvioimaan melko hyvin, koska putkikuljetuksesta on paljon kokemusta. Laivakuljetuksesta on huomattavasti vähemmän kokemusta, mutta myös siitä löytyy kustannusarvioita. Varastointikustannukset riippuvat aika paljon paikallisista olosuhteista, kuten varastointipaikan sijainnista (onshore tai offshore), geologiasta, varastotyyppistä, vaadittavien kaivojen määrästä ja niiden vaadittavasta syvyydestä. Hiilidioksidin siirron, geologisen varastoinnin ja varastojen monitoroinnin kustannukset olisivat IPCC (2005) -raportin mukaan 2–16 USD/t CO₂ varastoitu ja vuoden 2008 McKinseyn raportin mukaan 8–18 €/t CO₂ vältetty.

Hiilidioksidin kuljetuskustannusten osalta on huomattava, että yleensä kirjallisuudessa esitetyissä laskelmissa oletetaan sopivan lopullisen varastointipaikan löytyvän 200–300 km:n etäisyydeltä talteenottolaitoksesta. Esimerkiksi McKinsey (2008) arvioi raportissaan, että 200–300 km kuljetus ilman välipumppausasemaa maksaisi noin 4–6 €/t CO₂ (Taulukko 5.1). Suomen suurimmista teollisista hiilidioksidipäästöpaikoista tunnetuihin varastointipaikkoihin Pohjanmerelle, Barentsinmerelle tai Saksaan ovat yhden-suuntaiset etäisyydet luokkaa 500–1500 km. Siksi on todennäköistä, että kuljetuskustannukset olisivat huomattavasti korkeampia Suomessa oleville CCS-laitoksille kuin useimmille muualla Euroopassa oleville laitoksille. Sekä hiilidioksidin kuljetuskustannuksille että varastointikustannuksille on ominaista, että kustannukset muodostuvat suurimmalta osin investointikustannuksista (Taulukko 5.1 ja Kuva 5.1).

Kirjallisuudessa esitetyt putkikuljetuskustannukset 10 Mt:a vuosittain talteenotetulle CO₂-virralle 100 km kohden vaihtelevat välillä 0,5 (IPCC 2005) – 5,1 €/tCO₂·100 km (IEA 2008a). McCoy & Rubin (2008) esittävät Pohjois-Amerikan kustannustasoa kuvaavan laskentamallinsa tuloksena 5 MtCO₂/a hiilidioksidivirran kuljetuskustannukseksi putkijonon avulla 1,0 €/tCO₂·100 km). Putkikuljetusten kustannusten on yleisesti ottaen esitetty nousevan lineaarisesti etäisyyden funktiona. Myös kuljetettava ainemäärä vaikuttaa voimakkaasti kustannuksen laskuun CO₂-tonnia kohden ainevirran kasvaessa.

Vastaavat kustannukset hiilidioksidin laivakuljetukselle 100 km kohden kirjallisuudessa esitettyjen arvioiden perusteella ovat välillä 0,4–3,4 €/tCO₂·100 km (IPCC 2005). Edellä mainituissa kustannuksissa oletetaan 5,5 MtCO₂/a ainevirta sekä yhdensuuntaisia kuljetusmatkoja 7 600 km (halvempi) –500 km (kalliimpi). IEA GHG (2004) on selvittänyt kustannuksia 6,2 MtCO₂/a ainemäärän kuljettamiselle säiliöaluksin. 500–3000 km yhdensuuntaisilla etäisyyksillä. Tulokset ovat välillä 0,6–3,0 €/tCO₂·100 km). Halvimmat kuljetuskustannukset 100 km:ä kohden saavutetaan pisimmällä kuljetusetäisyydellä, sekä olettaen hiilidioksidin saapuvan nesteytyslaitokselle paineistettuna 10 MPa:iin. Kallein kustannus hiilidioksiditonnia kohden on puolestaan seurausta lyhyimmistä kuljetusetäisyydestä, sekä paineistamattomasta syötteestä nesteytyslaitokselle.

Taulukko 5.1. Esimerkkitapausten kuljetuskustannukset (Kuva 5.1) putkikuljetukselle. Yksikkö: €/tonni CO₂ vältetty (McKinsey, 2008).

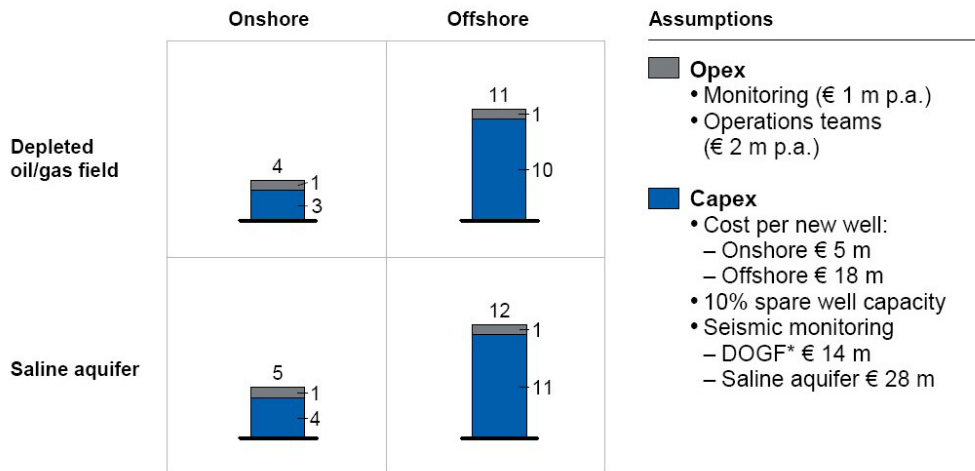
	Onshore (200 km)	Offshore (300 km)	Oletukset
Investointi-kustannukset	4	6	<ul style="list-style-type: none"> Kolme 900 MW voimalaitosta samassa putkiverkostossa Putken hinta 1,3 miljoonaa €/km onshore ja 1,6 miljoonaa €/km offshore
Käyttö-kustannukset	0.1	0.1	<ul style="list-style-type: none"> Tarkastus ja monitorointi

5.4 Hiilidioksidin varastointikustannukset

Hiilidioksidin lopullisen varastoinnin osalta kustannuksia on esitetty eniten suolavesikerrostumiin injektoinnin osalta. Kuten talteenoton ja kuljetuksen kustannusten osalta, tulokset eroavat toisistaan laadultaan sekä taustaoletuksiltaan merkittävästi. IPCC:n Special Report on Capture and Storage (2005) -julkaisun mukaan hiilidioksidin varastointi Pohjanmeren alaisiin suolavesikerrostumiin maksaisi 4–10 €/tCO₂. IEA:n samana vuonna julkaisemissa tuloksissa vastaavat kustannukset olivat 1–2,5 €/tCO₂. Rubin *et al.* (2007) käyttivät julkaisussaan varastoinnin kustannuksille arvoa 4,2 €/tCO₂, mikä osuu edellä mainittujen arvojen keskikastiin. Myöhemmin julkaistuissa IEA:n ja McKinseyn raporteissa off-shore-suolavesikerrostumaan varastoimisen kustannukset olivat nousseet tasolle 12 €/tCO₂ (McKinsey, 2008; Kuva 5.6) sekä 8,4–16,9 (IEA 2008a).

On-shore-varastoinnille kirjallisuudessa esitetyt kustannukset ovat pääsääntöisesti alhaisempia kuin off-shore-tapauksille. IPCC:n (2005) keräämien tietojen perusteella Euroopassa kustannus maanalaiseen suolavesikerrostumaan varastoimiselle olisi väliltä 1,6–5,2 €/tCO₂. McKinseyn (2008) selvityksessä annettiin vastaaviksi kustannuksiksi 5 €/tCO₂.

5. CCS:n kustannukset



Kuva 5.6. Esimerkkitapausten (Kuva 5.1) varastointikustannukset. Yksikkö: €/tonni CO₂ vähennetty (McKinsey, 2008). Capex = investointikustannukset, Opex = käyttökustannukset.

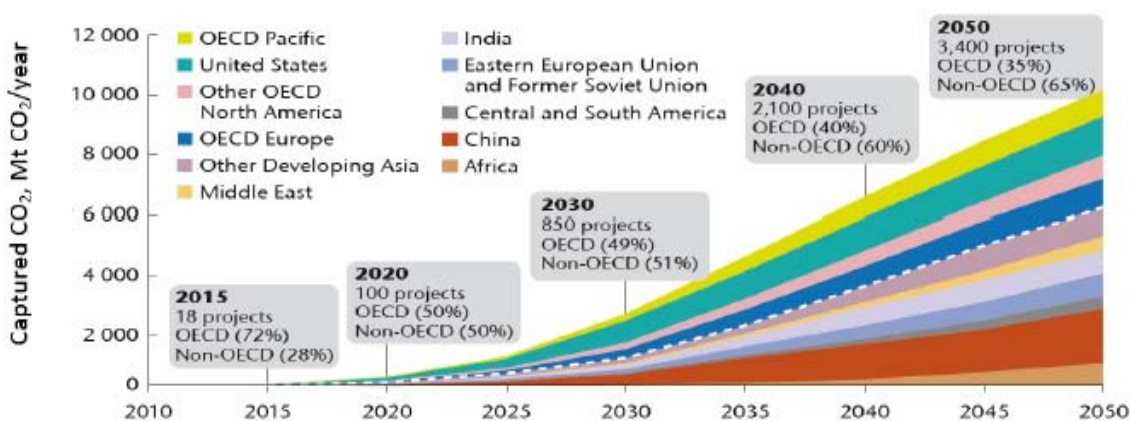
Hiilidioksidin varastoinnista ehtyneisiin öljy- ja kaasuesiintymiin on esitetty kirjallisuudessa laajempaa skaalaa kustannuksille kuin suolavesikerrostumien tapauksessa. Halvimmillaan ehtyneisiin hiilivetykerrostumiin varastointi on IEA GHG:n vuoden 2005 laskelmissa, joiden mukaan loppusijoituksen hinta on 1–3 €/tCO₂. McKinseyn (2008) esittämä kustannus vastaavalle toiminnalle on puolestaan 4 (maalainen) – 11 €/tCO₂ (merenalainen). Suurimmat kustannukset, 8,4–21,1 €/tCO₂, esitti IEA vuonna 2008(a).

IEA:n (2005) mukaan hiilidioksidin hyödyntäminen tehostettuun öljyntuotantoon (EOR) tai hiilikerrostumiin sitoutuneen metaanin talteenottamiseen (ECBM) maksaisi 30 (EOR) – 40 €/tCO₂ (ECBM) ennen öljystä tai metaanista saatavia tuloja. Rubin et al. 2007 esittävät 12,7 €/tCO₂ hyvitystä CCS-ketjulle, joka ohjaa talteenotetun hiilidioksidin tehostettuun öljyntuotantoon.

CCS:n kustannuksia olisikin mahdollista vähentää huomattavasti, mikäli talteenotettu hiilidioksidi käytettäisiin tehostettuun öljyntuotantoon. On arvioitu, että Pohjanmerellä voitaisiin parhaassa tapauksessa käyttää 30 Mt:a CO₂:a per vuosi tehostettuun öljyntuotantoon 15–25 vuoden ajan (IEA 2008a). Nousevat investointikustannukset ja suhteellisen pieni taloudellinen hyöty ovat kuitenkin rajoittaneet EOR:n käyttöönottoa. Esimerkiksi Shell ja StatoilHydro hyllyttivät tammikuussa 2008 EOR-projektin, missä tarkoitus olisi pystyttää 860 MW kaasukombivoimalaitos varustettuna talteenottolaitoksella ja käyttää talteenotettua hiilidioksidia tehostettua öljyntuotantoa varten Statoilin Heidrun-kentässä. Perustelu oli, että projekti ei olisi kannattavaa, mikäli kustannuksia korvattaisiin pelkästään lisääntyneellä öljytuotannolla. Toisaalta, helpoimmin hyödynnettävien, eli tuotantokustannuksiltaan halvimpien, öljylähteiden ehtyessä ja kysynnän kasvaessa etenkin kehittyvissä talouksissa öljyn hinnan voidaan olettaa nousevan entisestään tulevaisuudessa (tammi–helmikuussa 2011 raakaöljyn hintataso oli n. 90–100 US\$/bl), jolloin EOR:n kannattavuus paranee.

6. Suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit

Vuonna 2010 maailmassa oli käynnissä noin 80 suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektia eri vaiheissaan. Näistä 80 projektista noin kaksi kolmasosaa liittyi energiantuotantoon ja loput teolliseen toimintaan, pääasiassa maakaasun käsittelyyn. Viisi projektia on käynnissä: In Salah (Algeria), Sleipner ja Snøhvit (Norja), Rangely (US) ja Weyburn-Midale (Kanada/US). Lisäksi Gorgon projekti (Australia) on juuri edennyt rakennusvaiheeseen. G8-maiden asettama tavoite on tähän vuoteen mennessä 20 suuren kokoluokan CCS-demoprojektin käynnistyminen. Useiden maiden hallitukset ovat sitoutuneet yli 20 miljardin euron tukiin demoprojekteille ja sitoutumisia projektien käynnistämiseen on tällä hetkellä 19–43 kappaletta. IEA:n CCS Technology Roadmapin (Kuva 6.1) mukaan, vuoteen 2020 mennessä tavoitteeksi on asetettu 100 suuren kokoluokan CCS-projektia, 850 projektia vuoteen 2030 mennessä ja 3 400 vuoteen 2050 mennessä. Näistä merkittävä osa tulisi sijaita kehittyvissä maissa vuoden 2020 jälkeen.



Kuva 6.1. CCS-tekniikan maailmanlaajuinen hyödyntäminen alueittain vuoteen 2050 saakka (IEA CCS Technology Roadmap, 2009).

6. Suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit

Suuren kokoluokan CCS-demoprojektilla tarkoitetaan IEA:n määrittämien kriteerien mukaan, että

1. kokoluokka on riittävä demonstroimaan teknisesti ja toiminnallisesti tulevia kaupallisen kokoluokan laitoksia
 - hiiltäpolttavan laitoksen CO₂:n talteenotto luokkaa 1 Mt/vuosi
 - maakaasuvoimalan tai maakaasun käsittelylaitoksen sekä teollisuuslaitoksen CO₂:n talteenotto luokkaa 0,5 Mt/vuosi
2. projekti sisältää täysin integroidut CO₂:n talteenoton, kuljetuksen (jos tarpeellinen) ja varastoinnin
3. projektien aikataulun mukainen täysimittainen toiminta alkaa ennen vuotta 2020 (tavoitteena vuosi 2015, jos mahdollista)
4. CO₂:n varastointipaikka on selvästi identifioitu
 - ensisijainen paikka on identifioitu ja karakterisointi on käynnissä
 - ensisijaiset CO₂:n siirtoyhteydet on identifioitu
5. varastoinnin monitorointi, mittaus ja varmennus suunnitelma on tehty
6. tarkoituksenmukainen strategia yhteisön sitouttamiseen ja heidän panoksensa hyödyntämiseen projektissa on luotu
7. projektin toteutus ja rahoitussuunnitelmat demonstroivat tunnettuja julkisen ja/tai yksityisen sektorin tukimuotoja.

Seuraavissa kohdissa käsitellään näitä 80 suuren kokoluokan demoprojekteja. Käynnissä olevat projektit on kuvattu lyhyesti ja kaikki löytyvät taulukoituna. Lisäksi kuutta CCS-projektia, joille Euroopan komissio (EC) on myöntänyt tukirahoitusta (EEPR, European Energy Programme for Recovery), käsitellään hieman laajemmin.

6.1 Käynnissä olevat CCS-projektit

Tällä hetkellä, eli vuonna 2011, on kaupallisessa toiminnassa viisi täysin integroitua, suuren kokoluokan CCS-projektia. Näistä neljä (Sleipner, In Salah, Snøhvit ja Rangely) varastoi hiilidioksia, joka on erotettu maakaasusta. Muissa paitsi Rangelyssa CO₂ on injektoitu suolavesikerrostumaan. Rangelyssa CO₂ injektoidaan öljykenttään tehostaen öljyntuotantoa (EOR). Viidennessä projektissa CO₂ on erotettu Great Plainsin synteettisen polttoaineen valmistusyksiköstä ja kuljetetaan putkella EOR käyttöön Weyburn-Midale-projektissa.

Näiden viiden täysin integroidun, suuren kokoluokan CCS-projektin lisäksi käynnissä on neljä suurta EOR-projektia. Näissä projekteissa ei kuitenkaan ole riittäviä monitorointijärjestelmiä CO₂:n pitkäaikaisen varastoinnin arvioimiseen, jolloin niitä ei luokitella CCS-projekteiksi.

6.1.1 Sleipner

Sleipner projekti alkoi vuonna 1996, kun Norjan Statoil aloitti yli 1 MtCO₂/vuosi injektoinnin Pohjanmeren alle. CO₂ erotetaan maakaasun tuotannon yhteydessä Sleipner Vest -kentällä ja varastoidaan läheiseen Utsiran suolavesikerrostumaan yli 800 m merenpohjan alla. Maakaasu Sleipnerin Vest kentässä sisältää 9 % CO₂. Erotusprosessi on tavallinen amiinierotustekniikkaan perustuva. Projektin suunnitteluvaiheessa oli haaste saada erotuslaitos tarpeeksi kompaktiksi, jotta se olisi mahtunut off-shore-kaasunporauslautalle. Tavallisesti maakaasusta erotetaan hiilidioksidia puhtausvaatimusten takia ja päästetään ilmaan. Lisäkustannukset liittyen hiilidioksidin paineistamiseen ja injektointiin oli noin 100 miljoonaa USD, mutta varastoimalla hiilidioksidia vältetään Norjan hiilidioksidipäästövero offshore-laitoksille (nykyään 55 USD/tCO₂). Tähän asti noin 10 Mt:a CO₂:a on injektoitu. Hiilidioksidin leviäminen merenpohjanalissa geologisissa rakenteissa on kartoitettu useassa EU:n osarahoittamissa tutkimusprojektissa ja kerrostuma monitoroidaan jatkuvasti seismologisilla menetelmillä ja mallinnustyökaluilla (mm. SINTEF ja NTNU ovat mukana tutkimuksessa).

Utsira-muodostuma on osoittautunut hyväksi varastointimuodostumaksi. Utsira on erityisen laaja hiekkakivikerrostuma, joka on 400 km pitkä pohjoisesta etelään, 50–100 km leveä ja pinta-alaltaan 26 100 km². Kerrostuma sijaitsee 700–1 000 metrin syvyydellä merenpinnasta ja sen paksuus on 200–300 m. Heti muodostuman yläpuolella on noin 200 metrin paksuinen läpäisemätön kivikerros, jonka yläpuolella on vielä 500 metrin hienorakeinen kerros. Utsira-muodostuma vastaa hyvin varastomuodostuman kriteereihin koskien sen huokoisuutta, läpäisevyyttä, eristyskapasiteettia ja varastokapasiteettia. On laskettu, että Utsiran muodostumaan mahtuisi 30 Gt:a CO₂:a (Chadwick et al. 2007). Sleipner-projektin puitteissa aiotaan kuitenkin varastoida vain 20 Mt:a CO₂:a, josta suurin piirtein puolet on jo injektoitu.

6.1.2 Weyburn-Midale

Great Plains Synfuels Plant (Pohjois-Dakota, US) erottaa noin 2,8 Mt:a CO₂:a/vuosi kaasutuslaitoksessa, jossa tuotetaan synteettistä maakaasua ja useita kemikaaleja hiilestä/ligniitistä³. Hiilidioksidi siirretään 320 km pitkällä putkella rajan yli Saskatchewanin, Kanadaan, ja injektoidaan ehtyviin öljylähteisiin (EOR). Öljyn viskositeettia alentamalla saadaan öljyä pumpattua 120 miljoonaa barrelia enemmän 15–20 vuoden aikana (lisäys noin 34 %), samalla varastoidaan yhteensä noin 14 Mt:a CO₂:a (netto). Hiilidioksidin pumppaaminen öljylähteeseen alkoi vuonna 2000. Vaikka kyseessä on kaupallinen projekti, on kyseessä myös vahvasti CCS:n kehittämiseen painottuva hanke. Kyseessä

³ http://www.ptrc.ca/weyburn_eor.php

6. Suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit

on ensimmäinen projekti, jossa on tieteellisesti tutkittu ja monitoroitu CO₂:n maanalais- ta varastointia. Projekti on IEA:n johtama aktiviteetti, jota vetää Kanadan toimisto yhdessä UK:n toimistojen kanssa. Tutkijat ympäri maailman ovat osallistuneen CO₂:n varastoinnin monitorointiin, ja projektiin liittyy IEA:n kautta 16 maata ja EU-komissio. Projektiin osallistuvat ja rahoittavat myös BP Amoco, DMT-FP, EPRI (Electric Power Research Institute, California), Mobil Oil, RWE AG ja Shell International. Tutkimus- projekti on päättymässä 2011, ja sen aikana tuotetaan mm. käsikirja CO₂:n injektioinnin ja varastoinnin parhaista käytännöistä.

6.1.3 In Salah

Sonatrachin (Algerian kansallinen öljy- ja kaasuyhtiö) In Salah-projetissa hiilidioksidia erotetaan maakaasutuotannon yhteydessä vastaavista syistä kuin Sleipnerin projektissa. Yhteistyökumppaneina projetissa ovat BP ja Statoil. In Salahin kaasukentän maakaasu sisältää 10 % hiilidioksidia, jota talteenotetaan amiiniprosessilla⁴. Hiilidioksidia injektoidaan 1 800 m:n syvyyteen maanpinnan alle Krechban suolavesikerrostumaan, joka sijaitsee kaasukentän alla Saharan autiomaassa. Kaasukentän yläpuolella sijaitsee lähes kilometrin paksuinen kerros mutakiveä, joka toimii varaston sulkuna. Injektointi aloitettiin vuonna 2004 ja tähän mennessä on varastoitu 3 Mt:a CO₂:a. Projektin aikana arvioidaan varastoitavan noin 17 Mt:a CO₂:a.

6.1.4 Snøhvit

StatoilHydron uusimmassa projektissa erotetaan hiilidioksidia nesteytetyn maakaasun tuotannon yhteydessä⁵. Maakaasua tuotetaan merenpohjalla toimivilla pumppauslaitoksilla ja toimitetaan 145 km:n mittaista monifaasi-kuljetusputkea pitkin Snøhvit-kentästä tuotantolaitokselle Melkøyan saarelle Hammerfestin lähellä. Tuotantolaitoksella maakaasua nesteytetään jäähdyttämällä sitä lämpötilaan -163 °C kuljetettavaksi säiliöaluksin Eurooppaan ja Yhdysvaltoihin. Vastaavasti kuten Sleipnerillä ja In Salahilla myös Snøhvit-kentän maakaasun hiilidioksidipitoisuus on liian suuri, joten hiilidioksidi on erotettava ennen nesteytystä. Hiilivetyjä on myös erotettava hiilidioksidikaasusta aikaisessa vaiheessa prosessia, jottei kaasuseos jäädy. Toinen kuljetusputki kuljettaa hiilidioksidia takaisin Snøhvit-kentälle, mihin sitä injektoidaan Tubåenin huokoiseen hiekkakivikerrostumaan 2 500 m merenpohjan alle. Tarkoitus on varastoida yli 0,7 Mt:a CO₂:a vuodessa. Maakaasuntuotanto alkoi lokakuussa 2007 ja varastointi huhtikuussa 2008. EU:n rahoittama monitorointiohjelma on perustettu tutkimaan hiilidioksidin käyttäyty- mistä kerrostumassa.

⁴ <http://www.insalahco2.com>

⁵ <http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/Co2Management/Pages/Snohvit.aspx>

6.1.5 Rangely

Rangelyn projekti on hyödyntänyt CO₂:a tehostettuun öljyntuotantoon vuodesta 1986⁶. Rangely Weber Sand Unit on löydetty vuonna 1933, ja se on suurin öljykenttä Kalliovuorien alueella. Kaasu erotetaan ja injektoidaan takaisin LaBargen kentältä Wyomingissa. Projektin aikana vuodesta 1986 noin 23–25 Mt:a CO₂:a on varastoitu alueelle (noin 1 MtCO₂/vuosi). Mallinnustulosten mukaan lähes kaikki CO₂ on liennut muodostuman veteen nestemäisenä hiilidioksidina ja bikarbonaattina.

6.2 EU:n rahoittamat CCS-projektit

Vuoden 2009 lopussa Euroopan komissio päätti jakaa yhteensä miljardi euroa kuudelle CCS-projetille ns. Euroopan talouden elvyttämispaketista (EEPR, European Energy Programme for Recovery). Nämä projektit on listattu alla oleviin taulukoiin (Taulukot 6.1 ja 6.2) sekä kuvattu tarkemmin alla. Tiedot ovat pääosin lähteestä <http://www.zero.no/>, jos muuta ei ole mainittu.

Taulukko 6.1. Perustiedot kuudesta projektista, joille EC on myöntänyt rahoitusta (EEPR).

Projekti	Jämschwalde	Porto Tolle	Rotterdam	Belchatow	Compostilla	Hatfield
Maa	Saksa	Italia	Hollanti	Puola	Enpanja	UK
Status	soveltuvuus-selvitys	soveltuvuus-selvitys	identifioitu	identifioitu	soveltuvuus-selvitys	identifioitu
Kustannus-arvio [M€]	1000	#N/A	#N/A	#N/A	200	130+960
Käynnistys	2015	2012	#N/A	2011	2012	#N/A
Tyyppi	hiili PC ja CFB	hiili PC	energia ja teollisuus	ligniitti PC	hiili CFB	maakaasu, hiili-IGCC
Talteenotto	post-comb. oxyfuel	post-comb.	post-comb.	post-comb.	oxyfuel	pre-comb.
Uusi/retro	retro	uusi	retro	uusi	uusi	uusi
CO ₂ siirto	putki	-	putki	-	putki	putki
Varastointi	EOR (mahd. Altmark)	suolavesi-kerrostuma	ei päätetty	suolavesi-kerrostuma	suolavesi-kerrostuma	kaasukenttä
Varastoitava CO ₂ [Mton/a]	2.7	1	5	1.8	1.1	4.75
Pääkehittäjä	Vattenfall	Enel	Port of Rotterdam	Polska Grupa Energetyczna	Endesa	Powerfuel
Yhteistyössä	#N/A	#N/A	sataman yritykset, kaupunki, Rijnmond	Alstom	CIUDEN, Foster Wheeler	Kuzbass-razrezugol, Shell

⁶ http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=154

6. Suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit

Taulukko 6.2. Kuusi CCS-projektia, joille on myönnetty EEPR:n tukea.

