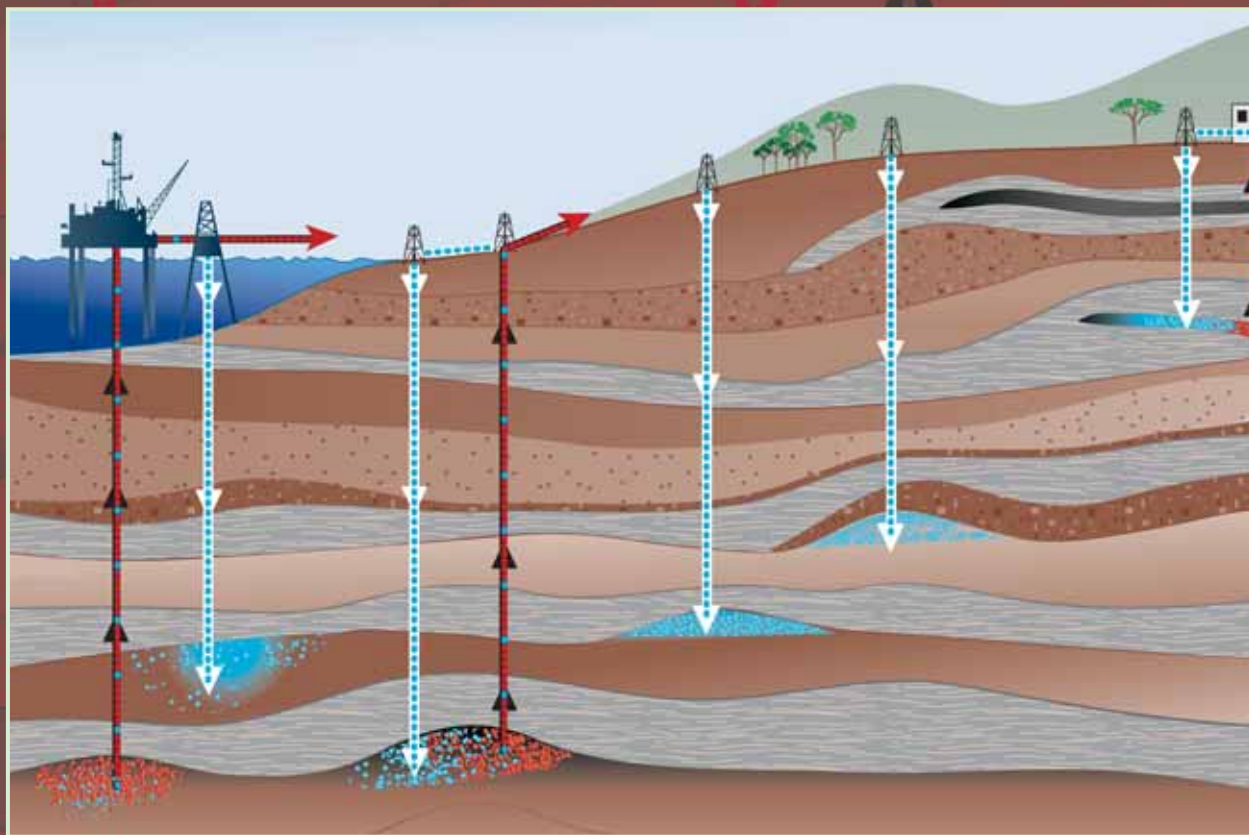


# PIÉGEAGE ET STOCKAGE DU DIOXYDE DE CARBONE

Résumé à l'intention des décideurs et Résumé technique



**Rapport spécial du GIEC**

**Piégeage et stockage du dioxyde de carbone**

**Résumé à l'intention des décideurs**

Rapport du Groupe de travail III du GIEC

*et*

**Résumé technique**

Rapport accepté par le Groupe de travail III du GIEC  
mais non approuvé dans le détail

*Rédacteurs:*

Bert Metz, Ogunlade Davidson

Heleen de Coninck, Manuela Loos, Leo Meyer

Ce rapport a été établi par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat à l'invitation de la Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques

© 2005, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

ISBN 92-9169-219-0

# Avant-propos

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a été établi conjointement par l'Organisation météorologique mondiale (OMM) et le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) en 1988. Sa mission consiste notamment i) à évaluer les informations scientifiques et socioéconomiques disponibles concernant le changement climatique et ses conséquences, ainsi que les solutions envisagées pour en atténuer les effets et s'y adapter; ii) à formuler, sur demande, des avis scientifiques, techniques ou socioéconomiques à l'intention de la Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Depuis 1990, le GIEC a établi une série de rapports d'évaluation, de rapports spéciaux, de documents techniques, de méthodologies et d'autres documents, qui sont devenus des ouvrages de référence pour les décideurs, les scientifiques et bien d'autres experts.

Lors de sa septième session, la Conférence des Parties a adopté un projet de décision invitant le GIEC à établir un document technique sur le stockage géologique du dioxyde de carbone<sup>a</sup>. Pour donner suite à ce projet de décision, le GIEC, à sa vingtième session (Paris, 2003), est convenu d'élaborer un Rapport spécial sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone.

Le rapport spécial élaboré par le Groupe de travail III du GIEC porte sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone (PSC) envisagés comme des moyens d'atténuer les changements climatiques. Il comprend neuf chapitres concernant les sources de CO<sub>2</sub>, les techniques particulières de piégeage, de transport et de stockage de ce gaz dans des formations géologiques, les océans ou des minéraux ou son utilisation dans des procédés industriels. On y analyse aussi le coût et le potentiel du PSC, les incidences sur l'environnement, les risques et les problèmes de sécurité, les conséquences pour les inventaires et la comptabilisation des gaz à effet de serre, l'opinion du public en la matière et diverses questions d'ordre juridique.

**Michel Jarraud**  
Secrétaire général,  
Organisation météorologique mondiale

Comme de coutume dans le cas du GIEC, si l'élaboration du rapport spécial a été un succès, c'est tout d'abord grâce au savoir, à l'enthousiasme et à la coopération des centaines de spécialistes des nombreuses disciplines connexes mais différentes qui y ont contribué. Aussi tenons-nous à exprimer nos remerciements à l'ensemble des auteurs-coordonnateurs principaux, des auteurs principaux, des auteurs-collaborateurs, des éditeurs-réviseurs et des examinateurs, qui ont consacré beaucoup de temps et d'énergie à la production du rapport et dont l'attachement à l'action du GIEC mérite toute notre gratitude. Nous voudrions aussi remercier les membres du personnel de l'Unité d'appui technique du Groupe de travail III et du Secrétariat du GIEC pour les efforts qu'ils ont déployés en vue de coordonner l'élaboration de ce nouveau et remarquable rapport. Nous sommes également reconnaissants aux gouvernements d'avoir encouragé la participation de leurs propres scientifiques à cette entreprise et d'avoir alimenté le fonds d'affectation spéciale du GIEC afin d'assurer celle – tout à fait essentielle – d'experts de pays en développement ou à économie de transition. Nous voudrions en outre témoigner notre satisfaction aux Gouvernements norvégien, australien, brésilien et espagnol qui ont accueilli les différentes sessions de rédaction dans leurs pays respectifs, et plus particulièrement au Gouvernement canadien, qui a accueilli un atelier sur le sujet ainsi que la huitième session du Groupe de travail III à Montréal aux fins d'examen et d'acceptation du rapport à titre officiel, et au Gouvernement néerlandais qui a financé l'Unité d'appui technique de ce même Groupe de travail.

Enfin, nous tenons à remercier tout spécialement le Président du GIEC, M. Rajendra Pachauri, pour la qualité de sa direction et de ses conseils, la Secrétaire du GIEC, M<sup>me</sup> Renate Christ, et ses collaborateurs pour le soutien apporté et les Coprésidents du Groupe de travail III, MM. Ogunlade Davidson et Bert Metz, pour la compétence avec laquelle ils ont dirigé les activités du Groupe de travail III tout au long de l'élaboration du rapport spécial.

**Klaus Töpfer**  
Directeur exécutif,  
Programme des Nations Unies pour l'environnement  
et Directeur général, Office des Nations Unies à Nairobi

<sup>a</sup> Voir <http://unfccc.int>, Rapport de la Conférence des Parties sur les travaux de sa septième session, document FCCC/CP/2001/13/Add.1, décision 9/CP.7 (Questions relatives au paragraphe 14 de l'article 3 du Protocole de Kyoto), projet de décision -/CMP.1, par. 7, p. 52 : «*La Conférence des Parties agissant comme réunion des Parties au Protocole de Kyoto* invite le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat à établir, en coopération avec les autres organisations compétentes, un document technique faisant le point sur les méthodes de stockage géologique du carbone, et à lui présenter un rapport à ce sujet pour examen à sa deuxième session.»

# Préface

Le *Rapport spécial sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone* a été élaboré sous les auspices du Groupe de travail III (Atténuation des changements climatiques) du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), afin de donner suite à une invitation formulée en 2001 par la Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), lors de sa septième session. En avril 2002, à l'occasion de sa dix-neuvième session (Genève), le GIEC a décidé d'organiser un atelier qui s'est tenu à Regina (Canada) en novembre 2002 et qui a donné lieu à un premier examen de la littérature consacrée au piégeage et au stockage du CO<sub>2</sub> ainsi qu'à la formulation d'une proposition concernant l'élaboration d'un rapport spécial. En 2003, à sa vingtième session – qui a eu lieu à Paris –, il a souscrit à cette proposition et convenu d'un plan général et d'un calendrier<sup>b</sup>. Le Groupe de travail III a été chargé d'analyser les aspects scientifiques, techniques, environnementaux, économiques et sociaux du piégeage et du stockage du CO<sub>2</sub>. En conséquence, il a été décidé que le rapport devrait consister en une évaluation de l'état de développement des technologies envisagées, des possibilités techniques et économiques de contribuer à l'atténuation des changements climatiques et des coûts correspondants; il devrait aussi porter sur diverses questions d'ordre juridique et réglementaire, sur l'opinion du public en la matière, sur les incidences environnementales et les aspects liés à la sécurité, ainsi que sur différents points concernant les inventaires et la comptabilisation des réductions des émissions de gaz à effet de serre.

Le rapport analyse la littérature scientifique publiée après la parution du troisième Rapport d'évaluation du GIEC (2001) et qui porte sur les sources, les systèmes de piégeage, le transport et les divers moyens de stockage du CO<sub>2</sub>. Il ne traite pas de la séquestration biologique du carbone résultant de l'utilisation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie ou de la fertilisation des océans. Il se fonde sur la contribution du Groupe de travail III au troisième Rapport d'évaluation («Bilan 2001 des changements climatiques: Mesures d'atténuation») et sur le Rapport spécial sur les scénarios d'émissions publié en 2000 pour ce qui concerne le piégeage et le stockage du CO<sub>2</sub>, entre autres mesures possibles d'atténuation. Enfin, il fait le point sur les lacunes des connaissances actuelles qu'il conviendrait de combler pour faciliter une mise en œuvre à grande échelle.

L'économie générale du rapport correspond aux différents éléments d'un système de piégeage et de stockage du CO<sub>2</sub>. Un chapitre d'introduction définit le cadre général de l'évaluation et donne un bref aperçu des différents systèmes de PSC. Le chapitre 2 précise les caractéristiques des principales sources de CO<sub>2</sub> qui sont techniquement et économiquement appropriées au piégeage, dans la perspective d'une évaluation de la faisabilité du PSC à l'échelle du globe. Les différentes techniques de piégeage envisageables sont examinées en détail au chapitre 3, alors que le chapitre 4 est consacré aux méthodes de transport du CO<sub>2</sub>. Les trois chapitres suivants traitent des trois grandes options possibles en matière de stockage, à savoir le stockage géologique (chapitre 5), le stockage océanique (chapitre 6) et la carbonatation des minéraux et les utilisations industrielles (chapitre 7). Les coûts totaux et le potentiel économique du PSC sont l'objet du chapitre 8. Enfin, au chapitre 9, on examine les conséquences du piégeage et du stockage du CO<sub>2</sub> pour les inventaires des gaz à effet de serre et la comptabilisation des émissions.

Le rapport a été rédigé par près de 100 auteurs principaux et auteurs-coordonnateurs principaux et par 25 auteurs-collaborateurs qui ont tous consacré beaucoup de temps et d'énergie à cette tâche. Ces auteurs venaient de pays industrialisés, de pays en développement, de pays à économie de transition et d'organisations internationales. Le rapport a été examiné par plus de 200 personnes (experts intervenant à titre individuel et représentants de gouvernements) du monde entier; cette révision a été supervisée par 19 éditeurs-réviseurs qui ont veillé à ce qu'il soit tenu compte de toutes les observations formulées par les examinateurs.

Conformément aux procédures du GIEC en vigueur, le résumé à l'intention des décideurs du rapport a été approuvé ligne par ligne par les gouvernements lors de la session du Groupe de travail III qui s'est tenue à Montréal (Canada) du 22 au 24 septembre 2005. Lors du processus d'approbation, les auteurs principaux ont confirmé que le texte approuvé du résumé à l'intention des décideurs concordait pleinement avec le contenu du rapport intégral et du résumé technique – l'un et l'autre acceptés par les gouvernements –, tout en précisant cependant que les auteurs en assumaient l'entière responsabilité.

<sup>b</sup> Voir <http://www.ipcc.ch/meet/session20/finalreport20.pdf>

Nous souhaitons exprimer notre gratitude aux gouvernements dont l'appui financier ou en nature a permis d'organiser les diverses réunions nécessaires au parachèvement de ce rapport. Nous sommes particulièrement reconnaissants au Gouvernement canadien d'avoir accueilli l'atelier initial à Regina, du 18 au 22 novembre 2002, et la session d'approbation du Groupe de travail III à Montréal, du 22 au 24 septembre 2005. L'équipe de rédaction s'est réunie à quatre reprises pour rédiger les versions préliminaires du rapport et étudier les résultats des cycles officiels consécutifs d'examen du GIEC; ces réunions ont été aimablement accueillies par les Gouvernements norvégien (Oslo, juillet 2003), australien (Canberra, décembre 2003), brésilien (Salvador, août 2004) et espagnol (Oviedo, avril 2005). De plus, un grand nombre de réunions individuelles, de téléconférences et de contacts avec les gouvernements ont contribué au bon déroulement de la mise au point du rapport spécial.

Nous reprenons à notre compte les marques de gratitude données dans l'avant-propos par le Secrétaire général de l'OMM et le Directeur exécutif du PNUE à l'équipe de rédaction, aux éditeurs-réviseurs et aux examinateurs.

Nous tenons à remercier le personnel de l'Unité d'appui technique du Groupe de travail III pour sa contribution à l'élaboration du présent rapport, et en particulier Heleen de Coninck pour sa coordination remarquablement efficace, Manuela Loos et Cora Blankendaal pour leur soutien technique, logistique et de secrétariat, et Leo Meyer (le chef de l'Unité d'appui technique) pour la qualité de sa direction.

Nous voulons aussi exprimer notre gratitude à Anita Meier pour son appui général, à Dave Thomas, Pete Thomas, Tony Cunningham, Fran Aitkens, Ann Jenks et Ruth de Wijs pour la mise au point du texte ainsi qu'à Wout Niezen, Martin Middelburg, Henk Stakelbeek, Albert van Staa, Eva Stam et Tim Hulselan pour la mise en page finale et l'élaboration des graphiques. Nous adressons des remerciements particuliers à Lee-Anne Shepherd, du Centre de recherche coopératif pour les technologies des gaz à effet de serre (CO2CRC), pour la compétence avec laquelle elle a préparé les figures du Résumé à l'intention des décideurs. Enfin, mais ce n'est pas le moins important, nous voudrions témoigner notre satisfaction à Renate Christ et à ses collaborateurs ainsi qu'à Francis Hayes, de l'OMM, pour l'énergie avec laquelle ils ont contribué à cette entreprise.

En qualité de coprésidents du Groupe de travail III, et de concert avec les autres membres du Bureau du Groupe de travail III, les auteurs principaux et l'Unité d'appui technique, nous espérons que le rapport permettra aux décideurs du secteur public et du secteur privé et aux autres lecteurs, qu'ils fassent partie du monde universitaire ou du grand public, d'en apprendre plus long sur le piégeage et le stockage du CO<sub>2</sub> comme moyens d'atténuer les changements climatiques.

**Ogunlade Davidson et Bert Metz**

Coprésidents du Groupe de travail III sur l'atténuation des changements climatiques

# Table des matières

## Résumé à l'intention des décideurs

Qu'est-ce que le piégeage et le stockage du CO <sub>2</sub> et dans quelle mesure cette technique peut-elle contribuer à l'atténuation des incidences des changements climatiques?	2
Quelles sont les caractéristiques du PSC?	2
Quel est l'état d'avancement des techniques faisant appel au PSC?	4
Quel est le rapport géographique entre les sources et les endroits envisageables pour le stockage du CO <sub>2</sub> ?	8
Quel est le coût du PSC et quel en est le potentiel technique et économique?	9
Quels sont les risques locaux du PSC pour la santé, la sécurité et l'environnement?	12
Des fuites physiques de CO <sub>2</sub> stocké vont-elles compromettre le PSC en tant qu'option pour l'atténuation des incidences des changements climatiques?	14
Quels problèmes juridiques et réglementaires pose le stockage du CO <sub>2</sub> ?	14
Quelles sont les répercussions du PSC en ce qui concerne les inventaires et la comptabilisation des émissions?	14
Quelles sont les lacunes dans nos connaissances?	15

## Résumé technique

1. Introduction et économie générale du rapport	18
2. Les sources de CO <sub>2</sub>	21
3. Le piégeage du CO <sub>2</sub>	24
4. Le transport du CO <sub>2</sub>	29
5. Le stockage dans des formations géologiques	30
6. Le stockage dans les océans	37
7. La carbonatation minérale et les usages industriels	39
8. Le coût et le potentiel économique	41
9. Les inventaires et la comptabilisation des émissions	46
10. Les lacunes en matière de connaissances	48
<b>Annexe I</b> Glossaire, acronymes et abréviations	51
<b>Annexe II</b> Liste des principaux rapports du GIEC	57



## Rapport spécial du GIEC

# Piégeage et stockage du dioxyde de carbone

## Résumé à l'intention des décideurs

### **D'après un projet rédigé par:**

Juan Carlos Abanades (Espagne), Makoto Akai (Japon), Sally Benson (États-Unis d'Amérique), Ken Caldeira (États-Unis d'Amérique), Heleen de Coninck (Pays-Bas), Peter Cook (Australie), Ogunlade Davidson (Sierra Leone), Richard Doctor (États-Unis d'Amérique), James Dooley (États-Unis d'Amérique), Paul Freund (Royaume-Uni), John Gale (Royaume-Uni), Wolfgang Heidug (Allemagne), Howard Herzog (États-Unis d'Amérique), David Keith (Canada), Marco Mazzotti (Italie et Suisse), Bert Metz (Pays-Bas), Leo Meyer (Pays-Bas), Balgis Osman-Elasha (Soudan), Andrew Palmer (Royaume-Uni), Riitta Pipatti (Finlande), Edward Rubin (États-Unis d'Amérique), Koen Smekens (Belgique), Mohammad Soltanieh (Iran) et Kelly (Kailai) Thambimuthu (Australie et Canada).



## Qu'est-ce que le piégeage et le stockage du CO<sub>2</sub> et dans quelle mesure cette technique peut-elle contribuer à l'atténuation des incidences des changements climatiques?

1. *Le piégeage et le stockage (PSC) du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est un processus consistant à séparer le CO<sub>2</sub> de ses sources industrielles et énergétiques, à le transporter dans un lieu de stockage et à l'isoler de l'atmosphère sur le long terme. Dans le présent rapport, nous considérons le PSC comme une option parmi les mesures d'atténuation visant à stabiliser la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.*

Les autres mesures d'atténuation sont l'accroissement du rendement énergétique, le passage à des combustibles à moindre intensité de carbone, l'énergie nucléaire, les sources d'énergie renouvelable, l'amélioration des puits biologiques et la réduction des émissions de gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub>. Le PSC permet de réduire le coût total de l'atténuation et de faire preuve de plus de souplesse lors de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Une vaste application du PSC dépendrait de la maturité technique, du coût, du potentiel global, de la diffusion et du transfert de technologie aux pays en développement et de leur capacité à appliquer les techniques et les aspects réglementaires, à résoudre les questions environnementales et à sensibiliser le public (sections 1.1.1, 1.3, 1.7 et 8.3.3.4).

2. *Selon le troisième rapport d'évaluation (TRÉ), aucune solution technique prise isolément ne permettra de réduire suffisamment les émissions pour parvenir à la stabilisation, mais une gamme de mesures d'atténuation sera nécessaire.*

D'après la majorité des scénarios, l'offre d'énergie primaire continuera d'être dominée par des combustibles fossiles au moins jusqu'au milieu du XXI<sup>e</sup> siècle. Comme l'indique le TRÉ, selon la plupart des modèles, les solutions techniques connues<sup>1</sup> permettraient d'atteindre une vaste gamme de niveaux de stabilisation de l'atmosphère, mais leur mise en œuvre exigerait des transformations socioéconomiques et institutionnelles. Dans ce contexte, la présence du PSC dans l'ensemble des options pourrait faciliter la réalisation des objectifs de stabilisation (sections 1.1 et 1.3).

### Quelles sont les caractéristiques du PSC?

3. *On peut procéder au piégeage du CO<sub>2</sub> dans de vastes sources ponctuelles de ce gaz. Le CO<sub>2</sub> serait ensuite comprimé et transporté pour être stocké dans des formations géologiques, dans des océans, dans des carbonates minéraux<sup>2</sup>, ou pour être utilisé dans des processus industriels.*

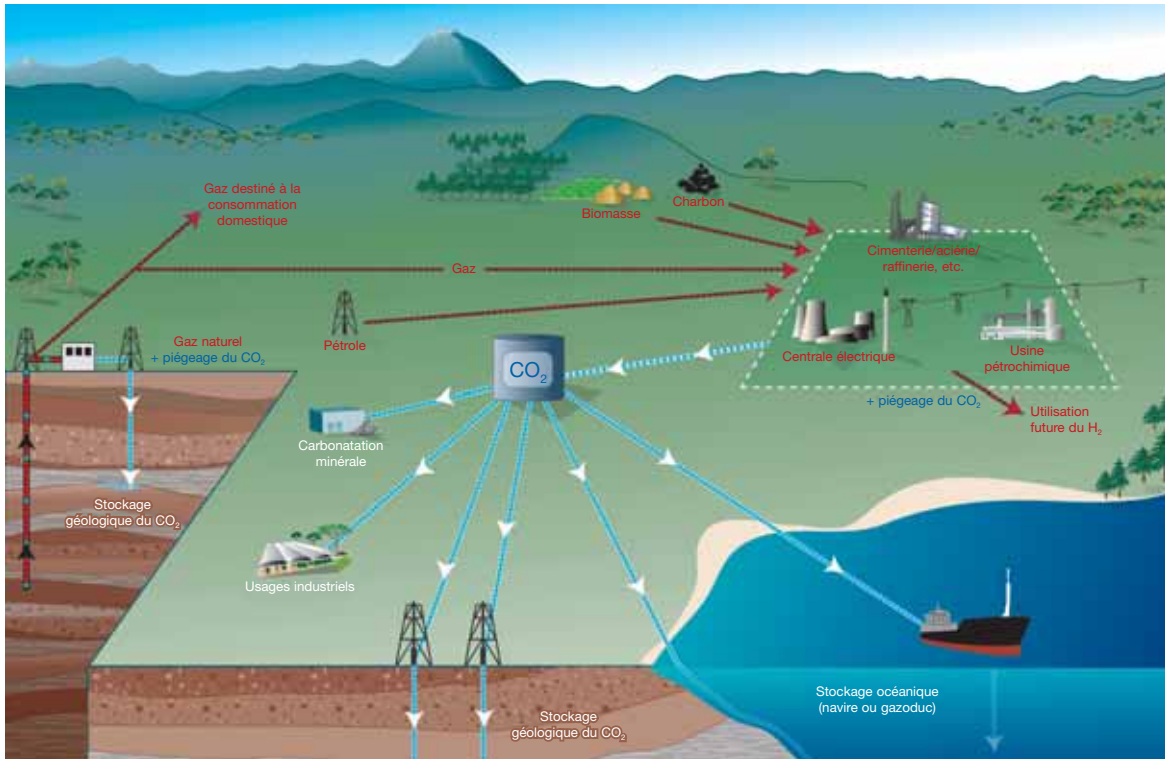
Les grandes sources ponctuelles de CO<sub>2</sub> incluent d'importantes installations faisant appel à des combustibles fossiles ou à l'énergie tirée de la biomasse, les principales industries émettrices de CO<sub>2</sub>, ainsi que les installations productrices de gaz naturel, de combustibles synthétiques et d'hydrogène alimentées par des combustibles fossiles (voir le tableau RID.1).

**Tableau RID.1.** Profil par processus ou par activité industrielle des grandes sources fixes mondiales de CO<sub>2</sub> qui libèrent plus de 0,1 MtCO<sub>2</sub> (million de tonnes de CO<sub>2</sub>) par an.

Processus	Nombre de sources	Émissions (MtCO <sub>2</sub> /an)
Combustibles fossiles		
Énergie	4 942	10 539
Production de ciment	1 175	932
Raffineries	638	798
Industrie sidérurgique	269	646
Industrie pétrochimique	470	379
Traitement du pétrole et du gaz naturel	Non disponible	50
Autres sources	90	33
Biomasse		
Bioéthanol et bioénergie	303	91
<b>Total</b>	<b>7 887</b>	<b>13 468</b>

<sup>1</sup> Les «solutions techniques connues» sont des techniques soit opérationnelles, soit parvenues à l'étape de l'unité pilote, comme l'indiquent les scénarios d'atténuation présentés dans le TRÉ. Elles n'incluent aucune technique nouvelle exigeant de grandes percées technologiques. Les solutions techniques connues sont expliquées dans le TRÉ et le PSC est pris en compte dans plusieurs scénarios d'atténuation.

<sup>2</sup> Le stockage du CO<sub>2</sub> sous forme de carbonates minéraux n'implique ni carbonatation géologique profonde ni stockage dans les océans avec neutralisation accrue des carbonates, comme l'indique le chapitre 6 (section 7.2).

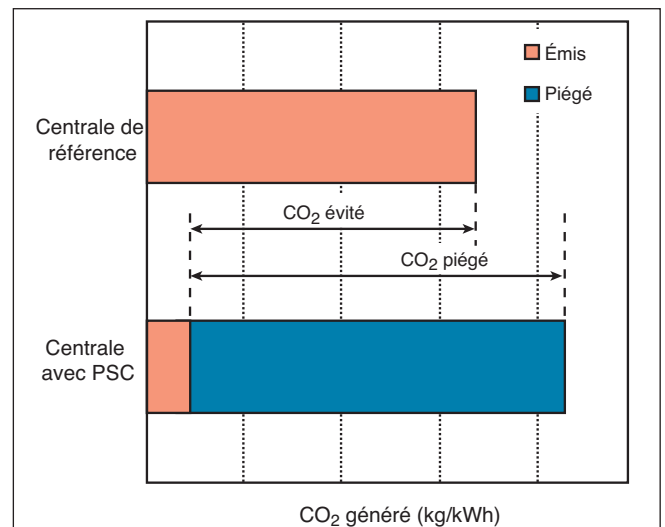


**Figure RID.1.** Schéma des installations éventuelles de PSC montrant les sources qui pourraient convenir, ainsi que les options de transport de CO<sub>2</sub> et de stockage. (Avec la permission de CO2CRC)

Pour stocker le CO<sub>2</sub>, on peut faire appel au stockage géologique (dans des formations géologiques telles que des champs de pétrole ou de gaz naturel, des couches de houille inexploitées et des formations salines profondes<sup>3</sup>), au stockage océanique (rejet direct dans la colonne d'eau de l'océan ou les fonds marins profonds) ou à la fixation industrielle du CO<sub>2</sub> dans des carbonates inorganiques. Le rapport mentionne les usages industriels du CO<sub>2</sub>, mais on ne s'attend pas à ce que ceux-ci contribuent beaucoup à la réduction des émissions de ce gaz (voir la figure RID.1) (sections 1.2, 1.4 et 2.2 et tableau 2.3).

4. La réduction nette des émissions dans l'atmosphère grâce au PSC dépend de la proportion de CO<sub>2</sub> piégée, de l'augmentation de la production de CO<sub>2</sub> résultant de la perte d'efficacité globale des centrales électriques ou des processus industriels en raison du supplément d'énergie nécessaire pour le piégeage, le transport et le stockage du CO<sub>2</sub>, des déperditions en cours de transport et de la proportion de CO<sub>2</sub> qui reste stockée à long terme.

Grâce aux techniques actuelles, on piège de 85 à 95 % du CO<sub>2</sub> traité dans une installation de piégeage. Une centrale électrique équipée d'un système de PSC (et susceptible de procéder à un



**Figure RID.2.** Piégeage et stockage du CO<sub>2</sub> émanant de centrales électriques. L'augmentation de la production de CO<sub>2</sub> résultant de la perte d'efficacité globale des centrales due au supplément d'énergie nécessaire au piégeage, au transport et au stockage et à d'éventuelles déperditions pendant le transport entraîne une augmentation de la quantité de CO<sub>2</sub> généré par unité de produit (barre inférieure) par rapport à la centrale de référence (barre supérieure) où on ne procède pas au piégeage (figure 8.2).

<sup>3</sup> Les formations salines sont des roches sédimentaires saturées d'eau de gisement qui contiennent des sels dissous en forte concentration. Elles sont répandues et renferment de grandes quantités d'eau impropre à l'agriculture ou à la consommation humaine. Comme l'exploitation de l'énergie géothermique est susceptible de s'accroître, les zones de ressources géothermiques risquent de ne pas convenir au stockage du CO<sub>2</sub> (voir la section 5.3.3).

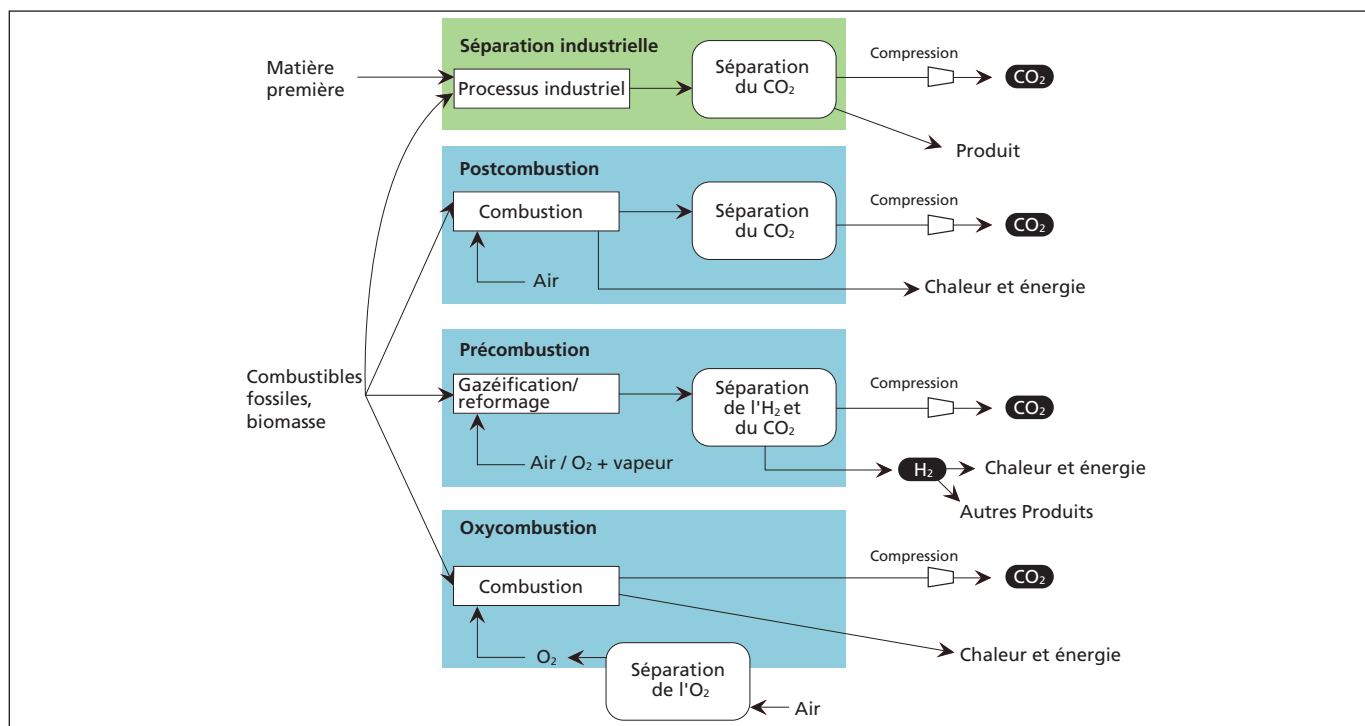
stockage géologique ou océanique) aurait besoin d'environ 10 à 40 %<sup>4</sup> d'énergie de plus qu'une centrale de rendement équivalent sans PSC, la plus grande partie de cette énergie servant au piégeage et à la compression. Si le stockage est sécurisé, le résultat net est qu'une centrale avec PSC pourrait réduire les émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère d'environ 80 à 90 % par rapport à une centrale sans PSC (voir la figure RID.2). Dans la mesure où des fuites peuvent se produire dans un réservoir de stockage, la proportion retenue se définit comme étant la proportion de la quantité cumulative de CO<sub>2</sub> injecté retenu pendant une période déterminée. Un système à PSC avec stockage sous forme de carbonates minéraux exigerait 60 à 180 % d'énergie de plus qu'une centrale de rendement équivalent sans PSC (sections 1.5.1, 1.6.3, 3.6.1.3 et 7.2.7).

### Quel est l'état d'avancement des techniques faisant appel au PSC?

5. Il existe différents systèmes de piégeage du CO<sub>2</sub>: postcombustion, précombustion et combustion de gaz

oxygéné (figure RID.3). La concentration de CO<sub>2</sub> dans une veine gazeuse, la pression de la veine gazeuse et le type de combustible (solide ou gazeux) sont des facteurs importants pour le choix du système de piégeage.

