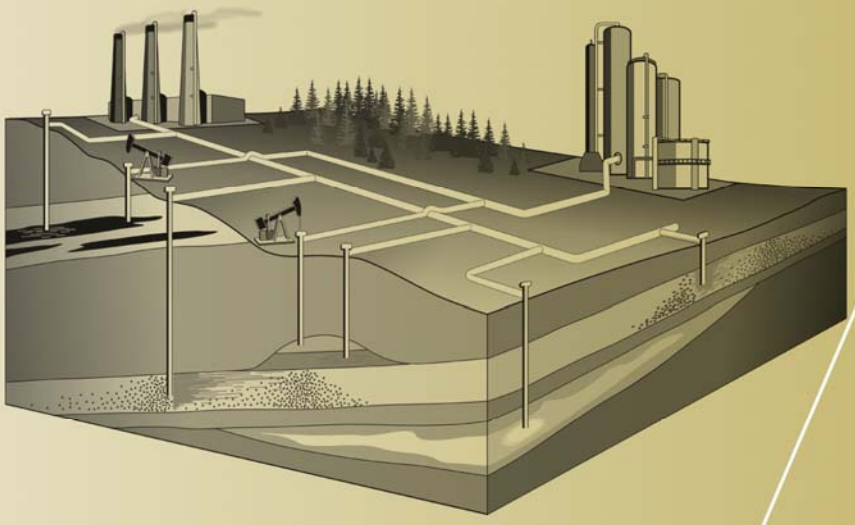
FRTCSC

FEUILLE DE ROUTE TECHNOLOGIQUE SUR LA CAPTURE ET LE STOCKAGE DU DIOXYSE DE CARBONE DU CANADA

www.co2trm.gc.ca

« Une technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur. »



TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE PROPRE
Mars 2006

Ressources naturelles Canada
Natural Resources Canada

Canada

Avant-propos

Les changements climatiques, causés par les émissions anthropiques de gaz à effet de serre, sont un problème d'envergure planétaire dont la portée se compte en siècles. Ils posent des risques clairs caractérisés par d'importantes incertitudes quant aux coûts et aux avantages des mesures d'atténuation. Ils fournissent par ailleurs des occasions appréciables de mettre au point de nouvelles technologies de l'énergie et de tirer des avantages supplémentaires des ressources du Canada par la capture, le transport et l'utilisation du dioxyde de carbone pour l'amélioration de la récupération du pétrole et du gaz, cela à titre de première étape de la capture et du stockage géologique du dioxyde de carbone. La capture et le stockage occupent une place importante dans l'éventail des options de réduction des émissions qui comprennent la conservation de l'énergie, l'efficacité énergétique et les combustibles de remplacement, car la capture et le stockage s'attaquent directement aux émissions des combustibles fossiles tout en permettant d'obtenir des réductions importantes de gaz à effet de serre dans un proche avenir.

L'ampleur du problème ne doit pas être sous-estimée, comme le montrent les tendances historiques, car bien que l'efficacité des appareils électriques, des ampoules électriques, des turbines et des autres équipements industriels se soit accrue de 30 à 50 p. 100 au cours des trois dernières décennies, la consommation d'énergie a plus que doublé. Cela s'explique en partie par l'accroissement phénoménal de la consommation d'énergie électrique qui alimente notre ère électronique. Nous devons aussi tenir compte de l'augmentation de la population mondiale (qui devrait atteindre 9,8 milliards de personnes au milieu du présent siècle), de l'écart entre les économies des pays industrialisés et celles des pays en développement, et le fait que 40 p. 100 environ de la population mondiale n'a pas actuellement accès aux sources d'énergie modernes. Tout cela vient s'ajouter à la croissance économique moyenne réelle mondiale que l'on estime de 2 à 3 p. 100 par année au cours des 50 prochaines années, ce qui porte à croire que les gains obtenus par la conservation et l'efficacité seront annihilés par la croissance de la consommation d'énergie.

On peut donc croire que le monde aura besoin de toutes les sources d'énergie pouvant être utilisées et toutes les projections indiquent une croissance de l'utilisation des combustibles fossiles au cours du XXIe siècle. L'espoir d'une économie à faibles émissions fondée sur l'hydrogène permettant de remplacer l'économie actuelle fondée sur les combustibles fossiles est encore loin d'être réalisé. Par conséquent, toute mesure prise pour stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère devrait être perçue comme une mesure à long terme visant à ralentir la tendance actuelle des émissions avant de pouvoir la renverser.

Une façon de réduire la quantité de carbone lié à l'utilisation actuelle de combustibles fossiles à des fins énergétiques consiste à capturer le dioxyde de carbone pour ensuite le transporter et le stocker dans des formations géologiques. La présente Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du CO_2 (FRTCSC) a pour objet de définir un cadre bien étayé pour un examen des risques techniques et des coûts économiques appuyé par une connaissance scientifique des aspects liés à la géologie, à la géotechnique, à la gestion des réservoirs et au génie de la capture et du stockage. Cette démarche permet actuellement de cerner un éventail de solutions possibles pour orienter les décisions stratégiques de même que l'approche nationale à adopter en matière de collaboration internationale. La présente feuille de route doit être perçue comme une première étape essentielle pour rendre le Canada plus concurrentiel à titre d'exportateur de ressources énergétiques important et en croissance.

La réussite de la présente feuille de route à encadrer les discussions sur la capture et le stockage du CO_2 dans le but d'obtenir une réduction des gaz à effet de serre au Canada exige que l'industrie et les gouvernements collaborent pour combler les lacunes en matière d'innovation et élaborer des mécanismes de partage du risque afin de réduire les risques inhérents à la mise en œuvre coûteuse de l'infrastructure et des systèmes. L'atteinte des objectifs de la FRTCSC permettrait donc d'accélérer les efforts de collaboration et de donner une même orientation aux bailleurs de fonds, aux chercheurs, à l'industrie et aux gouvernements afin que soit réalisée la vision portée par cette feuille de route.

Dr Eddy Isaacs, directeur general
Alberta Energy Research Institute

Remerciements

Ressources naturelles Canada, l'Alberta Energy Research Institute et l'Alberta Research Council, qui ont dirigé l'élaboration de la *Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone du Canada* (FRTCSC), tiennent à remercier tous ceux qui ont participé à cette tâche en y apportant leur vision, leur énergie, un soutien financier et de l'aide en nature.

Soutien financier et aide en nature

La plus grande partie des fonds accordés pour la FRTCSC l'a été par Industrie Canada et Ressources naturelles Canada (RNCan). Les organismes mentionnés ci-dessous (par ordre alphabétique) y ont aussi contribué par une aide en nature ou financière.

- Advanced Resources International
- Alberta Energy Research Institute
- Alberta Energy and Utilities Board
- Environnement Alberta
- Alberta Research Council
- BP North America Corporation
- Centre de la technologie de l'énergie de CANMET – Devon
- Centre de la technologie de l'énergie de CANMET – Ottawa
- Université Carnegie Mellon
- CO2CRC Program
- Agence internationale de l'énergie, par son programme de R et D sur les gaz à effet de serre
- Fluor Canada Ltd.
- Ressources naturelles Canada
- Natural Resources Defense Council
- Statoil
- Département de l'énergie des États-Unis
- Université de Regina

Contributions individuelles

Les personnes mentionnées ci-après ont contribué de façon directe à la réalisation de la Feuille de route. Elles ont fourni une aide à de nombreuses occasions, tant pendant qu'entre les ateliers, et effectué une grande partie de la recherche de fond et des évaluations techniques à l'appui du document. Ce sont, par ordre alphabétique :

- Bill Gunter, Alberta Research Council
- Bill Pearson, Ressources naturelles Canada
- Bill Reynen, Ressources naturelles Canada
- Doug Macdonald, SNC-Lavalin (directeur du comité sur le pétrole et le gaz d'aval)
- John Barrie, Fluor Daniel (directeur du comité sur l'industrie)
- Kelly Thambimuthu, Ressources naturelles Canada
- Ken Brown, Alberta Research Council (directeur du comité sur le pétrole et le gaz d'amont)
- Murlidhar Gupta, Ressources naturelles Canada

L'annexe A contient la liste des participants aux ateliers (avec une indication particulière pour ceux ayant participé à l'un des trois comités) dont la collaboration et les avis ont été des plus utiles.

Comité consultatif sur la feuille de route

Nous tenons à remercier tout particulièrement les membres du comité consultatif pour avoir donné leur avis sur les ébauches, participé aux réunions et apporté les dernières modifications au document définitif.

- Bill Gunter, Alberta Research Council
- Bill Reynen, Ressources naturelles Canada
- Bob Stobbs, SaskPower and Energy Innovation Network (EnergyINet)
- Brent Lakeman, Alberta Research Council
- Eddy Isaacs, Alberta Energy Research Institute
- George Pan, EnCana Corporation
- Malcolm Wilson, Université de Regina et EnergyINet
- Murlidhar Gupta, Ressources naturelles Canada
- Richard Luhning, Enbridge Inc.
- Stefan Bachu, Alberta Energy and Utilities Board
- Stephen Kaufman, Suncor Energy Inc.

Auteurs des documents de la feuille de route

Ces personnes sont les auteurs des versions préliminaire et définitive du document.

- Bob Mitchell, Inspired Value Inc. (ébauche)
- John Van Ham, Van Ham Resources Inc. (version définitive)

Tous ceux qui ont participé à l'élaboration de la feuille de route tiennent à remercier Donna Baskin qui a consacré beaucoup d'énergie à organiser les trois ateliers, à créer et à gérer le site Web de la feuille de route et à aider à la rédaction et à la publication de la feuille de route. Irene Coyle s'est avérée être d'une aide sans pareille dès le début du processus d'élaboration de la feuille de route et nous l'en remercions.

Autres sources d'information

L'élaboration de la feuille de route s'est grandement inspirée d'autres initiatives réalisées au Canada. On compte notamment le *Réseau canadien de la technologie liée à la capture et au stockage du* CO_2 (RCTCSC) qui a été créé dans le but de promouvoir la mise au point et l'application de la technologie sans émissions au Canada, et qui a permis d'obtenir de l'information et des ressources très utiles.

L'Alberta Research Council a récemment produit deux rapports sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone : *The CANiCAP Program* et *The CANiSTORE Program* (Gunter *et al.*, 2005; Gunter *et al.*, 2004). Ces rapports présentent des options de planification pour la recherche, la mise au point et l'application de la technologie et des connaissances en matière de capture, de transport et de stockage géologique du CO_2 au Canada.

La *Carte routière technologique du charbon écologique du Canada* (CRTCE), récemment publiée par Ressources naturelles Canada, est un document complémentaire de la FRTCSC à cause des liens étroits entre les deux sujets (CRTCE, 2005). La mise au point de la technologie du charbon écologique est extrêmement dépendante de celle de la CSC et comme les centrales électriques alimentées au charbon représentent une importante source pour la CSC, celle-ci dépend de la réussite de la technologie du charbon écologique. Ensemble, la CRTCE et la FRTCSC soulignent l'importance à accorder aux combustibles fossiles à faibles émissions.

D'autres documents canadiens, dont la Oil Sands Technology Roadmap et Tracer la route à suivre : Feuille de route pour la transition du Canada à une économie basée sur l'hydrogène, donnent aussi de l'information et une analyse qui ont été utilisées pour la FRTCSC (ACR, 2004; CH_2PC, 2004).

Comme tout document du genre, la présente feuille de route est une vue instantanée d'une situation en constante évolution. Ce document n'est donc pas définitif et il sera modifié et augmenté à mesure que des progrès seront réalisés.

Table des matières

Avant-propos ..... **ii**
Remerciements ..... **iii**
Soutien financier et aide en nature iii
Contributions individuelles iii
Comité consultatif sur la feuille de route iv
Auteurs des documents de la feuille de route iv
Autres sources d'information iv
Table des matières ..... **vi**
Résumé ..... **viii**
Liste des abréviations et des unités ..... **xiii**
1. Une occasion pour le Canada – La capture et le stockage du dioxyde de carbone **16**
Définition de la CSC 17
Importance de la CSC 17
Vision et buts de la présente feuille de route 18
Aperçu de la feuille de route 19
2. Les défis – aperçu des enjeux **21**
La nouvelle situation énergétique 21
La scène nationale 24
Défis à relever 25
Préoccupations environnementales 25
Sources d'énergie de remplacement concurrentielles 28
Facteurs de récupération des ressources 30
Une politique efficace 31
Résumé de la section 34
3. Les occasions – combustibles fossiles à faibles émissions **36**
Possibilités internationales pour la CSC 37
Possibilités de stockage 38
Sources 39
Possibilités nationales pour la CSC 41
Potentiel de stockage 41
Sources 43
Valeur des combustibles fossiles à faibles émissions 45
Résumé de la section 46
4. Démarches technologiques **48**
Technologie de la capture 48
Systèmes de capture 48
Technologies de la capture 53
Coût de la capture 55
Besoins de R et D pour la capture 56
Technologie du transport 57
Systèmes de transport 57
Coût du transport 58
Besoins de R et D en transport 59
Technologie du stockage 60
Systèmes de stockage 60
Coût du stockage 64
Besoins de R et D pour le stockage 66
Concept du centre et du réseau principal 69
Résumé de la section 71
5. Les prochaines étapes **73**
La vision 73
Objectifs essentiels 74
1) Cadres stratégique et réglementaire 74
3) Veille technologique et collaboration internationale 77
4) R et D en sciences et en technologie 78
5) Démonstrations 81
6) Coordination nationale des intervenants 83

Mise en oeuvre 84
Incidences de l'atteinte des objectifs 86
De maintenant jusqu'en 2015 86
De 2015 à 2030 86
Résumé de la feuille de route et parcours futur de la CSC 87
Annexe A. Liste des participants à l'atelier sur la FRTCSC 88
Annexe B : Processus de la FRTCSC 90
Références 91
Glossaire 94

Résumé

L'industrie, les gouvernements et les institutions de recherche du monde s'entendent pour dire que la capture et le stockage du dioxyde de carbone (CSC) constituent une option techniquement réalisable pour réduire de façon appréciable les rejets atmosphériques de gaz à effet de serre (GES). Par définition, la CSC est la capture et le transport de dioxyde de carbone (CO_2) de sources industrielles vers un site permettant un stockage sûr à long terme (voir le glossaire pour une définition détaillée de la CSC et des autres termes utilisés dans la présente feuille de route). On compte, comme options de stockage, l'injection du CO_2 dans des formations géologiques ou des océans, ou sa transformation en des carbonates solides par fixation minérale, mais l'option actuellement la plus prometteuse est le stockage géologique. Comme la CSC permettrait au Canada d'évoluer vers un avenir énergétique à faibles émissions, il a été procédé à la rédaction du présent guide sur la technologie de la CSC au Canada intitulé : *Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone*.

La présente feuille de route a pour vision sous-jacente : « *Une technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur*. » La CSC est perçue comme une solution technologique qui permettra au Canada de continuer à accroître sa production d'énergie tout en réduisant les émissions qui en découlent. Cette technologie est l'une d'un grand éventail d'options de réduction des émissions de GES. Le Canada se doit d'examiner le plus grand nombre possible d'options économiques en vue de réduire de façon appréciable les émissions de GES pour respecter ses engagements internationaux. La réussite de la CSC dépend cependant de l'obtention de plusieurs résultats importants, notamment la réalisation de travaux de recherche et de développement (R et D) sur une technologie utile, la mise en place d'une infrastructure, de systèmes et de ressources humaines rentables, et la participation des Canadiens au débat sur des politiques et des règlements efficaces en matière de CSC.

La CSC présente une importance stratégique pour le Canada pour plusieurs raisons. Tout d'abord, et ce qui est le plus important, le Canada jouit d'une grande abondance de combustibles fossiles (y compris des ressources en sables bitumineux qui n'ont pas leur équivalent), autour desquelles s'est greffé un ensemble de secteurs industriels très prospères. Deuxièmement, la CSC ne se résume pas seulement à permettre l'utilisation de réserves énergétiques existantes, elle permet aussi d'accroître ces réserves par la récupération améliorée du pétrole, du gaz naturel et du méthane de houille. Troisièmement, la réduction des émissions de CO_2 est une priorité stratégique essentielle du gouvernement fédéral, comme cela est indiqué dans le plan sur les changements climatiques du Canada où l'on conclut que la technologie de la CSC pourrait jouer un rôle de premier plan pour la réduction des GES au Canada. Enfin, les chercheurs et les industries de l'énergie du Canada sont déjà reconnus à l'échelle internationale dans certains secteurs de la CSC et si le Canada est en mesure de maintenir sa compétitivité, il pourra en tirer d'importants avantages économiques.

La présente feuille de route résume l'essentiel de l'information nécessaire aux décideurs des gouvernements et de l'industrie pour l'examen des possibilités canadiennes en matière de développement et de mise en œuvre d'une infrastructure et de systèmes de CSC. On y trouve notamment :

- Le rôle de la CSC dans les contextes énergétiques mondiaux et nationaux en émergence (section 2)
- Les possibilités mondiales et nationales pour les technologies de la CSC (section 3)
- La situation actuelle de la technologie de la CSC dans le contexte canadien (section 4)
- Les besoins particuliers de la technologie et les parcours de développement (sections 4 et 5)
- Les prochaines étapes essentielles et les champions de la réussite de la CSC (section 5).

La feuille de route se termine par un ensemble d'objectifs pour le Canada, à savoir : les cadres stratégique et réglementaire, la sensibilisation et l'éducation du public, la veille technologique et la collaboration internationale, la R et D en sciences et en technologie, les démonstrations et la coordination nationale. Il faut, pour atteindre ces objectifs, des efforts soutenus de la part de l'industrie et des gouvernements car les investissements en R et D et en projets de démonstration d'une telle ampleur dépassent les

capacités d'une seule entreprise ou d'un seul gouvernement de sorte que la collaboration est essentielle. Si une collaboration fructueuse peut être obtenue, il sera alors possible d'atteindre l'objectif d'une énergie du futur à faibles émissions, ce qui pourra se traduire par des avantages économiques, environnementaux et sociaux pour tous les Canadiens.

Les défis (section 2)

Comme pour toute question complexe, ce qu'il adviendra de la CSC dépendra d'un ensemble de paramètres dynamiques. Les contextes énergétiques international et national en évolution influent tous deux sur les décisions de R et D en matière d'énergie. L'Agence internationale de l'énergie signale qu'en 2030, le monde sera encore plus dépendant des combustibles fossiles que maintenant, cela tant en valeur absolue qu'en part du marché (82 p. 100). L'Office national de l'énergie du Canada (ONE) indique aussi que les combustibles fossiles continueront à dominer l'approvisionnement national en énergie. L'Office souligne que, bien que les ressources conventionnelles en pétrole et en gaz naturel s'épuisent, les sources non conventionnelles comme les sables bitumineux et le méthane de houille remplacent la perte des réserves exploitables. Selon les connaissances actuelles, les combustibles fossiles continueront à dominer l'approvisionnement en énergie tant au Canada qu'à l'étranger.

Il s'exerce actuellement des pressions considérables et croissantes pour la lutte contre les changements climatiques et bon nombre de personnes sont d'avis que la solution réside dans les sources d'énergie de remplacement ou renouvelables. Bien que des sources de remplacement, comme l'énergie nucléaire, l'hydro-électricité et les énergies renouvelables constituent une partie de la solution, elles ne peuvent à elles seules suffire, surtout au cours des prochaines décennies, période pendant laquelle certaines des technologies à la base de ces sources d'énergie n'auront pas encore atteint leur plein développement. Il faut une technologie pour atteindre les objectifs en matière de changements climatiques dès maintenant tout en permettant la croissance de l'économie canadienne. La CSC est l'une des options actuellement disponibles à cette fin.

Beaucoup peut être fait au même moment pour améliorer l'efficacité de l'utilisation des ressources énergétiques actuelles. Le taux de récupération actuel du pétrole et du gaz varie de passablement faible (moins de 10 %) à très élevé (plus de 90 %). Il apparaît que de nombreuses applications se situant dans cette gamme pourraient bénéficier de la récupération améliorée par le CO_2, par l'augmentation du facteur de récupération ou l'accélération de la production.

La plupart des travaux réalisés sur la CSC jusqu'à maintenant ont été de nature technique, mais il est clair que la solution de problèmes non techniques s'avère aussi importante pour le développement de la technologie. Ainsi, il faut donner une orientation claire et concise à la mise au point et à l'application de la CSC, notamment par des cadres stratégique et réglementaire, l'acquisition de capacités et la sensibilisation du public. Il est important de disposer d'une politique efficace pour arriver à cette fin sur une grande échelle, tant au Canada qu'ailleurs dans le monde.

Les occasions (section 3)

La CSC offre des occasions au niveau local et mondial, sous la forme d'une valeur ajoutée pour les industries traditionnelles, comme celle des combustibles fossiles, de même que la possibilité de créer avec le temps des secteurs industriels entièrement nouveaux. La CSC peut être une solution économique pour la réduction des émissions de GES tout en permettant le développement de sources d'énergie accessibles et économiques pour alimenter les économies locales et mondiales.

Il existe une possibilité de capture de gaz énorme représentée par plus de 8 000 installations dans le monde qui rejettent chacune plus de 100 000 tonnes d'équivalent de CO_2 par année. Plus de 16 gigatonnes (Gt) de CO_2 peuvent être captées dans le monde chaque année. La capacité de stockage dans les bassins sédimentaires du monde se situe entre 1 700 et 11 000 Gt.

En 2010, les grands émetteurs finaux (GEF) produiront plus de la moitié des émissions de GES totales du pays et les installations industrielles de ces grands émetteurs représentent la plus grande possibilité de capture au pays. Certains des 68 bassins sédimentaires du Canada constituent d'excellentes possibilités de stockage et, à cet égard, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) jouit d'une renommée mondiale. Une analyse détaillée a montré qu'il existait une capacité de stockage de plus de 3 700 mégatonnes (Mt) dans les réservoirs de pétrole et de gaz de ce bassin et une capacité économique pouvant atteindre 450 Mt pour les seules

opérations de récupération améliorée du pétrole. La première infrastructure et les premiers systèmes canadiens de CSC seront mis en œuvre dans le BSOC afin de relier les installations industrielles émettrices à des sites de stockage par le moyen d'un réseau de collecte et de distribution par pipeline du CO_2.

Le développement de secteurs énergétiques à faibles émissions et d'envergure mondiale représente le plus grand avantage de la mise en place au pays d'une infrastructure et de systèmes de CSC. Une telle réalisation ferait du Canada un chef de file en mise en œuvre de la technologie de la CSC. Cette possibilité ne peut cependant être réalisée que si l'industrie et les gouvernements collaborent pour s'attaquer aux obstacles techniques, financiers et stratégiques de la CSC (indiqués précédemment) par le moyen d'activités ciblées de R et D et de mise en œuvre.

Démarches technologiques (section 4)

La démarche technologique pour le développement de la CSC regroupe en réalité diverses démarches qui convergent vers l'objectif commun de la capture et du stockage à long terme du CO_2. Ces démarches relèvent de l'un ou l'autre des trois éléments de la CSC : la capture, le transport et le stockage. Chaque élément a son propre axe et ses propres buts et objectifs de recherche, mais les trois doivent être examinés de façon intégrée car chacun est une composante essentielle de l'infrastructure et des systèmes opérationnels de la CSC.

Plusieurs technologies de capture (et de compression) sont étudiées pour diverses configurations industrielles, comme la post-combustion, la pré-combustion et la combustion oxy-combustible de même que pour d'autres procédés industriels (des détails sur chaque système sont donnés dans la section 4). Des technologies bien particulières font l'objet de recherches dans l'optique de ces systèmes.

La capture est celui des trois éléments de la CSC qui est actuellement le plus coûteux, son coût, la tonne de CO_2 capturée en dollars canadiens, variant de 50 $ à 70 $ pour la post-combustion, de 20 $ à 50 $ pour la pré-combustion et de 13 $ à 80 $ pour la combustion oxy-combustible (bien que le coût réel de chaque option se situe probablement au bas de ces fourchettes). La capture offre les plus grandes possibilités de réduction des coûts qui pourrait se situer entre 25 et 30 p. 100 en 2025 (les coûts de certains éléments pourraient être réduits de 50 %).

Le CO_2 est le plus facilement transportable, par pipeline ou citerne, quand il est en phase dense. Il existe déjà en Amérique du Nord des pipelines qui transportent du CO_2 en utilisant la technologie et l'expertise de l'industrie du transport de produits énergétiques. Des citernes pourraient aussi servir au transport par terre ou par mer, ce dernier permettant le déplacement à l'échelle mondiale du CO_2 de sources importantes, comme celles existant en Chine et en UE, vers des sites de stockage se trouvant en Russie et au Moyen-Orient. Le transport par citerne demeurera cependant prohibitif pendant un certain temps.

Le coût du transport au Canada a été estimé à 6 $ (CAN) la tonne de CO_2 par 650 km en utilisant le réseau de pipelines d'un transporteur public dont la capacité est de 14,5 Mt de CO_2 par an. La technologie du transport est relativement au point de sorte que les réductions de coûts devraient surtout être obtenues des économies d'échelle résultant de la mise en place d'une importante infrastructure.

Bien que le stockage soit la dernière étape du processus de CSC, c'est l'un des premiers à considérer car la quantité de CO_2 pouvant être capturée est limitée par la quantité pouvant être stockée. Divers mécanismes naturels sont proposés pour le stockage géologique du CO_2 dans des scénarios à valeur ajoutée ou sans valeur ajoutée. Les options à valeur ajoutée comprennent la récupération améliorée par le CO_2 du pétrole, du gaz naturel et du méthane de houille et le stockage temporaire. Les options sans valeur ajoutée sont le stockage dans des champs de pétrole et de gaz épuisés et dans des aquifères salins profonds. Bien que l'espace de stockage soit un facteur limitant, il ne constitue pas nécessairement une contrainte car il en existe partout dans le monde.

L'injection et le stockage s'avèrent souvent les aspects les moins coûteux d'un système de CSC et, au Canada, leur coût varie de 3 $ à 9 $ (CAN) la tonne de CO_2. Il y a peu de possibilités de réduire les coûts de stockage avec le temps, mais ses avantages économiques peuvent parfois en annuler les coûts et, même, compenser une partie des coûts de la capture et du transport.

Les coûts liés à chaque activité varient grandement et les caractéristiques particulières de chaque installation de capture, voie de transport ou site de stockage détermineront le coût réel de chaque entreprise. Tous les coûts diminueront avec le temps à mesure que l'on acquerra plus

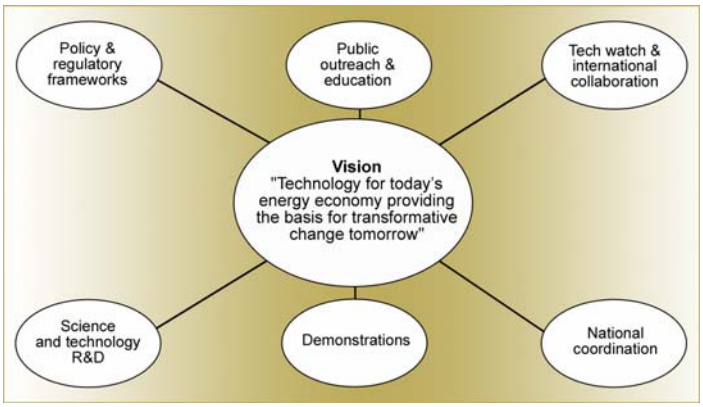
d'expérience et de connaissances ou que l'on réalisera des économies d'échelle. La mise en œuvre d'une infrastructure et de systèmes rentables exige cependant d'importants capitaux de départ, ce qui n'est pas nécessairement reflété dans les estimations de coûts antérieures. Un nouveau concept pour le BSOC consiste à adopter une démarche plus stratégique au développement d'une infrastructure de grande échelle en établissant un ensemble de centres d'émissions. Ces centres seraient reliés (par un réseau de collecte) à un pipeline principal par lequel le CO_2 serait amené (par un réseau de distribution) dans divers sites de stockage à long terme et sécuritaires. La réalisation d'un tel concept exigerait cependant des investissements importants.

Les prochaines étapes (section 5)

Tel qu'indiqué précédemment, la vision sous-jacente à cette feuille de route est celle d'une « *technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur* ». Pour favoriser l'application de la feuille de route et la réalisation de sa vision, divers objectifs essentiels sont définis ainsi que des champions de la mise en œuvre nécessaire à l'atteinte de ces objectifs. Tel que cela est illustré plus bas, les six objectifs sont : des cadres stratégique et réglementaire, la sensibilisation et l'éducation du public, la veille technologique et la collaboration internationale, la R et D en sciences et en technologie, les démonstrations et la coordination nationale. Comme on le voit dans la figure, chaque objectif contribue à l'atteinte de la vision générale. Les trois premiers sont d'ordre stratégique et visent la création de conditions favorables à la mise en œuvre de l'infrastructure et des systèmes de la CSC. Les deux suivants sont d'ordre technologique et ont trait au volet technique de la feuille de route, représenté par des travaux de R et D et de démonstration de la technologie. Le dernier est celui de la coordination nationale de toutes les mesures prises conformément aux cinq objectifs précédents.

Les cadres stratégique et réglementaire sont des éléments essentiels de la mise en place de l'infrastructure et des systèmes de la CSC qui garantiront une croissance de l'industrie appropriée, sûre et responsable. Un cadre stratégique efficace s'avère nécessaire car une bonne politique oriente une bonne réglementation qui, à son tour, garantit la sécurité et la protection de la santé publique et l'intégrité de l'environnement.

La sensibilisation et l'éducation du public sont nécessaires pour informer la population des avantages et des défis de la CSC. Cet objectif pourrait être atteint par un programme national d'information sur la CSC axé sur la collecte et la diffusion ouvertes et transparentes d'informations crédibles sur la technologie de la CSC et les projets. Une telle mesure permettrait de faire reconnaître par le public que la CSC constitue l'une des options pour la réduction des émissions de GES.



La veille technologique et la collaboration internationale sont toutes deux nécessaires pour demeurer au fait des activités internationales et surveiller les progrès technologiques accomplis dans le monde. Les renseignements sur la technologie pourraient être diffusés par le moyen d'un centre national virtuel de renseignements sur la CSC, fondé sur l'Internet et axé sur l'obtention et l'échange de renseignements sur les activités des autres intervenants. Il y aura nécessairement des travaux technologiques concurrentiels, mais la collaboration internationale est importante vu l'ampleur des travaux qu'exigent le développement et la mise en œuvre de la CSC à une échelle suffisante pour obtenir des réductions appréciables des émissions de GES. De tels travaux fourniront des renseignements pertinents en temps opportun qui permettront d'accélérer le développement de la CSC au Canada.

La R et D en sciences et en technologie est essentielle car elle permet de résoudre des problèmes particuliers aux industries canadiennes de l'énergie. Des organismes individuels ou des regroupements peuvent faire progresser la technologie pour les trois éléments de la CSC (capture, transport et stockage) dans le contexte des besoins scientifiques et technologiques particuliers au Canada. La réalisation de

recherches et l'obtention de solutions pour des lacunes technologiques clés favoriseront une mise en œuvre réussie de la CSC au pays fondée sur des connaissances, de l'expertise et une technologie canadiennes.

Les projets de démonstration des nouvelles percées scientifiques et technologiques constituent l'une des étapes les plus importantes de la mise en place d'une infrastructure et de systèmes nouveaux, car c'est à cette étape que la faisabilité technique et économique des technologies et des concepts nouveaux est vérifiée et prouvée (ou invalidée). Les regroupements industrie-gouvernement sont de bons moyens pour réaliser de telles démonstrations. En dernier ressort, des démonstrations réussies réduiront les risques commerciaux et techniques et favoriseront l'élaboration d'une infrastructure et de systèmes canadiens.

La coordination nationale des activités de R et D et de démonstration au Canada permettra d'établir un lien entre tous les travaux réalisés sur la CSC et se traduira par une synergie avantageuse pour tous les intervenants. Cet objectif déborde cependant la seule coordination technologique et englobe l'harmonisation des cadres stratégique et réglementaire, de la sensibilisation et de l'éducation du public et de la veille technologique. Un processus de planification et de réalisation des activités de la CSC solide et coordonné donnera lieu à une application commerciale fructueuse des progrès scientifiques et technologiques aux produits et services destinés à l'industrie.

La réalisation de la feuille de route et l'atteinte des six objectifs précédents supposent l'appui de divers champions provenant de l'industrie, des gouvernements et d'autres intervenants. À titre de première étape, le comité consultatif sur la feuille de route est d'avis qu'il faudrait un comité de mise en œuvre qui se réunirait au cours de la prochaine année et qui serait chargé de la réalisation des objectifs de la feuille de route.

Le temps est maintenant venu d'investir car la conjoncture sera très favorable au cours des 25 prochaines années à la mise en place d'une infrastructure et de systèmes pour la CSC. S'il y parvenait, le Canada pourrait obtenir des réductions appréciables de ses émissions de GES d'ici 2030 car on estime qu'il serait alors possible de capturer et de stocker entre 10 et 100 Mt de CO_2 chaque année au Canada. Des démonstrations réussies et l'application ultérieure des éléments technologiques, de l'expertise et du savoir-faire en constituent les bénéfices. Pour y parvenir, le Canada se doit de disposer d'une stratégie et d'un plan garantissant que toute nouvelle infrastructure ou tout nouveau système permette de satisfaire tant les besoins actuels que futurs. La mise en œuvre d'une stratégie à cette échelle exigera un financement important, mais les bénéfices seront tout aussi importants et prendront la forme d'une récupération améliorée des hydrocarbures et de réductions appréciables des émissions de GES. Un plan stratégique fondé sur une approche canadienne axée sur la technologie et l'innovation favorisera l'atteinte de nos objectifs nationaux et ceux d'autres pays.

Enfin, le message de cette feuille de route est celui de la nécessité d'agir maintenant pour la réalisation de la vision d'une « technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur ».

Liste des abréviations et des unités

ACR	Alberta Chamber of Resources
AEV	adsorption électrique variable
AIE	Agence internationale de l'énergie
AVP	adsorption variable par pression
AVT	adsorption variable par température
AVV	adsorption variable par le vide
BP	British Petroleum
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
Bt	milliard de tonnes
CAN	dollars canadiens
CANDU	Canada deutérium uranium (réacteur nucléaire canadien)
CCGI	cycle combiné à gazéification intégrée
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CCP	CO_2 Capture Program
CCPC	Canadian Clean Power Coalition
CH_2PC	Comité sur l'hydrogène et les piles à combustible
CH_4	méthane
CO	monoxyde de carbone
CO_2	dioxyde de carbone
CO_2CRC	Carbon Dioxide Cooperative Research Centre
COS	sulfure de carbonyle
CRTCE	Carte routière technologique du charbon écologique
CSC	capture et stockage du dioxyde de carbone
CSLF	Carbon Sequestration Leadership Forum
CSUG	Canadian Society for Unconventional Gas
CTEC	Centre de la technologie de l'énergie de CANMET
DEEU	Département de l'énergie des États-Unis
É.-U.	États-Unis
$éCO_2$	équivalent de dioxyde de carbone
EU	dollars américains
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
FRTCSC	Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone
GEF	grands émetteurs finaux
GES	gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNL	gaz naturel liquéfié

Gt	gigatonne
H_2S	sulfure d'hydrogène
HCN	cyanure d'hydrogène
HFP	European Fuel Cell and Hydrogen Technology Platform
IPHE	International Partnership for the Hydrogen Economy
ITC	International Test Centre (pour la capture du dioxyde de carbone)
km	kilomètre
kWh	kilowattheure
MB/j	million de barils par jour
MH	méthane de houille
MPa	mégapascal
MSQ	maintien du statu quo
Mt	mégatonne (million de tonnes)
MTI	membrane de transport ionique
MW	mégawatt
N_2O	oxyde nitreux
NH_3	ammoniac
NOx	oxydes d'azote
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONE	Office national de l'énergie
ONG	organisation non gouvernementale
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PDF	production directe de fer
PJ	pétajoule
PO	pression de l'offre
ppm	parties par million
PTRC	Petroleum Technology Research Centre
R et D	recherche et développement
RAGN	récupération améliorée du gaz naturel
RAGN-CO_2	récupération améliorée du gaz naturel par le CO_2
RAMH	récupération améliorée du méthane de houille
RAMH-CO_2	récupération améliorée du méthane de houille par le CO_2
RAP	récupération améliorée du pétrole
RAP-CO_2	récupération améliorée du pétrole par le CO_2
RCTCSC	Réseau canadien de la technologie liée à la capture et au stockage du CO_2
RNCan	Ressources naturelles Canada
SCPM	séquestration du CO_2 et production de méthane

SMV	surveillance, mesure et vérification
SOx	oxydes de soufre
t/an	tonnes par an
t/j	tonnes par jour
tpi^3	trillion de pieds cubes
T-v	Techno-vert
UE	Union européenne
WCI	World Coal Institute

1. Une occasion pour le Canada – La capture et le stockage du dioxyde de carbone

À la grandeur de la planète, les gouvernements s'intéressent de plus en plus à la capture et au stockage des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) comme moyen de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Cela a donné lieu à la réalisation de divers programmes et travaux, notamment dans le cadre d'organismes comme le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) par son programme de R et D sur les gaz à effet de serre et le Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF). Chacun de ces organismes a produit des rapports et des documents spéciaux sur la capture et le stockage du CO_2.

Aperçu de la section :

La CSC est importante à l'échelle mondiale car elle offre la possibilité de briser le lien entre la croissance économique et les taux d'émissions de GES.

La CSC est importante au niveau national car le Canada :

- ***dépend de ses vastes ressources de combustibles fossiles***
- ***est l'un des premiers producteurs et exportateurs de combustibles fossiles***
- ***dispose d'un énorme potentiel pour le stockage du CO_2 dans diverses régions du pays***
- ***a la possibilité d'être un leader mondial de la connaissance et de l'expertise en CSC***
- ***La vision présentée dans la feuille de route est celle d'une « technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur. »***

Les gouvernements fédéral et provinciaux de même que l'industrie du Canada s'intéressent beaucoup à ce secteur technologique. En 2001, dans le cadre de l'Initiative en technologie et en innovation sur les changements climatiques du gouvernement fédéral, ces intervenants canadiens ont amorcé l'élaboration d'une stratégie sur la capture et le stockage du CO_2 pour le Canada dans le cadre d'un programme plus large sur les sources d'énergie à faibles émissions. Il a été décidé qu'une feuille de route technologique sur la capture et le stockage du CO_2 serait produite dans l'optique de sa publication et de sa diffusion aux intéressés. Industrie Canada et Ressources naturelles Canada (RNCan) ont accordé une première aide, par l'entremise du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET à Ottawa (CTEC-O), et facilité un processus qui a donné lieu à l'élaboration de la *Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone du Canada* (FRTCSC).

En 2001, RNCan et Industrie Canada ont amorcé un processus national pour la réalisation de la feuille de route. Ce processus avait pour objet de définir les stratégies technologiques et les modes de réalisation d'un système de traitement et d'intégration nécessaire à la capture et au stockage du CO_2 au Canada. Les deux organismes ont donc procédé à l'élaboration d'une feuille de route technologique destinée à orienter les parcours technologiques à court et à long terme. Ce processus s'est déroulé en quatre étapes, de 2003 à 2005. La première a été une analyse de la situation, la deuxième, l'identification de parcours technologiques et de stratégies de recherche et de développement (R et D), la troisième, la définition de possibilités plus prioritaires pour la R et D, la démonstration et la mise en œuvre et, la quatrième, la rédaction de la FRTCSC (ce processus est décrit de façon détaillée dans l'Annexe B).

La présente section est une introduction générale à la capture et au stockage du CO_2. Elle débute par un aperçu de la CSC et des raisons pour lesquelles elle fait actuellement l'objet de discussions. On y trouve une description de la vision et des objectifs de l'exercice de la FRTCSC ainsi qu'un résumé de chacune des sections ultérieures.

Il est important de noter que l'information présentée dans cette feuille de route porte sur la technologie de la capture et du stockage du CO_2, mais que la capture et le stockage d'autres GES peuvent aussi être effectués dans le cadre du processus. La présente feuille de route a pour objet principal la capture et le stockage du CO_2.