	Projektin nimi ja lyhyt kuvaus	Päätoimija (maa)	Maksimituen määrä EC:n päätöksen mukaan (M€)	Projektin numero IEA:n listalla	Projektin vaihe IEA:n arvioinnissa
1	Jämschwalde Happipolton ja post-combustioinin demonstrointi samalla, olemassa olevalla laitoksella. Kahta varastointi- ja kuljetusvaihtoehtoa on analysoitu.	Vattenfall (Saksa)	180	2	Identify
2	Porto-Tolle CCS:n (post-combustio) soveltaminen uudessa 600 MW:n hiilivoimalassa. CO ₂ otetaan talteen 250 MWe vastaavasta osasta savukaasua. Varastointi lähistöllä (merenpohjassa) sijaitsevaan suolavesikerrostumaan.	Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A. (Italia)	100	60	Define
3	Rotterdam Post-combustioinin demonstrointi 250 MW:n kokoluokassa. CO ₂ :n varastointi läheiseen merenpohjassa sijaitsevaan ehtyvään kaasukenttään. Projekti on osa Rotterdamin ilmastohanketta, jossa kehitetään alueen CO ₂ :n siirron ja varastoinnin infrastruktuuria.	Maasvlakte J.V. / E.ON Benelux ja Electrabel (Hollanti)	180	23	Identify
4	Belchatow 250 MW vastaavan savukaasun käsittely post-combustio tekniikalla uudella 858 MW:n ligniittiä polttavalla superkriittisellä laitoksella. Kolmea eri suolavesikerrostumaa lähistöllä tutkitaan varastointia varten.	PGE EBSA (Puola)	180	8	Identify
5	Compostilla Happipolttto-CFB:n demonstrointi ensin 30 MW:n kokoluokassa (2011), jonka jälkeen (n. 2015) tekniikan demonstrointi 300 MW:n kokoluokassa. CO ₂ :n varastointi läheiseen suolavesikerrostumaan.	ENDESA Generacion S.A.(Espanja)	180	50	Define
6	Hatfield CCS:n demonstrointi uudella 900 MW:n IGCC voimalaitoksella. CO ₂ :n varastointi läheiseen merenpohjan kaasukenttään. Projekti on osa Yorkshire Forward -hanketta, jossa kehitetään alueen CO ₂ :n siirron ja varastoinnin infrastruktuuria.	Powerfuel Power Ltd. (UK)	180	59	Define

6.2.1 Jämschwalde

Toukokuussa 2008 Vattenfall ilmoitti suunnitelmastaan CCS-tekniikoiden demonstroinnista yhdellä 500 MWe:n yksiköllä sen ligniittiä polttavalla Jämschwalden laitoksellaan Saksan Brandenburgissa. Demonstroinnin investoinniksi on arvioitu noin miljardi euroa. Jämschwalden voimalaitos muodostuu kuudesta 500 MWe:n yksiköstä. Demonstroinnissa yksi yksikkö, joka sisältää kaksi kattilaa, varustetaan CO₂:n talteenotolla. Toinen kattila uusitaan happipolttotekniikalla ja toinen hyödyntää post-combustio -tekniikkaa (retrofit). Happipolttotekniikka perustuu demonstrointiin Schwarze Pumpen

30 MW:n pilottilaitoksella ja post-combustion toteutetaan “chilled ammonia”-tekniikalla.

Hiilidioksidin erotuksen aiheuttaman hyötysuhteen heikentymistä pyritään kompensoimaan käyttämällä korkeampia höyryn lämpötiloja ja ligniitin kuivausta. Happipoltto-kattilan teho tulee olemaan noin 650 MW_{th}/250 MW_e. Yhteensä CCS-demolaitosten teho tulee olemaan noin 300 MW_e.

Projektilla on kunnianhimoinen aikataulu. Helmikuussa 2008 valmistui soveltuvuus-selvitys. Lupa-asiat piti olla hoidettu 2009 (lykkäytyneet), perustustyöt aloitetaan vuonna 2010–2011, ja laitoksen on suunniteltu käynnistyvän 2015.

Vattenfall tekee yhteistyötä Gaz de France Productionin ja Exploration GmbH:n CO₂:n varastoinnista Schwarze Pumpen ja Jämschwalden laitoksilta Altmarkin kaasu-kenttään. Aluksi CO₂ kuljetaan kuorma-autoilla ja myöhemmin putkella. Varastointiin liittyy kuitenkin epävarmuuksia. Kansallinen lainsäädäntö ei ole vielä valmis varastoinnin osalta, jolloin lupa-asiat ovat jumissa. Lisäksi varastoinnin vastustus osavaltiotasolla (Saxony Anhalt) on nousussa. Saxony Anhaltin hallitus harkitsee nyt CO₂:n viemistä johonkin toiseen osavaltioon tai varastoinnin lupaehdon sitomista sellaiseen ehtoon, että CCS-voimalaitoksen tulee sijaita samassa osavaltiossa. Tämän takia Vattenfall harkitsee nyt muita vaihtoehtoja, kuten demojen siirtämistä Puolaan tai vaihtoehtoisia varastointipaikkoja Saksaan. Tämän takia Vattenfall tutkii parhaillaan CO₂:n varastointimahdollisuuksia Brandenburgissa. Saatujen tulosten mukaan kaksi potentiaalista sijoituspaikkaa on löytynyt. Putkilinjan pituus Jämschwalden laitoksilta Brandenburgin sijoituspaikkaan olisi noin 150 km.

6.2.2 Porto Tolle

Italian suurin voimayhtiö Enel suunnittelee post-combustionin ja CO₂:n varastoinnin demonstroimista uudella 660 MW:n hiililaitoksellaan Porto Tollessa, Veneton alueella. Hiilidioksidia otetaan talteen 250 MW_e vastaavasta osasta savukaasua ja varastoidaan lähitöillä syvällä pohjoisen Adrianmeren pohjan alla sijaitsevaan suolavesikerrostumaan. Varastoidun hiilidioksidin määrä on 1–1,5 Mt CO₂/vuosi. Projekti sai EPR:n kautta 100 milj:n €n tuen. Projektin suunnitelman tulisi olla valmis vuonna 2010 ja laitoksen käynnissä vuonna 2015. Porto Tollen lisäksi Enel suunnittelee post-combustionin ja happipolton demonstrointia Brindisissä, Etelä-Italiassa.

6.2.3 Rotterdam Climate Initiative

Rotterdamilman ilmastohankkeen perustajia ovat Port of Rotterdam, useat yritykset teollisuussatamassa, kaupunki sekä ympäristönsuojeluvirasto Rijnmond. Hankkeen tavoite on 50 %:n vähennys CO₂-päästöihin vuoteen 2025 mennessä verrattuna 1990 tasoon. Tämä tarkoittaa noin 30 Mt:a CO₂:a vähennystä vuodessa.

6. Suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit

Sijainti, kokoluokka sekä teollisuus- ja logistiikkatoiminnot Rotterdamissa tarjoavat erinomaiset puitteet CCS:lle:

- paljon energiaintensiivistä teollisuutta pienellä alueella
- olemassa olevan putkiverkoston, jota käytetään (kaupallisesti) tällä hetkellä CO₂:n siirtämiseen kasvihuoneisiin
- suhteellisen lyhyet etäisyydet maalla ja merellä sijaitseviin varastointipaikkoihin, joissa riittävä varastointikapasiteetti; lisäksi näissä mahdollisuudet hyödyntää CO₂:ta EOR/EGR:ään
- mahdollisuuden teollisuuden hukkalämpöjen hyödyntämisen CO₂:n erotuksessa, jolloin erotuksen kustannuksia saadaan merkittävästi alennettua.
- kaasuvirrat, joissa korkea CO₂-pitoisuus saatavilla. Biopolttoaineiden (kuten bioetanoli) valmistus käymisteitse ja biodieselin valmistus kaasuttamalla tuottavat kaasuvirtoja, joissa korkea CO₂-pitoisuus. Myös puhtaat CO₂-virrat saatavilla vedyn valmistusprosessissa.
- Rotterdamin edullisen sijainnin verrattuna muihin Euroopan isoihin teollisuuskeskittymiin, kuten Antwerpeniin ja Ruhrin. Tämä mahdollistaa alueen muodostumisen CCS-keskittymäksi Euroopassa.

CO₂:n erotukselle ja varastoinnille hankkeessa on suunniteltu kolmivaiheinen kasvumalli. Kasvumallin avulla saadaan oppimiskäyrä hyödynnettyä sekä pienennettyä teknisiä ja taloudellisia riskejä.

6.2.4 Belchatow

Projektin ensimmäisessä vaiheessa Alstom suunnittelee ja rakentaa “advanced amine”-tekniikkaan perustuvan CO₂:n erotuksen pilottilaitoksen (100 kt CO₂/vuosi) olemassa olevalle Belchatowin voimalaitoksen yksikköön #12. Laitosta käytetään yhdessä Alstomin ja Elektrownia Belchatowin toimesta, ja laitoksen on suunniteltu käynnistyvän vuoden 2011 puolivälissä.

Toisessa vaiheessa Alstom ja PGE aikovat rakentaa suuren kokoluokan CO₂:n erotuksen 858 MW:n ligniittiä polttavaan laitokseen, jota Alstom parhaillaan rakentaa Belchatowissa. Savukaasusta tullaan erottamaan 250 MW:n tehoa vastaava osuus, noin 1,8 MtCO₂/vuosi. Erotuslaitoksen käynnistyminen on suunniteltu vuoden 2015 aikana. Projekti on ehdolla EU:n CCS:n lippulaiva ohjelmaan (Flagship Programme for Carbon Capture and Storage).

Projektissa hyödynnettävää “advanced amine” -tekniikkaa kehittää Alstomin kanssa The Dow Chemical Company, joka on maailman johtavia kaasunkäsittely-yrityksiä. Tekniikalla on mahdollista alentaa merkittävästi erotuksen kuluttamaa energiaa verrattuna nykyisin käytettäviin amiiniliuoksiin.

6.2.5 Compostilla

Compostillan voimalaitoksella El Bierzossa, Espanjassa, demonstroidaan CCS:ää ensimmäisessä vaiheessa 30 MW:n happipoltolla CFB-tekniikalla. Laitos on parhaillaan rakenteilla ja käynnistyy vuoden 2011 aikana. Samalla tekniikalla CCS toteutetaan noin 300 MWe:n kokoluokassa, ja tämän uuden laitoksen on suunniteltu käynnistyvän vuonna 2015. Investointipäätös on odotettu tehtäväksi vuoden 2011 loppuun mennessä. Projektin pääkehittäjä on suuri espanjalainen energiayhtiö Endesa (Endesa Generacion S.A.), ja 30 %:n osuudella projektissa mukana on espanjalainen CIUDEN (Fundación Ciudad de la Energía). CIUDEN on Espanjan hallituksen vuonna 2006 perustama energia-alan tutkimuslaitos. Hankkeessa on mukana CFB-kattiloiden johtava valmistaja Foster Wheeler, joka toimittaa CIUDENin 30 MW:n happipolttu-CFB-kattilan. Erotettu CO₂ varastoidaan läheiseen suolavesikerrostumaan.

6.2.6 Hatfield

Powerfuel Power suunnittelee 900 MW:n IGCC-CCS:n rakentamista ja käyttöä Hatfield Collieryssä, Yorkshiressä, Englannissa. Projektissa on jo valmis esisuunnittelu (front-end engineering-design, FEED) ja perustustyöt ovat laitoksella käynnissä. Rakentaminen vie 3–4 vuotta ja se valmistuu kahdessa vaiheessa: ensimmäisessä vaiheen valmistuttua laitosta voidaan käyttää maakaasulla ja toisessa vaiheessa hiilen kaasutuslaitos ja CO₂:n talteenotto ovat toiminnassa. Toisen vaiheen valmistuttua laitos erottaa 4,5 Mt:a CO₂:a vuodessa.

Projektissa Powerfuelin kumppaneina ovat Shell UK, joka toimittaa kaasutustekniikan, sekä suuri venäläinen hiilentoimittaja, Kuzbassrazrezugol. Projektille myönnettiin 180 milj:n €n EEPR-tuki vuonna 2009. Projektin kokonaisinvestointi on arviolta 1.1 miljardia euroa, joka muodostuu hiilikaivoksen avaamisesta (n. 130 M€) ja IGCC-CCS-laitoksen rakentamisesta (n. 960 M€).

Projekti on osa Yorkshire Forward-hanketta, jossa kehitetään alueen CO₂:n kuljetuksen ja varastoinnin infrastruktuuria. Projekti kuitenkin putosi pois Iso-Britannian hallituksen ”CCS-kilpailusta”, perusteena IGCC-tekniikan hyödyntäminen.

6.3 Muut suuret CCS-demonstraatioprojektit

Seuraavissa kappaleissa on lyhyesti esitelty maantieteellisesti jaoteltuna merkittäviä suunnitteilla olevia CCS-demonstraatioprojekteja (Taulukko 6.3). Esiteltäviksi on valittu projekteja, joiden toteuttamisedellytykset seuraavan viiden vuoden aikana on arvioitu hyväiksi.

6. Suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit

Taulukko 6.3. Merkittäviä suunnitteilla olevia CCS-demonstraatioprojekteja.

Projektin nimi	Päätoimija(t)	Maa	Sijainti	Erotus	Varastointi MtCO ₂ /vuosi	Kuljetus	Varastointi	Projektin numero IEA:n listalla	Projektin vaihe IEA:n listalla
Mongstad	Norjan valtio, Statoil	Norja	Hordaland	post comb.	1	putki	suolavesik., merellä	30	evaluate
Kårstø	Norjan valtio, Gassnova	Norja	Rogaland	post comb.	1	putki	suolavesik., merellä	40	evaluate
Longannet	Scottish Power	UK	Fife, Skotlanti	post comb.	2	putki	ei määritelty, merellä	65	define
Quest	Shell Canada	Kanada	Fort Saskatchewan, Alberta	pre-comb.	1.2	putki	suolavesik., sisämaa	63	define
Alberta Carbon Trunk Line	Enhance Energy	Kanada	Alberta	pre-comb./ind.	1.8	putki	EOR	67	define
HECA	Hydrogen Energy International LLC	US	Kern County, Kalifornia	pre-comb.	2	putki	EOR	53	define
Gorgon	Chevron	Australia	Barrow Island	pre-comb.	3-4	putki	suolavesik., merellä	70	execute
Masdar	Abu Dhabi Future Energy Company	UAE	Abu Dhabi	post comb.	4.3	putki	EOR	49	define
ULCOS Florange	ArcelorMittal	Ranska	Florange	post comb.	1	putki	suolavesik., sisämaa	57	define

6.3.1 Eurooppa

6.3.1.1 Mongstad

Mongstadin jalostamo Norjan länsirannikolla Bergenin pohjoispuolella on maan suurin yksittäinen hiilidioksidin päästölähde. CCS-projektiin sisältyy CO₂:n erottaminen CHP-kaasuvoimalan (280 MW sähköä, 350 MW lämpöä, tuottaen 2,5 Mt:a CO₂:a vuodessa) savukaasusta sekä muista jalostamon CO₂-lähteistä, erityisesti krakkauslaitokselta⁷. Talteenotettu ja varastoitu hiilidioksimäärä olisi noin 1 Mt:a vuodessa. Projektiin kuuluu CCS-voimalaitoksen lisäksi maakaasun kuljetusputken rakentaminen Kollnesista Mongstadiin. Alun perin CCS-laitoksen oli tarkoitus käynnistyä vuonna 2014, mutta Norjan hallitus päätti lykätä projektia neljä vuotta johtuen tekniikan valintaan liittyvistä riskeistä ja kohonneista kustannusarvioista. Investointipäätöstä odotetaan vuonna 2012 ja CCS:n aloittavan toimintansa täydessä mittakaavassa vuonna 2018. Hiilidioksidin kuljetus ja varastointi ovat hankkeessa omina osaprojekteinaan eri toimittajilla, mutta seuraavat luonnollisesti talteenottoprojektin aikataulua. Hiilidioksidi tullaan kuljetamaan putkella merenalaiseen suolavesikerrostumaan. Varastoinnille on määritetty kolme vaihtoehtoista kerrostumaa Norjan mannerjalustassa, Utsira, Sleipner ja Johansen muodostelmat. Projektin pääpartnerit ovat Norjan valtio ja Statoil.