Le piégeage de CO<sub>2</sub> dans des centrales électriques après la combustion est économiquement réalisable dans des conditions précises<sup>5</sup>. Cette technique est utilisée dans certaines centrales actuelles pour piéger le CO<sub>2</sub> présent dans une partie des gaz effluents. La séparation du CO<sub>2</sub> par l'industrie de traitement du gaz naturel, qui fait appel à une technique semblable, se fait sur un marché parvenu à maturité<sup>6</sup>. La technique nécessaire pour le piégeage avant la combustion est largement appliquée pour la production d'engrais et d'hydrogène. Bien que la transformation du combustible lors des étapes initiales de la précombustion soit plus complexe et coûteuse, la plus forte concentration de CO<sub>2</sub> dans une veine gazeuse et la pression plus élevée facilitent la séparation. La combustion de gaz oxygéné, qui en est à la phase de démonstration<sup>7</sup>, fait appel à un oxygène d'une grande pureté. On trouve ainsi du CO<sub>2</sub> en forte concentration dans les veines gazeuses, d'où la facilité de



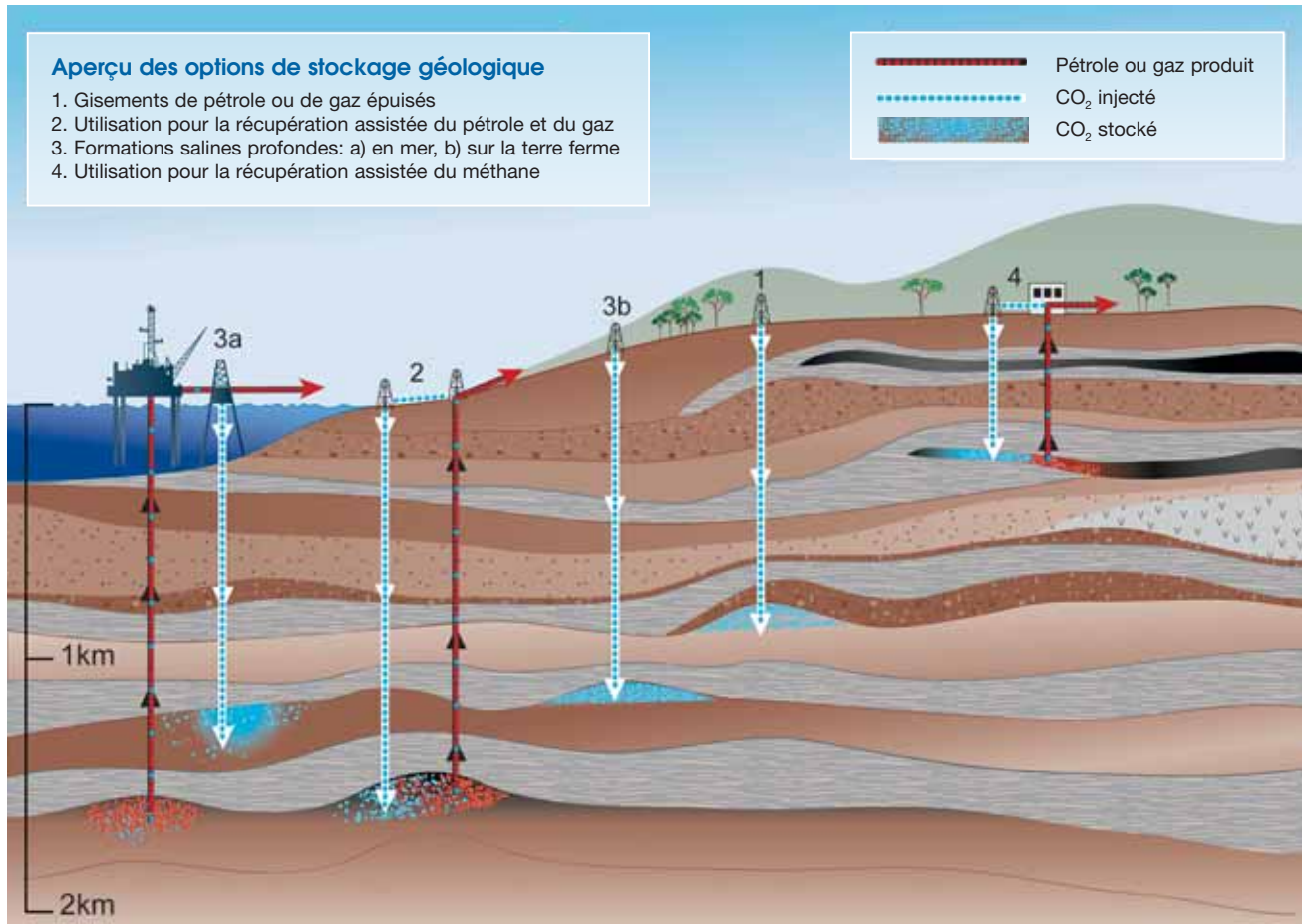
**Figure RID.3.** Schéma de systèmes de piégeage. Les combustibles et les produits sont indiqués pour l'oxycombustion, la précombustion (y compris pour la production d'hydrogène et d'engrais), la postcombustion et les sources industrielles de CO<sub>2</sub> (y compris pour le traitement du gaz naturel et la production d'acier et de ciment) (selon la figure 3.1). (Avec la permission de CO2CRC)

<sup>4</sup> Cette fourchette correspond à trois types de centrales: pour les centrales à cycle mixte de gaz naturel, la fourchette est de 11 à 22 %, pour les centrales au charbon pulvérisé, elle est de 24 à 40 %, et pour les centrales intégrées gazéification/cycle mixte, elle est de 14 à 25 %.

<sup>5</sup> «Économiquement réalisable dans des conditions précises» signifie que la technique est bien comprise et employée pour des applications commerciales choisies, par exemple dans un régime fiscal favorable ou dans un créneau donné, où l'on traite au moins 0,1 MtCO<sub>2</sub>/an, avec peu de répliques (moins de 5) de la technique.

<sup>6</sup> «Marché parvenu à maturité» signifie que la technique est actuellement appliquée de par le monde avec de multiples répliques à l'échelle commerciale.

<sup>7</sup> «Phase de démonstration» signifie que la technique est conçue et exploitée à l'échelle d'une unité pilote, mais qu'elle exige un développement complémentaire avant de pouvoir servir à l'élaboration et à la mise en place d'un système à grande échelle.



**Figure RID.4.** Aperçu des options de stockage géologique (selon la figure 5.3). (Avec la permission de CO2CRC)

la séparation du CO<sub>2</sub> et la plus grande demande d'énergie pour séparer l'oxygène de l'air (sections 3.3, 3.4 et 3.5).

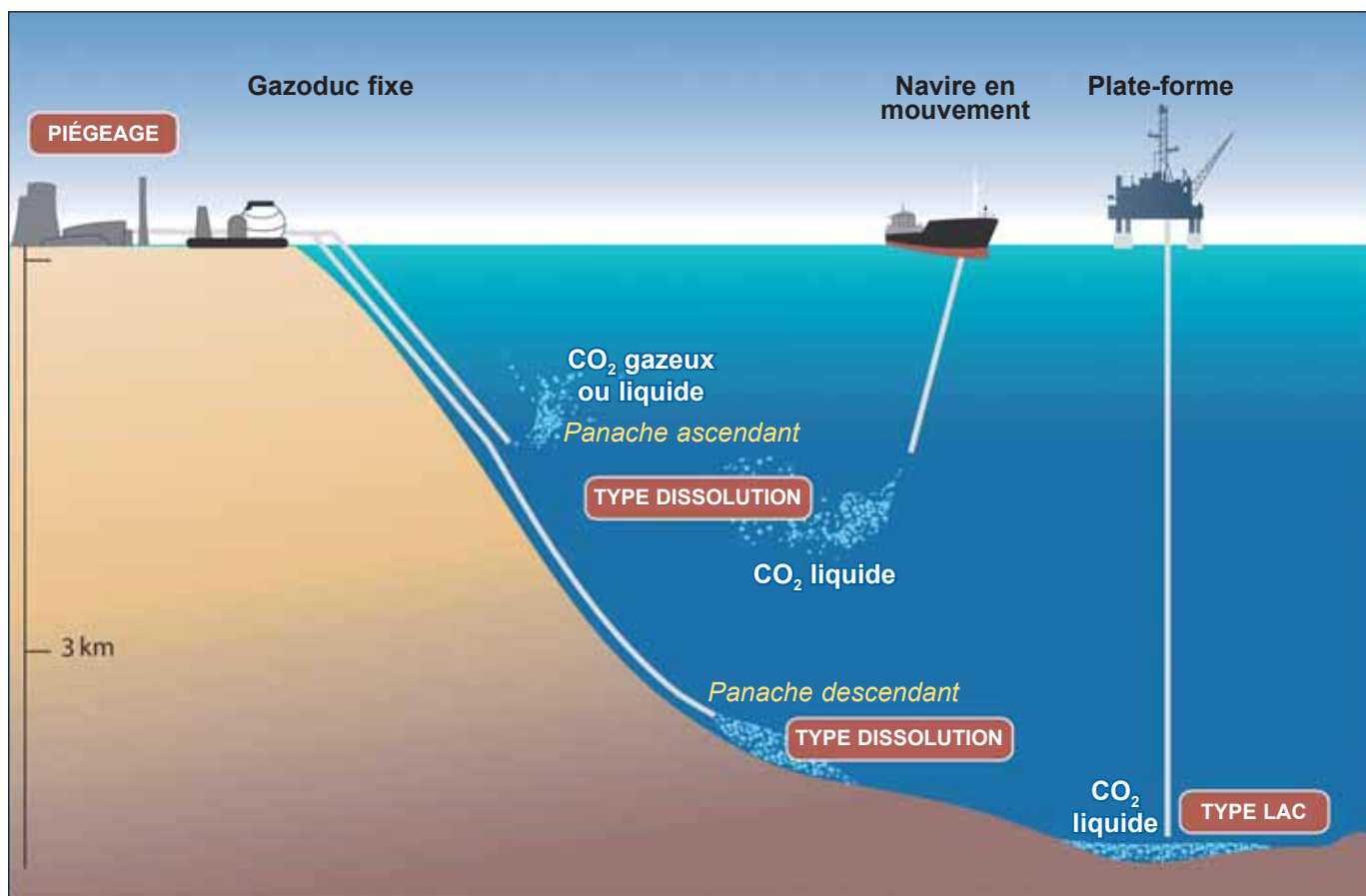
6. *Les gazoducs sont la solution favorite pour le transport de grandes quantités de CO<sub>2</sub> sur des distances allant jusqu'à un millier de kilomètres environ. Pour des quantités inférieures à quelques millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an ou pour des distances plus importantes au-delà des mers, l'emploi de navires, le cas échéant, pourrait être plus intéressant sur le plan économique.*

Le transport de CO<sub>2</sub> par gazoduc est une technique adoptée dans un marché parvenu à maturité (aux États-Unis, plus de 2 500 km de gazoducs transportent plus de 40 MtCO<sub>2</sub> par an). Dans la plupart des gazoducs, des compresseurs situés à l'extrémité amont entraînent le flux, mais dans certains d'entre eux, il faut des compresseurs intermédiaires. Le CO<sub>2</sub> sec ne corrode pas les gazoducs, même s'il contient des contaminants; s'il est humide, l'humidité est supprimée du flux de CO<sub>2</sub> pour

éviter la corrosion ou le coût de réalisation de gazoducs composés de matériaux résistant à la corrosion. Le transport de CO<sub>2</sub>, analogue au transport de gaz de pétrole liquéfié, est économiquement réalisable dans des conditions précises, mais il se fait actuellement à petite échelle en raison de la faiblesse de la demande. On peut aussi transporter le CO<sub>2</sub> par route ou par rail, dans des citernes, mais il est peu probable qu'il s'agisse de solutions intéressantes pour le transport de ce gaz à grande échelle (sections 4.2.1, 4.2.2 et 4.3.2 et figures 4.5 et 4.6).

7. *Il est démontré que le stockage du CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques profondes situées sous terre ou sous la mer, qui fait appel à nombre des techniques mises au point par l'industrie du pétrole et du gaz, est économiquement réalisable dans des conditions précises pour les champs de pétrole et de gaz naturel et les formations salines, mais pas encore pour les couches de houille inexploitées<sup>8</sup> (voir la figure RID.4).*

<sup>8</sup> Une couche de houille peu susceptible d'être jamais exploitée – du fait qu'elle est trop profonde ou trop mince – pourrait convenir au stockage du CO<sub>2</sub>. Si elle devait être exploitée ultérieurement, le CO<sub>2</sub> stocké serait libéré. La récupération assistée de méthane dans une couche de houille (RAMCH) pourrait permettre d'augmenter la production de méthane extrait de la houille et de stocker simultanément du CO<sub>2</sub>. Le méthane produit serait exploité et ne serait pas libéré dans l'atmosphère (section 5.3.4).



**Figure RID.5.** Aperçu des principes de stockage dans les océans. Dans le stockage «de type dissolution», le CO<sub>2</sub> se dissout rapidement dans l'eau de l'océan, tandis que dans le stockage «de type lac», il forme initialement un liquide au fond de l'océan. (Avec la permission de CO2CRC)

Si l'on injecte du CO<sub>2</sub> dans des formations salines ou dans des champs de pétrole ou de gaz naturel appropriés, à une profondeur supérieure à 800 m<sup>9</sup>, divers mécanismes physiques et géochimiques de piégeage l'empêcheront de migrer vers la surface. En général, la présence d'une roche couverture<sup>10</sup> constitue un mécanisme essentiel de piégeage physique. Le stockage dans une couche de houille, qui peut se faire à une plus faible profondeur, repose sur l'adsorption de CO<sub>2</sub> par la houille, mais sa faisabilité dépend largement de la perméabilité de la couche de houille en question. L'association du stockage de CO<sub>2</sub> avec la récupération assistée de pétrole (RAP<sup>11</sup>) ou éventuellement la récupération assistée de méthane dans une couche de houille (RAMCH) pourrait apporter des revenus provenant de la récupération de pétrole ou de gaz naturel. On améliore actuellement les techniques de forage de puits, les techniques d'injection, la simulation par ordinateur des performances des réservoirs de stockage et les méthodes de surveillance à partir

d'applications existantes pour les employer dans la conception et le lancement de projets de stockage géologique.

Trois projets de stockage d'envergure industrielle<sup>12</sup> sont en cours d'exécution dans le cadre du projet de Sleipner, réalisé en Norvège dans une formation saline sous-marine, du projet de RAP de Weyburn, au Canada, et du projet d'In Salah réalisé en Algérie dans un champ de gaz naturel. D'autres projets sont prévus (sections 5.1.1, 5.2.2, 5.3, 5.6 et 5.9.4 et encadrés 5.1, 5.2 et 5.3).

8. *Le stockage dans les océans pourrait se faire de deux façons: en injectant et en dissolvant le CO<sub>2</sub> dans la colonne d'eau (en général à une profondeur supérieure à 1 000 m) grâce à un gazoduc fixe ou à un navire en mouvement, ou en le déposant au fond de l'océan grâce à un gazoduc fixe ou à une plate-forme en mer, à une profondeur supérieure à 3 000 m, où le CO<sub>2</sub>, plus dense que l'eau, devrait former un «lac» qui*

<sup>9</sup> À une profondeur supérieure à 800–1 000 m, le CO<sub>2</sub> atteint un état supercritique et a une faible densité de type liquide (de 500 à 800 kg/m<sup>3</sup> environ), ce qui permet d'exploiter efficacement le volume de stockage souterrain et d'améliorer la sécurité du stockage (section 5.1.1).

<sup>10</sup> Roche très peu perméable qui sert de couche d'étanchéité supérieure empêchant un fluide de jaillir d'un réservoir.

<sup>11</sup> Dans le présent rapport, RAP désigne la récupération assistée de pétrole associée au CO<sub>2</sub>.

<sup>12</sup> Dans ce contexte, «d'envergure industrielle» signifie de l'ordre de 1 MtCO<sub>2</sub> par an.

retarderait sa dissolution dans le milieu ambiant (voir la figure RID.5). Le stockage dans les océans et ses incidences écologiques en sont encore à l'étape de la recherche<sup>13</sup>.

Le CO<sub>2</sub> dissous et dispersé s'intégrerait au cycle global du carbone et finirait par s'équilibrer avec le CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Lors d'expériences de laboratoire, d'expériences océaniques de petite échelle et de simulations par des modèles, on a étudié, pour une gamme d'options de stockage dans les océans, les techniques et les phénomènes physiques et chimiques associés, parmi lesquels on relève notamment une augmentation de l'acidité (baisse du pH) et ses effets sur les écosystèmes marins (sections 6.1.2, 6.2.1, 6.5 et 6.7).

9. *La réaction du CO<sub>2</sub> avec des oxydes métalliques, abondants dans les minéraux silicatés et qu'on trouve en faible quantité dans les flux de déchets, produit des carbonates stables. La technique en est actuellement à l'étape de la recherche, mais certaines applications d'exploitation des flux de déchets en sont à l'étape de la démonstration.*

La réaction naturelle, très lente, doit être dynamisée par un traitement préliminaire des minéraux, qui, actuellement, est grand consommateur d'énergie (sections 7.2.1, 7.2.3 et 7.2.4 et encadré 7.1).

10. *Des usages industriels<sup>14</sup> du CO<sub>2</sub> sous forme gazeuse ou liquide ou sous forme de charge dans des processus chimiques où l'on génère des produits intéressants contenant du carbone sont envisageables, mais on ne s'attend pas à ce qu'ils contribuent à une réduction sensible des émissions de CO<sub>2</sub>.*

Le potentiel d'usages industriels du CO<sub>2</sub> est faible et ce gaz se conserve pendant des périodes courtes (se comptant en mois ou en années). Les processus faisant appel à du CO<sub>2</sub> piégé en tant que charge en remplacement d'hydrocarbures fossiles ne permettent pas toujours d'obtenir de réductions des émissions nettes au cours d'un cycle de vie (sections 7.3.1 et 7.3.4).

11. *Les éléments du PSC en sont à diverses étapes de développement (voir le tableau RID.2). Des systèmes*

**Tableau RID.2.** Maturité actuelle des éléments du PSC. Les croix indiquent la maturité maximale atteinte par chaque élément. Des techniques moins matures existent aussi pour la plupart des éléments.

Élément du PSC	Technique de PSC	Étape de la recherche <sup>13</sup>	Étape de la démonstration <sup>7</sup>	Économiquement réalisable dans des conditions précises <sup>5</sup>	Marché parvenu à maturité <sup>6</sup>
Piégeage	Postcombustion			X	
	Précombustion			X	
	Oxycombustion		X		
	Séparation industrielle (traitement du gaz naturel, production d'ammoniac)				X
Transport	Gazoducs				X
	Navires			X	
Stockage géologique	Récupération assistée de pétrole (RAP)				X <sup>a</sup>
	Champs de gaz naturel ou de pétrole			X	
	Formations salines			X	
	Récupération assistée de méthane dans une couche de houille (RAMCH)		X		
Stockage dans les océans	Injection directe (type dissolution)	X			
	Injection directe (type lac)	X			
Carbonatation minérale	Silicates naturels	X			
	Déchets		X		
Usages industriels du CO <sub>2</sub>					X

<sup>a</sup> L'injection de CO<sub>2</sub> pour la RAP est une technique parvenue à maturité, mais lorsqu'elle est employée pour le stockage du CO<sub>2</sub>, elle est seulement « économiquement réalisable dans des conditions précises ».

<sup>13</sup> « Étape de la recherche » signifie que si l'on a bien compris les principes scientifiques de base, la technique en est à l'étape de l'étude de définition ou des essais en laboratoire et n'a pas fait l'objet d'une démonstration dans une unité pilote.

<sup>14</sup> Les usages industriels du CO<sub>2</sub> sont ceux qui n'incluent pas la RAP; il en est question au paragraphe 7.

complets de PSC peuvent être réunis au moyen de techniques existantes parvenues à maturité ou économiquement réalisables dans des conditions précises, bien que l'état d'avancement d'un tel système dans son ensemble puisse être inférieur à celui de certains de ses éléments pris isolément.

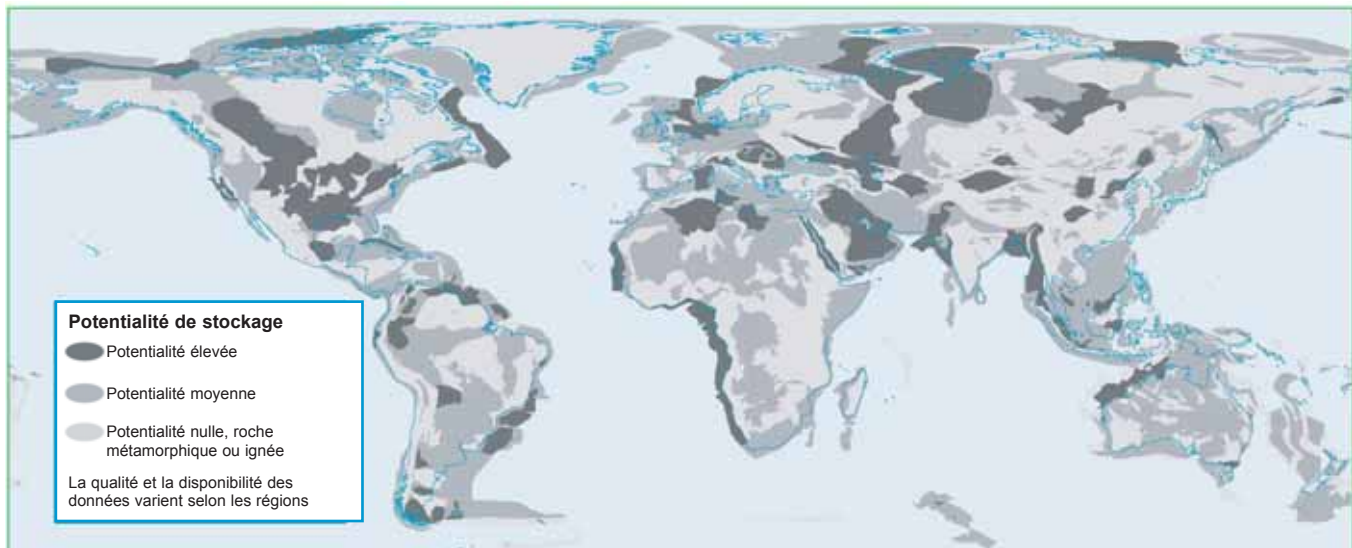
On a relativement peu d'expérience de l'association du piégeage, du transport et du stockage de CO<sub>2</sub> dans le cadre d'un système entièrement intégré de PSC. Le PSC dans des centrales électriques de grande ampleur (application potentielle d'un grand intérêt) reste toujours à mettre en œuvre (sections 1.4.4, 3.8 et 5.1).

### Quel est le rapport géographique entre les sources et les endroits envisageables pour le stockage du CO<sub>2</sub>?

12. De vastes sources ponctuelles de CO<sub>2</sub> sont concentrées à proximité de grandes zones industrielles et urbaines. Nombre de ces sources se trouvent à moins de 300 km de zones susceptibles de contenir des formations propices au stockage géologique (voir la figure RID.6). Selon des recherches préliminaires, globalement, une petite partie des grandes sources ponctuelles se trouve à



**Figure RID.6a.** Répartition mondiale des grandes sources fixes de CO<sub>2</sub> (figure 2.3) (selon une compilation des renseignements dans le domaine public concernant les sources mondiales d'émissions; AIE GES 2002).



**Figure RID.6b.** Zones de bassins sédimentaires où l'on pourrait trouver des formations salines, des gisements de pétrole ou de gaz ou des couches de houille convenant au stockage. Une partie seulement des emplacements de stockage dans les couches de houille est montrée. La «potentialité» est une évaluation qualitative de la probabilité qu'un lieu de stockage convenable existe dans une zone donnée selon les renseignements disponibles. Cette figure est donnée à titre indicatif, car elle est fondée sur des données partielles, dont la qualité peut varier d'une région à une autre, qui risquent de changer avec le temps et qui pourraient être modifiées par de nouveaux renseignements (figure 2.4). (Avec la permission de Geoscience Australia)

*proximité d'endroits où l'on pourrait envisager un stockage océanique.*

Actuellement, les ouvrages portant sur le rapport entre de grandes sources ponctuelles de CO<sub>2</sub> et des formations géologiques convenant au stockage de ce gaz sont peu nombreux. Il faudra sans doute procéder à des évaluations régionales détaillées pour obtenir un complément d'information (voir la figure RID.6b).

Selon les scénarios établis, le nombre de grandes sources ponctuelles devrait augmenter à l'avenir et, d'ici 2050, vu les limites techniques prévues, de 20 à 40 % environ des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> émanant de combustibles fossiles pourraient convenir au piégeage sur le plan technique, y compris 30 à 60 % des émissions dues à la production d'électricité et 30 à 40 % de celles qui proviennent de l'industrie. Les émissions issues de grandes installations de valorisation de la biomasse pourraient également convenir pour le piégeage sur le plan technique. On n'a pas encore fait de recherches pour déterminer si de futures grandes sources ponctuelles se situeraient à proximité de sites de stockage éventuel (sections 2.3 et 2.4.3).

*13. Le PSC permet de maîtriser les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production d'électricité ou d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, ce qui, à long terme, pourrait réduire une partie des émissions de CO<sub>2</sub> dispersées émanant du transport et de la distribution d'énergie.*

On pourrait faire appel à l'électricité dans les véhicules et à l'hydrogène dans les piles à combustible, notamment dans le secteur des transports. La transformation du gaz et de la houille avec séparation intégrée du CO<sub>2</sub> (sans stockage) est actuellement la solution la plus répandue pour la production d'hydrogène. L'augmentation de la production d'hydrogène et d'électricité à partir de combustibles fossiles ou de la biomasse entraînerait une multiplication des grandes sources de CO<sub>2</sub> convenant au piégeage et au stockage sur le plan technique. À ce jour, il est difficile de prévoir le nombre, l'endroit et l'importance éventuels de ces sources (section 2.5.1).

### **Quel est le coût<sup>15</sup> du PSC et quel en est le potentiel technique et économique?**

*14. On estime que, dans les conditions de 2002, l'application du PSC à la production d'électricité augmente le prix de l'électricité d'environ 0,01 à 0,05 dollar É.-U.<sup>16</sup> le kilowattheure (dollar É.-U./kWh), selon le combustible et la technique employés, l'endroit et la situation nationale. Si l'on tient compte des avantages de la RAP, le supplément du prix de production d'électricité dû au PSC diminue*

*d'environ 0,01 à 0,02 dollar É.-U./kWh<sup>17</sup> (on trouvera au tableau RID.3 le coût absolu de production d'électricité et au tableau RID.4, son coût en dollar É.-U./tCO<sub>2</sub> évité.) En général, la hausse du prix sur le marché des combustibles utilisés pour la production d'électricité tend à augmenter le coût du PSC. L'incidence quantitative du prix du pétrole sur le PSC est incertaine. Toutefois, les revenus tirés de la RAP augmenteront en général avec l'accroissement du prix du pétrole. À l'échelle modeste actuellement utilisée, le PSC appliqué à la production d'électricité à partir de la biomasse augmenterait sensiblement le prix de l'électricité, mais la cocombustion de la biomasse avec PSC dans une grande centrale alimentée au charbon serait plus rentable.*

Les coûts absolus et relatifs varient considérablement selon les pays. Comme on ne fait appel ni au cycle combiné du gaz naturel, ni au charbon pulvérisé ni au cycle combiné à gazéification intégrée à grande échelle avec le PSC, on ne peut, pour l'instant, indiquer avec certitude le coût de ces systèmes. À l'avenir, le coût du PSC pourrait diminuer grâce à la recherche, aux progrès techniques et aux économies d'échelle réalisées. Avec le temps, les économies d'échelle pourraient aussi faire baisser considérablement le coût du PSC à partir de la biomasse. Le PSC appliqué à des installations de transformation alimentées par la biomasse ou par plusieurs combustibles entraînerait des émissions plus faibles ou négatives<sup>18</sup> de CO<sub>2</sub>, ce qui pourrait réduire le coût de cette option selon la valeur sur le marché de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (sections 2.5.3, 3.7.1, 3.7.13 et 8.2.4).

*15. L'adaptation des centrales existantes avec piégeage du CO<sub>2</sub> devrait entraîner des coûts plus élevés et, dans l'ensemble, une efficacité globale sensiblement moindre que les centrales neuves avec piégeage. Les inconvénients financiers de l'adaptation peuvent être réduits dans le cas de centrales relativement récentes et très efficaces ou dans le cas de centrales nettement améliorées ou reconstruites.*

Le coût de l'adaptation du PSC aux installations existantes est variable. Les sources industrielles de CO<sub>2</sub> sont plus faciles à moderniser, avec séparation du CO<sub>2</sub>, alors que les centrales intégrées auraient besoin d'ajustements plus importants. Pour réduire les coûts d'adaptation, il faudrait tenir compte du PSC à l'avenir (sections 3.1.4 et 3.7.5).

*16. Dans la plupart des systèmes de PSC, le coût du piégeage (avec compression) est le poste le plus important sur le plan financier.*

<sup>15</sup> Dans le présent rapport, le mot «coût» désigne uniquement le prix du marché sans inclure des coûts externes tels que les dommages causés à l'environnement et les coûts pour la société au sens large pouvant être liés au PSC. À ce jour, peu de travaux ont été consacrés à l'évaluation et à la quantification des coûts externes.

<sup>16</sup> Tous les coûts indiqués dans ce rapport sont exprimés en dollars É.-U. de 2002.

<sup>17</sup> Si le prix du pétrole est compris entre 15 et 20 dollars É.-U. le baril, selon la documentation disponible.

<sup>18</sup> Si, par exemple, la biomasse est recueillie à un rythme insoutenable (c'est-à-dire plus vite qu'elle ne peut repousser annuellement), les émissions nettes de CO<sub>2</sub> de cette activité pourraient ne pas être négatives.



**Tableau RID.3.** Coût du PSC: coût de la production d'électricité pour divers types de production, sans piégeage et pour l'ensemble du système de PSC. Le coût d'un système PSC complet de production d'électricité dans une centrale neuve de grande ampleur alimentée par des combustibles fossiles dépend de divers facteurs, dont les caractéristiques de la centrale et du système de piégeage, les particularités du site de stockage, la quantité de CO<sub>2</sub> à traiter et la distance sur laquelle il faut le transporter. Dans les chiffres indiqués, on suppose l'existence d'une grande centrale. On présume que le prix du gaz se situe entre 2,8 et 4,4 dollars É.-U. par gigajoule (GJ), et le prix du charbon entre 1 et 1,5 dollar É.-U./GJ (selon les tableaux 8.3 et 8.4).

Type de centrale	Cycle combiné du gaz naturel (\$ É.-U./kWh)	Charbon pulvérisé (\$ É.-U./kWh)	Cycle combiné à gazéification intégrée (\$ É.-U./kWh)
Sans piégeage (centrale de référence)	0,03 - 0,05	0,04 - 0,05	0,04 - 0,06
Avec piégeage et stockage géologique	0,04 - 0,08	0,06 - 0,10	0,05 - 0,09
Avec piégeage et RAP <sup>11</sup>	0,04 - 0,07	0,05 - 0,08	0,04 - 0,07

**Tableau RID.4.** Coût du CO<sub>2</sub> évité pour l'ensemble du système PSC de production d'électricité dans le cas de diverses combinaisons de centrales sans PSC et avec PSC (géologique et avec RAP). La quantité de CO<sub>2</sub> évité est la différence entre les émissions de la centrale de référence et les émissions de la centrale avec PSC. On suppose ici que le prix du gaz se situe entre 2,8 et 4,4 dollars É.-U./GJ, et le prix du pétrole entre 1 et 1,5 dollar É.-U./GJ (tableau 8.4).

Type de centrale avec PSC	Centrale de référence avec cycle combiné du gaz naturel (\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> évité)	Centrale de référence au charbon pulvérisé (\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> évité)
<b>Centrale avec piégeage et stockage géologique</b>		
Cycle combiné du gaz naturel	40 - 90	20 - 60
Charbon pulvérisé	70 - 270	30 - 70
Cycle combiné à gazéification intégrée	40 - 220	20 - 70
<b>Centrale avec piégeage et RAP<sup>11</sup></b>		
Cycle combiné du gaz naturel	20 - 70	0 - 30
Charbon pulvérisé	50 - 240	10 - 40
Cycle combiné à gazéification intégrée	20 - 190	0 - 40

**Tableau RID.5.** Fourchette de coût 2002 des éléments d'un système de PSC appliqué à un type donné de centrale électrique ou de source industrielle. On ne peut additionner simplement le coût de chaque élément pour calculer le coût de l'ensemble du système de PSC exprimé en dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> évité. Les chiffres indiqués sont valables pour le coût d'une installation neuve de grande ampleur, en supposant que le prix du gaz naturel se situe entre 2,8 et 4,4 dollars É.-U./GJ, et le prix du charbon entre 1 et 1,5 dollar É.-U./GJ (sections 5.9.5, 8.2.1, 8.2.2 et 8.2.3 et tableaux 8.1 et 8.2).

Éléments du système de PSC	Fourchette de coût	Observations
Piégeage dans une centrale alimentée au charbon ou au gaz	15 à 75 dollars É.-U./tCO <sub>2</sub> net piégé	Coût net du CO <sub>2</sub> piégé par rapport à la même centrale sans piégeage
Piégeage lors de la production d'hydrogène et d'ammoniac ou du traitement du gaz	5 à 55 dollars É.-U./tCO <sub>2</sub> net piégé	S'applique aux sources d'une grande pureté exigeant simplement un séchage et une compression
Piégeage à partir d'autres sources industrielles	25 à 115 dollars É.-U./tCO <sub>2</sub> net piégé	Cette fourchette correspond à l'utilisation de diverses techniques et de divers combustibles
Transport	1 à 8 dollars É.-U./tCO <sub>2</sub> net transporté	Pour 250 km de gazoducs ou en cas de transport par mer pour un débit massique de 5 (chiffre élevé) à 40 (chiffre bas) MtCO <sub>2</sub> /an
Stockage géologique <sup>a</sup>	0,5 à 8 dollars É.-U./tCO <sub>2</sub> net injecté	À l'exclusion des revenus potentiels tirés de la RAP ou de la RAMCH
Surveillance et vérification du stockage géologique	0,1 à 0,3 dollar É.-U./tCO <sub>2</sub> injecté	Comprend la surveillance avant, pendant et après l'injection et dépend des prescriptions réglementaires
Stockage dans les océans	5 à 30 dollars É.-U./tCO <sub>2</sub> net injecté	Y compris le transport en mer sur 100 à 500 km, à l'exclusion de la surveillance et de la vérification
Carbonatation minérale	50 à 100 dollars É.-U./tCO <sub>2</sub> net minéralisé	Fourchette correspondant au meilleur cas considéré. Comprend le supplément d'énergie utilisée pour la carbonatation

<sup>a</sup> À long terme, il peut y avoir des coûts supplémentaires pour les mesures correctrices et les obligations.

Le coût des divers éléments d'un système de PSC est très variable selon la centrale de référence et la vaste gamme de sources, de conditions de transport et de stockage du CO<sub>2</sub> (voir le tableau RID.5). Au cours des dix ans à venir, le coût du piégeage devrait diminuer de 20 à 30 % et davantage encore grâce à de nouvelles techniques qui en sont encore à l'étape de la recherche ou de la démonstration. Le coût du transport et du stockage du CO<sub>2</sub> pourrait se réduire progressivement à mesure que les techniques mûriront et que l'échelle augmentera (sections 1.5.3, 3.7.13 et 8.2).

*17. D'après certains modèles énergétiques et économiques, le principal apport du système de PSC à l'atténuation des incidences des changements climatiques viendrait de son application au secteur de l'électricité. Selon la plupart des modélisations évaluées dans le présent rapport, on commence à mettre en œuvre des systèmes de PSC à un niveau élevé lorsque le prix du CO<sub>2</sub> atteint environ 25 à 30 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub>.*

Les possibilités de piégeage à faible prix (lors du traitement du gaz et de la production d'hydrogène et d'ammoniac, où la séparation du CO<sub>2</sub> est déjà effectuée) en cas de transport sur de courtes distances (< 50 km) et du choix d'options de stockage rapportant des revenus (comme la RAP) peuvent permettre un stockage limité de CO<sub>2</sub> (jusqu'à 360 MtCO<sub>2</sub>/an) avec peu ou pas d'incitations financières (sections 2.2.1.3, 2.3, 2.4 et 8.3.2.1).

*18. Selon la documentation existante, il est probable<sup>19</sup> qu'il existe un potentiel technique<sup>20</sup> d'au moins 2 000 GtCO<sub>2</sub> (545 GtC) environ de capacité de stockage dans des formations géologiques<sup>21</sup>.*

La capacité de stockage géologique pourrait être bien plus grande dans des formations salines, mais la limite supérieure de la fourchette est incertaine en raison de l'absence d'informations et d'une méthode convenue. On connaît mieux la capacité des réservoirs de pétrole et de gaz naturel. La capacité de stockage dans des couches de houille est beaucoup plus faible et moins bien connue.

D'après les calculs des modèles, la capacité de stockage de CO<sub>2</sub> dans les océans pourrait être de l'ordre de plusieurs milliers de GtCO<sub>2</sub>, selon le niveau de stabilisation supposé dans l'atmosphère<sup>22</sup> et des contraintes environnementales telles que l'évolution du pH des océans. On ne peut pas déterminer actuellement la mesure dans laquelle on peut faire appel à la carbonatation minérale, car celle-ci est

fonction de l'importance des réserves de silicate – inconnue à ce jour – qu'on peut exploiter techniquement et de questions environnementales telles que la quantité de produit éliminée (sections 5.3, 6.3.1 et 7.2.3 et tableau 5.2).