Définition de la CSC

La capture et le stockage du dioxyde de carbone est un procédé de réduction des émissions atmosphériques de GES qui consiste tout d'abord à extraire le CO_2 des flux gazeux normalement rejetés au cours de la production d'électricité, du traitement des combustibles et d'autres procédés industriels. Une fois recueilli et comprimé, le CO_2 est transporté par pipeline ou par citernes vers un site de stockage, pour souvent être injecté dans un réservoir souterrain (ou une formation géologique) où il sera entreposé de façon sécuritaire à long terme.

Les meilleurs emplacements pour la capture du CO_2 à grande échelle sont les usines de traitement du gaz, les installations de fabrication d'engrais, les centrales thermiques et les autres endroits où sont produites d'importantes quantités de CO_2, qui dépassent souvent le million de tonnes d'équivalents de CO_2 (Mt éCO_2) par année (AIE, 2004). Ces installations industrielles sont souvent rapprochées, ce qui accroît la quantité de CO_2 pouvant être recueillie au sein d'une même zone.

Les formations géologiques, comme les réservoirs actifs ou épuisés de pétrole, de gaz et de méthane de houille, les aquifères salins profonds et les cavernes de sel, comptent parmi les lieux les plus appropriés pour le stockage rentable à long terme des émissions au Canada. La fixation minérale ou le stockage océanique (traités de façon plus détaillée dans la section 4) constituent d'autres possibilités de stockage. La fixation minérale serait cependant extrêmement coûteuse et aurait d'énormes incidences environnementales (liées à l'extraction de la serpentine pour la fixation). Par ailleurs, le stockage dans les océans constitue l'option la plus controversée étant donné le caractère incomplet de cette technologie, les incertitudes relatives aux incidences sur les écosystèmes océaniques et les interrogations quant à la permanence d'un tel stockage (AIE, 2004). Le stockage dans les couches géologiques est celui qui est le plus prometteur des points de vue de la mise au point et de l'application au Canada, et c'est pourquoi les possibilités de capture et de stockage du CO_2 dans ces couches font l'objet d'un traitement détaillé dans le présent document.

Importance de la CSC

La mise au point et l'application de la technologie de la CSC à l'échelle planétaire offrent la possibilité de maintenir une économie mondiale forte et vigoureuse alimentée par des combustibles fossiles d'un coût abordable, et qui sont pratiques et accessibles, tout en éliminant le lien entre la croissance de l'activité économique et les émissions de GES. La technologie de la CSC est de nature transitoire et évolutive car elle permet de suivre le parcours technologique actuel de l'élaboration et de l'obtention d'un moyen d'utiliser des combustibles fossiles à faibles émissions. Par ailleurs, la CSC s'avère essentielle à la future transformation vers une économie fondée sur une énergie de type hydrogène-électricité. La CSC sera une technologie cruciale pour les premières activités commerciales de production à grande échelle d'hydrogène destiné aux transports et à la production d'électricité décentralisée.

La mise au point de la CSC présente, pour diverses raisons, une importance stratégique pour le Canada. La première raison, et la plus importante, est que le Canada (et son partenaire commercial le plus proche, les États-Unis) bénéficie d'importants gisements de combustibles fossiles. Le Canada n'est second qu'après l'Arabie saoudite pour ce qui est des réserves de pétrole (ONE, 2004). Il dispose aussi d'importants gisements de gaz naturel, surtout représentés par des ressources en zones éloignées et non conventionnelles, comme le méthane de houille, le gaz de réservoir étanche, le gaz de schistes et les hydrates de gaz. Le Canada dispose aussi de fortes réserves de charbon et c'est en Amérique du Nord que l'on retrouve l'une des plus importantes ressources mondiales de charbon. La mise au point de la technologie de la CSC est un moyen de tirer des avantages économiques de ces ressources tout en maintenant des objectifs sévères en matière d'environnement.

L'Agence internationale de l'énergie prévoit un important taux de croissance de la demande mondiale pour toutes les énergies primaires qui s'explique surtout par l'accroissement de l'activité industrielle dans des régions comme l'Asie, l'Inde, l'Amérique latine et certaines parties de l'Afrique. Cela offre des possibilités commerciales pour les pays exportateurs d'énergie, comme le Canada. Les combustibles fossiles à faibles émissions du Canada pourraient faire beaucoup pour satisfaire à cette demande sans nuire à l'environnement de la planète. Par conséquent, la technologie de la CSC et l'expertise acquise partout dans le monde (y compris au Canada) seraient bien acceptées sur les marchés internationaux.

Les combustibles fossiles présentent une importance stratégique nationale au Canada car plusieurs secteurs essentiels dépendent de ces ressources. Ceux-ci comprennent notamment la production d'électricité à partir de charbon, la production de pétrole et de gaz, la valorisation des sables bitumineux, l'industrie pétrochimique et les transports. La mise au point de la CSC accroîtra la valeur de ces secteurs de même que celle des industries qui utilisent les combustibles fossiles pour leurs activités courantes (notamment la foresterie, l'industrie minière, les cimenteries, l'industrie de l'acier et le secteur de la fabrication).

La CSC ne se limite pas à permettre l'utilisation des réserves énergétiques actuelles, elle permet aussi d'accroître les facteurs de récupération des ressources et donc d'augmenter les réserves énergétiques totales canadiennes par des gains d'efficacité de la récupération. Il est possible que la CSC puisse servir à augmenter la récupération des ressources en pétrole, en gaz naturel et en méthane de houille.

Le maintien de la production, du traitement et de l'utilisation de ces ressources en combustibles fossiles contribue au bien-être économique et à la qualité de vie de tous les Canadiens. Par ailleurs, la poursuite des pratiques actuelles donnera lieu à d'importantes émissions de CO_2 au pays au cours des prochaines années, ce qui contrevient nettement aux orientations internationales et nationales actuelles en matière de lutte contre les changements climatiques. Le fait de briser le parallèle historique entre les tendances de la croissance économique et celles des émissions de CO_2 s'avère donc une priorité stratégique essentielle. Comme cela est indiqué dans le plan sur les changements climatiques d'Environnement Canada (le *Plan vert*), le gouvernement du Canada prévoit que la technologie de la CSC sera un élément majeur de la réduction des émissions de GES (Gouvernement du Canada, 2005). Cette technologie est importante pour des pays comme le Canada où la réduction des émissions de GES constitue un formidable défi. La *Oil Sands Technology Roadmap* (ACR, 2004) et la *Carte routière technologique du charbon écologique du Canada* (CRTCE, 2005) font aussi état de l'importance de la CSC à titre de technologie de base pour une exploitation respectueuse de l'environnement des vastes ressources en combustibles fossiles du Canada.

Afin de garantir la réussite à long terme de la croissance économique et de la réduction des émissions, de nombreux intervenants canadiens ont consenti d'importants efforts par le passé pour devenir des chefs de file internationaux de la mise au point de la CSC. Le maintien de cette position s'avèrera cependant difficile dans le contexte des travaux actuellement réalisés à l'étranger dans ce domaine. Le Canada comptait parmi les premiers chefs de file, mais d'autres (comme les États-Unis, l'Union européenne, l'Australie et le Japon) prennent les devants avec une technologie et une expertise qui leur sont propres. Les divers ordres de gouvernement du Canada, les leaders de l'industrie et les autres intervenants se doivent d'œuvrer ensemble, par l'entremise de structures de collaboration efficaces (comme celles instaurées aux États-Unis et en Australie), à l'élaboration de politiques et de programmes spécifiques et ciblés visant à rétablir et à maintenir la position du Canada à titre de leader du développement technologique et des applications dans ce secteur technologique lucratif.

Il est impérieux que le Canada procède énergiquement à des travaux de R et D en CSC afin de tirer avantage des capacités canadiennes actuelles et de capitaliser sur les possibilités nationales et internationales. Tel que mentionné précédemment, le Canada dispose d'avantages inhérents en matière de CSC qui, ensemble, le démarquent de nombreux autres pays. En effet, le Canada est un pays qui dispose actuellement :

- d'importantes ressources en combustibles fossiles, notamment en sables bitumineux et en charbon;
- de producteurs et d'exportateurs industriels de combustibles fossiles concurrentiels au niveau international;
- d'un énorme potentiel de stockage géologique du CO_2 dans de nombreuses régions du pays;
- de connaissances et d'expertise de pointe en matière d'applications de la CSC.

Vision et buts de la présente feuille de route

Cette feuille de route a pour vision « *Une technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur ».* La CSC est une solution technologique permettant d'obtenir des résultats immédiats pour satisfaire aux besoins énergétiques et environnementaux actuels tout en favorisant l'atteinte d'un avenir énergétique à faibles émissions pour le Canada.

Orienté par cette vision, le processus décrit dans la feuille de route a pour objectifs fondamentaux :

- L'accélération de la mise au point de technologies rentables pour la capture, le transport et le stockage du CO_2.
- L'utilisation des capacités intellectuelles existant déjà au Canada comme fondement du développement d'une industrie canadienne de la CSC de calibre mondial.
- La formation d'alliances et de partenariats pour faire progresser les programmes et les projets de recherche, de développement et de démonstration.

La feuille de route sur la CSC a été élaborée dans le but d'inciter les experts, les chercheurs, les intervenants et les décideurs de la CSC et des domaines connexes à réaliser les tâches suivantes :

- Déterminer si le nouveau contexte énergétique mondial et national exige l'utilisation de la CSC.
- Définir les possibilités d'application des technologies de la CSC.
- Définir la situation actuelle des technologies de la CSC pouvant s'appliquer dans le contexte canadien.
- Résumer les besoins technologiques particuliers du Canada et des avenues pour les satisfaire.
- Définir les prochaines étapes critiques et les champions permettant de faciliter la réalisation de la vision de la feuille de route.

La feuille de route propose un ensemble d'objectifs stratégiques pour le développement d'une industrie canadienne de la CSC forte et prospère. Elle est une source d'informations et un outil de planification visant à aider l'industrie, les gouvernements et les autres intervenants dans leur évaluation des nouvelles technologies de CSC prometteuses et à orienter les décisions actuellement prises en matière de R et D et de projets de démonstration. L'atteinte de ces objectifs (qui sont présentés dans la section 5) permettrait la création d'industries canadiennes des combustibles fossiles à faibles émissions et, par conséquent, l'obtention d'avantages économiques, environnementaux et sociaux pour tous les Canadiens.

Aperçu de la feuille de route

L'information et l'analyse y sont structurées de la façon suivante :

Les défis – aperçu des enjeux (section 2) : On y présente une explication détaillée de la nécessité de la CSC. La connaissance de l'évolution du contexte énergétique mondial (accroissement de la demande) et des défis que ce secteur doit relever (enjeux environnementaux, concurrence au sein du secteur et récupération des ressources) montre clairement que la technologie de la CSC est un secteur présentant des occasions uniques.

Les occasions – combustibles fossiles à faibles émissions (section 3) : Cette partie traite des perspectives mondiales de la CSC en précisant le potentiel connu des possibilités nationales et mondiales de capture et de stockage. Il existe d'importantes sources de CO_2 à proximité d'excellents sites de stockage tant au Canada qu'à l'étranger, de sorte que la réduction des émissions des combustibles fossiles s'avère possible. Au Canada, cela se traduirait par des avantages économiques et sociaux tirés de la croissance des secteurs énergétiques et obtenus en atteignant l'objectif d'une meilleure performance environnementale.

Les démarches technologiques (section 4) : On y examine les besoins et les calendriers technologiques canadiens pour la mise au point de la technologie. Le coût de chaque élément d'un système CSC (capture, transport et stockage) est estimé, les possibilités de réduction des coûts sont présentées et les risques connus sont précisés. Chaque élément suppose des travaux de recherche, de développement et de mise en œuvre de sorte que les besoins stratégiques de R et D sont présentés pour chacun d'eux. On y reconnaît que l'infrastructure et les systèmes sont plus importants que toute technologie particulière et il en découle le concept de centres de sources d'émissions et de sites de stockage reliés par un pipeline (réseau) principal de CO_2.

Les prochaines étapes (section 5) : On y précise un cheminement pour la mise au point de la CSC au Canada qui capitalise sur les possibilités existant déjà. Six objectifs critiques sont définis et précisés sur le plan des activités, de la sensibilisation, des réalisations et des résultats souhaités. La section se termine par une discussion de la mise en œuvre de la feuille de route. Le cheminement de la CSC suppose un processus long et difficile, mais l'information présentée dans la feuille de route aidera les gouvernements, l'industrie et les autres promoteurs à s'engager dans cette voie et à en atteindre les objectifs.

2. Les défis – aperçu des enjeux

Le dioxyde de carbone (CO_2) est un composé qui se forme naturellement et qui est essentiel à la vie sur la planète. Le cycle du carbone, un déplacement et une transformation sans fin du carbone (sous diverses formes dont le CO_2) entre la biosphère, l'atmosphère, les océans et la géosphère, est un phénomène naturel important dont la connaissance scientifique ne fait que débuter. Ce que nous savons, c'est que ce cycle est dans un équilibre délicat et que toute modification appréciable de cet équilibre peut donner lieu à des effets importants sur le climat de la terre.

Le fait que les émissions de CO_2 et d'autres GES d'origine humaine sont actuellement produites à un taux sans précédent pose problème. Les émissions de GES s'accentuent avec la croissance mondiale de l'économie car il existe un lien direct entre la croissance économique et la demande énergétique (qui est surtout satisfaite par la combustion de charbon, de pétrole ou d'autres combustibles). Cela pose donc un important défi qui prend la forme de la nécessité de réduire, ou même d'éliminer, les émissions de GES tout en maintenant une économie forte dépendante des combustibles fossiles.

Aperçu de la section :

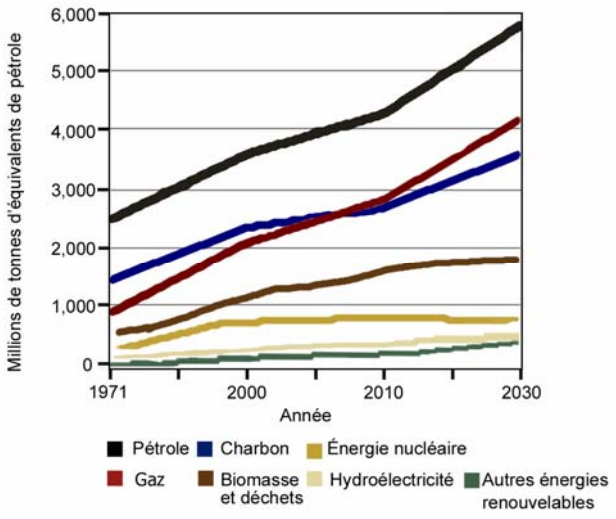
La demande mondiale en énergie sera croissante et surtout satisfaite par des combustibles fossiles conventionnels, et il en sera de même au Canada.

Il faut des solutions aux enjeux critiques qui pourront influer sur l'énergie :

- ***Réduire les émissions des combustibles fossiles pour lutter contre les changements climatiques.***
- ***Donner accès à toutes les sources d'énergie rentables - conventionnelles ou non - pour satisfaire à la demande future.***
- ***Améliorer les facteurs de récupération des ressources d'énergie conventionnelles pour accroître les réserves actuelles.***
- ***Établir une politique efficace pour la CSC afin que cette technologie puisse jouer un rôle utile au sein du système énergétique à faibles émissions de l'avenir.***

Cette situation, accompagnée de nombreux autres enjeux cruciaux, est à l'origine de changements au sein des industries de l'énergie. On trouvera dans la présente section un aperçu instructif de certains des défis à l'origine du besoin actuel d'une technologie de la CSC. La section débute par un exposé des nouvelles situations mondiale et nationale en matière d'énergie (présenté sous la forme de la demande et de l'approvisionnement en énergie) après quoi l'on passe en revue les éléments clés à l'origine du changement du contexte énergétique. Ces éléments sont l'urgence accrue de certaines préoccupations environnementales, la concurrence faite par d'autres sources d'énergie, les facteurs de récupération actuels du pétrole (qui peuvent être améliorés) et la nécessité d'un cadre stratégique pour la mise au point de la CSC.

Figure 2.0 Demande mondiale en énergie primaire



(Source : AIE, 2004)

La nouvelle situation énergétique

Le besoin d'une source d'énergie abordable, pratique et sûre qui a prévalu tout au long de l'histoire récente a mené à la situation où les combustibles fossiles représentaient 80 % de l'approvisionnement mondial en énergie commerciale en 2002 (AIE, 2004a). L'AIE prévoit que cette valeur atteindra 82 % en 2030. On

prévoit que la demande mondiale en énergie primaire s'accroîtra à un taux de 1,7 % par an entre l'an 2000 et l'année 2030 (même dans la perspective de prix de l'énergie plus élevés), et cela correspond à une augmentation de 60 % de la demande actuelle en 2030 (figure 2.0).

Bien que l'on s'attende à une demande accrue pour l'énergie nucléaire et l'énergie renouvelable, l'AIE prévoit que les combustibles fossiles représenteront plus de 85 % de l'augmentation mondiale de la demande en énergie au cours des 25 prochaines années (AIE, 2004a).

L'AIE prévoit aussi que le pétrole continuera d'être la plus importante source de combustible de l'ensemble des sources énergétiques primaires mondiales, et que la demande passera de 77 millions de barils par jour (MB/j) en 2002 à 121 MB/j en 2030 (AIE, 2004a). Cette croissance aura pour cause première la demande des secteurs du transport et de la production d'électricité. Le pourcentage total de la part du marché représentée par le pétrole diminuera cependant légèrement, son taux de croissance annuel (1,6 %/an) étant légèrement inférieur à celui de la demande totale en énergie.

La part de la production de pétrole en provenance des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) augmentera rapidement vers la fin de cette période pour passer de 37 % du marché en 2002 à 53 % en 2030, à mesure que la production des pays non membres de l'OPEP commencera à décliner à cause de la baisse des réserves (AIE, 2004a). Il faudra consentir d'importants investissements dans l'infrastructure de l'approvisionnement pour tenir compte de ce déplacement de l'approvisionnement régional en énergie et cela sera sans doute cause de préoccupations accrues quant à la sécurité de l'approvisionnement énergétique, notamment chez les pays importateurs comme les États-Unis (É.-U.), l'Inde, le Japon, la Chine et la plupart des pays de l'Union européenne (UE).

Le pétrole continuera d'être le combustible faisant l'objet du commerce le plus important et les importations pourront représenter 57 % de la consommation nord-américaine (États-Unis et Canada) en 2030. La croissance de la demande sera la plus rapide dans les pays en développement. Par ailleurs, la hausse du prix du pétrole brut forcera les consommateurs à examiner d'autres options pour satisfaire leurs besoins en énergie.

Une partie de la part du marché perdue par le pétrole sera remplacée par le gaz naturel pour lequel on prévoit un taux de croissance de 2,3 % par an d'ici 2030 (AIE, 2004a). Les taux de croissance seront les plus élevés en Asie, en Afrique et en Amérique latine, mais la croissance réelle sera la plus élevée dans les marchés arrivés à maturité de l'Europe et de l'Amérique du Nord.

La plupart des marchés gaziers sont actuellement limités par des contraintes géographiques et les prix de chaque région sont fonction de l'équilibre entre l'offre et la demande locale. L'offre en gaz naturel liquéfié (GNL), qui permet de déborder les limites des marchés gaziers, devrait s'accroître pour passer de 0,4 MB/j en 2010 à 2,4 MB/j en 2030, mais cela ne pourra satisfaire qu'à une petite partie de la demande mondiale d'énergie (AIE, 2004a). Le facteur limitant est représenté par le transport du gaz vers les marchés, ce qui exige un fort investissement dans l'exploration et les infrastructures que l'on estime à 100 milliards de dollars américains (EU) par année d'ici 2030 (AIE, 2004a). Une grande partie de ces dépenses seront effectuées en Russie, au Moyen-Orient et en Afrique, et cela est source de préoccupations en matière de sécurité de l'approvisionnement et de dépenses en capital.

L'AIE prévoit cependant que la demande pour le gaz naturel doublera d'ici 2030, surtout à cause d'une demande accrue en Asie, en Amérique latine et en Afrique. Des centrales électriques nouvelles expliqueront plus de 60 % de cette augmentation. Des usines et des pipelines de GNL seront construits en Russie et au Moyen-Orient et seront à l'origine de plus de la moitié du gaz commercialisé en 2030.

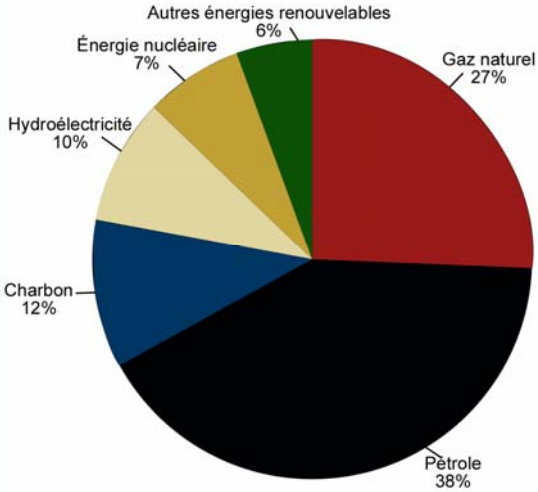
Le charbon est la source d'énergie conventionnelle la plus abondante au monde, représentant 60 % des réserves mondiales en hydrocarbures restantes et 91 % des réserves aux États-Unis et au Canada, si on ne tient pas compte des sables ou des schistes bitumineux (ONE, 2003). Selon l'AIE, les réserves de charbon prouvées mondiales, qui s'élèvent à plus de 907 milliards de tonnes (Bt) devraient durer encore 200 ans aux taux de production actuels (AIE, 2004a; BP, 2005). L'Union européenne, l'Australie, les pays de l'ancienne Union soviétique (y compris la Russie et le Kazakhstan), la Chine et l'Inde disposent tous d'importantes réserves de charbon. Ces deux derniers pays ont d'importantes populations et font largement appel au charbon pour la production d'électricité (75 % de l'électricité de la Chine est produite à partir de charbon).

Au contraire du pétrole et du gaz, de nombreux pays disposent de ressources en charbon et 70 en possèdent des réserves pouvant être récupérées (WCI, 2005). Plus de 40 % de ces réserves récupérables sont situées dans des pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Le charbon est un produit de base mondial dont le prix est relativement stable, ce qui en fait une source d'énergie d'un coût abordable ne présentant pas de risque économique.

L'utilisation du charbon augmentera et sa part des sources énergétiques mondiales demeurera semblable en 2030, le charbon satisfaisant 22 % des besoins énergétiques (AIE, 2004a). Il demeurera la principale source d'énergie primaire pour la production d'électricité en 2030. La plus grande partie de la croissance aura lieu dans les pays asiatiques en développement, la Chine et l'Inde représentant 68 % de la croissance mondiale totale (AIE, 2004a). L'AIE souligne que l'avenir du charbon dans les pays de l'OCDE dépendra en grande partie des politiques en matière de changements climatiques, de la mise au point et de l'application d'une technologie avancée pour une utilisation propre du charbon, notamment la CSC.

L'AIE (2004a) signale que la capacité nucléaire totale s'accroîtra d'ici 2030, mais le degré d'accroissement demeure incertain. Les coûts du nucléaire et les préoccupations environnementales pourront réduire la demande. Par ailleurs, le nucléaire a fait l'objet d'un nouvel intérêt dans certains pays à cause de ses émissions presque nulles et du fait qu'il peut sécuriser l'approvisionnement énergétique. Ces divers facteurs font que le rôle du nucléaire dans l'approvisionnement énergétique futur demeure incertain.

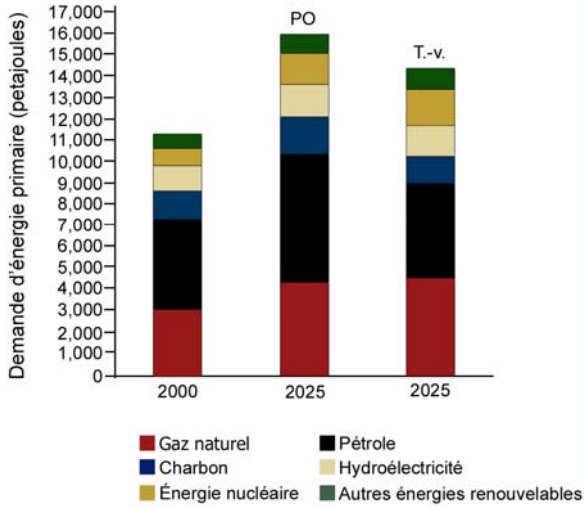
Figure 2.1 Demande d'énergie primaire par type de combustible (Total : 11 363 PJ en l'an 2000)



(Source : ONE, 2003)

La part du marché de l'énergie accaparée par le nucléaire a diminué au cours des dernières années. La mise hors service de certaines usines a donné lieu à une baisse de 2 % de l'énergie nucléaire produite en 2003. En termes absolus, la capacité nucléaire pourra s'accroître, mais l'on prévoit que la part qu'elle occupera au sein du marché total de l'énergie primaire décroîtra pour passer de 7 % en 2002, à 6 % en 2010 et à 5 % en 2030 (AIE, 2004a).

Figure 2.2 Demande prévue d'énergie primaire par type de combustible



(Source : ONE, 2003)

L'énergie tirée de la biomasse (et des déchets), l'hydroélectricité et les autres sources d'énergie renouvelable jouent toutes un rôle au sein des marchés actuels et cela continuera. L'apport total de ces sources d'énergie à l'approvisionnement d'énergie primaire total était de 14 % en 2002, un pourcentage qui sera maintenu en 2030 (AIE, 2004a). De ces 14 %, 7 % proviennent de l'utilisation traditionnelle de la biomasse à des fins énergétiques, comme la combustion du bois ou du fumier (AIE, 2004a). La part de l'utilisation traditionnelle de la biomasse diminuera, mais l'on prévoit des taux de croissance très élevés pour d'autres marchés d'énergie renouvelable, ce qui explique la légère tendance à la hausse indiquée dans la figure 2.0. Les marchés les plus en croissance, comme ceux des énergies éolienne et solaire (qui augmenteront par un facteur de six d'ici 2030) ont un point de pénétration très faible de sorte qu'il faudra un certain temps pour que leur apport fasse une différence. L'hydroélectricité croîtra sûrement,

mais continuera de ne représenter que 2 % de l'approvisionnement en énergie primaire à cause des limitations de cette ressource et des capitaux énormes nécessaires à la construction d'importantes installations (AIE, 2004a).

La scène nationale

Le Canada est moins dépendant des combustibles fossiles que bon nombre d'autres pays, mais le pétrole, le gaz naturel et le charbon demeurent toujours les trois principales sources permettant de satisfaire à la demande d'énergie primaire, cela même au Canada. Ensemble, ces trois sources satisfaisaient à 77 % de la demande d'énergie primaire totale en 2000 (voir la figure 2.1). Cette dépendance envers les combustibles fossiles est plus élevée dans certaines régions, comme en Saskatchewan, où elle atteint 93 %, ou en Alberta, où elle est de 96 % (ONE, 2003).

Comme le montrent les scénarios réalisés il y a deux ans par l'Office national de l'énergie (ONE), on s'attend à ce que les combustibles fossiles continuent de dominer la demande énergétique à l'avenir (figure 2.2). Le scénario pression de l'offre (PO) et le scénario Techno-vert (T-v) de la figure 2.2 indiquent que les combustibles fossiles devraient toujours être dominants en 2025.

En plus d'utiliser les combustibles fossiles pour satisfaire à sa demande d'énergie interne, le Canada tire d'importants revenus du commerce et de l'exportation de ces ressources. En l'an 2000, le Canada a produit 16 128 pétajoules (PJ) d'énergie primaire dont 11 363 ont été consommés au pays et 4 765 ont été exportés. La plus grande partie des exportations d'énergie était sous forme de combustibles fossiles, comme le pétrole, le gaz naturel et le charbon.

Le Canada bénéficie heureusement d'abondantes ressources énergétiques et ses réserves de combustibles fossiles comptent parmi les plus importantes au monde. L'ajout récent des vastes gisements de sables bitumineux de l'Alberta aux réserves conventionnelles a fait que le Canada est rapidement devenu le deuxième pays en importance en ce qui a trait aux réserves prouvées en 2002, réserves qui s'élevaient à 178 milliards de barils en place (ONE, 2004). Les réserves canadiennes de charbon sont elles aussi importantes, atteignant 6,6 milliards de tonnes auxquelles il faut ajouter plusieurs centaines de millions de tonnes en ressources (WEC, 2004). L'étendue et la qualité des ressources en hydrocarbures disponibles au Canada exigent d'examiner avec soin la façon de gérer cet avantage économique. La mise en valeur des ressources en hydrocarbures conventionnelles et non conventionnelles qui sera faite aura une grande incidence sur l'avenir économique du Canada.

Autant les scénarios de l'ONE que les prévisions de l'AIE montrent que la demande énergétique sera de plus en plus satisfaite par des combustibles fossiles. Les réserves de pétrole et de gaz conventionnelles du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) approchent de la maturité et l'industrie canadienne s'apprête à accroître ses réserves prouvées de ressources pétrolières et gazières non conventionnelles (comme les sables bitumineux et le méthane de houille) afin de satisfaire à la demande à long terme. Une vaste ressource en charbon peut facilement être transformée en réserves au Canada et cela aussi permettra de fournir de l'énergie pendant longtemps. Il est possible de satisfaire à la demande prévue par l'ONE et il n'y a pas de pénurie éminente de ressources en combustibles fossiles au Canada.

Les sables bitumineux constituent un exemple vivant de la rapidité à laquelle le Canada peut ajouter des réserves dans un nouveau contexte de prix de l'énergie relativement élevés. Les réserves officielles de pétrole du Canada ont rapidement atteint 178 milliards de barils en 2002 faisant passer le Canada d'un rang très inférieur (à l'échelle mondiale) à sa position actuelle du pays possédant les plus importantes réserves (deuxième). La situation est analogue pour le méthane de houille. On croit que le volume de méthane de houille se situe entre 150 et 500 trillions de pieds cubes en place et que le volume conventionnel non découvert dans le BSOC se situe entre 71 et 99 trillions de pieds cubes (CSUG, 2003; ONE, 2003). On croit aussi que les gisements d'hydrates de gaz de la planète contiennent plus de carbone organique que tous les combustibles fossiles connus mis ensemble et que certains des gisements les plus importants et les mieux connus se trouvent au Canada. Par ailleurs, la production d'hydrates de gaz est loin d'être encore rentable et il faudra attendre avant que des réserves d'hydrates de gaz soient ajoutées aux actifs d'une société de production d'énergie (sans doute pas avant 2025). Il demeure cependant que bien que les ressources pétrolières conventionnelles soient en train de s'épuiser, il n'y a pas pénurie d'autres combustibles fossiles permettant de combler l'écart.

Tout cela souligne cependant le besoin croissant d'une technologie de la CSC au Canada. Pour tirer avantage des ressources énergétiques dont le Canada est riche (y compris les ressources conventionnelles en pétrole et en gaz, le charbon, et les sables bitumineux et les ressources non conventionnelles en gaz) tout en réduisant les émissions nationales de CO_2, il faut disposer de technologies, de pratiques et de processus nouveaux et innovateurs favorisant une mise en valeur efficace des ressources tout en garantissant l'intégrité de l'environnement.

Défis à relever

Les systèmes énergétiques sont et demeureront extrêmement dépendants des combustibles fossiles et cela pourra donner lieu à des enjeux critiques à mesure que la demande mondiale en énergie augmentera. Ces enjeux sont les préoccupations environnementales liées à l'utilisation de combustibles fossiles, un éventuel besoin de sources d'énergie de remplacement pour combler la demande, la nécessité d'accroître la récupération de sources d'énergie actuelles et le besoin d'une politique efficace pour trouver des solutions à ces problèmes.

Préoccupations environnementales

Les industries des combustibles fossiles font déjà appel à des technologies innovatrices pour réduire leur empreinte environnementale sur les terres, l'eau et l'atmosphère. On compte, comme exemples, la réduction des incidences sur les terres des activités pétrolières et gazières et la réhabilitation active des terrains, la réduction des fuites et des déversements des pipelines et des installations en mer, la gestion des étangs de résidus des usines de préparation du charbon et des installations de mise en valeur des sables bitumineux, et la réduction du brûlage à la torche et de la purge des gaz des installations de production pétrolière et gazière. L'amélioration continue des pratiques et des procédures de même que l'application de normes industrielles plus sévères contribuent aussi à réduire les incidences environnementales.

Des réductions appréciables des émissions atmosphériques ont déjà été obtenues dans les usines de production d'électricité, les raffineries de pétrole et les installations de traitement du gaz naturel. D'autres réductions devront cependant être obtenues pour atténuer les incidences environnementales, comme les pluies acides, le smog, l'accumulation de particules et de toxiques atmosphériques et les changements climatiques. Il faut trouver des solutions à tous ces problèmes. La CSC compte parmi les nombreuses options proposées pour réduire les émissions de GES sources de changements climatiques de sorte que le problème des changements climatiques est l'un des principaux facteurs motivant actuellement la mise au point d'une technologie de la CSC.

Changements climatiques

Un processus naturel, nommé « effet de serre » régularise la température de la planète en maintenant une concentration relativement constante de gaz à effet de serre (GES) qui capturent la chaleur dans l'atmosphère. Les émissions de GES d'origine humaine, ou anthropiques, sont sources d'inquiétude car elles augmentent chaque année. Les émissions de CO_2 anthropiques ont fait s'accroître les concentrations atmosphériques de GES de plus de 31 % au cours d'un passé récent. Les concentrations d'avant l'ère industrielle, qui étaient de 280 parties par million (ppm), avaient atteint 368 ppm en 1999 (GIEC, 2001). La plus grande partie des émissions anthropiques ont pour origine la production et l'utilisation (surtout par combustion) d'énergie sous forme de combustibles fossiles, le reste des émissions (de 10 à 30 %) s'expliquant par la modification de l'utilisation des terres et le déboisement. Le secteur énergétique était à l'origine de presque 25 Gt d'émissions de CO_2 en 2003 et, de ces émissions, 40,8 % s'expliquaient par l'utilisation du pétrole, 38,4 % par celle du charbon, 20,4 % par celle du gaz et seulement 0,4 % par celle d'autres sources de combustibles (AIE, 2005). L'effet de serre, ou de réchauffement de la planète, prend de l'ampleur à mesure qu'augmentent les concentrations de CO_2 et d'autres GES dans l'atmosphère.

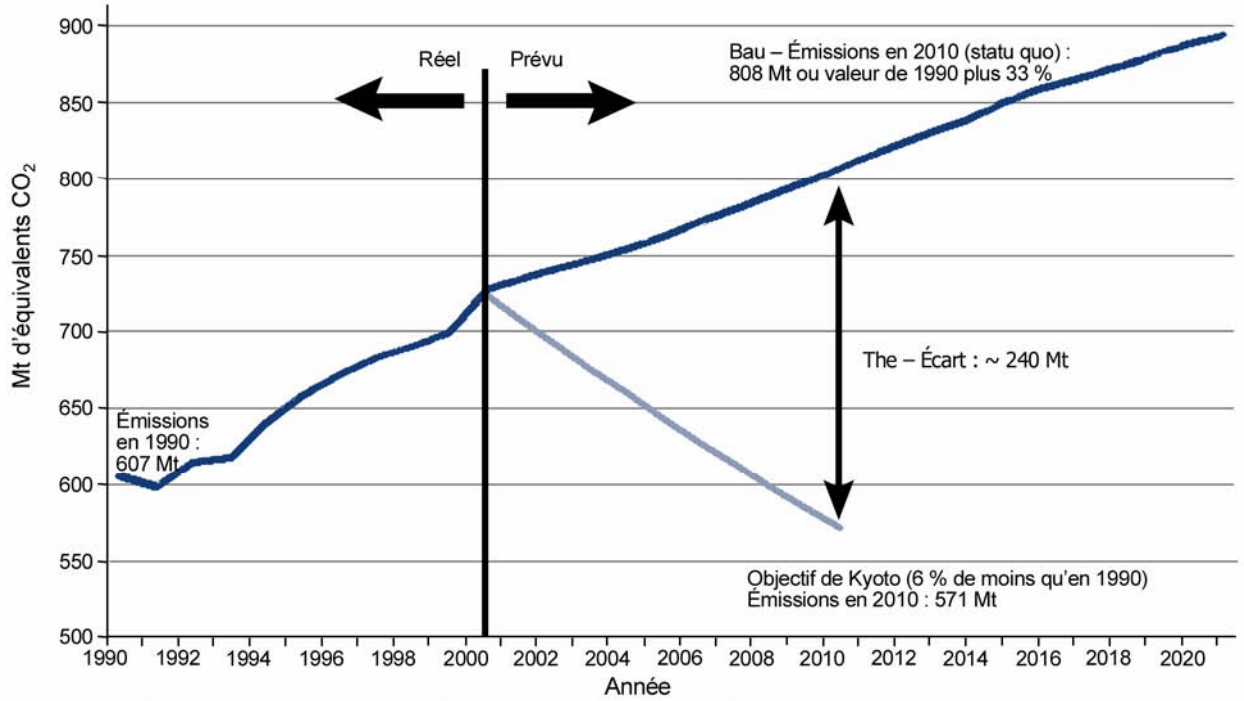
Le dioxyde de carbone (CO_2) est le GES le plus préoccupant car il est actuellement à l'origine de 62 à 64 % de l'accroissement de l'effet de serre. Le méthane (CH_4) est un autre GES important qui est produit pendant l'extraction du charbon et le traitement du pétrole. L'oxyde nitreux (N_2O) est un GES produit par de nombreux procédés de combustion, notamment par les moteurs à combustion interne dont l'utilisation est généralisée dans l'industrie du transport (locomotives, camions et automobiles). L'ozone et d'autres gaz à l'état de traces contribuent aussi à l'effet de serre. Bien que le CO_2 soit le GES le plus préoccupant, d'autres GES pourront

aussi être éliminés par capture et stockage à mesure qu'une nouvelle technologie sera mise au point pour traiter d'autres flux gazeux.

La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), adoptée pour s'attaquer au problème des changements climatiques, a pour objectif premier 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. » (CCNUCC, 1992). Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a été créé pour fournir de l'information scientifique, technique et socioéconomique pertinente à la connaissance des changements climatiques et il est à l'origine de la plus grande partie de l'information technique utilisée au cours des réunions de la CCNUCC tenues à des fins de discussions et de prise de décisions. Le GIEC a récemment terminé un rapport sur la CSC intitulé « *Rapport spécial sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone* » qui fait état du rôle important de la CSC au sein d'un train de mesures mondial de stabilisation des concentrations de GES (GIEC, 2005). Le rôle de la CSC au sein d'un ensemble d'options pour la réduction des émissions de GES est aussi souligné dans l'article très connu de Pacala et Socolow (2004) paru dans la revue Science. Le GIEC a aussi souligné le rôle important que la CSC continuera de jouer dans l'élaboration de systèmes et d'une infrastructure énergétiques nouveaux et transformateurs fondés sur le secteur hydrogène-électricité et, peut-être, les transporteurs d'énergie biologiques.