⁷ <http://new.globalccsinstitute.com/mongstad>

6.3.1.2 Kårstø

Kårstøen jalostamo Norjan länsirannikolla Bergenin eteläpuolella on maan toiseksi suurin yksittäinen hiilidioksidin päästölähde. Hiilidioksi on suunniteltu otettavan talteen pääosin olemassa olevan 420 MW:n maakaasuvoimalan savukaasusta, mutta myös muita pienempiä kaasuvirtoja kaasuterminaalista tullaan johtamaan CO₂:n erotuslaitokselle⁸. Noin 1 MtCO₂/vuosi on suunniteltu otettavan talteen ja kuljetettavan putkella läheisiin merenalaisiin suolavesikerrostumiin Pohjanmerellä. Projektin pääpartnerit ovat Norjan valtio ja Gassnova. Johtuen Kårstøen jalostamon matalasta käyttöasteesta aivan viime aikoihin asti, CCS-projekti ei ole edennyt alkuperäisessä aikataulussaan, jonka mukaan CCS:n oli tarkoitus alkaa jo vuonna 2009. Viime aikoina jalostamo on toiminut täydellä kapasiteetillaan ja CCS-projektin prioriteetti Norjan valtion CO₂-päästöjen vähentämishjelmassa on kohonnut.

6.3.1.3 Longannet

Scottish Power suunnittelee muuntavansa Longannetin voimalaitoksen, Skotlannin Fifeassa, CCS-laitokseksi^{9,10}. Longannet on toinen projekteista, jotka ovat vielä mukana Ison-Britannian hallituksen käynnissä olevassa kilpailussa rahoituksesta suuren kokoluokan CCS-projektille. Longannet on Euroopan kolmanneksi suurin hiilivoimalaitos, sähköteholtaan yhteensä noin 2 300 MW. Hiilidioksidin talteenotto savukaasuista on suunniteltu toteutettavan kahteen 600 MW:n yksikköön, jolloin talteen saadaan noin 2 Mt:a CO₂:a vuodessa. Talteenoton tekniikan toimittaja on Aker Clean Carbon. Hiilidioksidi kuljetetaan putkella Pohjanmeren alaisiin geologisiin muodostumiin (ehtyneet kaasu- ja öljykentät, suolavesikerrostumat). Voimalaitoksen sijainti on CCS:n kannalta edullinen, sillä läheiseltä Pohjanmeren alueelta löytyy useita CO₂:n varastointiin soveltuvia muodostumia. CCS-laitoksen on suunniteltu käynnistyvän vuonna 2014.

⁸<http://new.globalccsinstitute.com/karsto-full-scale>

⁹<http://new.globalccsinstitute.com/longannet-clean-coal-power-station>

¹⁰<http://www.zeroco2.no/projects/scottish-power-cockenzie-and-longannet-post-combustion-project>

6.3.2 Pohjois-Amerikka

6.3.2.1 Quest

Shell suunnittelee CO₂:n talteenottoa ja varastointia Scotford Upgraderin kolmelta vetyä tuottavalta laitokselta^{11,12}. Scotford Upgrader jalostaa Athabasca Oil Sandsin bitumista synteettistä raakaöljyä. Vetylaitoksilla tuotetaan maakaasusta ja höyrystä vetyä jalostamolle, jolloin samalla otetaan talteen 1,2 Mt:a CO₂:a vuodessa. Erotettu hiilidioksidi kuljetetaan putkella varastoitavaksi noin 2,3 km:n syvyydessä olevaan geologiseen muodostumaan.

6.3.2.2 Alberta Carbon Trunk Line – Enhance Energy

Alberta Carbon Trunk Line on suunniteltu putkiverkostosysteemi, joka yhdistää useita hiilidioksidin lähteitä – siis potentiaalisia CO₂:n talteenottajia – Cliven alueen öljykenttiin^{13,14}. Öljykentillä hiilidioksidi hyödynnetään öljyn tuotannon tehostamiseen (EOR), lisätuotannon potentiaaliksi arvioidaan noin 1,1 miljardia öljybarrelia, samalla kun CO₂ varastoidaan pysyvästi. Putkiston pituus on noin 240 km ja sen täysi siirtokapasiteetti tulee olemaan noin 14,6 Mt:a CO₂:a vuodessa. Ensimmäisten joukossa putkistoon ovat liittymässä raskaan öljyn jalostamo, Northwest Upgrading, ja Agriummin lannoitetehtas. Näiden kahden laitoksen talteenottama vuotuinen hiilidioksidimäärä tulee olemaan noin 1,8 Mt:a. Projektin pääkehittäjänä on Enhance Energy ja EOR-varastoinnin on tarkoitus käynnistyä vuosina 2011–2012.

6.3.2.3 Hydrogen Energy California Project (HECA) IGCC

Hydrogen Energy International LLC suunnittelee 250 MWe (net) CCS-IGCC-laitoksen rakentamista Kern Countyyn, Kaliforniaan¹⁵. Laitoksen pääpolttoaineita ovat petrokoksi tai hiilen ja petrokoksin seokset Kalifornian jalostamoilta, jotka kaasutetaan tuotevedyksi ja varastoitavaksi hiilidioksidiksi. Vuotuinen CO₂:n talteenottomäärä on yli 2 Mt:a, joka kuljetetaan 6.4 km pitkää putkea pitkin varastoitavaksi ehtyvään öljylähteeseen (EOR). CCS-toiminnan on tarkoitus alkaa vuonna 2016. Hydrogen Energyn lisäksi hankkeessa ovat mukana mm. BP, Hydrogen Energy International ja Rio Tinto.

¹¹ <http://new.globalccsinstitute.com/quest-co2-capture-and-storage-project>

¹² <http://www.zeroco2.no/projects/quest-project>

¹³ <http://new.globalccsinstitute.com/enhance-energy-eor-project>

¹⁴ <http://www.zeroco2.no/projects/alberta-carbon-trunk-line>

¹⁵ <http://new.globalccsinstitute.com/hydrogen-energy-california-project-heca-igcc>

6.3.3 Muut maat

6.3.3.1 Gorgon

Rakentamisvaiheessa olevasta Gorgonin LNG-projektista tulee käynnistyessään maailman suurin CCS-projekti^{16,17}. Hiilidioksidi tullaan erottamaan maakaasun käsittelylaitoksella, jossa erotus on osana kaasun tuotannon ja LNG:n prosessointia. Erotus toteutetaan amiinipohjaisella pesuritekniikalla ja vuotuinen talteenotto on 3–4 Mt:a CO₂:a. Erotettu CO₂ kuljetetaan putkella varastoitavaksi Dupuyn suolavesikerrostumaan 2,3 km:n syvyyteen Barrow Islandin alapuolelle. Projekti on yksi harvoista toteutusvaiheeseen edenneistä suurista CCS-projekteista, ja ennen käynnistymistään se läpäisi erittäin tiukan YVA-prosessin. Projekti sisältääkin integroidun monitorointi-, hallinta- ja riskien minimointi -strategian. Projektin päätoimija on Chevron yhdessä mm. ExxonMobilin ja Shellin kanssa. Talteenoton ja varastoinnin on tarkoitus käynnistyä vuonna 2014.

6.3.3.2 Masdar

Masdar (Abu Dhabi Future Energy Company) suunnittelee CO₂:n talteenottoa post-combustion -tekniikalla useista lähteistä energiantuotannossa sekä teräs- että alumiinitehtailla¹⁸. Ensimmäisessä vaiheessa noin 0,8 MtCO₂/vuosi tultaisiin ottamaan talteen terästehtaalta, josta hiilidioksidi kuljetetaan noin 300 km:ä pitkää putkea pitkin EOR-varastointiin. Hankkeen rahoituspäätöstä odotetaan vuoden 2010 lopussa, ja varastoinnin alkaminen on suunniteltu vaiheittain vuosille 2013–2016.

6.3.3.3 ULCOS Florange

ArcelorMittal suunnittelee olemassa olevaan Florangen terästehtaaseen CO₂:n erotusta ja erotetun CO₂:n putkikuljetusta noin 100 km:n säteelle tehtaalta¹⁹. Projektia varten on perustettu ArcelorMittalin täysin omistama tytäryhtiö ArcelorMittal Geo Lorraine hoitamaan talteenottoon, kuljetukseen ja varastointiin liittyvät projektin osat. Vuotuinen talteenottomäärä tulee olemaan noin 1 Mt:a CO₂:a ja varastointipaikkana sisämaan suolavesikerrostuma. Rakentaminen on suunniteltu alkavan vuosina 2012–2013 ja varastointi voisi alkaa ideaalitapauksessa vuonna 2015.

¹⁶ <http://new.globalccsinstitute.com/gorgon-carbon-dioxide-injection-project>

¹⁷ <http://www.zeroco2.no/projects/gorgon>

¹⁸ <http://new.globalccsinstitute.com/masdar-ccs-project>

¹⁹ <http://new.globalccsinstitute.com/ulcos-florange>

7. CCS-lainsäädännön kehitys

Talteenoton suorien kustannuksien lisäksi myös epävarmuudet, jotka liittyvät lähinnä CCS:n taloudelliseen kannattavuuteen ovat toistaiseksi olleet esteitä investoinneille. Tätä raporttia kirjoitettaessa sitovaa kansainvälistä post-Kioto-ilmastositoumusta ei ollut sovittu ja EU:n päästöjen rajoitustavoitteet olivat selvillä vuoteen 2020 (ks. kohta 7.1) asti. Lisäksi esimerkkitapausten puuttuessa esimerkiksi päästökaupan tarkkailu- ja raportointivaatimusten todelliset kustannukset ovat epäselviä. Myös vastuukysymykset ja korvaukset mahdollisista vuodoista, erityisesti vuodon aiheuttaessa vakavaa vahinkoa tai sen sattuessa kaukana tulevaisuudessa, ovat hankalia. Säädösten määräykset ulottuvat moniin näistä kustannuksista, mutta tähän asti CCS-lainsäädäntö ja -lupamenettelyt ovat olleet puutteellisia. Viime vuosina on kuitenkin tapahtunut paljon lainsäädännön kehitystä.

Muutoksia on tehty Lontoon yleissopimukseen sekä OSPAR-yleissopimukseen, jotka käsittelevät mm. jätteiden laskemista valtameriin. CO₂ sekä sen mukana kulkevat epäpuhtaudet kuuluvat näiden sopimusten piiriin, joten esteitä hiilidioksidin varastoinnille merenpohjan geologisiin muodostumiin on jouduttu poistamaan hyväksymällä ns. riskinhallintakehyksiä ja muuttamalla Lontoon pöytäkirjaa ja OSPAR-sopimusta. OSPAR-sopimuksessa, joka rajoittuu Koillis-Atlantin alueeseen, kiellettiin myös hiilidioksidin varastointi vesipatsaaseen tai meren pohjaan hiilidioksidijärvenä.

Euroopan unionissa on muutettu useita direktiivejä CCS:lle paremmin sopivaksi ja hiilidioksidin geologista varastointia varten on valmisteltu kokonaan oma direktiivi (EU 2009). Direktiivin päätavoitteina on vahvistaa oikeudellinen kehys hiilidioksidin geologista varastointia varten ja lainsäädännön esteiden poistaminen CCS:ltä. CCS:n sääntely on tarkoitus hoitaa pääasiassa edellä mainituilla direktiiveillä ja niiden muutoksilla (esim. ns. IPPC-direktiivi ja YVA-direktiivi) sekä siirron osalta olemassa olevaa lainsäädäntöä (esim. maakaasuputket) soveltaen. Päästökaupan osalta CCS:n kannalta olennaisimpia ovat uusittu tarkkailu- ja raportointiohje sekä direktiivi 2003/87/EC (ns. päästökauppadirektiivi).

7.1 EU:n energia- ja ilmastopaketti

Euroopan parlamentti hyväksyi joulukuussa 2008 laajan energia- ja ilmastopaketin. Strategian tavoitteet ovat vuoteen 2020 mennessä aikaansaada seuraavat muutokset (EC 2009a):

- kasvihuonekaasupäästöjen vähentäminen 20 %:lla (30 %:lla, mikäli kansainvälinen ilmastopöytäkirja saadaan aikaan)
- energiakulutuksen väheneminen 20 %:lla lisäämällä energiatehokkuutta
- uusiutuvien energialähteiden käytön nosto 20 %:iin energiankulutuksesta.