*19. Dans la plupart des scénarios supposant une stabilisation de la teneur de l'atmosphère en gaz à effet de serre se situant entre 450 et 750 ppmv CO<sub>2</sub> et selon la gamme la moins coûteuse d'options d'atténuation, le potentiel économique<sup>23</sup> du PSC se situerait cumulativement entre 220 et 2 200 GtCO<sub>2</sub> (60 à 600 GtC), ce qui signifie que jusqu'en 2100, le PSC représentera 15 à 55 % des activités cumulatives mondiales d'atténuation, si l'on fait la moyenne d'un ensemble de scénarios de base. Il est probable<sup>19</sup> que le potentiel technique<sup>20</sup> de stockage géologique suffira pour atteindre la valeur haute de la fourchette du potentiel économique, bien que cela puisse ne pas être le cas dans certaines régions.*

Il existe de grandes incertitudes quant à ce potentiel économique. Pour que le PSC atteigne un tel potentiel, il faudrait, au cours du siècle à venir, mettre en place de quelques centaines à plusieurs milliers de systèmes de piégeage du CO<sub>2</sub>, qui piégeraient chacun de 1 à 5 MtCO<sub>2</sub> par an. Comme c'est le cas pour d'autres options d'atténuation, la mise en œuvre réelle de systèmes de PSC risque d'être moindre que le potentiel économique en raison de facteurs tels que les impacts sur l'environnement, les risques de déperditions et l'absence d'un cadre juridique clair ou d'une acceptation par le public (sections 1.4.4, 5.3.7, 8.3.1, 8.3.3 et 8.3.3.4).

*20. Dans la plupart des scénarios, le rôle du PSC dans des gammes de mesures d'atténuation augmentera au cours de ce siècle, et l'on estime que l'inclusion du PSC dans une de ces gammes devrait réduire de 30 % ou davantage le coût de la stabilisation de la concentration de CO<sub>2</sub>.*

L'une des raisons pour lesquelles les systèmes de PSC sont compétitifs sur le plan financier est que les technologies correspondantes sont compatibles avec la plupart des infrastructures énergétiques actuelles.

L'apport potentiel mondial du PSC à une gamme de mesures d'atténuation est illustré par les exemples de la figure RID.7. L'envergure des analyses actuelles dans ce domaine est limitée et d'autres évaluations pourront s'avérer nécessaires pour obtenir des informations plus complètes (sections 1.5, 8.3.3 et 8.3.3.4 et encadré 8.3).

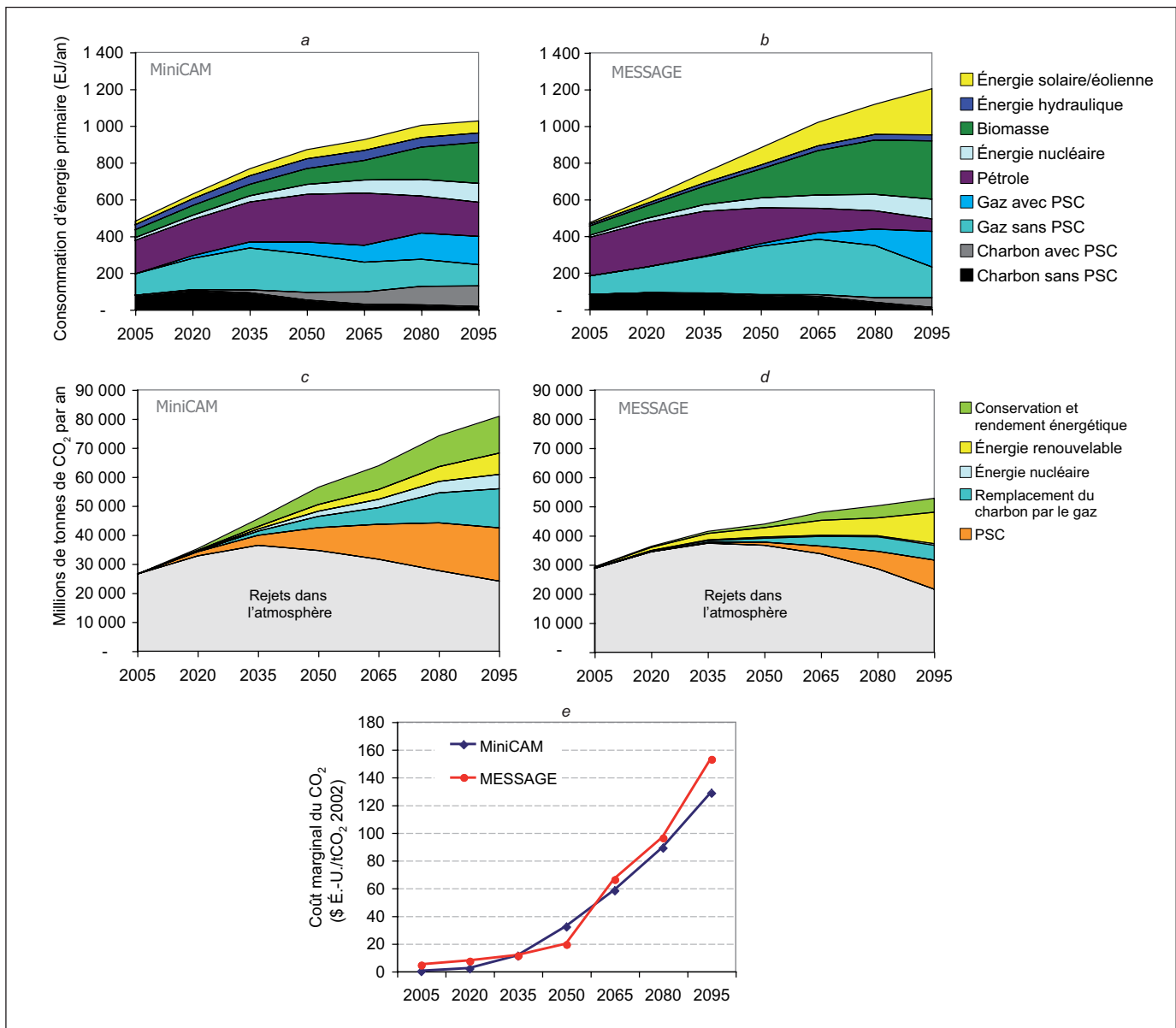
<sup>19</sup> «Probable» indique une probabilité se situant entre 66 et 90 %.

<sup>20</sup> L'expression «potentiel technique», définie dans le TRÉ, désigne la quantité d'émissions de gaz à effet de serre dont on peut obtenir la diminution en mettant en œuvre une technique ou une pratique dont on a déjà fait la démonstration.

<sup>21</sup> Cette estimation, qui repose sur le jugement autorisé des auteurs de la documentation existante, traduit l'incertitude actuelle à propos des projections quant à la capacité de stockage (section 5.3.7).

<sup>22</sup> Dans cette approche, nous tenons compte du fait qu'au bout d'un certain temps, le CO<sub>2</sub> injecté dans un océan s'équilibre avec l'atmosphère.

<sup>23</sup> Le potentiel économique est la réduction de la quantité de gaz à effet de serre qu'on peut obtenir en choisissant une option précise pouvant être mise en œuvre de façon économique dans les conditions actuelles (c'est-à-dire vu la valeur marchande du CO<sub>2</sub>, les réductions et le coût des autres options).



**Figure RID.7.** Ces vignettes illustrent l'apport global possible du PSC à une gamme de mesures d'atténuation. Elles émanent de deux modèles d'évaluation intégrés (MESSAGE et MiniCAM) comportant les mêmes hypothèses quant aux principaux facteurs qui déterminent les émissions. Les résultats varient considérablement sur le plan régional. Cet exemple, fondé sur un seul scénario, ne traduit pas toutes les incertitudes. Les vignettes a et b montrent l'exploitation mondiale d'énergie primaire, notamment en cas de PSC. Les vignettes c et d montrent les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> en gris et l'apport correspondant des principales mesures de réduction des émissions en couleurs. La vignette e montre le coût marginal calculé des réductions de CO<sub>2</sub> (section 8.3.3 et encadré 8.3).

### Quels sont les risques locaux du PSC pour la santé, la sécurité et l'environnement?

21. Les risques locaux<sup>24</sup> liés au transport de CO<sub>2</sub> par gazoduc pourraient être équivalents ou inférieurs à ceux qu'entraîne le transport d'hydrocarbures par des oléoducs déjà en service.

Pour les gazoducs de transport de CO<sub>2</sub> existants qui sont pour la plupart situés dans des zones peu peuplées, le nombre d'accidents signalé par kilomètre de gazoduc est très faible et se compare au nombre relevé pour les oléoducs. Une libération soudaine et importante de CO<sub>2</sub> entraînerait des risques immédiats pour la vie et la santé si des êtres humains

<sup>24</sup> On suppose qu'un risque correspond à la probabilité qu'un événement se produise et aux conséquences de cet événement s'il se produit.

étaient exposés à des concentrations de CO<sub>2</sub> dans l'air supérieures à 7 à 10 % par volume. Pour transporter du CO<sub>2</sub> par gazoduc dans des zones habitées, il faut prendre garde à l'itinéraire à suivre, à la protection contre la surpression, à la détection de fuites et à d'autres facteurs de conception. On ne prévoit aucun obstacle majeur à la mise en place de gazoducs pour le PSC (sections 4.4.2 et AI.2.3.1).

22. *Si l'on choisit soigneusement un site en fonction des informations disponibles sur le sous-sol, un programme de surveillance permettant de détecter les problèmes, un système réglementaire et des mesures correctrices pour stopper ou maîtriser les rejets de CO<sub>2</sub>, le cas échéant, les risques locaux pour la santé, la sécurité et l'environnement seront comparables à ceux qu'entraînent des activités actuelles telles que le stockage de gaz naturel, la RAP et l'évacuation de gaz acides dans le sous-sol profond.*

Les réservoirs naturels de CO<sub>2</sub> permettent de mieux comprendre le comportement de ce gaz dans le sous-sol. Les sites de stockage présentant un faible risque de fuite ont des caractéristiques telles que roche couverture hautement imperméable, stabilité géologique, absence d'itinéraire de fuite et mécanismes efficaces de piégeage. Il existe deux types distincts de scénarios de fuite: 1) la fuite soudaine par défaillance du puits d'injection ou par remontée dans un puits abandonné, et 2) la fuite progressive en raison d'une faille, d'une fracture ou d'un puits non détecté. Les conséquences d'une concentration élevée de CO<sub>2</sub> dans le sous-sol peu profond peuvent être des effets mortels pour les plantes et les animaux du sous-sol et la contamination des eaux souterraines. Des flux importants associés à des conditions atmosphériques stables peuvent entraîner des concentrations locales élevées de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère qui risquent de nuire aux animaux et à l'homme. L'élévation de la pression due à l'injection de CO<sub>2</sub> pourrait provoquer de petits phénomènes sismiques.

Bien qu'on ait une expérience limitée du stockage géologique, une expérience industrielle très semblable et des connaissances scientifiques pourraient servir de base à une gestion appropriée des risques et notamment à des actions correctrices. L'efficacité des méthodes disponibles de gestion des risques reste à démontrer si on les applique au stockage de CO<sub>2</sub>. Si des fuites se produisent sur un site de stockage, les mesures correctrices visant à y remédier pourront inclure des techniques standard de réparation de puits ou l'interception et l'extraction du CO<sub>2</sub> avant qu'il puisse s'infiltrer dans un aquifère peu profond. Étant donné la durée très longue du stockage géologique du CO<sub>2</sub>, il pourra s'avérer nécessaire de surveiller les sites pendant très longtemps (sections 5.6 et 5.7, tableaux 5.4 et 5.7 et figure 5.25).

23. *Si l'on injecte du CO<sub>2</sub> dans les océans ou qu'on constitue des nappes d'échelle industrielle de CO<sub>2</sub> liquide au fond de ceux-ci, on va modifier le milieu ambiant sur*

*le plan chimique. Des expériences ont démontré qu'une concentration élevée durable de CO<sub>2</sub> entraîne le décès d'organismes océaniques. Les effets du CO<sub>2</sub> sur les organismes marins auront des conséquences pour les écosystèmes. Les effets chroniques pour les écosystèmes d'une injection directe de CO<sub>2</sub> dans les océans sur une grande superficie et sur le long terme n'ont pas encore été étudiés.*

Des simulations effectuées à l'aide de modèles en supposant une libération de CO<sub>2</sub> sur sept sites situés à une profondeur de 3 000 m, où le stockage océanique représente 10 % de l'action d'atténuation en vue d'une stabilisation à 550 ppmv CO<sub>2</sub>, ont permis de prévoir une augmentation de l'acidité (diminution du pH > 0,4) dans 1 % environ du volume des océans. À titre de comparaison, notons que dans un tel cas de stabilisation, mais sans stockage océanique, on peut s'attendre à une diminution du pH > 0,25 par rapport au niveau préindustriel sur la totalité de la surface des océans. Une diminution de 0,2 à 0,4 du pH est bien plus importante que les variations préindustrielles en cas d'acidité moyenne des océans. Pour de telles ampleurs de la variation du pH, on a noté certains effets sur les organismes qui vivent à proximité de la surface des océans, mais les effets chroniques n'ont pas encore été étudiés. Il faut mieux comprendre ces effets avant de se lancer dans une évaluation détaillée des risques. Il n'existe aucun mécanisme connu de rejet soudain ou catastrophique dans l'atmosphère du CO<sub>2</sub> stocké dans les océans. La question du rejet progressif est abordée dans le paragraphe 26 ci-après. La transformation du CO<sub>2</sub> moléculaire en bicarbonate ou en hydrate avant ou pendant la libération de CO<sub>2</sub> réduirait les effets sur le pH et accroîtrait la rétention de CO<sub>2</sub> dans les océans, mais cela augmenterait les coûts et accroîtrait d'autres incidences sur l'environnement (section 6.7).

24. *Les incidences sur l'environnement d'une carbonatation minérale à grande échelle seraient la conséquence de l'exploitation minière et de l'élimination des produits résultants qui n'ont aucune utilité pratique.*

La fixation industrielle d'une tonne de CO<sub>2</sub> demande de 1,6 à 3,7 tonnes de roche silicatée. Les incidences de la carbonatation minérale sont semblables à celles d'une exploitation à ciel ouvert à grande échelle: défrichage, dégradation locale de la qualité de l'air et altération de l'eau et de la végétation en raison du creusement, du terrassement et du nivellement et du déchargement des métaux issus des résidus d'exploitation, ce qui peut aussi entraîner indirectement une dégradation de l'habitat. La plupart des produits de la carbonatation minérale doivent être éliminés, ce qui exige une mise en décharge et un supplément de transport (sections 7.2.4 et 7.2.6).

### **Des fuites physiques de CO<sub>2</sub> stocké vont-elles compromettre le PSC en tant qu'option pour l'atténuation des incidences des changements climatiques?**

25. *Selon des observations issues d'analogues naturels ou conçus par l'homme et selon certains modèles, il est très probable<sup>25</sup> que la proportion de CO<sub>2</sub> retenue dans des réservoirs géologiques correctement choisis et gérés soit supérieure à 99 % sur 100 ans et il est probable<sup>19</sup> qu'elle soit supérieure à 99 % sur 1 000 ans.*

Sur la plupart des sites correctement choisis, conçus et gérés, la plus grande partie du CO<sub>2</sub> sera progressivement immobilisée par divers mécanismes de piégeage, auquel cas il pourrait être retenu pendant des millions d'années. Grâce à ces mécanismes, le stockage pourrait devenir plus sûr pour des périodes plus longues (sections 1.6.3, 5.2.2 et 5.7.3.4 et tableau 5.5).

26. *La libération du CO<sub>2</sub> stocké dans les océans se fera progressivement sur des centaines d'années.*

Selon des données issues de traceurs et des calculs de modèles, en cas de stockage de CO<sub>2</sub> dans les océans, selon la profondeur d'injection de celui-ci et l'endroit, la proportion retenue sera de 65 à 100 % au bout de 100 ans et de 30 à 85 % au bout de 500 ans (proportion plus faible en cas d'injection à une profondeur de 1 000 m, plus élevée à une profondeur de 3 000 m) (sections 1.6.3, 6.3.3 et 6.3.4 et tableau 6.2).

27. *En cas de carbonatation minérale, le CO<sub>2</sub> stocké ne sera pas rejeté dans l'atmosphère (sections 1.6.3 et 7.2.7).*

28. *En cas de déperdition continue de CO<sub>2</sub>, celle-ci risque de contrebalancer, du moins en partie, les avantages du PSC en matière d'atténuation des incidences des changements climatiques. L'évaluation des conséquences de déperditions en la matière dépend du cadre choisi pour la prise de décisions et des informations disponibles sur les proportions retenues en cas de stockage géologique ou océanique, indiquées aux paragraphes 25 et 26.*

Les études réalisées à propos du stockage non permanent de CO<sub>2</sub> sont fondées sur diverses approches: valeur du retard des émissions, réduction au minimum du coût d'un scénario donné d'atténuation ou émissions qui seront autorisées à l'avenir en cas de stabilisation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Selon certaines de ces études, les futures déperditions seront compensées par des réductions supplémentaires des émissions et les résultats dépendront des hypothèses concernant le futur coût des réductions, du taux d'actualisation, de la quantité de CO<sub>2</sub>

stocké et du niveau auquel la stabilisation de sa concentration dans l'atmosphère sera fixé. Dans d'autres études, la compensation n'est pas considérée comme une possibilité, en raison d'incertitudes politiques et institutionnelles, et l'analyse est axée sur les limites imposées par le niveau de stabilisation présumé et la quantité de CO<sub>2</sub> stockée. Si les fourchettes citées dans les études varient selon les méthodes et les hypothèses adoptées, toutes les études indiquent que pour que le PSC soit acceptable en tant que mesure d'atténuation, il faut fixer une limite supérieure quant aux déperditions pouvant se produire (sections 1.6.4 et 8.4).

### **Quels problèmes juridiques et réglementaires pose le stockage du CO<sub>2</sub>?**

29. *Il existe des règlements concernant les activités dans le sous-sol qui peuvent avoir un rapport avec le stockage géologique ou même s'appliquer directement à celui-ci, mais peu de pays ont établi des cadres juridiques ou réglementaires précis concernant le stockage à long terme du CO<sub>2</sub>.*

La législation et la réglementation en vigueur qui concernent notamment l'exploitation minière, les activités pétrolières et gazières, la lutte contre la pollution, l'élimination des déchets, l'eau potable, le traitement des gaz haute pression et le droit de propriété relatif au sous-sol peuvent avoir un rapport avec le stockage géologique du CO<sub>2</sub>. Les questions concernant le passif à long terme lié au rejet de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère et ses incidences sur l'environnement local ne sont généralement pas résolues. Certains États assument une responsabilité à long terme dans des situations comparables au stockage de CO<sub>2</sub>, comme l'exploitation souterraine (sections 5.8.2, 5.8.3 et 5.8.4).

30. *À ce jour, on n'a convenu d'aucune interprétation officielle quant à la question de savoir si ou dans quelles conditions l'injection de CO<sub>2</sub> sous le fond de la mer ou dans les océans est compatible avec certaines dispositions du droit international.*

Il existe plusieurs traités (dont la Convention de Londres<sup>26</sup> et la Convention OSPAR<sup>27</sup>) qui pourraient s'appliquer à l'injection de CO<sub>2</sub> dans le sous-sol océanique ou dans les océans. Ces traités ne prennent pas en compte spécifiquement le stockage de CO<sub>2</sub> (sections 5.8.1 et 6.8.1).

### **Quelles sont les répercussions du PSC en ce qui concerne les inventaires et la comptabilisation des émissions?**

31. *Les lignes directrices actuelles du GIEC<sup>28</sup> ne comprennent pas de méthodes s'appliquant spécifiquement à l'évaluation des émissions liées au PSC.*

<sup>25</sup> «Très probable» indique une probabilité se situant entre 90 et 99 %.

<sup>26</sup> Convention sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets et autres matières (1972) et Protocole de Londres (1996), qui n'est pas encore entré en vigueur.

<sup>27</sup> Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du nord-est, adoptée à Paris en 1992. OSPAR est l'abréviation d'Oslo-Paris.

<sup>28</sup> Révision 1996 des lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre et rapports «Good Practice Guidance»: *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories* et *Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry*.

On peut appliquer au PSC les directives générales publiées par le GIEC. Quelques pays le font actuellement, en parallèle avec leurs méthodes nationales d'évaluation des émissions. Les lignes directrices du GIEC proprement dites ne proposent pas encore de méthodes précises pour évaluer les émissions liées au PSC. De telles méthodes devraient être présentées dans les Lignes directrices de 2006 pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Il faudra sans doute élaborer des méthodes spécifiques concernant le piégeage et le stockage nets de CO<sub>2</sub>, les déperditions physiques, les émissions fugitives et les émissions négatives liées aux applications à la biomasse des systèmes de PSC (sections 9.2.1 et 9.2.2).

*32. Les quelques projets actuels de PSC portent sur le stockage géologique. On n'a donc qu'une expérience limitée de la surveillance et de la vérification des débits réels de fuite physique et des incertitudes associées, ainsi que de la communication d'informations à ce propos.*

Il existe ou l'on met actuellement au point plusieurs techniques de surveillance et de vérification des émissions de CO<sub>2</sub> dues au PSC, mais celles-ci varient selon leur applicabilité, la spécificité des sites, les limites de détection et les incertitudes (sections 9.2.3, 5.6 et 6.6.2).

*33. On peut piéger du CO<sub>2</sub> dans un pays et le stocker dans un autre en prenant des engagements différents. Les questions de comptabilisation du stockage transfrontalier ne sont pas particulières au PSC.*

Les règles et les méthodes de comptabilisation peuvent devoir être adaptées en conséquence. À l'avenir, il faudra sans doute tenir compte d'éventuelles déperditions physiques émanant des sites de stockage (section 9.3).

#### **Quelles sont les lacunes dans nos connaissances?**

*34. Il y a des lacunes dans les connaissances actuelles concernant certains aspects du PSC. Un approfondissement de ces connaissances et de notre expérience réduirait les incertitudes et faciliterait donc les décisions relatives au PSC en vue d'atténuer les incidences des changements climatiques (section 10 du Résumé technique).*



## Rapport spécial du GIEC

# Piégeage et stockage du dioxyde de carbone

## Résumé technique

### Auteurs-coordonnateurs principaux

Edward Rubin (États-Unis d'Amérique), Leo Meyer (Pays-Bas), Heleen de Coninck (Pays-Bas)

### Auteurs principaux

Juan Carlos Abanades (Espagne), Makoto Akai (Japon), Sally Benson (États-Unis d'Amérique), Ken Caldeira (États-Unis d'Amérique), Peter Cook (Australie), Ogunlade Davidson (Sierra Leone), Richard Doctor (États-Unis d'Amérique), James Dooley (États-Unis d'Amérique), Paul Freund (Royaume-Uni), John Gale (Royaume-Uni), Wolfgang Heidug (Allemagne), Howard Herzog (États-Unis d'Amérique), David Keith (Canada), Marco Mazzotti (Italie et Suisse), Bert Metz (Pays-Bas), Balgis Osman-Elasha (Soudan), Andrew Palmer (Royaume-Uni), Riitta Pipatti (Finlande), Koen Smekens (Belgique), Mohammad Soltanieh (Iran), Kelly (Kailai) Thambimuthu (Australie et Canada), Bob van der Zwaan (Pays-Bas)

### Éditeur-réviseur

Ismail El Gizouli (Soudan)

---



## 1. Introduction et économie générale du rapport

La technique de piégeage et de stockage du dioxyde de carbone (PSC), thème du Rapport spécial, fait partie des moyens envisagés pour réduire les émissions atmosphériques de CO<sub>2</sub> dues aux activités humaines. L'objet du rapport est d'analyser l'état actuel des connaissances en ce qui a trait aux aspects techniques, scientifiques, environnementaux, économiques et sociétaux de cette solution et de considérer le PSC comme une option parmi les autres mesures susceptibles d'atténuer les changements climatiques.

Le présent résumé technique suit le plan du Rapport spécial. Cette première section précise le cadre général dans lequel a été réalisée l'évaluation et décrit brièvement les installations qui permettraient de piéger et de stocker le dioxyde de carbone. La section 2 traite des principales sources d'émission de CO<sub>2</sub>, afin de déterminer si le PSC pourrait être réalisé à l'échelle de la planète. Les différentes techniques de piégeage font l'objet de la section 3, tandis que la section 4 est consacrée aux méthodes de transport du CO<sub>2</sub>. Chaque option de stockage est examinée aux sections 5, 6 et 7, qui traitent respectivement du stockage dans des formations géologiques, du stockage dans les océans et, enfin, de la carbonatation minérale et des usages industriels du CO<sub>2</sub>. Le coût et le potentiel économique du PSC sont analysés à la section 8. On procède ensuite à une étude de l'incidence qu'aurait cette solution sur les inventaires et la comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre. Dans la conclusion de ce résumé technique, on récapitule les connaissances qui font encore défaut, surtout celles qui sont essentielles pour les considérations d'ordre politique.

### *Aperçu du piégeage et du stockage du dioxyde de carbone*

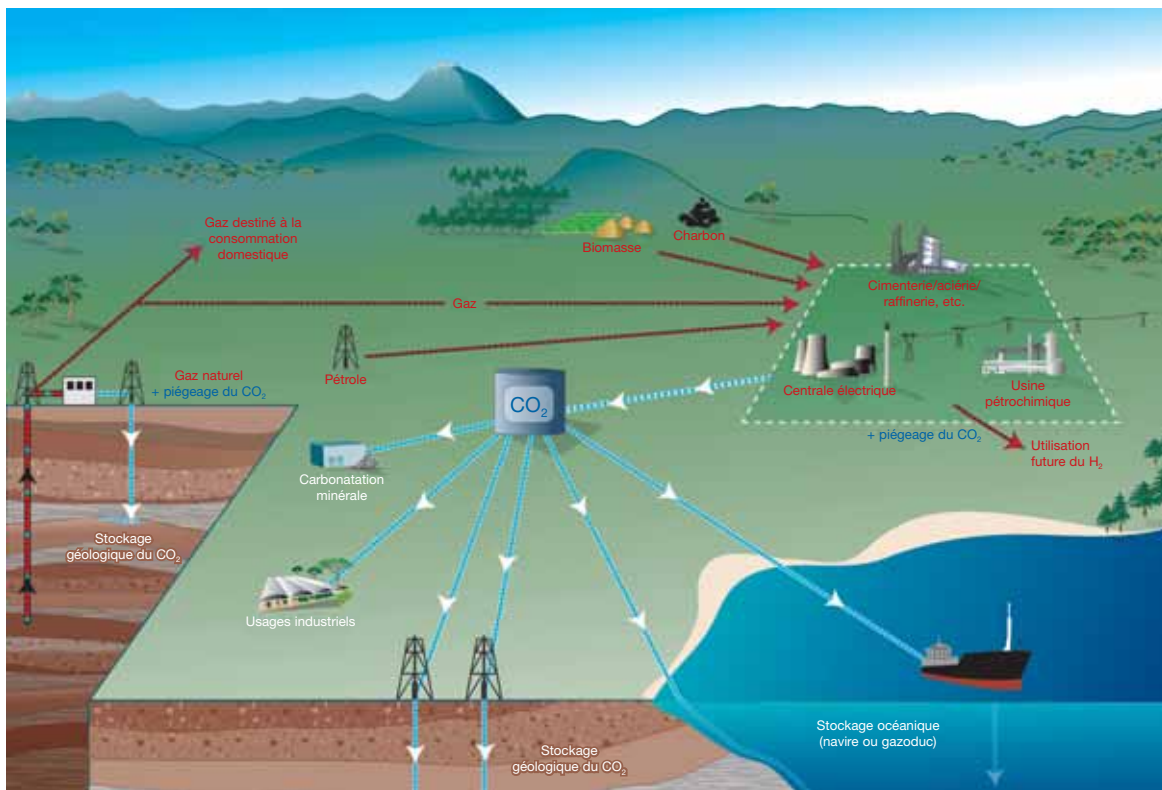
Les émissions de CO<sub>2</sub> sont essentiellement produites par la combustion de matières fossiles, que ce soit dans de grandes installations comme les centrales électriques ou dans des appareils plus petits et disséminés, par exemple les moteurs de véhicules automobiles ou les chaudières de bâtiments résidentiels et commerciaux. Du CO<sub>2</sub> est également rejeté dans l'atmosphère lors de certaines opérations d'extraction minière et de transformation industrielle, ainsi que lors du brûlage des forêts pour défricher les terres. Il est très probable que le PSC serait appliqué à d'importantes sources fixes, telles les centrales électriques ou les grandes usines, dont une partie pourrait produire du combustible décarburé, tel l'hydrogène, qui alimenterait le secteur des transports, de la transformation et du bâtiment, réduisant ainsi les émissions imputables à ces sources disséminées.

Le PSC fait appel à des techniques spéciales pour recueillir et concentrer le CO<sub>2</sub> émis par les sources industrielles et énergétiques, pour acheminer le gaz vers une zone de stockage et pour l'isoler de l'atmosphère pendant une longue période. Ainsi, l'utilisation de combustibles fossiles produirait peu de gaz à effet de serre. L'application de cette solution aux sources d'énergies vertes pourrait se solder par une absorption nette de CO<sub>2</sub> (émissions négatives) en piégeant et stockant le dioxyde de carbone qui a été absorbé de l'atmosphère par la biomasse, à condition que cette dernière ne soit pas surexploitée.

La figure RT.1 présente les principales opérations du PSC, à savoir le piégeage, le transport et le stockage. Toutes ces techniques sont déjà exploitées dans le secteur industriel, mais généralement pas pour stocker du dioxyde de carbone. Au cours du piégeage, le CO<sub>2</sub> est séparé des autres produits gazeux. Dans les procédés de combustion, par exemple ceux des centrales électriques, les techniques de séparation peuvent servir à recueillir le CO<sub>2</sub> après la combustion ou à décarburer le combustible avant la combustion. L'étape du transport est nécessaire quand on doit acheminer le CO<sub>2</sub> piégé vers un lieu de confinement approprié situé à grande distance de la source d'émission. Pour faciliter cette opération et le stockage ultérieur, le CO<sub>2</sub> est en général fortement comprimé dans l'installation même de piégeage. Quant aux méthodes de stockage possibles, ce sont l'injection dans des formations géologiques, le dépôt dans les couches profondes de l'océan ou la fixation industrielle dans des carbonates inorganiques. Par ailleurs, certains procédés industriels pourraient intégrer de petites quantités de CO<sub>2</sub> piégé dans des produits finis.

Le degré de maturité des différents éléments d'une installation de PSC est très variable. Certaines techniques sont largement employées dans des marchés bien établis, tels celui du pétrole et du gaz naturel, tandis que d'autres en sont encore au stade de la recherche, du développement ou de la démonstration. Le tableau RT.1 fait le point sur la situation. Trois applications commerciales de piégeage du CO<sub>2</sub> et de stockage dans des formations géologiques étaient en cours au milieu de l'année 2005: le projet norvégien Sleipner de transformation du gaz naturel au large, le projet Weyburn de récupération assistée du pétrole (RAP)<sup>1</sup> au Canada (stockage de CO<sub>2</sub> provenant des États-Unis d'Amérique) et le projet algérien d'In Salah portant sur le gaz naturel. Les quantités piégées et stockées sont de l'ordre de 1 à 2 MtCO<sub>2</sub> par an dans chaque cas. Il convient de noter que le PSC n'a jamais été appliqué à une grande centrale thermique (500 MW, par exemple) et que l'ensemble du système ne présenterait pas forcément le même degré de maturité que certains de ses éléments pris isolément.

<sup>1</sup> Dans le présent rapport, RAP désigne la récupération assistée du pétrole au moyen de CO<sub>2</sub>.



**Figure RT.1.** Schéma des installations éventuelles de CSC montrant les sources qui pourraient convenir, ainsi que les options de transport de CO<sub>2</sub> et de stockage. (Avec la permission de CO2CRC)

### *Quel intérêt présente la technologie de piégeage et de stockage du CO<sub>2</sub>?*

Les inquiétudes suscitées sur la scène internationale par l'évolution du climat ont conduit à adopter en 1992 la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), dont l'objectif ultime est de «stabiliser (...) les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique». L'examen du CSC, comme des autres possibilités de diminuer les rejets, découle de l'obligation de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> pour parvenir à stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. La plupart des scénarios décrivant la consommation d'énergie à l'échelle de la planète prévoient que les émissions de dioxyde de carbone augmenteront de manière substantielle tout au long du siècle si l'on ne prend pas de mesures précises pour atténuer les changements climatiques. Ils donnent également à penser que les combustibles fossiles continueront d'être la principale source d'énergie primaire, au moins jusqu'au milieu du XXI<sup>e</sup> siècle (voir la section 8). L'ampleur de la réduction

des émissions à réaliser en vue de stabiliser les concentrations de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère dépend à la fois du volume des émissions futures (niveau de référence) et du niveau de concentration visé à long terme: plus l'objectif de stabilisation est bas et les émissions élevées, plus la réduction devra être importante. Comme l'indique le troisième rapport d'évaluation (TRÉ) du GIEC, les émissions cumulatives de centaines, voire de milliers, de gigatonnes de CO<sub>2</sub> devraient être évitées au cours du siècle, selon le scénario considéré, pour parvenir à stabiliser les concentrations à un niveau allant de 450 ppmv à 750 ppmv<sup>2</sup>. Toujours selon le TRÉ, «les résultats de la plupart des modèles indiquent que les solutions techniques connues<sup>3</sup> pourraient conduire à un grand nombre de niveaux de stabilisation du CO<sub>2</sub> atmosphérique», mais «aucune solution technique isolée ne permettra d'obtenir la totalité des réductions d'émissions nécessaires». Un ensemble de mesures d'atténuation devront être combinées pour atteindre le niveau désiré. Il existe des solutions technologiques connues pour stabiliser les concentrations, mais les auteurs du rapport préviennent que «leur mise en œuvre exigerait des transformations socioéconomiques et institutionnelles».

<sup>2</sup> ppmv = parties par million en volume.

<sup>3</sup> Les «solutions techniques connues» sont des techniques soit opérationnelles soit parvenues à l'étape de l'unité pilote, comme l'indiquent les scénarios d'atténuation présentés dans le TRÉ. Elles n'incluent aucune technique nouvelle exigeant de grandes percées technologiques. On peut ainsi considérer qu'elles représentent une évaluation prudente, étant donné la durée des scénarios.

**Tableau RT.1.** Maturité actuelle des éléments du PSC. Les croix indiquent la maturité maximale atteinte par chaque élément. Des techniques moins matures existent aussi pour la plupart des éléments.

Élément du PSC	Technique de PSC	Étape de la recherche <sup>a</sup>	Étape de la démonstration <sup>b</sup>	Économiquement réalisable dans des conditions précises <sup>c</sup>	Marché parvenu à maturité <sup>d</sup>
Piégeage	Postcombustion			X	
	Précombustion			X	
	Oxycombustion		X		
	Séparation industrielle (traitement du gaz naturel, production d'ammoniac)				X
Transport	Gazoducs				X
	Navires			X	
Stockage géologique	Récupération assistée du pétrole (RAP)				X <sup>e</sup>
	Champs de gaz naturel ou de pétrole			X	
	Formations salines			X	
	Récupération assistée du méthane dans une couche de houille (RAMCH) <sup>f</sup>		X		
Stockage dans les océans	Injection directe (type dissolution)	X			
	Injection directe (type lac)	X			
Carbonatation minérale	Silicates naturels	X			
	Déchets		X		
Usages industriels du CO <sub>2</sub>					X

- <sup>a</sup> «Étape de la recherche» signifie que si l'on a bien compris les principes scientifiques de base, la technique en est à l'étape de l'étude de définition ou des essais en laboratoire et n'a pas fait l'objet d'une démonstration dans une unité pilote.
- <sup>b</sup> «Étape de la démonstration» signifie que la technique est conçue et exploitée à l'échelle d'une unité pilote, mais qu'elle exige un développement complémentaire avant de pouvoir servir à l'élaboration et à la mise en place d'un système à grande échelle.
- <sup>c</sup> «Économiquement réalisable dans des conditions précises» signifie que la technique est bien comprise et employée pour des applications commerciales choisies, par exemple dans un régime fiscal favorable ou dans un créneau donné, ou l'on traite au moins 0,1 MtCO<sub>2</sub>/an, avec peu de répliques (moins de 5) de la technique.
- <sup>d</sup> «Marché parvenu à maturité» signifie que la technique est actuellement appliquée de par le monde avec de multiples répliques à l'échelle commerciale.
- <sup>e</sup> L'injection de CO<sub>2</sub> pour la RAP est une technique parvenue à maturité, mais lorsqu'elle est employée pour le stockage du CO<sub>2</sub>, elle est seulement «économiquement réalisable dans des conditions précises».
- <sup>f</sup> La RAMCH consiste à utiliser du CO<sub>2</sub> pour accroître la récupération du méthane présent dans une couche de houille inexploitable grâce à l'adsorption préférentielle du CO<sub>2</sub> sur la houille. Ces veines ne sont pas exploitées car elles sont trop profondes ou trop minces. Si elles l'étaient ultérieurement, le CO<sub>2</sub> stocké serait libéré.