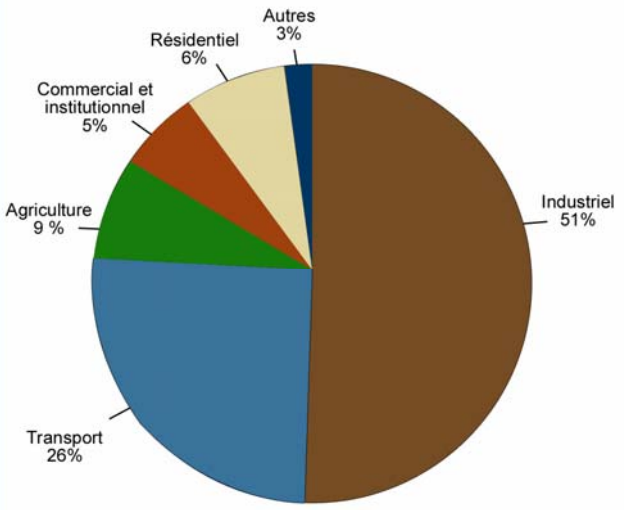
Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto de la CCNUCC en 2002 et, de ce fait, a accepté de réduire ses émissions de GES en deçà de 6 % de celles de 1990, au cours de la période allant de 2008 à 2012. L'écart entre l'objectif du Canada en vertu du Protocole de Kyoto et le scénario du maintien du statu quo (MSQ) s'est cependant creusé depuis 1990 (voir la figure 2.3). En 2002, il était estimé que l'écart par rapport à l'échéance de 2012 pourrait atteindre 240 Mt d'éCO_2, ou plus, si des programmes et des mesures de réduction appropriés n'étaient pas mis en place (Gouvernement du Canada, 2005). Selon les dernières estimations, cet écart pourrait maintenant atteindre 270 Mt ou plus, cela s'expliquant surtout par une croissance plus élevée que prévu du produit national brut (Gouvernement du Canada, 2005). Le Canada a donc pour défi de trouver un moyen de réduire ses émissions tout en minimisant les incidences économiques néfastes des réductions. Dans un contexte idéal (mais peut-être quelque peu irréaliste), les incidences nuisibles seraient réduites et se

Figure 2.3 Défi du Protocole de Kyoto pour le Canada



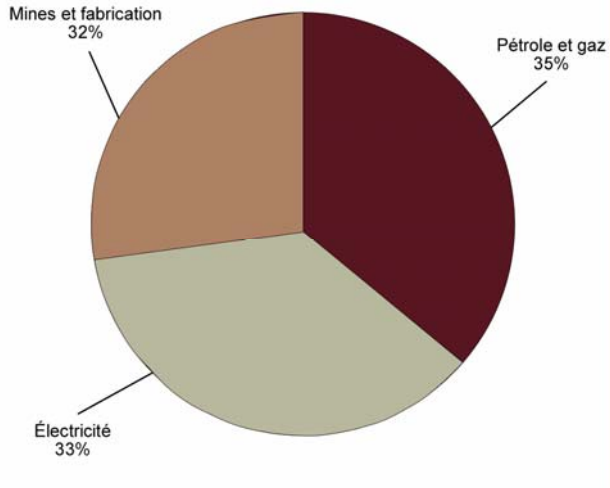
Remarque : Les valeurs des émissions réelles et prévues et celles de référence sont actuellement revues.
(Source : PNCC, 1999; Gouvernement du Canada, 2002)

Figure 2.4 Émissions de GES par secteur



(Source : Environnement Canada, 2005)

Figure 2.5 Émissions des grands émetteurs industriels – 2000 (total : 342 Mt)



(Source : Environnement Canada, 2005)

traduiraient même par des avantages représentés par l'acquisition de technologies et de connaissances qui donneraient lieu à l'apparition d'un marché canadien plus innovateur et plus concurrentiel.

Le groupe des grands émetteurs finaux (GEF), qui englobe plus de 700 sociétés au Canada dont les émissions sont importantes, est à l'origine de la grande majorité des émissions industrielles canadiennes de GES. Comme le montre la figure 2.4, l'industrie en général (qui est largement représentée par les GEF) est déjà à l'origine de plus de la moitié des émissions totales de GES au Canada (Environnement Canada, 2003), et l'on prévoit que cette valeur augmentera d'ici 2010. On s'attend donc à ce que les GEF réduisent collectivement leurs émissions de 39 Mt d'éCO_2 par an de 2008 à 2012 (selon la méthode utilisée au départ pour le calcul de l'objectif des GEF) conformément au plan sur les changements climatiques du gouvernement du Canada (Gouvernement du Canada, 2005).

Cela montre l'apparition d'une certaine contrainte par le carbone au Canada et il apparaît probable que l'industrie devra réduire ses émissions encore plus au cours des années ultérieures (après la période visée par le Protocole de Kyoto).

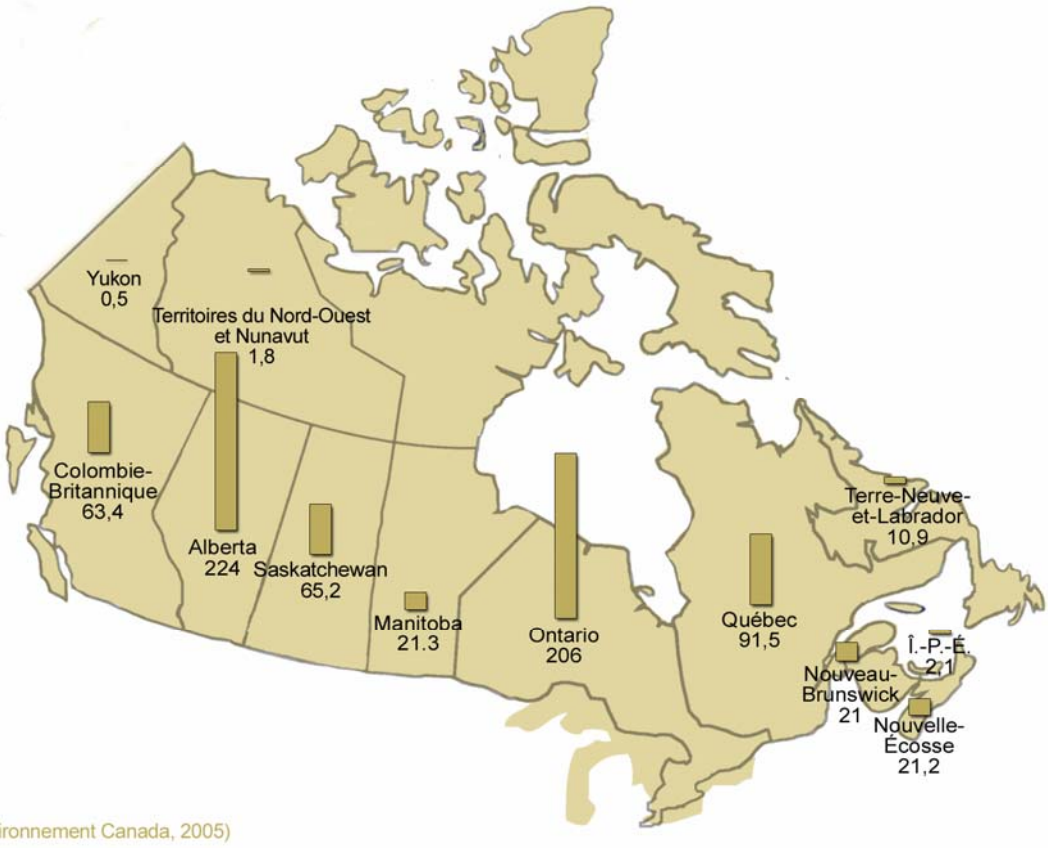
Les émissions du groupe des GEF se répartissent de la façon indiquée dans la figure 2.5. Les secteurs des combustibles fossiles (électricité de source thermique et pétrole et gaz réunis) comptent pour 78 % des émissions totales des GEF de sorte qu'il est essentiel d'obtenir des réductions de ces secteurs (Environnement Canada, 2005). Les centrales thermiques de production d'électricité, qui sont la plus importante source du secteur industriel, sont à l'origine de presque la totalité des 33 % des émissions attribuables à l'électricité dans la figure 2.5 et les centrales alimentées au charbon de l'Alberta, de la Saskatchewan, de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse produisent la majorité de ces émissions (Environnement Canada, 2005).

Les émissions de ces centrales thermiques et des autres industries utilisant des combustibles fossiles comptent parmi les premiers responsables de la répartition asymétrique des émissions de GES entre les provinces du Canada (voir la figure 2.6). Bien que l'Alberta ne vienne qu'au quatrième rang pour ce qui est de la population au Canada (sa population de 3,3 millions de personnes est de beaucoup inférieure à celle des provinces de l'Ontario et du Québec dont les populations respectives sont de 12,6 et de 7,6 millions d'habitants), cette province émet plus de GES que tout autre province ou territoire (Statistique Canada, 2005). De toutes les provinces, c'est en Saskatchewan que les émissions de GES sont les plus élevées par Les émissions de GES ne sont pas actuellement réglementées par le gouvernement du Canada, mais la situation évolue rapidement et certaines provinces prévoient les réglementer, cela indépendamment des mesures prises par le gouvernement fédéral. Les GEF pourront sans doute se prévaloir de divers mécanismes souples en vertu d'une telle législation, notamment l'échange de droits d'émission au pays et des crédits compensatoires et des mécanismes internationaux prévus par le Protocole de Kyoto (notamment

les marchés internationaux du carbone, le mécanisme pour un développement propre et l'application conjointe). Les GEF canadiens auront aussi la possibilité de réduire les émissions de leurs installations par l'efficacité énergétique, l'utilisation de combustibles de remplacement, la séquestration du carbone dans la biosphère et la capture et le stockage géologique du CO_2.

La CSC constitue une importante occasion de réduire les émissions nettes du Canada et on s'attend à ce que la CCNUCC l'appuie dans un avenir rapproché à titre de méthode reconnue et recommandée pour la réduction des émissions atmosphériques de CO_2. Une fois acceptée par la communauté internationale, on pourra commencer à appliquer la CSC à la réduction des émissions du Canada, mais son apport ne devrait être vraiment appréciable qu'après 2012. La période qui s'écoulera dépendra de l'ardeur que mettra le Canada dans la recherche, la mise au point, l'essai et l'application de la technologie et des pratiques de la CSC.

Figure 2.6 Émissions de GES des provinces et territoires



(Source : Environnement Canada, 2005)

Sources d'énergie de remplacement concurrentielles

Comme cela a déjà été mentionné, il existe diverses autres possibilités pour la réduction des émissions de CO_2 des systèmes énergétiques. On compte notamment la réduction des émissions par des mesures d'efficacité et de conservation de l'énergie qui présentent toutes deux des avantages économiques et environnementaux. Les mesures d'efficacité et de conservation sont cependant limitées car il arrive un moment où il faut modifier de façon appréciable la production et l'utilisation de l'énergie. Une autre possibilité consiste à réduire les émissions en remplaçant le combustible par un combustible produisant moins de CO_2, comme le gaz naturel. Mais l'utilisation du gaz naturel produit quand même des émissions appréciables de GES et il demeure nécessaire de capter ces émissions pour les stocker. Bien que les secteurs utilisant les combustibles fossiles demeurent les plus importants fournisseurs d'énergie à l'échelle mondiale, diverses sources d'énergie de remplacement continuent d'exercer une concurrence et, avec le temps, pénètrent les marchés conventionnels. Ces autres sources (qui ont été brièvement présentées) devraient donc faire l'objet d'un examen dans le contexte canadien afin d'en déterminer les incidences possibles sur les secteurs des combustibles fossiles car de telles incidences influeraient sur la CSC.

Énergie nucléaire

L'élément central de l'industrie nucléaire du Canada est le réacteur à deutérium uranium fonctionnant à l'eau lourde sous pression nommé le CANDU (Canada deutérium uranium). On compte 22 réacteurs CANDU au Canada, dont 20 en Ontario, un au Québec et un au Nouveau-Brunswick. Il était prévu que les usines de l'Ontario soient mises hors service en 2010, mais elles ont été ou sont remises en état pour prolonger leur durée jusqu'à au moins 2020.

L'intérêt pour la construction d'un nouveau réacteur avancé au Canada est actuellement incertain. L'industrie doit encore améliorer la rentabilité de l'énergie nucléaire et prouver que les déchets radioactifs peuvent être gérés avec succès. En outre, la planification et la construction d'une installation nucléaire nécessitent une décennie, ce qui est beaucoup trop long pour la plupart des investisseurs privés. En réalité, il semble que seuls les organismes publics soient en mesure de mener à terme des projets nucléaires. Par conséquent, les politiques gouvernementales influent fortement sur l'avenir de l'énergie nucléaire de sorte que son acceptation par la population en devient un élément crucial.

L'énergie nucléaire pourra peut-être jouer un rôle important dans l'avenir énergétique du Canada, mais elle ne constitue pas actuellement une option bien définie. Il faut donc disposer d'un autre moyen pour satisfaire les besoins du Canada en énergie.

Énergie hydroélectrique

L'hydroélectricité représente 60 % de la production d'électricité au Canada et 62 500 MW des 64 000 MW de cette électricité proviennent d'installations à grande échelle (RNCan, 2000). Les grandes installations hydroélectriques constituent la source la moins coûteuse pour satisfaire à la demande de base d'électricité à cause des faibles coûts connexes de combustibles et d'exploitation. L'hydroélectricité est aussi considérée comme n'ayant pratiquement aucune émission, ce qui a accru son intérêt. La capacité hydroélectrique importante du Canada devrait s'accroître de 20 % d'ici 2025 (ONE, 2003), la plus grande partie de cette nouvelle production venant de la Colombie-Britannique, du Manitoba, du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador.

Cette capacité est cependant insuffisante pour satisfaire à la future croissance de la demande en électricité, cela sans parler du remplacement de la capacité de production actuelle perdue à cause de la fin de vie des installations. Les projets hydroélectriques de grande envergure sont coûteux et difficiles à construire. L'obtention de capacité hydroélectrique suppose des projets à long terme exigeant des capitaux extrêmement importants. Ces projets ont des incidences appréciables sur les ressources des terres et des eaux. Par conséquent, l'hydroélectricité n'est plus considérée comme « la seule » option verte pour la production d'électricité, cela en dépit de sa nature renouvelable. Comme dans le cas de l'énergie nucléaire, l'énergie hydroélectrique ne constitue pas une option bien tranchée pour l'obtention de toute la capacité électrique dont le Canada aura besoin, il faut donc disposer d'une solution de remplacement.

Énergie éolienne

Les coûts de l'énergie éolienne ont diminué de façon extrêmement importante au cours des deux dernières décennies à cause d'améliorations techniques et d'économies d'échelle visant la production des turbines. Le Canada dispose d'importantes ressources éoliennes, mais leur mise en valeur est limitée par la concurrence faite par d'autres sources d'électricité à faibles coûts. En outre, cette énergie n'est pas constante et ne peut donc approvisionner qu'une partie de la capacité de production totale installée. Bien que l'énergie éolienne soit la nouvelle source de production d'électricité dont la croissance est la plus rapide au Canada, et dans le reste du monde, l'importance relative de la nouvelle capacité installée fait que son apport général à l'ensemble des sources d'énergie continuera d'être faible dans un avenir prochain.

Biomasse

La biomasse est la deuxième source d'électricité renouvelable la plus abondante au Canada. Les deux principales sources industrielles de biomasse sont les résidus de scierie et la liqueur noire des usines de pâtes et papiers. L'industrie des pâtes et papiers dispose d'une capacité installée de plus de 1 200 MW (souvent en co-utilisation avec des combustibles fossiles). Des producteurs indépendants d'électricité utilisent des déchets de bois provenant de scieries pour produire 200 MW supplémentaires dans 10 usines au

Canada. De petites quantités d'électricité sont produites à partir du méthane des sites d'enfouissement, de l'incinération de déchets solides municipaux ou du biogaz provenant de digesteurs anaérobies.

À elle seule, la biomasse ne constitue pas une solution rentable dans la plupart des cas, mais elle peut faire l'objet d'une co-combustion dans des installations perfectionnées fonctionnant aux combustibles fossiles et ainsi permettre d'importantes réductions des émissions comparativement à une usine conventionnelle. L'accroissement de l'efficacité énergétique et la co-combustion de la biomasse peuvent réduire de façon extrêmement importante l'intensité des émissions des centrales électriques fonctionnant au charbon ou au gaz naturel. En outre, les procédés de la CSC actuellement mis au point pour les combustibles fossiles peuvent aussi être appliqués (avec peu de modifications) aux installations de co-combustion. L'application de la technologie de la CSC à une source énergétique sous forme de biomasse ne permet pas seulement d'éliminer les émissions de GES mais aussi d'extraire des GES de l'atmosphère et de les stocker ensuite dans le sol, ce qui permet d'obtenir des émissions nettes « négatives ». Un tel procédé débuterait en favorisant la croissance de la biomasse afin d'augmenter la séquestration du CO_2, se poursuivrait par la capture de ce CO_2 au moment où la biomasse serait brûlée, liquéfiée ou gazéifiée, et se terminerait par le stockage du CO_2 dans des formations géologiques.

Hydrogène

On espère actuellement que l'hydrogène pourra un jour remplacer l'énergie fondée sur les combustibles fossiles. Il faut cependant souligner que l'hydrogène est une substance extrêmement réactive qui n'existe pas sous sa forme pure dans l'environnement naturel et qui doit être tirée d'autres substances, comme l'eau, le sulfure d'hydrogène ou les hydrocarbures. Cela distingue l'hydrogène des autres sources mentionnées précédemment en ce qu'il est un transporteur d'énergie produit, comme l'électricité.

La production d'hydrogène en quantité commerciale est actuellement réalisée à partir d'hydrocarbures. La technologie de production d'hydrogène, à partir de combustibles fossiles, et de sa transformation en énergie (dans une pile à combustible ou une turbine) donne lieu à une plus grande production de CO_2 (par unité de chaleur) que la production d'une quantité équivalente d'énergie par la combustion directe de combustibles fossiles.

L'électrolyse de l'eau à partir d'une source d'énergie renouvelable, comme l'hydroélectricité ou le nucléaire, permettrait d'obtenir de l'hydrogène sans émission. Un tel procédé est cependant très loin d'être rentable à l'échelle commerciale et, d'ici là, la meilleure utilisation de ces sources d'énergie consiste à alimenter directement le réseau électrique.

Il n'en demeure pas moins que la notion d'une « économie de l'hydrogène » fait l'objet d'un grand intérêt et que des efforts appréciables sont consentis à l'échelle mondiale pour y parvenir. On compte parmi ceux-ci le *Partenariat international pour l'économie de l'hydrogène*, dirigé par les États-Unis, et le projet de la plate-forme technologique européenne sur l'hydrogène et les piles à combustible (European Fuel Cell and Hydrogen Technology Platform). La première feuille de route sur la technologie de l'hydrogène du Canada, ayant pour titre *Tracer la route à suivre : feuille de route pour la transition du Canada vers une économie basée sur l'hydrogène* (CH_2PC, 2004), traite des efforts canadiens pour la mise au point et la commercialisation de technologies fondées sur l'hydrogène, comme les piles à combustible. Toutes ces initiatives montrent que des quantités importantes d'hydrogène seront sans doute produites à partir de combustibles fossiles (pendant un certain temps), cela indépendamment de l'économie fondée sur l'hydrogène qui apparaîtra (IPHE, 2005; HFP, 2005; CH_2PC, 2004). Par conséquent, tout comme l'économie actuelle fondée sur les combustibles fossiles, une économie du futur fondée sur l'hydrogène devra sans doute faire appel à la technologie de la CSC pour réduire les émissions de CO_2 de la production d'énergie.

Facteurs de récupération des ressources

Les facteurs de récupération de certaines ressources d'hydrocarbures ont toujours été un défi pour l'industrie mondiale de l'énergie. Les facteurs de récupération du charbon et du gaz naturel sont élevés (environ 100 % et 90 %, respectivement), mais il n'en va pas de même pour le pétrole et le méthane de houille des formations géologiques. Les prix élevés actuels de l'énergie font que les producteurs cherchent des moyens d'accroître ces facteurs et, par conséquent, les réserves récupérables et les profits.

La situation n'est pas différente dans le BSOC qui est une région pétrolière et gazière atteignant la maturité qui a fait l'objet d'une exploration approfondie visant toutes les sources d'hydrocarbures conventionnels. Les grandes sociétés énergétiques investissant actuellement dans le BSOC recherchent d'importants gisements non conventionnels de pétrole et de gaz (comme les sables bitumineux et le méthane de houille) et mettent l'accent sur des modes de récupération accrue comme la récupération améliorée du pétrole (RAP) et, dans une moindre mesure, la récupération améliorée du méthane de houille (RAMH) et la récupération améliorée du gaz naturel (RAGN).

Les facteurs de récupération du pétrole sont particuliers à chaque site et dépendent des caractéristiques des hydrocarbures et du réservoir hôte. Les facteurs de récupération moyens du pétrole brut moyen ou léger et du pétrole brut lourd de l'Alberta (à l'aide de techniques de récupération primaire) sont respectivement de 23 % et de 13 %, pour une moyenne de 19 % (EUB, 2005). L'industrie pétrolière et gazière a mis au point diverses techniques secondaires pour améliorer les facteurs de récupération et l'injection d'eau ou de solvant a permis de porter le facteur de récupération total moyen à 27 % (EUB, 2005).

La récupération améliorée du pétrole par le CO_2 (RAP-CO_2) est une technique utilisée pour certaines applications. Il semble que cette technique permette de récupérer entre 8 et 15 % du pétrole en place (AIE, 2004), ce qui représente un accroissement appréciable de la production dans bon nombre de cas. Par ailleurs, d'autres techniques de récupération secondaire, comme l'injection d'eau, peut parfois donner de meilleurs résultats et le choix de la meilleure technique à utiliser doit être fait en fonction de chaque réservoir.

La récupération améliorée du méthane de houille par le CO_2 (RAMH-CO_2) est une technologie encore incertaine (au début de son développement), mais si elle réussit, elle permettra de hausser à 90 % les facteurs de récupération du méthane de houille qui se situent actuellement entre 40 et 50 % (AIE, 2004). Même l'extraction du gaz naturel conventionnel, dont le facteur de récupération est de 90 %, pourrait bénéficier de la récupération améliorée par le CO_2 (RAGN-CO_2) qui donnerait lieu à une légère augmentation de la récupération et, ce qui est plus important, à une récupération plus rapide et plus rentable. Toutes les techniques de récupération améliorée sont traitées de façon plus détaillée dans la section 4.

Les techniques de récupération améliorée par injection de CO_2 permettraient d'accroître les réserves récupérables de nombreuses ressources en hydrocarbures de l'Amérique du Nord (à l'exception du charbon obtenu par extraction minière). L'augmentation des réserves, par l'utilisation de techniques de récupération améliorée, a des incidences tant sur l'économie que sur la sécurité énergétique et montre l'éventail des avantages pouvant découler de la CSC.

Une politique efficace

Les industries de l'énergie font actuellement face à une difficulté non technique. Il s'agit de l'absence d'une politique claire et concise sur le rôle de la CSC et des incitatifs et des règlements qui en découleraient. La plupart des travaux sur la CSC réalisés jusqu'à maintenant ont été axés sur des questions techniques, mais les enjeux sociaux, politiques et administratifs connexes à la CSC sont très complexes et, en l'absence d'un examen adéquat, pourraient retarder la mise en œuvre commerciale de cette technologie. Il est tout à fait compréhensible qu'il existe une lacune en matière de politiques car il s'agit d'un secteur technologique nouveau dont certaines incertitudes sont encore en voie d'être éliminées. Les décideurs ne doivent pas moins commencer à examiner les enjeux actuels de la CSC et à élaborer un cadre permettant le développement d'une industrie forte et prospère.

Des travaux sont réalisés pour combler de nombreuses lacunes en matière de politiques et le rapport récent du GIEC – *Rapport spécial : piégeage et stockage du dioxyde de carbone* – contient une quantité énorme de renseignements techniques importants facilitant le travail des décideurs. Un autre document utile pour les décideurs est le *Prospects for CO_2 Capture and Storage* de l'AIE. La FRTCSC a notamment pour rôle de fournir des renseignements pertinents à ces mêmes décideurs de niveau supérieur. Une fois la bonne information technique acquise, il est possible d'adopter des mesures et des stratégies appropriées à l'élaboration de cadres stratégiques et réglementaires, à l'obtention de capacités et à la sensibilisation du public au Canada.

Cadre stratégique

Il faut commencer dès maintenant à élaborer un cadre stratégique bien structuré pour la CSC. L'élaboration d'un cadre stratégique efficace pourrait débuter par la définition d'une vision et d'une stratégie pour le rôle national et international de la CSC dans le contexte de l'éventail d'options de réduction des GES. Cela comprend une description claire de l'application de la CSC dans le cadre et en parallèle des autres politiques et mesures en matière de changements climatiques, d'énergie et de développement durable qui constituent le thème général dégagé au Sommet du G8 de 2005 tenu à Gleneagles, en Écosse. Ce thème a pour point central l'idée que l'énergie et la technologie énergétique sont des éléments essentiels des réductions de GES nécessaires pour freiner les changements climatiques tout en gérant de façon à maintenir l'économie mondiale.

Comme cela est résumé dans un récent exposé de principes de l'Institut Pembina (Marr-Laing *et al.*, 2005), le gouvernement doit répondre à certaines questions stratégiques cruciales en matière de changements climatiques et de CSC, à savoir : quelle est l'ampleur des réductions que l'on prévoit obtenir par la CSC au Canada et quel est le calendrier de ces réductions; qui devra payer pour l'élaboration de l'infrastructure et des systèmes de la CSC (gouvernement ou industrie) et quelles sont les activités de la CSC qui sont les plus souhaitables d'un point de vue social? D'autres décisions déterminantes en matière de changements climatiques doivent aussi être prises pour orienter la politique sur la CSC au Canada.

Ce cadre permettrait de donner une importante orientation stratégique pour un développement sûr et responsable des industries nationale et internationale de la CSC. Cela supposerait des mesures incitatives ou des sanctions appropriées pour orienter, directement ou indirectement, la création et la mise en œuvre d'une infrastructure et de systèmes pour la CSC. Le cadre stratégique et l'éventail d'incitatifs et de sanctions feraient l'objet d'une discussion ouverte et transparente pour engager les Canadiens dans le débat et feraient état d'avis pertinents sur la façon de développer une industrie canadienne prospère de la CSC.

Un cadre stratégique canadien pourra exiger la collaboration des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux, car certains de ses aspects ont des incidences internationales, fédérales, provinciales et territoriales.

Il apparaît plus approprié de procéder aux travaux sur le cadre stratégique avant d'élaborer un cadre réglementaire car, une fois en place, une politique efficace peut orienter la réglementation. Un cadre stratégique comporterait aussi la planification stratégique d'autres éléments essentiels, comme l'acquisition de capacités et la sensibilisation du public.

Cadre réglementaire

Un cadre réglementaire approprié doit permettre de satisfaire aux besoins des diverses parties. L'industrie doit être rassurée quant au caractère pratique et réalisable de la réglementation. Les planificateurs de projets doivent connaître les règles et les règlements qui régissent leurs activités. Les institutions financières doivent recevoir l'assurance que les projets dans lesquels elles investissent sont conformes à la réglementation. Le public doit savoir et accepter qu'une réglementation adéquate est en place pour garantir la sécurité publique et la protection de l'environnement. Enfin, l'organisme de réglementation doit aussi être assuré que le cadre lui permet de satisfaire ses besoins en matière de rapports, de conformité ou d'autres exigences réglementaires.

Un autre point particulier qui doit être précisé par la réglementation est le traitement des émissions « évitées » et « captées ». L'application d'une technologie de la CSC accroît la quantité d'énergie utilisée par le système énergétique car de l'énergie supplémentaire est nécessaire pour capter, comprimer, transporter et injecter le CO_2. Si cette énergie supplémentaire est obtenue de combustibles fossiles, le système émettra plus de CO_2. Par conséquent, il existe un écart entre la quantité réelle de CO_2 capturée et stockée dans un système (émissions brutes) et la quantité de CO_2 non produite (émissions nettes) par l'utilisation de la CSC pour réduire les émissions de l'usine de départ conçue en l'absence de CSC. À titre d'exemple, si l'installation munie de la technologie CSC capte 90 % des émissions, la quantité d'émissions évitée pourrait n'atteindre que de 75 à 80 % des émissions antérieures étant donné la production d'émissions supplémentaires. Indépendamment du cadre réglementaire en place, il se doit de distinguer entre ces deux types d'émissions afin d'en permettre un suivi exact.

Une autre question est celle de la permanence du CO_2 stocké dans une formation géologique. Une approche intéressante au problème de l'infiltration lente mais constante du CO_2 à travers la lithosphère et de sa fuite possible dans l'atmosphère consiste à fixer la quantité totale de combustibles fossiles en place pour fixer une limite supérieure au temps de stockage nécessaire (AIE, 2004). Par exemple, si les combustibles fossiles sont utilisés jusqu'à l'atteinte de leur plein potentiel et si une concentration de CO_2 de 450 ppm dans l'atmosphère est jugée être la limite acceptable, la durée du stockage dans la formation géologique devra être d'au moins 7 000 années (AIE, 2004). Indépendamment d'une telle limite, les lieux de stockage géologique devraient être conçus en fonction de l'absence de fuite et la réglementation devrait établir clairement des niveaux acceptables de fuite et d'infiltration fondés sur cette limite (dans l'éventualité de tels événements).

D'autres éléments importants d'un cadre réglementaire pour la CSC ont trait à la surveillance, à la mesure et à la vérification (SMV) des émissions stockées. La SMV jouera un rôle important pour la détermination du rendement des systèmes de stockage en permettant de vérifier si des quantités massives de CO_2 peuvent être stockées à long terme. La SMV constitue un secteur de réglementation important car elle suppose un ensemble essentiel de procédures et de protocoles pour les préoccupations en matière de santé, de sécurité et de protection de l'environnement ayant trait aux activités de stockage.

Création de capacités

Une industrie de la CSC est prête à débuter au Canada et au niveau mondial. Les coûts de mise au point et de mise en œuvre des technologies et des pratiques nouvelles de la CSC sont cependant élevés. Les activités et les investissements de l'industrie se doivent donc d'être concentrés et stratégiques. La définition d'une démarche pour l'investissement en création de capacités, tant en personnel qu'en infrastructures, constitue une étape importante qui doit être orientée par une politique.

Le Canada et les autres pays tireront le plus d'avantages en appuyant une démarche partage des coûts, mise en commun de l'expertise, collaboration et diffusion des connaissances visant la création de capacités mondiales en CSC. La technologie de la CSC se doit d'être guidée, testée, adaptée et démontrée de façon commerciale et il existe un trop grand nombre de technologies prometteuses pour qu'un seul pays puisse entreprendre seul ces étapes nécessaires. En outre, les projets à grande échelle sont coûteux. Ainsi, le projet Weyburn de surveillance et de stockage du CO_2 de l'AIE, un projet de RAP-CO_2 canadien réalisé en Saskatchewan, a déjà coûté 28 millions de dollars (CAN) qui s'ajoutent aux coûts d'un projet commercial de départ dont l'investissement est de 1,5 milliard de dollars (CAN). Le projet de stockage du CO_2 dans un aquifère salin (projet Sleipner) réalisé en Norvège a coûté une somme semblable. Il faudra réaliser au moins cinq ou six autres projets de démonstration de ce genre, suivis d'essais en divers lieux pour déterminer les concepts les plus prometteurs, avant d'être en mesure de déterminer les meilleures démarches pour la CSC. Étant donné l'ampleur de ces investissements et les longs délais d'exécution pour le développement et la vérification des projets, la collaboration internationale est importante et une politique stratégique pour la création de cette capacité mondiale est essentielle.

Une autre forme essentielle à la création formelle de capacités est l'investissement dans le capital humain par le truchement de l'éducation, de la recherche, du mentorat et de la planification de la relève. Les gouvernements, les sociétés et les organismes de recherche engagés dans des activités de CSC ont un intérêt direct dans le financement de programmes formels d'éducation en CSC, cela afin de favoriser la formation de la prochaine génération d'ingénieurs, de techniciens, de décideurs et de chefs d'entreprise oeuvrant dans ce domaine. Une composante importante de cette formation et de cette éducation est le transfert des compétences, des connaissances et de l'expertise actuelles à la prochaine génération de chercheurs et de praticiens et il faut donc consentir des efforts formels à la planification de la relève et au mentorat.

Sensibilisation du public

La sensibilisation du public à l'égard de la CSC et, ensuite, son acceptation sont nécessaires à une large mise en oeuvre, tant au Canada qu'ailleurs dans le monde, des projets de capture et de stockage de CO_2. Le concept de la capture et du stockage du CO_2 dans des structures géologiques est cependant relativement nouveau et passablement inconnu de la population en général d'un grand nombre de pays. Des enquêtes réalisées au Japon indiquent que 31 % des répondants connaissaient la CSC, mais ce pourcentage n'était que de 4 % aux États-Unis (GIEC, 2005). En outre, certains répondants percevaient la CSC comme une solution de fin de parcours, c'est-à-dire une technologie qui ne s'attaquait qu'aux symptômes et non à la

cause des changements climatiques. D'autres considéraient la CSC comme une tactique permettant de prolonger l'utilisation des combustibles fossiles au lieu d'autres sources d'énergie renouvelable. La plupart des enquêtes réalisées jusqu'à maintenant indiquent que même l'appui accordé à la CSC l'était avec hésitation plutôt qu'avec enthousiasme (GIEC, 2005).

Une diffusion et une sensibilisation efficaces permettront de faire contrepoids à l'information incomplète ou aux vues non fondées. Elles favoriseront une connaissance généralisée de cette importante option pour l'atteinte des objectifs du Canada en matière de changements climatiques ainsi que du rôle central que peut jouer cette technologie pour le passage de l'économie actuelle à une nouvelle économie de l'énergie à faibles émissions. La sensibilisation du public n'incombe pas seulement au Canada. Il s'agit d'une question mondiale dont la solution doit être internationale. Même si le Canada, ou un autre pays, adoptait cette technologie, cette dernière se devrait d'être acceptée au niveau mondial pour que l'industrie puisse se développer, cela à cause de la nature planétaire des changements climatiques et des solutions à apporter. Il faut donc en arriver à une plus grande diffusion et à plus de sensibilisation pour la population en général, les décideurs et les responsables de la réglementation, et ce, tant à l'échelle nationale qu'internationale.

Une forme spéciale de sensibilisation est requise pour les financiers et les assureurs car les entreprises qui mettront au point et appliqueront les technologies de la CSC seront dépendantes de ces intervenants pour l'obtention de capitaux et l'autorisation des démarches de gestion des risques de leurs projets.

Résumé de la section

Selon l'AIE, les combustibles fossiles satisfaisaient à 80 % de la demande mondiale d'énergie en 2002 et cette valeur augmentera à 82 % en 2030. Bien que des gains d'efficacité soient obtenus dans l'utilisation de l'énergie, il faudra une augmentation de 60 % de l'approvisionnement en énergie pour satisfaire à la demande totale pendant cette période. En résumé, la demande mondiale en énergie continuera de croître et les sources de combustibles fossiles continueront d'être la source d'approvisionnement utilisée. La demande en énergie croît aussi au Canada, un pays qui bénéficie de riches ressources en combustibles fossiles conventionnels et non conventionnels d'envergure mondiale.

Au même moment, divers enjeux critiques compliquent les choix qui sont faits en matière d'approvisionnement en énergie. Des problèmes environnementaux, comme les changements climatiques, exercent des pressions pour une réduction de la dépendance mondiale envers les combustibles fossiles. La technologie de la CSC offre une solution de rechange en permettant le développement de secteurs de l'industrie des combustibles fossiles à faibles émissions. Une telle technologie présente un énorme avantage pour le Canada et les autres pays qui disposent de vastes ressources de combustibles fossiles, tant conventionnels (comme le pétrole, le gaz et le charbon) que non conventionnels (comme les sables bitumineux et le méthane de houille). Un secteur de la CSC fort et prospère serait utile aux pays comme le Canada qui s'efforcent de respecter leurs engagements en matière de réduction des GES à l'échelle planétaire tout en maintenant la croissance de leur économie nationale.

Diverses autres sources d'énergie s'avèrent prometteuses pour satisfaire à la future demande, mais chacune présente des problèmes particuliers. L'hydroélectricité voit son potentiel de croissance limité par la disponibilité de la ressource. L'énergie nucléaire fait face à un ensemble complexe de défis économiques, environnementaux et sociaux qui empêchent cette industrie de croître dans les pays occidentaux. Les autres technologies d'énergie renouvelable en sont encore à leurs premiers stades de développement. Il faut donc une solution de remplacement pendant l'intérim, comme la technologie de la CSC qui permet d'utiliser des combustibles fossiles à faibles émissions en attendant qu'une énergie de remplacement soit mise en œuvre. La CSC ne devrait cependant pas être seulement perçue comme une solution de transition, mais plutôt comme un moyen de transformation vers une industrie de l'énergie de l'avenir à faibles émissions, comme celle de l'hydrogène-électricité ou, même, une industrie fondée sur la biomasse.

D'ici là, les ressources actuelles peuvent être utilisées d'une bien meilleure façon. La CSC peut être appliquée à la RAP-CO_2, à la RAGN-CO_2 ou à la RAMH-CO_2 pour accroître les réserves récupérables tout en accélérant leur récupération. D'une façon ou d'une autre, il en résulte un bénéfice accompagné d'avantages environnementaux et sociaux pour tous les Canadiens.

Le dernier défi est celui de l'élaboration d'une politique efficace pour la CSC afin d'en gérer le rôle au sein du système énergétique actuel et futur. Une grande partie des travaux de CSC réalisés jusqu'à maintenant sont de nature technique et sont surtout axés sur des activités de recherche, de développement et de mise en place de la technologie. Il faudra réaliser beaucoup plus de travail sur un cadre stratégique, un cadre réglementaire, l'acquisition de capacités et la sensibilisation du public en matière de CSC. L'information technique fournie dans la feuille de route technologique sur la CSC a notamment pour objet de mieux informer les décideurs pour leurs travaux dans ces domaines stratégiques relativement nouveaux.

3. Les occasions – combustibles fossiles à faibles émissions

Le Canada est en bonne position pour bénéficier de la mise au point et de l'application ultérieure de la technologie de la CSC, cela tant au pays qu'à l'étranger. La CSC permettra de réduire les effets des changements climatiques. Elle constitue aussi une occasion économique car cette technologie serait appliquée tant au Canada qu'ailleurs dans le monde et cela ouvrirait un large marché à quiconque la mettrait au point. Le fait d'accroître la valeur des secteurs des combustibles fossiles déjà innovateurs et avancés et d'élargir leurs bases de ressources par l'obtention d'une technologie et de connaissances nouvelles se traduirait par des avantages supplémentaires pour tous les Canadiens.

Comme on peut le voir dans la figure 3.0, la CSC fournit toute une gamme d'occasions (et donc de technologies) tout au long de la chaîne de valeurs, de la capture du CO_2 à partir d'importantes sources ponctuelles, à sa compression et à son transport entre les sites et, enfin, à son injection et à son stockage dans des formations géologiques profondes. Par exemple, ce processus peut comprendre la capture du CO_2 de sources industrielles, comme une centrale

Aperçu de la section :

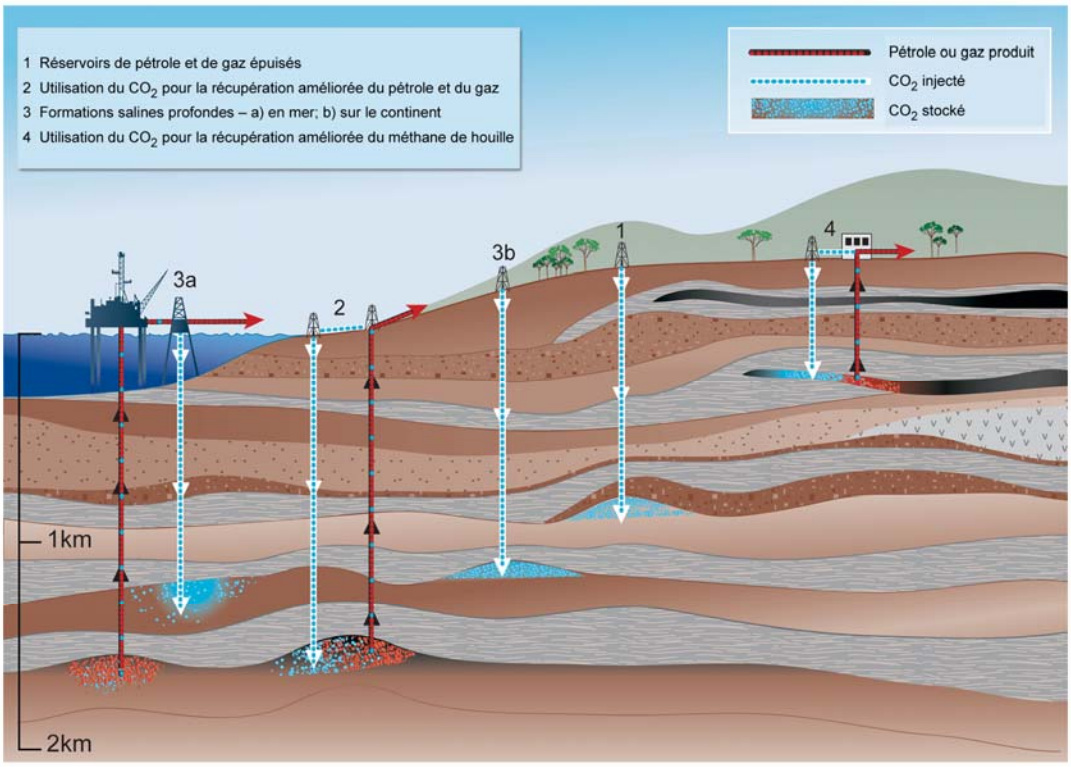
La mise au point de la technologie de la CSC à des fins nationales sera source d'avantages économiques, environnementaux et sociaux pour tous les Canadiens.