Lisäksi liikenteen biopolttonesteitä pitäisi lisätä 10 %:iin polttoaineista vuoteen 2020 mennessä. Paketti sisältää oikeudelliset, sitovat velvoitteet jäsenmaittain. Esitetyistä velvoitteista ovat sitovia energian käytön tehostamistavoitetta lukuun ottamatta. EU:n mukaan kaikki keinot, mukaan lukien CCS, on otettava käyttöön taistelussa ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi. Pakettiin kuuluu siksi myös uudistuksia liittyen päästökauppadirektiiviin (EC 2009c) ja direktiivi hiilidioksidin geologisesta varastoinnista (EC 2009b).

Osana paketista Euroopan parlamentti päätti joulukuussa 2008 allokoida 300 miljoonaa päästöoikeutta enintään 12:n CCS-demonstraatiolaitoksen tai suuren uusiutuvan demolaitoksen rakentamisen tueksi. Laskemalla päästöoikeuksien nykyhinnalla (n. 15 euroa per tonni CO₂) kokonaistuki voisi olla noin 4,5 miljardin euron arvoinen. Kaksi kolmasosaa rahoituksesta vapautetaan ensimmäisellä hakukierroksella ja edellytys rahoituksen saamiseen on, että demonstraatiolaitos olisi toiminnassa vuoden 2015 loppuun mennessä. Tämän lisäksi Euroopan komissio päätti vuoden 2009 lopussa jakaa yhteensä miljardi euroa jaettuna kuudelle CCS-projektille (ks. kohta 6.2).

7.2 EU:n päästökauppa

EU:n päästökauppa (EU ETS, European Union Emission Trading Scheme) käynnistyi tammikuussa 2005. Voimassa oleva päästökauppadirektiivi edellyttää, että jokainen jäsenvaltio EU:ssa jakaa ilmaiseksi kasvihuonekaasujen päästöoikeuksia päästökaupan piiriin kuuluvalla teollisuudelle. EU hyväksyy tämän ns. kansallisen jakosuunnitelman (NAP), jonka edellytyksenä on Kioton päästö-vähennystavoitteiden saavuttaminen vuonna 2012. Jos toimija tarvitsee enemmän päästöoikeuksia, kuin se on alkujaossa saanut toteutuneiden päästöjen kattamiseen, joutuu toimija ostamaan päästöoikeuksia. Vastaavasti toimija voi myydä käyttämättömät päästöoikeutensa. EU:n päästökauppa kattaa nykyään noin 45 % EU:n hiilidioksidipäästöistä ja on maailman suurin päästökauppajärjestelmä.

7. CCS-lainsäädännön kehitys

EU:n päivitetyn päästökaupan tarkkailu- ja raportointiohjeen mukaan toiminnanharjoittajan on mahdollista vähentää laitoksen lasketusta päästömäärästä kaikki se fossiilista polttoaineista peräisin oleva hiilidioksidimäärä, joka ei poistu laitoksesta päästönä, vaan joka siirretään laitoksesta puhtaana aineena tai sidotaan tuotteisiin taikka käytetään syöttöaineena (EC 2007). Ohjeessa annetaan myös muutama esimerkki mahdollisista CO₂-käyttökohteista, mutta tarkkailuohjeessa ei käsitellä hiilidioksidin talteenottoon ja varastointiin liittyviä toimintoja, vaan niistä säädettiin päästökauppadirektiivin muutoksessa (EC 2009c)

Direktiivin mukaan EU:n päästökauppa uudistuu vuonna 2013, jolloin alkaa päästökaupan kolmas kausi (EC 2009c). Markkinoilla olevia päästöoikeuksia on tarkoitus supistaa vuosi vuodelta, jotta päästökauppajärjestelmän kattamia päästöjä voidaan vähentää 21 % vuoteen 2020 mennessä vuoden 2005 päästömäärästä. Vuodesta 2013 lähtien jäsenvaltiot eivät enää esitä kansallista päästöoikeuksien jakosuunnitelmaa, vaan on olemassa ainoastaan yksi, EU:n yhteinen alkujako sekä mahdollisesti päästöoikeuksien huutokauppa. Direktiiviin on lisätty kohtia mm. CCS:ään liittyen esimerkiksi selkeyttämään CCS:n kuulumisen päästökaupan piiriin vuodesta 2013 alkaen. Direktiivissä todetaan selvästi, että varastoitujen päästöjen päästöoikeuksia ei tarvitsisi palauttaa eli toisin sanoen päästökaupassa niitä kohdellaan kuin niitä ei olisi päästetty. CCS mainitaan myös yhtenä monista ilmastomuutosta hillitsevistä kohteista, joihin päästöoikeuksien huutokaupasta saatavia tuottoja voitaisiin käyttää (EC 2009c). Direktiivissä varataan myös 300 miljoonaa päästöoikeuksia uusien osallistujien varauksesta myönnettävistä päästöoikeuksista tukemaan enintään 12 kaupallisen joko CCS- tai uusiutuvan energian demonstrointihankkeen rakentamista ja käyttöönottoa.

Biomassaa polttavien CCS-laitoksien ei olisi vielä uudistetun raportointiohjeen myötä välttämättä mahdollista hyötyä päästökaupassa laskennallisesti negatiivisista CO₂-päästöistä, koska toiminnanharjoittaja voi vähentää ainoastaan sen osan siirretyn hiilidioksidin massasta, joka on peräisin fossiilista polttoaineista. Ilmastomuutoksen hillinnan kannalta olisi kuitenkin suotuisaa, mikäli CCS:n soveltamista myös biopolttoaineisiin kannustettaisiin.

7.3 Direktiivi hiilidioksidin geologisesta varastoinnista

EU:ssa julkaistiin hiljattain direktiivi hiilidioksidin geologista varastointia varten (EC 2009b). Direktiivin kansallinen toimeenpano eri EU-maissa on meneillään. Direktiivin tavoitteena on varmistaa ympäristön kannalta turvallinen varastointi ja hiilidioksidin pysyvä eristäminen ilmakehästä. Direktiivin ehkä olennaisin viesti on, että varastoitua hiilidioksidia kohdellaan siten, ettei siitä ole muodostunut päästöjä. Hiilidioksidin on kuitenkin oltava pysyvästi varastoituneena, ja mahdollisesti vuotaneen hiilidioksidin osalta päästöoikeudet on palautettava eli hiilidioksidin. Direktiivi pyrkii takaamaan turvallisen varastoinnin ja riittävän valvonnan. Direktiivissä on esitetty useita vaatimuksia

toiminnanharjoittajille ja yksi direktiivin tavoitteista onkin lisätä jäsenmaiden kansalaisten luottamusta CCS:ää kohtaan. Direktiivin valmistelussa on hyödynnetty vuosien työtä mm. tietokantoja päästölähteistä sekä potentiaalisista varastointipaikoista ja niiden kapasiteeteista, joista on kertynyt verrattain laaja tietopohja CCS:n mahdollisuuksista Euroopassa. Direktiiviä ei sovelleta tutkimushankkeisiin, mutta sitä tulisi soveltaa demonstroitihankkeisiin, joissa hiilidioksidia aiotaan varastoida yhteensä vähintään 100 000 tonnia (EC 2009b).

Varastointi on sallittu ainoastaan jäsenvaltioiden alueilla, niiden talousvyöhykkeillä ja niiden mannerjalustoilla, siten kuin ne on määritelty Yhdistyneiden Kansakuntien merioikeusyleissopimuksessa (UNCLOS). Varastointi näiden alueiden ulkopuolelle ulottuviin geologisiin muodostumiin ei ole sallittua. Direktiivi ei velvoita hiilidioksidin talteenottoon tai varastointiin ja jäsenmailla on oikeus kieltää varastointi alueillaan. Direktiivissä kielletään hiilidioksidin varastointi vesipatsaaseen.

Ennen varastoinnin aloittamista kansallisilla viranomaisilla on valta päättää varastointialueen tutkimisen tarpeesta ja tutkimiseen myönnettävistä luvista. Direktiivin mukaan kansallisilla viranomaisilla on lopullinen päätösvalta sopivista varastointialueista ja varastointiluvista, mutta komissio mm. tarkastaa varastointiluvat ja kommentoi niitä. Lähtökohtana varastoinnissa on varstoidun hiilidioksidin pysyminen täysin ja pysyvästi eristettynä varastointipaikassa sekä merkittävien terveys- ja ympäristöhaittojen välttäminen. Varastointiluvat ovat viranomaisten tärkein keino hallita varastoinnin toteutusta ja turvallisuutta. Lupia voidaan myös muuttaa ja perua tarvittaessa. Jos lupa perutaan, toimivaltaisen viranomaisen olisi joko myönnettävä uusi lupa tai suljettava varastointipaikka.

Erotetun hiilidioksidin tulisi olla niin puhdasta, ettei epäpuhtauksista aiheudu merkittävää riskiä siirto- ja varastointiverkon turvallisuudelle. Direktiivissä todetaan, että hiilidioksidivirran koostumus olisi analysoitava ennen injektointia ja varastointia ja sekä raportoitava komissiolle. Ehdotuksen mukaan jäsenvaltioiden olisi varmistettava, että toiminnanharjoittaja seuraa toiminnan aikana käyttäytykö injektoitu hiilidioksidi odotetulla tavalla, tapahtuuko kulkeutumista tai vuotamista, tai vahingoittaako mahdollinen havaittu vuoto ympäristöä tai ihmisten terveyttä. Toiminnanharjoittajan olisi seurattava toiminnan aikana varastointikompleksia ja injektointilaitteistoja noudattaen seuranta-suunnitelmaa, joka on laadittu erityisten seurantavaatimusten perusteella. Suunnitelma olisi esitettävä toimivaltaisen viranomaisen hyväksyttäväksi. Toiminnanharjoittajan olisi myös raportoitava mm. seurannan tuloksista toimivaltaiselle viranomaiselle vähintään kerran vuodessa. Jäsenvaltioiden olisi lisäksi perustettava tarkastusjärjestelmä varmistamaan, että varastointipaikkaa käytetään vaatimusten mukaisesti. Tavoitteena on, että siirtoverkostoon ja varastointiin olisi kaikilla mahdollisilla toimijoilla oikeudenmukainen ja avoin pääsy.

Direktiivissä jätetään muualla säänneltäväksi mahdollisista vuodoista aiheutuneiden vahinkojen korvaaminen. Direktiivissä kuitenkin sanotaan, että vuotojen tapauksessa

7. CCS-lainsäädännön kehitys

päästöoikeuksia tulisi palauttaa vastaava määrä. Tämä on kuitenkin korvaus ainoastaan ilmastonmuutoksen hillinnälle aiheutetusta vahingosta. Merkittävien häiriöiden tai vuotojen ilmetessä toiminnanharjoittajan olisi toteutettava korjaavia toimenpiteitä niitä koskevan suunnitelman mukaisesti, muuten vuotojen estäminen on viranomaisen vastuulla ja kustannukset peritään toiminnanharjoittajalta.

Varastointipaikan sulkemisen jälkeen toiminnanharjoittajan olisi edelleen vastattava ylläpidosta, seurannasta ja valvonnasta, raportoinnista ja korjaavista toimenpiteistä noudattaen sulkemisen jälkeistä vaihetta koskevaa, viranomaisen hyväksymää suunnitelmaa. Seuranta-ajaksi suositellaan vähintään 20 vuotta. Erilaisiin ongelmatilanteisiin, esimerkiksi vuotoihin ja sulkemiseen liittyviin toimiin varautumiseksi toiminnanharjoittajan tulee hankkia ennen lupahakemusta riittävä rahavakuus tai osoittaa jokin muu vastaava järjestely.

Jos kaikki saatavilla oleva näyttö viittaa siihen, että varastoitu hiilidioksidi pysyy täysin eristettynä ja toiminnanharjoittaja osoittaa asian oikeanlaisella raportilla, vastuu varastopaikasta ja oikeudellisista velvollisuuksista voidaan siirtää viranomaisille. Toiminnanharjoittajan olisi kuitenkin ennen vastuun siirtämistä annettava viranomaiselle rahoitusosuus, joka kattaisi vähintään ennakoidut seurantakustannukset 30 vuoden ajaksi. Vastuun siirtämisen jälkeen seuranta vähennetään tasolle, jolla vuodot ja merkittävät häiriöt voidaan edelleen havaita. Seuranta olisi kuitenkin uudelleen tehostettava, jos vuotoja tai muita merkittäviä häiriöitä ilmenee.

Viranomaisten tulisi laatia ja ylläpitää rekisteriä myönnettyistä varastointiluvuista sekä suljetuista varastointipaikoista ja niitä ympäröivistä varastointikomplekseista. Kansallisesti ja kansainvälisesti tulisi myös valmistautua riitojen ratkaisuun esimerkiksi aluerajoja ylittävissä siirto- ja varastointikysymyksissä.

Direktiivissä on annettu vaatimukset varastointikohteiden ominaisuuksien luonnehtimis- ja arviointiperusteiksi. Perusteet sisältävät yksityiskohtaisia luetteloita niistä luonnontieteellisistä ja muista tiedoista, joita tarvitaan kohteelliseen arviointiin, kolmiulotteisen staattisen geologisen mallin laatimiseen sekä varastoinnin dynaamisen käyttäytymisen luonnehtimiseen, herkkyyden luonnehtimiseen ja riskianalyysin. Suurin osa näistä tiedoista voidaan kerätä arvioitaessa kohteen soveltuvuutta hiilidioksidin lopulliseen varastointiin.

Direktiivi sisältää myös muutoksen direktiiviin 2001/80/EY (direktiivi tiettyjen suurista polttolaitoksista ilman joutuvien epäpuhtauspäästöjen rajoittamisesta). Muutoksen mukaan jäsenvaltioiden on varmistettava, että uusille vähintään 300 MWe polttolaitoksille on arvioitu seuraavien ehtojen täytyminen:

- sopivia varastointipaikkoja on käytettävissä
- siirtolaitteistot ovat teknisesti ja taloudellisesti toteutettavissa
- hiilidioksidin talteenoton jälkiasentaminen on teknisesti ja taloudellisesti toteutettavissa.