Dans ce contexte, la présence du PSC dans l'ensemble des options pourrait faciliter la réalisation des objectifs de stabilisation. Parmi les autres possibilités qui ont été analysées plus à fond dans les évaluations antérieures du GIEC figurent: 1) la baisse de la demande d'énergie grâce à l'amélioration du rendement de transformation de l'énergie ou des appareils de consommation; 2) la décarbonation de l'approvisionnement énergétique en adoptant des combustibles à moindre teneur en carbone (remplacement du charbon par le gaz naturel, par exemple) ou en recourant davantage aux sources renouvelables ou à l'énergie nucléaire (qui émettent peu ou pas de CO<sub>2</sub>); 3) la séquestration du CO<sub>2</sub> en renforçant les puits naturels par fixation biologique; et 4) la réduction des émissions des autres gaz à effet de serre.

Les résultats fournis par les modèles, qui sont présentés plus loin dans ce rapport, indiquent que le PSC, allié à d'autres mesures, pourrait abaisser sensiblement le coût de la stabilisation des concentrations, tout en apportant plus de souplesse. L'intérêt porté à cette technologie s'explique par le recours massif aux combustibles fossiles dans le monde (80 % environ de la consommation énergétique actuelle), par les possibilités qu'offre le PSC de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> au cours du prochain siècle et par sa compatibilité avec les installations énergétiques en place.

### Principales questions à examiner

Plusieurs aspects doivent être analysés pour tenter de comprendre ce que pourrait apporter le PSC aux efforts d'atténuation des changements climatiques; les questions qui sont examinées dans différentes sections de ce résumé technique sont notamment les suivantes:

- Quel est l'état d'avancement des techniques faisant appel au PSC?
- Quelles possibilités présente le PSC?
- Quels seraient les coûts de mise en œuvre?
- Combien de temps le CO<sub>2</sub> devrait-il être stocké pour atténuer sensiblement les changements climatiques?
- Quels sont les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement?
- Comment la population perçoit-elle cette technologie?
- Quels problèmes juridiques pose le stockage du CO<sub>2</sub>?
- Quelle serait l'incidence sur les inventaires et la comptabilisation des émissions?
- Serait-il possible d'étendre et de transférer cette technologie?

Il est primordial, quand on analyse la possibilité de procéder au PSC pour atténuer les changements climatiques, de déterminer et d'évaluer de manière transparente toutes les émissions produites par l'installation envisagée, notamment les émissions de CO<sub>2</sub>. Il est particulièrement important d'adopter une vision globale ou «systémique», car le choix des limites du système est déterminant pour effectuer une bonne analyse. Il est crucial d'appréhender la chaîne d'opérations dans son ensemble en tenant compte de l'énergie requise pour le piégeage et pour certains procédés de stockage et d'utilisation, sans omettre les risques de fuite des réservoirs.

Du point de vue de la stabilisation des concentrations atmosphériques et du développement durable à long terme, le stockage du dioxyde de carbone doit être assez long pour contribuer vraiment à l'atténuation des changements climatiques. Dans le rapport, la durée du stockage est exprimée en «proportion retenue», soit la fraction de la masse cumulée de CO<sub>2</sub> injecté qui est confinée dans un réservoir pendant une période déterminée. Plusieurs estimations de telles proportions, pour différentes périodes et méthodes, sont données plus loin. Outre la durée du stockage, il convient de s'interroger sur la quantité de fuite<sup>4</sup> lente et continue qui serait acceptable. Différentes façons d'aborder cette question sont examinées à la section 8 ci-après.

Le PSC pourrait être envisagé dans les pays qui détiennent d'importantes sources d'émission de CO<sub>2</sub> susceptibles d'être piégées, qui ont accès à des sites d'entreposage, qui détiennent une expérience en matière d'exploitation pétrolière et gazière, et qui cherchent à se développer tout en respectant la limitation

des émissions. Les documents évalués dans le rapport spécial du GIEC intitulé «Questions méthodologiques et technologiques dans le transfert de technologie» révèlent que de nombreux obstacles peuvent nuire à l'application de certaines technologies dans les pays en développement, même si ces dernières sont parvenues à maturité dans les pays industrialisés. Une large adoption du PSC exigerait d'éliminer ces obstacles et de créer des conditions propices à la diffusion de cette technologie dans les pays en développement.

## 2. Les sources de CO<sub>2</sub>

Cette section décrit les principales sources anthropiques d'émission et les sites d'entreposage qui pourraient être exploités. Comme on l'a relevé plus tôt, les émissions de CO<sub>2</sub> dues aux activités humaines sont surtout produites lors de la combustion de matières fossiles dans divers secteurs: production d'électricité, transports, transformation industrielle, bâtiments résidentiels et commerciaux. La fabrication du ciment, la production d'hydrogène et d'autres procédés industriels rejettent aussi du CO<sub>2</sub>, tout comme la combustion de biomasse. Il sera également question dans cette section des émissions futures.

### Sources actuelles de CO<sub>2</sub> et leurs caractéristiques

Afin d'évaluer les possibilités de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> en recourant au PSC, on a étudié à l'échelle du globe l'emplacement des grandes sources fixes et leur proximité par rapport aux lieux d'entreposage possibles. Les rejets imputables aux secteurs des transports et des bâtiments résidentiels et commerciaux n'ont pas été pris en considération car ces sources, relativement petites, mobiles pour la plupart, se prêtent mal au piégeage et à l'entreposage. On a aussi analysé les sources futures potentielles en s'appuyant sur plusieurs scénarios de consommation mondiale d'énergie et d'émission de CO<sub>2</sub>.

Les émissions dues à l'utilisation de combustibles fossiles se situaient en l'an 2000 aux environs de 23,5 GtCO<sub>2</sub> par an (6 GtC par an). Près de 60 % provenaient de grandes sources fixes (>0,1 MtCO<sub>2</sub>/an) (voir le tableau RT.2), mais elles ne pourraient pas toutes faire l'objet d'un piégeage. Quoique ces sources soient réparties un peu partout sur le globe, les bases de données révèlent que les émissions sont particulièrement concentrées dans quatre régions, à savoir l'Amérique du Nord (centre-ouest et est des États-Unis d'Amérique), l'Europe (nord-ouest), l'Asie de l'Est (côte est de la Chine) et l'Asie du Sud (sous-continent indien). Pour leur part, les grandes sources d'émission liées à la biomasse sont beaucoup moins nombreuses et moins disséminées sur la planète.

À l'heure actuelle, la teneur en CO<sub>2</sub> des émissions produites par la grande majorité des sources les plus importantes est

<sup>4</sup> S'agissant du stockage du CO<sub>2</sub>, le sens le plus courant donné au mot «fuite» dans ce rapport est celui de l'échappement du fluide injecté hors du lieu de stockage. Dans le contexte de l'échange de réductions d'émission de CO<sub>2</sub>, une «fuite» ou un «transfert» peut désigner la modification des émissions anthropiques par des sources ou par absorptions par des puits se produisant au-delà des limites du projet.

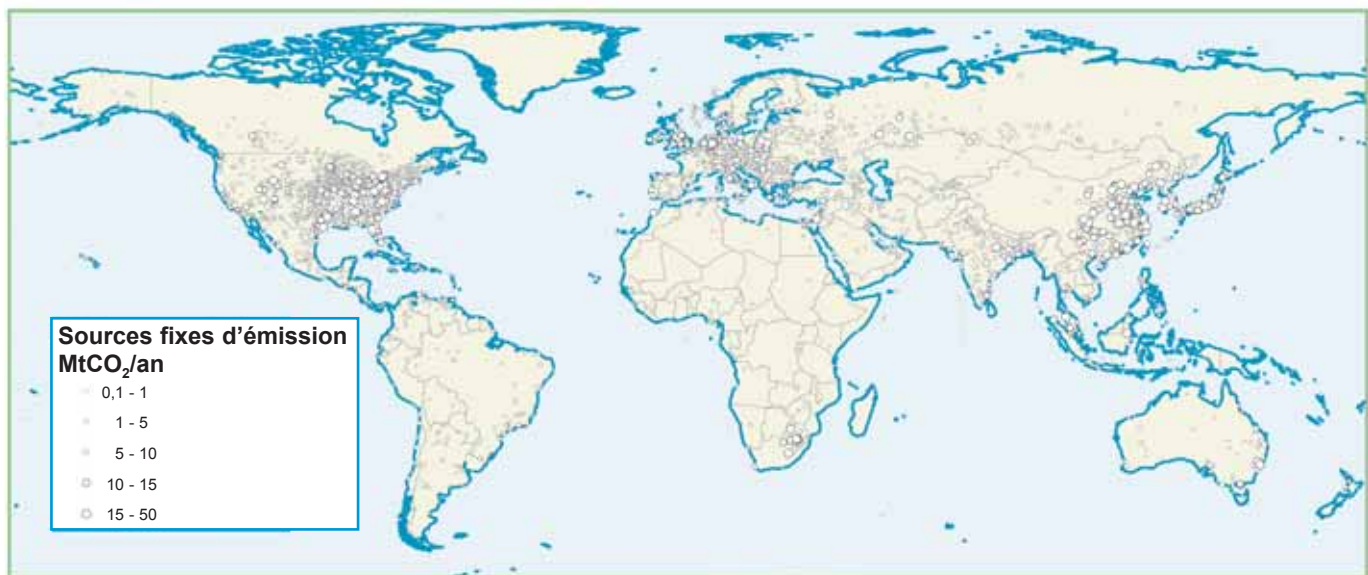
**Tableau RT.2.** Profil par processus ou par activité industrielle des grandes sources fixes mondiales de CO<sub>2</sub> qui libèrent plus de 0,1 MtCO<sub>2</sub> par an.

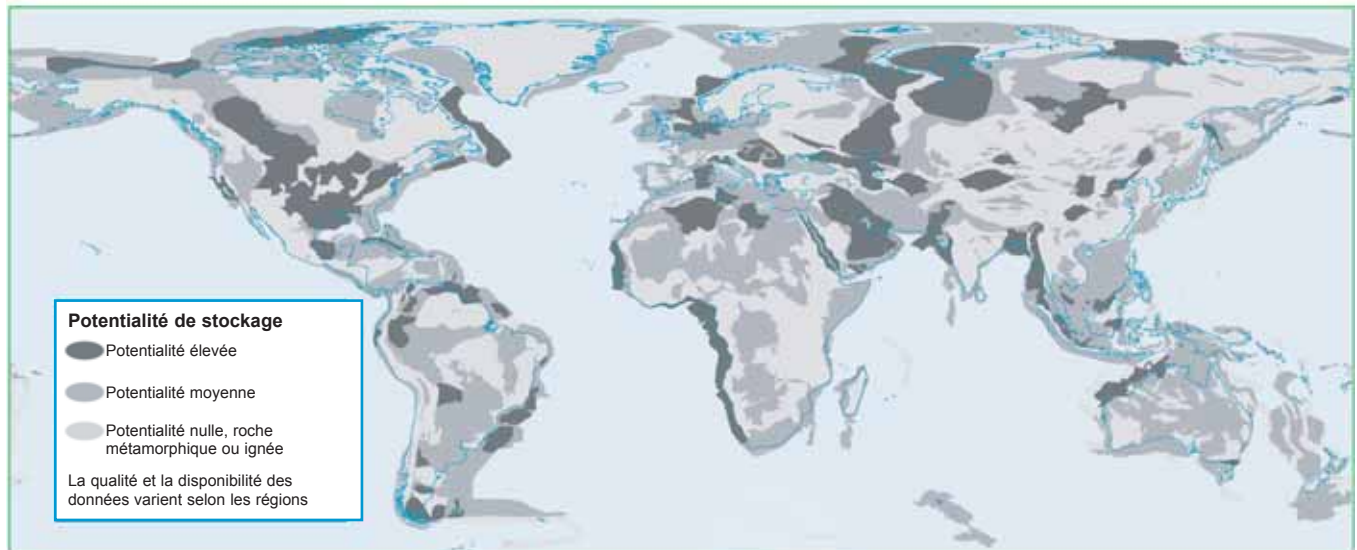
Processus	Nombre de sources	Émissions (MtCO <sub>2</sub> /an)
<b>Combustibles fossiles</b>		
Énergie	4 942	10 539
Production de ciment	1 175	932
Raffineries	638	798
Industrie sidérurgique	269	646
Industrie pétrochimique	470	379
Traitement du pétrole et du gaz naturel	non disponible	50
Autres sources	90	33
<b>Biomasse</b>		
Bioéthanol et bioénergie	303	91
<b>Total</b>	<b>7 887</b>	<b>13 468</b>

inférieure à 15 %, et nettement moindre parfois. Cependant, une fraction (moins de 2 %) des sources industrielles qui utilisent des combustibles fossiles présente des concentrations supérieures à 95 %. Ce seraient de bons candidats pour une première mise en œuvre du PSC, car seules les opérations de séchage et de compression seraient nécessaires à l'étape du piégeage (voir la section 3). L'analyse de sources très pures, situées à moins de 50 km de formations de stockage et susceptibles de générer des revenus (par l'utilisation du CO<sub>2</sub> pour accroître la production d'hydrocarbures grâce à la RAMCH ou à la RAP), montre que ces sources rejettent actuellement quelque 360 MtCO<sub>2</sub> par an. Un certain nombre de sources utilisant la biomasse, par exemple pour fabriquer du

bioéthanol, rejettent aussi de fortes concentrations de CO<sub>2</sub> qui pourraient servir à des applications similaires.

La distance qui sépare un point d'émission d'un lieu de stockage peut déterminer dans une large mesure l'intérêt que présente la technique de PSC pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. La figure RT.2a situe les principales sources d'émission de CO<sub>2</sub> (indiquées par des points) et la figure RT.2b montre les possibilités de stockage (indiquées en différents tons de gris) dans les bassins sédimentaires du globe. Ces deux figures montrent une bonne corrélation entre les principales sources et les bassins de stockage éventuels, puisque nombre de ces sources se trouvent directement au-dessus ou à une distance raisonnable (moins de 300 km) des zones sédimentaires

**Figure RT.2a.** Répartition mondiale des grandes sources fixes de CO<sub>2</sub> (selon une compilation des renseignements dans le domaine public concernant les sources mondiales d'émission; AEI GHG 2002).



**Figure RT.2b.** Zones de bassins sédimentaires où l'on pourrait trouver des formations salines, des gisements de pétrole ou de gaz ou des couches de houille convenant au stockage. Une partie seulement des emplacements de stockage dans les couches de houille est montrée. La «potentialité» est une évaluation qualitative de la probabilité qu'un lieu de stockage convenable existe dans une zone donnée, selon les renseignements disponibles. Cette figure est donnée à titre indicatif car elle est fondée sur des données partielles, dont la qualité peut varier d'une région à une autre, qui risquent de changer avec le temps et qui pourraient être modifiées par de nouveaux renseignements. (Avec la permission de Geoscience Australia)

possibles. Il n'est toutefois pas certain que les bassins de la figure RT.2b constitueraient de bons réservoirs; une analyse géologique plus poussée, à l'échelle régionale, devrait être entreprise pour s'en assurer.

#### *Futures sources d'émission*

Dans le Rapport spécial du GIEC sur les scénarios d'émissions (RSSÉ), les rejets futurs de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère sont analysés selon six scénarios d'illustration dans lesquels les émissions mondiales vont de 29 à 44 GtCO<sub>2</sub> (8 à 12 GtC) par an en 2020 et de 23 à 84 GtCO<sub>2</sub> (6 à 23 GtC) par an en 2050. Le nombre de sources d'émission liées à la production d'électricité et aux secteurs industriels devrait croître fortement jusqu'en 2050, surtout en Asie du Sud et de l'Est; un léger recul pourrait par contre survenir en Europe. La proportion de sources d'émission à forte et basse teneur en CO<sub>2</sub> dépendra de la taille et du rythme de construction d'installations qui procèdent à la gazéification ou à la liquéfaction des combustibles fossiles pour produire de l'hydrogène ou d'autres matières liquides et gazeuses. Plus ces installations seront nombreuses, plus il y aura de sources d'émission à concentration élevée qui se prêtent techniquement au piégeage.

Étant donné les fourchettes d'émission ci-dessus, on a estimé que le piégeage pourrait porter sur 2,6 à 4,9 GtCO<sub>2</sub> en 2020 (0,7 à 1,3 GtC) et sur 4,7 à 37,5 GtCO<sub>2</sub> en 2050 (1,3 à 10 GtC). Ces chiffres représentent respectivement 9 à 12 % et 21 à 45 % des émissions totales de CO<sub>2</sub> prévues en 2020 et

2050. L'imprécision des projections relatives aux émissions et au piégeage traduit les incertitudes inhérentes aux scénarios et aux analyses de modélisation, ainsi que les restrictions techniques à l'emploi du PSC. Seul est pris en considération le piégeage du CO<sub>2</sub> à partir de combustibles fossiles et non à partir de la biomasse. Toutefois, les émissions produites par les grandes installations de conversion de la biomasse pourraient également faire l'objet d'un piégeage.

La mise au point de vecteurs d'énergie à faible teneur en carbone aurait un impact sur le nombre et la taille des futures sources fixes de CO<sub>2</sub> présentant une concentration élevée. Les scénarios donnent également à penser que la production à grande échelle de tels vecteurs d'énergie, par exemple l'électricité ou l'hydrogène, pourrait commencer dans plusieurs décennies à supplanter les combustibles fossiles actuellement utilisés par les petites sources disséminées que sont les bâtiments résidentiels ou commerciaux et le secteur des transports (voir la section 8). Ces vecteurs pourraient être obtenus à partir de combustibles fossiles ou de biomasse dans de grandes installations qui deviendraient des sources importantes de CO<sub>2</sub> (centrales électriques ou installations similaires à celles qui produisent de l'hydrogène à partir du gaz naturel). Il serait possible de piéger les émissions émanant de ces sources. De telles applications pourraient réduire les émissions de CO<sub>2</sub> imputables aux transports et à la distribution d'énergie. Il est toutefois difficile, à l'heure actuelle, de tenter d'établir le nombre, la taille et l'emplacement des sources associées à ces progrès techniques.

### 3. Le piégeage du CO<sub>2</sub>

Nous exposerons ici les techniques qui permettent de piéger le dioxyde de carbone. Cette section est surtout consacrée aux centrales électriques et aux autres procédés industriels réalisés à grande échelle qui, comme on l'a mentionné à la section précédente, sont les meilleurs candidats en la matière.

#### *Caractéristiques et applications des techniques de piégeage*

Le but du piégeage est de produire un flux concentré de CO<sub>2</sub> à haute pression qui puisse être acheminé aisément vers un lieu de stockage. En théorie, la totalité d'un courant gazeux renfermant du CO<sub>2</sub> faiblement concentré pourrait être transporté et injecté sous terre, mais les coûts énergétiques et autres font que cette méthode est en général peu pratique. Il est donc nécessaire que le flux transporté et stocké soit quasiment pur. La séparation du CO<sub>2</sub> se fait déjà dans de grandes usines, notamment pour la transformation du gaz naturel et la production d'ammoniac. En général, l'extraction vise à purifier d'autres gaz et rarement à procéder au stockage du CO<sub>2</sub>, qui est le plus souvent rejeté dans l'atmosphère. Des techniques de piégeage ont aussi été mises en œuvre pour obtenir des quantités commercialisables de CO<sub>2</sub> à partir des gaz de combustion du charbon ou du gaz naturel, mais elles n'ont encore jamais été employées dans de grandes centrales électriques (500 MW et plus).

Selon le procédé ou le type de centrale en cause, il existe trois manières de piéger le CO<sub>2</sub> dégagé par un combustible fossile primaire (charbon, gaz naturel ou pétrole), par la biomasse ou par un mélange de ces substances:

*Les procédés postcombustion* séparent le CO<sub>2</sub> des gaz produits par la combustion du combustible primaire dans l'air. Ils font généralement appel à un solvant liquide pour capturer la fraction de CO<sub>2</sub> (en général de 3 à 15 % en volume) présente dans le courant gazeux qui renferme surtout de l'azote (provenant de l'air). Dans les centrales récentes au charbon pulvérisé ou dans les centrales au gaz naturel à cycle combiné, les systèmes de piégeage utiliseraient sans doute un solvant organique telle la monoéthanolamine (MEA).

*Les procédés précombustion* traitent le combustible primaire dans un réacteur, avec de la vapeur et de l'air ou de l'oxygène, de manière à produire un mélange composé essentiellement de monoxyde de carbone et d'hydrogène (gaz de synthèse). La réaction du monoxyde de carbone avec la vapeur dans un deuxième réacteur (réacteur de conversion) permet d'obtenir davantage d'hydrogène et de CO<sub>2</sub>. Les deux composantes du mélange ainsi obtenu peuvent être séparées en un flux de CO<sub>2</sub> et un flux d'hydrogène. Si le dioxyde de carbone est destiné au stockage, l'hydrogène est un vecteur d'énergie sans carbone qui peut être brûlé pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Bien que les étapes de conversion du combustible soient plus complexes

et plus coûteuses que dans les systèmes postcombustion, les concentrations élevées de CO<sub>2</sub> qu'il est possible d'obtenir dans le réacteur de conversion (de 15 à 60 % en volume sur sec) et les fortes pressions souvent présentes dans ces applications facilitent ensuite la séparation du CO<sub>2</sub>. La précombustion serait employée dans les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée.

*Les procédés en oxycombustion* utilisent l'oxygène à la place de l'air lors de la combustion de la matière primaire afin de produire un gaz composé essentiellement de vapeur d'eau et de CO<sub>2</sub>. La concentration de dioxyde de carbone dans les gaz de combustion est généralement élevée (plus de 80 % en volume). La vapeur d'eau est extraite par refroidissement et compression du flux gazeux. Ce procédé demande que l'oxygène soit séparé de l'air en amont, la plupart des méthodes employées fonctionnant avec de l'oxygène pur à 95-99 %. Un traitement ultérieur des gaz de combustion peut être nécessaire pour éliminer les polluants atmosphériques et les gaz non condensés (l'azote, par exemple) avant d'acheminer le CO<sub>2</sub> vers la zone de stockage. Cette technique est encore au stade de la démonstration comme méthode de piégeage du CO<sub>2</sub> dans les chaudières (voir le tableau RT.1). On étudie également son emploi dans les turbines à gaz, mais la mise au point en est encore à l'étape expérimentale.

La figure RT.3 illustre les principaux procédés et systèmes de piégeage. Tous comportent une étape de séparation du dioxyde de carbone, de l'hydrogène ou de l'oxygène présent dans le courant gazeux (gaz de combustion, gaz de synthèse ou gaz naturel brut). La séparation peut être réalisée au moyen de solvants physiques ou chimiques, de membranes, de sorbants solides ou d'un procédé cryogénique. Le choix d'une technique de piégeage dépend largement des conditions présentes. Les procédés actuels de postcombustion et de précombustion destinés aux centrales électriques pourraient piéger 85 à 95 % du CO<sub>2</sub> produit. Un rendement plus élevé est possible, mais les appareils de séparation nécessaires sont beaucoup plus grands, plus énergivores et plus coûteux. Le piégeage et la compression élèvent de 10 à 40 % la consommation d'énergie de la centrale, selon le type de procédé mis en œuvre. Étant donné les émissions associées à cette consommation, la quantité nette de CO<sub>2</sub> piégé est de l'ordre de 80 à 90 %. En théorie, l'oxycombustion est capable de retenir pratiquement tout le CO<sub>2</sub>. Cependant, la nécessité de procéder à un traitement ultérieur du gaz pour en extraire les polluants, tels les oxydes de soufre et d'azote, ramène à un peu plus de 90 % la proportion de CO<sub>2</sub> piégé.

Comme on l'a vu dans la première section, le piégeage du CO<sub>2</sub> fait déjà l'objet d'applications industrielles (voir la figure RT.4). Les techniques qui serviraient au piégeage précombustion sont utilisées pour la production à grande échelle d'hydrogène (destiné surtout à la fabrication d'ammoniac et d'engrais et au raffinage du pétrole). La séparation du CO<sub>2</sub> présent dans le gaz naturel brut (qui en

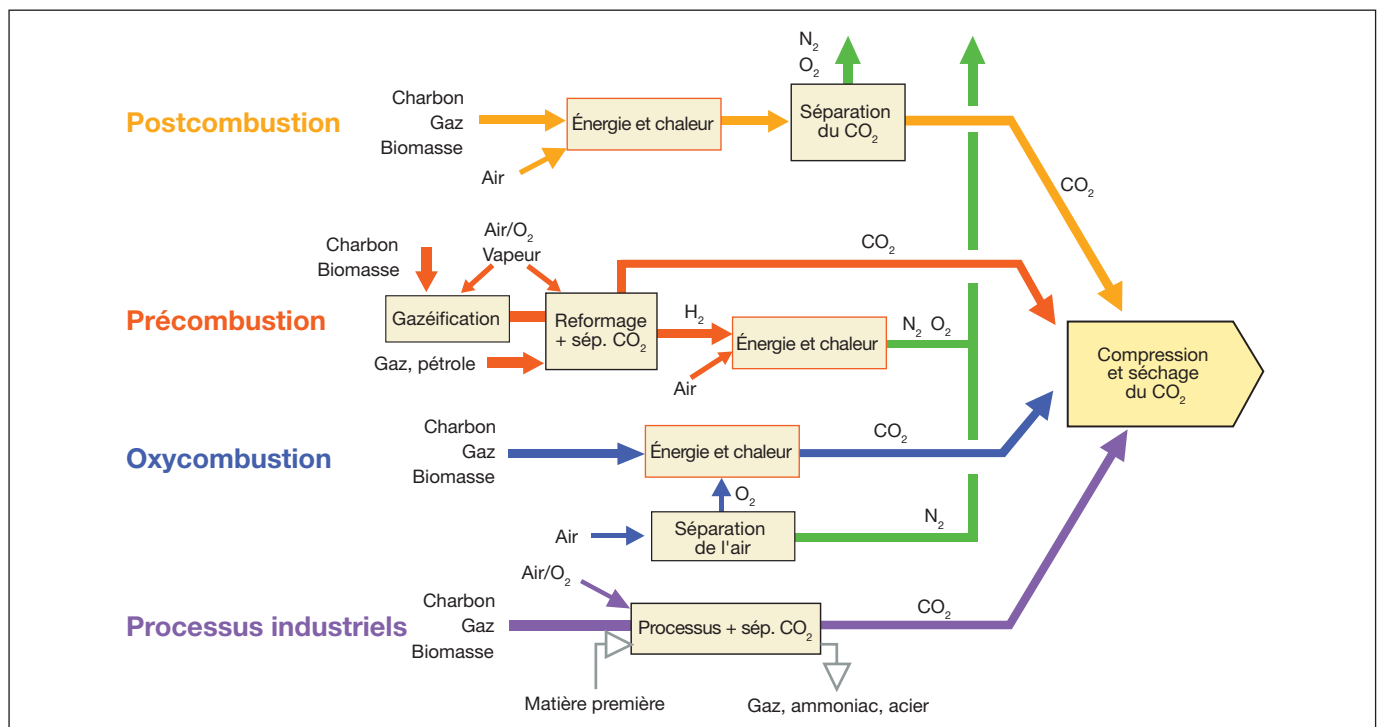


Figure RT.3. Aperçu des procédés et systèmes de piégeage du CO<sub>2</sub>.



Figure RT.4. a) Piégeage postcombustion du CO<sub>2</sub> dans une usine de Malaisie. Un procédé chimique d'absorption sépare 0,2 MtCO<sub>2</sub> par an des gaz de combustion d'une centrale au gaz naturel pour produire de l'urée (avec la permission de Mitsubishi Heavy Industries). b) Piégeage précombustion du CO<sub>2</sub> dans une usine de gazéification du charbon située dans le Dakota du Nord (États-Unis). Un solvant physique sépare 3,3 MtCO<sub>2</sub> par an du courant gazeux afin de produire du gaz naturel de synthèse. Une partie du CO<sub>2</sub> piégé est utilisée dans un projet de récupération assistée du pétrole (RAP) au Canada.



renferme souvent des quantités importantes) se fait elle aussi à grande échelle, au moyen de techniques similaires à celles qui sont envisagées pour le piégeage postcombustion. Même s'il existe des systèmes commerciaux de séparation de l'oxygène, la technique d'oxycombustion pour le piégeage du CO<sub>2</sub> est encore à l'étape de la démonstration. Des recherches sont en cours pour accroître le degré d'intégration, élever le rendement et réduire le coût de tous les types de systèmes de piégeage.

#### *Piégeage du CO<sub>2</sub>: risques, consommation d'énergie et environnement*

La surveillance, les risques et les aspects juridiques du piégeage du CO<sub>2</sub> ne présentent pas vraiment de problèmes nouveaux: en effet, tous ces éléments font déjà partie des pratiques courantes observées dans le secteur industriel en matière de santé, de sécurité et de protection de l'environnement. En revanche, le fonctionnement des systèmes envisagés exige beaucoup d'énergie, ce qui réduit le rendement net des centrales qui ont besoin d'un plus grand volume de combustibles pour produire un kilowattheure (kWh) d'électricité. Selon les textes publiés, l'augmentation de la consommation de combustible par kWh dans les centrales qui utilisent les meilleures techniques actuelles de piégeage (90 % de CO<sub>2</sub>) s'établirait entre 24 et 40 % dans les nouvelles centrales au charbon pulvérisé supercritique, entre 11 et 22 % dans les centrales au gaz naturel à cycle combiné, et entre 14 et 25 % dans les centrales au charbon à cycle combiné avec gazéification intégrée, par rapport aux installations comparables qui ne procèdent pas au PSC. La hausse des besoins énergétiques entraîne une augmentation de la plupart des autres rejets dans l'environnement par kWh d'électricité, en comparaison des centrales les plus modernes qui ne récupèrent pas le CO<sub>2</sub>, et, dans le cas particulier du charbon, la production d'un plus grand volume de déchets solides. En outre, les centrales au charbon pulvérisé consomment davantage de substances chimiques telles que l'ammoniac et le calcaire pour limiter les émissions d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre. La mise au point d'installations plus performantes, qui auront besoin de moins d'énergie pour piéger le CO<sub>2</sub>, permettra aussi de réduire le coût et l'impact global sur l'environnement. Comparées à beaucoup de centrales plus anciennes qui sont en exploitation, les centrales neuves ou modifiées qui offrent un meilleur rendement et qui procèdent au PSC pourraient permettre une réduction nette des émissions dans l'environnement par l'installation elle-même.

#### *Coût du piégeage du CO<sub>2</sub>*

L'estimation du coût du piégeage dans les grandes centrales électriques s'inspire d'une part des études techniques qui ont été réalisées sur les méthodes qui sont actuellement utilisées (quoique souvent dans des applications différentes

ou à des échelles plus réduites que celles présumées dans les documents en question) et, d'autre part, des études portant sur divers concepts qui sont encore au stade de la recherche-développement. Le tableau RT.3 récapitule les résultats obtenus pour les nouvelles centrales au charbon pulvérisé supercritique, au gaz naturel à cycle combiné et à cycle combiné avec gazéification intégrée, selon que l'on procède ou non au piégeage du CO<sub>2</sub>. Dans les trois cas, les systèmes de piégeage réduisent les émissions de CO<sub>2</sub> de quelque 80 à 90 % par kWh, en tenant compte de l'énergie consommée par ces systèmes. Les données sur les centrales au charbon pulvérisé et à cycle combiné avec gazéification intégrée concernent uniquement les charbons gras. Le coût du piégeage inclut la compression (généralement entre 11 et 14 MPa), mais non le transport et le stockage (voir les sections 4 à 7).

La fourchette de coût de chacun des trois systèmes rend compte des différentes hypothèses techniques, économiques et fonctionnelles retenues dans les études. Si certains écarts peuvent être imputés aux particularités de chaque méthode de piégeage, la variabilité provient surtout des différences dans le type, le fonctionnement et le financement de la centrale de référence à laquelle est appliquée la technique de piégeage (puissance, emplacement, rendement, type et coût du combustible, coefficient d'utilisation et coût du capital, notamment). Une fourchette de coût est donnée car aucun ensemble d'hypothèses ne saurait être valable pour toutes les situations ni toutes les régions du monde.

Selon les études qui ont servi à dresser le tableau RT.3, le piégeage du CO<sub>2</sub> élèverait le coût de production de l'électricité<sup>5</sup> de 35 à 70 % (0,01 à 0,02 dollar É.-U./kWh) dans une centrale au gaz naturel à cycle combiné, de 40 à 85 % (0,02 à 0,03 dollar É.-U./kWh) dans une centrale au charbon pulvérisé supercritique, et de 20 à 55 % (0,01 à 0,02 dollar É.-U./kWh) dans une centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée. Globalement, le coût de production de l'électricité dans les centrales thermiques qui procèdent au piégeage du CO<sub>2</sub> (excluant le transport et le stockage) se situe entre 0,04 et 0,09 dollar É.-U./kWh, tandis qu'il va de 0,03 à 0,06 dollar É.-U./kWh pour les centrales similaires qui n'utilisent pas le piégeage. Selon la plupart des études publiées à ce jour, les installations au gaz naturel à cycle combiné produiraient de l'électricité à moindre coût que les centrales neuves au charbon pulvérisé et que les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée (avec ou sans piégeage), dans le cas des grandes centrales de base qui présentent un fort coefficient d'utilisation (75 % ou plus), à condition que le prix du gaz naturel se situe entre 2,6 et 4,4 dollars É.-U./GJ tout au long de la durée de vie de l'installation. En revanche, si le prix du gaz naturel est plus élevé ou le coefficient d'utilisation moindre, la production de l'électricité dans ces centrales revient généralement plus cher que dans les installations au charbon, avec ou sans piégeage. Des études récentes ont également établi

<sup>5</sup> À ne pas confondre avec le tarif de l'électricité facturé au consommateur.

**Tableau RT.3.** Coût du piégeage du CO<sub>2</sub> dans des centrales neuves équipées de la technologie actuelle. Étant donné que ces chiffres ne comprennent pas les coûts (ou les crédits) associés au transport et au stockage du CO<sub>2</sub>, ce tableau ne peut servir à évaluer ou à comparer les différentes centrales munies d'un dispositif de piégeage. Les coûts totaux sont présentés à la section 8.