Plus de 8 000 sites de capture ont été répertoriés sur la planète et le potentiel de stockage se situe entre 1 700 et 11 000 Gt d'éCO$_2$.

Trois régions canadiennes permettraient actuellement la capture de près de 3,4 Mt de CO_2 par an pouvant être stockées dans le BSOC, dont le potentiel de stockage (dans les seuls réservoirs de pétrole et de gaz) est de 3 762 Mt de CO_2.

Le but ultime est d'obtenir une industrie canadienne des combustibles fossiles à faibles émissions et la réalisation de travaux de R et D en CSC suivie de la mise en oeuvre de cette technologie seraient intrinsèquement avantageuses pour le pays.

Figure 3.0 Options de stockage géologique du CO_2



(Source : GIEC, 2005)

thermique, son transport par pipeline et son injection dans des sites à valeur ajoutée ou sans valeur ajoutée (comme des réservoirs de pétrole et de gaz en production, des gisements de charbon ou des aquifères salins profonds).

Par une heureuse coïncidence, l'utilisation des combustibles fossiles qui est à l'origine de la plus grande partie des émissions anthropiques planétaires de CO_2 crée aussi les plus grandes possibilités de stockage par l'espace interstitiel libéré dans les réservoirs de combustibles fossiles. De plus, bon nombre des possibilités de capture se trouvent dans les installations utilisées pour les combustibles fossiles. À cela s'ajoute le fait que le CO_2 peut servir à améliorer la récupération des combustibles fossiles en l'utilisant pour les chasser de l'espace interstitiel qu'ils occupent. Ils sont alors remplacés par du CO_2 dans l'espace du réservoir ainsi rendu disponible (comme on peut le voir sous l'option 2 de la figure 3.0*)*. L'avantage secondaire résultant de la récupération améliorée (par RAP-CO_2, RAGN-CO_2 ou RAMH-CO_2) fait que ce type de stockage sera sans doute le premier à être utilisé, venant ensuite le stockage dans des réservoirs d'hydrocarbures épuisés et dans des aquifères salins profonds.

La présente section débute par un aperçu des possibilités d'application de la CSC dans un contexte mondial au moyen d'un examen du potentiel de stockage et des sources possibles à l'échelle mondiale. On traite ensuite des possibilités au Canada, ici aussi dans le contexte du stockage et des sources. Le fait de traiter du stockage avant les sources est voulu car il est important de se faire une idée de la capacité de stockage totale avant de traiter de la quantité de CO_2 pouvant être captée.

Tableau 3.0 Programmes et initiatives de la CSC

Programme ou initiative	Données organisationnelles	Mission
CO_2 Capture project (CCP)	Initiative de l'industrie dirigée par huit sociétés pétrolières et gazières et comportant une certaine participation gouvernementale. Créée en 2000.	Mettre au point de nouvelles technologies innovatrices pour la réduction des coûts de la CSC.
Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)	Initiative internationale lancée en 2003. Compte vingt membres dont la Chine, les États-Unis, le Japon, le Canada et plusieurs membres de l'UE. Le CSLF regroupe en une même organisation d'importants pays producteurs et utilisateurs d'énergie.	Faciliter la mise au point de technologies de la CSC, rendre ces technologies largement accessibles au niveau international et définir et examiner des enjeux de portée plus large en matière de CSC (notamment les questions de politiques ou de réglementation).
Greenhouse Gas Programme de l'Agence internationale de l'énergie (programme sur les GES de l'AIE)	Programme coopératif de recherche international créé en 1991 (regroupe 16 pays membres et dix parrains de l'industrie. La CSC est un axe important du programme sur les GES de l'AIE.	Évaluer des technologies de réduction des émissions de GES, promouvoir et diffuser les résultats et les données des évaluations, faciliter la recherche appliquée, le développement et la démonstration (R et D et D).
Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan du Département de l'énergie des États-Unis	Programme de R et D du gouvernement américain axé sur la CSC. Mises à jour annuelles de la feuille de route technologique sur la séquestration du carbone et du plan du programme.	Réaliser de la R et D sur des méthodes de séquestration abordables et sûres pour la réduction des émissions de GES par la CSC et donc la stabilisation des concentrations atmosphériques de GES.
Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO_2CRC)	Programme du gouvernement australien à l'appui de la collaboration des centres de recherche, du gouvernement et de l'industrie en Australie et dans le monde.	Réaliser des recherches sur les éléments logistiques, techniques, financiers et environnementaux de la capture du CO_2 des sources d'émissions industrielles et son stockage dans des formations géologiques profondes.
Réseau canadien de la technologie liée à la capture et au stockage du CO_2 (RCTCSC)	Collaboration de divers intervenants visant à établir des synergies entre les travaux de recherche canadiens sur la CSC. A amorcé le processus de la FRTCSC au Canada.	Promouvoir la mise au point et l'application d'une technologie des émissions zéro au Canada en mettant l'accent sur la CSC.

(Source : CCP, 2005; CSLF, 2005; Programme sur les GES de l'AIE, 2005; Département de l'énergie des É
RCTCSC, 2005)

Possibilités internationales pour la CSC

La plupart des activités de CSC sont réalisées ou l'ont été en Amérique du Nord, en Europe (mer du Nord et régions environnantes), en Australie et au Japon, et ce sont ces pays ou régions qui sont ou ont été les chefs de file de la mise au point de la CSC. Il y a plusieurs années, l'Agence internationale de l'énergie (par son *Programme de R&D sur les gaz à effet de serre*) prévoyait que la technologie de la CSC jouerait un rôle appréciable dans la lutte contre les changements climatiques. L'AIE considère toujours la CSC comme une option de stockage prometteuse permettant d'obtenir des réductions importantes dans un avenir prévisible (AIE, Programme de R&D sur les GES, 2005). De nombreux programmes, initiatives et partenariats internationaux ont pour objectif spécifique la mise au point et l'application de la technologie de la CSC (voir le

tableau 3.0), ce qui montre l'importance de l'appui international actuellement accordé à ce secteur technologique.

Le GIEC a récemment présenté un avis à la CCNUCC sur les technologies de la CSC (pour le stockage géologique et océanique). Ce rapport récent, dont le titre est *Rapport spécial du GIEC : Piégeage et stockage du dioxyde de carbone*, servira aux futures délibérations de la CCNUCC qui comporteront des discussions et des décisions stratégiques sur le rôle éventuel du stockage dans les formations géologiques ou dans les océans pour la lutte contre les changements climatiques. Il est mentionné dans le rapport que, de l'ensemble des mesures de stabilisation des concentrations de GES, celle de la capture et du stockage géologique est importante car elle offre la possibilité d'obtenir des réductions des GES au cours des prochaines décennies même si les combustibles fossiles continuent de dominer les marchés de l'énergie (GIEC, 2005). La CSC (avec stockage géologique) est l'une des rares options actuelles permettant d'obtenir les importantes réductions de GES nécessaires, en plus de celles obtenues par l'efficacité énergétique et les combustibles de remplacement. La CSC continuerait de jouer un rôle même après l'arrivée de la nouvelle énergie du futur où les transporteurs d'énergie seraient l'hydrogène et l'électricité.

Possibilités de stockage

L'étude de sites naturels ou artificiels analogues indique que le CO_2 pourrait être stocké de façon sûre dans des formations géologiques un peu partout dans le monde. De grandes quantités de CO_2 existent déjà à l'état naturel dans un grand nombre de formations géologiques diverses du monde où elles sont emprisonnées de façon sûre depuis des millions d'années. Le CO_2 se rencontre souvent dans des bassins sédimentaires où l'on trouve aussi du pétrole, du gaz naturel et d'autres liquides ou gaz qui y sont présents depuis des temps géologiques. Aux profondeurs supérieures à 800 m, le CO_2 se trouve en phase supercritique (semblable à la phase liquide) et sa densité permet de le stocker de façon efficace dans l'espace interstitiel (GIEC, 2005).

Tableau 3.1 Capacité mondiale de stockage géologique

Possibilités de stockage	Potentiel de stockage (en Gt de CO_2)
Champs de pétrole et de gaz épuisés (y compris la RAP et la RAG)	675 - 900
Gisements de charbon impossibles à extraire (y compris la RAMH)	3-15 - 200
Aquifères salins profonds	1,000 - 10,000
Stockage géologique total	1,678 - 11,100

(Source : GIEC, 2005)

Les structures géologiques et les propriétés physiques des champs de pétrole et de gaz de la planète ont été étudiées de façon approfondie et sont bien comprises. En outre, des infrastructures et des puits sont déjà en place et pourraient être adaptés ou augmentés pour la manutention et le stockage du CO_2. Cela accroîtrait de façon appréciable la capacité totale de stockage en favorisant la rentabilité de l'injection et du stockage du CO_2 dans le sous-sol.

On trouve dans le monde des centaines de bassins sédimentaires qui sont plus ou moins adaptés au stockage du CO_2. Certains offrent d'excellentes possibilités, d'autres devront faire l'objet d'études plus poussées et d'autres ne sont pas du tout appropriés. Des estimations du potentiel technique mondial pour le

Figure 3.1 Possibilités mondiales de stockage

(Source : GIEC, 2005)

stockage géologique sont présentées dans le tableau 3.1. Il apparaît clairement que le plus grand volume se trouve dans les aquifères salins profonds, mais il existe aussi une énorme possibilité dans les champs de pétrole et de gaz épuisés et les gisements de charbon (qui ne peuvent être exploités). Étant donné l'expertise et les connaissances actuelles en matière de réservoirs de pétrole et de gaz et les avantages économiques de l'utilisation du CO_2 pour la RAP, la RAGN et la RAMH, il est probable que l'élaboration d'infrastructures et de systèmes de CSC sera axée sur ces possibilités. Au taux actuel des émissions de GES, cette capacité économique pourrait bien représenter des centaines d'années de stockage (GIEC, 2005).

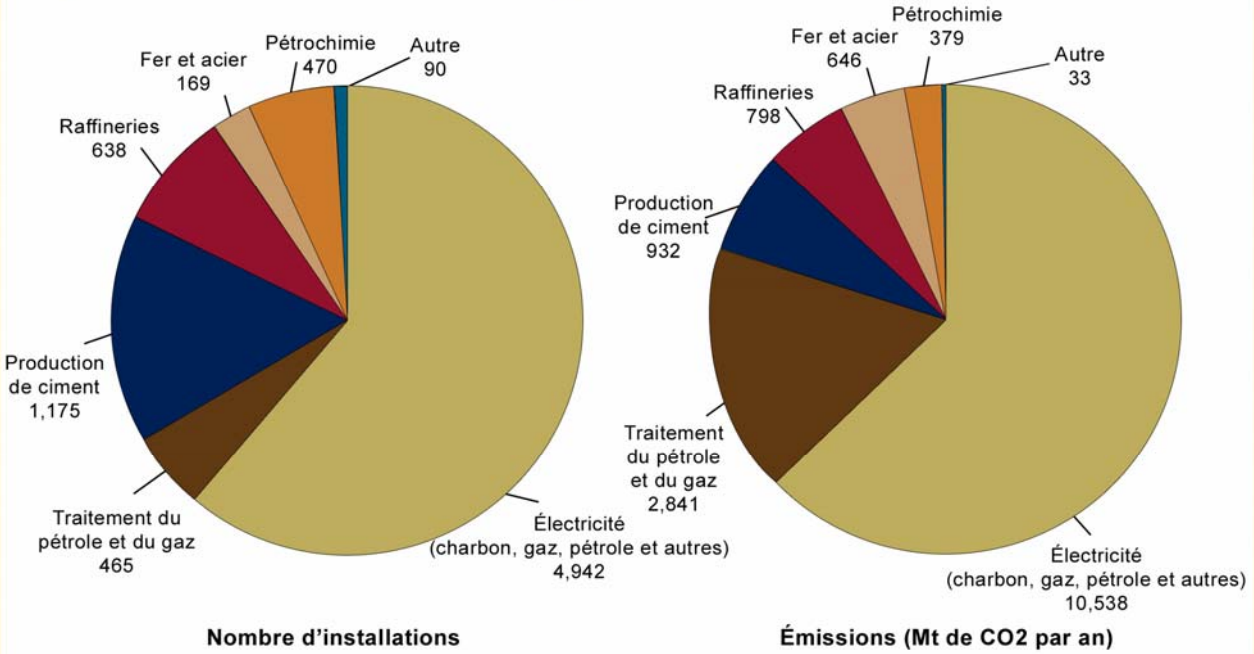
La figure 3.1 montre l'emplacement géographique des sites de stockage à l'échelle mondiale et précise les lieux où le stockage pourrait être très possible ou improbable. Les renseignements présentés sont assez approximatifs et seront sans doute modifiés à mesure que des recherches seront effectuées, mais ils illustrent bien la situation. Il existe des capacités de stockage partout dans le monde, mais le potentiel de certaines régions est plus élevé.

Sources

Plusieurs facteurs servent à déterminer le caractère pratique d'une source de CO_2. Le volume des émissions de CO_2 pouvant être capté est important car il doit être élevé pour justifier les coûts de mise en place d'une infrastructure. La concentration de CO_2 et sa pression partielle dans le flux de gaz sont aussi importantes car les deux influent sur l'efficacité de la capture et de la compression du CO_2. Seules des sources fixes sont envisagées actuellement car même les plus importantes sources mobiles (navires océaniques ou avions) sont insuffisantes pour justifier la capture du CO_2.

Une base de données regroupant 8 049 installations industrielles réparties dans le monde et dont les émissions annuelles sont supérieures à 100 kt d'éCO_2 a été établie. Ensemble, ces installations sont à l'origine de 70 % des émissions mondiales de CO_2 (GIEC, 2005). De ces sources, 4 942 produisent de l'électricité et, ensemble, émettent 10 538 Mt d'éCO_2 par an. Elles sont présentées dans la figure 3.2 où l'on trouve le nombre total des importantes sources ponctuelles par catégorie ainsi que le total des émissions planétaires par type d'installation.

Figure 3.2 Sources mondiales de CO2 par nombre d'installations et émissions totales



(Source : GIEC, 2005)

Les sources sont très variables et comprennent des centrales thermiques, des usines de traitement du pétrole et du gaz ainsi que d'autres installations industrielles. La production d'électricité, surtout à partir du charbon, apparaît comme la meilleure possibilité d'application de la CSC à long terme à cause de l'abondance des réserves de charbon mondiales et du profil des émissions de CO_2 de cette industrie. C'est sur ce segment du secteur énergétique que la CSC aurait la plus grande incidence. Viennent ensuite les industries du traitement et du raffinage du pétrole et du gaz et celles de la fabrication (ciment, fer et acier et produits pétrochimiques). Une troisième catégorie serait celle de l'industrie du transport (qui n'est pas représentée dans la figure). L'objectif serait de décarboner les carburants utilisés pour le transport, ce qui ne pourrait être fait qu'après avoir modifié de façon importante les infrastructures et les systèmes de transport.

De toutes ces sources, certaines offrent des possibilités particulièrement intéressantes. Ce sont les sources à concentrations élevées, comme les installations de production d'hydrogène et de fabrication d'engrais. Ces dernières sont souvent considérées comme celles permettant de procéder le plus rapidement à la capture du CO_2 dans des installations commerciales. Il serait actuellement possible de capter 13 Mt d'éCO_2 de ces installations (GIEC, 2005).

Figure 3.3 Possibilités mondiales de sources

(Source : GIEC, 2005)

La répartition géographique des sources industrielles est importante pour la détermination des meilleures possibilités. Les sources éloignées ne sont pas idéales à cause des coûts de transport. La figure 3.3 illustre les sources possibles à l'échelle mondiale (par importance) qui sont superposées sur la carte de la figure 3.1. Un premier examen des deux cartes montre de bonnes corrélations entre les sources et les bassins de stockage, bon nombre des sources étant situées au-delà ou à moins de 300 km d'un site de stockage (GIEC, 2005). Dans certains cas, les sources sont à proximité de champs pétroliers ou gaziers en production (comme dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien), ce qui présente à la fois un avantage environnemental pour le stockage et un avantage économique pour la production améliorée d'hydrocarbures. L'AIE signale cependant que bon nombre des sources les plus importantes situées en Europe, en Chine et en Inde sont éloignées des meilleurs sites de stockage qui sont situés en Russie, au Moyen-Orient et en Afrique (AIE, 2004). Par conséquent, bien qu'il existe une certaine corrélation géographique, bon nombre des meilleures possibilités de réduction des émissions exigeraient des réseaux de transport à grande échelle (sous forme de pipelines ou de navires-citernes) pour amener le CO_2 vers des sites de stockage appropriés. La situation relative des sources et des sites de stockage possibles constitue l'un des facteurs limitants de la création d'une infrastructure et de systèmes pour la CSC.

En appariant les sources ponctuelles locales avec les possibilités commerciales de RAP-CO_2, de RAGN-CO_2 ou de RAMH-CO_2, le GIEC a trouvé plus de 500 endroits dans le monde où les coûts nets de la CSC pourraient être faibles. À eux seuls, ces 500 sites représentent un assez grand potentiel pour la mise en œuvre d'une industrie mondiale de la CSC.

Possibilités nationales pour la CSC

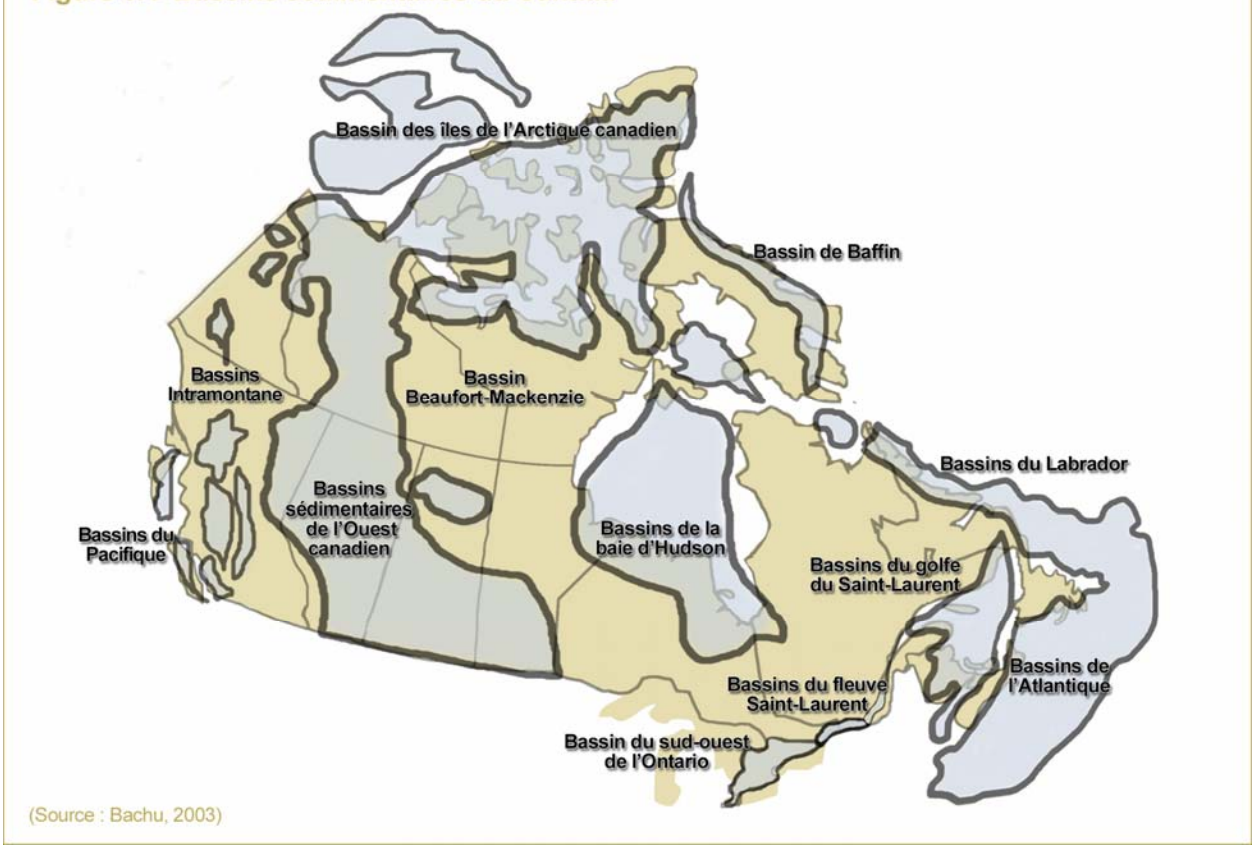
La mise au point et la commercialisation de la technologie de la CSC auraient des incidences favorables dans certaines régions du Canada. De nombreuses industries canadiennes utilisent des procédés à forte intensité de CO_2 et de nombreuses régions du pays présentent un excellent potentiel de stockage à proximité de ces sources. Les plus grandes possibilités, tant pour la capture que pour le stockage, se trouvent dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), une zone qui s'étend en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba et dans les Territoires du Nord-Ouest, au Canada, et qui déborde jusqu'aux États-Unis. Il existe plusieurs possibilités pour la technologie de la CSC de part et d'autre de la frontière, par exemple le projet en cours à Weyburn, en Saskatchewan, où une installation canadienne de RAP-CO_2 est alimentée en CO_2 à partir d'une installation américaine de gazéification du charbon.

Potentiel de stockage

On compte 68 bassins sédimentaires sur le territoire canadien, dont bon nombre sont en mer ou longent les côtes du Pacifique, de l'Atlantique ou de l'Arctique. Les bassins sédimentaires présentant le meilleur potentiel de stockage de CO_2 sont illustrés à la figure 3.4 où les bassins plus petits sont regroupés en 11 bassins régionaux, comme ceux de l'Ouest canadien, de Beaufort-Mackenzie et du sud-ouest de l'Ontario.

Le BSOC, où est concentrée la plus grande partie de la production de pétrole et de gaz naturel au Canada, est formé de deux bassins continentaux (Alberta et Williston). Le BSOC est un bassin d'envergure mondiale des points de vue des ressources en hydrocarbures et du potentiel de stockage géologique. Les bassins situés en mer le long de la côte est (comme ceux de l'Atlantique et du Labrador) et les bassins du Nord (bassins de Beaufort-Mackenzie, des Îles de l'Arctique canadien et de Baffin) pourraient aussi constituer des sites de stockage importants quand les ressources en hydrocarbures de ces régions seront extraites et produites.

Figure 3.4 Bassins sédimentaires du Canada



(Source : Bachu, 2003)

Les bassins sédimentaires de la figure 3.4 sont décrits et placés par ordre de leur pertinence pour le stockage à long terme du CO_2 dans le tableau 3.2. L'ordre a été établi à partir des critères suivants :

- Profondeur et pression suffisantes pour permettre le stockage du CO_2 dans sa phase dense (de 800 à 1 000 m dans les bassins à température élevée et de 1 000 à 1 500 m dans les bassins à température froide) ou, si le mécanisme de stockage est l'adsorption sur le charbon, de 300 à 1 500 m.
- Zones stables du point de vue tectonique non favorables à la formation de plis ou de failles qui accroissent les possibilités de fuites ou d'infiltrations (les bassins du Pacifique et Intramontane ne sont donc pas généralement jugés acceptables).
- Formations sous pression réduite, qui présentent généralement moins de problèmes techniques ou liés à la sécurité et qui sont donc plus appropriées (les formations profondes du bassin Beaufort-Mackenzie et du bassin de l'Atlantique présentent souvent des surpressions).
- Aquifères salins profonds pour lesquels on connaît des écoulements sur de longues distances à l'échelle régionale et qui garantissent des temps de séjour extrêmement longs pour le CO_2.
- Roche de couverture importante garantissant une faible probabilité que le CO_2 migre vers des horizons moins profonds et finisse par atteindre la surface.
- Champs d'hydrocarbures matures et développés dont les caractéristiques du réservoir au point d'injection sont biens connues. Les connaissances et l'expérience favorisent le succès d'une injection efficace dans des réservoirs épuisés.
- Proximité de sources d'émissions de CO_2 appréciables et conditions locales et infrastructures permettant le transport du CO_2 vers les sites d'injection.

Comme cela a déjà été mentionné, le BSOC est considéré comme un site d'envergure mondiale pour le stockage géologique et l'on consacre donc des efforts importants pour la caractérisation et l'évaluation régionales détaillées du bassin. Au total, les capacités de stockage estimées dans les 25 777 réservoirs de gaz et les 9 149 réservoirs de pétrole en production dans le BSOC sont, respectivement, de 8 557 Mt de CO_2 et de 853 Mt de CO_2, auxquels s'ajoutent 639 Mt de CO_2 de capacité en RAP-CO_2 seulement (Bachu et Shaw, 2005). Si on se limite aux installations d'une capacité minimum de 1 Mt de CO_2 à une profondeur se situant entre 900 et 3 500 m (ce qui réduit la liste aux projets les plus rentables et à ceux qui pourraient être mis en œuvre au cours des trois prochaines décennies), la capacité de stockage pratique chute, respectivement, à 3 200 et à 562 Mt de CO_2, dont 450 Mt de CO_2 seraient attribuables à la RAP (Bachu et Shaw, 2005). De la capacité de stockage possible dans les réservoirs de pétrole et de gaz du BSOC, 2 822 Mt de CO_2 se trouvent en Alberta, 800 dans le nord-est de la Colombie-Britannique, 118 en Saskatchewan et 1 au Manitoba (Bachu et Shaw, 2005). Il est à signaler que ces chiffres (et ceux présentés plus bas) font actuellement l'objet d'une révision, mais les ordres de grandeur sont représentatifs.

D'autres sites au Canada s'avèrent prometteurs pour le stockage. La capacité de stockage dans les gisements de charbon a été estimée à 2 000 Mt de CO_2. La capacité des aquifères au Canada apparaît être d'une centaine de fois plus importante que celle antérieurement estimée pour les réservoirs de pétrole et de gaz dans le BSOC. En résumé, la capacité de stockage ne constitue pas un facteur limitant pour la mise au point de la CSC au Canada. Ce qui limite les possibilités générales de stockage est l'emplacement de bon nombre des sites. Bien que le BSOC soit bien situé pour ce qui est des sources d'émissions industrielles en Alberta, en Saskatchewan et dans certaines parties de la Colombie-Britannique, l'Ontario dispose de moins de possibilités pour ses grands émetteurs industriels.

Les premières applications du stockage du CO_2 prendront sans doute la forme de réalisations à valeur ajoutée comme la RAP-CO_2 ou la RAMH-CO_2. De fait, environ 2 Mt de CO_2 sont déjà stockées dans le BSOC chaque année dans le cadre d'activités de RAP-CO_2 (AIE, 2004). Un autre volume de 1 Mt est stocké annuellement dans le BSOC par l'injection de gaz acides (AIE, 2004). Plusieurs autres activités de RAP-CO_2 pourraient raisonnablement donner lieu à l'injection de CO_2 d'ici 2015 et présentent un grand potentiel de stockage à grande échelle (peut-être jusqu'à 40 Mt) d'ici 2030. Si la récupération par RAMH-CO_2 s'avère commercialement rentable dans le BSOC, les gisements de charbon pourraient aussi servir au stockage du CO_2 au cours de la période allant de 2015 à 2030.

Tableau 3.2 Bassins canadiens propices au stockage du CO_2

Nom	Rang de pertinence	Justification de la pertinence
BSOC (y compris les bassins Alberta et Williston)	1 (maximum)	Bassin sédimentaire épais et mature dont les caractéristiques géologiques sont bien comprises. La plupart des réservoirs d'hydrocarbures ont été découverts et sont exploités et un grand nombre de réservoirs sont épuisés ou sur le point de l'être. On trouve en plusieurs endroits des infrastructures qui pourraient être adaptées et utilisées pour le transport et l'injection du CO_2.
Beaufort-Mackenzie	2	Bassin sédimentaire immature encore en voie d'exploration. Les réservoirs d'hydrocarbures ne sont pas encore en production et l'infrastructure n'est pas en place. Éloigné de sources importantes de CO_2.
Sud-ouest de l'Ontario	3	Couverture sédimentaire mince au-dessus de l'arche séparant les bassins Michigan et Algonquin. A subi une importante diagenèse (a subi d'importants changements). À proximité d'importantes sources de CO_2.
Fleuve Saint-Laurent	4	Bassin sédimentaire mince qui a subi une importante diagenèse. À proximité d'importantes sources de CO_2.
Plate-forme de l'Atlantique	5	Bassin sédimentaire immature encore en voie d'exploration. Premiers stades de production des réservoirs exploités. Infrastructure de transport et d'injection en mer coûteuse.
Îles de l'Arctique canadien	6	Bassin sédimentaire immature encore en voie d'exploration. Éloigné de sources importantes de CO_2 et l'infrastructure de transport et d'injection en mer sera coûteuse.
Golfe du Saint-Laurent	7	Bon potentiel dans les parties est du bassin de l'ouest de la Nouvelle-Écosse, surtout dans les gisements de charbon profonds. Le reste du bassin est généralement inexploré. La situation en mer rend coûteuse la construction d'une infrastructure de transport et d'injection.
Baie d'Hudson	8	Bassin sédimentaire immature en grande partie inexploré. Aucune découverte d'hydrocarbures commerciaux, donc absence d'infrastructure. Zone éloignée loin d'importantes sources de CO_2.
Intramontane	9	Potentiel appréciable pour le stockage dans les gisements de charbon. Failles et replis importants et possibilité appréciable de fuites. Éloigné d'importantes sources de CO_2.
Baffin et Labrador	10	Bassin sédimentaire immature encore en voie d'exploration et réservoirs exploités aux premiers stades de production. Région éloignée loin de sources de CO_2. Coûts très élevés de la construction d'une infrastructure de transport et d'injection dans la région.
Pacifique	11	Situé dans une zone tectonique active le long d'une zone de subduction. Possibilité appréciable de fuites lentes ou catastrophiques.

Remarque : Le rang donné aux bassins sédimentaires en mer reflète aussi l'incertitude quant à la légalité d géologique de CO_2 en vertu de la Convention de Londres ou de la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer.

(Source : Bachu, 2003; Gunter et Chalaturnyk, 2004)

Si la capacité estimée possible de stockage dans le BSOC (les 3 762 Mt de CO_2 déjà indiquées) était atteinte, cela représenterait près de 100 ans de conformité pour les GEF, en supposant l'atteinte de leur objectif de réduction des émissions annuelles de 39 Mt indiqué dans le *Projet vert* (Gouvernement du Canada, 2005). Dans le cas des entreprises du BSOC utilisant des combustibles fossiles, la CSC pourrait être source d'importants avantages économiques tout en réduisant les émissions de CO_2 sur une grande échelle.

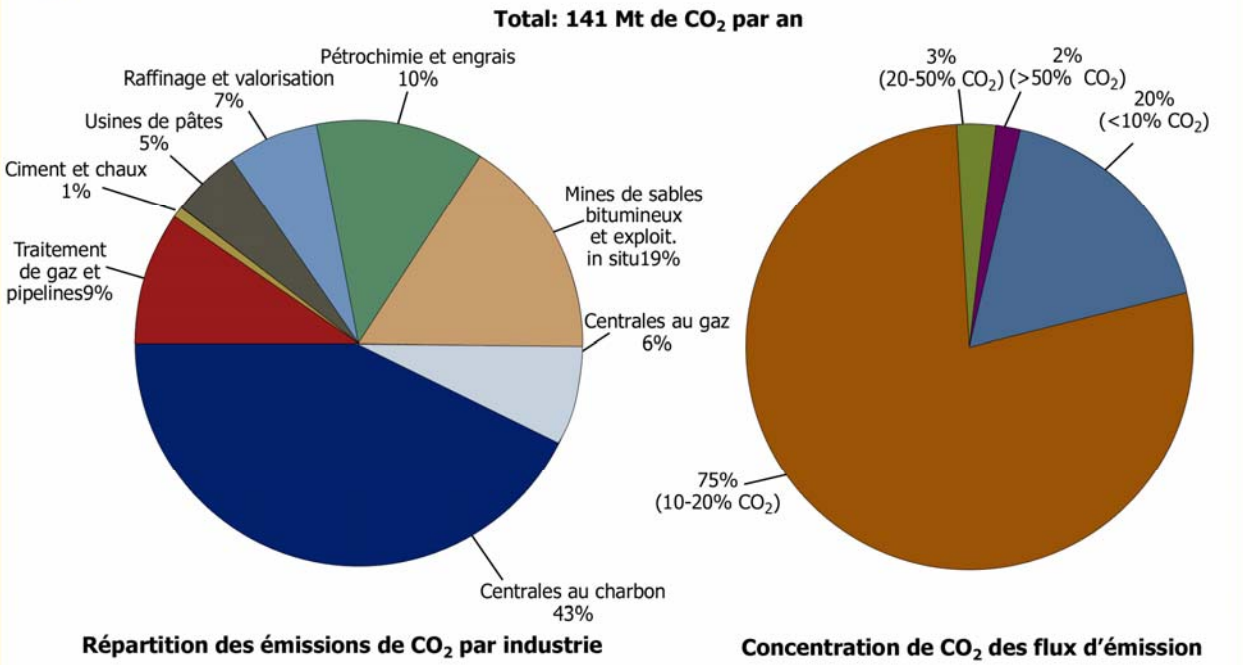
Sources

Les principales possibilités de capture de CO_2 au Canada sont représentées par les grandes installations industrielles qui utilisent des combustibles fossiles (et dans une mesure beaucoup moindre, de la biomasse) dans le cadre de leurs procédés industriels ou de fabrication. Il existe de telles installations partout au Canada, mais ce sont leurs concentrations dans le BSOC qui sont les premières à envisager car la capture ne peut être rentable que s'il existe des installations de stockage à l'échelle commerciale. Comme le montre la figure 3.5, les installations situées dans le BSOC comprennent des centrales électriques, des installations de traitement des sables bitumineux, des raffineries et des installations de valorisation, des usines pétrochimiques et de fabrication d'engrais, des usines de traitement du gaz et des pipelines, des installations de production de ciment ou de chaux et des usines de pâtes. Le premier diagramme indique le pourcentage de chaque secteur en fonction des émissions totales des GEF dans le BSOC. Les centrales thermiques (alimentées au charbon et au gaz) sont à l'origine de 49 % de ces émissions. L'utilisation de pétrole et de gaz en amont et en aval représente 35 % supplémentaire. Bon nombre des autres installations représentées dans

la figure se trouvent dans le BSOC à cause de l'accès à des combustibles fossiles à prix abordables pour la production d'énergie ou comme matière première.

Tout comme le volume total des émissions de CO_2 pouvant être capté, le degré de pureté de la source influe sur les coûts de la capture. Bon nombre des flux de gaz de combustion industriels présentent des concentrations de CO_2 inférieures à 20 % (voir les zones brune et bleue du deuxième diagramme de la figure 3.5) et les coûts de capture de ces flux relativement dilués sont très élevés. Les sources dont les coûts de capture sont les plus faibles correspondent aux sites industriels où le flux est très peu dilué, notamment les installations de production d'hydrogène, les usines d'ammoniac, les installations de séparation du gaz naturel et les installations de production d'éthane et d'oxyde d'éthylène. La concentration de CO_2 des gaz rejetés par ces installations peut être supérieure à 90 %, ce qui rend les coûts de capture très faibles car il arrive souvent qu'il n'y a pas lieu de procéder à une séparation. Les sources industrielles où l'on retrouve de telles émissions très concentrées sont les installations de traitement des sables bitumineux, les usines de gaz naturel et les usines d'ammoniac.

Figure 3.5 Sources et concentrations de CO2 dans le BSOC



(Source : Barrie et Gupta, 2005)

La figure 3.6 illustre l'emplacement des principales sources d'émissions de CO_2 dans le BSOC de même que la pertinence géologique générale du stockage du CO_2 dans diverses sous-régions du bassin. Bon nombre de sources de CO_2 acceptables sont relativement près de bons sites de stockage dans le bassin, ce qui réduit les coûts de transport. C'est cette proximité de bonnes sources et de bons sites de stockage qui fait du BSOC le meilleur endroit pour amorcer le développement d'une industrie de la CSC au Canada. Sous plusieurs aspects, cette conjoncture distingue le Canada des autres pays et lui donne un avantage pour le développement d'infrastructures et de systèmes de CSC nationaux.

Selon une étude, le volume possible estimé de production de CO_2 de sources à fortes concentrations dans trois zones du BSOC atteindrait 9 300 t par jour, ou près de 3,4 Mt par an (voir le tableau 3.3). La *Pragmatic Business Solutions Initiative* parrainée par le ministère de l'Énergie de l'Alberta et la Alberta Chamber of Resources (ACR) identifie ces mêmes trois endroits au cours d'une évaluation des centres d'émissions possibles – des endroits où des sources d'émissions appréciables sont regroupées et où un

Tableau 3.3 Estimations de la production de CO_2 en trois endroits

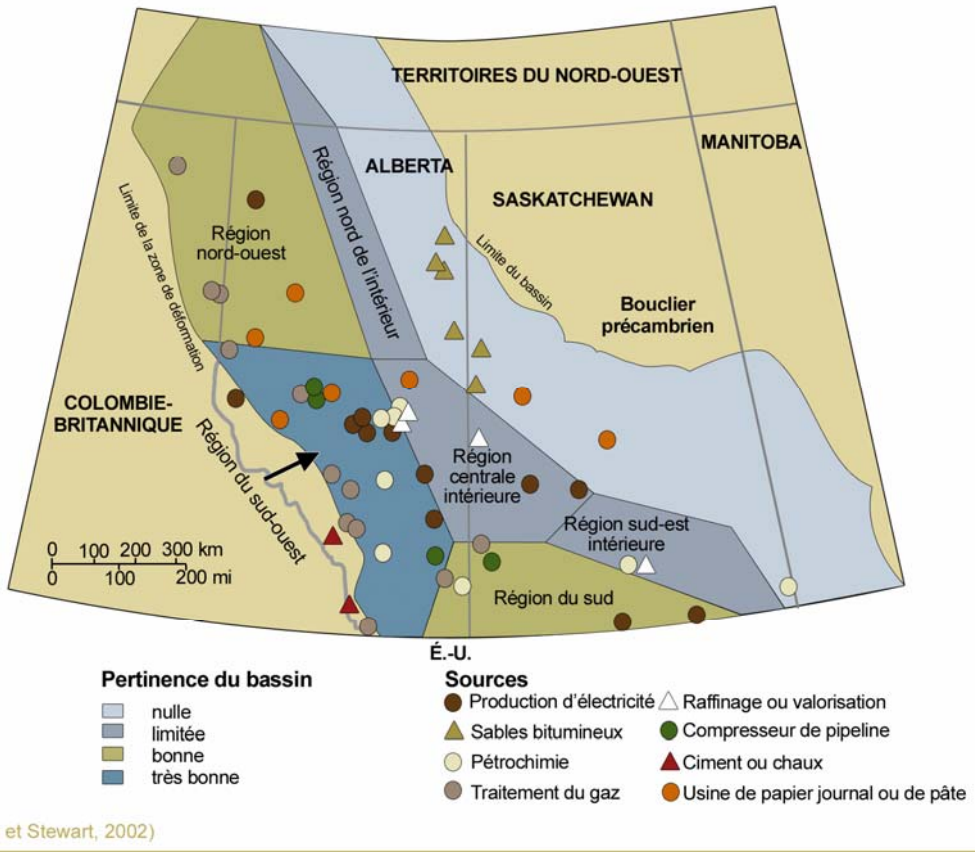
Endroit	Production de CO_2 (t/jour)	Source industrielle
Fort McMurray	5,500	Usines d'hydrogène
Fort Saskatchewan	2,500	Usines d'oxyde d'éthylène et d'urée
Red Deer-Joffre	1,300	Usines d'éthane, d'oxyde d'éthylène et d'éthanol

(Source : Luhning *et al.*, 2005)

système de captage du CO_2 serait rentable. Le concept des centres d'émissions découle de la nécessité de regrouper les émissions de diverses sources d'une même région, tout comme les centres pour le gaz naturel sont utilisés actuellement (le concept des centres d'émissions est traité de façon plus détaillée dans la section 4).