Toimivaltaisen viranomaisen on myös varmistettava, että laitosalueella varataan sopiva tila hiilidioksidin talteenotto- ja paineistuslaitteistoille.

7.4 CCS:n sisällyttäminen Kioton CDM-järjestelmän piiriin

Kioton pöytäkirja antaa päästövähennyksiin sitoutuneille teollisuusmaille mahdollisuuden täyttää osan velvoitteistaan ostamalla päästöyksiköitä muissa maissa toteutettavista kasvihuonekaasuja vähentävistä hankkeista. Puhtaan kehityksen mekanismi (CDM, Clean Development Mechanism) koskee kehitysmaissa toteutettavia päästövähennys-hankkeita ja yhteistoteutusmekanismi (JI, Joint Implementation) vastaavia teollisuusmaissa toteutettavia hankkeita. Nämä, ns. joustomekanismit parantavat hankkeiden kannattavuutta kohdemaassa ja mahdollistavat siten niiden toteutumisen. Mekanismeja voi käyttää vain silloin, kun voidaan osoittaa, että kyseistä hanketta ei olisi muutoin toteutettu.

Cancunin ilmastokokouksessa (COP16/CMP6) päästiin askeleen lähemmäksi saada CCS sisällettyä Kioton pöytäkirjan CDM-järjestelmään. Ilmastokokouksessa hyväksyttiin CCS:n sisällyttämisestä CDM-järjestelmään, mutta sisällyttämisen yksityiskohdista ei vielä päätetty (Climatico, 2010).

CCS:n sisällyttämisestä CDM-järjestelmän piiriin on yritetty sopia vuodesta 2005 lähtien. Suurimmat kysymykset koskevat varastoidun hiilidioksidin pysyvyyttä sekä CCS-projektien suurta kokoluokkaa. Vielä on epävarmuuksia liittyen menetelmiin ja säännöksiin hiilidioksidin pysyvyyden takaamiseksi varastoissa, hankkeiden rajojen vetämiseen, sekä toimintakuvioihin mahdollisen hiilidioksidivuodon esiintyessä. Neuvotteluisissa on myös esitetty huoli siitä, että CCS-projektit syrjäyttäisivät muita CDM-hankkeita CCS-projektien suuren kokoluokan takia. Toinen ongelma CCS:n kaltaisessa uudessa teknologiassa CDM-hankkeena on se, että se voi toisaalta vaikuttaa rikkaiden maiden keinolta käyttää kehittyviä maita koelueena.

7.5 Lainsäädännön kehitys muualla

Vaikka EU tällä hetkellä on edelläkävijänä CCS-lainsäädännössä, myös kansallisella tasolla tapahtuu muualla maailmassa. Varsinkin Australiassa ja Isossa-Britanniassa kansalliset CCS-lainsäädännöt ovat kehittyneet nopeasti. Nykyään sallitaan molemmissa maissa hiilidioksidin varastointi merenpohjan alla oleviin geologisiin muodostumiin ja valtio omistaa oikeudet niihin. Vaikka ohjeet ja säädökset ovat vielä työn alla, kymmenen aluetta on avattu Australiassa kenttätutkimusta varten. Australia kehittää myös omaa kansallista päästökauppajärjestelmää, jonka toivotaan olevan valmis käyttöön ottoon vuoteen 2010 mennessä. Yhdysvalloissa on kehitteillä oma liittovaltiotasoinen

7. CCS-lainsäädännön kehitys

säännöstö hiilidioksidin varastointiin. Säännöstössä ei oteta kantaa pitkäaikaiseen vastuuseen, koska osavaltion oma tilanne vaikuttaa siihen. Kanadassa happamien kaasujen injektointi ja hiilidioksidi-EOR on jo sallittu muutamassa osavaltiossa, kuten Albertassa, mutta liittovaltiotasoinen säännöstö on myös siellä kehitteillä. IEA julkaisi äsken ohjeraportin säännöstökehityksen laatimista varten CCS:lle (IEA 2010).

8. Yhteenveto

Useissa yhteyksissä, mm. IPCC:n vuoden 2007 raportissa, nähdään CCS eräänlaisena välivaiheen ratkaisuna, joka on laajassa käytössä ehkäpä puoli vuosisataa. Tämä johtuu pääosin siitä, että CCS:n hyötysuhde on nykyteknologialla melko heikko ja energiavaroja tuhlaava, mutta myös siitä, että kestävyysden takia ihmiskunnan on siirryttävä uusiutuviin energiamuotoihin pohjautuvaan energiatalouteen.

CCS:n eri teknologiaosa-alueista, eli hiilidioksidin talteenotosta, kuljetuksesta ja varastoinnista, löytyy useita demonstraatioprojekteja maailmassa, mutta vielä ei ole toteutettu yhtäkään projektia, jossa koko ketjua talteenotosta varastointiin sovellettaisiin täydessä teollisuusmittakaavassa. IEA:n (2008) CCS-raportin mukaan tarvitaan siksi 20–30 täysmittaista demonstraatioprojektia energiasektorilla vuoteen 2030 mennessä, jotta CCS saataisiin kaupalliseksi teknologiaksi. Myös CCS-jälkiasennusten toimivuutta on demonstroitava, johon tarvittaisiin ainakin kuusi CCS-projektia olemassa oleviin hiilivoimalaitoksiin vuoteen 2020 mennessä. Energiasektorin lisäksi tarvittaisiin 10–20 CCS-demonstraatiolaitosta muussa teollisuudessa vuoteen 2025 mennessä. IEA:n mukaan tarvitaan kansallista koordinaatiota hiilidioksidin kuljetusverkoston luomiseksi. Lisäksi hiilidioksidin varastoinnin toimivuutta on demonstroitava monissa eri geologisissa rakenteissa. CCS-teknologian implementointia varten tarvitaan kuitenkin taloudellisia kannustimia ja sitä tukevaa lainsäädäntöä.

Myös pitkän tähtäimen kansallisia ja kansainvälisiä poliittisia linjauksia tarvitaan CCS-investointeihin liittyvien riskien pienentämiseksi. Tässä asiassa on viime vuosina tapahtunut paljon. CCS hyväksyttiin hiilidioksidipäästöjen vähennysmenetelmänä Kioto-protokollaan marraskuussa 2007 COP12/MOP2-kokouksessa Nairobissa. Lontoon sopimukseen ja Koillis-Atlantin merellisen ympäristön suojelua koskevaan yleissopimukseen (OSPAR) hyväksyttiin myös äskettäin hiilidioksidin varastointi merenpohjan alla oleviin geologisiin muodostumiin. Cancunin COP16/CMP6-kokouksessa tehtiin joulukuussa 2010 periaatepäätös CCS:n hyväksyttämistä CDM-mekanismiin piiriin, mutta yksityiskohdista ei vielä sovittu. Euroopan komissio on myös työstänyt CCS-direktiivin, jonka toimeenpano saattaa toteutuessaan tehdä CCS-valmiuden pakolliseksi uusille voimalaitoksille.

8. Yhteenveto

CCS:n todellinen hyöty ilmastonmuutoksen hillinnässä tulee riippumaan siitä, miten laajasti CCS-tekniikat tullaan ottamaan käyttöön maailmanlaajuisesti kehitysmaat mukaan lukien. Vielä ei tiedetä myöskään, minkälaisen julkisen vastaanoton CCS tulee saamaan ja kuinka paljon tämä mahdollisesti vaikeuttaa ja hidastaa CCS:n laajamittaista soveltamista.

Lähdeluettelo

- Aatos, S., Sorjonen-Ward, P., Kontinen, A. & Kuivasaari, T. 2006. Serpentiinin ja serpentiinitin hyötykäyttönäkymiä (Outlooks for utilisation of serpentine and serpentinite). Geological Survey of Finland (GSF), Report No. M10.1/2006/3, Kuopio, Finland.
- Abu-Zahra, M. 2009. Carbon dioxide capture from flue gas. Doctoral Dissertation.
- Aspelund, A., Molnvik, M. J. & De Koeijer, G. 2006. Ship Transport of CO₂ – Technical Solutions and Analysis of Costs, Energy Utilization, Exergy Efficiency and CO₂ Emissions. Chemical Engineering Research and Design 84(A9), 847–855.
- Aspelund, A. & Jordal, K. 2007. Gas conditioning – The interface between CO₂ capture and transport. Int. J. Greenhouse Gas Control. doi:10.1016/S1750-5836(07)00040-0
- Bachu, S. & Watson, T. L. 2009. Review of failures for wells used for CO₂ and acid gas injection in Alberta, Canada. Energy Procedia 1, 3531–3537.
- Berstad, D., Arasto, A., Jordal, K. & Haugen, G. 2010. Parametric study and benchmarking of NGCC, coal and biomass power cycles integrated with MEA-based post-combustion CO₂ capture. Energy Procedia, Proceedings of the International Conference on Greenhouse Gas Technologies (GHGT-10), 19–23 September 2010, Amsterdam, The Netherlands.
- Brandvoll, Ø. 2005. Chemical looping combustion – Fuel conversion with inherent CO₂ capture. Doctoral thesis. Norwegian University of Science and Technology. Faculty of Engineering Science and Technology. Department of Energy and Process Engineering. Trondheim, January 2005.
- Calera 2010. Case studies. http://calera.com/index.php/case_studies/ (Viitattu 14.12.2010)
- Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S. & Zweigel, P. (Eds.) 2007. Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers – Observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects. 273 s. <http://www.co2store.org> [Accessed 11.12.2008]
- Chakma, A. 1997. Acid gas re-injection – A practical way to eliminate CO₂ emissions from gas processing plants. Energy Convers. Mgmt Vol. 38, Suppl., S205-S209.
- Cherepovitsyn, A. & Ilinsky, A. 2006. CO₂ Storage Potential in the North-West Federal District of Russian Federation. Presented at the 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-8), 19–22 June 2006, Trondheim, Norway.
- Climatico 2010. Towards Consensus: Integrating Carbon Capture and Storage into the CDM at Cancun. Posted on December 2013 by Natalie Antonowicz. <http://www.climaticoanalysis.org/post/towards-consensus-integrating-carbon-capture-and-storage-into-the-cdm-at-cancun/> (viitattu 16.12.2010)

- Davison, J. 2007. Performance and costs of power plants with capture and storage of CO₂. *Energy* 32, 1163–1176.
- DOE (U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy) 2007. Carbon Sequestration Atlas of United States and Canada. 86 s.
- DNV 2009. DNV Exchange Vessel Info. Det Norske Veritas AS.
<https://exchange.dnv.com/exchange/Main.aspx> (viitattu 7.12.2009).
- EC 2007. Komission päätös, tehty 18. päivänä heinäkuuta 2007, Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2003/87/EY mukaisten ohjeiden vahvistamisesta kasvihuonekaasupäästöjen tarkkailua ja raportointia varten (tiedoksiannettu numerolla K(2007) 3416), 2007/589/EY. <http://eur-lex.europa.eu>
- EC 2009a. European Commission Climate Action. <http://ec.europa.eu/climateaction/> (viitattu 7.12.2009).
- EC 2009b. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/31/EY hiilidioksidin geologisesta varastoinnista ja neuvoston direktiivien 85/337/ETY sekä Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivien 2000/60/EY, 2001/80/EY, 2004/35/EY, 2006/12/EY ja 2008/1/EY ja asetuksen (EY) N:o 1013/2006 muuttamisesta. Euroopan unionin virallinen lehti, L140/114, 5.6.2009. <http://eur-lex.europa.eu>.
- EC 2009c. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/29/EY, annettu 23. päivänä huhtikuuta 2009, direktiivin 2003/87/EY muuttamisesta kasvihuonekaasujen päästöoikeuksien kauppaa koskevan yhteisön järjestelmän parantamiseksi ja laajentamiseksi. Euroopan unionin virallinen lehti, L140/63, 5.6.2009. <http://eur-lex.europa.eu>.
- Ekström, C., Andersson, A., Kling, Å., Bernstone, C., Carlsson, A., Liljemark, S., Wall, C., Ersted, T., Lindroth, M., Tengborg, P. & Elström, M. 2004. CO₂-lagring i Sverige. Elforsk Rapport 04:27. 129 s.
- Element Energy 2010. One North Sea. A study into North Sea cross-border CO₂ transport and storage. Executive Summary. The Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and The UK Foreign and Commonwealth Office. On behalf of: The North Sea Basin Task Force. 26 s.
- Eloneva, S. 2010. Reduction of CO₂ emissions by mineral carbonation: steelmaking slags as raw material with a pure calcium carbonate end product. Doctoral dissertation. TKK Dissertations 253. Espoo, 2010.
- EU 2008. Direktiiviehdotus: Bryssel 23.1.2008 KOM(2008) 18 lopullinen, 2008/0015 (COD). Saatavilla osoitteessa: http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexplus!prod!DocNumber&type_doc=COMfinal&an_doc=2008&nu_doc=18&lg=fi.
- Grabner, von Morstein, Rappold, Gunster, Beysel, Meyer, Constructability study on a German reference IGCC power plant with and without CO₂-capture for hard coal and lignite,

Energy Conversion and Management, Volume 51, Issue 11, November 2010, Pages 2179-2187, ISSN 0196-8904, DOI: 10.1016/j.enconman.2010.03.011.