Rendement et coût	Centrale au gaz naturel à cycle combiné			Centrale au charbon pulvérisé			Centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée		
	Fourchette		Valeur	Fourchette		Valeur	Fourchette		Valeur
	min.	max.	rep.	min.	max.	rep.	min.	max.	rep.
Coefficient d'émission sans piégeage (kgCO <sub>2</sub> /kWh)	0,344	- 0,379	0,367	0,736	- 0,811	0,762	0,682	- 0,846	0,773
Coefficient d'émission avec piégeage (kgCO <sub>2</sub> /kWh)	0,040	- 0,066	0,052	0,092	- 0,145	0,112	0,065	- 0,152	0,108
Réduction nette de CO <sub>2</sub> par kWh (%)	83	- 88	86	81	- 88	85	81	- 91	86
Rendement de la centrale avec piégeage, base PCI (%)	47	- 50	48	30	- 35	33	31	- 40	35
Énergie requise pour le piégeage (% d'apport supplémentaire/MWh)	11	- 22	16	24	- 40	31	14	- 25	19
Besoin en capital total sans piégeage (\$ É.-U./kW)	515	- 724	568	1161	- 1486	1286	1169	- 1565	1326
Besoin en capital total avec piégeage (\$ É.-U./kW)	909	- 1261	998	1894	- 2578	2096	1414	- 2270	1825
Augmentation du coût en capital avec piégeage (%)	64	- 100	76	44	- 74	63	19	- 66	37
CPE sans piégeage (\$ É.-U./kWh)	0,031	- 0,050	0,037	0,043	- 0,052	0,046	0,041	- 0,061	0,047
CPE avec piégeage uniquement (\$ É.-U./kWh)	0,043	- 0,072	0,054	0,062	- 0,086	0,073	0,054	- 0,079	0,062
Augmentation du CPE avec piégeage (\$ É.-U./kWh)	0,012	- 0,024	0,017	0,018	- 0,034	0,027	0,009	- 0,022	0,016
Augmentation du CPE avec piégeage (%)	37	- 69	46	42	- 66	57	20	- 55	33
Coût du CO <sub>2</sub> net piégé (\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> )	37	- 74	53	29	- 51	41	13	- 37	23
Niveau de confiance associé au coût du piégeage (voir le tableau 3.6)	moyen			moyen			moyen		

Abréviations: Valeur rep.=Valeur représentative fondée sur la moyenne des chiffres publiés dans différentes études. CPE=Coût de production de l'électricité; PCI=Pouvoir calorifique inférieur. Voir au paragraphe 3.6.1 le mode de calcul des besoins énergétiques des centrales qui procèdent au piégeage.

Notes: Les fourchettes de coût et les valeurs représentatives reposent sur les données présentées dans les tableaux 3.7, 3.9 et 3.10 du Rapport spécial. Les données sur les centrales au charbon pulvérisé et à cycle combiné avec gazéification intégrée concernent uniquement les charbons bitumineux dont le coût se situe entre 1,0 et 1,5 dollars É.-U./GJ (PCI); toutes les centrales au charbon pulvérisé sont du type supercritique. Les données sur les centrales au gaz naturel à cycle combiné sont fondées sur un prix du gaz naturel allant de 2,8 à 4,4 dollars É.-U./GJ (base PCI). Les coûts sont exprimés en dollars américains constants de 2002. La puissance des centrales électriques est de 400 à 800 MW sans piégeage et de 300 à 700 MW avec piégeage. Les coefficients d'utilisation varient de 65 à 85 % pour les centrales au charbon et de 50 à 95 % pour les centrales au gaz naturel (moyenne de 80 % dans chaque cas). Les charges fixes s'établissent entre 11 et 16 %. Tous les coûts comprennent la compression du CO<sub>2</sub> mais pas le transport et le stockage.

que les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée étaient, en moyenne, légèrement plus coûteuses sans piégeage et légèrement moins coûteuses avec piégeage que les installations au charbon pulvérisé de puissance comparable. Toutefois, l'écart entre les centrales au charbon pulvérisé et les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée, que l'on procède ou non au piégeage du CO<sub>2</sub>, peut varier considérablement selon le type de charbon et d'autres facteurs locaux, par exemple le coût du capital pour chaque catégorie d'installation. Il est impossible de dire avec assurance quels seraient les coûts absolus ou relatifs de ces différentes centrales étant donné qu'aucune d'entre elles n'a été équipée jusqu'à présent d'un procédé de piégeage à grande échelle.

Le coût de l'introduction du piégeage dans des centrales déjà construites n'a pas été étudié de manière approfondie.

Selon quelques rapports, équiper après coup une installation d'un laveur aux amines produit une baisse du rendement et des coûts plus élevés que ceux qui figurent dans le tableau RT.3. Un nombre limité d'études indiquent également qu'une solution plus intéressante serait de combiner la pose d'un système de piégeage avec la reconstruction de la chaudière et de la turbine afin d'accroître le rendement et la production. Dans le cas de certaines centrales en service, des avantages comparables pourraient découler du passage à un système à cycle combiné avec gazéification intégrée doté de la technique de piégeage du CO<sub>2</sub>. La faisabilité et le coût de ces possibilités dépendent énormément des particularités de l'installation, dont sa puissance, son âge et son rendement, ainsi que de l'espace dont on dispose pour apporter les changements voulus.

**Tableau RT.4.** Coût du piégeage du CO<sub>2</sub> dans des installations neuves de production d'hydrogène équipées de la technologie actuelle.

Rendement et coût	Installation neuve			
	Fourchette		Valeur représentative	
	min.	max.		
Coefficient d'émission sans piégeage (kgCO <sub>2</sub> /GJ)	78	- 174	137	
Coefficient d'émission avec piégeage (kgCO <sub>2</sub> /GJ)	7	- 28	17	
Réduction nette de CO <sub>2</sub> par GJ (%)	72	- 96	86	
Rendement de l'installation avec piégeage, base PCI (%)	52	- 68	60	
Énergie requise pour le piégeage (% d'apport supplémentaire/GJ)	4	- 22	8	
Coût de l'hydrogène sans piégeage (\$ É.-U./GJ)	6,5	- 10,0	7,8	
Coût de l'hydrogène avec piégeage (\$ É.-U./GJ)	7,5	- 13,3	9,1	
Augmentation du coût de l'hydrogène avec piégeage (\$ É.-U./GJ)	0,3	- 3,3	1,3	
Augmentation du coût de l'hydrogène avec piégeage (%)	5	- 33	15	
Coût du CO <sub>2</sub> net piégé (\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> )	2	- 56	15	
Niveau de confiance associé au coût du piégeage	moyen à élevé			

Notes: Les fourchettes de coût et les valeurs représentatives reposent sur les données présentées dans le tableau 3.11. Tous les coûts indiqués dans ce tableau sont ceux du piégeage uniquement et n'incluent pas le transport et le stockage du CO<sub>2</sub>. Ils sont exprimés en dollars américains constants de 2002. Les installations de production d'hydrogène sont alimentées au gaz naturel (4,7 à 5,3 dollars É.-U./GJ) ou au charbon (0,9 à 1,3 dollars É.-U./GJ; certaines produisent également de l'électricité. Les charges fixes s'établissent entre 13 et 20 %. Tous les coûts comprennent la compression du CO<sub>2</sub> mais pas le transport et le stockage (voir les coûts totaux à la section 8).

Le coût du piégeage du CO<sub>2</sub> lors de la production d'hydrogène figure au tableau RT.4. Il est essentiellement dû au séchage et à la compression du CO<sub>2</sub>, puisque la séparation fait partie intégrante du procédé de production. Le piégeage majore de 5 à 30 % le coût de l'hydrogène produit.

Le PSC peut également s'appliquer aux installations qui utilisent des combustibles ou des produits issus de la biomasse, seuls ou conjointement avec des combustibles fossiles. Quelques études seulement ont analysé le coût de systèmes combinant le piégeage, le transport et le stockage. Le piégeage de 0,19 MtCO<sub>2</sub> par an dans une centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée d'une puissance de 24 MW qui fonctionne à la biomasse reviendrait à environ 80 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> net piégé (300 dollars É.-U./tC), ce qui équivaut à une hausse du coût de production de l'électricité de quelque 0,08 dollar É.-U./kWh. Assez peu d'études portent sur le piégeage du CO<sub>2</sub> dans d'autres procédés industriels qui utilisent des combustibles fossiles et elles se contentent généralement d'indiquer le coût de chaque tonne de CO<sub>2</sub> qui a été piégé ou évité. La pression et la concentration du CO<sub>2</sub> issu de différents procédés tendent à varier grandement (voir section 2). En conséquence, le coût du piégeage peut aller de 25 à 115 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> net piégé, selon l'installation considérée (cimenterie, aciérie, raffinerie). Le coût unitaire du piégeage est en général moindre

quand le procédé génère un courant gazeux relativement pur (transformation du gaz naturel, production d'hydrogène et d'ammoniac, par exemple), comme le montre le tableau RT.4, où le coût va de 2 à 56 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> net piégé dans les installations de production d'hydrogène.

La mise au point de nouvelles méthodes de piégeage ou l'amélioration des techniques actuelles, alliée au perfectionnement des systèmes d'alimentation et des procédés industriels, pourrait réduire le coût et les besoins énergétiques du PSC. Si le coût des toutes premières installations commerciales excède souvent l'estimation initiale, il tend à diminuer par la suite grâce aux connaissances acquises par la pratique et à d'autres facteurs. Quoiqu'il soit très hasardeux de prévoir l'ampleur de ces réductions et le moment où elles seront possibles, les textes publiés laissent penser que, si les travaux de recherche-développement se poursuivent, le perfectionnement des techniques commerciales pourrait abaisser le coût actuel du piégeage d'au moins 20 à 30 % d'ici une dizaine d'années; pour leur part, les nouvelles technologies à l'étude permettraient d'autres réductions substantielles. Les diminutions futures de coût dépendront de la mise en place et de l'adoption des technologies commerciales, ainsi que des efforts de recherche-développement.

#### 4. Le transport du CO<sub>2</sub>

Si l'installation de production n'est pas située directement sur une formation géologique adaptée, le CO<sub>2</sub> piégé doit être acheminé jusqu'à une zone de stockage. Il sera question dans cette section des principales méthodes de transport du CO<sub>2</sub>, des aspects relatifs à la santé, à la sécurité et à l'environnement, ainsi que du coût de l'opération.

##### *Méthodes de transport du CO<sub>2</sub>*

Le CO<sub>2</sub> est le plus souvent acheminé par gazoduc, qui est une technologie parvenue à maturité. Sous forme gazeuse, il est généralement amené à une pression supérieure à 8 MPa afin d'éviter un écoulement diphasique et d'accroître la densité du gaz, ce qui facilite le transport et réduit les coûts. Le CO<sub>2</sub> peut également être acheminé en phase liquide par voie maritime, routière ou ferroviaire dans des citernes isothermes, à une température beaucoup plus basse que celle de l'air ambiant et à une pression nettement moindre.

Le premier gazoduc de transport à longue distance du CO<sub>2</sub> a été mis en service au début des années 1970. Aux États-Unis d'Amérique, plus de 2 500 km de gazoducs acheminent plus de 40 MtCO<sub>2</sub> chaque année, à partir de sources d'origine naturelle et anthropique vers des installations situées surtout au Texas, où le gaz sert à la RAP. Ces réseaux fonctionnent en «phase dense» (mode caractérisé par une progression continue de la phase gazeuse à la phase liquide, sans changement distinct de phase), à la température ambiante et à une pression élevée. En principe, des compresseurs placés à l'extrémité amont assurent l'écoulement, mais des stations de relais (pour la recompression) sont parfois ajoutées.

La voie maritime peut être plus économique dans certains cas, par exemple lorsque le CO<sub>2</sub> doit être acheminé sur de grandes distances ou au-delà des mers. Le transport des gaz de pétrole liquéfiés (GPL, essentiellement le propane et le butane) par navires-citernes se fait déjà à l'échelle commerciale. Le CO<sub>2</sub> peut être transporté à peu près de la même manière (généralement à 0,7 MPa de pression), mais cela n'est réalisé qu'à petite échelle en raison de la faible demande. Le dioxyde de carbone liquéfié présente des propriétés similaires à celles des GPL et la technologie pourrait être adaptée à de gros navires si le besoin de tels systèmes se confirmait.

Il est possible, d'un point de vue technique, d'utiliser des camions-citernes ou des wagons-citernes. Ils transportent le CO<sub>2</sub> à une température de -20 °C et à une pression de 2 MPa. Toutefois, ce mode de transport est peu économique par rapport aux gazoducs et aux navires, sauf à très petite échelle, et ne conviendrait vraisemblablement pas aux grandes installations de PSC.

##### *Environnement, sécurité et risques*

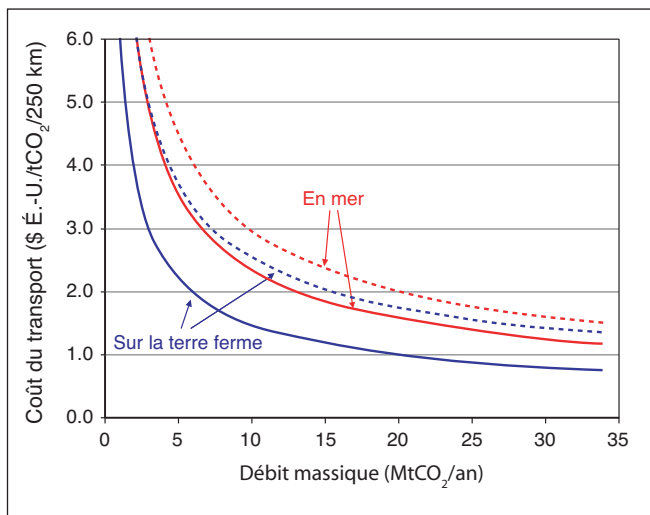
Tout comme il existe des normes pour le gaz naturel acheminé par gazoduc, des exigences minimales de qualité devraient être élaborées parallèlement à l'extension du réseau de conduits pour le CO<sub>2</sub>. Les normes actuelles, établies surtout pour les applications visant la RAP, ne conviendraient pas forcément. Une basse teneur en azote est importante pour la RAP, moins pour le PSC. En revanche, le passage d'un gazoduc de CO<sub>2</sub> dans des zones habitées pourrait nécessiter d'abaisser la teneur maximale en sulfure d'hydrogène; cela exigerait également un choix judicieux du trajet, une protection contre les surpressions, la détection des fuites et divers coefficients de calcul. Mais il ne semble exister aucun obstacle majeur à la mise au point de gazoducs pour le PSC.

Du CO<sub>2</sub> pourrait s'échapper dans l'atmosphère en cours de transport, même si les déperditions à partir de gazoducs sont très faibles. Le dioxyde de carbone sec (exempt d'humidité) n'attaque pas les aciers au carbone-manganèse utilisés couramment pour confectionner les gazoducs, même si le gaz renferme de l'oxygène, du sulfure d'hydrogène, des oxydes de soufre ou d'azote et d'autres contaminants. Par contre, le dioxyde de carbone est très corrosif quand il est chargé d'humidité, ce qui exigerait que les conduits soient en alliage résistant à la corrosion ou que l'intérieur soit revêtu d'alliage ou de polymère continu. Certains gazoducs sont en alliages résistants à la corrosion, mais ces matériaux coûtent beaucoup plus cher que les aciers au carbone-manganèse. Dans le cas des navires, les rejets totaux dans l'atmosphère sont de 3 à 4 % par millier de kilomètres parcouru, en comptant à la fois l'évaporation et les gaz d'échappement des moteurs. L'évaporation pourrait être réduite par piégeage et liquéfaction, et le repiégeage ramènerait les pertes entre 1 et 2 % pour 1 000 km.

Des accidents sont toujours possibles. Dans le cas des gazoducs de CO<sub>2</sub> déjà en place, qui traversent surtout des zones de faible densité de population, on a signalé moins d'un incident par année (0,0003 par km-an), sans blessure ni décès. Il en va de même des hydrocarbures et les conséquences ne seraient sans doute pas plus graves que lors d'accidents mettant en cause du gaz naturel. S'agissant de la navigation maritime, les navires qui transportent des hydrocarbures gazeux peuvent présenter des risques; toutefois, ces dangers ont conduit à imposer des normes de conception, de construction et de fonctionnement et les incidents graves sont rares.

##### *Coût du transport du CO<sub>2</sub>*

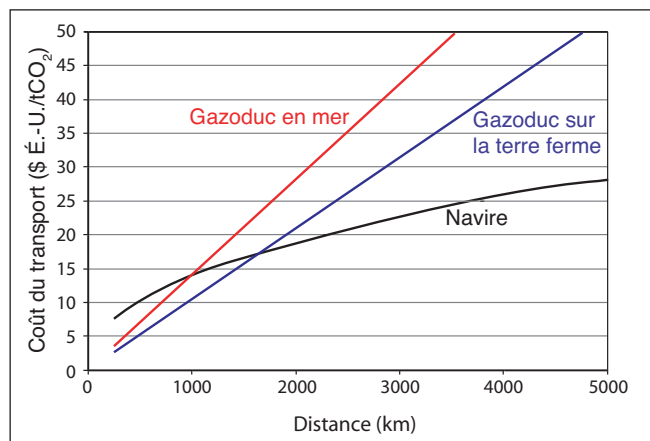
Le coût de l'acheminement par gazoduc et par voie maritime a été évalué; il est toujours fortement fonction de la distance parcourue et de la quantité transportée. Dans le cas des gazoducs, le coût varie selon plusieurs facteurs: conduits sur la terre ferme ou en mer, degré d'encombrement du secteur, présence de montagnes, de fleuves ou de sol gelé. Tous ces



**Figure RT.5.** Coût du transport par gazoduc sur la terre ferme et en mer, en dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> sur 250 km, en fonction du débit massique du CO<sub>2</sub>. Le graphique présente les estimations supérieures (pointillé) et les estimations inférieures (trait plein).

paramètres peuvent doubler le coût par unité de longueur, voire le majorer davantage dans les zones habitées. La recompression (stations de relais) qui peut être nécessaire dans les réseaux de grande longueur, ferait partie du coût du transport, mais les sommes en jeu étant assez faibles, elles ne font pas partie des estimations données ici.

La figure RT.5 illustre le coût de l'acheminement par gazoduc sur une distance nominale de 250 km, soit entre 1 et 8 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> (4–30 dollars É.-U./tC). On voit que ce coût est fonction du débit massique du CO<sub>2</sub>. L'acier occupant une grande place dans le prix de revient d'un conduit, toute



**Figure RT.6.** Coût, en dollars É.-U./tCO<sub>2</sub>, selon la distance, du transport par gazoduc sur la terre ferme, par gazoduc en mer et par navire. Le débit massique dans les conduits est de 6 MtCO<sub>2</sub> par an. Le coût du transport maritime comprend le stockage intermédiaire, les droits portuaires, les combustibles, le chargement et le déchargement. Il comprend aussi les frais additionnels associés à la liquéfaction, par rapport à la compression.

fluctuation des prix (qui ont doublé entre 2003 et 2005) pourrait avoir une incidence sur les aspects économiques du projet.

Dans le cas du transport maritime, le volume des citernes du navire et les particularités des installations de chargement et de déchargement déterminent en bonne partie le coût global.

La compression et la liquéfaction du CO<sub>2</sub> font partie du coût du piégeage qui a été analysé plus haut. La figure RT.6 présente le coût d'acheminement par gazoduc et par navire, avec la distance qui constitue le point d'équilibre. Si l'option maritime existe, elle revient en général moins cher que l'acheminement par gazoduc quand la distance est supérieure à 1 000 km environ et quand les quantités de CO<sub>2</sub> sont inférieures à quelques millions de tonnes par an. Le mode de transport le plus adapté pour un stockage dans les océans varie selon que l'on procède à l'injection à partir d'une plate-forme en mer, à partir d'un navire en mouvement ou au moyen d'un gazoduc provenant de la côte.

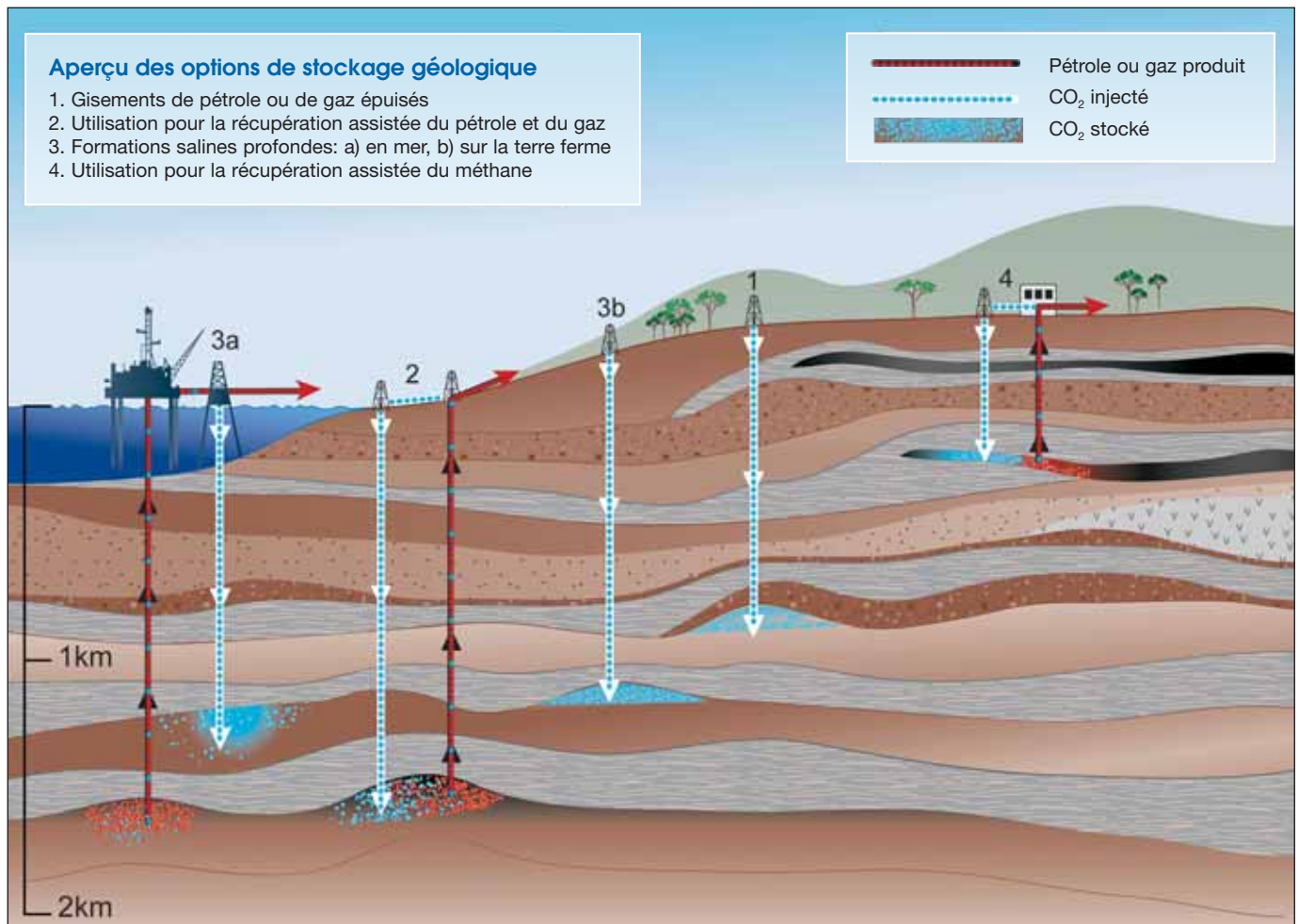
## 5. Le stockage dans des formations géologiques

Trois sortes de formations géologiques dans lesquelles pourrait être emprisonné le CO<sub>2</sub> ont fait l'objet d'études approfondies, soit les gisements de pétrole et de gaz naturel, les formations salines profondes et les veines de charbon inexploitées (figure RT.7). Le stockage consiste toujours à injecter du CO<sub>2</sub> de haute densité dans une roche souterraine. Les formations poreuses qui renferment ou – dans le cas de réservoirs pétrolifères ou gazéifères épuisés, par exemple – qui ont renfermé des fluides tels du gaz naturel, du pétrole ou des saumures peuvent servir au stockage. Elles se trouvent dans des bassins sédimentaires (grandes dépressions naturelles de l'écorce terrestre remplies de sédiments) situés sur la terre ferme ou en mer. Certaines couches de houille peuvent aussi convenir (voir la figure RT.7) si leur exploitation ultérieure est improbable et si la perméabilité est suffisante. La technique consistant à stocker du CO<sub>2</sub> dans les veines de charbon ou à l'utiliser pour optimiser la récupération du méthane est encore au stade de la démonstration (voir le tableau RT.1).

### Projets de stockage en cours

Le stockage géologique fait actuellement l'objet de trois applications industrielles (1 MtCO<sub>2</sub> par an ou plus): le projet norvégien Sleipner dans la mer du Nord, le projet Weyburn au Canada et le projet d'In Salah en Algérie. Chaque année, 3 à 4 MtCO<sub>2</sub> qui seraient normalement rejetés dans l'atmosphère sont ainsi piégés puis stockés dans des formations géologiques. D'autres projets sont énumérés dans le tableau RT.5.

En outre, 30 MtCO<sub>2</sub> sont injectés chaque année pour la récupération assistée du pétrole, essentiellement au Texas, où ce procédé est utilisé depuis le début des années 1970. La majorité du CO<sub>2</sub> provient de réservoirs naturels situés dans l'ouest des États-Unis, tandis qu'une partie est issue de



**Figure RT.7.** Méthodes de stockage du CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques profondes. Les techniques de RAP (2) et de RAMCH (4) peuvent être combinées à la récupération des hydrocarbures; elles sont décrites dans le corps du texte. (Avec la permission de CO2CRC)

sources anthropiques telle la transformation du gaz naturel. Le gaz injecté pour la récupération assistée du pétrole est en grande partie produit lors de l'extraction du pétrole, dont il est séparé avant d'être réinjecté. À la fin du cycle de récupération, le gaz peut être emprisonné au lieu d'être libéré dans l'atmosphère, de manière à contribuer à l'atténuation des changements climatiques. C'est ce que l'on entend faire dans le projet Weyburn.

#### *Techniques et mécanismes de stockage*

Nombre des procédés employés pour injecter du CO<sub>2</sub> dans les formations géologiques profondes sont les mêmes que ceux qui ont été élaborés pour la prospection et la production du pétrole et du gaz naturel. On affine actuellement les techniques de forage et d'injection, la simulation informatique de la dynamique des réservoirs et les méthodes de surveillance pour faciliter la conception et la réalisation de projets de stockage géologique.

D'autres applications comportant une injection souterraine procurent également des données utiles: en particulier, le stockage du gaz naturel, l'injection de déchets liquides en profondeur et l'élimination de gaz acides (mélanges de CO<sub>2</sub> et de H<sub>2</sub>S) sont réalisés au Canada et aux États-Unis d'Amérique depuis 1990, à une échelle de plusieurs mégatonnes.

En principe, le stockage du CO<sub>2</sub> dans des réservoirs d'hydrocarbures ou dans des formations salines se fait à plus de 800 m sous terre. À cette profondeur, le gaz est généralement en phase liquide ou supercritique en raison de la pression et de la température ambiantes; sa densité se situe alors entre 50 et 80 % de celle de l'eau, valeur proche de la densité de certains pétroles bruts, ce qui crée des forces tendant à faire remonter le CO<sub>2</sub>. Il est donc important que le réservoir choisi soit recouvert de roche étanche pour que le gaz reste emprisonné à l'intérieur. Lors de l'injection sous terre, le CO<sub>2</sub> se comprime et remplit les espaces interstitiels en déplaçant une partie des fluides présents (les «fluides *in situ*»). Dans les réservoirs de pétrole

**Tableau RT.5.** Sites dans lesquels des opérations de stockage du CO<sub>2</sub> ont été réalisées, sont en cours ou sont prévues au sein de projets pilotes ou d'applications commerciales à grande échelle.

Nom du projet	Pays	Début de l'injection (année)	Taux moyen d'injection approximatif (tCO <sub>2</sub> /jour)	Stockage total (prévu) (tCO <sub>2</sub> )	Type de réservoir
Weyburn	Canada	2000	3 000-5 000	20 000 000	RAP
In Salah	Algérie	2004	3 000-4 000	17 000 000	Gisement de gaz naturel
Sleipner	Norvège	1996	3 000	20 000 000	Formation saline
K12B	Pays-Bas	2004	100 (1 000 prévu à compter de 2006)	8 000 000	Récupération assistée du gaz naturel
Frio	États-Unis	2004	177	1 600	Formation saline
Fenn Big Valley	Canada	1998	50	200	RAMCH
Qinshui Basin	Chine	2003	30	150	RAMCH
Yubari	Japon	2004	10	200	RAMCH
Recopol	Pologne	2003	1	10	RAMCH
Gorgon (prévu)	Australie	~2009	10 000	inconnu	Formation saline
Snøhvit (prévu)	Norvège	2006	2 000	inconnu	Formation saline

et de gaz naturel, le déplacement de ces fluides peut permettre au gaz d'occuper la majeure partie du volume poreux. Dans les formations salines, le volume potentiel de stockage est plus faible, allant de quelques points de pourcentage à 30 % du volume total de la roche.

Une fois le CO<sub>2</sub> injecté, la proportion retenue dans la formation dépend d'un ensemble de mécanismes physiques et géochimiques. Le piégeage physique, qui bloque la remontée du CO<sub>2</sub>, est assuré par une couche de schiste argileux, appelée chapeau ou couverture, située au-dessus du réservoir. Les forces capillaires qui retiennent le gaz dans les espaces interstitiels de la formation peuvent aussi contribuer au piégeage physique. Toutefois, il est fréquent qu'un ou plusieurs côtés de la formation restent ouverts, le CO<sub>2</sub> pouvant alors se déplacer latéralement sous le chapeau. Dans ce cas, d'autres mécanismes doivent intervenir pour assurer le confinement du CO<sub>2</sub> pendant de longues périodes.

Le phénomène de piégeage géochimique survient lorsque le CO<sub>2</sub> entre en réaction avec les fluides *in situ* et la roche environnante. Le gaz injecté commence par se dissoudre dans l'eau *in situ*. Au bout de centaines ou de milliers d'années, l'eau chargée de CO<sub>2</sub> devient plus dense et s'enfonce dans la formation, au lieu de remonter vers la surface. Ensuite, les réactions chimiques entre le CO<sub>2</sub> dissous et les minéraux rocheux forment des espèces ioniques, si bien qu'une partie du gaz injecté est convertie en minéraux carbonatés solides sur plusieurs millions d'années.

Une autre forme de piégeage survient lorsque le CO<sub>2</sub> est adsorbé de manière préférentielle sur du charbon ou des schistes riches et remplace des gaz tel le méthane. Il reste ainsi piégé tant que la pression et la température sont stables. Ces phénomènes se produisent généralement à une profondeur moindre que celle des réservoirs d'hydrocarbures et des formations salines.

#### *Répartition géographique et capacité des sites de stockage*

On a vu à la section 2 (figure RT.2b) qu'il existe dans le monde entier des bassins sédimentaires pouvant convenir au stockage du CO<sub>2</sub>, tant sur terre qu'en mer. Ce rapport privilégie les réservoirs de pétrole et de gaz naturel, les formations salines profondes et les couches de houille inexploitable. Les autres possibilités (basalte, schistes bitumineux ou gazéifères, cavités salines et mines abandonnées) semblent limitées ou n'ont pas été suffisamment étudiées pour que l'on puisse déterminer leur potentiel.

Le tableau RT.6 résume les estimations du potentiel technique<sup>6</sup> que présentent les différentes options de stockage géologique. Ces chiffres et les niveaux de confiance reposent sur une analyse des textes publiés, en remontant du niveau régional au niveau mondial et inversement. Aucune méthode probabiliste d'évaluation des estimations n'est donnée dans ces textes, ce qui serait nécessaire pour apprécier le degré d'incertitude. Les valeurs présentées, en particulier la limite supérieure, varient grandement et présentent un haut degré d'incertitude, en raison des méthodes divergentes suivies

<sup>6</sup> L'expression «potentiel technique» désigne la quantité d'émissions de gaz à effet de serre dont on peut obtenir la diminution en mettant en œuvre une technique ou une pratique dont on a déjà fait la démonstration.

**Tableau RT.6.** Capacité de stockage dans diverses formations géologiques, y compris les options qui ne sont pas économiquement rentables.

Type de réservoir	Estimation inférieure de la capacité de stockage (GtCO <sub>2</sub> )	Estimation supérieure de la capacité de stockage (GtCO <sub>2</sub> )
Gisements de pétrole et de gaz naturel	675 <sup>a</sup>	900 <sup>a</sup>
Veines de charbon inexploitable (RAMCH)	3-15	200
Formations salines profondes	1 000	Incertain, mais peut-être 10 <sup>4</sup>

<sup>a</sup> Ces chiffres seraient majorés de 25 % si les gisements «non découverts» étaient inclus dans l'évaluation.

dans les textes et des connaissances très lacunaires dont nous disposons sur les formations salines présentes dans la plupart des régions du monde. S'agissant des gisements de pétrole et de gaz, il existe des estimations plus précises fondées sur le remplacement des hydrocarbures par du CO<sub>2</sub>. Il faut savoir qu'à l'exception des applications visant la RAP, ces réservoirs pourront seulement servir au stockage du CO<sub>2</sub> une fois les matières épuisées et que les changements de pression et les effets géomécaniques induits par l'extraction des hydrocarbures pourraient réduire la capacité réelle de stockage.

Une autre manière d'analyser le potentiel de stockage est de déterminer si la capacité serait suffisante pour emmagasiner le CO<sub>2</sub> qu'il faudrait éviter de rejeter dans l'atmosphère, grâce au PSC, selon différents scénarios de stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre et selon différentes hypothèses concernant l'adoption d'autres solutions d'atténuation. Comme on le verra à la section 8, le potentiel économique<sup>7</sup> du PSC devrait s'établir globalement entre 200 et 2 000 GtCO<sub>2</sub> au cours du prochain siècle. Si l'on considère les valeurs inférieures données dans le tableau RT.6, il est pratiquement certain<sup>8</sup> qu'il existe une capacité de stockage du CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques de 200 Gt et il est probable<sup>9</sup> que cette capacité est d'au moins 2 000 Gt à l'échelle de la planète.

#### *Critères et méthodes de choix des emplacements*

Il est primordial de déterminer les caractéristiques du site et d'en prévoir le comportement pour que le stockage donne de bons résultats. Avant d'effectuer un choix, il convient d'étudier la structure géologique de l'emplacement afin d'établir si la couverture procurera une étanchéité suffisante, si la formation est assez volumineuse et assez perméable et si la présence de puits, abandonnés ou actifs, pourrait nuire à l'étanchéité.

Les techniques servant à l'exploration pétrolière et gazière ainsi qu'à l'étude des sites de stockage du gaz naturel et des zones d'élimination des déchets liquides conviennent dans

le cas présent. Elles comprennent notamment l'imagerie sismique, les essais de pompage pour évaluer les formations et estimer l'étanchéité, et le sondage de l'intégrité du ciment. Des programmes informatiques qui modélisent le mouvement du CO<sub>2</sub> sous terre peuvent aider à déterminer les propriétés du site et à effectuer un choix; ils ont été conçus au départ pour étudier les gisements pétroliers et gaziers et pour l'exploration des eaux souterraines. Bien qu'ils tiennent compte des nombreux procédés physiques, chimiques et géomécaniques que l'on doit connaître pour prévoir le comportement à court et à long terme des réservoirs, plus de temps est nécessaire pour déterminer leur efficacité dans le domaine du stockage du CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, la fiabilité des modèles dépend de la qualité des données sur les particularités des sites.

#### *Évaluation des risques et impact sur l'environnement*

Les risques posés par une fuite des réservoirs de stockage géologique sont d'ordre mondial et d'ordre local: à l'échelle de la planète, le rejet d'une partie du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère pourrait accentuer les changements climatiques; à l'échelle locale, un tel incident pourrait être dangereux pour la population, les écosystèmes et les eaux souterraines.

Pour ce qui est des risques mondiaux, selon les observations effectuées et l'analyse des sites actuels de stockage, des systèmes naturels, des techniques et des modèles utilisés, il est très probable<sup>10</sup> que la proportion de CO<sub>2</sub> retenue dans des réservoirs soigneusement choisis et exploités soit supérieure à 99 % sur 100 ans et il est probable qu'elle excède cette valeur sur 1 000 ans. Des chiffres du même ordre de grandeur sont probables pour de plus longues périodes car le risque de fuite devrait diminuer avec le temps, d'autres mécanismes venant renforcer le confinement. La question de savoir si les proportions retenues sont suffisantes pour qu'un stockage non permanent soit considéré comme une solution valable pour atténuer les changements climatiques est examinée à la section 8.