Il serait possible de capturer beaucoup plus d'émissions si des technologies du charbon écologique et de la CSC rentables étaient mises au point et appliquées au Canada. D'ici là, les secteurs les plus intéressants pour la capture du CO_2 au Canada sont ceux indiqués précédemment, à savoir les sables bitumineux et les usines d'engrais, d'éthanol et d'oxyde d'éthylène. De même, toute nouvelle infrastructure établie dans ces régions, ou d'autres régions, pourrait l'être de façon à permettre immédiatement la capture du CO_2 le jour où une industrie de la CSC pleinement commerciale sera en activité. Selon diverses estimations, de 10 à 100 Mt de CO_2 pourraient être capturées à partir de diverses sources industrielles et stockées chaque année dans le BSOC (au cours des prochaines décennies) si le Canada donnait vigoureusement suite à cette importante occasion technologique.

Figure 3.6 Principales sources de CO2 dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien



(Source : Bachu et Stewart, 2002)

Valeur des combustibles fossiles à faibles émissions

Le résultat le plus intéressant de la mise au point de la technologie de la CSC et de l'acquisition des connaissances connexes au Canada réside dans la possibilité du développement d'industries canadiennes des combustibles fossiles à faibles émissions qui seraient des chefs de file mondiaux. Le Canada pourrait devenir un exemple de la façon de s'attaquer aux changements climatiques tout en continuant de valoriser encore plus ses ressources en combustibles fossiles, cela en mettant au point et en commercialisant une technologie d'application mondiale.

L'application à grande échelle de la CSC contribuerait de façon considérable à l'atténuation des changements climatiques tout en maintenant l'autosuffisance énergétique (et donc la sécurité énergétique) et la poursuite de l'exportation de combustibles fossiles. En s'attaquant vigoureusement à la mise au point de la technologie de la CSC, le Canada assurera le maintien des activités de ses secteurs énergétiques et pétrochimiques. L'utilisation du CO_2 pour la RAP, la RAGN et la RAMH permettrait d'accroître les réserves d'hydrocarbures récupérables ainsi que les revenus que le Canada tire de ses ressources énergétiques.

L'application des technologies de capture du CO_2 dans plusieurs centres de sources d'émissions, qui seraient reliés aux sites de stockage par un pipeline de CO_2, pourrait constituer l'infrastructure de base de la décarbonisation de l'industrie canadienne. Des investissements supplémentaires dans la CSC pourraient donner lieu à une transformation progressive vers une nouvelle énergie de l'avenir basée sur l'hydrogène ou l'électricité propre à titre de transporteurs d'énergie. Dans cette optique, la CSC peut être perçue comme une technologie de base pour la production et l'utilisation de ressources canadiennes en combustibles fossiles de classe mondiale qui seraient respectueuses de l'environnement et permettraient la transformation vers l'économie de l'énergie de demain.

De nombreux organismes canadiens sont apparus comme des chefs de file de la technologie de la CSC afin d'assurer la croissance économique et la réduction des émissions à long terme. Aux programmes déjà mentionnés, s'ajoutent plusieurs études actuellement réalisées par le Energy and Utilities Board de l'Alberta et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique (MEMRP) dans le but de mieux connaître la capacité des bassins sédimentaires du Canada pour le stockage du CO_2. Le consortium de CANMET pour le CO_2 étudie, au CTEC-O, diverses technologies, dont la combustion à recyclage oxygène-CO_2, la purification intégrée du CO_2 et les systèmes de capture de plusieurs polluants. Le *International Test Centre for Carbon Dioxide Capture* (ITC) situé en Saskatchewan étudie des techniques de capture à son usine de démonstration qui est reliée à une centrale thermique commerciale alimentée au charbon. La *Canadian Clean Power Coalition* (CCPC) est une association de producteurs d'électricité de centrales au charbon qui collabore à la construction de la première installation au charbon écologique en grandeur réelle (probablement par gazéification) au Canada. Tous ces travaux peuvent et devraient être poursuivis en y consacrant les fonds nécessaires. L'industrie, le gouvernement et les autres intervenants peuvent collaborer à l'élimination des obstacles techniques, économiques et réglementaires qui nuisent actuellement à la mise au point de la technologie de la CSC en effectuant des travaux ciblés de recherche et de développement (R et D) et de mise en œuvre technologique et en élaborant des cadres stratégiques et réglementaires de soutien dans l'optique de la création d'une industrie rentable et vigoureuse de la CSC au pays.

Résumé de la section

L'acquisition de connaissances et de technologies nouvelles en matière de CSC est une activité à valeur ajoutée qu'il vaut la peine d'entreprendre. La CSC offre la possibilité d'atténuer les émissions de GES de l'utilisation des combustibles fossiles et permet ainsi de lutter contre les changements climatiques dans une optique en évolution. Une grande partie de la technologie et de l'expertise peut être acquise au pays et pourrait faire l'objet d'un transfert vers les marchés internationaux. Cette technologie permettrait d'accroître les réserves énergétiques nationales en améliorant la récupération des réserves connues. Au total, la mise au point de la technologie de la CSC se traduirait par des avantages économiques, environnementaux et sociaux pour tous les Canadiens.

Diverses activités internationales, notamment celles sous l'égide du GIEC, de l'AIE et du CSLF, sont réalisées dans le but d'acquérir une technologie et de l'expertise en matière de CSC. Leurs recherches montrent que la capacité mondiale totale de stockage de CO_2 se situe entre 1 700 et 11 000 Gt d'éCO_2. Il arrive souvent que les sites de stockage coïncident avec d'excellentes sources de CO_2. Des 8 049 installations du monde dont les émissions sont supérieures à 100 kt d'éCO_2 par an, 500 présentent un bon potentiel de capture et de stockage. Les infrastructures et les systèmes de départ mis en place dans le cadre de ces premières réalisations seront ensuite élargis lorsque de nouvelles étapes de développement seront entreprises.

Au Canada, il existe des possibilités de CSC dans diverses régions où l'on retrouve des concentrations de sources de CO_2, notamment dans les Prairies, en Ontario et dans les Maritimes, où l'on trouve aussi certaines possibilités de stockage. On estime actuellement à 3 762 Mt de CO_2 la capacité pouvant être utilisée dans les réservoirs de pétrole et de gaz du BSOC. La mise en œuvre d'une industrie canadienne de la CSC se ferait dans ce bassin à cause des possibilités d'accroître la récupération des hydrocarbures (avec une possibilité de capacité actuelle de 450 Mt par RAP-CO_2) et du nombre d'importantes sources de CO_2 qu'on y trouve (notamment des installations alimentées au charbon, des usines de traitement des sables bitumineux et d'autres industries utilisant des combustibles fossiles). Près de 3,4 Mt de CO_2 par an pourraient actuellement être captées de façon économique dans le BSOC et beaucoup d'autres mégatonnes pourraient l'être si des politiques adéquates étaient instaurées pour gérer les émissions de CO_2. La mise en place d'une

infrastructure de la CSC dans les installations actuelles favorables ainsi que dans les nouvelles installations industrielles pourrait être le début de la mise en œuvre d'une infrastructure et de systèmes de CSC au Canada.

Une mise au point vigoureuse de la technologie de la CSC serait source de divers avantages pour le Canada. Le plus important est de permettre l'existence d'industries des combustibles fossiles à faibles émissions au Canada, ce qui garantirait l'avenir des secteurs énergétique et pétrochimique au pays. La récupération améliorée des hydrocarbures accroîtrait la valeur des réserves connues. La capture des émissions de CO_2 et leur stockage dans le sol constitueraient un avantage environnemental pour la planète. Une technologie et une infrastructure nouvelles permettraient de diversifier l'économie et de transformer la société canadienne en une société d'avant-garde très avancée.

4. Démarches technologiques

La démarche technologique générale dont il est souvent discuté en matière de CSC regroupe en réalité de nombreuses démarches dont l'objectif commun est la capture et le stockage à long terme du CO_2. Chacune de ces démarches se rapporte à l'un des trois éléments nécessaires de la CSC : la capture et la compression, le transport et le stockage. Chacun est essentiel à la mise au point et à l'application d'une infrastructure et de systèmes de CSC d'envergure pleinement commerciale au Canada.

Bien que chaque élément présente une orientation technique et un ensemble de buts et d'objectifs qui lui sont propres, il est important d'étudier le système intégré, les trois éléments étant essentiels. Ainsi, quelles que soient les réussites technologiques de la capture et du transport du CO_2, elles ne présenteront pas d'intérêt si la faisabilité technique du stockage ne peut être démontrée.

On trouvera donc dans la présente section une description de chaque élément ou domaine technologique qui est faite en traitant de technologies et d'applications particulières. Les coûts actuels de ces éléments sont estimés dans le contexte canadien. Des besoins de R et D sont indiqués pour chaque domaine technique en précisant les secteurs critiques où des recherches supplémentaires pourraient faire la différence pour ce qui est de la réussite commerciale. La dernière partie est consacrée à l'élaboration et à la mise en œuvre stratégiques d'une infrastructure et de systèmes de la CSC.

Aperçu de la section :

Il faut réaliser des travaux de R et D pour chaque élément de la CSC (capture, transport et stockage), cela dans l'optique ultime d'une infrastructre et de systèmes de la CSC techniquement et économiquement viables.

Le coût actuel de la capture du CO_2 varie entre 13 et 80 $ (CAN) la tonne. La capture est l'élément de la CSC qui présente les plus grandes possibilités de réduction des coûts.

Le coût du transport est de 6 $ (CAN) par tonne de CO_2 déplacée sur 650 km. La technologie du transport est déjà largement disponible.

Le coût du stockage géologique se situe entre 3 et 9 $ (CAN) la tonne de CO_2. De toutes les options actuellement disponibles, le stockage à long terme est l'un des nombreux moyens prometteurs de réduire les émissions de GES.

La création de centres d'émissions, d'un pipeline central et le stockage à long terme exigeront des capitaux de départ, mais cette démarche permettra le développement d'une infrastructure technologiquement et économiquement solide à long terme.

Il est important de souligner qu'il serait prématuré de présenter une technologie de la CSC particulière comme une solution parfaite pour un domaine. Il est difficile de prévoir le cheminement technologique à cette première étape de l'élaboration de la CSC. Une description des parcours possibles, faite dans une optique prospective et fondée sur des hypothèses généralement acceptées, peut cependant donner un aperçu valable de ce qui pourrait être fait.

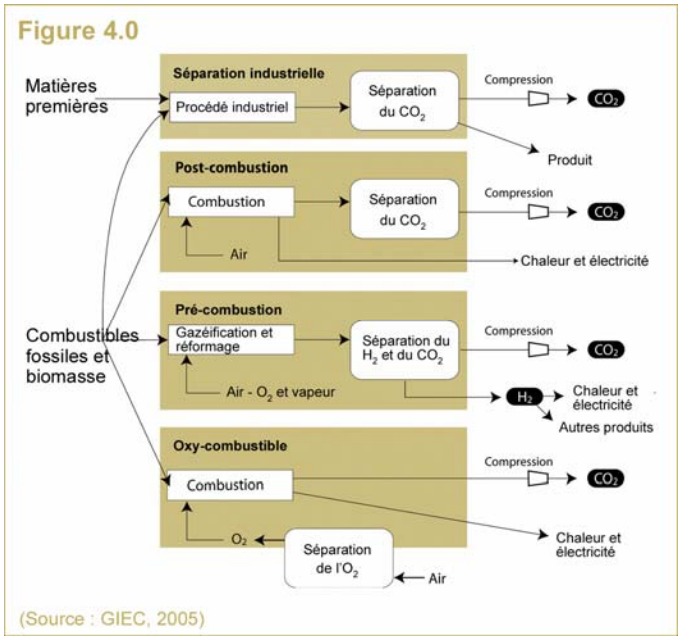
Technologie de la capture

Systèmes de capture

Toute discussion d'une technologie prête à diverses approches. Dans le cas présent, on commencera par traiter des plus gros systèmes intégrés faisant appel à des technologies particulières pour ensuite traiter de chaque technologie de façon plus détaillée. Ce traitement en deux volets est plus apparent pour l'élément capture étant donné la diversité des options techniques pour la séparation et la capture du CO_2.

Les systèmes de capture de CO_2 les plus prometteurs sont souvent répartis en quatre types : les systèmes de post-combustion, les systèmes de pré-combustion, les systèmes de combustion oxy-combustibles et les procédés industriels (voir la figure 4.0). Un système de post-combustion est un système où le CO_2 est capté du flux de gaz de combustion après que le combustible (combustible fossile ou biomasse) a été brûlé avec de l'air. Le système de pré-combustion est un procédé dans lequel le combustible de départ est gazéifié de façon à obtenir du gaz synthétique, un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone. Le monoxyde de

carbone est ensuite converti pour obtenir de l'hydrogène et du CO_2, qui peut être capté avant la combustion du mélange de gaz. Dans les systèmes à oxy-combustible, le combustible est d'abord brûlé dans un milieu enrichi en oxygène plutôt que simplement avec de l'air. Le mélange de CO_2 et d'eau produit par un système oxy-combustible peut facilement être séparé de façon à obtenir un flux de CO_2 de grande pureté. Certains procédés industriels, comme la fabrication du ciment et la production d'hydrogène, font appel à des réactions chimiques qui produisent des émissions de CO_2. Le traitement du gaz naturel comporte la séparation et la capture du CO_2 naturellement présent qui remonte à la surface au cours de la production du gaz. Chacun des quatre systèmes de capture présente des avantages et des défis et chacun a des exigences techniques dont il est traité plus bas.Post-combustion Systems



Systèmes de post-combustion

Lorsque la capture du CO_2 d'une unité de combustion type alimentée à l'air est effectuée après le processus de combustion, on parle alors de capture de post-combustion. Toute industrie qui produit de l'électricité d'origine thermique dans le cadre de ses procédés (par utilisation de combustibles fossiles ou de biomasse) constitue une occasion primaire de capture de post-combustion. Plus de 90 % des installations industrielles actuelles utilisent des générateurs de chaleur conventionnels et des chaudières industrielles qui permettent l'ajout de systèmes de capture de post-combustion. Ces systèmes présentent l'inconvénient d'une concentration de CO_2 dans les flux gazeux rejetés qui est généralement de 20 % ou moins. Bien que le CO_2 puisse être séparé à l'aide de membranes ou de techniques cryogéniques, cela est coûteux et seule la technique d'absorption (par solvants chimiques comme les amines) est commercialement rentable actuellement.

Dans le cas des systèmes de capture de post-combustion, le défi consiste à trouver de nouvelles conceptions pour des applications à l'échelle commerciale dans d'importantes installations industrielles. Plus précisément, il faut trouver des solvants améliorés permettant de réduire de façon appréciable tant la perte énergétique élevée que les coûts de capital. Les procédés de capture par lavage aux amines exigent beaucoup de chaleur pour la régénération du solvant et cela accroît le déficit énergétique. Comme ce procédé se déroule à la pression atmosphérique, il faut beaucoup d'énergie pour comprimer le CO_2 en vue de son transport. Les pertes parasites des usines thermiques qui utilisent le lavage aux amines varient entre 10 et 30 % de l'énergie totale que l'usine pourrait produire en l'absence de capture du CO_2 (AIE, 2004b). Cette perte d'énergie a un effet appréciable sur le coût de l'électricité.

Les autres technologies à mettre au point pour les systèmes de post-combustion sont des dispositifs antipollution intégrés et efficaces du point de vue énergétique, des procédés de gestion des déchets et des techniques de séparation du CO_2 (tant pour les installations remises à niveau que pour les installations nouvelles). Les technologies de lutte antipollution comprennent des systèmes combinés pour l'absorption du CO_2 et des oxydes de soufre (SO_x) permettant la capture de plusieurs polluants. Des travaux supplémentaires devront être réalisés pour améliorer les instruments et les dispositifs antipollution, les méthodes d'intégration des nouveaux procédés et les outils permettant de conserver l'énergie utilisée à l'usine. Le dernier domaine d'intérêt a trait à la coproduction de sous-produits industriels utiles, comme des engrais, des cendres et du gypse.

Systèmes de pré-combustion

Les systèmes de capture de pré-combustion comportent la décarbonisation du combustible avant sa combustion, un procédé largement utilisé pour la fabrication d'hydrogène et d'engrais (GIEC, 2005). Le combustible de départ peut être converti en gaz synthétique, qui est surtout un mélange de monoxyde de

carbone (CO) et d'hydrogène. Cette conversion peut être obtenue par gazéification, oxydation partielle ou reformage à la vapeur. La gazéification est le plus souvent utilisée pour les combustibles solides, l'oxydation partielle pour les liquides et le reformage à la vapeur pour les gaz. Le CO est ensuite transformé en CO_2 par un procédé de conversion qui donne aussi lieu à un flux d'hydrogène. Le sous-produit de la capture de pré-combustion qui a le plus de valeur est l'hydrogène et le virage mondial vers une économie fondée sur l'hydrogène en accroîtra la valeur comme combustible pour les transports ou la production d'énergie décentralisée.

Comparativement aux autres procédés de combustion, la consommation d'énergie supplémentaire due à la capture de pré-combustion est faible ne s'élevant qu'à 6 % (AIE, 2003). Cela s'explique par les concentrations de CO_2 relativement favorables obtenues (qui varient entre 15 et 80 %) et la pression élevée du procédé (GIEC, 2005). Ces deux facteurs rendent relativement efficaces la séparation et la compression du CO_2 obtenu des systèmes de pré-combustion.

Les systèmes de capture de pré-combustion sont coûteux et des doutes existent quant à la fiabilité de la technologie de la gazéification appliquée à des charbons canadiens de qualité inférieure, comme le charbon sub-bitumineux et le lignite de l'Ouest du Canada. Les appareils de conversion n'ont pas été prévus pour des combustibles comme le charbon et les cendres produites auront pour effet d'endommager le système. Les autres problèmes ont trait au lavage de gaz chauds et à l'utilisation de turbines alimentées par de l'hydrogène pur. Le cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) est une technologie (technologie de gazéification) dont l'application commerciale a été démontrée dans le monde, mais sa faisabilité technique à partir des charbons de qualité inférieure du Canada reste à démontrer.

Il faut donc une deuxième génération de technologies CCGI qui incorporent des procédés par membrane améliorés pour la réaction de conversion du gaz à l'eau et la séparation de l'hydrogène et du CO_2. Ces concepts devront faire appel à des procédés plus efficaces du point de vue énergétique pour la capture du CO_2 et d'autres polluants pouvant s'appliquer à des charbons de qualité inférieure. Il faudra disposer ultimement d'une installation de gazéification pilote afin que les exploitants industriels effectuant des recherches sur de nouvelles configurations (spécialement conçues pour la production de chaleur, d'électricité et d'hydrogène) puissent en faire l'essai dans des conditions économiques. Une technologie CCGI optimisée pour la production d'électricité au Canada permettrait l'établissement d'un tout nouveau parc d'installations thermiques au pays (CRTCE, 2005).

Systèmes par oxy-combustible

Les systèmes de capture par oxy-combustible sont une nouvelle variante de la capture de post-combustion où le procédé de combustion se déroule dans un milieu enrichi en oxygène, ce qui donne lieu à de faibles émissions du combustible fossile. Le retrait de l'azote de l'air et la combustion ultérieure du combustible dans un milieu riche en oxygène résultent en des flux de gaz très concentrés (plus de 80 % de CO_2) qui peuvent être encore plus concentrés par des techniques de purification physiques des gaz, comme la séparation cryogénique.

Ce flux de gaz concentrés est l'un des principaux avantages du système par oxy-combustible. Un deuxième avantage, qui résulte de l'absence d'azote, est l'élimination presque complète des émissions d'oxydes d'azote (NO_x). Ce système a aussi pour avantage général la taille réduite des installations à cause du volume réduit des gaz d'entrée et de sortie, ce qui réduit les coûts de capital et d'exploitation.

Une variante de la technologie de l'oxy-combustible est le recyclage qui peut servir à réguler la température de la flamme par le recyclage d'une partie des gaz de combustion dans les gaz d'entrée oxygénés, cela avant la combustion. La dilution de l'oxygène dans les gaz d'entrée permet d'obtenir des caractéristiques de flamme et de transfert de chaleur conventionnelles, et donc d'adapter la technologie à des usines thermiques actuelles. Une autre nouvelle variante est la combustion hydroxy-combustible qui permet elle aussi de réduire la température du procédé en facilitant le processus de combustion dans un milieu d'oxygène et de vapeur.

Le plus grand défi de l'oxy-combustible est de réduire la perte d'énergie (donc les coûts) liée à la production d'oxygène, qui se situe entre 8 et 30 % (ou même plus) du coût total du combustible, selon la source de combustible et le procédé (Dillon, 2004). Le département de l'énergie des États-Unis travaille actuellement à l'amélioration des systèmes à membrane de transport ionique (MTI) pour la production d'oxygène à faibles coûts et à grande échelle. La réussite de ces systèmes donnerait lieu à une technologie habilitante clé permettant de réduire de façon appréciable la perte d'énergie liée à la production d'oxygène.

Un autre défi important résulte du fait que les configurations et les matériaux actuels ne permettent pas le fonctionnement dans les gammes de températures de combustion élevées du système oxy-combustible, mais le recyclage du CO_2 ou de la vapeur permettrait d'atténuer ce problème. Enfin, il faut réduire la consommation totale d'énergie nécessaire à la séparation et à la compression du CO_2. Ce problème n'est cependant pas unique au système oxy-combustible, car il touche les quatre systèmes de capture.

Bien que le système oxy-combustible permette de réduire la taille, le nombre et le coût des unités de production d'énergie et de faciliter la capture des émissions, son plein potentiel ne pourra être réalisé tant que de nouveaux matériaux résistants aux températures élevées ne seront pas disponibles pour les dispositifs de combustion et les chaudières. Le CTEC-O effectue actuellement des travaux sur les systèmes par oxy-combustible et collabore avec ses partenaires à la mise au point de superalliages et d'autres matériaux perfectionnés. Le programme Thermie de l'UE sur les matériaux perfectionnés comporte la réalisation de travaux sur des matériaux qui seront utilisés dans des systèmes par oxy-combustible ainsi que dans des systèmes à charbon pulvérisé et au gaz naturel fonctionnant en condition ultra-supercritique.

Il faut réaliser des démonstrations commerciales de systèmes par oxy-combustible ou de systèmes à recyclage hydroxy-combustible de premier stade de développement afin de permettre aux chercheurs de mieux définir les paramètres scientifiques de la combustion oxy-combustible et d'élaborer de nouveaux équipements, des principes de conception et des configurations de procédés de systèmes énergétiques.

Procédés industriels

La séparation du CO_2 des gaz de combustion est pratique courante dans certaines industries, comme celles du traitement du gaz naturel et de la production d'hydrogène et d'engrais, cela depuis plus de 60 ans. La pratique actuelle consiste le plus souvent à séparer le CO_2 et à rejeter simplement dans l'atmosphère toute partie non utilisée. Le concept de la séparation du CO_2 par procédé industriel n'est donc pas nouveau, au contraire du concept de la capture de ces émissions pour des raisons environnementales.

Dans certaines industries, comme celles du traitement du gaz naturel en amont et de la production d'hydrogène et d'engrais, les flux de gaz de combustion contiennent souvent plus de 90 % de CO_2. Par conséquent, dans bon nombre de cas, il ne faut qu'une technologie pour la compression des gaz en vue de leur transport. Cet avantage fait que ces possibilités de capture comptent parmi les plus économiques actuellement. Comme cela a déjà été indiqué, la fabrication d'engrais (de produits comme l'ammoniac et l'urée) apparaît comme l'une des meilleures et des premières occasions de capture commerciale du CO_2 et 13 Mt de CO_2 par an environ pourraient actuellement être captées dans cette industrie (GIEC, 2005).

La concentration de CO_2 dans le gaz naturel est fonction de la région et varie de pratiquement nulle dans le gaz de Sibérie à 70 % dans celui de certains champs de l'Indonésie, la moyenne mondiale se situant entre 1 et 2 % (AIE, 2004). Au Canada, cette concentration se situe entre zéro et 36 %. La possibilité de capture du CO_2 des installations de traitement du gaz naturel varie donc selon le lieu.

Les autres occasions offertes par les industries de l'approvisionnement en combustibles comprennent les raffineries de pétrole, les installations de production d'hydrogène et les installations de gazéification. La diversité des procédés de raffinage du pétrole actuellement utilisés dans le monde rend impossible de caractériser cette industrie et d'en préciser le potentiel total pour la CSC. Par ailleurs, l'industrie du raffinage du pétrole étant l'une des industries mondiales dont les émissions sont les plus importantes, il existe des possibilités. Ils sont nombreux à considérer l'hydrogène comme le combustible de l'avenir pour les transports et la production d'hydrogène (à partir d'autres combustibles fossiles) offre la possibilité de capturer les émissions de CO_2 de l'industrie des transports en procédant au point où le combustible est produit. Comme cela a déjà été mentionné, la gazéification est un autre moyen de produire de l'hydrogène dans un mélange de gaz de synthèse qui contient aussi du CO qui pourrait être converti en CO_2 dans le but de son transport vers un site de stockage approprié.

Les autres sources industrielles de CO_2 de haute qualité sont les industries du ciment, de l'acier et des pâtes et papiers où la concentration moyenne de CO_2 dans les gaz de combustion est généralement supérieure à 20 %. Les concentrations de CO_2 des cimenteries sont supérieures à celles des fournaises conventionnelles car plus de la moitié de leur CO_2 provient d'une réaction chimique essentielle à la production du ciment (AIE, 2004). Des quantités appréciables de CO_2 pourraient être capturées au cours de la production directe de fer (PDF), un procédé utilisé dans les régions où l'on dispose d'une grande quantité de gaz non commercialisable (comme au Moyen-Orient). Les usines de pâtes et les usines d'éthanol récupèrent la

« liqueur noire » (la fraction de lignine restante) de leurs procédés industriels et l'utilisent pour produire de l'énergie. Ces installations sont sources d'émissions de CO_2 qui, si elles étaient capturées et stockées, pourraient donner lieu à des émissions négatives, tel que mentionné précédemment, selon le caractère durable de la source de combustible.

Il faut disposer de nouvelles technologies à appliquer dans les installations actuelles afin d'en mieux capturer les flux à concentrations élevées. De même, il faut mieux intégrer les procédés pour les technologies de capture du CO_2, ce qui pourrait avoir, dans bon nombre de cas, une forte incidence sur la rentabilité de la capture. L'absence d'informations sur l'application de techniques comme le lavage aux solvants et la combustion oxy-combustible dans des industries comme celles de la fabrication du ciment, du verre et des métaux constitue une lacune critique. Les procédés industriels, s'ils sont mis en œuvre correctement, pourraient compter parmi les premiers secteurs à produire des flux de CO_2 très purs et à faibles coûts pour la CSC.

Discussion des systèmes à utiliser

L'examen des systèmes de capture précédemment présentés soulève une question très importante : faut-il mettre au point une technologie pour les usines de nouvelle conception ou pour l'adaptation des installations actuelles? Cette question a moins d'importance en Amérique du Nord étant donné l'âge du parc des installations. Bon nombre des usines thermiques de l'Amérique du Nord atteignent la fin de leur vie rentable et de nouvelles usines devront être construites. Cela offre donc l'occasion de concevoir les nouvelles installations de façon à accommoder l'ajout de la technologie CSC lorsque cette dernière sera disponible (c.-à-d. installations prêtes pour la capture).

L'oxy-combustible est souvent mentionné comme une option d'adaptation pour les installations alimentées au charbon, tant au Canada qu'à l'étranger. Une étude détaillée réalisée récemment par la Canadian Clean Power Coalition (CCPC) montre cependant que l'adaptation des installations actuelles du Canada donnerait lieu à une augmentation de 1,5 à 2,7 ¢ (CAN) par kWh d'électricité produite (CCPC, 2004). La CCPC a donc conclu que l'adaptation au système par oxy-combustible ne constituait pas une option rentable pour les installations alimentées au charbon au Canada et que le Canada serait mieux de lutter contre les émissions de CO_2 de la production d'électricité en s'assurant que la nouvelle technologie du charbon écologique est utilisée pour toutes les nouvelles installations et toutes les extensions de capacités d'installations existantes (CRTCE, 2005).

La même situation pourrait exister dans d'autres industries canadiennes. Bien que l'application de la nouvelle technologie aux installations existantes puisse sembler une bonne solution, il est souvent plus facile et plus économique de prévoir que toutes les nouvelles installations soient construites de façon à pouvoir réaliser la capture du CO_2, surtout dans certains secteurs, comme les sables bitumineux, où de nouvelles infrastructures sont construites à un rythme sans précédent. Cela ne signifie pas qu'il faille ignorer les possibilités particulières qui existent actuellement dans l'industrie (comme les installations de production d'hydrogène et d'engrais), mais plutôt qu'il faudrait fixer certains critères pour établir un ordre de préséance et décider dans quel secteur il faut intervenir en premier.

Il est important, au moment d'établir les priorités, de prendre en compte la situation actuelle dont la logique n'apparaît pas à première vue, c'est-à-dire que les meilleurs candidats à la capture du CO_2 sont généralement les usines les plus efficaces en exploitation. Les installations plus vieilles et inefficaces ont généralement des gaz de cheminée dont la concentration en CO_2 est faible, ce qui en rend la capture très difficile. La CSC est perçue par certains comme un moyen de réduire les émissions des vieilles usines à combustibles fossiles les plus polluantes, mais de meilleurs résultats seraient obtenus pour l'environnement et la rentabilité en appliquant la CSC aux installations les plus modernes actuellement construites. Même si de grandes quantités d'émissions ont pour origine des sources à faibles concentrations, il ne faudrait pas leur accorder la priorité. Au contraire, la priorité devrait être de capter les émissions des sources actuelles à concentrations élevées et de toutes les nouvelles installations construites au cours du renouvellement du parc général.

Technologies de la capture

Les technologies de la capture dont il est traité plus loin peuvent être réparties en quatre grandes catégories : capture par absorption, adsorption ou membrane et séparation cryogénique. Ces catégories et les technologies particulières à chacune d'elles sont présentées dans le tableau 4.0. Bon nombre de ces technologies sont utilisées depuis des années dans des procédés industriels. L'absorption chimique a été mise au point il y a plus de 60 ans pour retirer le CO_2 des flux de gaz naturel impurs. Les procédés de lavage aux solvants sont largement utilisés pour séparer le CO_2 dans les usines de production d'hydrogène et d'engrais. Bon nombre d'installations utilisent des solvants pour récupérer du CO_2 pur destiné à la transformation d'aliments ou à la fabrication de produits chimiques.

Tableau 4.0 Éventail des technologies de capture

Catégorie de capture	Technologie
Absorption	Absorption physique
	Absorption chimique (amine, amine modifiée et inorganique)
Adsorption	Adsorption variable par pression
	Adsorption variable par température
	Adsorption électrique variable
	Adsorption variable par le vide
Membranes	Absorption de gaz
	Séparation de gaz
	Réacteur à membrane – conversion à la vapeur d'eau
Séparation cryogénique	Compression et réfrigération

La technologie choisie pour un système de capture particulier dépend de nombreux facteurs, notamment de la pression partielle du CO_2 dans le flux gazeux, du degré de récupération du CO_2 recherché, de la pureté souhaitée du CO_2 obtenu, de la sensibilité aux impuretés présentes dans le système (comme des gaz acides et des particules), du coût des additifs anticorrosion nécessaires (dans certains cas), des coûts de capital et d'exploitation du procédé et des incidences environnementales éventuelles. Comme ces facteurs déterminent le choix de la technologie utilisée, ce sont des principes de conception qui sont importants et dont il faut tenir compte pour la mise au point d'une nouvelle technologie.

Absorption

L'absorption chimique ou physique est largement utilisée pour séparer le CO_2 des flux gazeux dans l'industrie du pétrole et du gaz et celle des produits chimiques. Le procédé comporte généralement un cycle répété d'absorption du CO_2 et d'extraction et régénération.

L'absorption chimique fait appel à des solutions organiques ou inorganiques aqueuses pour capter le CO_2 et former des composés intermédiaires à liaisons faibles. Les amines organiques sont les solvants chimiques les plus couramment utilisés et diverses amines sont choisies en fonction de leur taux de réaction, de leurs caractéristiques d'absorption à l'équilibre et de leur sensibilité par rapport à la stabilité du solvant et aux facteurs de corrosion. Le flux gazeux influe aussi sur le choix de l'amine. Les amines les plus couramment utilisées sont des amines primaires, comme la monoéthanolamine et la diglycolamine, des amines secondaires, comme la diéthanolamine et la diisopropylamine et des amines tertiaires, comme la triéthanolamine et la méthyldiéthanolamine. Les amines modifiées forment une autre catégorie d'amines organiques qui présentent normalement un groupement aminé lié à un groupement alkyle. Les solvants chimiques inorganiques sont le carbonate de potassium, le carbonate de sodium et l'ammoniac en solution aqueuse, le carbonate de potassium étant le plus couramment utilisé. Le procédé de Benfield est un procédé de lavage au solvant dont le solvant est le carbonate de potassium utilisé à chaud. Le CO_2 est retiré par un procédé d'extraction dans lequel le solvant chimique riche en CO_2 est chauffé afin d'obtenir la désorption du CO_2.

Des solvants physiques sont utilisés depuis des années pour la production d'ammoniac et sont les plus appropriés pour l'élimination du CO_2 sous pression de vapeur élevée. Ils sont jugés adéquats pour les systèmes à pré-combustion comme le CCGI où la pression partielle du CO_2 est passablement élevée après la conversion. La liaison avec le CO_2 est plus faible avec les solvants physiques qu'avec les solvants chimiques. Cela constitue un avantage intrinsèque car la libération du CO_2 n'exige qu'une réduction de la pression du système ou une augmentation de la température. Les technologies des solvants physiques

comprennent notamment le procédé Rectisol au méthanol froid, le procédé Selexol au diméthyléther ou au polyéthylèneglycol, le procédé Fluor au carbonate de propylène et le procédé à la N-méthyl-2-pyrollidone. Le procédé Rectisol a déjà été utilisé pour traiter les flux de gaz de synthèse, d'hydrogène et de gaz de ville. Une usine de gazéification du charbon du Dakota du Nord utilise ce procédé pour la capture de 5 000 t/j de CO_2 qui est ensuite expédié par gazoduc à Weyburn, en Saskatchewan, où il est utilisé dans le cadre du projet de RAP-CO_2 de EnCana.

Adsorption

L'adsorption est un procédé de séparation sélective des gaz d'un flux de gaz de combustion qui tire avantage des forces intermoléculaires qui existent entre certains gaz et les surfaces de matériaux solides. Le taux d'adsorption dépend de facteurs comme la température, la pression partielle, les forces de surface et la taille des pores de l'adsorbant. Le procédé utilisé est semblable à celui de l'absorption en ce que le cycle répété d'adsorption est suivi du dégagement du gaz adsorbé.

Lorsque l'adsorption est utilisée pour la capture du CO_2, le flux de gaz de combustion est passé sur un lit de matériaux solides (souvent sous la forme de lits compactés ou de particules sphériques) qui adsorbent sélectivement le CO_2 tout en laissant passer les autres gaz. Lorsque le lit est saturé de CO_2, le flux du gaz est dirigé vers un autre lit d'adsorption et le lit saturé est régénéré en modifiant les paramètres physiques du milieu. Dans le cas de l'adsorption variable par pression (AVP), le CO_2 est libéré en réduisant la pression du système. Dans le cas de l'adsorption variable par température (AVT), le CO_2 est libéré par une augmentation de la température. Deux variantes de la technologie d'adsorption en cours de mise au point sont l'adsorption électrique variable (AEV) et l'adsorption variable par le vide (AVV).

La simplicité de cette technologie donne lieu à beaucoup de recherches, notamment sur l'AEV qui s'avère prometteuse pour l'obtention d'une technologie de capture du CO_2 compacte sur matériaux solides. L'adsorption pourra jouer un autre rôle important dans la CSC. La liaison préférentielle du charbon pour le CO_2 plutôt que pour le méthane est à l'origine d'une grande partie de la recherche sur la récupération par RAMH-CO_2.

Membrane

Une membrane est essentiellement une pellicule protectrice qui permet le passage sélectif et spécifique de divers gaz. La sélectivité est fonction des paramètres du système et des conditions des gaz de sorte que des membranes différentes sont actuellement conçues pour diverses applications dans les systèmes de capture. Ainsi, des membranes sont mises au point pour la capture du CO_2 pendant la conversion en aval dans les systèmes de gazéification. Dans les systèmes de post-combustion, les membranes servent à capturer le CO_2 présent en faibles concentrations dans les gaz de combustion. D'autres membranes sont mises au point pour la séparation de l'oxygène dans les systèmes à oxy-combustible, notamment pour la technologie MTI mise au point aux États-Unis.

Deux grands types de membranes sont envisagés pour la capture du CO_2 : des membranes de séparation et des membranes d'absorption de gaz. Le premier groupe fait appel aux variations des interactions physiques ou chimiques de divers gaz avec la membrane, le but étant d'obtenir le passage plus rapide d'un composant à travers la membrane (donc d'obtenir un processus de séparation). Cette technique repose sur la diffusivité des molécules de gaz et tire avantage des écarts de pression de chaque côté de la membrane. Il existe actuellement divers types de membranes de séparation de gaz, notamment des membranes de céramique ou de polymère ou des membranes hybrides de céramique-polymère. Le second groupe, les membranes d'absorption de gaz, sont des membranes solides microporeuses qui servent à mettre en contact un flux gazeux et un flux liquide. On fait passer un flux gazeux d'un côté de la membrane, et un liquide absorbant situé de l'autre côté en attire certains composants de façon sélective. Dans ce cas-là, la sélectivité est obtenue par absorption dans le liquide, et non par la membrane.

Séparation cryogénique

La cryogénie est une technique qui tire avantage des pressions et des températures critiques d'éléments et de composés particuliers d'un mélange. Une modification précise de la pression et de la température (par compression et réfrigération) permet de séparer certains gaz d'un mélange gazeux par liquéfaction ou distillation.

La cryogénie est couramment utilisée pour la purification du CO_2 dans des flux gazeux où sa concentration est élevée, soit plus de 70 % (Gupta et Pearson, 2005). L'avantage de cette technique réside en ce qu'elle permet d'obtenir directement du CO_2 liquide, ce qui en rentabilise le transport. La cryogénie ne peut être appliquée aux flux de CO_2 dilués à cause de l'énergie nécessaire, tant pour la compression que pour la réfrigération. Les applications les plus prometteuses de la cryogénie pour la CSC sont la séparation du CO_2 dans des gaz à pression partielle élevée (comme dans les systèmes à pré-combustion) ou dans les systèmes de recyclage à oxy-combustible où le gaz d'entrée présente une concentration élevée de CO_2.

Coût de la capture

Au Canada, le coût de la capture du CO_2 dépend fortement de l'application industrielle et est généralement fonction de sa concentration dans le flux de gaz de combustion. Le procédé Benfield (ou aux amines), la capture par oxy-combustible ou la capture par pré-combustion (dans une installation CCGI) seraient actuellement les moyens de capture du CO_2 les moins coûteux. De façon générale, la capture du CO_2 présent en faibles concentrations dans un flux de gaz de combustion, comme celui des installations à cycle combiné au gaz naturel ou de la combustion de charbon pulvérisé, est la plus coûteuse.

On estime qu'il en coûterait entre 50 et 70 $ (CAN) la tonne de CO_2 capturée (y compris les coûts de compression) pour la plupart des systèmes de capture de post-combustion (Thambimuthu, 2004). Les coûts des systèmes de pré-combustion varient entre 20 et 50 $ (CAN) la tonne de CO_2 capturée et ceux des systèmes à oxy-combustible se situent entre 13 et 80 $ (CAN) la tonne (Thambimuthu, 2004). En réalité, le coût actuel de chacune de ces technologies se situe probablement au bas de ces fourchettes, la valeur supérieure s'expliquant sans doute par des estimations faites il y a longtemps. Les coûts les moins élevés correspondent aux créneaux d'application discutés précédemment, à savoir les installations de production d'hydrogène et d'engrais où le procédé Benfield ou d'autres technologies sont actuellement utilisés. Ces estimations donnent une idée des meilleures technologies à appliquer du point de vue de la rentabilité de la capture, mais il est important de se rappeler que ce sont les coûts généraux d'un projet qui détermineront le choix technologique. En outre, la mise en place d'une infrastructure et de systèmes rentables exige une importante capitalisation de départ dont il n'a pas été nécessairement tenu compte au moment de la production des estimations des coûts présentés plus haut.