- GTW 2010. Gas Turbine World March – April 2010, Pequot Publishing, Inc., Southport, USA. S. 22–25.
- IEA GHG 2004. Ship Transport of CO₂. IEA Greenhouse Gas Programme, Report Number PH4/30. 115 s.
- IEA GHG 2005. Oxy combustion processes for CO₂ capture from power plants. IEA Greenhouse Gas Programme, Report Number 2005/9. 212 s.
- IEA 2005. IEA GHG 2005 Building the cost curves for CO₂ storage: European sector, IEA Greenhouse Gas Programme, Report Number 2005/2.
- IEA 2008a. CO₂ capture and storage – A key carbon abatement option. International Energy Agency, OECD/IEA 2008. 261 s.
- IEA 2008b. Energy Technology Perspectives: Scenarios and strategies to 2050. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris.
- IEA 2009. World Energy Outlook 2009. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, ISBN 978-92-64-06130-9. 691 s.
- IEA 2010. Carbon Capture and Storage – Model Regulatory Framework. International Energy Agency. OECD/IEA.
- IEA CCS 2009. IEA CCS roadmap targets.
[http://www.iea.org/papers/2009/CCS_roadmap_targets_\(viewing\).pdf](http://www.iea.org/papers/2009/CCS_roadmap_targets_(viewing).pdf)
- IPCC 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. C., Loos, M. & Meyer, L. A. (Eds.). Cambridge University Press, Cambridge. 422 s.
- Kreutz, T. G., Larson, E. D., Liu, G. & Williams, R. H. 2008. Fischer-Tropsch Fuels from Coal and Biomass, Princeton Environmental Institute, Princeton University, Princeton, NJ, 21 August 2008, 7 October 2008 revision.
- Li, H., Yan, J., Yan, J., Anheden, M. et al. 2009. Impurity impacts on the purification process in oxy-fuel combustion based CO₂ capture and storage system. Applied Energy 86, 202–213. doi:10.1016/S0262-1762(06)71077-X
- McCoy, S. T. & Rubin, E. S. 2008. An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage. International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 2, Iss. 2, 219–229.
- McKinsey & Company 2008. Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics. Available from:

http://www.mckinsey.com/client-service/ccsi/pdf/CCS_Assessing_the_Economics.pdf
[Accessed 9 October 2008].

- Mikhael, K. & Buschkuehle, B. E. 2006. Acid-gas injection at West Stoddart, British Columbia: An analogue for the detailed hydrogeological characterization of a CO₂ sequestration site. *Journal of Geochemical Exploration* 89, 280–283.
- NETL 2007. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. DOE/NETL-2007/1281. <http://www.netl.doe.gov/energyanalyses/pubs/Bituminous%20Baseline_Final%20Report.pdf>. Luettu 30.04.2009.
- Omae, I. 2006. Aspects of carbon dioxide utilization. *Catalysis Today* 115, 33–52.
- Pipitone, G. & Bolland, O. 2009. Power generation with CO₂ capture: Technology for CO₂ purification. *Int. J. Greenhouse Gas Control*. doi:10.1016/j.ijggc.2009.03.001
- Rubin, E. S., Chen, C. & Rao, A. B. 2007. "Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage". *Energy Policy* 35, 4444–4454.
- Rydén, M., Lyngfelt, A. & Mattison, T. 2008. Chemical-Looping Combustion and Chemical-Looping Reforming in a Circulating Fluidized-Bed Reactor Using Ni-Based Oxygen Carriers. *Energy & Fuels*, Vol. 22, pp. 2585-2597. American Chemical Society 2008.
- Skaugen, I. M. 2007. Business Review.
<http://www.skaugen.com/annual%20report/2007/pdf/Business%20Review%202007.pdf>
(viitattu 7.12.2009)
- Smith, S. A., Sorensen, J. A., Steadman, E. N. & Harju, J. A. 2009: Acid gas injection and monitoring at the Zama oil field in Alberta, Canada: a case study in demonstration-scale carbon dioxide sequestration. *Energy Procedia* 1, 1981–1988.
- Song, C. 2006. Global challenges and strategies for control, conversion and utilization of CO₂ for sustainable development involving energy, catalysis, adsorption and chemical processing. *Catalysis Today* 115, 2–32.
- Spilling, K. 2009: New types of bioenergy – algae in energy production. Microalgae as raw-material for bioguels. In: Bioethics of bioenergy, November 17, 2009, Helsinki Finland. TUTKAS – The Association of Parliament Members and Scientists.
- Teir, S., Tsupari, E., Koljonen, T., Pikkarainen, T., Kujanpää, L., Arasto, A., Tourunen, A., Kärki, J., Nieminen, M. & Aatos, S. 2009. Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CCS). Espoo: VTT Tiedotteita 2503. 61 s. ISBN 978-951-38-7324-0
- Teir, S., Arasto, S., Tsupari, E., Koljonen, T., Kärki, J., Kujanpää, L., Lehtilä, A., Nieminen, M. & Aatos, S. 2011. Hiilidioksidin talteenoton ja varastoinnin (CCS:n) soveltaminen Suomen olosuhteissa. Espoo: VTT Tiedotteita 2576. 78 s. + liitt. 3 s. Tulossa.

- Torróntegui, M. D. 2010. Assessing the Mineral Carbonation Science and Technology. Master Thesis. Institute of Process Engineering, ETH Swiss Federal Institute of Technology Zürich. 51 p.
- Vangkilde-Pedersen T., Kirk K., Smith N., Maurand N., Wojcicki A., Neele F., Hendriks C., Le Nindre Y.-M., Anthonsen K. L., 2009. EU Geocapacity – Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide. D42 GeoCapacity Final Report. <http://www.geology.cz/geocapacity/publications> (viitattu 24.9.2009).
- de Visser E., Hendriks C., Barrio M., Mølnvik M. J., de Koeijer G., Liljemark S., Le Gallo Y., 2008. Dynamis CO₂ quality recommendations. International Journal of Greenhouse Gas Control 2(4), 478–484.
- White, V., Torrente-Murciano, L., Sturgeon, D. & Chadwick, D. 2008. GHGT-9, Purification of Oxyfuel-Derived CO₂. Energy Procedia 2008.
- Zevenhoven, R., Björklöf, T., Fagerlund, J., Romão, I., Highfield, J. & Jie, B. 2010. Assessment & improvement of a stepwise magnesium silicate carbonation route via MgSO₄ and Mg(OH)₂. Proceedings of the Third International Conference on Accelerated Carbonation for Environmental and Materials Engineering ACEME10, Turku, 29.11.–1.12.2010. S. 41–50. ISBN 978-952-12-2505-5

Muuta kirjallisuutta

- Abu-Zahra, M. R. M., Niederer, J. P. M., Feron, P. H. M. &, Versteeg, G. F., 2007. CO₂ capture from power plants – Part II. A parametric study of the economical performance based on mono-ethanolamine. *International journal of greenhouse gas control* 1(2007), 135 – 142.
- Al-Juaied, M. & Whitmore, A. 2009. *Realistic Costs of Carbon Capture*. Harvard Kennedy School, Harvard University.
- Bachu, S. 2003., Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change, *Environmental Geology* 44, (2003) 277–289.
- CSA Group 2008. Assessment of the all island potential for geological storage of carbon dioxide in Ireland. CSA Group, Ireland, in association with Byrne O Cleririgh, Ireland; British Geological Survey, UK and CO₂CRC, Australia. Report number RPT08-1260., 144 spp. <http://www.co2crc.com.au/publications/> [Accessed 9.12.2008]
- CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum) 2007. Estimation of CO₂ storage capacity in geological media, June 2007. 43 s. <http://www.cslforum.org/documents/PhaseIIreportStorageCapacityMeasurementTaskForce.pdf>
- Doukelis, A., Vorrias, I., Grammelis, P., Kakaras, E., Whitehouse, M. &, Riley, G.. 2009. Partial O₂-fired coal power plant with post-combustion CO₂ capture: A retrofitting option for CO₂ capture ready plants. *Fuel* 88, (2009) 2428–2436.
- EC 2010. Kommission päätös, annettu 3. päivänä marraskuuta 2010, sellaisten kaupallisten demonstrointihankkeiden, joiden tavoitteena on ympäristön kannalta turvallinen hiilidioksidin talteenotto ja geologinen varastointi, ja innovatiivisia uusiutuviin energialähteisiin liittyviä teknologioita käsittelevien demonstrointihankkeiden rahoittamista koskevista perusteista ja toimenpiteistä Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivillä 2003/87/EY perustetun yhteisön kasvihuonekaasujen päästöoikeuksien kaupan järjestelmän yhteydessä. Euroopan unionin virallinen lehti, L290/39, 6.11.2010. <http://eur-lex.europa.eu>
- Holt, N. &, Booras, G., 2007. Updated Cost and Performance Estimates for Clean Coal Technologies including CO₂ Capture- -2006 EPRI Report 1013355.
- IEA GHG 2004. Impact of impurities on CO₂ capture, transport and storage. IEA Greenhouse Gas Programme, Report Number PH/32. 86 s.
- IEA GHG 2008. *Geologic Storage of Carbon Dioxide – staying safely underground*. Booklet, International Energy Agency, 2008.
- IEA/CSLF Report to the Muskoka 2010 G8 Summit. Carbon Capture and Storage: Progress and Next Steps. Prepared with the co-operation of the Global CCS Institute. April, 2010.

- Koljonen, T., Siikavirta, H., Zevenhoven, R. & Savolainen, I. 2004., CO₂ capture, storage and re-use potential in Finland, *Energy* 29, (2004) 1521–1527.
- MIT 2005. The Future of Coal – Options for a Carbon Constrained World. Massachusetts Institute of Technology, van der Meer, B., 1996., Computer modelling of underground CO₂ storage. *Energy Conversion and Management* 33, (1996) 611–618.
- NETL 2007. Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants. DOE/NETL-401/110907.
- Romeo, L. M., Bolea, I. & Escosa, J. M., 2008. Integration of power plant and amine scrubbing to reduce CO₂ capture costs. *Applied Thermal Engineering* 28, (2008) 1039–1046.
- Singh, D., Croiset, E., Douglas, P. L. & Douglas, M. A. 2003. Techno-economic study of CO₂ capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O₂/CO₂ recycle combustion. *Energy Conversion and Management* 44, (2003) 3073–3091.
- Stobbs, R. & Clark, P. 2005. Canadian Clean Power Coalition: The evaluation of options for CO₂ capture from existing & new coal-fired power plants, In: E.S. Rubin, D.W. Keith, C.F. Gilboy, M. Wilson, T. Morris, J. Gale & K. Thambimuthu (Eds.). *Greenhouse Gas Control Technologies* 7, Elsevier Science Ltd, Oxford. S. 1187–1192.
- Tilastokeskus 2008. Suomen kasvihuonekaasupäästöt 1990–2006. Helsinki. ISBN 978-952-467-823-0
- White, V. 2007. Purification of Oxyfuel Derived CO₂ for Sequestration or EOR. 2nd Workshop: International Oxy-Combustion Research Network. IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- Xiong, J., Zhao, H., Zheng, C., Liu, Z., Zeng, L., Liu, H. & Qiu, J. 2009. An economic feasibility study of O₂/CO₂ recycle combustion technology based on existing coal-fired power plants in China. *Fuel* 88 (2009) 1135–1142.

Liite A: Taulukko suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojekteista

IEA:n, CSLF:n ja Global CCS Instituten tuoreessa (04/2010) raportissa *Carbon Capture and Storage: Progress and Next Steps* ovat koottuna suunnitteilla tai käynnissä olevat suuren kokoluokan CCS:n demonstrointiprojektit. Alla on tämän raportin mukaiset 80 demoprojektia taulukoituna. Kyselyjen ja muiden tietolähteiden avulla taulukkoon on arvioitu projektien vaiheet viideksi eri kategoriaksi:

1. Identify: alustavan laajuuden ja liiketoimintastrategian luominen
2. Evaluate: kehitysvaihtoehtojen ja toimintastrategian laatiminen, esiselvitykset, kustannusarviot ja sopimusneuvottelut
3. Define: laajuuden ja toimintasuunnitelman viimeistely, soveltuvuusselvitykset, alustava suunnittelu (FEED), kustannuslaskelmat
4. Execute: yksityiskohtainen suunnittelu, suunnittelun, hankinnan ja rakentamisen hallinnointi (EPCM) sekä projektin hallinnan sopimukset (PCM)
5. Operate: varsinainen toiminta, ylläpito ja kehittäminen, toiminnan tuki, portfolion toimittaminen ja liiketoiminnan kehittäminen

Kategorisoinnin lisäksi ns. liikennevalosysteemiä – vihreä, keltainen ja punainen – käytettiin arvioimaan projektien toteutuksen kannalta tärkeiden kriteerien arvioimiseen. Yleisesti ottaen vihreä tarkoittaa, että kriteeri on saavutettu, keltainen merkitsee, että asian suhteen on edistytty, mutta tavoite ei ole vielä saavutettu, ja punainen, että edistystä kriteerin suhteen on tällä hetkellä vähän tai ei ollenkaan. Harmaa väri tarkoittaa, että tietoa kriteerin suhteen ei ole saatu tai informaatiota ei ole saatu riittävästi. Taulukon arvio kuvaa tilannetta huhtikuussa 2010.