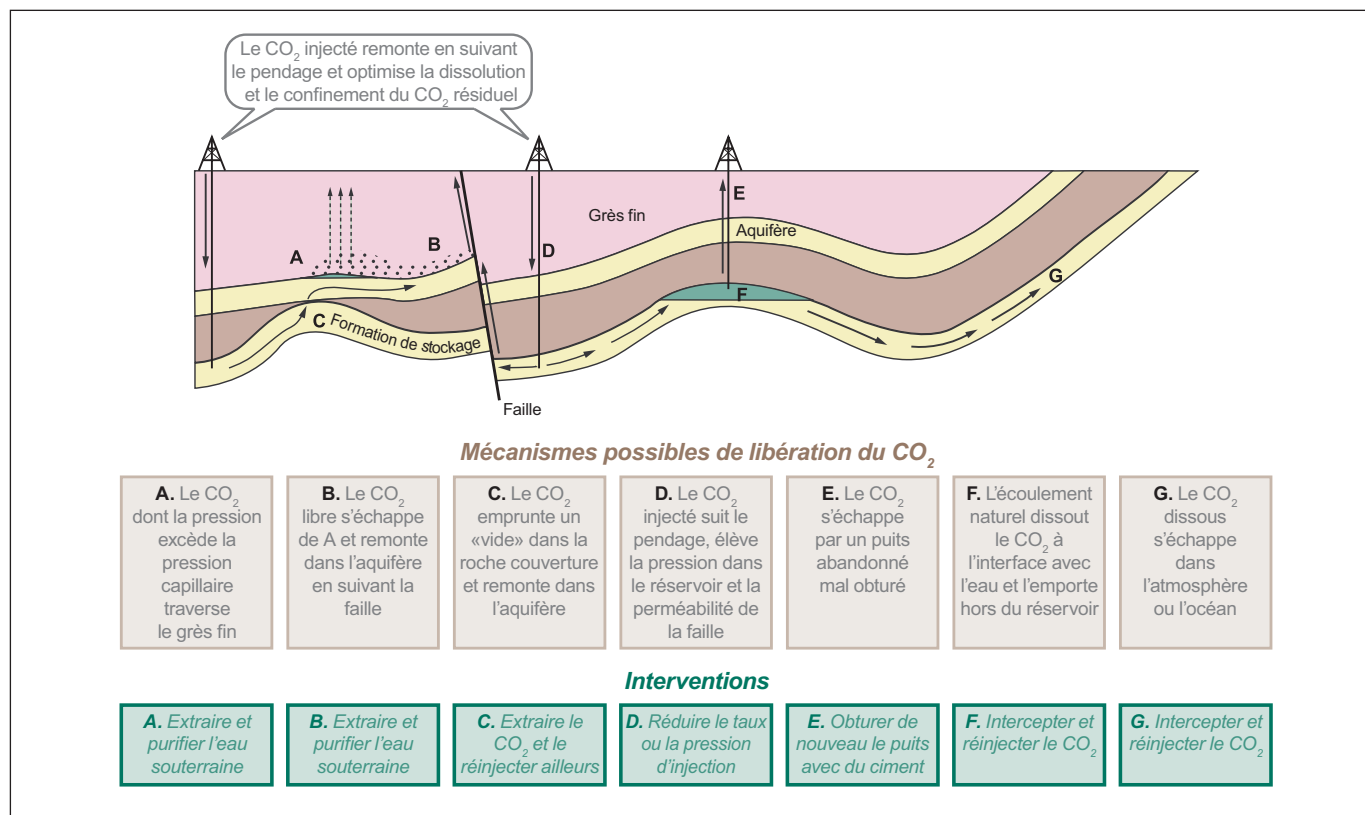
<sup>7</sup> Le potentiel économique est la réduction de la quantité de gaz à effet de serre qu'on peut obtenir en choisissant une option précise pouvant être mise en œuvre de façon économique dans les conditions actuelles (c'est-à-dire vu le prix des réductions de CO<sub>2</sub> et le coût des autres options).

<sup>8</sup> «Pratiquement certain» indique une probabilité de 99 % et plus.

<sup>9</sup> «Probable» indique une probabilité se situant entre 66 et 90 %.

<sup>10</sup> «Très probable» indique une probabilité se situant entre 90 et 99 %.





**Figure RT.8.** Voies possibles de fuite du CO<sub>2</sub> injecté dans une formation saline et modes d'intervention. Les techniques d'intervention dépendent des trajets potentiels dans le réservoir. (Avec la permission de CO2CRC)

À l'échelle locale, il existe deux scénarios de fuite. Dans le premier cas, la rupture des puits d'injection ou la remontée du CO<sub>2</sub> par des puits abandonnés pourrait provoquer un rejet brusque et rapide dans l'atmosphère. Ce genre d'émission serait sans doute détecté rapidement et arrêté au moyen des techniques qui servent aujourd'hui à empêcher l'éclatement ou l'éruption des puits. Les premières personnes menacées seraient les travailleurs présents sur les lieux au moment de l'incident ou les équipes d'intervention. Une concentration de CO<sub>2</sub> supérieure à 7 ou 10 % dans l'air mettrait immédiatement en péril la vie et la santé de ces personnes. L'arrêt de ce type de fuite peut prendre plusieurs heures à plusieurs jours, mais il est vraisemblable que la quantité totale de CO<sub>2</sub> libéré serait infime par rapport au total stocké. Ces dangers sont courants dans le secteur pétrolier et gazier où des moyens techniques et administratifs efficaces existent pour les maîtriser.

Dans le second scénario, le gaz pourrait remonter vers la surface de manière diffuse et progressive par des failles ou des fissures non décelées, ou encore par des puits qui ne sont pas étanches. Les risques se posent alors pour les aquifères servant à l'approvisionnement en eau potable et pour les écosystèmes, si le CO<sub>2</sub> s'accumule entre la surface et le haut de la nappe phréatique. Les eaux souterraines peuvent être

contaminées par du gaz qui fuit directement dans un aquifère ou par des saumures qui pénètrent dans l'aquifère après avoir été déplacées pendant l'injection de CO<sub>2</sub>. Ce scénario pourrait aussi conduire à l'acidification des sols et au déplacement de l'oxygène dans les sols. En outre, si la fuite dans l'atmosphère survenait dans une zone de basse altitude à l'abri du vent, ou si le CO<sub>2</sub> pénétrait dans un puisard ou un sous-sol situé plus haut, les humains et les animaux pourraient être affectés dans l'éventualité où l'incident ne serait pas détecté. La population serait moins touchée si le réservoir se trouvait en mer que s'il se trouvait sur la terre ferme. Les voies empruntées par le CO<sub>2</sub> peuvent être déterminées en recourant à plusieurs techniques et en analysant les caractéristiques du réservoir. La figure RT.8 montre quelques trajets de fuite possibles dans une formation saline. Lorsqu'on connaît ces trajets, il est possible d'adapter en conséquence la stratégie de surveillance et d'intervention.

Le soin apporté à la conception et au choix des réservoirs ainsi que le recours à des méthodes de détection précoce des fuites (de préférence longtemps avant que le CO<sub>2</sub> n'atteigne la surface) sont de bons moyens de réduire les risques liés aux fuites diffuses. Les méthodes actuelles de surveillance sont prometteuses, mais on n'a pas assez de données pour établir les seuils de détection et la résolution. Une fois les fuites décelées,

il existe différentes façons de les arrêter ou de les maîtriser: en fonction du type de fuite, on utilisera les techniques classiques de réparation des puits ou l'extraction du CO<sub>2</sub> en interceptant la fuite dans un aquifère situé à faible profondeur (voir la figure RT.8). Il est également possible d'extraire le gaz des sols et des eaux souterraines, mais l'opération sera sans doute coûteuse. D'autres applications seront nécessaires pour démontrer l'efficacité de ces techniques et en établir le coût dans le cas du stockage du CO<sub>2</sub>.

### *Surveillance et vérification*

La surveillance revêt une grande importance dans la stratégie globale de gestion des risques posés par le stockage géologique. S'il n'existe pas encore de procédures ou de protocoles normalisés, ceux-ci devraient être élaborés au fur et à mesure du perfectionnement de la technologie, en fonction des dangers présents et des règlements locaux. Cependant, il est probable que l'on mesurera systématiquement certaines variables, par exemple le taux d'injection et la pression dans les puits. Les sondages sismiques répétés se sont révélés utiles pour suivre la migration du CO<sub>2</sub> sous terre. Des techniques récentes, telles que la mesure de la gravité et des paramètres électriques, pourraient également être intéressantes. L'analyse d'échantillons des eaux souterraines et du sol situé entre la surface et la nappe phréatique permettrait de déceler directement les fuites. Des capteurs de CO<sub>2</sub> munis d'alarme peuvent être installés au niveau des puits d'injection pour assurer la sécurité du personnel. Il existe également des techniques pour détecter et mesurer les rejets à la surface. La fiabilité et la précision de toutes les mesures dépendent de la qualité des données de référence, lesquelles sont essentielles pour déceler les déperditions de faible ampleur.

Ces techniques de surveillance ayant été conçues pour d'autres applications, il convient de les tester et d'évaluer leur fiabilité, leur résolution et leur sensibilité dans le cas particulier du stockage géologique. Les projets pilotes et industriels qui sont actuellement menés comportent tous des programmes de mise au point et d'essai de telles techniques et d'autres méthodes de surveillance. Par ailleurs, il pourrait être nécessaire ou souhaitable de suivre la quantité de CO<sub>2</sub> qui est stockée sous terre, dans l'optique de la notification et de la surveillance des émissions exigées au titre de la CCNUCC (voir la section 9). La surveillance des sites pourrait s'étendre sur de longues périodes étant donné la durée de stockage du CO<sub>2</sub>.

### *Aspects juridiques*

À ce jour, peu de pays se sont dotés d'un cadre juridique et réglementaire visant expressément le stockage du CO<sub>2</sub> sur leur

territoire. Les lois auxquelles on pourrait faire appel visent les produits pétroliers, l'eau potable et l'exploitation minière. Dans la majorité des cas, les textes pourraient s'appliquer à certains aspects, sinon à tous, du stockage du CO<sub>2</sub>. Toutefois, les questions de responsabilité mondiale à long terme – dans le cas, par exemple, d'un rejet accidentel dans l'atmosphère – et les questions locales liées à l'impact sur l'environnement n'ont pas encore été examinées. Les programmes de surveillance et de vérification ainsi que les risques de fuite peuvent être importants pour déterminer la responsabilité, et inversement. D'autres aspects doivent être considérés, telles la durée des institutions, la surveillance continue et la possibilité de transférer les connaissances institutionnelles. Dans le cas du PSC, il est essentiel d'adopter une perspective à long terme pour ce qui est du cadre juridique: en effet, le stockage s'étendra sur de nombreuses générations et il en sera de même avec le problème du changement climatique. Dans certains pays, notamment aux États-Unis d'Amérique, les droits de propriété de toutes les personnes qui pourraient être touchées doivent être abordés d'un point de vue juridique puisque les espaces interstitiels appartiennent au propriétaire du terrain.

Selon les principes généraux du droit international coutumier, les États détiennent des droits souverains sur leur territoire et peuvent donc entreprendre des activités telles que le stockage du CO<sub>2</sub> (géologique et océanique) dans les zones qui relèvent de leur juridiction. Cependant, si l'activité en question a une incidence transfrontière, l'État doit veiller à ce que l'activité relevant de sa compétence ou de son contrôle ne nuise pas à l'environnement d'autres États ou de zones situées hors de sa juridiction.

Les dispositions de plusieurs traités (notamment la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer, la Convention de Londres<sup>11</sup> et la Convention OSPAR<sup>12</sup>) pourraient s'appliquer à l'injection de CO<sub>2</sub> dans le milieu marin (dans l'océan et dans le sous-sol océanique). Aucun de ces instruments n'a été rédigé dans l'optique particulière du stockage du CO<sub>2</sub>. Le Groupe des juristes et linguistes de la Convention OSPAR (pour le nord-est de l'Atlantique) a estimé que, selon la méthode employée et le but poursuivi, l'injection de CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques du sous-sol marin et dans l'océan pourrait, dans certains cas, relever du traité, par exemple lorsque le gaz est acheminé par gazoduc à partir de la terre ferme. Une étude similaire est actuellement conduite par les Parties à la Convention de Londres. En outre, les articles de certains commentateurs juridiques concluent que le stockage de CO<sub>2</sub> provenant d'un site d'extraction pétrolière ou gazière dans une formation géologique de l'océan (ce qui est le cas du projet Sleipner) ne serait pas considéré comme une «immersion» aux termes de la Convention de Londres et ne serait donc pas interdit à ce titre.

<sup>11</sup> Convention sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets et autres matières (1972), et son Protocole de Londres (1996) qui n'est pas encore en vigueur.

<sup>12</sup> Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du nord-est, adoptée à Paris en 1992. OSPAR est l'abréviation d'Oslo-Paris.

*Perception du public*

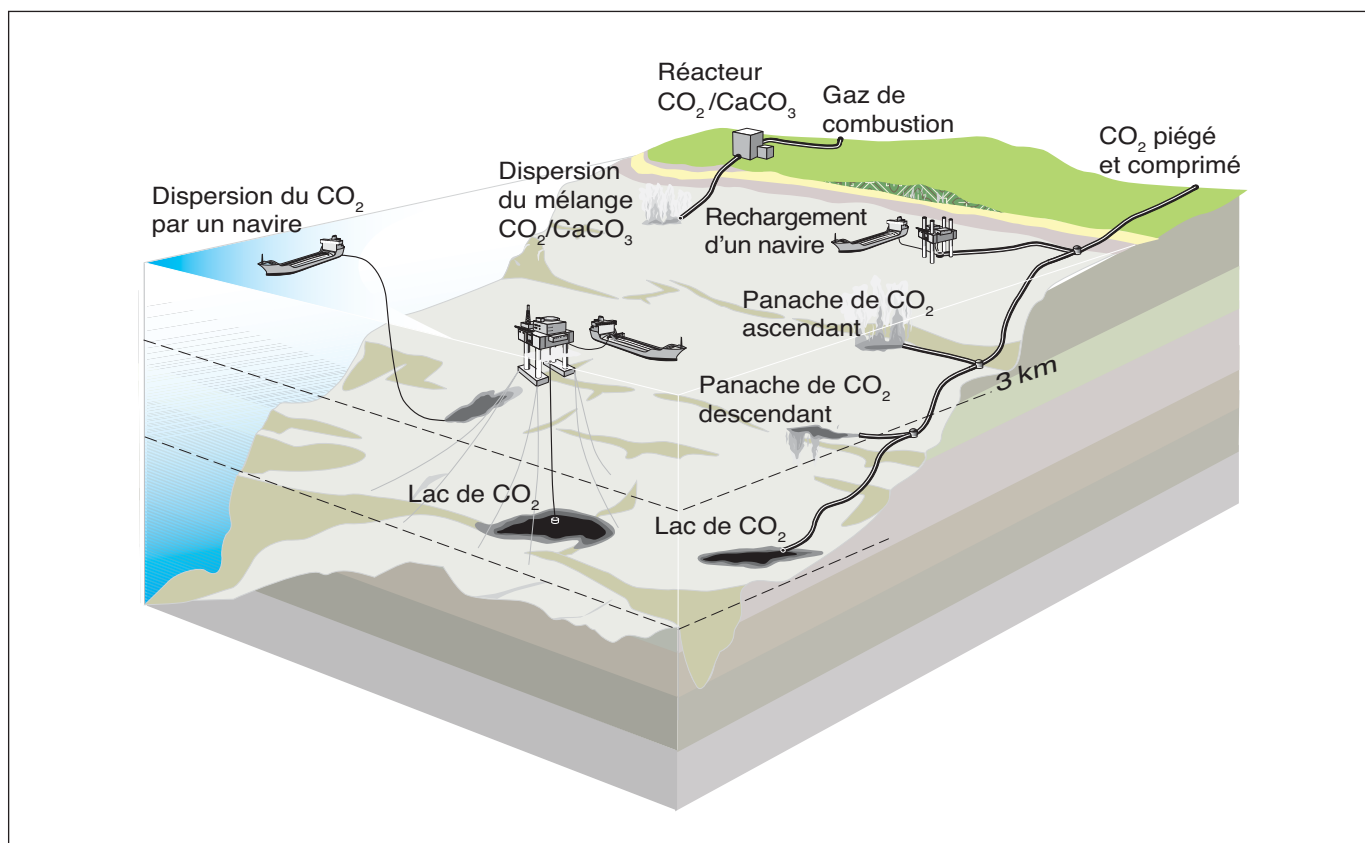
Il est malaisé de dire quelle est l'image du PSC dans le public car il s'agit d'une question assez technique et «éloignée» des préoccupations courantes; les rares études menées sur le sujet révèlent que la population est en général mal informée. Si l'on donne des précisions sur le piégeage et le stockage du CO<sub>2</sub>, ainsi que sur les différents moyens d'atténuer les changements climatiques, cette technique emporte moins l'adhésion que d'autres mesures, par exemple l'amélioration du rendement énergétique ou le recours à des sources d'énergie non fossiles. Quand le PSC est accepté, il l'est «avec réticence» et non «avec enthousiasme»; dans certains cas, cela reflète le fait que l'on pense qu'il pourrait être nécessaire de recourir à cette solution parce que l'on n'est pas parvenu à réduire les émissions par d'autres moyens. Certains éléments donnent à penser que le stockage géologique pourrait être considéré favorablement s'il était conjugué à des mesures plus souhaitables. La perception du public évoluera probablement, mais les recherches limitées menées jusqu'à présent montrent que deux conditions au moins doivent être remplies pour que le piégeage et le stockage du CO<sub>2</sub> devienne une technologie crédible pour la population, parallèlement à des options mieux connues : 1) l'évolution

du climat de la planète imputable aux activités humaines doit être perçue comme un problème sérieux; 2) la nécessité de réduire notablement les émissions de CO<sub>2</sub> afin d'atténuer les changements climatiques doit être reconnue.

*Coût du stockage dans des formations géologiques*

Les techniques et le matériel de stockage géologique étant couramment employés par le secteur pétrolier et gazier, le degré de confiance accordé aux estimations du coût de cette option est plutôt élevé en ce qui concerne la capacité de stockage, pour la plage inférieure du potentiel technique. Toutefois, la fourchette et le coût varient grandement selon les paramètres propres au site tels que l'emplacement sur terre ou en mer, la profondeur du réservoir, les propriétés géologiques de la formation (par exemple perméabilité et épaisseur).

Le coût du stockage dans des formations salines et dans des gisements de pétrole et de gaz naturel épuisés se situe généralement entre 0,5 et 8 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> injecté, à quoi il faut ajouter 0,1 à 0,3 dollar É.-U./tCO<sub>2</sub> pour la surveillance. La solution la moins onéreuse est le stockage dans des réservoirs très perméables, peu profonds, sur la terre ferme, ou le stockage dans des sites qui permettent de réutiliser les puits et l'infrastructure de champs de pétrole et de gaz naturel.



**Figure RT.9.** Méthodes de stockage dans les océans.

Lorsque le stockage est allié à la RAP, à la RAMCH ou (éventuellement) à la récupération assistée du gaz naturel (RAGN), la valeur économique du CO<sub>2</sub> peut abaisser le coût total du PSC. Selon les données dont on disposait et les prix du pétrole qui avaient cours avant 2003, l'amélioration de la production de pétrole, pour la RAP à terre avec stockage du CO<sub>2</sub>, pourrait générer des bénéfices nets de 10 à 16 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> (37–59 dollars É.-U./tC) (coût du stockage géologique compris). Dans le cas des procédés de RAMCH et de RAGN, dont la mise au point n'est pas achevée, on ne dispose pas de renseignements fiables qui reposent sur une expérience réelle. Dans tous les cas, les avantages économiques de la production assistée dépendent étroitement des prix du pétrole et du gaz naturel. Les documents sur lesquels se fonde ce rapport ne tiennent pas compte de la hausse survenue depuis 2003 et prennent pour hypothèse un prix de 15 à 20 dollars É.-U. le baril de pétrole. Si les cours se maintenaient à un niveau plus élevé pendant la durée d'un projet de PSC, la valeur économique du CO<sub>2</sub> pourrait être supérieure aux chiffres indiqués ici.

## 6. Le stockage dans les océans

Une des formes de stockage possibles serait d'injecter directement le CO<sub>2</sub> piégé dans les océans (à plus de 1 000 m de profondeur), où la plus grande partie serait isolée de l'atmosphère pendant des siècles. Le CO<sub>2</sub> pourrait être acheminé par gazoduc ou par navire jusqu'à l'emplacement choisi et injecté dans la colonne d'eau ou déposé au fond de l'océan. Le gaz dissous et dispersé s'intégrerait ensuite au cycle global du carbone. La figure RT.9 présente les principales méthodes envisageables. La possibilité de procéder à un stockage océanique n'a pas encore été testée ou démontrée lors de projets pilotes, la technique étant encore à l'étape de la recherche. Cependant, certaines expériences modestes ont été menées sur le terrain et l'on réalise depuis 25 ans des études théoriques, des expériences en laboratoire et des simulations par modèles.

## Mécanismes et techniques de stockage

Les océans occupent plus de 70 % de la surface du globe et leur profondeur est de 3 800 m en moyenne. Le dioxyde de carbone étant soluble dans l'eau, des échanges de CO<sub>2</sub> entre l'atmosphère et la surface des mers se produisent naturellement jusqu'à ce qu'un équilibre soit atteint. Si les concentrations dans l'atmosphère augmentent, les océans absorbent plus de gaz. Ils ont ainsi emmagasiné quelque 500 GtCO<sub>2</sub> (140 GtC) des 1 300 GtCO<sub>2</sub> (350 GtC) rejetés dans l'atmosphère par les activités humaines depuis 200 ans. À cause de la hausse des concentrations atmosphériques de CO<sub>2</sub> d'origine anthropique depuis le début de l'ère industrielle, les océans absorbent actuellement 7 GtCO<sub>2</sub> par an (2 GtC/an).

Le dioxyde de carbone ainsi emmagasiné, essentiellement dans les couches océaniques supérieures, a abaissé de 0,1 le pH à la surface des océans, en raison de sa nature acide; on n'a toutefois observé pratiquement aucune modification du pH dans les profondeurs. Selon les modèles utilisés, les océans devraient absorber progressivement la majorité du CO<sub>2</sub> rejeté dans l'atmosphère au cours des prochains siècles, le gaz dissous à la surface se mélangeant ultérieurement avec les eaux des profondeurs.

Il n'existe pas de limite concrète à la quantité de CO<sub>2</sub> d'origine anthropique qui pourrait être stockée dans les océans. Toutefois, sur plusieurs millénaires, ce chiffre dépendra de l'équilibre avec l'atmosphère. Pour stabiliser les concentrations atmosphériques de CO<sub>2</sub> entre 350 et 1 000 ppmv, les océans devraient renfermer 2 000 à 12 000 GtCO<sub>2</sub> et ce, sans injection intentionnelle. Cette fourchette représente donc la limite supérieure de la capacité des océans à stocker du CO<sub>2</sub> par injection active. D'autres facteurs relatifs à l'environnement, telle la variation maximale admissible du pH, interviendraient également.

L'analyse des données d'observation et des résultats de modèles océaniques montre que le CO<sub>2</sub> injecté sera isolé de l'atmosphère pendant plusieurs siècles au moins et que la proportion retenue tend à augmenter quand l'injection se fait à une plus grande profondeur (voir le tableau RT.7). Il pourrait être possible d'accroître la rétention en formant des hydrates solides

**Tableau RT.7.** Proportion de CO<sub>2</sub> retenue dans les océans après 100 ans d'injection continue à trois profondeurs différentes, à compter de 2000, selon sept modèles océaniques.

Année	Profondeur d'injection		
	800 m	1 500 m	3 000 m
2100	0,78 ± 0,06	0,91 ± 0,05	0,99 ± 0,01
2200	0,50 ± 0,06	0,74 ± 0,07	0,94 ± 0,06
2300	0,36 ± 0,06	0,60 ± 0,08	0,87 ± 0,10
2400	0,28 ± 0,07	0,49 ± 0,09	0,79 ± 0,12
2500	0,23 ± 0,07	0,42 ± 0,09	0,71 ± 0,14

**Tableau RT.8.** Coût du stockage dans les océans à plus de 3 000 m de profondeur.

Méthode	Coût (\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> net injecté)	
	100 km de la côte	500 km de la côte
Gazoduc fixe	6	31
Navire en mouvement/plate-forme <sup>a</sup>	12-14	13-16

<sup>a</sup> Injection à une profondeur de 2 000 à 2 500 m dans le cas d'un navire en mouvement.

ou des lacs liquides de CO<sub>2</sub> au fond des océans et en dissolvant des minéraux alcalins tel le calcaire pour neutraliser l'acidité. La dissolution de carbonates minéraux, si elle est réalisable, pourrait amener la durée du stockage à quelque 10 000 ans, tout en réduisant au minimum la modification du pH et la pression partielle du CO<sub>2</sub>. Cependant, cette technique exigerait de grandes quantités de calcaire et consommerait beaucoup d'énergie pour la manutention (de l'ordre des quantités, par tonne de CO<sub>2</sub> injecté, nécessaires pour la carbonatation minérale; voir la section 7).

#### *Impact et risques pour l'environnement*

L'injection de quelques gigatonnes de CO<sub>2</sub> modifierait de manière sensible la chimie des eaux dans la zone concernée, tandis que l'injection de centaines de gigatonnes produirait des changements plus marqués dans la zone environnante, suivis de modifications mesurables dans le volume total de l'océan. Des simulations effectuées à l'aide de modèles, en supposant que le CO<sub>2</sub> serait libéré sur sept sites situés à une profondeur de 3 000 m et que le stockage océanique représenterait 10 % des mesures d'atténuation en vue d'une stabilisation à 550 ppmv, ont prévu un changement d'acidité (pH) supérieur à 0,4 dans 1 % environ du volume des océans. À titre de comparaison, notons qu'en visant le même niveau de stabilisation, mais sans stockage océanique, la modification du pH à la surface des océans serait supérieure à 0,25, en raison du phénomène d'équilibre avec les fortes concentrations présentes dans l'atmosphère. Quoi qu'il en soit, une évolution du pH de 0,2 à 0,4 est nettement plus élevée que les variations de l'acidité des océans avant l'ère industrielle. Au fil des siècles, le brassage des eaux réduirait l'isolement du CO<sub>2</sub> injecté. La remontée vers la surface augmenterait progressivement la libération dans l'atmosphère à partir de vastes régions océaniques. Aucun mécanisme connu ne serait susceptible de provoquer le rejet soudain ou catastrophique dans l'atmosphère du CO<sub>2</sub> stocké.

Les expériences montrent que l'augmentation de la teneur en CO<sub>2</sub> peut nuire aux organismes marins. Les effets de concentrations élevées ont surtout été étudiés à des échelles de plusieurs mois, sur des espèces qui vivent près de la surface des océans. Parmi les phénomènes observés figurent une baisse du taux de calcification, de la reproduction, de la croissance, de l'apport d'oxygène dans l'appareil circulatoire

et de la mobilité, ainsi qu'une augmentation de la mortalité dans le temps. Chez certains organismes, ces conséquences ont été observées en réaction à de faibles ajouts de CO<sub>2</sub>. Une mortalité immédiate surviendrait à proximité des points d'injection ou des lacs. Les effets chroniques que pourrait avoir une injection directe de CO<sub>2</sub>, à de grandes échelles spatiales et temporelles, sur les organismes ou les écosystèmes marins n'ont pas encore été étudiés.

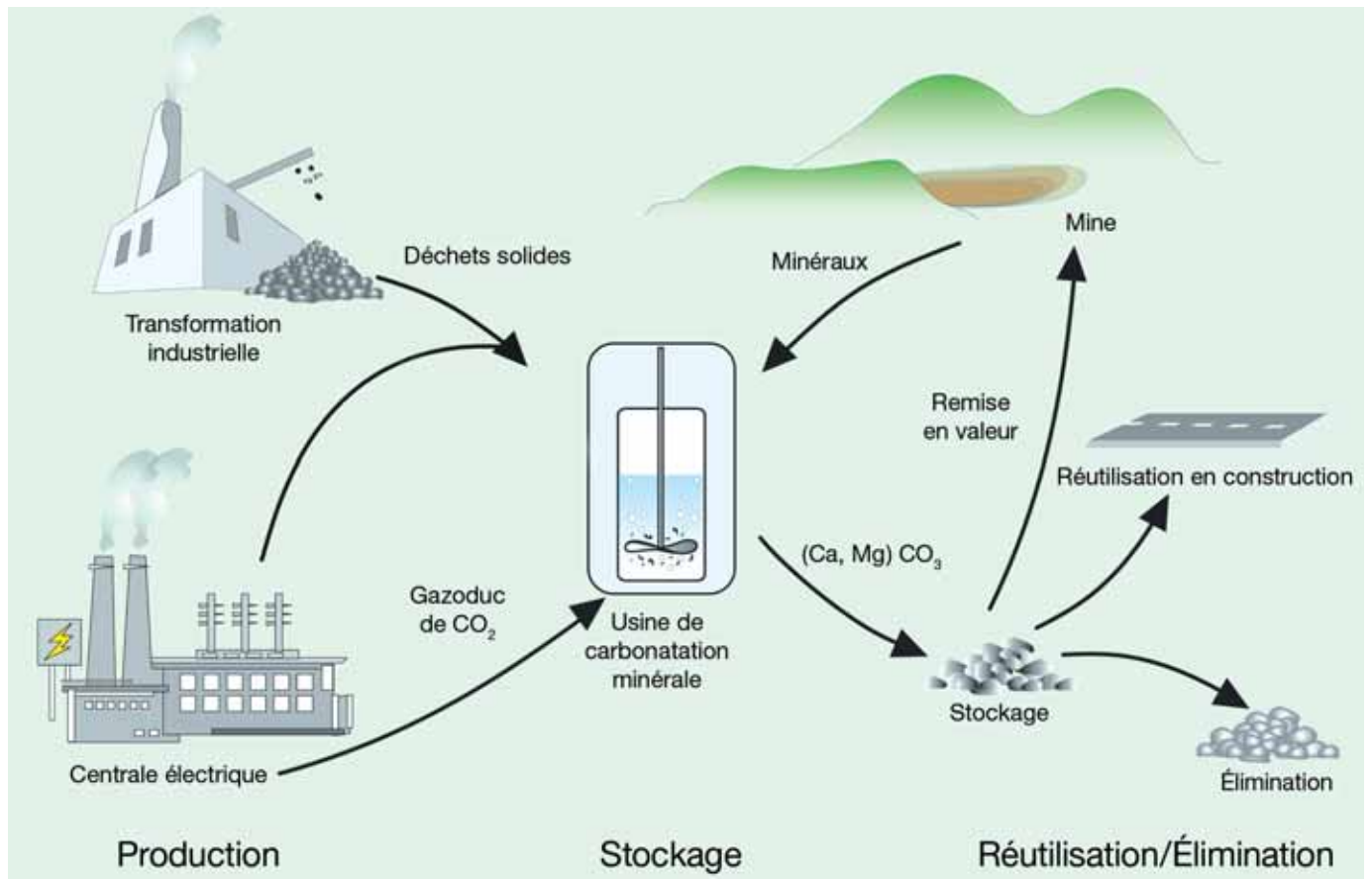
Aucune expérience en écosystème contrôlé n'ayant été réalisée dans les profondeurs océaniques, on ne peut donner qu'une première estimation des effets potentiels. Les répercussions sur les écosystèmes devraient être d'autant plus accentuées que la hausse des concentrations de CO<sub>2</sub> et la baisse du pH sont importantes, mais on ne connaît pas la nature de ces conséquences et aucun critère environnemental n'a encore été arrêté pour éviter de tels effets. On ne sait pas très bien non plus si et comment les espèces et les écosystèmes s'adaptent à des modifications chimiques persistantes.

#### *Coût du stockage dans les océans*

Même si cette méthode de stockage n'a jamais été employée, on a tenté d'estimer le coût de projets comportant le dépôt de CO<sub>2</sub> au fond des océans ou dans les grands fonds. Ce coût ne comprend pas le piégeage et l'acheminement du CO<sub>2</sub> jusqu'à la côte (par gazoduc ou d'autres moyens), mais inclut le transport par navire ou par gazoduc en mer, plus l'énergie additionnelle requise. Le tableau RT.8 récapitule les estimations obtenues. On voit que, pour de courtes distances, le gazoduc fixe est la solution la moins coûteuse; si les distances sont plus grandes, le déversement par un navire en mouvement ou le transport jusqu'à une plate-forme est plus intéressant.

#### *Aspects juridiques et perception du public*

Les traités mondiaux et régionaux sur le droit de la mer et le milieu marin, telles la Convention de Londres et la Convention OSPAR mentionnées à la section 5 consacrée au stockage dans des formations géologiques, s'appliquent au stockage dans les océans puisqu'ils visent les «zones maritimes». Les deux conventions établissent une distinction selon la méthode employée et le but poursuivi pour déterminer le statut juridique du stockage du



**Figure RT.10.** Flux des matières et étapes de la carbonatation minérale de roches silicatées ou de résidus industriels. (Avec la permission d'ECN)

CO<sub>2</sub>. Toutefois, aucune décision n'a encore été prise en ce qui concerne le stockage intentionnel dans les océans.

Les très rares études qui ont été menées sur la perception du public montrent que la population est très mal informée ou connaît mal le sujet. Néanmoins, les personnes interrogées ont exprimé de plus grandes réserves à l'égard du stockage dans les océans que du stockage dans des formations géologiques. Les études révèlent également que la perception change quand des précisions sont apportées; cela a accru l'acceptation dans un cas, mais l'a diminuée dans un autre. Les documents consultés indiquent par ailleurs qu'une «forte opposition» a été exprimée envers une expérience de libération de CO<sub>2</sub> dans l'océan Pacifique.

## 7. La carbonatation minérale et les usages industriels

Il est question dans cette section de deux possibilités assez différentes de stockage du CO<sub>2</sub>: la première est la carbonatation minérale, qui consiste à transformer par réaction chimique le CO<sub>2</sub> en carbonates inorganiques solides; la seconde concerne l'utilisation industrielle du CO<sub>2</sub>, que ce soit directement ou comme charge afin de produire diverses substances renfermant du carbone.

### *Carbonatation minérale: technologie, impact et coût*

Cette technique consiste à fixer le CO<sub>2</sub> au moyen d'oxydes alcalins et alcalino-terreux, tels l'oxyde de magnésium (MgO) ou l'oxyde de calcium (CaO), que l'on trouve à l'état naturel dans des roches silicatées, par exemple la serpentine et l'olivine. Les réactions chimiques qui surviennent entre ces matières et le CO<sub>2</sub> produisent des composés comme le carbonate de magnésium (MgCO<sub>3</sub>) et le carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>, couramment appelé calcaire). Les quantités d'oxydes métalliques présentes dans la croûte terrestre excèdent celles qui seraient nécessaires pour fixer la totalité du CO<sub>2</sub> que produirait la combustion de toutes les réserves actuelles de combustibles fossiles. Certains déchets industriels, par exemple les cendres et les scories de la production d'acier inoxydable, renferment également de petites quantités d'oxydes métalliques. La carbonatation minérale produit du silicate et des carbonates qui sont stables sur de longues périodes et que l'on peut donc éliminer dans des sites tels que des mines de silicate ou réutiliser dans la construction (voir la figure RT.10); la réutilisation risque cependant de porter sur de faibles quantités par rapport à celles qui sont produites. Le CO<sub>2</sub> ne serait pas libéré dans l'atmosphère après

la carbonatation. La surveillance des sites d'élimination serait donc peu utile car les risques sont restreints. Il est encore trop tôt pour évaluer le potentiel de stockage, mais celui-ci serait limité par la proportion des réserves de silicate exploitables, par des questions environnementales telles que le volume des rejets et par des aspects juridiques et sociétaux dans la zone d'entreposage.

La carbonatation minérale survient aussi naturellement, par le phénomène appelé «altération atmosphérique». C'est alors un processus très lent, qui doit être accéléré de manière considérable pour constituer une méthode viable de stockage du CO<sub>2</sub> piégé aux sources d'émissions anthropiques. Les recherches conduites dans ce domaine s'attachent donc à trouver des modes de transformation qui produisent des taux de réaction suffisants pour une application industrielle et qui haussent le rendement énergétique de la réaction. La carbonatation minérale au moyen de silicates naturels en est à l'étape de la recherche, mais certaines méthodes utilisant les déchets industriels en sont au stade de la démonstration.