Les coûts supplémentaires découlant de la capture, du transport et du stockage du CO_2 d'une usine thermique type alimentée au charbon au Canada (où la majorité des coûts seraient représentés par la capture) se traduiraient par une augmentation de près de 50 % des coûts de production d'électricité. Si le coût de départ de l'électricité était de 4,5 ¢ (CAN) par kWh, le coût de production de cette même électricité, avec la capture des émissions, atteindrait presque 7 ¢ le kWh.

Dans la plupart des cas, la construction d'une installation « prête pour la capture » (telle que décrite plus haut) est une entreprise coûteuse et il faudrait un important signal de prix (pour les émissions de CO_2) pour que l'industrie amorce ces constructions. L'éventualité d'un tel signal de prix influe fortement sur le choix d'une technologie pour les nouvelles usines d'électricité car, en l'absence d'incitatifs pour la réduction des émissions de GES, la technologie du charbon pulvérisé est celle qui représente le choix rentable. Mais le choix n'est plus le même dans un monde limité par le carbone et le GIEC mentionne qu'un signal de prix de 25 à 30 $ (ÉU) la tonne de CO_2 pourrait être suffisant pour inciter à la mise au point et à la mise en œuvre de la technologie CSC (GIEC, 2005). (Il est à noter que certains coûts sont en dollars américains car cette devise a été utilisée dans les documents sources.)

Il est très important de garder à l'esprit que la capture est généralement l'élément le plus coûteux des trois éléments de la CSC, mais qu'il est aussi celui où l'on peut obtenir le plus de réductions des coûts. Des réductions de l'ordre de 25 à 30 % (avec une possibilité de 50 % pour certaines applications) devraient être obtenues au cours des deux prochaines décennies (GIEC, 2005). De telles réductions peuvent s'expliquer par l'expérience acquise de la technologie de la capture – un phénomène par lequel le coût unitaire d'une technologie décroît avec le temps à cause de travaux de R et D résultant en de nouveaux procédés, de l'apprentissage sur le tas, de gains d'efficacité dans la fabrication des équipements, de la standardisation des équipements et des économies d'échelle (AIE, 2004). Dans un secteur technologique immature, comme la capture du CO_2, les effets de l'apprentissage peuvent être très importants.

Risques de la capture

Le risque technique est un élément important du coût de toute entreprise. Les risques liés à la CSC sont généralement qualifiés de planétaires, à savoir ceux qui influent sur l'objectif ultime d'une réduction des émissions à la grandeur de la planète, et locaux, à savoir ceux qui sont particuliers à un lieu et ont souvent des incidences plus immédiates sur la santé humaine, les écosystèmes ou la qualité de l'eau (GIEC, 2005).

Les risques liés à la capture sont de nature plutôt locale, comme une défaillance catastrophique des équipements donnant lieu à un rejet de CO_2 dans le milieu environnant. Les concentrations élevées de CO_2 peuvent être nocives, mais il faudrait une exposition à des concentrations supérieures à 7-10 % (par volume dans l'air) pour atteindre un niveau dangereux et le risque que pose un tel rejet est comparable ou inférieur à celui d'autres activités industrielles, et il est jugé gérable (GIEC, 2005). Un rejet de CO_2 présente un risque inférieur à celui d'un autre fluide inflammable ou toxique comme ceux utilisés dans d'autres procédés industriels. La plupart des risques liés à la capture du CO_2 peuvent être gérés en appliquant les démarches actuelles et les coûts liés à la gestion de ces risques sont relativement faibles comparativement à ceux de la capture.

Besoins de R et D pour la capture

Plusieurs lacunes en matière de R et D ont été décelées pour la technologie de la capture du CO_2 et cela se traduit par plusieurs besoins essentiels de R et D. Ces besoins, par type de système de capture, sont résumés dans les sections ci-après pour l'industrie canadienne.

Post-combustion

Les travaux de recherche et de développement connexes aux systèmes à post-combustion comporteraient l'intégration aux systèmes des besoins de chaleur et d'électricité dans l'optique de l'inclusion de la capture au cycle du procédé. Il faut disposer de technologies intégrées pour la lutte contre les polluants atmosphériques secondaires et la gestion des déchets pour les NOx, les SOx, le mercure et les particules fines. Il faut obtenir des solvants à faibles coûts, de stabilité accrue et résistant à la corrosion et à la dégradation. Il faut aussi disposer de contacteurs et de systèmes de transfert de masse (comme les membranes ou les techniques membrane-solvant) améliorés pour des applications à grande échelle de la capture du CO_2. Il en va de même pour des technologies améliorées de sorbants solides. Des technologies hybrides fonctionnant à des températures et à des pressions moyennes devraient aussi être examinées pour la séparation du CO_2.

Pré-combustion

Il faut disposer d'installations d'essais modulaires pour l'évaluation de procédés avancés de gazéification, de reformage, de carbonation et de séparation de l'hydrogène dans le contexte canadien. Ces essais doivent être réalisés à une échelle suffisante pour évaluer des concepts avancés de capture de sorte que les résultats puissent être mis à l'échelle d'applications commerciales. De tels équipements serviraient à l'étude de l'optimisation de systèmes de gazéification intégrés à la capture du CO_2. Ces systèmes permettraient la conversion en énergie utile des sources canadiennes abondantes de bitume, de charbon de qualité inférieure et d'autres combustibles solides.

On compte, comme besoins technologiques particuliers, les contacteurs avancés par solvants physiques qui pourront être mis à l'échelle d'applications commerciales de capture. Il faut des réacteurs à membranes à haute température pour le reformage à la vapeur (ou les réactions de conversion de gaz à l'eau) combiné à la séparation de l'hydrogène. Il faut des systèmes de réaction améliorés à sorbants solides pour la séparation du CO_2 et le reformage à la vapeur. Il faut aussi des systèmes hybrides pour la séparation du CO_2 de l'hydrogène de même que des générateurs de chaleur de procédés et des chaudières alimentées à l'hydrogène. Enfin, il faut des systèmes intégrés de nettoyage des gaz chauds pour en retirer les impuretés, comme le sulfure d'hydrogène (H_2S), les sulfures de carbonyle (COS), le cyanure d'hydrogène (HCN), l'ammoniac (NH_3), les particules, les métaux lourds et les substances alcalines.

Pour terminer, il faut intégrer, au niveau des systèmes, les technologies de capture aux installations à pré-combustion en gardant à l'esprit l'efficacité générale du procédé, qu'il s'agisse du reformage à la vapeur ou de l'oxydation partielle du gaz naturel.

Oxy-combustible

Il faut intégrer les systèmes et la mise au point des cycles pour la combustion oxy-combustible des combustibles fossiles, qu'il s'agisse des cycles de Rankine, de Brayton ou de cycles combinés, ou de piles à combustible. Cela suppose une meilleure connaissance de la combustion, du transfert de chaleur et des paramètres de la formation de polluants des combustions à l'oxygène pur ou de type oxy-combustible recyclé ou hydroxy-combustible recyclé.

Les besoins technologiques particuliers ont trait à l'optimisation des écoulements de recyclage dans les chambres de combustion, les générateurs de chaleur et les chaudières. Il faut disposer de chambres de combustion, de générateurs de chaleur, de chaudières, de compresseurs et d'équipements à turbines tolérant des températures élevées pour les applications de types oxy-combustible recyclé et hydroxy-combustible recyclé et, ce qui est encore plus important, pour la combustion riche en oxygène. Il faut aussi disposer de générateurs de chaleur de type oxy-combustible à sortie commune pour la capture du CO_2 dans les complexes chimiques intégrés. Il faut des cycles et des méthodes améliorés pour la compression, le refroidissement et la séparation du CO_2 en présence de concentrations traces d'autres impuretés. Il faut une technologie nouvelle et intégrée de lutte contre les émissions multiples de CO_2, de NOx, de SOx, de mercure et de particules fines.

Il faut disposer de procédés cryogéniques de séparation de l'air améliorés et moins énergivores pour alimenter la combustion oxy-combustible en oxygène. Une autre possibilité pour la production d'oxygène est l'adsorption ou une technologie par membrane à faible température consommant peu d'énergie. Enfin, la nouvelle technologie des membranes à transport ionique (ou d'oxygène) serait utile pour la séparation de l'oxygène.

Procédés industriels

Les connaissances de la chimie de divers procédés industriels pourraient être améliorées dans le but d'accroître les concentrations de CO_2 dans les gaz de combustion industriels. En outre, il serait utile de procéder à la modélisation des procédés et à l'intégration des systèmes pour la capture du CO_2. Cette modélisation et cette intégration seraient particulièrement utiles à l'industrie canadienne si elles étaient appliquées aux raffineries de pétrole, aux exploitations de sables bitumineux et à la fabrication pétrochimique.

Technologie du transport

Systèmes de transport

Une fois le CO_2 capté et comprimé, il est transporté vers un site de stockage sous forme gazeuse ou liquide. Comme tout autre gaz, il est plus pratique et plus économique de le transporter sous sa phase dense qui peut être une phase supercritique ou liquide. Les deux principaux moyens de déplacer le CO_2 sous l'une ou l'autre de ces phases sont le transport par pipeline ou par véhicules citernes.

Transport par pipeline

La technologie des pipelines est maintenant commercialement bien établie. Ils sont utilisés partout dans le monde pour déplacer d'importantes quantités de fluide sur de grandes distances. Des pipelines de transport de produits énergétiques traversent des régions désertiques, des zones de l'Arctique, des chaînes de montagnes, des mers et des lacs et des zones densément peuplées. Des pipelines quadrillent l'Amérique du Nord dans tous les sens et transportent du gaz naturel, du pétrole, du condensat et de l'eau sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres.

Des pipelines de CO_2 sont aussi commercialement exploités aujourd'hui et la plupart font appel à la technologie des pipelines de produits énergétiques. Des conduites de grand diamètre transportent annuellement de façon sécuritaire jusqu'à 20 ou 30 Mt de CO_2, pour la plupart (22 Mt de CO_2 par an) aux États-Unis. Tant du CO_2 de source naturelle provenant du Nouveau- Mexique et du Colorado que des émissions industrielles (capturées par lavage aux amines) sont expédiés à des installations de RAP-CO_2 situées dans l'ouest du Texas. Certaines installations sont en exploitation depuis les années 1970. Un pipeline distinct de 330 km transporte 2 Mt de CO_2 par an de l'usine Great Plains Synfuels du Dakota du Nord au *Weyburn CO_2 Flood Project*, en Saskatchewan, qui est la plus importante installation de RAP-CO_2 en

exploitation au Canada. Un autre pipeline, court et de petit diamètre, est exploité dans la région de Joffre-Red Deer depuis 1986.

Les installations de stockage local (comme des réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés ou des cavernes de sel), qui servent de réservoirs tampons pour les réseaux de collecte et de distribution, sont des éléments importants de tout système de transport par pipeline. Ces installations peuvent servir au stockage temporaire pour optimiser le réseau et équilibrer la distribution. Des installations semblables seraient sans doute nécessaires pour un réseau de pipelines de CO_2.

Les pipelines peuvent servir au transport de plusieurs produits, ce qui favorise souvent la rentabilité d'un projet. Des suspensions peuvent être utilisées pour transporter en même temps les deux phases d'un produit et il est possible que du CO_2 puisse servir de diluant pour le transport du bitume (bien que certains points techniques doivent être résolus). On pourrait aussi transporter le bitume par effet piston en utilisant du CO_2 liquide.

Bien que la technologie actuelle du transport du CO_2 par pipeline soit avancée, il reste certains problèmes à régler. Par exemple, le produit doit être exempt d'hydrates ou de composés corrosifs, ce qui souligne le besoin de technologies de capture plus avancées. Cela montre aussi le besoin de normes industrielles pour certains facteurs, comme la température et la composition des flux de CO_2, afin de garantir le maintien de la qualité et de l'intégrité du pipeline. Il faut porter une attention particulière au moment de la conception de nouveaux pipelines devant passer dans des zones habitées, notamment en prévoyant des moyens d'éviter les surpressions et de déceler les fuites. Par ailleurs, le transport du CO_2 par pipeline demeure plus sécuritaire que celui d'hydrocarbures liquides et de produits pétrochimiques (car le CO_2 n'est ni inflammable ni explosif et n'est pas jugé toxique à moins d'être présent en concentrations très élevées), de sorte que beaucoup de préoccupations en matière de sécurité peuvent être gérées à l'aide des connaissances et de l'expérience actuelles.

Transport par véhicules-citernes

Le transport terrestre de CO_2 par véhicules-citernes est économique si la distance est courte, le volume transporté peu important, la fréquence des déplacements réduite et le prix accepté par le client élevé. Dans la plupart des cas, les citernes seraient placées sur des wagons ou des camions. Le transport par rail est le moins coûteux, mais il faut que la logistique du transport corresponde aux caractéristiques des réseaux ferroviaires.

Une autre solution serait d'utiliser le chemin de fer ou des navires pour le transport à grande échelle, ce qui supposerait d'utiliser la technologie du gaz naturel liquéfié (GNL) actuellement appliquée aux navires-citernes. Cette solution accroîtrait la probabilité de développer un marché international pour le CO_2. Un tel système fournirait aussi une capacité tampon permettant d'absorber tout arrêt local de l'approvisionnement en CO_2 (par exemple due à la fermeture d'une centrale électrique ou d'un important site d'injection). Un tel système mondial exigerait cependant des investissements massifs dans les infrastructures. Cette option pourrait éventuellement se matérialiser (avec l'apparition d'une contrainte à l'égard du charbon suffisamment importante), mais elle ne serait certainement pas un point de départ pour l'application de la CSC. Un transport à une telle échelle ne pourrait exister qu'après que la CSC s'est avérée un moyen commercialement viable de réduire les émissions de GES à l'échelle locale.

Un marché mondial du CO_2, doté de toute l'infrastructure nécessaire, est un important concept à long terme à envisager, indépendamment du temps qu'il faudrait pour en arriver à la commercialisation. En effet, cela permettrait la capture de CO_2 dans des pays ou des régions, comme la Chine, l'Inde et l'UE, qui en sont des sources importantes, et son transport vers des lieux de stockage ou d'utilisation pour la RAP-CO_2, comme le Moyen-Orient, la Russie, etc. où des volumes importants peuvent être utilisés.

Coût du transport

De nombreux facteurs influent sur les paramètres économiques des options de transport. Le coût du transport par pipeline est fonction de la géographie de la route empruntée (par exemple, à terre ou en mer ou dans un climat arctique ou tempéré) et du fait que celle-ci soit dans une zone densément peuplée ou non. Les facteurs influant sur le coût du transport océanique sont la capacité des navires-citernes et la disponibilité d'infrastructures de chargement et de déchargement. Ces deux options de transport sont aussi nécessairement fonction de la distance parcourue et du volume de produits transportés.

Le coût estimé du transport par pipeline est de 6 $ (CAN) la tonne de CO_2 pour 650 km dans un réseau de transport public dont la capacité est de 14,5 Mt de CO_2 par an (Thambimuthu, 2004). La construction d'un tel pipeline suppose une mise de capital supplémentaire. Il n'y a pas d'estimation sûre du coût du transport terrestre par véhicules-citernes (camion ou train) au Canada, mais il serait certainement supérieur à celui du transport par pipeline étant donné le volume de CO_2 à déplacer. En outre, le coût du transport de CO_2 d'un pays étranger vers le Canada (par exemple pour stockage dans le BSOC) serait prohibitif à cette étape et le demeurera sans doute pendant un certain temps. Bien que le transport par navires-citernes puisse être la seule possibilité pour les pays ne disposant pas de stockage géologique, l'investissement pour la mise en place de ce type d'infrastructure est une entreprise coûteuse et ne pourrait exister que dans un monde qui accorderait une très grande valeur à la réduction des émissions de CO_2.

Le transport par pipeline n'est pas un élément des plus coûteux d'un système de CSC, surtout si on le compare à la capture et à la compression. Les économies d'échelle sont un facteur très important des coûts de transport, mais l'effet d'apprentissage est généralement assez réduit étant donné que la technologie du transport est déjà au point et utilisée commercialement.

Risques du transport

Les risques du transport du CO_2 sont plutôt de nature locale (comme ceux de la capture mentionnée précédemment) et comprennent notamment les bris de pipeline et les fuites dans le milieu avoisinant. Tel que souligné plus haut, les risques de tels événements sont comparables, ou même inférieurs, à ceux d'autres activités industrielles et sont considérés gérables avec les procédures actuelles (GIEC, 2005). Le coût de la gestion des risques du transport des produits de la CSC est généralement assez faible comparativement aux coûts généraux de transport.

Besoins de R et D en transport

L'expérience montre que le transport du CO_2 par pipeline est une technologie commerciale établie pour la plupart des applications et que la majorité des secteurs n'exigeraient que des améliorations de faible envergure. Des technologies et des connaissances nouvelles sont cependant nécessaires dans deux domaines prioritaires de R et D.

Caractérisation des gaz

La création d'une base de données détaillée sur les émissions de CO_2 au Canada, qui comprendrait les niveaux de pureté du CO_2 et d'autres informations importantes (ayant trait à d'autres gaz et aux gaz à l'état de traces, présents dans le flux des émissions), serait une démarche valable. Une liste des utilisations finales de chaque source de CO_2 permettrait de définir si certaines sources de gaz seraient plus adaptées pour la RAP-CO_2, la RAGN-CO_2, la RAMH-CO_2 ou d'autres applications.

La caractérisation des gaz peut englober l'étude des effets des impuretés sur l'état physique des flux de gaz riches en CO_2 et sur celui des infrastructures de la CSC, comme les pipelines, les compresseurs et les réservoirs de stockage. La connaissance de la réactivité d'éléments traces, comme le H_2S, les SO_X, les NO_X, l'oxygène, l'azote et l'argon serait d'une extrême utilité.

Paramètres des pipelines

Une deuxième priorité est la connaissance accrue des paramètres optimaux des pipelines pour le transport du CO_2 par l'étude de l'utilisation des pipelines actuels ou du cotransport du CO_2 avec d'autres produits dans un pipeline réservé à cette fin. L'étude porterait sur toutes les questions d'ordre environnemental ou ayant trait à la sécurité connexe au transport à grande échelle du CO_2 afin de définir des paramètres optimaux pour les pipelines et, peut-être, des normes et des codes pour la construction et l'exploitation des pipelines de CO_2 au Canada. Le transport joue un rôle intégrateur à titre d'importante technologie reliant les éléments capture et stockage de la CSC. Les études de modélisation et d'optimisation des procédés, axées sur des démarches intégrées à la CSC, sont importantes pour mieux connaître les paramètres des pipelines.

Technologie du stockage

Systèmes de stockage

Bien que le stockage soit l'une des dernières étapes du processus de la CSC, il en est l'une des premières à envisager au moment de l'élaboration d'une stratégie de mise en oeuvre pour l'infrastructure et les systèmes de la CSC. Il n'y a aucun intérêt à capter du CO_2 à moins qu'il ne puisse être stocké de sorte que la capacité totale de stockage et le lieu de stockage constituent une importante contrainte pour la quantité de CO_2 pouvant vraiment être gérée.

Le milieu de stockage est un important facteur à prendre en considération. Le CO_2 peut être injecté dans des formations géologiques poreuses, comme des bassins sédimentaires, tandis que les roches ignées ou métamorphiques ne sont pas appropriées à cause de leur nature fracturée et de l'absence de la porosité et de la perméabilité nécessaires.

Les autres options de stockage sont la minéralisation terrestre et le stockage océanique. Les coûts de la minéralisation sont prohibitifs à cause de l'empreinte environnementale importante, et visible, des opérations minières. En outre, la plupart des régions où l'on trouve de la serpentinite ou d'autres dépôts réactifs sont éloignées des sources de CO_2. Cela exigerait donc de transporter le CO_2 de lieux comme le BSOC et l'Ontario vers des lieux comme la Colombie-Britannique ou le Québec.

Le stockage dans les océans se limite aux deux options discutées ici. La première est la dissolution dans l'eau de mer, qui se résume à mettre le CO_2 en solution dans la colonne d'eau de l'océan (AIE, 2004). La seconde consiste à stocker le CO_2 liquide à des profondeurs supérieures à 4 000 m (AIE, 2004). Le stockage dans les océans est l'option la plus controversée examinée, surtout à cause de l'immaturité relative de cette technologie et de l'incertitude et du manque de connaissances qui en découlent relativement aux effets du CO_2 sur les écosystèmes océaniques. Des projets pilotes prévus à Hawaï et en Norvège ont été annulés à cause de l'opposition de la population (AIE, 2004).

Le stockage géologique est donc la principale option actuellement examinée au Canada. Les principaux mécanismes du stockage géologique du CO_2 sont :

- Pièges volumétriques – endroits où le CO_2 en phase libre et non dissous est piégé dans les espaces interstitiels et d'où il ne peut fuir vers la surface à cause de barrières physiques ou hydrodynamiques (dans des réservoirs de pétrole ou de gaz et des aquifères salins profonds). Les pièges volumétriques englobent aussi les cavités artificielles comme les cavernes d'extraction de sel et les galeries de mines.
- Pièges résiduels – dans des lieux où le CO_2 s'est déplacé à l'intérieur d'une formation, une partie du gaz est retenue dans l'espace interstitiel par les forces capillaires. Une partie du gaz est donc piégée par des forces autres qu'un simple plafond de roche.
- Pièges par solution – le CO_2 est en solution dans les fluides de la formation ou forme des liaisons ioniques avec ces fluides, comme dans l'eau ou le pétrole qui sature l'espace interstitiel à l'intérieur d'une formation rocheuse.
- Adsorption – le CO_2 se lie avec la roche de la formation qui contient de la matière organique, comme du charbon ou du schiste.
- Pièges minéraux – lieux où le CO_2 est précipité sous forme d'un minéral au carbonate. De telles réactions peuvent se produire lorsque des fluides chargés de CO_2 présents dans une formation réagissent avec d'autres minéraux de la formation.

Dans le cas des deux premières de ces options de stockage géologique, le CO_2 est emprisonné sous sa phase libre, dans le cas des deux autres il l'est par un mécanisme géochimique et, dans la dernière, il est fixé par un processus chimique. La plupart des options de stockage géologique (à l'exception de l'adsorption) s'avèrent les plus efficaces à une profondeur d'au moins 800 m car le CO_2 demeure sous sa phase dense à cause de la pression existant dans la formation. Les fluides comprimés sont pompés (ou injectés) dans un trou de forage, ce qui accroît la pression dans la formation et fait pénétrer le CO_2 dans l'espace interstitiel antérieurement occupé par les fluides de la formation. Cet étalement, ou migration, du CO_2 à l'intérieur de la

formation est régi par divers facteurs comme la flottabilité, la diffusion, la dissolution et la minéralisation (GIEC, 2005).

La plupart des discussions actuelles sur le stockage géologique au Canada ont trait au choix des sites de stockage appropriés qui se résume à deux options : avec valeur ajoutée ou sans valeur ajoutée.

Stockage avec valeur ajoutée

Le stockage avec valeur ajoutée apparaît souvent comme la meilleure utilisation du CO_2 capturé à cause des avantages qui s'ajoutent à ceux du simple stockage. Le premier et le plus apparent de ces avantages est l'utilisation du CO_2 pour la récupération améliorée des hydrocarbures. Le moment est favorable à la mise en oeuvre de la CSC dans le BSOC car la maturité d'exploitation du bassin exige l'utilisation de méthodes de récupération améliorée. En outre, on sait que les mécanismes de piégeage géologique de ces réservoirs y ont retenu des gaz et des liquides (dont du CO_2) dans la formation pendant des millions d'années. La production de ces hydrocarbures a créé un volume appréciable pour le stockage du CO_2 dans des sites dont la permanence a déjà été prouvée.

Récupération améliorée du pétrole

Les méthodes conventionnelles ne permettent de récupérer qu'une partie d'une réserve de pétrole de sorte que diverses techniques de récupération améliorée ont été mises au point, notamment l'injection d'eau (balayage hydraulique), l'injection de solvant et l'injection de gaz (du gaz non utilisable ou du CO_2). Lorsque du CO_2 est injecté dans un gisement, il se mélange avec le pétrole brut dans lequel il se dissout, ce qui fait gonfler la masse d'hydrocarbures et en réduit la viscosité, de sorte qu'une plus grande quantité s'écoule vers le puits. Même lorsque le CO_2 ne passe pas en solution, il en résulte une pression accrue dans le réservoir qui favorise le balayage du pétrole vers le puits de production. La récupération améliorée du pétrole par le CO_2 (RAP-CO_2) peut donner lieu à une augmentation de la récupération de 8 à 15 % du total de la ressource en place, de sorte que les réserves pouvant être récupérées d'un réservoir augmentent en moyenne de 50 % (AIE, 2004).

Jusqu'à la moitié du CO_2 injecté revient à la surface avec le pétrole produit, le reste demeurant emprisonné dans le réservoir. Tout le CO_2 ainsi produit est habituellement recapturé et réinjecté. Ce cycle de production, de capture et de réinjection a été considéré comme un avantage économique car il réduit le volume de CO_2 nécessaire à l'exploitation. Mais si l'un des objectifs est de stocker des émissions de GES à long terme, il peut devenir plus rentable de laisser la plus grande partie possible de CO_2 dans le sol à la première étape du cycle. Comme il n'était pas prévu à l'origine d'utiliser la RAP-CO_2 à une telle fin, cette technologie devra être modifiée de façon à co-optimiser la production de pétrole et le stockage du CO_2.

La RAP-CO_2 est déjà une pratique courante dans 74 installations en exploitation aux États-Unis. Ensemble, ces installations injectent jusqu'à 30 Mt de CO_2 par an, dont seulement 3 Mt proviennent de sources industrielles, le reste étant obtenu de sources souterraines naturelles. L'utilisation du CO_2 naturel plutôt qu'industriel s'explique par le faible coût des sources naturelles, ce qui souligne la nécessité de techniques de capture plus rentables permettant d'isoler les flux de CO_2 dans les installations industrielles. L'intérêt accru pour ces sources industrielles, découlant d'un intérêt mondial pour la réduction des émissions de CO_2, a une influence importante sur cette pratique.

Les deux installations commerciales de RAP-CO_2 actuellement en exploitation au Canada (le projet Weyburn d'EnCana et le projet Joffre de Penn West) utilisent du CO_2 de sources industrielles. Les installations de Joffre approchent de la fin de leur durée de vie mais celles de Weyburn sont encore relativement nouvelles. À Weyburn, on injecte 2 Mt de CO_2 par an dont la moitié est recyclée, ce qui donne un stockage net à long terme de 1Mt de CO_2 par an. Si ces installations fonctionnent pendant encore 20 ans, elles auront permis de stocker 30 Mt de CO_2 (20 Mt nettes de CO_2 si l'on tient compte des émissions connexes). Une fois complètement épuisé, le réservoir aura une capacité de stockage disponible de beaucoup supérieure, mais l'utilisation de cette capacité exigera d'injecter du CO_2 aux seules fins du stockage.

Il y a au moins cinq installations pilotes nouvelles de RAP-CO_2 qui en sont à diverses étapes de développement au Canada. Le coût actuel du CO_2 est cependant élevé et tant qu'il ne sera pas plus disponible (comme un produit de base), cette pratique innovatrice ne prendra que peu d'ampleur. Si le coût du CO_2 était suffisamment faible, la RAP-CO_2 pourrait être appliquée dans un grand nombre de champs pétroliers importants du monde, et pourrait donc constituer un marché énorme pour cette technologie.

Récupération améliorée du gaz

À mesure que la durée de vie des gisements de gaz naturel se termine, les facteurs de récupération du gaz diminuent et il en découle que les compresseurs, les pompes et les autres équipements doivent être utilisés autant qu'avant pour produire moins de gaz. Il est possible que l'injection de CO_2 dans les réservoirs de gaz au cours de leurs dernières années productives, dans le but d'extraire les réserves récupérables restantes en moins de temps et sans contamination appréciable de la ressource, donne lieu à des avantages économiques appréciables. Le CO_2 est plus dense que le gaz naturel dans toutes ses phases (solide, liquide, supercritique ou gazeuse) et l'on peut s'attendre à ce qu'il coule dans le fond du réservoir et pousse le gaz vers la partie supérieure (AIE, 2004). Mais cette option de récupération améliorée reste toujours très théorique et doit être mise à l'essai et prouvée dans des conditions réelles. Les réservoirs de faible perméabilité pourraient servir à certaines des premières applications car les avantages anticipés de la récupération améliorée du gaz naturel à l'aide du CO_2 (RAGN-CO_2) seraient sans doute plus prononcés dans ces conditions.

Une application de la RAGN-CO_2 souvent discutée a trait aux installations conventionnelles de RAP abandonnées où des liquides de gaz naturel non utilisables étaient souvent injectés dans les réservoirs de pétrole pour en améliorer la récupération. Des quantités importantes de ces gaz injectés sont toujours présentes dans les formations de tout le BSOC et pourraient, en théorie, être récupérées actuellement par RAP-CO_2. Il pourra s'avérer rentable dans l'avenir, lorsque la combinaison de prix élevés pour le gaz naturel et de prix faibles pour le CO_2 sera favorable, de réactiver ces installations pour récupérer par RAGN-CO_2 les liquides de gaz naturel injectés.

Il existe actuellement plusieurs obstacles à l'application de la RAGN-CO_2 au Canada. Tout d'abord, le CO_2 est de loin trop coûteux pour permettre de rentabiliser de telles exploitations. Deuxièmement, la production conventionnelle permet normalement de récupérer jusqu'à 90 % du gaz disponible dans un réservoir et la RAGN-CO_2 a surtout pour effet d'accélérer le processus de récupération tout en présentant peu de possibilités d'accroître les facteurs généraux de récupération. L'accélération de la récupération présente un avantage économique, mais il n'est pas aussi important que l'augmentation des facteurs de récupération. Troisièmement, la RAGN-CO_2 n'a pas encore été appliquée où que ce soit dans le monde et sa technologie en est encore à l'étape de la conception (AIE, 2004). Il reste aussi la question des effets inconnus du mélange du CO_2 avec les hydrocarbures gazeux et de la possibilité de sortie hâtive du CO_2 dans les puits de production. D'autres travaux devront être réalisés pour élaborer cette technologie, en faire la démonstration et la commercialiser.

Récupération améliorée du méthane de houille

Les couches (ou filons) de charbon contiennent naturellement des gaz, notamment du méthane, dont la quantité varie en fonction de la profondeur (généralement entre 300 et 1 500 m) et du volume qui s'est déjà échappé vers la surface. Le méthane est adsorbé sur les surfaces du charbon et se trouve sous la forme de gaz libre dans les fractures et les limets, une couche de charbon non perturbée pouvant contenir jusqu'à 25 m^3 de méthane par tonne de charbon (AIE, 2004). Bien qu'encore à l'étape de l'élaboration, cette technologie s'avère très prometteuse.

On produit aux États-Unis du méthane de houille (MH) par la méthode de production primaire depuis plus de deux décennies. La production quotidienne américaine est supérieure à 28 Mm^3 et provient de quelque 6 000 puits. L'industrie canadienne du méthane de houille en est encore à ses débuts, mais sa croissance est rapide et les techniques de récupération améliorée du MH (RAMH-CO_2) pourraient accroître de façon appréciable les facteurs de récupération conventionnels qui se situent souvent entre 40 et 50 %, selon la ressource et la méthode utilisée (AIE, 2004). Ces facteurs augmenteront à plus de 90 % à l'aide de la RAMH-CO_2 et atteindront 100 % dans les filons profonds de bonne perméabilité. Cela s'explique par le fait que l'affinité du méthane pour le charbon est moindre que celle du CO_2 de sorte que le CO_2 injecté dans les couches de charbon est naturellement adsorbé sur les surfaces et libère ainsi le méthane qui peut être récupéré (GIEC, 2005).

Des analyses de laboratoire montrent que le charbon adsorbe de deux à dix fois plus de CO_2 que de méthane de sorte que le potentiel de stockage est élevé. Si le charbon est à une profondeur suffisante et n'est pas perturbé, le CO_2 pourrait y être stocké pendant des milliers d'années. L'expérience acquise avec la RAMH-CO_2 se limite cependant à des travaux et à des applications de R et D. Cette technologie en est donc à ses tout débuts et demeure non prouvée.

On compte, parmi les questions à résoudre pour démontrer la faisabilité technique et économique de la RAMH-CO_2, le fait que le charbon est gonflé par le CO_2 adsorbé, ce qui décroît la perméabilité de la formation. Une autre question a trait aux taux de diffusion du gaz vers le charbon, à partir du charbon et dans les limets. La production d'eau saumâtre est un autre point à étudier dans certaines exploitations de MH, notamment aux États-Unis. Le coût du forage des puits d'injection de même que les incidences et l'empreinte environnementales peuvent aussi poser problème étant donné l'important nombre de puits nécessaires à la production du MH et que ce nombre serait accru par la RAMH-CO_2.

L'un des plus importants problèmes a trait à la caractérisation de la ressource et à l'identification des filons de charbon les mieux adaptés à la RAMH-CO_2. Par exemple, le réservoir se doit d'être homogène dans les plans horizontal et vertical (avec le minimum de failles et de replis), la perméabilité doit être d'au moins 1 à 5 millidarcies, la teneur en méthane doit être suffisamment élevée et le charbon doit être à une profondeur se situant entre 300 et 1 500 m.

Injection de gaz acide

Tel que mentionné précédemment, bon nombre des champs de gaz naturel du monde présentent des concentrations élevées de CO_2, de H_2S et d'autres gaz. Des gisements profonds de gaz acide du BSOC contiennent de grandes quantités de H_2S et de CO_2. Ces gaz étaient habituellement séparés du gaz naturel produit, le CO_2 étant rejeté dans l'atmosphère et le H_2S transformé, le soufre étant conservé pour être vendu. En 1990, certaines usines canadiennes de gaz naturel ont été autorisées par réglementation à réinjecter le gaz acide (mélange de H_2S et de CO_2) à proximité des formations géologiques profondes d'où il provenait. Dans bon nombre de cas, il s'agit là de la façon la plus rentable et la plus écologique de se départir du H_2S, car elle fait disparaître le besoin d'installations coûteuses pour la récupération du soufre et constitue un moyen de gérer le gaz acide qui exige moins d'énergie.

Actuellement, plus de 40 des 60, sinon plus, installations de gaz acide de la planète en exploitation sont situées en Alberta et en Colombie-Britannique et ces installations stockent actuellement jusqu'à 1 Mt de CO_2 chaque année au Canada (AIE, 2004). Ces installations sont source de beaucoup d'informations car elles comptent parmi les seules installations de taille commerciale présentant des analogies avec le stockage géologique du CO_2. On peut en apprendre beaucoup sur le devenir du CO_2 et sur ses interactions avec les substances présentes dans la formation. Il existe déjà une réglementation sur l'injection et le stockage du gaz acide et elle permettra d'établir de nombreux parallèles et d'acquérir des connaissances lorsque viendra le temps d'élaborer une réglementation sur le stockage du CO_2.

Gaz ou bitume

On examine actuellement la question des effets nuisibles possibles de la production de gaz naturel en contact avec du bitume (ou vice versa) dans le BSOC. Le CO_2 pourrait être utilisé pour rétablir la pression dans les formations après le captage de l'une des ressources, ce qui permettrait la production de la ressource restante. Cette possibilité fait toujours l'objet d'études en laboratoire et en est encore à l'étape des essais de pré-terrain.

Stockage temporaire

Les cavernes souterraines, surtout celles des mines de sel ou de potasse, représentent une certaine capacité pour le stockage temporaire du CO_2. Dans l'ouest du Canada, des réservoirs de pétrole et de gaz épuisés ou d'autres formations poreuses sont utilisés pour le stockage temporaire du gaz naturel. Ce stockage jouera un rôle important pour équilibrer les pressions dans les pipelines du réseau de transport de CO_2. Il pourra aussi servir à garantir un approvisionnement constant en CO_2, en agissant comme tampon ou réserve stratégique. De plusieurs façons, il s'agit du même rôle que celui joué actuellement par les centres de distribution du gaz naturel. Étant donné l'expérience et les connaissances acquises en matière de stockage temporaire du gaz naturel, il semble que le stockage temporaire du CO_2 ne nécessitera que peu de recherches.

Stockage sans valeur ajoutée

Les options de stockage qui ne représentent en général aucun avantage économique autre que celui du simple stockage du CO_2 sont qualifiées de possibilités sans valeur ajoutée. À moins qu'un coût appréciable ne soit associé aux émissions de CO_2, ces possibilités sans valeur ajoutée continueront d'être non rentables au Canada. Même dans un monde limité par le carbone, ce sont les possibilités avec valeur ajoutée qui demeurent les plus intéressantes. Mais si certaines contraintes rendaient le stockage à valeur ajoutée trop

coûteux (par exemple des sources d'émissions impures exigeant un nettoyage et un conditionnement appréciables avant injection), le contraire pourrait s'avérer vrai et le seul stockage du CO_2 serait alors la solution la plus rentable. Par conséquent, le moment propice à l'élaboration de ces technologies dépend fortement de la politique future en matière de changements climatiques et des crédits consentis pour la réduction des émissions. On reconnaît cependant de façon générale la nécessité d'accroître les connaissances des possibilités de stockage sans valeur ajoutée (AIE, 2004).

Gisements de pétrole et de gaz épuisés

Les gisements de pétrole et de gaz et (d'ici peu) les filons de charbon épuisés fournissent des espaces interstitiels qui peuvent être réoccupés par du CO_2. Une échelle mobile sert à distinguer les gisements de pétrole et de gaz en exploitation de ceux qui sont épuisés et, selon certains paramètres dynamiques (comme le prix du combustible fossile et la nature physique du réservoir), un gisement abandonné peut être remis en exploitation.

Comme dans le cas de nombreuses possibilités à valeur ajoutée, les gisements épuisés donnent aux exploitants des installations l'avantage de connaître les formations géologiques pouvant être utilisées. Dans des endroits comme le BSOC, la géologie est très bien connue et l'on sait que des pièges et des formations ont retenu les gaz et d'autres liquides pendant des millions d'années. En outre, il existe une grande capacité due à l'épuisement dans des bassins matures comme le BSOC. Les champs de gaz épuisés présentent un plus grand potentiel parce qu'ils sont plus volumineux et plus nombreux que les champs de pétrole et que le facteur de récupération du gaz est beaucoup plus élevé que celui du pétrole. Une capacité supplémentaire dans les champs non exploités, comme ceux des bassins de l'Atlantique et de Beaufort-Mackenzie, deviendra disponible à mesure que du pétrole et du gaz seront produits.

Tous les points techniques concernant ces formations sont semblables à ceux présentés précédemment pour la RAP-CO_2 ou la RAGN-CO_2.

Aquifères salins profonds

Un aquifère salin peut être défini comme tout type de roche sédimentaire saturée d'eau salée et non potable pouvant être extraite et dans lequel des fluides peuvent être injectés (AIE, 2004). Les aquitards sont des couches rocheuses pouvant contenir de l'eau qui ne peut cependant être extraite à cause de la faible perméabilité qui interdit à l'eau de se déplacer à une vitesse acceptable. Un aquiclude est une formation rocheuse dont la perméabilité est pratiquement nulle. Ces trois types de formations peuvent jouer un rôle pour l'injection de CO_2 en profondeur, les aquifères fournissant l'espace interstitiel pour le stockage et les aquitards et aquicludes les mécanismes de piégeage physique.

Les aquifères salins profonds représentent le plus grand volume potentiel de stockage partout dans le monde (voir les 1 000 à 10 000 Gt indiquées précédemment). On trouve des aquifères salins profonds sous les 68 bassins sédimentaires canadiens et ils offrent des possibilités de stockage dans plusieurs régions du pays.

Le projet Sleipner de Statoil, situé à 250 km au large de la côte de Norvège, dans la mer du Nord, est la première installation d'envergure commerciale consacrée au stockage du CO_2 dans un aquifère salin profond. Le champ de production de gaz naturel Sleipner fournit environ 1 Mt de CO_2 par an pour le stockage dans l'aquifère (AIE, 2004). Depuis 1996, aucune fuite de CO_2 n'a été notée et le projet s'avère techniquement faisable (AIE, 2004). L'ensemble du projet permettra de stocker 20 Mt de CO_2 environ au cours de sa durée, bien que la capacité totale de stockage soit de plusieurs centaines de fois supérieure (GIEC, 2005).