	Project name	Country	Phase	1. Large scale	2. Full integration	3. Projects operation schedule	4. Storage site and transport definition	5. Monitoring, measurement and verification	6. Public engagement	7. Established public/private sector support
1	Coolimba Power Project	Australia	Identify	2 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	No
2	Jämschwalde	Germany	Identify	2.7 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Intended	Yes
3	Immingham CCS Project	England, UK	Identify	4-7 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Insufficient information provided
4	NW Bohemia Clean Coal Project	Czech Republic	Identify	1.6 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Insufficient information provided
5	Barendrecht Shell	Netherlands	Identify	0.4 Mtpa industrial	Integrated	2012	Yes	Yes	Yes	Yes
6	Eemshaven RWE	Netherlands	Identify	0.2/0.3-1.2 Mtpa power	Integrated, with agreements still being pursued	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	No
7	Rotterdam CGEN	Netherlands	Identify	2.5 Mtpa industrial	Integrated, with agreements still being pursued	2014	Very little definition around site or transport routes	Insufficient information provided	Intended	Insufficient information provided
8	Belchatow CCS project	Poland	Identify	1.8 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Yes	Yes
9	Chemical Plant, Yulin	China	Identify	5-10 Mtpa industrial	Integrated	2015	Very little definition around site or transport routes	Intended	Yes	Insufficient information provided
10	Wandoan Power IGCC CCS Project	Australia	Identify	2.5 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Yes	Yes	Yes
11	Dongguan Taiyangzhou IGCC with CO ₂ capture project	China	Identify	0.1-1 Mtpa power	Integrated	2015	Very little definition around site or transport routes	Insufficient information provided	Yes	Insufficient information provided
12	Lianyungang IGCC with CO ₂ capture project	China	Identify	0.1-1 Mtpa power	Integrated, with agreements still being finalised	2016	Limited definition of storage and/or transport	Yes	Yes	Insufficient information provided
13	Lake Charles Gasification	US	Identify	4 Mtpa industrial	Integrated, with uncertainty over agreements	No date established	Yes	Intended	Insufficient information provided	Yes
14	Air Products Project	US	Identify	1 Mtpa industrial	Integrated, with uncertainty over agreements	2015	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Intended	Yes
15	CEMEX CO ₂ Plant	US	Identify	1 Mtpa industrial	Integrated	2015	Very little definition around site or transport routes	Insufficient information provided	Intended	Yes

16	The Northern California CO ₂ Reduction Project	US	Identify	1 Mtpa Industrial	Integrated, with uncertainty over agreements	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Intended	Yes
17	Mississippi Gasification SNG	US	Identify	4 Mtpa industrial	Integrated, with uncertainty over agreements	2015	Yes	Intended	Yes	Yes
18	Battelle Memorial Institute	US	Identify	0.7 Mtpa industrial	Integrated	2015	Very little definition around site or transport routes	Intended	Intended	Yes
19	University of Utah	US	Identify	1 Mtpa industrial	Integrated, with uncertainty over agreements	2015	Yes	Insufficient information provided	Intended	Yes
20	Victorian CarbonNet CCS Project	Australia	Identify	4-10 Mtpa power and industrial	Integrated with dependency on partners	Planned for between 2015-2019	Yes	Intended	Yes	Yes
21	The Collie South West Hub Project	Australia	Identify	2.5-7.5 Mtpa power and industrial	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Yes	Yes
22	Integrated Project Carbon Mine Sulcis	Italy	Identify	2 Mtpa power	Integrated	2015	Yes	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Insufficient information provided
23	Rotterdam CCS Network – Independent Storage Assessment	Netherlands	Identify	5 Mtpa power and industrial	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes
24	Korea-CCS2	Republic of Korea	Identify	1.5 Mtpa-2.5 Mtpa power	Integrated, with uncertainty over agreements	2019	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Yes	Yes
25	Spectra Fort Nelson CCS Project	Canada	Evaluate	1.2 Mtpa industrial (demo 2010-2017) 2.2 Mtpa industrial	Integrated	2010	Yes	Developed	Insufficient information provided	Yes
26	Tenaska Trailblazer Energy Center	US	Evaluate	5.75 Mtpa power	Integrated, with agreements still being pursued	2016	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Insufficient information provided
27	Antelope Valley Station	US	Evaluate	1 Mtpa power	Integrated, with agreements still being pursued	2012	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Yes	Yes
28	FutureGen Clean Coal Project	US	Evaluate	1 Mtpa power	Integrated	2018	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Intended	Yes
29	AEP Mountaineer	US	Evaluate	1.5 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Intended	Yes
30	Mongstad	Norway	Evaluate	1 Mtpa power	Integrated	2018	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Intended	Yes

31	Bow City Power Plant CO ₂ Capture	Canada	Evaluate	1 Mtpa power	Integrated	2014	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Yes	No
32	RWE Goldenbergwerk (Huerth)	Germany	Evaluate	2.6 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Insufficient information provided
33	Faustina Hydrogen	US	Evaluate	1.5 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Yes
34	Indiana Gasification	US	Evaluate	1 Mtpa industrial	Integrated, with agreements still being finalised	2015	Yes	Insufficient information provided	Intended	No
35	Lockwood Gasification Plant	US	Evaluate	2 Mtpa industrial	Integrated, with agreements still being pursued	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	No
36	Pioneer Project	Canada	Evaluate	1 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Yes
37	GreenGen IGCC Project	China	Evaluate	2 Mtpa power	Integrated, with agreements still being pursued	2013	Very little definition around site or transport routes	Insufficient information provided	Yes	Insufficient information provided
38	ZeroGen Commercial Scale Project	Australia	Evaluate	2 Mtpa power	Integrated	2015	Yes	Developed and approved	Yes	Yes
39	Southern California Edison IGCC Project	US	Evaluate	2.5 Mtpa power	Integrated	2017	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Intended	Yes
40	Karsto Full Scale	Norway	Evaluate	1 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	By 2020	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes
41	Kedzierzyn	Poland	Evaluate	2.4 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Developed	Intended	Yes
42	Swan Hills	Canada	Evaluate	1.46 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes
43	Summit Texas Clean Energy CCS Project	US	Evaluate	2.7 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2012	Yes	Developed	Yes	Yes
44	Shell Mississippi CO ₂ Project	US	Evaluate	1 Mtpa industrial	Integrated, with agreements still being pursued	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	No
45	Sweeny Gasification	US	Evaluate	3 Mtpa power	Integrated, with agreements still being pursued	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Yes
46	Praxair CO ₂ Project	US	Evaluate	1 Mtpa industrial	Integrated, with agreements still being pursued	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Yes
47	Project Viking	US	Evaluate	1.2 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2013	Yes	Developed and approved	Yes	No

48	Cash Creek	US	Evaluate	2 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2015	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Insufficient information provided
49	Masdar CCS Project	UAE	Define	4.3 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2013	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes
50	Compostilla Project	Spain	Define	1.1 Mtpa power	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Yes
51	SaskPower Boundary Dam	Canada	Define	1 Mtpa power	Integrated	2013	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes
52	North East CCS Cluster (Teesside)	England, UK	Define	7.5 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Developed	Intended	Yes
53	Hydrogen Energy California Project (HECA) IGCC	US	Define	1.8 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2015	Yes	Developed	Yes	Yes
54	FINNCAP - Meri Pori CCS Project	Finland	Define	1.25 Mtpa power	Integrated with dependent partners	2015	Yes	Developed and approved	Yes	Yes
55	Hydrogen Power Abu Dhabi (HPAD)	UAE	Define	1.7 Mtpa power	Integrated with dependent partners	2014	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Insufficient information provided
56	Kingsnorth Demo Plant	England, UK	Define	2 Mtpa power	Integrated	2016	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes
57	ULCOS Florange	France	Define	1 Mtpa industrial	Integrated	2015	Limited definition of storage and/or transport	Developed	Yes	Yes
58	Rotterdam Afdwing en Opslag Demo	Netherlands	Define	1 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2015	Yes	Developed	Yes	Yes
59	Hatfield Power Park	England, UK	Define	4.75 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2014	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes
60	Porto Tolle	Italy	Define	1 Mtpa power	Integrated	2015	Yes	Insufficient information provided	Intended	Yes
61	Eemshaven NUON (Nuon Magnum)	Netherlands	Define	1.3 Mtpa power	Integrated, with uncertainty over agreements	2015	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Insufficient information provided
62	Browse LNG Development	Australia	Define	3 Mtpa industrial	Integrated	2017	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Insufficient information provided
63	Quest CO ₂ Capture and Storage Project	Canada	Define	1.2 Mtpa industrial	Integrated, with uncertainties over agreements	2015	Yes	Developed and approved	Yes	Yes

64	Southern Company IGCC Project	US	Define	2.5 Mtpa power	Insufficient information provided	2014	Limited definition of storage and/or transport	Insufficient information provided	Yes	Yes but postponed
65	Longannet Clean Coal Power Station	Scotland, UK	Define	2 Mtpa power	Integrated, with uncertainties over agreements	2014	Yes	Insufficient information provided	Intended	Yes
66	Taylorville Energy Center (IGCC)	US	Define	1.9 Mtpa power	Integrated with dependency on partners	2014	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Yes	Yes
67	Enhance Energy EOR Project	Canada	Define	1.8 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners.	2012	Yes	Intended	Yes	Yes
68	Lost Cabin Gas Plant Capture Project	US	Define	1 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2015	Limited definition of storage and/or transport	Developed	Insufficient information provided	Insufficient information provided
69	Korea-CCS1	Republic of Korea	Define	1.5 Mtpa power	Integrated	2017	Limited definition of storage and/or transport	Intended	Yes	Yes
70	Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	Australia	Execute	3.4 Mtpa industrial	Integrated	2014	Yes	Developed and approved	Yes	Yes
71*	Occidental Gas Processing Plant	US	Execute	8.5 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2010	Yes	Insufficient information provided	Insufficient information provided	Yes
72	In Salah CO ₂ Injection	Algeria	Operational	1.2 Mtpa industrial	Integrated	2007	Yes	Developed, approved and implemented	Not specified	Yes
73	Sleipner CO ₂ Injection	Norway	Operational	1 Mtpa industrial	Integrated	1996	Yes	Developed, approved and implemented	Not specified	Yes
74	Snøhvit CO ₂ Injection	Norway	Operational	0.7 Mtpa industrial	Integrated	2007	Yes	Developed, approved and implemented	Not specified	Yes
75	Weyburn Operations	Canada	Operational	3 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2000	Yes	Developed, approved and implemented	Not specified	Yes
76*	Salt Creek Enhanced Oil Recovery	US	Operational	2.4 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2004	Yes	MMV for permanent storage not specified, but CO ₂ injection is measured	Not specified	Yes
77*	Enid Fertilizer	US	Operational	0.675 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2003	Yes	MMV for permanent storage not specified, but CO ₂ injection is measured	Not specified	Yes
78*	Sharon Ridge EOR	US	Operational	1.3 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	1999	Yes	MMV for permanent storage not specified, but CO ₂ injection is measured	Not specified	Yes
79*	Rangely Weber Sand Unit CO ₂ Injection Project	US	Operational	1 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	1986	Yes	MMV for permanent storage not specified, but CO ₂ injection is measured	Not specified	Yes
80*	Coffeyville Resources Nitrogen Fertilizer Plant	US	Operational	0.585 Mtpa industrial	Integrated with dependency on partners	2000	Yes	MMV for permanent storage not specified, but CO ₂ injection is measured	Not specified	Yes

* Projects capturing CO₂ from anthropogenic sources for the purposes of enhanced oil recovery (EOR), with a lack of information to indicate that MMV exists for the purposes of managing CO₂ for permanent storage.

VTT Working Papers

- 146 Antti Nurmi, Tuula Hakkarainen & Ari Kevarinmäki. Palosuojattujen puurakenteiden pitkäaikaistoimivuus. 2010. 39 s. + liitt. 6 s.
- 147 Juhani Viitaniemi, Susanna Aromaa, Simo-Pekka Leino, Sauli Kiviranta & Kaj Helin. Integration of User-Centred Design and Product Development Process within a Virtual Environment. Practical case KVALIVE. 2010. 39 p.
- 148 Matti Pajari. Prestressed hollow core slabs supported on beams. Finnish shear tests on floors in 1990–2006. 2010. 674 p.
- 149 Tommi Ekholm. Achieving cost efficiency with the 30% greenhouse gas emission reduction target of the EU. 2010. 21 p.
- 150 Sampo Soimakallio, Mikko Hongisto, Kati Koponen, Laura Sokka, Kaisa Manninen, Riina Antikainen, Karri Pasanen, Tajja Sinkko & Rabbe Thun. EU:n uusiutuvien energialähteiden edistämisdirektiivin kestävyyskriteeristö. Näkemyksiä määritelmistä ja kestävyuden todentamisesta. 130 s. + liitt. 7 s.
- 151 Ian Baring-Gould, Lars Tallhaug, Göran Ronsten, Robert Horbaty, René Cattin, Timo Laakso, Michael Durstewitz, Antoine Lacroix, Esa Peltola & Tomas Wallenius. Wind energy projects in cold climates. 2010. 62 p.
- 152 Timo Laakso, Ian Baring-Gould, Michael Durstewitz, Robert Horbaty, Antoine Lacroix, Esa Peltola, Göran Ronsten, Lars Tallhaug & Tomas Wallenius. State-of-the-art of wind energy in cold climates. 2010. 69 p.
- 153 Teemu Tommila, Juhani Hirvonen & Antti Pakonen. 2010. Fuzzy ontologies for retrieval of industrial knowledge – a case study. 54 p. + app. 2 p.
- 154 Raili Alanen. Veneiden uudet energijärjestelmät. 2010. 86 s.
- 155 Maija Ruska, Juha Kiviluoma & Göran Koreneff. Sähköautojen laajan käyttöönoton skenaarioita ja vaikutuksia sähköjärjestelmään. 2010. 46 s.
- 156 Jussi Lahtinen, Kim Björkman, Janne Valkonen, Juho Fritz & Ilkka Niemelä. Analysis of an emergency diesel generator control system by compositional model checking. MODSAFE 2010 work report. 2010. 35 p.
- 157 Tero Sundström, Ari Kevarinmäki, Stefania Fortino & Tomi Toratti. Shear resistance of glulam beams under varying humidity conditions. 2011. 125 p. + app. 12 p.
- 158 Hannes Toivanen. From ICT towards information society. Policy strategies and concepts for employing ICT for reducing poverty. 2011. 38 p. + app. 1 p.
- 160 Maiju Aikala, Anne Arvola & Raija-Liisa Heiniö. Tuntutestausmenetelmän kehittäminen pakkauksille. 2011. 24 s. + liitt. 9 s.
- 161 Sebastian Teir, Toni Pikkarainen, Lauri Kujanpää, Eemeli Tsupari, Janne Kärki, Antti Arasto & Soile Aatos. Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CCS). Teknologia katsaus. 2011. 103 s. + liitt. 6 s.