Une application commerciale comprendrait l'extraction, le broyage et le traitement des minerais et leur acheminement jusqu'à une usine de transformation qui recevrait un flux concentré de CO<sub>2</sub> provenant d'un point de piégeage (voir la figure RT.10). L'énergie requise pour la carbonatation représenterait 30 à 50 % de la production de la centrale de piégeage. Si l'on tient compte du supplément d'énergie nécessaire pour piéger le CO<sub>2</sub>, un système de carbonatation minérale entraînerait une hausse de la consommation d'énergie de 60 à 180 % par kilowattheure produit, en comparaison d'une centrale électrique de référence ne procédant ni au piégeage, ni à la carbonatation minérale. Cet aspect majore fortement le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évité (voir la section 8). Le cas le mieux étudié jusqu'à présent est celui de la carbonatation humide de l'olivine silicatée naturelle. Un tel procédé coûterait de 50 à 100 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> net minéralisé (auquel s'ajoute le piégeage et le transport du CO<sub>2</sub>, mais en tenant compte des besoins énergétiques additionnels). La carbonatation minérale exigerait d'extraire 1,6 à 3,7 tonnes de silicate par tonne de CO<sub>2</sub> et produirait 2,6 à 4,7 tonnes de matières à éliminer par tonne de CO<sub>2</sub> stocké sous forme de carbonates. Il s'agirait donc d'une opération d'envergure, dont l'impact sur l'environnement serait comparable à celui d'autres grandes exploitations minières à ciel ouvert. La serpentine renferme souvent du chrysotile, une forme naturelle de l'amiante, ce qui nécessiterait des mesures de surveillance et d'atténuation similaires à celles prises actuellement par l'industrie extractive. En revanche, les produits de la carbonatation minérale sont exempts de chrysotile car il s'agit du composé rocheux le plus réactif et, donc, celui qui est converti le premier en carbonates.

Plusieurs questions doivent être éclaircies pour pouvoir évaluer le potentiel de la carbonatation minérale. Parmi celles-ci figurent la faisabilité technique du procédé et les besoins énergétiques correspondants à grande échelle, mais aussi la partie des réserves de silicate qui pourrait être exploitée, d'un

point de vue technique et économique, pour stocker le CO<sub>2</sub>. L'impact de l'extraction minière, du rejet des déchets et du stockage des produits pourrait aussi restreindre les possibilités de mise en oeuvre. L'intérêt que présente la carbonatation minérale ne peut être déterminé à l'heure actuelle: il dépend en effet de l'importance des réserves de silicate, inconnue à ce jour, qu'il serait techniquement possible d'exploiter et des questions environnementales susmentionnées.

### *Usages industriels*

Le CO<sub>2</sub> est utilisé comme réactif dans plusieurs procédés chimiques et biologiques, par exemple pour produire de l'urée et du méthanol, ainsi que dans diverses applications directes (horticulture, réfrigération, conditionnement alimentaire, soudage, boissons, extincteurs d'incendie, etc.). Les quantités utilisées à l'échelle mondiale sont actuellement de l'ordre de 120 MtCO<sub>2</sub> par an (30 MtC/an) sans compter la RAP (voir la section 5). La majorité (deux tiers du total) sert à produire de l'urée pour la fabrication d'engrais et d'autres produits. Une partie est extraite de puits naturels, une autre provient de sources industrielles – en général des sources à forte concentration, telles les usines de production d'ammoniac et d'hydrogène – qui piègent le CO<sub>2</sub> au cours de la production.

En principe, les usages industriels peuvent aider à prévenir le rejet de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère en le stockant dans le «bassin chimique de carbone» (c'est-à-dire l'ensemble des produits finis qui renferment du carbone). Toutefois, du point de vue de l'atténuation des changements climatiques, une telle utilisation n'est valable que si les quantités en jeu et la durée du stockage sont importantes et si cela entraîne une réduction nette des émissions. La durée de vie moyenne de la majorité du CO<sub>2</sub> qui entre dans les procédés industriels n'est que de quelques jours à quelques mois; le carbone stocké se transforme ensuite en CO<sub>2</sub> et retourne dans l'atmosphère. Ces durées sont insuffisantes pour contribuer utilement à l'atténuation des changements climatiques. En outre, la consommation industrielle totale, soit 120 MtCO<sub>2</sub> par an, est faible comparée aux émissions des principales sources anthropiques (voir le tableau RT.2). Bien que certains procédés industriels stockent une petite partie du CO<sub>2</sub> (à peu près 20 MtCO<sub>2</sub> par an au total) pendant plusieurs décennies, la quantité totale retenue à long terme (plusieurs siècles) se situe actuellement aux alentours de 1 MtCO<sub>2</sub> par an ou moins, sans perspective d'augmentation majeure.

Une autre question importante est de savoir si les usages industriels entraînent une réduction nette des émissions de CO<sub>2</sub>, en remplaçant d'autres procédés ou produits industriels. On ne peut l'établir correctement qu'en considérant les limites propres au système, pour ce qui est des bilans énergie et matières des procédés qui emploient du CO<sub>2</sub>, et en effectuant une analyse détaillée du cycle de vie de l'application envisagée. Peu de textes ont été publiés sur le sujet, mais ils indiquent qu'il est difficile d'avancer des chiffres précis

**Tableau RT.9.** Fourchette de coût 2002 des éléments d'un système de PSC appliqué à un type donné de centrale électrique ou de source industrielle. On ne peut additionner simplement le coût de chaque élément pour calculer le coût de l'ensemble du système de PSC exprimé en dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> évité. Les chiffres indiqués sont valables pour une installation neuve de grande ampleur, en supposant que le prix du gaz naturel se situe entre 2,8 et 4,4 dollars É.-U./GJ et le prix du charbon entre 1 et 1,5 dollars É.-U./GJ.

Éléments du système de PSC	Fourchette de coût	Observations
Piégeage dans une centrale alimentée au charbon ou au gaz	15 à 75 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> net piégé	Coût net du CO <sub>2</sub> piégé par rapport à la même centrale sans piégeage
Piégeage lors de la production d'hydrogène et d'ammoniac ou du traitement du gaz	5 à 55 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> net piégé	S'applique aux sources d'une grande pureté exigeant simplement un séchage et une compression
Piégeage à partir d'autres sources industrielles	25 à 115 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> net piégé	Cette fourchette correspond à l'utilisation de diverses techniques et de divers combustibles
Transport	1 à 8 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> transporté	Pour 250 km de gazoduc ou en cas de transport par mer pour un débit massique de 5 (chiffre élevé) à 40 (chiffre bas) MtCO <sub>2</sub> /an
Stockage géologique <sup>a</sup>	0,5 à 8 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> net injecté	À l'exclusion des revenus potentiels tirés de la RAP ou de la RAMCH
Surveillance et vérification du stockage géologique	0,1 à 0,3 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> injecté	Comprend la surveillance avant, pendant et après l'injection et dépend des prescriptions réglementaires
Stockage dans les océans	5 à 30 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> net injecté	Y compris le transport en mer sur 100 à 500 km, à l'exclusion de la surveillance et de la vérification
Carbonatation minérale	50 à 100 \$ É.-U./tCO <sub>2</sub> net minéralisé	Fourchette correspondant au meilleur cas considéré. Comprend le supplément d'énergie utilisée pour la carbonatation

<sup>a</sup> À long terme, il peut y avoir des coûts supplémentaires pour les mesures correctrices et les obligations.

et que, dans bien des cas, les usages industriels pourraient globalement se solder par une augmentation nette, et non une réduction nette, des émissions. Vu la faible proportion de CO<sub>2</sub> retenue, les quantités limitées utilisées et le risque d'accroître les émissions, on peut conclure que les usages industriels du CO<sub>2</sub> piégé contribuent sans doute de manière modeste à l'atténuation des changements climatiques.

## 8. Le coût et le potentiel économique

Le caractère plus ou moins strict des exigences futures en matière d'émissions de gaz à effet de serre et le coût probable des installations de PSC détermineront la mesure dans laquelle cette solution sera adoptée de préférence aux autres mesures d'atténuation. Cette section fait le point sur le coût global du PSC, en fonction des principales options et applications examinées plus haut. Dans le présent résumé technique et le rapport, le mot «coût» désigne uniquement le prix du marché, sans inclure des coûts externes tels que les dommages causés à l'environnement et les coûts pour la société au sens large pouvant être liés au PSC. Jusqu'à présent, peu d'études ont été menées pour évaluer et quantifier ces coûts externes. Le potentiel de réduction globale des gaz à effet de serre que présente le PSC est ensuite analysé par rapport à d'autres solutions.

### Coût des installations de PSC

Comme cela a déjà été souligné, il existe encore peu d'installations qui combinent de manière totalement intégrée

le piégeage, le transport et le stockage du CO<sub>2</sub>. Si certains éléments sont déjà en place et sont parvenus à maturité dans plusieurs applications industrielles, le PSC n'est toujours pas réalisé dans de grandes centrales électriques, ce qui constitue l'application la plus prometteuse.

Les textes publiés donnent une large fourchette de coût pour les différents éléments d'une installation de PSC (voir les sections 3 à 7). Cela s'explique surtout par la variabilité de nombreux facteurs dont la conception, le fonctionnement et le mode de financement des centrales ou des installations industrielles; le type de combustible employé et son prix; les distances à parcourir, la topographie des lieux et les quantités de CO<sub>2</sub> à acheminer; la méthode de stockage et ses caractéristiques. De plus, des incertitudes persistent quant au rendement et au coût actuel et futur des éléments séparés et des systèmes complets. La plupart des textes laissent toutefois penser que la construction et le fonctionnement d'installations de piégeage du CO<sub>2</sub> devraient revenir moins cher au fil du temps, grâce aux connaissances acquises par la mise en place de tels systèmes et aux travaux de recherche-développement. Il est également possible, comme le montre l'expérience acquise, que le coût des toutes premières installations excède les estimations actuelles, avant de commencer à décliner. Dans la plupart des systèmes de PSC, le piégeage (y compris la compression) est le poste le plus important sur le plan financier; le prix de l'électricité et du combustible varie considérablement d'un pays à l'autre, ce qui joue également sur la viabilité économique des projets de PSC.

Le tableau RT.9 récapitule le coût du piégeage, du transport et du stockage du CO<sub>2</sub> présenté dans les sections 3 à 7, incluant



**Tableau RT.10.** Fourchette du coût total du piégeage, du transport et du stockage géologique du CO<sub>2</sub>, selon les techniques actuelles et pour des centrales neuves alimentées au charbon bitumineux ou au gaz naturel.

Rendement et coût de la centrale <sup>a</sup>	Charbon pulvérisé	Cycle combiné du gaz naturel (CCGN)	Cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI)
<b>Centrale de référence sans PSC</b>			
Coût de l'électricité (\$ É.-U./kWh)	0,043-0,052	0,031-0,050	0,041-0,061
<b>Centrale avec piégeage</b>			
Hausse des besoins énergétiques (%)	24-40	11-22	14-25
CO <sub>2</sub> piégé (kg/kWh)	0,82-0,97	0,36-0,41	0,67-0,94
CO <sub>2</sub> évité (kg/kWh)	0,62-0,70	0,30-0,32	0,59-0,73
CO <sub>2</sub> évité (%)	81-88	83-88	81-91
<b>Centrale avec piégeage et stockage géologique<sup>b</sup></b>			
Coût de l'électricité (\$ É.-U./kWh)	0,063-0,099	0,043-0,077	0,055-0,091
Coût du PSC (\$ É.-U./kWh)	0,019-0,047	0,012-0,029	0,010-0,032
Majoration du coût de l'électricité (%)	43-91	37-85	21-78
Coût de l'atténuation (\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> évité)	30-71	38-91	14-53
(\$ É.-U./tC évité)	110-260	140-330	51-200
<b>Centrale avec piégeage et RAP<sup>c</sup></b>			
Coût de l'électricité (\$ É.-U./kWh)	0,049-0,081	0,037-0,070	0,040-0,075
Coût du PSC (\$ É.-U./kWh)	0,005-0,029	0,006-0,022	(-0,005)-0,019
Majoration du coût de l'électricité (%)	12-57	19-63	(-10)-46
Coût de l'atténuation (\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> évité)	9-44	19-68	(-7)-31
(\$ É.-U./tC évité)	31-160	71-250	(-25)-120

<sup>a</sup> Toutes les comparaisons se font par rapport à une centrale similaire (de référence) sans PSC. Voir, au tableau RT.3, les détails des hypothèses sous-jacentes.

<sup>b</sup> Le coût du piégeage repose sur les fourchettes données dans le tableau RT.3; celui du transport va de 0 à 5 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> et celui du stockage de 0,6 à 8,3 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub>.

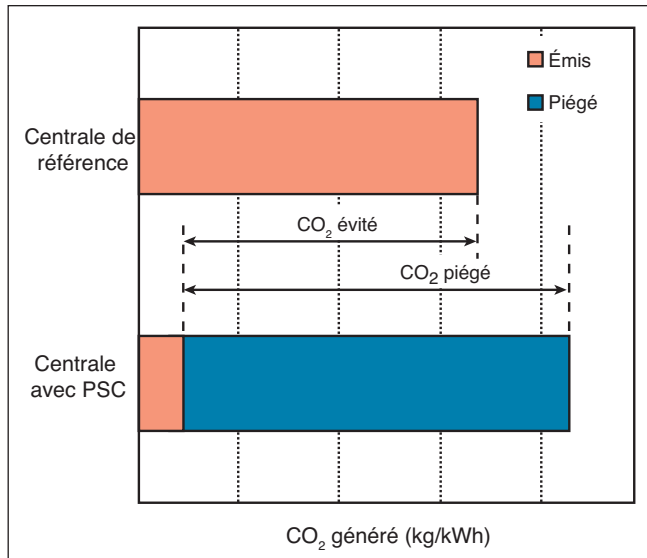
<sup>c</sup> Mêmes coûts que ci-dessus pour le piégeage et le transport; le coût net du stockage dans le cas de la RAP va de -10 à -16 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> (selon le prix du pétrole avant 2003, soit de 15 à 20 dollars É.-U./baril).

la surveillance. Dans le tableau RT.10, les différents éléments sont réunis pour établir le coût total du PSC et de la production d'électricité dans trois types de centrales, avec transport par gazoduc et selon deux options de stockage dans des formations géologiques.

Dans le cas d'un stockage géologique sans crédit pour la RAP, le coût du PSC va de 0,02 à 0,05 dollar É.-U./kWh pour les centrales au charbon pulvérisé et de 0,01 à 0,03 dollar É.-U./kWh pour les centrales au gaz naturel à cycle combiné (toutes deux procédant au piégeage postcombustion). Quant aux centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée (piégeage précombustion), les chiffres s'établissent entre 0,01 et 0,03 dollar É.-U./kWh par rapport à une centrale similaire sans PSC. Pour l'ensemble des installations, le coût du PSC peut être réduit de 0,01 à 0,02 dollar É.-U./kWh environ quand on procède à la RAP, car les revenus de cette opération compensent en partie la majoration du coût. Les centrales

au charbon bénéficient des réductions les plus substantielles, car c'est là que les plus grandes quantités de CO<sub>2</sub> seraient piégées. Lorsque la limite inférieure de la fourchette de coût est négative, cela signifie que les crédits liés à la RAP pendant la durée de vie de la centrale sont supérieurs au coût le plus bas donné pour le piégeage du CO<sub>2</sub> dans le système en question. Cela peut aussi dénoter, dans de rares cas, le faible coût du piégeage à partir de procédés industriels.

Outre les procédés de conversion de l'énergie faisant appel aux combustibles fossiles, il serait possible de piéger le CO<sub>2</sub> des centrales qui fonctionnent à la biomasse ou qui associent combustibles fossiles et biomasse. Les seules centrales actuellement alimentées à la biomasse sont de faible puissance (moins de 100 MW<sub>e</sub>), ce qui implique que le coût de production avec ou sans PSC est relativement élevé par rapport à celui des centrales thermiques. Le coût total du PSC pourrait s'élever à 110 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> évité dans ce cas précis. Le



**Figure RT.11.** Piégeage et stockage du CO<sub>2</sub> émanant de centrales électriques. L'augmentation de la production de CO<sub>2</sub> résultant de la perte d'efficacité globale des centrales due au supplément d'énergie nécessaire au piégeage, au transport et au stockage et à d'éventuelles déperditions pendant le transport entraîne une hausse de la quantité de CO<sub>2</sub> généré par unité de produit (barre inférieure) par rapport à la centrale de référence (barre supérieure) où l'on ne procède pas au piégeage.

PSC appliqué à des installations de transformation alimentées par la biomasse ou par plusieurs combustibles entraînerait des émissions de CO<sub>2</sub> plus faibles ou négatives<sup>13</sup>, ce qui pourrait réduire le coût de cette option selon la valeur sur le marché de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. De même, le CO<sub>2</sub> pourrait être piégé dans les usines de production d'hydrogène alimentées à la biomasse. Le coût irait de 22 à 25 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> (80 à 92 dollars É.-U./tC) évité dans une installation produisant 1 million Nm<sup>3</sup>/jour d'H<sub>2</sub>, ce qui correspond à une majoration du coût de production de quelque 2,7 dollars É.-U./GJ. Des installations beaucoup plus grandes fonctionnant avec de la biomasse pourraient éventuellement bénéficier d'économies d'échelle qui ramèneraient le coût du PSC à des niveaux globalement comparables à ceux des centrales au charbon. Mais comme on n'a pour le moment que peu de données concrètes sur de telles installations, leur faisabilité n'est pas établie et le coût et le potentiel sont difficiles à estimer.

Le coût du PSC hors du secteur énergétique n'a pas été étudié de manière aussi approfondie. Les autres sources d'émission étant très diverses du point de vue de la concentration de CO<sub>2</sub> et de la pression du flux gazeux, les résultats sont extrêmement variables. C'est dans les procédés qui comportent déjà la séparation du CO<sub>2</sub>, par exemple la production d'hydrogène (dont le coût du piégeage est donné

au tableau RT.4), que le PSC est le moins onéreux. Le coût total, incluant le transport et le stockage, majore de 0,4 à 4,4 dollars É.-U./GJ le prix de revient de l'hydrogène, dans le cas d'un stockage géologique, et de -2,0 à 2,8 dollars É.-U./GJ dans le cas de la RAP, en prenant les mêmes hypothèses que dans le tableau RT.10.

#### Coût des émissions de CO<sub>2</sub> évitées

Le tableau RT.10 indique également la fourchette de coût du «CO<sub>2</sub> évité». Les besoins énergétiques associés au PSC augmentent la consommation de combustibles (et donc les émissions de CO<sub>2</sub>) par unité de puissance nette délivrée. En conséquence, une centrale électrique qui procède au PSC rejette davantage d'émissions par unité produite (un kWh d'électricité) que la centrale de référence, comme l'illustre la figure RT.11. Pour calculer la baisse réelle de CO<sub>2</sub>, il faut comparer les émissions produites, pour chaque kWh, par une centrale qui est dotée du PSC à celles d'une centrale de référence qui ne l'est pas. L'écart entre les deux représente les «émissions évitées».

La mise en place d'un système de PSC dans une centrale électrique peut influencer sur le choix du type d'installation et du combustible. Il peut parfois être utile de calculer le coût par tonne de CO<sub>2</sub> évité en fonction d'une centrale de référence différente de celle qui serait dotée du système de PSC. Le tableau RT.10 donne le coût et les coefficients d'émission des trois centrales de référence et des centrales correspondantes avec PSC, dans le cas d'un stockage géologique. Le tableau RT.11 présente la fourchette des estimations de coût pour différentes combinaisons de centrales avec PSC et les centrales de référence les plus intéressantes. On voit, par exemple, que lorsqu'une centrale au charbon pulvérisé est conçue, le coût du CO<sub>2</sub> évité grâce au piégeage pourrait être plus élevé que dans une centrale à cycle combiné du gaz naturel (CCGN), à condition que l'approvisionnement en gaz naturel soit assuré. Une autre possibilité qui abaisserait le coût du CO<sub>2</sub> évité serait de construire une centrale à cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) dotée d'une installation de piégeage, au lieu d'en équiper une centrale au charbon pulvérisé.

#### Potentiel économique du PSC en tant que mesure d'atténuation des changements climatiques

L'évaluation du potentiel économique que présente le PSC repose sur des modèles énergétiques et économiques qui envisagent l'adoption future et le coût de cette technique selon divers scénarios permettant de déterminer les moyens les moins coûteux et les plus efficaces de stabiliser les concentrations de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

<sup>13</sup> Si, par exemple, la biomasse est recueillie à un rythme insoutenable (c'est-à-dire plus vite qu'elle ne peut repousser annuellement), les émissions nettes de CO<sub>2</sub> de cette activité pourraient ne pas être négatives.

**Tableau RT.11.** Coût d'atténuation pour diverses combinaisons de centrales de référence et de centrales avec PSC, dans les installations neuves équipées de la technologie actuelle. La quantité de CO<sub>2</sub> évité est la différence entre les émissions de la centrale de référence et celles de la centrale avec PSC. Dans de nombreuses régions, il serait courant d'équiper des centrales au charbon pulvérisé ou des centrales au gaz naturel à cycle combiné.<sup>14</sup> L'avantage procuré par la RAP repose sur des prix du pétrole allant de 15 à 20 dollars É.-U. le baril. On suppose que le prix du gaz se situe entre 2,8 et 4,4 dollars É.-U./GJ, et le prix du charbon entre 1 et 1,5 dollars É.-U./GJ (selon le tableau 8.3a).

Type de centrale avec PSC	Centrale de référence avec cycle combiné du gaz naturel	Centrale de référence au charbon pulvérisé
	\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> évité (\$ É.-U./tC évité)	\$ É.-U./tCO <sub>2</sub> évité (\$ É.-U./tC évité)
<b>Centrale avec piégeage et stockage géologique</b>		
Cycle combiné du gaz naturel (CCGN)	40 - 90 (140 - 330)	20 - 60 (80 - 220)
Charbon pulvérisé	70 - 270 (260 - 980)	30 - 70 (110 - 260)
Cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI)	40 - 220 (150 - 790)	20 - 70 (80 - 260)
<b>Centrale avec piégeage et RAP</b>		
Cycle combiné du gaz naturel (CCGN)	20 - 70 (70 - 250)	0 - 30 (0 - 120)
Charbon pulvérisé	50 - 240 (180 - 890)	10 - 40 (30 - 160)
Cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI)	20 - 190 (80 - 710)	0 - 40 (0 - 160)

Bien que les résultats de ces modèles soient entachés de grandes incertitudes (voir ci-dessous), tous indiquent que l'adoption du PSC à grande échelle est peu probable en l'absence d'une politique délibérée qui restreigne fortement les rejets de gaz à effet de serre. Dans l'éventualité où de telles limites seraient fixées, nombre d'études d'évaluation intégrée prévoient la mise en place d'installations de PSC à grande échelle dans les décennies suivant l'introduction de tout régime strict d'atténuation des changements climatiques. Selon les modèles énergétiques et économiques utilisés, il est peu probable que le PSC contribue notablement à l'atténuation des changements climatiques, sauf dans le secteur de l'énergie. Il faudrait, pour cela, que le prix des réductions des émissions dépasse 25 à 30 dollars É.-U./tCO<sub>2</sub> ou qu'une limite équivalente des rejets soit imposée. Les textes publiés et l'expérience acquise dans l'industrie laissent penser qu'en l'absence de mesures de limitation des émissions de CO<sub>2</sub>, il n'existe que des débouchés restreints pour les techniques de PSC, caractérisés par le piégeage à partir de sources peu coûteuses et de grande pureté, par le transport sur des distances inférieures à 50 km et par le stockage dans une application à valeur ajoutée telle que la RAP. Ces créneaux présentent un potentiel de quelque 360 MtCO<sub>2</sub> par an (voir la section 2).

Les modèles montrent également que le PSC serait compétitif si on le compare à d'autres options d'atténuation à grande échelle, comme l'énergie nucléaire et les sources

renouvelables. Ces études révèlent que l'ajout du PSC dans un ensemble de mesures d'atténuation pourrait réduire le coût de la stabilisation des concentrations de CO<sub>2</sub> de 30 % ou plus. L'un des avantages des techniques de PSC sur le plan des coûts est leur compatibilité avec la plupart des infrastructures énergétiques actuelles.

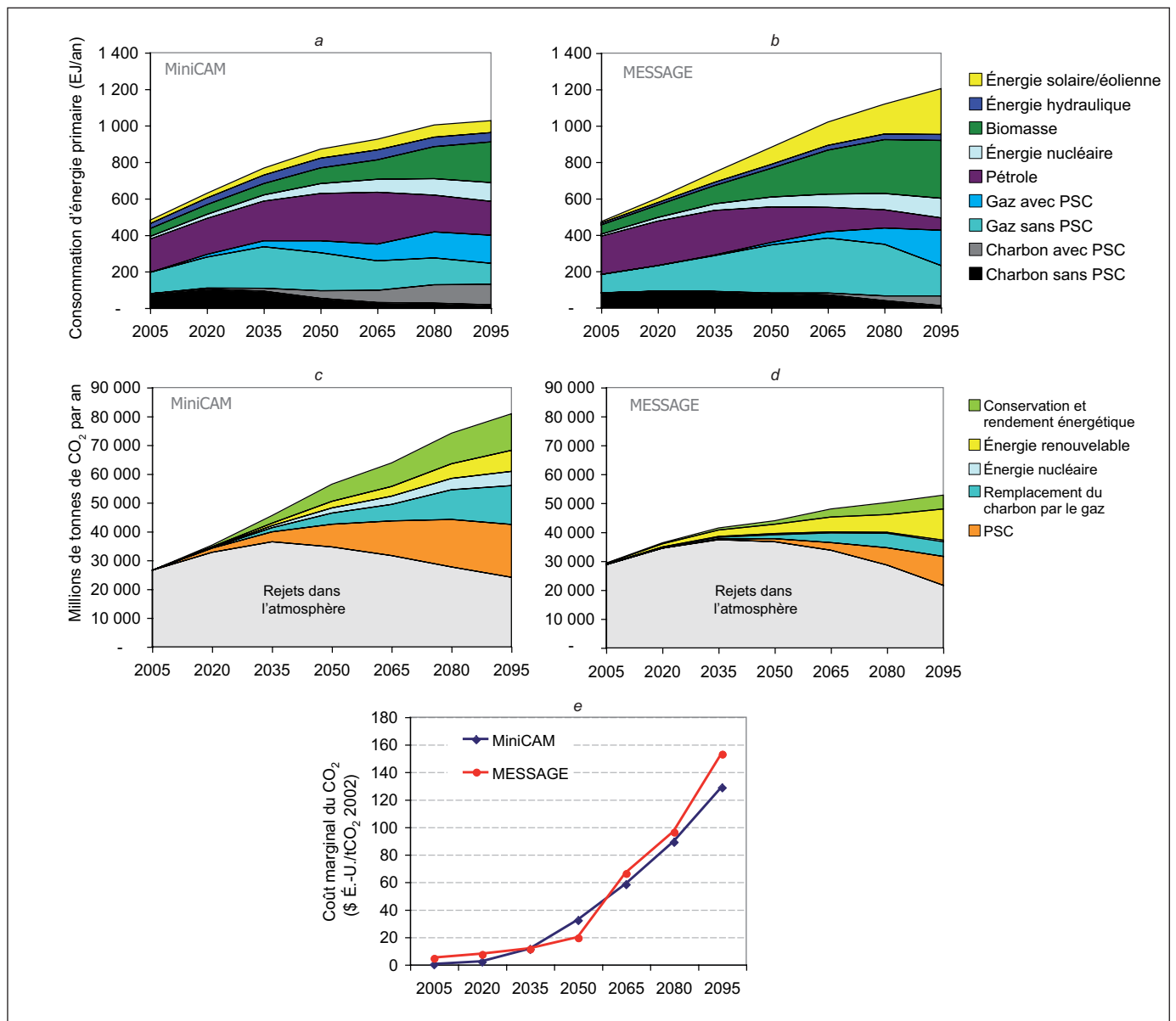
Dans la majorité des scénarios, la réduction des émissions devient plus contraignante au fil du temps. La majorité des analyses montre qu'en dépit d'une large adoption du PSC d'ici 2050, les systèmes seraient surtout mis en place dans la seconde moitié du siècle, en commençant par les pays industrialisés puis, progressivement, dans le monde entier. Bien que les scénarios et les modèles diffèrent (souvent de manière sensible) en ce qui a trait à la combinaison particulière et au nombre de mesures nécessaires pour se conformer à une exigence particulière en matière d'émission (voir la figure RT.12), l'ensemble des textes publiés suggère que le PSC pourrait constituer un élément important dans l'éventail des techniques énergétiques et des méthodes de réduction des émissions possibles.

La mise en œuvre d'installations de PSC risque d'être moindre que le potentiel économique donné par ces modèles énergétiques et économiques. Comme cela a déjà été mentionné, les résultats reposent en général sur la méthode du moindre coût, qui ne tient pas parfaitement compte des obstacles concrets à la mise au point et à l'adoption de nouvelles technologies,

<sup>14</sup> Le cycle combiné à gazéification intégrée n'est pas pris en compte dans une centrale de référence qui serait construite aujourd'hui du fait que la technique n'est pas encore très courante dans le secteur de l'électricité et qu'elle est en général légèrement plus onéreuse qu'une centrale au charbon pulvérisé.

par exemple l'impact sur l'environnement, l'absence de cadre juridique ou réglementaire clair, la perception des risques liés à l'investissement dans les différentes techniques et l'incertitude quant au temps nécessaire pour que le coût soit réduit grâce aux travaux de recherche-développement et aux connaissances acquises par la pratique. Les modèles emploient généralement des hypothèses simplifiées en ce qui concerne le coût du PSC dans différentes applications et le rythme de réduction des coûts.

Pour une stabilisation des concentrations de CO<sub>2</sub> entre 450 et 750 ppmv, les estimations publiées concernant la quantité cumulée de CO<sub>2</sub> qui pourrait être stockée à l'échelle du globe au cours du siècle (dans des formations géologiques ou dans les océans) sont très variables, allant de contributions minimales à plusieurs milliers de gigatonnes. Cela s'explique surtout par les incertitudes qui entourent l'évolution socioéconomique, démographique et, surtout, technologique, principaux facteurs des émissions futures de CO<sub>2</sub>. Toutefois, il est important



**Figure RT.12.** Ces vignettes illustrent l'apport global possible du PSC à une gamme de mesures d'atténuation. Elles émanent de deux modèles d'évaluation intégrés (MESSAGE et MiniCAM) comportant les mêmes hypothèses quant aux principaux facteurs qui déterminent les émissions. Les résultats varient considérablement sur le plan régional. Cet exemple, fondé sur un seul scénario, ne traduit pas toutes les incertitudes. Les vignettes a et b montrent l'exploitation mondiale d'énergie primaire, notamment avec le PSC. Les vignettes c et d montrent les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> en gris et l'apport correspondant des principales mesures de réduction des émissions en couleurs. La vignette e montre le coût marginal calculé des réductions de CO<sub>2</sub>.

de noter que la majorité des résultats cumulatifs obtenus avec les scénarios de stabilisation entre 450 et 750 ppmv tendent à se trouver dans la fourchette de 220 à 2 200 GtCO<sub>2</sub> (60 à 600 GtC). Pour que le PSC atteigne un tel potentiel économique, il faudrait, au cours du siècle à venir, mettre en place quelques centaines ou plusieurs milliers de systèmes qui piégeraient chacun de 1 à 5 MtCO<sub>2</sub> par an. Comme on l'a vu à la section 5, il est probable que le potentiel technique du seul stockage dans des formations géologiques soit suffisant pour atteindre la valeur supérieure du potentiel économique.

#### *Considérations relatives à la fuite du CO<sub>2</sub> stocké*

L'incidence, du point de vue des politiques générales, de la fuite lente de CO<sub>2</sub> dépend des hypothèses retenues pour l'analyse. Les études réalisées sur la manière de considérer le stockage non permanent de CO<sub>2</sub> sont fondées sur diverses approches: intérêt de retarder les émissions, réduction au minimum du coût d'un scénario donné d'atténuation, ou émissions qui seront autorisées à l'avenir en cas de stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Dans certaines études, les futures déperditions sont compensées par des réductions supplémentaires des émissions; les résultats sont fonction des hypothèses concernant le futur coût des réductions, les taux d'actualisation, la quantité de CO<sub>2</sub> stocké et le niveau de stabilisation des concentrations. Dans d'autres études, la compensation n'est pas envisageable, en raison d'incertitudes politiques et institutionnelles, et l'analyse est axée sur les limites imposées par le niveau de stabilisation présumé et la quantité de CO<sub>2</sub> stockée.

Si les résultats présentés varient selon les méthodes et les hypothèses retenues, toutes les études indiquent que le stockage non permanent resterait une option intéressante pour atténuer les changements climatiques si la proportion retenue était de l'ordre de 90 à 99 % sur 100 ans ou de 60 à 95 % sur 500 ans. Toutes donnent également à penser qu'une limite supérieure doit être imposée quant aux déperditions éventuelles pour que le PSC soit acceptable en tant que mesure d'atténuation.

## **9. Les inventaires et la comptabilisation des émissions**

Un aspect important du piégeage et du stockage du dioxyde de carbone est l'élaboration et l'emploi de méthodes visant à estimer les quantités de CO<sub>2</sub> (et de méthane ou d'oxyde nitreux) qui ont été réduites, évitées ou extraites de l'atmosphère. Les deux éléments qui nous intéressent ici sont 1) l'estimation et la notification des émissions pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre et 2) la comptabilisation du piégeage et du stockage aux termes d'accords internationaux en vue de limiter les émissions nettes<sup>15</sup>.

#### *Cadre d'orientation actuel*

Dans le cadre de la CCNUCC, les inventaires nationaux des émissions de gaz à effet de serre rendent compte des émissions produites une année donnée et sont normalement établis tous les ans ou selon un autre intervalle de temps. Les *Lignes directrices révisées du GIEC* (GIEC 1996) et les guides des bonnes pratiques (GIEC 2000, 2003) décrivent en détail les méthodes à suivre pour que les inventaires nationaux soient complets, transparents, étayés, vérifiés quant aux incertitudes, cohérents dans le temps et comparables d'un pays à l'autre. Les documents actuels du GIEC ne traitent pas expressément du PSC. Les *Lignes directrices révisées du GIEC*, dont la nouvelle version paraîtra en 2006, devraient donner certaines orientations. Le cadre de travail qui a été adopté pourrait être appliqué aux installations de PSC, mais certains points devraient sans doute être revus ou étendus.

#### *Questions relatives à la comptabilisation et à la notification*

En l'absence d'accords internationaux sur la question, il est délicat de dire si les diverses formes de PSC seront considérées comme des réductions des émissions ou comme des absorptions. Dans un cas comme dans l'autre, ces techniques produiront de nouveaux bassins de CO<sub>2</sub> qui pourraient présenter des fuites. Aucune méthode n'est actuellement prescrite aux termes de la CCNUCC pour surveiller, mesurer ou notifier les fuites des lieux de stockage. Soulignons toutefois que, dans le cas de sites de stockage géologique bien gérés, les déperditions devraient être faibles et survenir après une grande période de temps.

On peut envisager de créer une catégorie particulière pour le PSC, dans le cadre de la notification des émissions, mais cela n'est pas rigoureusement nécessaire étant donné que les quantités de CO<sub>2</sub> piégé et stocké pourraient être indiquées dans le secteur qui est à l'origine du CO<sub>2</sub>. Les quantités stockées dans un lieu donné pourraient provenir de nombreuses catégories de sources et même de nombreux pays différents. Les fuites fugaces pendant le piégeage, le transport et l'injection dans les sites de stockage peuvent être largement estimées au moyen des méthodes actuelles et les émissions générées par l'énergie nécessaire au fonctionnement des systèmes de PSC peuvent être mesurées et consignées dans les formats d'inventaires existants. En revanche, il pourrait être nécessaire d'examiner le cas particulier de l'application du PSC aux installations fonctionnant avec de la biomasse, en raison des émissions négatives qui en résulteraient et qui ne sont pas prévues dans le cadre actuel.