Coût du stockage

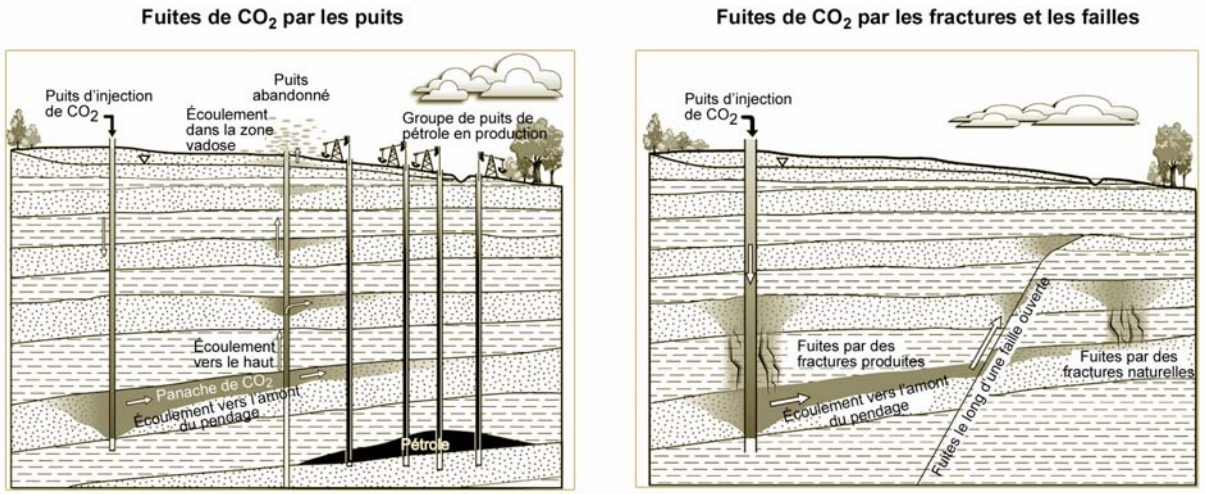
Le stockage est le moins coûteux des trois éléments de la CSC. Ses principaux facteurs en sont la géographie (stockage à terre ou en mer) ainsi que la profondeur et d'autres caractéristiques du réservoir (comme la capacité d'injection). Au Canada, les coûts de stockage peuvent varier de 3 à 9 $ (CAN) la tonne de CO_2 (Thambimuthu, 2004). On ne connaît pas précisément les coûts de la surveillance (dont il est traité plus bas) pour le Canada, mais le GIEC (2005) les estime à des valeurs oscillant entre 0,1 et 0,3 $ (EU) la tonne de CO_2. Si le CO_2 sert à améliorer la récupération des hydrocarbures, les paramètres économiques peuvent alors changer de façon appréciable et, dans bon nombre de cas, donner lieu à un bénéfice net. Tel qu'indiqué précédemment, la mise en œuvre d'une infrastructure et de systèmes rentables exige des capitaux de départ dont il faut tenir compte dans l'analyse économique.

Risques du stockage

L'élément stockage de la CSC présente un nouvel ensemble de risques d'envergure mondiale, en ce sens que toute fuite diminuerait l'effet du stockage par l'accroissement de la quantité de CO_2 s'échappant dans l'atmosphère de la terre, et locale, en ce sens que du CO_2 pourrait fuir et contaminer d'autres ressources énergétiques ou minérales ainsi que l'eau souterraine (et nuire à la végétation et à d'autres formes de vie en raison du taux de fuite et des concentrations). On dispose de peu d'expérience du stockage géologique, mais l'expérience industrielle très apparentée et les connaissances scientifiques peuvent servir à la gestion des risques (GIEC, 2005). L'identification des voies de fuite ou d'infiltration possibles (illustrées à la figure 4.1) constitue une étape importante à cet égard et pour toute autre évaluation des risques.

Des comparaisons faites en milieux artificiels et naturels et les résultats des modèles montrent que jusqu'à 99 % du CO_2 injecté dans une formation géologique y demeurera « très probablement » pendant plus de 100 ans et « probablement » pendant plus de 1 000 ans, si la formation est correctement choisie et l'installation bien gérée (GIEC, 2005). Dans la plupart de ces sites, la plus grande partie du CO_2 sera graduellement immobilisée par les nombreux mécanismes de piégeage mentionnés précédemment.

Figure 4.1 Voies possibles de fuites de CO_2



(Source : Bachu et Celia, 2006 [sous presse])

Il est cependant important de savoir qu'une petite partie du CO_2 s'échappera (et atteindra peut-être la surface) et que des exigences strictes, comme une absence totale de fuite ou d'infiltration, sont indûment restrictives. Les études réalisées jusqu'à maintenant montrent qu'un taux admissible d'infiltration pouvant atteindre 0,1 % par an permettrait quand même d'obtenir un résultat efficace en matière de réduction des émissions de GES (AIE, 2004). Ce taux ne correspond pas à une valeur réelle prévue par les chercheurs, il s'agit plutôt d'une limite supérieure (ou niveau de tolérance) permettant à la planète de s'accommoder d'une fuite lente et continue de CO_2 dans l'atmosphère, cela dans le contexte de la nécessité de maintenir des concentrations atmosphériques de GES en deçà d'un certain niveau. Par ailleurs, il faut disposer d'une gamme de programmes de surveillance et de plans d'intervention, ainsi que de technologies appropriées, pour réduire les incidences de chaque type de fuite souterraine ou d'infiltration vers la surface.

Il va de soi que le stockage géologique du CO_2 ne devrait pas être pratiqué en certains endroits, notamment ceux où l'activité sismique est importante. Comme cela a été signalé dans la section 3, il s'agit de l'un des nombreux critères servant au choix des sites destinés aux activités de CSC.

Options de surveillance du stockage

Il faut des options de surveillance à court et à long terme pour garantir que tout gaz injecté dans une formation géologique ne revienne pas dans l'atmosphère, ne provoque pas de dommages à l'environnement et ne soit pas source de danger. La surveillance est aussi nécessaire pour l'obtention de données servant au calcul du bilan des émissions nettes auquel sera rattaché tout crédit éventuel de réduction des émissions. Comme ces crédits auront une valeur monétaire et des caractéristiques environnementales, il faudra en valider et en prouver le caractère représentatif du stockage effectué, en utilisant un protocole de mesure et de

vérification fondé sur une surveillance exacte. Étant donné les divers besoins de surveillance, plusieurs technologies sont proposées pour l'exploitation, la vérification et les exigences environnementales.

L'exploitant devra effectuer une surveillance de ses installations à des fins de réglementation (surveillance opérationnelle), ce qui comprendra sans doute la vérification des taux d'injection et de recyclage et de réinjection du CO_2 s'il y a récupération améliorée. En outre, l'exploitant pourra avoir des besoins de surveillance qui lui soient propres (et plus particuliers) car de bons renseignements permettent de mieux gérer une installation et d'en optimiser le rendement. La surveillance opérationnelle débute à l'étape d'injection et porte surtout sur la migration dans le sous-sol du CO_2 injecté, et sur les émissions connexes pendant le fonctionnement de l'installation.

La surveillance par vérification (ou scientifique) est faite à des fins de recherche dans le but de mieux connaître les processus complexes se déroulant aux sites d'injection. La surveillance par vérification est nécessaire pour comprendre comment le CO_2 se déplace et réagit ou est adsorbé dans les formations rocheuses; il s'agit d'un élément important de tout travail de recherche, essai pilote, démonstration et application commerciale. Un autre élément de la recherche est la réduction des fuites dans les autres formations et l'infiltration vers la surface, ce qui comprend l'élaboration de modèles permettant d'améliorer la capacité de prévision scientifique.

Figure 4.2 Technologies de surveillance en fonction du temps

	0.1	1	10	100	1000
Infiltration	Aéronef Gaz du sol Traceurs in situ	Aéronef Gaz du sol Traceurs in situ	Aéronef Gaz du sol Traceurs in situ	Aéronef --------- Traceurs in situ	
Fuites	Sismique 3 D Clinomètre Pression Traceurs in situ Registres Sismique passive	Sismique 3 D Clinomètre Pression Traceurs in situ Registres Sismique passive	Sismique 3 D Clinomètre Pression Traceurs in situ Registres Sismique passive	Sismique 3 D Clinomètre ---------- ---------- ---------- ----------	
Migration	Sismique 3 D Sismique passive Sismique de puits X Clinomètre Pression ---------- Traceurs in situ Registres ----------	Sismique 3 D Sismique passive Sismique de puits X Clinomètre Pression Traceurs injectés Traceurs in situ Registres Taux d'injection	Sismique 3 D Sismique passive Sismique de puits X Clinomètre Pression Traceurs injectés Traceurs in situ Registres ----------	Sismique 3 D ---------- ---------- Clinomètre ---------- ---------- ---------- ---------- ----------	

Temps en années

(Source : Chalaturnyk et Gunter, 2005)

La surveillance environnementale a pour objet de protéger contre les risques pour la santé, la sécurité ou l'environnement et elle est généralement axée sur les infiltrations de CO_2 – le mouvement du CO_2 injecté vers la surface où il pourrait interagir avec la biosphère. Selon le niveau de risque du projet, certains aspects de la surveillance environnementale peuvent être semblables à ceux de la surveillance opérationnelle. Comme des fuites ou des infiltrations peuvent survenir à tout moment pendant la réalisation des travaux, ou longtemps après leur fin, la surveillance environnementale ne se termine pas avec l'injection.

De la recherche, des essais et le perfectionnement continu de ces technologies de surveillance, de mesure et de vérification (SMV) sont essentiels pour garantir que le CO_2 soit stocké de façon appropriée et qu'il ne s'échappe pas de l'unité de stockage ni ne s'infiltre jusqu'à la surface. La figure 4.2 donne la liste de certaines technologies examinées pour la surveillance du déplacement du CO_2 au cours de diverses périodes. Bon nombre de ces technologies sont coûteuses ou doivent être mises au point avant d'être appliquées de façon commerciale. L'expérience acquise sur le terrain peut faciliter le choix des technologies permettant d'obtenir l'information nécessaire aux fins des connaissances scientifiques, de l'excellence des opérations et de l'intégrité de l'environnement.

Besoins de R et D pour le stockage

Diverses priorités de recherche ont été cernées (ici aussi fondées sur les lacunes déterminées). Elles couvrent tous les aspects du stockage géologique et des suggestions sont faites pour l'élaboration d'un cadre général de R et D pour le stockage du CO_2 au Canada.

Intégrité du stockage

La grande priorité de la recherche sur le stockage est de confirmer que la CSC est une pratique sûre, fiable et favorable à l'environnement pour le stockage à long terme (de l'ordre de plusieurs milliers d'années) du CO_2. La question à examiner est la possibilité d'une fuite de l'unité de confinement (formation géologique) ou d'une infiltration du sous-sol vers la surface et bien qu'il semble probable que des sites bien conçus en des lieux

optimaux présentent un très faible risque de fuites ou d'infiltrations importantes, il n'en demeure pas moins que cette affirmation est très difficile à démontrer. Il faut obtenir des preuves scientifiques et acquérir de l'expérience sur le terrain pour améliorer les technologies et les pratiques du stockage géologique.

Identification et caractérisation des sites

Il faut tout d'abord repérer les sites à l'échelle générale en utilisant l'information de base disponible. Les sites choisis devraient être évalués à l'aide de plusieurs critères de base. Tout d'abord, et de façon générale, il faut qu'ils aient la capacité nécessaire au stockage de la quantité de CO_2 que l'on souhaite capturer. Dans les faits, la capacité de stockage disponible influera sur la quantité de CO_2 pouvant être réellement capturée. Deuxièmement, les sites de stockage choisis devront, ensemble, permettre l'injection du CO_2 au taux où il est produit. Troisièmement, les caractéristiques de confinement des sites (la capacité de retenir le CO_2 à long terme), notamment la capacité à prévenir les fuites de CO_2 dans le sous-sol ou son infiltration vers la surface, constituent un critère important. La sécurité est un autre point à examiner car tout site jugé non sécuritaire sera rejeté. La rentabilité des diverses options de stockage est le facteur primordial du choix d'un site et de l'établissement d'un ordre de préférence. Les paramètres de ce dernier critère (économique) évoluent avec le temps à cause des progrès de la technologie et des modifications apportées aux régimes, aux incitatifs et aux sanctions d'ordre fiscal.

Une fois effectué le choix des sites les plus intéressants, il faut en caractériser de façon détaillée la géologie, les failles et les fractures (si elles sont présentes), l'architecture interne, la minéralogie et la géochimie, les fluides de l'espace interstitiel, les régimes de pression et de géothermie, les contraintes et les propriétés géomécaniques, l'écoulement des fluides présents et le nombre et le type de puits traversant le réservoir de stockage. Des modèles numériques devront être utilisés pour évaluer le devenir à long terme du CO_2 injecté. Il faudrait mieux connaître les voies de fuites possibles naturelles ou artificielles (comme les réseaux de fractures et les puits et galeries de mines abandonnés) et un examen des pratiques de forage antérieurement utilisées au Canada permettrait de connaître la stabilité des tubages et du béton des puits de même que l'adhérence entre le tubage et le béton et les formations rocheuses.

Capacité de stockage canadienne

La répartition régionale des émissions de CO_2 et l'asymétrie des possibilités de stockage au Canada exigent de mieux connaître les sites sources et les bassins de stockage au pays.

Les provinces rejetant les plus grandes quantités de CO_2 sont l'Alberta et l'Ontario, chacune émettant plus de 200 Mt de CO_2 par an. Les deux tiers des émissions de l'Alberta proviennent d'importantes sources fixes (adaptables à la CSC) tandis que la majorité des émissions de l'Ontario sont dues au transport. La Saskatchewan et le nord-est de la Colombie-Britannique sont deux autres régions sources de CO_2, les provinces de l'Atlantique présentant de plus petites possibilités.

Pour ce qui est du stockage, le potentiel dans le BSOC (qui s'étend du nord-est de la Colombie-Britannique au Manitoba) est de l'ordre de centaines de mégatonnes dans les réservoirs de pétrole exploités ou épuisés, de plusieurs milliers de mégatonnes dans les réservoirs de gaz exploités ou épuisés, de 1 000 à 2 000 mégatonnes dans les gisements de charbon et de dizaines, voire de centaines de gigatonnes dans les aquifères salins profonds. Il existe dans les provinces de l'Atlantique un certain potentiel de stockage dans les gisements de charbon du continent (une fois la technologie démontrée), dans les réservoirs de pétrole et de gaz en mer et dans les aquifères salins profonds, mais toutes ces possibilités doivent être évaluées. Il existe aussi des possibilités plus locales et de moins grande envergure dans certaines parties de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et du Québec, mais les connaissances actuelles de ces sites sont limitées. Seuls les réservoirs de pétrole et de gaz épuisés et en exploitation du BSOC et, plus récemment, les gisements de charbon de l'Alberta, ont fait l'objet d'études détaillées.

Le simple fait de mieux comprendre l'économie de toutes les options de stockage, à valeur ajoutée et sans valeur ajoutée, constituerait un important volet de la recherche. Il est possible que l'utilisation de certains aquifères profonds s'avère moins coûteuse dans l'ensemble si les économies de coûts systémiques du simple stockage sont pleinement réalisées.

Possibilités d'ajouts

La mise en place d'une infrastructure est souvent plus coûteuse que son ajout à une infrastructure existant déjà. Les installations et les équipements de surface pour la compression ou la liquéfaction et, ensuite,

l'injection et la surveillance du CO_2 coûteront cher. De même, à moins que les sites sources et de stockage ne soient rapprochés, le transport sera coûteux. Une démarche logique à la mise en place d'une telle infrastructure et de tels systèmes consiste donc à réduire les coûts par la collaboration des gouvernements, des chercheurs et de l'industrie afin de maximiser les synergies par la coopération, et à annexer ensuite les projets de recherche et les projets scientifiques à des installations commerciales existant déjà. Cette démarche a été utilisée pour le projet Weyburn de RAP-CO_2 et le sera pour le *CO_2 Sequestration and Methane Production Project* (CSEMP), de même que pour le nouveau projet de RAP-CO_2 de Penn West.

Les avantages des projets ajoutés sont nombreux. Les sites (comme les postes de compression, les centres de production sur place et les installations de pipeline) sont souvent parfaitement aménagés et dotés du personnel compétent et peuvent donc déjà disposer des ressources nécessaires aux activités de stockage et de surveillance. Dans le cas des sites de production de pétrole et de gaz, il existe déjà beaucoup d'informations et d'expertise sur place qui seraient utiles aux travaux techniques sur les réservoirs et le stockage ainsi qu'à la détermination des meilleures pratiques d'optimisation du double objectif de la récupération du pétrole et du stockage du CO_2 à long terme. En outre, l'expertise particulière aux réservoirs d'un site peut servir à l'élaboration de stratégies d'atténuation pour de possibles fuites ou infiltrations de CO_2. Les pratiques et les procédures, les normes et les protocoles appliqués dans les sites commerciaux pourraient aussi être appliqués à la gestion des risques relatifs à la sécurité, à l'environnement, etc.

Démarches et expertise d'évaluation

Partout dans le monde, des experts mettent au point de meilleurs outils et démarches pour l'évaluation des risques de la CSC, et bon nombre de Canadiens sont des chefs de file dans ce domaine. L'expertise canadienne en matière d'exploration et de production de pétrole, y compris une expérience directe de l'injection de gaz acide et de la RAP-CO_2, a contribué à cette expertise. Le Canada a participé de près à l'élaboration d'un mécanisme international de collaboration et partagé son expertise avec les organismes de recherche internationaux. Il reste cependant du travail à faire et ces efforts doivent donc être poursuivis.

Le fait de rendre disponibles des outils d'évaluation intégrés pour le stockage géologique serait utile aux décideurs. Le taux de rendement, la valeur du projet et la valeur des crédits de CO_2 seraient des paramètres utiles à l'élaboration d'un outil intégré pour l'évaluation des options de stockage dans un contexte commercial. Dans une perspective stratégique, ces paramètres pourraient comprendre des programmes de calcul des réductions d'émissions, des taxes et des redevances. De tels modèles et outils d'évaluation intégrés n'existent pas actuellement, mais leurs composantes existent déjà. Ces outils devraient être basés sur une conception technique valable tirée de l'expérience acquise avec les réservoirs de pétrole, être en mesure de produire des résultats fiables et comprendre une large gamme d'options utiles tant à l'industrie qu'au gouvernement.

Collaboration internationale

La communauté internationale est déjà engagée dans la mise au point de la technologie de la CSC et le Canada participe pleinement au *Greenhouse Gas R&D Programme* de l'AIE ainsi qu'au *Carbon Sequestration Leadership Forum*. Le Canada est aussi l'hôte du *International Test Centre for Carbon Dioxide Capture* (ITC), à l'université de Regina, et du *Weyburn CO_2 Monitoring and Storage Project* de l'AIE à Weyburn. Le Canada dispose d'installations de recherche de calibre mondial au *Centre de la technologie de l'énergie de CANMET* à Ottawa (CTEC-O). Le *CBM Technology/CO_2 Sequestration Project* (en Chine) est un autre exemple des efforts consentis par le Canada pour collaborer avec des partenaires internationaux en matière de CSC. Ces travaux réalisés en collaboration présentent le double avantage d'aider les Canadiens à tirer parti de l'expérience d'autres chercheurs, exploitants d'installations et décideurs tout en renforçant les capacités et les possibilités du Canada en matière de connaissances, ce qui permet au pays de contribuer à l'effort international. Cette collaboration internationale vise tous les aspects de la mise au point de la technologie de la CSC (et non seulement le stockage).

Beaucoup de connaissances pourraient être acquises par le moyen de certaines relations bilatérales avec des pays actifs dans les domaines de la recherche et de la démonstration en matière de CSC. Ce genre d'activités peut prendre la forme de missions internationales, d'une participation conjointe à des projets de recherche et de surveillance ou même de l'échange ou du détachement d'experts.

Concept du centre et du réseau principal

L'une des nouvelles priorités de la recherche porte sur la collecte et le regroupement des émissions de CO_2 de plusieurs sources de haute qualité et de volumes importants, endroits couramment qualifiés de centres d'émissions, et sur le transport des émissions captées par le moyen d'un pipeline ou d'un réseau principal appartenant à un transporteur public.

Les centres sont des lieux où d'importants volumes de CO_2 peuvent être recueillis à partir de plusieurs sources rapprochées. Le fait de réunir le CO_2 en un même point permet de mieux assurer les clients finaux d'un approvisionnement à long terme. Cela réduit les risques d'approvisionnement insuffisant et permet donc de donner une certaine assurance aux promoteurs d'installations de stockage.

Un pipeline principal pourrait être construit de façon à relier tous les importants centres d'émissions de l'ouest du Canada aux divers sites de stockage du BSOC et ce système pourrait être exploité comme les systèmes actuels de collecte, de transport et de distribution de pétrole et de gaz. L'Alberta et la Saskatchewan sont actuellement sillonnées par des pipelines de petits diamètres (2 à 4 pouces) qui sont sous-utilisés et qui pourraient servir à transporter le CO_2 des sources d'émissions vers le réseau principal. Cette infrastructure pourrait alimenter le pipeline principal de grand diamètre qui pourrait éventuellement relier Fort McMurray à Fort Saskatchewan, Joffre-Red Deer, Medicine Hat et Regina-Belle Plaine.

Les sites pouvant constituer les premiers centres d'émissions canadiens sont ceux où la production quotidienne de CO_2 est appréciable et qui sont situés à proximité ou reliés par le réseau principal à d'importantes installations de stockage où, de préférence, on pratique la récupération améliorée. Dans le BSOC, les centres pourraient se trouver dans la région de Fort McMurray, à Fort Saskatchewan, dans la région de Joffre-Red Deer et à Wabamun (qui sont traités de façon détaillée plus bas). Des travaux supplémentaires devront être réalisés pour déterminer si la zone de Regina-Belle Plaine peut devenir un centre, étant donné l'accord récent entre le gouvernement du Canada et celui de la Saskatchewan sur le cofinancement de projets comportant des volets de charbon écologique, de gazéification industrielle et de polygénération. D'autres régions disposent des sources nécessaires, mais les bassins locaux de stockage ne sont pas aussi bien connus ou ne présentent pas la rentabilité du BSOC. Un centre à Halifax pourrait être relié à des installations de RAMH-CO_2 situées en mer. Un centre des émissions à Sarnia pourrait aussi éventuellement être rattaché à des sites de stockage aux États-Unis. Tant que la réduction des émissions de CO_2 ne sera pas devenue une priorité sociétale pressante, ces autres centres demeureront des possibilités. Il n'en est pas de même pour les sites du BSOC qui constituent actuellement des possibilités rentables de CSC.

Il existe un appui important pour le concept d'une infrastructure et de systèmes par centres et réseau principal comme fondement d'un secteur de la CSC vigoureux et en croissance au Canada. Un groupe de travail industrie-gouvernement pourrait être chargé de mettre en œuvre des plans de développement détaillés pour une telle entreprise. La première tâche consisterait à élaborer une vision à long terme d'un réseau principal canadien relié à des centres d'émissions répartis dans le BSOC. Les caractéristiques et les paramètres (physiques et opérationnels) des centres et du réseau devraient être élaborés. Des ébauches de règles administratives pour l'exploitation de cette infrastructure, y compris des standards pour les contrats d'achat et d'exploitation, pourraient être rédigées pour les exploitants de pipelines et les acheteurs et vendeurs de CO_2.

Centre pour les sables bitumineux

La région de Fort McMurray, en Alberta, pourrait actuellement fournir 5 500 t/j de CO_2 de haute qualité et 4 000 t/j de CO_2 de qualité moyenne. Cette source s'accroîtra à mesure que de nouvelles infrastructures seront construites. L'application future de la gazéification aux sables bitumineux, qui devrait fournir des flux de CO_2 de concentration moyenne de même que des sites de stockage de CO_2, accroîtrait le potentiel de la région à titre de centre.

Bien que Fort McMurray soit éloigné de tout site de RAP-CO_2, le volume de CO_2 produit dans cette région pourrait justifier un système de collecte et le transport par pipeline du CO_2 en un point du BSOC. Un tel pipeline pourrait être conçu pour le transport de plusieurs produits afin de tirer d'autres coavantages prenant la forme du transport d'hydrocarbures sous-utilisés (comme le benzène ou d'autres fractions pétrolières) vers des installations pétrochimiques situées à proximité d'Edmonton. La construction d'un tel pipeline aurait un effet très important sur les possibilités de CSC dans le BSOC, de 2015 à 2030.

Les étapes de la création d'un tel centre seraient tout d'abord la collecte du CO_2 de sources de pureté élevée (plus de 90 % de CO_2) d'ici 2010. Cela suppose la capture de 5 500 t/j de CO_2 des unités de production d'hydrogène Benfield des usines actuelles. En 2015, les exploitants pourraient commencer à recueillir 4 000 t/j de CO_2 de concentration moyenne des unités AVP des installations de séparation de l'hydrogène. Il pourrait être possible, après d'autres travaux de R et D, d'utiliser l'absorption physique ou la combustion oxy-combustible pour de telles applications. Il serait aussi possible, à mesure que de nouvelles installations de traitement des sables bitumineux seront construites et que les usines actuelles seront agrandies (après 2015), d'intégrer les nouvelles unités à l'infrastructure de capture et de transport. Entre 2015 et 2030, il sera possible de capturer les émissions des nouvelles usines de gazéification (comme les usines alimentées au coke de pétrole), mais cela exigera une nouvelle technologie à sorbants solides, solvants physiques ou à membranes, ou des procédés hybrides, pour la capture du CO_2 des sources de qualité moyenne à élevée.

Centre multi-industries

On compte plus de 40 activités industrielles différentes à Fort Saskatchewan et à l'est d'Edmonton, en Alberta. Ces activités vont de la production d'électricité, au raffinage, à la production de produits pétrochimiques et d'engrais et à la fabrication de ciment. Actuellement, 2 500 t/j de CO_2 de haute qualité pourraient être récoltées localement. Cette quantité justifie la mise en place d'un système de collecte et d'un pipeline pour alimenter des installations de RAP-CO_2 à Swan Hills ou à Pembina. Un volume supplémentaire de 3 000 t/j de CO_2 de qualité moyenne peut être obtenu des installations de production d'hydrogène des raffineries locales.

La création d'un centre multi-industries pourrait débuter par la collecte des 2 500 t/j qui sont produites par le traitement des gaz d'alimentation, la production d'oxyde d'éthylène et la production d'hydrogène dans les usines d'ammoniac, cela en utilisant la technologie de déshydratation et de compression disponible. L'étape suivante est la capture du CO_2 de flux de qualité moyenne à élevée des installations de production d'hydrogène locales ainsi que de l'unité de valorisation de Shell (les 3 000 t/j indiquées précédemment), cela en utilisant peut-être l'absorption physique ou la combustion oxy-combustible (deux techniques dont la démonstration reste à faire). De 2012 à 2015, toutes les nouvelles usines, comme les unités de gazéification du charbon ou du coke de pétrole, pourraient être déjà prêtes pour la capture du CO_2 par l'utilisation de technologies comme celles des solvants physiques, des sorbants solides, des membranes ou d'autres techniques hybrides. Après 2015, le CO_2 continuerait d'être capté à partir des installations de production d'hydrogène nouvelles ou agrandies (dans les raffineries et les unités de valorisation) ou des nouvelles installations commerciales de CCGI (en supposant que cette technologie ait fait l'objet d'une démonstration réussie).

Centre pétrochimique

Le complexe pétrochimique de Joffre, en Alberta, produit 1 300 t/j de CO_2 de haute qualité en plus d'un flux de CO_2 qui est déjà fourni au Penn West Energy Trust pour son installation de RAP-CO_2. On trouve dans cette zone une usine d'oxyde d'éthylène, une installation de traitement de l'éthane et une usine d'éthanol. Les émissions de ce complexe devraient s'accroître si des sous-produits des sables bitumineux pouvaient être utilisés comme matières premières ou si de l'éthane et d'autres produits du gaz naturel du Nord (Alaska ou région de Beaufort-Mackenzie) étaient disponibles.

Le centre pétrochimique de Joffre pourrait débuter par l'agrandissement du système actuel de collecte de CO_2 de façon à récupérer le total des 1 300 t/j. La source de CO_2 de Joffre est très concentrée, à plus de 90 %, et pourrait être capturée à l'aide de la technologie actuelle de déshydratation et de compression. On pourrait ensuite capturer toute nouvelle émission provenant d'un traitement accru de produits du bitume ou d'autres produits de base après 2015. En outre, les émissions de CO_2 de la gazéification sur place du charbon ou du bitume pourraient être capturées.

Centre d'installations électriques

Les centrales thermiques alimentées au charbon étant à l'origine de 35 % des émissions de CO_2 des GEF au Canada, il serait logique de songer à construire un centre de collecte des émissions, et il semblerait que Lake Wabamun, en Alberta, constitue un site idéal. Par ailleurs, les installations actuelles alimentées au charbon utilisent du charbon pulvérisé dans les cycles de vapeur sub-critiques de sorte que les gaz de combustion ne contiennent que de 13 à 15 % de CO_2. Le coût de la capture du CO_2 de flux aussi dilués rend l'opération non rentable actuellement. Sa réalisation exigerait donc les effets de plusieurs facteurs, notamment des percées

technologiques, une réglementation sévère à l'égard des émissions de CO_2 et la volonté du public à payer un prix plus élevé pour l'électricité.

La CCPC cherche actuellement un emplacement pour sa première installation au charbon écologique d'envergure commerciale, qui pourrait être une usine CCGI utilisant du charbon ou du coke de pétrole, une usine à cycle super-critique et à lavage aux amines ou, même, une nouvelle usine à combustion oxy-combustible. Des entreprises envisagent la construction de petites unités de gazéification de démonstration pour d'autres applications. À moins qu'un de ces projets ne soit réalisé, il sera difficile de capturer du CO_2 de façon économique des installations de production d'électricité avant 2015.

On compte, comme étapes générales de l'établissement d'un centre pour les émissions des centrales électriques, la capture du CO_2 d'une unité de démonstration par combustion oxy-combustible entre 2008 et 2015. En cas de réussite, l'étape suivante pourrait être la modification de centrales commerciales existantes aux fins de la capture. De plus, après 2015, du CO_2 pourrait aussi être capturé de la première unité de gazéification de démonstration par CCGI mentionnée plus haut. Une réelle possibilité d'un centre de capture des émissions d'installations électriques n'existera sans doute qu'après 2020, lorsque les flux de CO_2 d'unités de gazéification commerciales nouvelles pourront être capturés. La réalisation ultime serait la mise en place d'un parc entièrement nouveau d'installations alimentées au charbon écologique qui seraient toutes reliées à l'infrastructure de la CSC.

Résumé de la section

Chaque élément de la CSC (capture, transport et stockage) présente des besoins et des exigences spécifiques en matière de R et D, mais il faudra en fin de compte élaborer un système complet et intégré de sorte qu'on ne puisse négliger l'examen des systèmes plus importants.

Diverses technologies sont étudiées pour réaliser la capture et la compression des gaz dans des systèmes à post-combustion, pré-combustion et combustion oxy-combustible et des procédés industriels. Ces technologies sont l'absorption, l'adsorption, les membranes et la cryogénie. Chaque technologie est étudiée dans le contexte d'applications particulières à des systèmes et aucune solution unique n'est proposée pour toutes les applications. Certaines technologies sont actuellement plus avancées et leur valeur commerciale a été prouvée, mais cela ne garantit pas qu'elles seront utilisées pour la CSC.

La capture et la compression représentent actuellement l'élément le plus coûteux de la CSC. Son coût varie, pour une tonne de CO_2 captée, de 50 à 70 $ (CAN) pour les systèmes de post-combustion, de 20 à 50 $ (CAN) pour les systèmes de pré-combustion et de 13 à 80 $ (CAN) pour la combustion oxy-combustible. Ici aussi, le coût réel de chaque option devrait se situer au bas des fourchettes (tel qu'indiqué précédemment). C'est cependant la capture qui présente les plus grandes possibilités de réduction de coûts qui pourrait atteindre de 25 à 30 % en 2025 (des réductions de 50 % pourraient être obtenues pour certains éléments).

Le CO_2 est le plus facilement transportable, par pipeline ou véhicule-citerne, sous sa phase dense. Du CO_2 est déjà transporté par pipeline en utilisant la technologie et l'expertise des industries de transport de produits énergétiques. Des citernes peuvent servir au transport terrestre ou maritime, ce dernier permettant le déplacement de CO_2 d'importantes sources pouvant se trouver en Chine, en Inde ou en UE vers des sites de stockage situés en Russie, au Moyen-Orient ou ailleurs.

À 6 dollars (CAN) la tonne de CO_2 par 650 km de réseau d'un transporteur public à capacité de 14,5 Mt de CO_2 par an, le transport est moins coûteux que la capture et la plus grande partie de ce coût est attribuable à la mise de fonds de départ. L'élément transport fait appel à une technologie relativement bien établie et les possibilités de réduction de coûts sont faibles. Les économies d'échelle sont cependant importantes et s'il faut procéder à un transport de masse, un pipeline de CO_2 de grand diamètre (réseau principal) muni de nombreuses conduites latérales s'avérerait le plus rentable.

Bien que le stockage soit la dernière étape de la CSC, il est le premier élément à examiner, surtout parce qu'il n'est nécessaire de capturer que la quantité de CO_2 qui peut être stockée. Divers mécanismes naturels sont utilisés pour stocker le CO_2 dans des formations géologiques, notamment le piégeage volumétrique, le piégeage résiduel, le piégeage en solution, la minéralisation et l'adsorption. L'examen de ces mécanismes a donné lieu à leur répartition en deux catégories : ceux à valeur ajoutée et ceux sans valeur ajoutée. Les possibilités à valeur ajoutée sont la RAP-CO_2, la RAGN-CO_2, la RAMH-CO_2 et le stockage temporaire, auxquels s'ajoutent au Canada de minces possibilités comme l'injection de gaz acide et l'extraction du gaz ou

du bitume. Les options sans valeur ajoutée sont le stockage dans des champs de pétrole et de gaz épuisés ou dans des aquifères salins profonds.

Le stockage est souvent l'élément le moins coûteux d'un système de CSC et l'on estime son coût au Canada dans la gamme des 3 à 9 $ (CAN) la tonne de CO_2 capturée. La surveillance connexe au stockage pourrait représenter un coût supplémentaire de 0,1 à 0,3 $ (EU) par tonne de CO_2 évitée (la distinction entre les coûts du CO_2 capturé et du CO_2 évité a été présentée dans la section 2). Dans bon nombre de situations à valeur ajoutée, le stockage pourrait même constituer un avantage économique. Les possibilités de réduire à l'avenir les coûts du stockage sont passablement faibles.

Les coûts de chaque activité varient énormément, et cela s'explique par les caractéristiques particulières à chaque installation de capture, voie de transport ou site de stockage. Tous ces coûts devraient diminuer avec le temps à mesure que l'expérience et les connaissances seront acquises et que des économies d'échelle seront obtenues. Les économies d'échelle sont un facteur important de la réduction des coûts des forts investissements de capital, surtout ceux dans des infrastructures partagées (ou communes), comme un centre de collecte des émissions, un pipeline principal de grand diamètre ou des réseaux de distribution pour de multiples sites de stockage dans une région donnée. L'infrastructure et les systèmes de la CSC exigent cependant des mises de fonds de départ extrêmement élevées et un fort signal de prix pour le CO_2 pourrait s'avérer nécessaire à leur mise en œuvre. Le GIEC est d'avis qu'un prix de 25 à 30 $ (EU) la tonne de CO_2 serait suffisant pour amorcer le développement de la CSC à l'échelle mondiale (GIEC, 2005).

5. Les prochaines étapes

La vision

La vision qui se dégage de la feuille de route est celle « *d'une technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur* ». Cette vision est celle d'un monde où une industrie de la CSC vigoureuse et prospère est fondée sur les possibilités inhérentes au Canada, notamment la situation actuelle du pays qui dispose :

- de vastes ressources de combustibles fossiles;
- de producteurs et d'exportateurs de combustibles fossiles qui forment une industrie concurrentielle au niveau international;
- d'un énorme potentiel pour le stockage géologique du CO_2 dans diverses régions du pays;
- de connaissances et d'une expertise de pointe dans les applications de la CSC.

La capacité de donner suite à l'élaboration de démarches technologiques pour la CSC qui soient respectueuses de l'environnement et rentables permet au Canada de s'attaquer au pays même à la réduction des GES en appliquant des solutions locales. La conjoncture est favorable étant donné que le Canada se doit de respecter ses objectifs internationaux en matière de changements climatiques, que des plans ont récemment été adoptés par les gouvernements fédéral et provinciaux et que d'autres mesures de lutte contre les changements climatiques, préconisant d'adopter le plus possible des solutions nationales, ont été annoncées. Le *Projet vert* (le plan fédéral) prévoit le développement de la CSC au Canada et fait même mention de la possibilité d'un financement de type partenariat pour les projets de CSC au pays. De même, l'industrie est en mesure de participer à la mise au point et à la mise en œuvre de la technologie de la CSC et se dit disposée à le faire. Le niveau de participation à l'élaboration de la présente feuille de route (voir l'annexe A) est un indice du niveau d'engagement qui existe partout au Canada pour donner suite aux discussions actuelles sur la CSC par la mise au point d'une technologie qui rendra l'industrie canadienne concurrentielle.

Aperçu de la section :

L'atteinte de plusieurs objectifs critiques facilitera la réalisation de la vision de la feuille de route :

- *Cadres stratégique et réglementaire*
- *Sensibilisation et éducation du public*
- *Veille technologique et collaboration internationale*
- *R et D en sciences en en technologie*
- *Démonstration*
- *Coordination nationale*

Divers organismes devront se faire les champions de ces objectifs et le comité consultatif sur la feuille de route indique le besoin d'un comité de mise en oeuvre pour l'amorce du processus et la détermination des champions à long terme.

Le message qui ressort de cette feuille de route est celui de la nécessité d'agir maintenant pour la réalisation de la vision « d'une technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur ».