<sup>15</sup> Dans ce contexte, on entend par « estimation » le calcul des émissions de gaz à effet de serre et par « notification » la présentation de ces estimations à la CCNUCC. La « comptabilisation » renvoie aux règles servant à rapprocher les émissions et les absorptions des engagements (GIEC 2003).

**Tableau RT.12.** Aspects du PSC et des puits biologiques susceptibles d'influer sur la manière dont la comptabilisation est effectuée.

Aspect	Biosphère terrestre	Profondeurs océaniques	Réservoirs géologiques
CO <sub>2</sub> piégé ou stocké	Les variations des stocks peuvent être surveillées dans le temps.	Le carbone injecté peut être mesuré.	Le carbone injecté peut être mesuré.
Droits de propriété	Les stocks se trouvent dans un lieu précis et sont liés à un propriétaire connu.	Les stocks sont mobiles et peuvent atteindre les eaux internationales.	Les stocks peuvent se trouver dans des réservoirs qui traversent les frontières ou les limites de terrains privés et ne suivent pas les délimitations en surface.
Décisions de gestion	Le stockage fait l'objet de décisions continues quant aux priorités en matière d'affectation des terres.	Aucune autre décision de gestion ne peut être prise après l'injection.	Après l'injection, les décisions relatives au stockage sont limitées, sauf en cas de conflit avec la récupération de ressources.
Surveillance	Les variations des stocks peuvent être surveillées.	Les variations des stocks sont modélisées.	Le CO <sub>2</sub> libéré peut être décelé par les activités de surveillance.
Temps de rétention prévu	Des décennies, selon les décisions de gestion.	Des siècles, selon la profondeur et le point d'injection.	Essentiellement permanent, sauf en cas de perturbation au niveau du réservoir.
Fuite	Une déperdition peut survenir à la suite de perturbations, de changements climatiques ou de décisions en matière d'affectation des terres.	Une déperdition est inévitable en raison de la circulation maritime et du processus d'équilibre avec l'atmosphère.	Une déperdition est peu probable sauf en cas de perturbation au niveau du réservoir ou de voies de fuite qui n'auraient pas été décelées au départ.
Responsabilité	Un propriétaire foncier précis peut être identifié.	De multiples parties peuvent contribuer au même stock de CO <sub>2</sub> , qui peut se trouver dans les eaux internationales.	De multiples parties peuvent contribuer au même stock de CO <sub>2</sub> , qui peut chevaucher plusieurs frontières.

### Questions relatives aux accords internationaux

Les engagements chiffrés en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et le recours à l'échange de droits d'émission, à l'application conjointe et au mécanisme pour un développement propre nécessitent des règles et des méthodes précises pour comptabiliser les émissions et les absorptions. Étant donné que le PSC pourrait se situer parfois hors des limites classiques de la comptabilisation (par exemple, le CO<sub>2</sub> pourrait être piégé dans un pays donné et stocké dans un autre, ou piégé une année et libéré en partie l'année suivante), il est possible que ces règles et méthodes doivent être différentes de celles qui sont employées jusqu'ici dans les inventaires.

À ce jour, la plupart des analyses scientifiques, techniques et politiques concernant la comptabilisation du CO<sub>2</sub> stocké ont porté sur le piégeage dans la biosphère terrestre. L'historique de ces négociations pourrait aider à élaborer des méthodes de comptabilisation pour le PSC. Reconnaisant que le stockage dans la biosphère terrestre pourrait être non permanent, la CCNUCC a accepté que les émissions nettes puissent être réduites par des puits biologiques, mais a imposé des règles complexes pour la comptabilisation. Le PSC diffère à de nombreux égards du piégeage dans la biosphère terrestre (voir le tableau RT.12) et ses diverses formes sont très distinctes.

Toutefois, le but premier de la comptabilisation est de s'assurer que le PSC donne lieu à des réductions réelles et quantifiables des émissions nettes. Une tonne de CO<sub>2</sub> stocké en permanence présente le même intérêt sur le plan des concentrations atmosphériques qu'une tonne de CO<sub>2</sub> non émis, mais le stockage provisoire de la même quantité de CO<sub>2</sub> est moins avantageux. Il est généralement admis que cet écart devrait être pris en compte dans tout système de comptabilisation des réductions des émissions de gaz à effet de serre.

Les *Lignes directrices révisées du GIEC* (GIEC 1996) et les guides des bonnes pratiques (GIEC 2000, 2003) renferment également des directives pour la surveillance des émissions de gaz à effet de serre. On ne sait pas si les lignes directrices révisées se rapportant au PSC pourront être respectées en recourant aux techniques de surveillance, notamment pour le stockage géologique et océanique. Il existe plusieurs techniques de surveillance et de vérification des émissions émanant des sites de stockage dans des formations géologiques, mais elles varient sur le plan de l'applicabilité, des limites de détection et des incertitudes. Actuellement, la surveillance du stockage géologique peut se faire de manière quantitative au moment de l'injection et de manière qualitative dans le réservoir, ainsi qu'en mesurant les flux de CO<sub>2</sub> en surface. Il est possible de surveiller le stockage dans les océans en mesurant le panache de CO<sub>2</sub>, mais non les rejets

dans l'atmosphère à partir de la surface. L'expérience acquise grâce aux projets de PSC en cours est trop limitée pour que l'on puisse émettre des conclusions quant aux taux de fuite et aux incertitudes associées.

Le Protocole de Kyoto définit différentes unités pour comptabiliser les émissions de gaz à effet de serre, les réductions d'émission et les émissions piégées en vertu de plusieurs mécanismes de contrôle du respect des dispositions. Les « unités de quantité attribuée » (UQA) décrivent les engagements en matière d'émissions et s'appliquent à l'échange des droits d'émission, les « unités de réduction certifiée des émissions » (URCE) sont utilisées dans le cadre du mécanisme pour un développement propre et les « unités de réduction des émissions » (URE) sont associées à l'application conjointe. Jusqu'à présent, les négociations internationales ont donné peu d'indications sur les méthodes qui devraient être suivies pour calculer et comptabiliser les réductions de CO<sub>2</sub> liées à des projets mettant en œuvre le PSC (URCE ou URE uniquement); on ne sait donc pas comment ces réductions seront prises en compte en vertu du Protocole. Certaines orientations pourraient être fournies par les méthodes associées aux puits biologiques. Par ailleurs, les accords actuels ne traitent pas des projets de PSC transfrontière. C'est un aspect particulièrement important si un projet comprend le piégeage de CO<sub>2</sub> dans un pays visé à l'annexe B qui est Partie au Protocole de Kyoto, le stockage s'effectuant dans un pays non visé à l'annexe B ou qui n'est pas lié par le Protocole.

Si les méthodes servant actuellement à établir les inventaires nationaux des émissions peuvent s'appliquer au PSC ou être révisées en conséquence, la comptabilisation du CO<sub>2</sub> stocké soulève des questions quant à l'acceptation et au transfert des responsabilités vis-à-vis des émissions stockées. Cet aspect pourrait être examiné par le biais de mécanismes nationaux et internationaux.

## 10. Les lacunes en matière de connaissances

Cette dernière section résume les aspects du PSC au sujet desquels il serait important d'affiner les connaissances, d'acquies davantage d'expérience et de réduire les incertitudes, en vue de faciliter la prise de décisions concernant une adoption à grande échelle de cette technique.

### *Techniques de piégeage et de stockage*

Les techniques de piégeage du CO<sub>2</sub> sont relativement bien maîtrisées aujourd'hui, grâce à l'expérience acquise dans diverses applications industrielles. De même, il n'existe aucun obstacle majeur, que ce soit du point de vue des techniques ou des connaissances, au transport par gazoduc ou au stockage dans des formations géologiques. Néanmoins, l'intégration du piégeage, du transport et du stockage au sein de projets concrets est nécessaire pour acquies les informations qui

permettront d'élargir le recours au PSC. Il convient aussi de conduire des travaux de recherche-développement pour mieux comprendre les nouveaux concepts et les toutes dernières techniques susceptibles de réduire de manière notable le coût du piégeage dans les installations nouvelles et existantes. On manque en particulier de données sur les grandes centrales au charbon et au gaz naturel, d'une puissance de plusieurs centaines de mégawatts (soit plusieurs mégatonnes de CO<sub>2</sub>), qui pourraient procéder au piégeage. Il est nécessaire d'effectuer des démonstrations à une telle échelle pour établir la fiabilité et l'effet sur l'environnement des différents types de systèmes de production d'électricité dotés d'une installation de piégeage, pour réduire le coût des techniques mises en œuvre et pour accroître le degré de confiance lié aux estimations de coût. En outre, des projets de grande envergure permettront d'obtenir de meilleures évaluations du coût et du rendement du PSC dans certains secteurs industriels, comme la cimenterie et l'aciérie, qui sont des sources importantes de CO<sub>2</sub> mais où le piégeage a jusqu'à présent été peu exploité, ou pas du tout.

En ce qui a trait à la carbonatation minérale, un point essentiel est de savoir comment exploiter la chaleur de réaction dans des procédés pouvant abaisser le coût et les besoins nets en énergie. On a besoin d'installations expérimentales en vue de combler les lacunes à ce sujet.

S'agissant des usages industriels du CO<sub>2</sub> piégé, il est nécessaire de poursuivre l'étude de l'équilibre énergie nette-CO<sub>2</sub> des procédés qui utilisent le gaz piégé afin d'avoir une vision plus complète des possibilités offertes par cette option.

### *Distance entre les sites de stockage et les sources d'émission*

Une vision plus précise de l'emplacement des sites de stockage éventuels (de tous types) et des principales sources de CO<sub>2</sub> ainsi que l'établissement de courbes de coût relatives au piégeage, au transport et au stockage du CO<sub>2</sub> aideraient à prendre une décision relativement à l'adoption du PSC à grande échelle. Pour cela, il convient de procéder à des évaluations régionales détaillées qui permettront de déterminer le degré de correspondance entre les sources d'émission importantes (actuelles et futures) et les réservoirs susceptibles d'emmagasiner les volumes requis.

### *Capacité de stockage dans des formations géologiques et efficacité de cette technologie*

Il est nécessaire d'affiner les évaluations de la capacité de stockage à l'échelle mondiale, régionale et locale et de mieux comprendre les phénomènes de confinement, de migration et de fuite à long terme. Pour répondre à ce dernier besoin, les techniques de surveillance et de vérification du comportement du CO<sub>2</sub> injecté dans des formations géologiques doivent être perfectionnées. Il serait important d'exécuter davantage de projets pilotes et de projets de démonstration dans diverses

---

zones géographiques et formations géologiques et dans divers contextes économiques pour approfondir nos connaissances en la matière.

#### *Incidence du stockage dans les océans*

Pour pouvoir évaluer les risques et les possibilités que présente le stockage dans les océans, il faut combler de graves lacunes en ce qui a trait aux répercussions sur le milieu naturel de l'injection de CO<sub>2</sub> dans les profondeurs océaniques. Il est nécessaire d'étudier la réaction des systèmes biologiques à l'immersion de CO<sub>2</sub> dans les océans, sur des périodes plus longues et de manière plus large que ce qui a été fait jusqu'ici. Par ailleurs, il convient de mettre au point des techniques et des capteurs destinés à détecter et à surveiller les panaches de CO<sub>2</sub> et leurs effets sur le plan biologique et géochimique.

#### *Questions d'ordre juridique et réglementaire*

Nos connaissances sur les dispositions juridiques et réglementaires qui s'appliqueraient au PSC à grande échelle sont encore insuffisantes. Il n'existe aucun cadre de référence qui faciliterait la mise en œuvre des techniques de stockage géologique et qui tiendrait compte des responsabilités associées à long terme. Des précisions sont nécessaires quant aux restrictions juridiques qui pourraient être imposées à l'injection de CO<sub>2</sub> dans le milieu marin (stockage dans l'océan ou dans des formations géologiques du sous-sol océanique). D'autres graves lacunes concernent les méthodes d'inventaire et de comptabilisation des émissions.

#### *Contribution globale à l'atténuation des changements climatiques*

Plusieurs autres éléments pourraient aider à prendre des décisions avisées en affinant nos connaissances sur l'apport potentiel du PSC à la réduction et à la stabilisation à long terme des concentrations mondiales de gaz à effet de serre. Cela comprend les possibilités de transfert et de diffusion des techniques en question, y compris dans les pays en développement, les applications du PSC aux sources de CO<sub>2</sub> provenant de la biomasse et les rapports éventuels entre les investissements réalisés dans le PSC et dans d'autres mesures d'atténuation. Par ailleurs, il faudrait continuer d'examiner la question de la période pendant laquelle le CO<sub>2</sub> doit être stocké; ce problème est lié aux méthodes de stabilisation et aux aspects intergénérationnels.

---





## Annexe I: Glossaire, acronymes et abréviations

Les définitions figurant dans ce glossaire renvoient à l'emploi des termes et expressions utilisés dans le Résumé à l'intention des décideurs du Rapport spécial sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone.

### **Absorption**

Absorption chimique ou physique de molécules dans la masse d'un solide ou d'un liquide, formant une solution ou un composé.

### **Adsorption**

Absorption de molécules à la surface d'un solide ou d'un liquide.

### **Amine**

Composé chimique organique contenant un ou plusieurs atomes d'azote dans  $-NH_2$ ,  $-NH$  ou les groupes  $-N$ .

### **Analogie naturelle**

Occurrence naturelle qui traduit, pour les éléments les plus importants, une activité humaine prévue ou en cours.

### **Aquifère**

Structure géologique contenant de l'eau et ayant une perméabilité suffisante pour que se produise un écoulement limité par des surfaces imperméables.

### **Atténuation**

Processus d'atténuation des incidences de toute défaillance.

### **Basalte**

Type de roche basique ignée ayant généralement pour origine une éruption volcanique.

### **Base**

Point de référence par rapport auquel une variation est mesurée.

### **Bassin sédimentaire**

Grande dépression naturelle située à la surface du sol et remplie de sédiments.

### **Biomasse**

Matière issue récemment de la biosphère.

### **Calcaire**

Roche sédimentaire composée principalement de calcite minérale (carbonate de calcium), généralement constituée par les coquilles d'organismes morts.

### **Capacité de prospection**

Évaluation qualitative de la probabilité qu'un site convenable de stockage existe dans une zone donnée selon les informations disponibles.

### **Carbonate**

Minéral naturel composé de divers anions liés à un cation  $CO_3^{2-}$  (calcite, dolomite, sidérite, calcaire, etc.).

### **CCGI**

Cycle combiné à gazéification intégrée: production d'énergie où des hydrocarbures ou de la houille subissent une gazéification (q.v.) et où le gaz obtenu sert de combustible pour faire fonctionner une turbine à gaz et à vapeur.

### **CCGN**

Cycle combiné au gaz naturel: centrale électrique alimentée au gaz naturel avec des turbines à gaz et à vapeur.

### **CCNUCC**

Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, adoptée le 9 mai 1992 à New York.

### **Charbon pulvérisé**

Généralement utilisé dans des chaudières alimentées au charbon finement pulvérisé.

### **CO<sub>2</sub> évité**

Différence entre la quantité de CO<sub>2</sub> piégé, écoulé et/ou stocké et la quantité de CO<sub>2</sub> produit par un système sans piégeage, nette des émissions non piégées par un système avec piégeage.

### **Cocombustion**

Emploi simultané de plus d'un combustible dans une centrale électrique ou un processus industriel.

### **Coefficient d'émission**

Mesure normalisée des émissions de GES selon l'activité, par exemple nombre de tonnes de GES émis par tonne de combustible consommé.

### **Combustion de gaz oxygéné**

Voir oxycombustion.

**Convention de Londres**

Convention sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets et autres matières, adoptée le 29 décembre 1972 à Londres, Mexico, Moscou et Washington.

**Convention OSPAR**

Voir OSPAR.

**Couche d'étanchéité**

Roche imperméable formant une barrière au-dessus et autour d'un réservoir de telle façon que les fluides soient contenus dans celui-ci.

**Couche supérieure de l'océan**

Couche de l'océan située au-dessus de 1 000 m de profondeur.

**Crédit de carbone**

Instrument convertible et cessible permettant à un établissement de bénéficier financièrement d'une réduction d'émissions.

**Cryogénique**

Relatif aux basses températures, habituellement inférieures à  $-100$  °C.

**Cycle combiné à gazéification intégrée**

Voir CCGI.

**Cycle combiné au gaz naturel**

Voir CCGN.

**Dispositif d'interception**

Structure géologique qui retient physiquement les fluides plus légers que les fluides de base, comme une cuvette inversée.

**Durable**

Se dit d'un développement durable du point de vue écologique, social et économique.

**Eau de gisement**

Eau contenue naturellement dans les pores de formations rocheuses.

**Échange de droits d'émission**

Mécanisme d'échange autorisant le rejet d'un nombre de tonnes déterminé d'un polluant, qu'on peut vendre ou acheter.

**Éclatement**

Voir éruption.

**Économiquement réalisable dans des conditions précises**

Technique bien comprise et employée pour des applications commerciales choisies, par exemple dans un régime fiscal favorable ou dans un créneau donné, où l'on traite au moins  $0,1 \text{ MtCO}_2/\text{an}$ , avec peu de répliques (moins de 5) de la technique.

**Efficacité du piégeage**

Fraction de  $\text{CO}_2$  séparée de la veine gazeuse d'une source.

**Émission fugace**

Tout rejet de gaz ou de vapeur imputable à des activités humaines telles que le traitement ou le transport de gaz ou de pétrole.

**En voie d'épuisement**

Se dit d'un réservoir où la production est sensiblement réduite.

**Énergies renouvelables**

Sources d'énergie intrinsèquement renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie hydroélectrique, le vent et la biomasse.

**Engagement de réduction des émissions**

Engagement d'une Partie au Protocole de Kyoto de respecter les limites chiffrées d'émissions qui lui ont été attribuées.

**Épurateur**

Produit d'immersion composé d'un gaz et d'un liquide servant à purifier des gaz ou à piéger un élément gazeux.

**Éruption**

Défaillance catastrophique d'un puits lorsqu'un fluide pétrolier ou de l'eau jaillit librement à la surface de celui-ci.

**Espace poral**

Espace situé entre des grains rocheux ou sédimentaires pouvant contenir des fluides.

**Évaluation des risques**

Composante d'un système de gestion des risques.

**Faïlle**

En géologie, surface où les strates sont non plus continues, mais déplacées.

**Fixation**

Immobilisation de  $\text{CO}_2$  par réaction avec une autre matière produisant un composé stable.

**Flottabilité**

Tendance d'un fluide ou d'un solide à s'élever lorsqu'il traverse un fluide de densité plus élevée.

**Fond marin**

Limite entre l'eau libre et la partie supérieure des sédiments benthiques.

**Formation**

Corps rocheux d'une étendue considérable possédant des caractéristiques distinctives qui permettent aux géologues de le cartographier, de le décrire et de le désigner.

**Formation géologique stable**

Formation (q.v.) qui n'a pas été perturbée récemment par des mouvements tectoniques.

**Formation saline**

Roches sédimentaires saturées d'eau de gisement contenant des sels dissous en forte concentration.

**Formation saline profonde**

Formation rocheuse souterraine profonde composée de matériaux perméables et contenant des fluides hautement salins.

**Fracture**

Toute rupture dans une roche le long de laquelle aucun mouvement significatif ne s'est produit.

**Fuite**

En matière de stockage de carbone, échappement d'un fluide injecté hors du lieu de stockage.

**Gaz acide**

Tout mélange gazeux qui se transforme en acide lorsqu'on le dissout dans l'eau (désigne normalement la réaction  $H_2S + CO_2$  à partir d'un gaz sulfureux).

**Gaz effluents**

Gaz produits par la combustion d'un combustible, généralement rejetés dans l'atmosphère.

**Gazéification**

Processus dans lequel un combustible solide contenant du carbone est transformé en combustible gazeux contenant du carbone et de l'hydrogène par réaction avec de l'air ou de l'oxygène et de la vapeur.

**GES**

Gaz à effet de serre.

**Grande profondeur**

Profondeur de l'océan supérieure à 1 000 m.

**Houille bitumineuse**

Type intermédiaire de houille se situant entre les extrêmes que sont la tourbe et l'antracite, mais plus proche de l'antracite.

**Hydrate**

Composé semblable à de la glace formé par la réaction d'eau et de  $CO_2$ , de  $CH_4$  ou de gaz semblables.

**Hypercritique**

Désigne une température et une pression supérieures à la température et à la pression critiques de la substance concernée.

**Inexploitable**

Mine très peu susceptible d'être exploitée dans les conditions économiques actuelles ou prévisibles.

**Injection**

Processus consistant à utiliser la pression pour faire descendre des fluides dans des puits.

**Inventaire national de gaz à effet de serre**

Inventaire des émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine classées par source et de l'absorption de ces gaz par des puits, dressé par les Parties à la CCNUCC.

**Limite**

Lors de la comptabilisation des GES, distinction entre unités comptables, qu'elles soient nationales, organisationnelles, opérationnelles, commerciales ou sectorielles.

**Matière première**

Matière alimentant un processus.

**MDP**

Mécanisme de développement «propre»: mécanisme relevant du Protocole de Kyoto qui vise à aider les pays non inscrits à l'Annexe I à contribuer aux objectifs du Protocole et les pays inscrits à l'Annexe I à respecter leurs engagements.

**MÉA**

Monoéthanolamine.

**Mécanisme de développement «propre»**

Voir MDP.

**Membrane**

Manteau ou bloc de matière qui sépare sélectivement les éléments d'un mélange fluide.

**Mesure corrective**

Processus consistant à remédier à toute défaillance.

**Migration**

Déplacement de fluides dans des réservoirs rocheux.

**Mise en œuvre conjointe**

Aux termes du Protocole de Kyoto, permet à une Partie ayant un objectif en matière d'émissions de GES de recevoir des crédits d'autres Parties inscrites à l'Annexe I.

**Modèle ascendant**

Modèle dont l'analyse inclut des détails technologiques et techniques.

**Modèle descendant**

Modèle fondé sur l'application de la théorie macroéconomique et de techniques économétriques à des données d'archives concernant la consommation, les prix, etc.

**MWh**

Mégawatt-heure.

**Neutralisation des carbonates**

Technique de stockage de carbone dans les océans fondée sur la réaction du CO<sub>2</sub> avec un carbonate naturel tel que le calcaire pour produire des anions de bicarbonate et des cations solubles.

**OSPAR**

Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du nord-est, adoptée le 22 septembre 1992 à Paris. OSPAR est l'abréviation d'Oslo-Paris.

**Oxycombustion**

Combustion d'un combustible constitué d'oxygène pur ou d'un mélange d'oxygène, d'eau et de dioxyde de carbone.

**PCI**

Pouvoir calorifique inférieur: énergie libérée par la combustion d'un combustible en excluant la chaleur latente de l'eau.

**Perméabilité**

Capacité d'écoulement ou de passage de fluides à travers un solide poreux tel que de la roche.

**Phase de démonstration**

Technique conçue et exploitée à l'échelle d'une unité pilote mais exigeant un développement complémentaire avant de pouvoir servir à l'élaboration et à la mise en place d'un système à grande échelle.

**Phase quasi liquide**

Gaz comprimé ayant une densité approchant celle du liquide.

**Piégeage géochimique**

Rétention de CO<sub>2</sub> injecté par des réactions géochimiques.

**Piégeage lors de la postcombustion**

Piégeage de dioxyde de carbone après combustion.

**Piégeage lors de la précombustion**

Piégeage de dioxyde de carbone après le traitement du combustible précédant la combustion.

**Pile à combustible**

Appareil électrochimique dans lequel un combustible est oxydé de façon contrôlée pour produire directement un courant électrique et de la chaleur.

**Potentiel économique**

Réduction des émissions de gaz à effet de serre pouvant être obtenue grâce à une option donnée susceptible d'être mise en œuvre de façon rentable au vu des conditions actuelles (par exemple valeur marchande de la réduction du CO<sub>2</sub> et coût d'autres options).

**Potentiel technique**

Quantité dont il est possible de réduire les émissions de gaz à effet de serre en mettant en œuvre une technique ou une pratique qui a atteint la phase de démonstration.

**Pouvoir calorifique inférieur**

Voir PCI.

**Pression partielle**

Pression qu'exercerait un gaz donné dans un mélange de gaz en l'absence des autres gaz.

**Protocole de Kyoto**

Protocole de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, adopté le 11 décembre 1997 à Kyoto.

**Protocole de Londres**

Protocole à la Convention sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets et autres matières, adopté le 2 novembre 1996 à Londres, mais qui n'était pas entré en vigueur au moment de la mise sous presse du présent texte.

**PSC**

Piégeage et stockage du dioxyde de carbone.

**PSC à partir de la biomasse**

Piégeage et stockage du dioxyde de carbone où la matière première (q.v.) est la biomasse.

**Puits (1)**

Absorption naturelle de CO<sub>2</sub> par l'atmosphère, généralement dans les sols, les forêts ou les océans.

**Puits (2)**

Trou creusé dans le sol par l'homme pour produire des liquides ou des gaz ou pour permettre l'injection de fluides.

**Puits d'injection**

Puits dans lequel des fluides sont injectés et non produits.

**RAG**

Récupération assistée de gaz: récupération de gaz s'ajoutant à celui produit naturellement par injection d'un fluide ou par d'autres moyens.

**RAMCH**

Récupération assistée de méthane dans une couche de houille: utilisation du CO<sub>2</sub> pour accroître la récupération du méthane présent dans une couche de houille inexploitable grâce à l'adsorption préférentielle du CO<sub>2</sub> sur la houille.

**RAP**

Récupération assistée de pétrole: récupération de pétrole s'ajoutant à celui produit naturellement par injection d'un fluide ou par d'autres moyens.

**Rattrapage**

Modification d'un matériel existant pour l'améliorer et y apporter des changements après installation.

**Récupération assistée de gaz**

Voir RAG.

**Récupération assistée de méthane dans une couche de houille**

Voir RAMCH.

**Récupération assistée de pétrole**

Voir RAP.

**Réduction**

Réduction du degré ou de l'intensité d'émissions ou d'autres polluants.

**Réservoir**

Masse rocheuse souterraine ayant une porosité et une perméabilité suffisantes pour stocker et laisser passer des fluides.

**Roche couverture**

Roche très peu perméable qui sert de couche d'étanchéité supérieure empêchant un fluide de jaillir d'un réservoir.

**RSSÉ**

Rapport spécial sur les scénarios d'émissions servant de base aux projections climatologiques dans le TRÉ (q.v.).

**Scénario**

Description plausible d'une situation future fondée sur un ensemble d'hypothèses ayant une cohérence interne et concernant les principaux rapports et éléments moteurs.

**Source**

Tout processus, activité ou mécanisme qui libère dans l'atmosphère un gaz à effet de serre, un aérosol ou un précurseur de ceux-ci.

**Source anthropique**

Source d'origine humaine par opposition à une source naturelle.

**Source ponctuelle**

Source d'émissions limitée à un seul point bien circonscrit.

**Stabilisation**

Désigne la stabilisation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

**Stockage**

Processus de rétention du CO<sub>2</sub> piégé de façon à ce qu'il ne puisse pas atteindre l'atmosphère.

**Surveillance**

Processus de détermination de la quantité de dioxyde de carbone stocké et de son emplacement.

**Technique sismique**

Mesure des propriétés des roches au moyen de la vitesse d'ondes sonores produites de façon artificielle ou naturelle.

**Transfert**

En matière d'échange de droits d'émission de carbone, modification des émissions d'origine humaine par des sources ou par absorption par des puits se produisant au-delà des limites du projet.

**TRÉ**

Troisième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

**Turbine à gaz**

Appareil dans lequel un combustible est brûlé avec de l'air ou de l'oxygène comprimé et où un travail mécanique est récupéré par expansion des produits chauds.

**Vecteur énergétique à faible teneur en carbone**

Combustible tel que le méthanol qui produit de faibles émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle du cycle.

**Vérification**

Preuve, selon une norme qui reste à définir, des résultats de la surveillance (q.v.). Dans le contexte d'un mécanisme de développement propre, examen indépendant, effectué par un organisme opérationnel désigné, de la réduction contrôlée des émissions d'origine humaine.

## Annexe II: Liste des principaux rapports du GIEC

### Aspects scientifiques du changement climatique

Rapport 1990 rédigé par le Groupe de travail I du GIEC

### Incidences potentielles du changement climatique

Rapport 1990 rédigé par le Groupe de travail II du GIEC

### Stratégies d'adaptation au changement climatique

Rapport 1990 rédigé par le Groupe de travail III du GIEC

### Emissions Scenarios

Rapport 1990 rédigé par le Groupe de travail III du GIEC

### Assessment of the Vulnerability of Coastal Areas to Sea Level Rise – A Common Methodology, 1991

### Climate Change 1992 – The Supplementary Report to the IPCC Scientific Assessment

Rapport 1992 rédigé par le Groupe de travail I du GIEC

### Climate Change 1992 – The Supplementary Report to the IPCC Impacts Assessment

Rapport 1992 rédigé par le Groupe de travail II du GIEC

### Changement climatique: Les évaluations du GIEC de 1990 et 1992

Sommaire du document de synthèse du premier Rapport d'évaluation du GIEC et Résumé à l'intention des décideurs avec supplément 1992

### Global Climate Change and the Rising Challenge of the Sea

Rapport 1992 du Sous-Groupe de la gestion des zones côtières relevant du Groupe de travail III du GIEC

### Report of the IPCC Country Study Workshop, 1992

### Preliminary Guidelines for Assessing Impacts of Climate Change, 1992

### Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (3 volumes), 1994

### Climate Change 1994 – Radiative Forcing of Climate Change and An Evaluation of the IPCC IS92 Emission Scenarios

### Directives techniques du GIEC pour l'évaluation des incidences de l'évolution du climat et des stratégies d'adaptation, 1995

### Climate Change 1995 – The Science of Climate Change

– Contribution du Groupe de travail I au deuxième Rapport d'évaluation (avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Aspects scientifiques de l'évolution du climat»)

### Climate Change 1995 – Scientific-Technical Analyses of Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change

– Contribution du Groupe de travail II au deuxième Rapport d'évaluation (avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Analyse scientifique et technique des incidences de l'évolution du climat, mesures d'adaptation et d'atténuation»)

### Climate Change 1995 – The Economic and Social

**Dimensions of Climate Change** – Contribution du Groupe de travail III au deuxième Rapport d'évaluation (avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Aspects socio-économiques de l'évolution du climat»)

### The IPCC Second Assessment Synthesis of Scientific-Technical Information Relevant to Interpreting Article 2 of the UN Framework Convention on Climate Change, 1995

(avec, en français, un «Document de synthèse des informations scientifiques et techniques relatives à l'interprétation de l'article 2 de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques»)

### Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (3 volumes) – version révisée 1996

### Techniques, politiques et mesures d'atténuation des changements climatiques – Document technique I du GIEC, 1996

### Introduction aux modèles climatiques simples employés dans le deuxième Rapport d'évaluation du GIEC – Document technique II du GIEC, 1997

### Stabilisation des gaz atmosphériques à effet de serre: Conséquences physiques, biologiques et socio-économiques – Document technique III du GIEC, 1997

### Incidences des propositions de limitation des émissions de CO<sub>2</sub> – Document technique IV du GIEC, 1997

### The Regional Impacts of Climate Change: An Assessment of Vulnerability

(avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Incidences de l'évolution du climat dans les régions: Évaluation de la vulnérabilité»)



**Aviation and the Global Atmosphere**

(avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «L'aviation et l'atmosphère planétaire»)

**Methodological and Technological Issues in Technology Transfer**

(avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Questions méthodologiques et technologiques dans le transfert de technologie»)

**Emissions Scenarios**

(avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Scénarios d'émissions»)

**Land Use, Land Use Change and Forestry**

(avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Utilisation des terres, changements d'affectation et foresterie»)

**Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux**

Programme du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, 2000

**Les changements climatiques et la biodiversité – Document technique V du GIEC, 2002**

**Climate Change 2001: The Scientific Basis –**

Contribution du Groupe de travail I au troisième Rapport d'évaluation (avec résumé à l'intention des décideurs et résumé technique en français intitulés «Bilan 2001 des changements climatiques: Les éléments scientifiques»)

**Climate Change 2001: Impacts, Adaptation &**

**Vulnerability** – Contribution du Groupe de travail II au troisième Rapport d'évaluation (avec résumé à l'intention des décideurs et résumé technique en français intitulés «Bilan 2001 des changements climatiques: Conséquences, adaptation et vulnérabilité»)

**Climate Change 2001: Mitigation –**

Contribution du Groupe de travail III au troisième Rapport d'évaluation (avec résumé à l'intention des décideurs et résumé technique en français intitulés «Bilan 2001 des changements climatiques: Mesures d'atténuation»)

**Climate Change 2001: Synthesis Report**

(avec résumé en français à l'intention des décideurs intitulé «Changements climatiques 2001: Rapport de synthèse»)


**Good Practice Guidance for Land Use, Land-use Change and Forestry**

Programme du GIEC concernant les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, 2003

**Safeguarding the Ozone Layer and the Global Climate System: Issues Related to Hydrofluorocarbons and Perfluorocarbons**

Rapport spécial du GIEC et du GETE, 2005

(avec résumé à l'intention des décideurs et résumé technique en français intitulés «Préservation de la couche d'ozone et du système climatique planétaire – Questions relatives aux hydrofluorocarbures et aux hydrocarbures perfluorés»)



**D**ans le rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone, les décideurs, les scientifiques et les ingénieurs trouveront de nombreuses informations sur les changements climatiques et la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). On y décrit les sources, les systèmes de piégeage, le transport et les divers moyens de stockage de ce gaz. On y évoque également le coût, le potentiel économique et les aspects sociétaux des techniques envisagées, notamment en ce qui concerne l'opinion du public ainsi que diverses questions d'ordre réglementaire. Parmi les différentes possibilités de stockage, le stockage géologique, le stockage océanique et la carbonatation des minéraux font l'objet d'une évaluation. Le piégeage et le stockage du CO<sub>2</sub> sont en particulier replacés dans le contexte des autres solutions envisageables pour atténuer les changements climatiques (remplacement de combustibles, meilleur rendement énergétique, sources d'énergie renouvelables, énergie nucléaire, etc.).

Le rapport insiste sur le potentiel considérable des techniques de piégeage et de stockage du CO<sub>2</sub> et montre qu'en matière d'atténuation des changements climatiques, elles peuvent contribuer à diminuer les coûts en comparaison des stratégies fondées uniquement sur les autres solutions envisageables. Le rôle que ces techniques joueront à l'avenir dépendra d'un certain nombre de facteurs, et notamment des incitations financières destinées à favoriser leur emploi et de la capacité de gérer avec efficacité les risques liés au stockage. Le présent volume comprend un résumé à l'intention des décideurs approuvé par les gouvernements représentés au sein du GIEC ainsi qu'un résumé technique.

Le *Rapport spécial sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone* contient des informations qui devraient présenter beaucoup d'intérêt pour les chercheurs œuvrant dans les domaines des sciences de l'environnement, de la géologie et de l'ingénierie ou dans le secteur pétrolier et gazier, pour les décideurs des instances gouvernementales et des organisations environnementales et pour les scientifiques et les ingénieurs du secteur privé.

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, qui a été établi conjointement par l'Organisation météorologique mondiale (OMM) et le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), procède à des évaluations internationales qui font autorité au sujet des informations scientifiques disponibles concernant les changements climatiques. Le présent rapport a été élaboré par le GIEC pour donner suite à une invitation formulée par la Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

La publication de ce rapport dans sa version intégrale est assurée par *Cambridge University Press* ([www.cambridge.org](http://www.cambridge.org)). On peut également accéder à sa version électronique sur le site Web du Secrétariat du GIEC ([www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)) ou obtenir sa version sur CD-ROM auprès de ce même secrétariat. La présente brochure contient le résumé à l'intention des décideurs ainsi que le résumé technique du rapport.