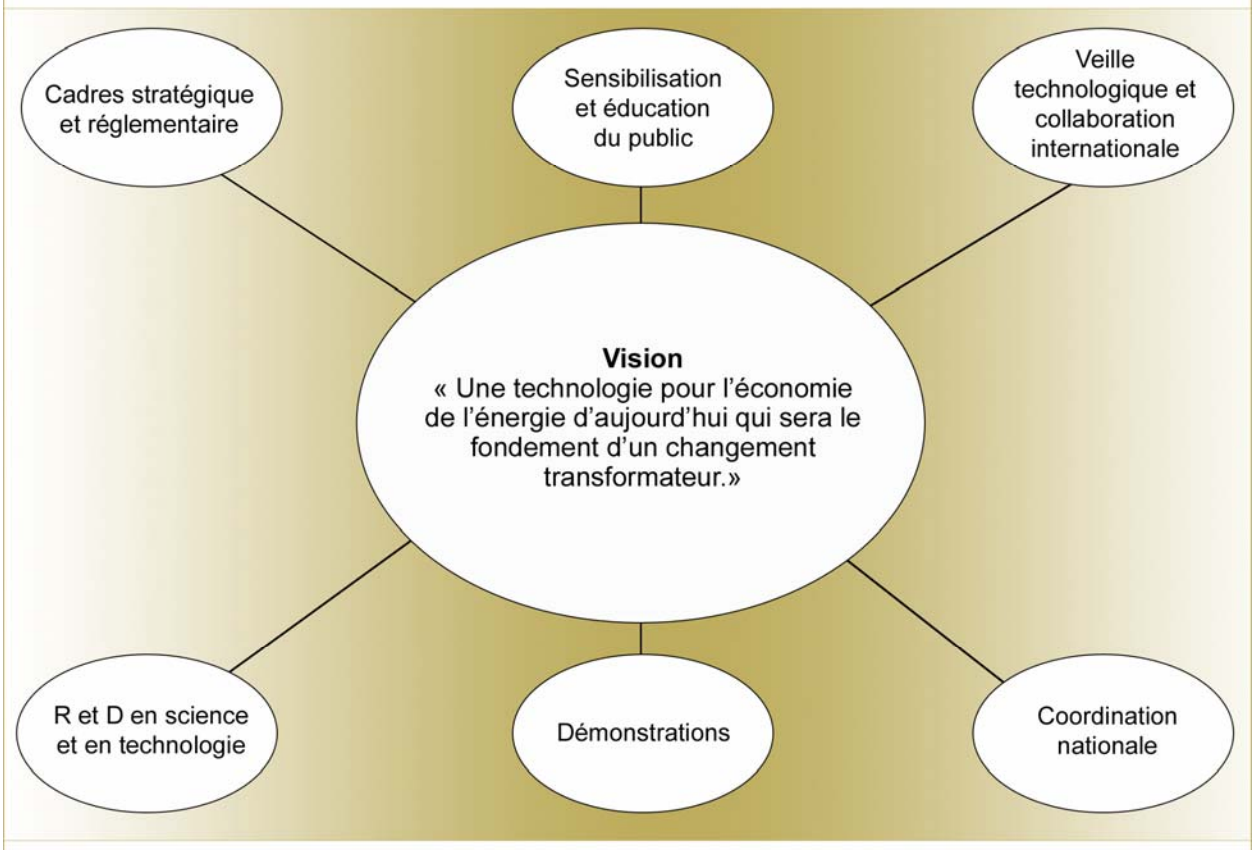
Pour la mise en œuvre de cette feuille de route, plusieurs étapes et objectifs critiques sont définis de même qu'un groupe de champions de la mise en œuvre qui seront chargés de mettre les idées en application. La présente section décrit les prochaines étapes, c'est-à-dire la voie à suivre pour réaliser la vision. Six objectifs essentiels sont définis, à savoir : le besoin de cadres stratégique et réglementaire, la sensibilisation et l'éducation du public, la veille technologique et la collaboration internationale, la R et D en sciences et en technologie, la démonstration de systèmes et d'applications, et la coordination nationale. Comme on peut le voir dans la figure 5.0, chaque objectif contribue à la réalisation de la vision générale précédemment décrite. L'atteinte des trois premiers objectifs permettrait de jeter les bases de l'élaboration d'une infrastructure et de systèmes de CSC car la stratégie et la réglementation, la sensibilisation et l'éducation de même que la collaboration et la collecte de renseignements sont toutes des éléments nécessaires à l'orientation de la mise au point et de l'application de la technologie. Les deux objectifs suivants sont liés de plus près au contenu technique de la feuille de route, à savoir les travaux de R et D et la démonstration de la technologie. Le dernier objectif a trait à la coordination nationale des mesures prises dans le cadre des cinq objectifs précédents. On présente certains des effets prévus du développement d'une

industrie de la CSC et la dernière section sur la voie à suivre pour y parvenir résume l'information pertinente présentée dans la feuille de route tout en demandant que l'on poursuive l'acquisition de l'expertise et des connaissances canadiennes sur la CSC.

Objectifs essentiels

Le premier objectif à atteindre pour créer une industrie canadienne de la CSC vigoureuse et florissante est l'élaboration en temps opportun d'une démarche stratégique pour faire évoluer le Canada de sa situation actuelle à la situation souhaitée. Cela exige une vision, de l'engagement et la promotion continue d'activités stratégiques pour l'atteinte des six objectifs essentiels décrits plus bas. Ces objectifs sont décrits en fonction des sous-catégories des activités prévues, de la sensibilisation, des réalisations et des résultats souhaités. L'un des résultats de l'exercice de préparation de la feuille de route est l'engagement du comité consultatif à poursuivre l'élaboration d'un mécanisme de mise en œuvre de la feuille de route au cours de l'année prochaine (point traité plus bas).

Figure 5.0 Vision et objectifs de la CSC canadienne



1) Cadres stratégique et réglementaire

Il faudra disposer de cadres stratégique et réglementaire à mesure que l'industrie de la CSC prendra forme au Canada. Le cadre stratégique est le premier à obtenir car une bonne politique devrait orienter l'adoption d'une réglementation adéquate.

Il faut un cadre stratégique pour orienter le bon développement de l'industrie de la CSC au Canada et guider les autorités de la réglementation dans l'élaboration de leur propre cadre de réglementation des activités de la CSC. Les aspects importants du cadre stratégique sont :

- une vision du rôle de la CSC au Canada (au sein du portefeuille d'options stratégiques) et une stratégie sur la façon dont la CSC peut servir à réduire les émissions canadiennes de GES
- la reconnaissance du lien important existant entre la structure de l'économie de l'énergie et les possibilités d'obtenir des réductions appréciables de GES au Canada
- l'intégration permettant à toute politique sur la CSC d'être appliquée concurremment (et de pair) avec d'autres politiques et mesures canadiennes (fédérales et provinciales) en matière d'économie, d'énergie et de changements climatiques
- une coordination et des efforts communs de la part des compétences fédérales, provinciales et territoriales, étant donné les incidences fédérales et régionales qu'aurait une politique sur la CSC dans l'ensemble du pays et le fait qu'il existe des limites entre les champs de compétence
- une orientation permettant de répondre à d'autres questions d'ordre stratégique :
  - les réductions que permettrait d'atteindre la CSC au Canada, et le temps nécessaire pour les réaliser
  - le mode de partage des coûts de l'infrastructure et des systèmes de la CSC
  - les activités de la CSC les plus souhaitables d'un point de vue social
- une façon de gérer la responsabilité à long terme, les droits de propriété et les questions relatives à la propriété et aux durées pour le stockage du CO_2
- une orientation pour les questions relatives à l'utilisation, ou à la propriété, de l'espace interstitiel pour le stockage, et aux redevances pouvant en découler
- un moyen de créer un cadre financier pour la mise en œuvre de la CSC et déterminer s'il comprendra des mesures incitatives, des sanctions, ou les deux

Un cadre réglementaire s'avère nécessaire pour atteindre les objectifs mentionnés ci-après et ayant trait aux étapes de la capture, du transport, de l'injection et de l'après-injection du stockage :

- assurer une transparence et une stabilité suffisantes en matière d'exigences de stockage
- gérer les risques connexes au stockage géologique du CO_2
- prévoir des régimes de surveillance, de mesure et de vérification pour :
  - gérer les questions relatives à la santé, à la sécurité et à l'environnement des opérations de stockage
  - déterminer le rendement du système de stockage, pendant une période préétablie
  - déterminer la masse du CO_2 à stocker aux fins de l'échange de droits d'émission et de l'inventaire des GES
  - résoudre tout différend pouvant découler de l'utilisation conflictuelle du sous-sol et de la contamination possible des ressources souterraines
  - définir des plans de surveillance et des mesures d'atténuation en cas de fuite, d'infiltration ou de déplacement imprévu à l'extérieur du réservoir de stockage
- définir les éléments nécessaires à l'établissement d'un régime de permis, dont les exigences en matière d'exploitation, de surveillance et d'atténuation et les conditions d'abandon
- tenir compte de la nature spécifique des sites de stockage et de la souplesse éventuelle d'un cadre de surveillance s'appliquant à des sites divers
- énoncer clairement toute réglementation particulière de l'exploitation d'un pipeline de CO_2
- tenir compte de la collaboration des autorités compétentes pour l'élaboration d'une réglementation afin de garantir une gestion comparable du stockage du CO_2 au sein des provinces et entre elles

Activités

- Évaluer les politiques et les règlements actuels pertinents sur l'exploitation souterraine du pétrole et du gaz afin d'en vérifier la possibilité d'application au stockage du CO_2.
- Déterminer toute lacune des cadres stratégique et réglementaire actuels dans le contexte du stockage du CO_2.
- Amorcer, avec les principaux groupes d'intérêts, des discussions sur l'élaboration de politiques et de règlements.
- Rédiger un ensemble d'ébauches de politiques et de règlements pour examen et discussion.
- Surveiller et examiner les progrès de projets en cours, comme le *Weyburn CO_2 Monitoring and Storage Project* de l'AIE, le *CO_2 Sequestration and Enhanced Methane Production Project*, et les futurs projets de RAP et de surveillance de l'injection de gaz acide.

Sensibilisation

Les cibles au Canada seront les décideurs et les responsables de la réglementation fédéraux et provinciaux, des groupes industriels (comme l'industrie du pétrole et du gaz et les utilisateurs de l'énergie produite par combustibles fossiles), des groupes environnementaux et des organisations non gouvernementales (ONG), le public et d'autres intervenants intéressés.

Réalisations

Les réalisations comprennent l'élaboration de politiques, de règlements et de protocoles à fondement scientifique (par l'entremise des corps législatifs et réglementaires appropriés) afin de faciliter la capture, le transport et le stockage du CO_2 dans des formations géologiques. Ces politiques, règlements et protocoles devraient prendre en compte les enjeux relatifs à la santé, à la sécurité et à l'environnement et permettre la vérification du CO_2 stocké.

Résultats souhaités

Le résultat souhaité est une industrie bien réglementée pour le stockage du CO_2, c'est-à-dire guidée par une politique efficace garantissant la santé et la sécurité du public et de l'environnement et permettant de faire l'inventaire des réductions des émissions de GES.

Activités

- Identifier des experts indépendants reconnus des domaines des sciences, du génie et des ONG et favoriser leur participation à des groupes de travail ou à des comités consultatifs auxquels s'adresseront les médias pour obtenir de l'information.
- Informer les chefs de file du secteur de l'éducation et les institutions d'enseignement de l'importance des sciences pour assurer le maintien d'un public informé et sur la façon d'utiliser les sciences pour prendre des décisions importantes.
- Élaborer un programme de sensibilisation du public qui servira de forum de discussion sur l'énergie et les options énergétiques au Canada (combustibles fossiles, énergies de remplacement, systèmes et infrastructure).
- Accroître l'éducation du public en matière de changements climatiques et de leurs incidences sur le Canada.
- Accroître la sensibilisation du public à l'égard de la capture et du stockage géologique du CO_2, en mettant l'accent sur :
    - le mode de fonctionnement du stockage géologique;
    - les avantages de la CSC pour les changements climatiques;
    - la faible probabilité d'effets néfastes, d'après les connaissances actuelles;
    - les mesures de prévention et d'atténuation disponibles;
    - le rôle que peut jouer le stockage géologique pour la RAP;

  - l'application de la CSC dans un contexte historique et mondial.
- Communiquer de façon proactive avec les médias pour accroître la sensibilisation du public et prévenir la mésinformation.
- Faire participer activement les gouvernements fédéral et provinciaux à la gestion de la CSC.

Sensibilisation

Un programme national d'information sur la CSC destiné aux intervenants qui ciblerait les hauts fonctionnaires, les décideurs, la communauté scientifique, les médias et d'autres intervenants du public en général.

Réalisations

Les réalisations pourraient prendre la forme d'un site Internet destiné au public, de brochures, de rapports et de présentations à des rencontres publiques, accompagnés de mécanismes de communication ciblés en fonction des besoins des destinataires.

Résultats souhaités

Le résultat souhaité est la reconnaissance par le public de la CSC comme faisant partie des options pour la réduction des émissions de GES. Cela suppose que la CSC soit perçue comme une technologie importante du point de vue stratégique qui permet au Canada de respecter ses engagements internationaux en matière de réduction des émissions tout en conservant des secteurs des combustibles fossiles rentables et respectueux de l'environnement à titre d'élément prospère de l'économie du Canada.

3) Veille technologique et collaboration internationale

Il est essentiel, pendant la réalisation au Canada de travaux de R et D sur la CSC, de demeurer au fait des activités internationales et de surveiller les progrès technologiques. Cela permet d'éviter le dédoublement des recherches et, au contraire, d'affecter des fonds et des ressources à des collaborations qui peuvent donner des résultats de plus grande qualité. La collaboration internationale est un moyen utile pour déceler les lacunes des connaissances et ainsi déterminer les occasions de développement et de transfert de technologies. Tel que souligné récemment par le GIEC (2005), la mise au point de la technologie de la CSC exige un effort d'envergure internationale et s'attaquer aux enjeux et aux défis de la CSC déborde le simple projet pouvant être entrepris par un seul pays ou une seule entreprise – la réussite de la CSC exige une collaboration internationale.

Une veille technologique internationale pourrait être effectuée par le moyen d'un centre national de renseignements sur la CSC, virtuel et fondé sur l'Internet, qui mettrait l'accent sur l'échange d'informations sur les progrès technologiques. Il constituerait un point de rencontre pour la veille technologique et les activités réalisées en collaboration. Le centre permettrait aux intervenants de la CSC de réagir efficacement à toute modification de la demande du marché de l'énergie ou des exigences en matière d'environnement par la connaissance de la situation à l'étranger et au pays. Le centre pourrait fournir de l'information pour la coordination de la recherche, de la mise au point et de la mise en œuvre de la CSC.

Activités

- Déterminer les progrès de la CSC et les possibilités commerciales à l'échelle nationale et internationale.
- Créer un réseau d'experts au sein des organisations de R et D, des fournisseurs de technologie et d'autres intervenants.
- Établir un réseau d'information technologique sur les projets pilotes, de démonstration et d'application.
- Promouvoir des partenariats et la collaboration au sein de l'industrie, du milieu universitaire et du gouvernement afin de créer les meilleures alliances pour la mise au point et la commercialisation de la technologie.
- Promouvoir les produits et les services des membres du réseau.
- Favoriser le partage public et privé des installations spécialisées de R et D en matière de CSC.
- Rédiger des bulletins d'information.

- Promouvoir la croissance du groupe de même que la participation et les interactions.

Sensibilisation

Un réseau de collaboration ciblerait les entreprises de combustibles fossiles, les exploitants industriels, les fabricants d'équipements, les fournisseurs de services, les consultants, les associations industrielles, les organismes de réglementation (fédéraux, provinciaux et territoriaux), les universités et d'autres organismes de recherche ou ONG.

Réalisations

Un centre de renseignements national, complet et fondé sur l'Internet, pour les intervenants en matière de CSC qui fournirait des renseignements sur les organismes de R et D, les fournisseurs et fabricants de technologies, les technologies particulières à la CSC et leurs éléments, et tous les types de projets et d'initiatives (projets pilotes, démonstrations et applications commerciales).

Résultats souhaités

Création et amélioration de liens de communication afin d'accroître la qualité des activités entreprises par des individus ou des regroupements (instituts, industries et partenaires gouvernementaux). L'objectif est de donner accès à de l'information en temps opportun afin d'accélérer la mise au point et la mise en application de la CSC au Canada.

4) R et D en sciences et en technologie

Il est important de déterminer les domaines de R et D pertinents à la situation canadienne à cause du rôle qu'elle jouera dans la gestion des défis cruciaux que doivent relever les industries de l'énergie au pays. On compte parmi ceux-ci le défi environnemental des changements climatiques, les limites des énergies de remplacement et l'incapacité actuelle de maximiser la récupération des ressources énergétiques existantes. Les technologies qui s'attaquent à ces problèmes intéressent aussi la communauté internationale car ces enjeux sont de nature planétaire.

Étant donné que se lancer dans un nouveau domaine de R et D est une entreprise coûteuse et risquée et que l'intérêt pour les résultats technologiques est d'envergure mondiale, il est logique d'entreprendre des travaux internationaux en collaboration avec des chercheurs du monde entier. Des regroupements d'envergure locale et internationale peuvent être formés pour faire progresser la technologie des trois éléments des systèmes de CSC et ainsi permettre de réaliser des recherches à une échelle correspondant à celle de la tâche à accomplir. Bien que des travaux internationaux soient nécessaires, il en va de même des travaux nationaux pour l'élaboration d'une technologie s'appliquant au contexte canadien.

Activités

On trouve ci-après un résumé des besoins particuliers de R et D qu'il faut satisfaire pour obtenir une application commerciale réussie de la CSC au Canada. Ce bref résumé a été établi à partir des renseignements présentés dans la section 4 où l'on trouve plus de détails sur les besoins clés de la R et D pour chaque volet de recherche (capture, transport et stockage).

Besoins de R et D pour la capture

Les principaux enjeux technologiques de la capture du CO_2 sont les coûts élevés et le rendement non encore vraiment démontré des technologies actuelles et naissantes.

Séparation des gaz de post-combustion ou de combustion (lavage aux solvants) – Mise au point et mise à l'échelle de technologies aux solvants pour le traitement des gaz de combustion à l'air (capture de post-combustion). Les techniques actuelles sont coûteuses et consomment beaucoup d'énergie. Il faut disposer de technologies de post-combustion conformes à des règlements plus sévères en matière d'environnement pour les centrales électriques canadiennes alimentées au charbon.

Procédés intégrés avancés de combustion oxy-combustible – Définition des paramètres scientifiques, des principes de conception des équipements, de l'intégration des systèmes à oxygène et recyclage du CO_2 ou à oxygène pur, et d'autres configurations de procédés pour la combustion de combustibles fossiles avec capture de CO_2 et faibles émissions. L'objectif est de réduire de façon appréciable les coûts d'investissement et d'exploitation

de la combustion oxy-combustible avec réduction du CO_2 et de divers polluants. La R et D sera axée sur les paramètres mécaniques de la combustion et du transfert de chaleur, la mise au point de brûleurs, la conception des fours, le nettoyage intégré des gaz de carneau, et la séparation et compression du CO_2.

Capture du CO_2 par pré-combustion (gazéification) – Concepts intégrés pour la capture du CO_2 et de plusieurs polluants, amélioration des procédés par catalyseurs et membranes pour les réactions de conversion du gaz à l'eau et la séparation de l'hydrogène et du CO_2, et examen de nouveaux procédés de capture du CO_2 au cours du reformage du gaz naturel ou de la gazéification du charbon, du bitume et du coke de pétrole.

Procédés industriels – Amélioration des connaissances de la chimie des procédés afin d'accroître la concentration de CO_2 dans les gaz de combustion des plus importants procédés industriels et élaboration d'outils de modélisation des procédés et d'intégration des systèmes pour la capture du CO_2 des procédés industriels, des raffineries conventionnelles de pétrole et de gaz et des opérations de valorisation des sables bitumineux.

Mise en œuvre par étapes des centres de collecte des émissions – Élaboration d'une vision à long terme pour les centres d'émissions canadiens et définition des caractéristiques et des paramètres (physiques et opérationnels) de l'infrastructure et des systèmes de ces centres. Il faut aussi établir des règles administratives pour l'exploitation des centres.

Besoins de R et D pour le transport

Transport – Amélioration des connaissances des effets du transport de CO_2 en phase liquide ou supercritique, avec ou sans traces d'impuretés, sur la conception et l'exploitation des pipelines et des équipements connexes et sur l'état physique de fluides riches en CO_2 dans les pipelines. L'élaboration des spécifications s'appliquant aux divers flux de CO_2 devant être transportés exige la participation des promoteurs des activités de capture, de transport et de stockage. Il faut aussi créer une base de données des niveaux de pureté nécessaires des flux de CO_2 en fonction de leurs utilisations finales, notamment la RAP, la RAGN, la RAMH, les champs de pétrole et de gaz épuisés et les aquifères salins profonds.

Mise en œuvre par étapes du réseau du pipeline principal – Élaboration d'une vision à long terme pour le réseau canadien et définition des caractéristiques et des paramètres (physiques et opérationnels) du pipeline et de ses connexions avec les centres d'émissions. Il faut aussi des règles administratives pour la construction, l'exploitation et le débit du pipeline. La mise en œuvre du pipeline sera accélérée par des engagements contractuels fermes avec les fournisseurs et les acheteurs de CO_2 comportant des précisions sur l'emplacement des sites et les volumes prévus.

Besoins de R et D pour le stockage

Évaluation de la capacité – Détermination et évaluation des meilleurs sites pour le stockage faites en tenant compte du contexte global, ce qui comprend l'emplacement d'autres infrastructures et systèmes comme un pipeline principal et des centres d'émissions industriels. Il y a un grand besoin de travaux d'identification et de caractérisation des sites géologiques qui devront être suivis du regroupement des données sur tous les sites appropriés, cela afin de mieux connaître la capacité économique totale existant au Canada. Il faut aussi élaborer des protocoles de dépistage universel pour le choix des sites de stockage géologique et l'évaluation des risques.

Injection – Évaluation de l'écoulement du CO_2 dans les puits, modélisation et prévision des effets géomécaniques et géochimiques et des possibilités de dommages à la formation à proximité du trou de forage servant à l'injection, et connaissance des effets de la présence d'autres gaz de combustion, comme les NO_x, les SO_x et le H_2S, de particules et d'autres éléments sur le CO_2, par l'examen de puits en exploitation ou abandonnés.

Stockage à long terme – Connaissance du devenir ultime du CO_2 dans diverses formations géologiques par modélisation géomécanique et géochimique afin de déterminer l'intégrité à long terme du réservoir de confinement du CO_2 dans des structures naturelles ou artificielles. Il faut aussi évaluer les propriétés et le comportement du CO_2 dans les formations géologiques, connaître les effets de la présence d'autres gaz et élaborer un ensemble de techniques de modélisation pour prévoir le devenir à long terme du CO_2 stocké dans diverses formations.

Surveillance, mesure et vérification – Examen de diverses technologies de surveillance, notamment la télédétection, les outils chimiques ou biologiques en sous-sol et les outils in situ, pour connaître les problèmes particuliers à chaque formation. Le CO_2 stocké dans des champs de pétrole et de gaz épuisés, des aquifères salins profonds et des gisements de charbon profonds (et le CO_2 dans des formations naturelles analogues) peut

faire l'objet d'une surveillance pour mettre à l'essai et peaufiner des technologies nouvelles et améliorées. Ces travaux pourraient donner lieu à l'élaboration de protocoles de surveillance, de mesure et de vérification.

Mise en œuvre du stockage par étapes – Détermination et priorisation de sites de stockage pouvant être reliés à des centres d'émissions par un réseau principal de transport. Le choix des sites sera en partie fondé sur des travaux de démonstration de stockage dans diverses formations géologiques et pour diverses applications. Il faut un cadre de règles et de démarches de gestion des risques pour l'exploitation de ces sites.

Sensibilisation

Les résultats des activités de R et D des trois éléments doivent être communiqués aux décideurs et aux autorités de réglementation des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux du Canada ainsi qu'aux communautés de R et D de l'industrie et du milieu universitaire, aux exploitants industriels et aux autres intervenants intéressés.

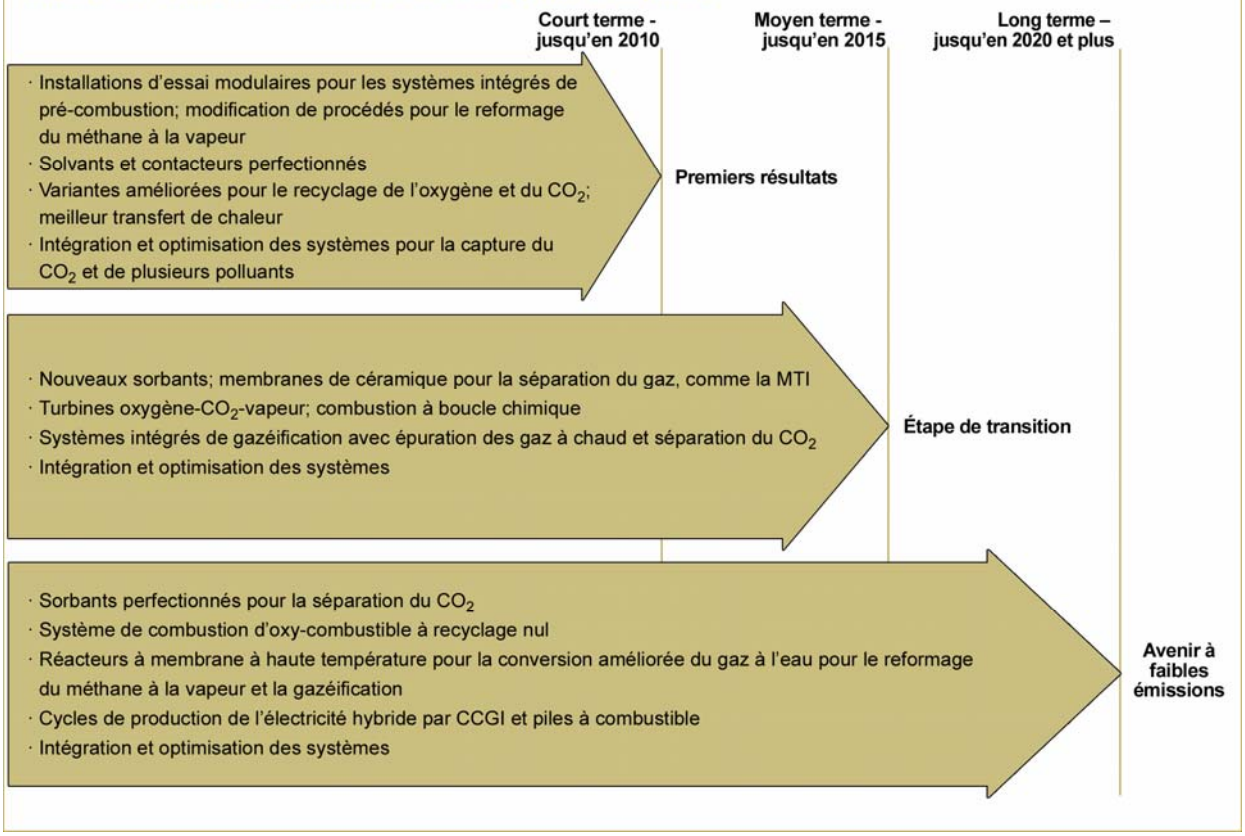
Réalisations

Une technologie avancée sera mise au point pour chaque élément et servira à des applications de portée nationale ou internationale. En outre, des connaissances et de l'expertise en recherche fondamentale et appliquée seront acquises par les chercheurs canadiens, ce qui fournira un appui technique local pour l'amélioration du rendement général des applications commerciales au pays. Ces connaissances et cette expertise pourront être transférées dans d'autres pays par le moyen de l'éducation et de la formation ou par la vente de produits et de services. La R et D est le fondement scientifique qui sera à l'origine de la plus grande partie de l'information technique pertinente à l'élaboration de stratégies gouvernementales et d'un cadre réglementaire efficace pour la CSC.

Résultats souhaités

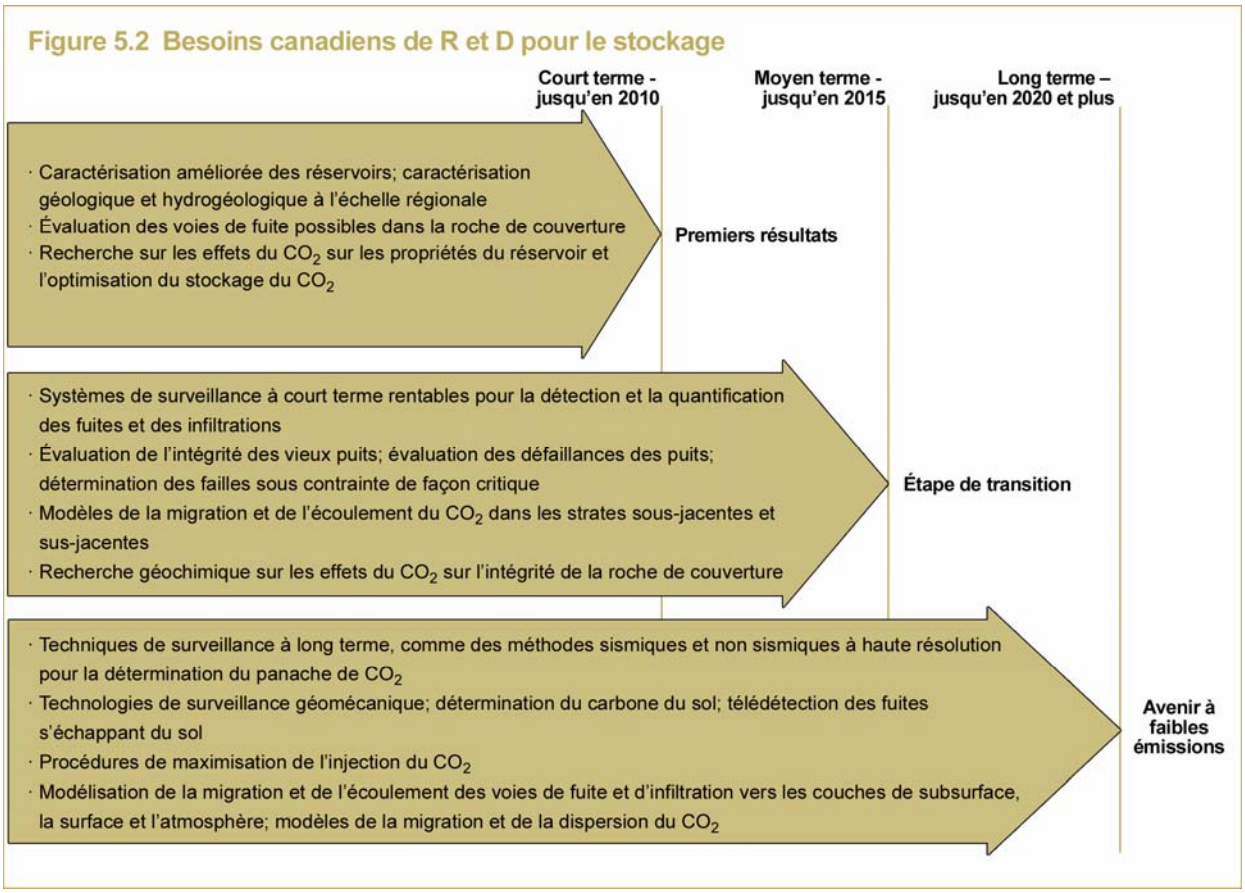
L'effet prévu est de combler les lacunes technologiques et d'accroître la possibilité de démonstrations commerciales au Canada, cela dans le but de mettre au point une technologie et d'acquérir des connaissances et de l'expertise en matière de CSC au Canada.

Figure 5.1 Besoins canadiens de R et D pour la capture



Certains travaux de R et D de la section 4 sont appariés aux calendriers de réalisation prévus des figures 5.1 et 5.2 qui illustrent brièvement les résultats souhaités de la technologie de la capture et du stockage en fonction du temps. Les activités présentées dans les diagrammes sont des exemples simples du type de travaux de R et D qui pourraient être réalisés au Canada en fonction de la situation canadienne. Le premier point de la figure 5.1 constitue un bon exemple d'un besoin essentiel de R et D au Canada. Le pays ne dispose pas actuellement d'installations d'essai modulaires pour la mise au point expérimentale d'une technologie de gazéification intégrée et de pré-combustion et les installations canadiennes se doivent d'accélérer la mise en œuvre de ces technologies au pays.

La mise en place d'un réseau de pipelines à CO_2, qui n'est pas indiquée dans ces figures, constitue plutôt un besoin à court terme (d'ici 2010). Toute infrastructure de pipeline devrait être construite à partir de principes de conception tenant compte de l'avenir, afin d'accommoder un volume en hausse de CO_2 et la variété des transports que l'on peut anticiper. On pourra donc prévoir une certaine capacité préexistante au moment de la construction d'une infrastructure de pipeline à CO_2 au Canada.



5) Démonstrations

L'industrie, les gouvernements et les autres intervenants intéressés se doivent d'adopter une vision et des modèles d'entreprises communs et d'envergure nationale pour le choix de technologies rentables et d'emplacements pour les projets de démonstration et la prise de dispositions de financement de ces projets. Les démonstrations ont pour but ultime de déterminer la meilleure technologie à utiliser pour l'application commerciale de l'infrastructure et des systèmes de la CSC au Canada.

La nouvelle technologie a pour objet d'optimiser les possibilités qui existent déjà dans les installations industrielles, en allant au-delà des activités auxquelles on pourrait normalement s'attendre. Étant donné la longue durée de ces investissements à fort coefficient de capital (bon nombre de centrales électriques, d'installations de pétrole et de gaz et d'installations pétrochimiques ont une durée de 30 à 40 ans, sinon plus), les décisions qui sont prises actuellement ont des incidences à long terme de sorte que les enjeux en émergence, comme la réglementation

sur les émissions ou les politiques énergétiques, devraient être pris en compte. L'industrie canadienne est intéressée à aller au-delà des pratiques actuelles à condition qu'il existe un mécanisme de partage du risque accepté par le gouvernement. La création de regroupements mixtes industrie-gouvernement pour la réalisation de projets de démonstration et le premier développement d'une infrastructure et de systèmes pour le CO_2 constituent donc d'importantes initiatives à entreprendre.

Le moment est venu de procéder à la démonstration de plusieurs technologies. Le Canada doit faciliter ses propres projets de démonstration afin que toute nouvelle technologie de CSC mise au point s'applique dans le contexte canadien. Toutes les nouvelles installations industrielles qui sont construites maintenant (ou le seront prochainement) influeront sur le profil des émissions du pays pour des décennies à venir : l'attentisme n'est pas acceptable. Le Canada se doit d'amorcer dès maintenant la planification et veiller à ce que toutes les nouvelles infrastructures soient prêtes pour la capture du CO_2, de sorte qu'il sera possible de les intégrer à l'infrastructure et aux systèmes de la CSC.

Activités

- Former des regroupements et effectuer des analyses de rentabilisation pour au moins un site de démonstration (comme le CCGI et la valorisation des sables bitumineux avec capture de CO_2) et pour le développement d'une infrastructure et de systèmes (comme le premier segment d'un pipeline principal).
- Identifier tous les projets à l'échelle pilote en Alberta et en Saskatchewan réalisés jusqu'à maintenant et les intégrer aux plans d'un prochain développement d'une infrastructure.
- Élaborer des plans pour le développement d'une infrastructure et y intégrer une surcapacité suffisante pour accommoder la future croissance de la CSC.
- Élaborer des stratégies d'atténuation des risques avec les intervenants pour la gestion des risques connexes aux projets et au développement d'une infrastructure.
- Amorcer le processus de sélection pour le premier segment d'un pipeline de CO_2 dans le BSOC et ses connexions avec les premiers centres d'émissions et lieux de stockage.
- Réaliser des études de définition de projets pour le pipeline, les centres d'émissions et les sites de stockage.
- Élaborer un ensemble de conception technique à interface graphique et présenter des plans pour approbation par les autorités de réglementation.
- Choisir les équipements et les sous-éléments pour les projets de démonstration.
- Concevoir, construire et commander des projets et des installations de démonstration.

Sensibilisation

Les utilisateurs industriels de combustibles fossiles, divers niveaux de gouvernement, les décideurs, la communauté scientifique et le public en général sont les auditoires ciblés. Un jour, la mise en œuvre de systèmes de transport de l'énergie entièrement nouveaux et rendus possibles par la CSC donnera des résultats qui seront ressentis par tous les utilisateurs industriels d'énergie. L'industrie canadienne pourrait bien fournir des produits et des services essentiels de la CSC dans le monde entier.

Réalisations

Le résultat prévu consiste en des installations de démonstration exploitées au Canada (à une échelle permettant d'appliquer les résultats à l'échelle commerciale) qui permettront éventuellement la réalisation d'opérations commerciales de CSC dans de nombreuses régions. Les autres résultats souhaités sont des démarches, des stratégies, des plans et des modèles d'entreprises qui serviront de point de départ à la planification et au développement de projets de démonstration. L'information et les données obtenues de ces projets pourraient être diffusées par le moyen du programme d'information du public et du centre de renseignements mentionnés précédemment.

Résultats souhaités

Les résultats souhaités sont le développement de projets de CSC dont les risques commerciaux et technologiques sont réduits au minimum. Les investissements en R et D et en pré-démonstration seront justifiés par les résultats favorables d'une implantation réussie de la CSC pour des applications commerciales nationales. Un autre résultat prendrait la forme de démarches et de stratégies utiles à la gestion de la construction et de l'exploitation d'installations de CSC sans toutefois exposer les intervenants à des risques excessifs.

6) Coordination nationale des intervenants

Il faut consentir un effort coordonné et stratégique visant toutes les activités de R et D et de démonstration. Cette coordination doit se faire à divers niveaux, notamment à l'échelle internationale ainsi qu'à des échelles beaucoup plus petites (comme l'échelle régionale). Il est urgent pour le Canada de procéder à une coordination nationale des travaux de R et D et de démonstration en CSC par l'établissement de liens entre toutes les activités de l'industrie, du gouvernement et des autres intervenants. Bien que la coordination nationale soit fortement axée sur les activités de R et D et de démonstration, elle a aussi pour objectif l'harmonisation des travaux connexes aux trois premiers objectifs : les cadres stratégique et réglementaire, l'éducation et la sensibilisation, et la veille technologique.

Cette coordination comporte un grand nombre d'aspects importants ayant trait au réseautage, à la communication, à la planification, à l'établissement de stratégies et à la synchronisation des activités et des initiatives, de même qu'au regroupement des ressources nationales et régionales pour optimiser les résultats des activités scientifiques et technologiques réalisées au Canada. Une coordination nationale efficace exige un processus bien défini pour la prise de décisions en matière de financement, de choix des activités de R et D et de démonstration, et de choix du lieu et du moment de la mise en œuvre des projets. Une coordination nationale suppose le regroupement de l'information, et sa diffusion éventuelle, sur tous les résultats d'activités de R et D et de démonstration, cela à des fins ultérieures d'acquisition de connaissances.

Activités

- Coordonner l'élaboration de cadres stratégique et réglementaire pour la CSC, fondée sur les travaux pertinents à la situation canadienne et déjà réalisés par les divers champs de compétence.
- Définir et catégoriser les travaux et les activités actuellement axés sur la R et D et les activités de démonstration en CSC.
- Déterminer et catégoriser les travaux et les activités qui sont indirectement liés à la R et D et aux activités de démonstration en CSC.
- Élaborer un cadre illustrant les liens entre les initiatives et les activités antérieures et permettant de déterminer toute lacune structurelle, ce qui indiquera où des projets et des programmes de R et D et de démonstration pourraient être nécessaires.
- Établir la distinction entre les lacunes de la recherche en train d'être comblées par des initiatives et des activités internationales et celles qui ne le sont pas ou celles qui relèvent distinctement d'enjeux canadiens.
- Élaborer un cadre opérationnel pour la coordination nationale des travaux de R et D et de démonstration comprenant :
    - des processus de partage d'informations pouvant être reliés aux programmes d'information et au centre de renseignements mentionnés précédemment, ou en découler;
    - des méthodes pour le regroupement du financement et d'autres ressources afin d'optimiser les travaux de R et D et de démonstration par des effets de levier appropriés;
    - des procédures de diffusion des résultats et d'acquisition de connaissances relatifs aux projets afin que les intervenants ayant des liens avec les activités coordonnées à l'échelle nationale puissent en bénéficier.

Sensibilisation

Un effort coordonné national serait utile à tous les intervenants participant à des projets et à des programmes de R et D et de démonstration en CSC. Par conséquent, la cible engloberait toutes les parties mentionnées dans les objectifs de la R et D scientifique et technologique et des projets de démonstration.

Réalisations

Le résultat prévu de la coordination nationale est la mise en œuvre rapide et efficace des innovations et des nouvelles technologies favorables à l'industrie et à la société canadiennes. Cela suppose d'éviter le dédoublement des efforts et de favoriser l'obtention de produits et de connaissances utiles aux applications commerciales.

Résultats souhaités

Le résultat souhaité est la promotion des innovations et des nouvelles technologies qui ont des applications utiles dans l'ensemble des secteurs industriels canadiens. On souhaite donc un processus par lequel les connaissances scientifiques et techniques utiles acquises dans les laboratoires trouvent, par diffusion et coordination, une place dans l'application commerciale de produits et de services destinés à l'industrie.

Mise en oeuvre

L'atteinte réussie des six objectifs essentiels décrits précédemment exige que divers défenseurs ou « champions » assument la responsabilité de la réalisation des activités précisées. Ces champions ne seront pas nécessairement des individus, mais plutôt des organismes (comme des organismes gouvernementaux, des associations industrielles ou d'autres groupes d'intervenants) qui disposent à la fois des ressources et de l'expertise nécessaires. On ne donne pas ici le nom d'organismes particuliers, mais plutôt une description générale des besoins à satisfaire pour chaque objectif. Tel que mentionné plus haut, le comité consultatif sur la feuille de route a indiqué la nécessité de créer un comité de mise en œuvre, notamment pour définir et obtenir des champions pour les six objectifs au cours de la prochaine année.

Champion pour les cadres stratégique et réglementaire

Étant donné que les gouvernements fédéral et provinciaux assumeront l'élaboration des cadres stratégique et réglementaire de la CSC, ces deux niveaux de gouvernement devraient être les premiers champions de cet objectif. En outre, certains ministères et organismes, et certains champs de compétence, possèdent beaucoup plus d'expérience en matière de CSC que d'autres, et ils pourraient donc se regrouper pour former un comité ou un secrétariat pour parrainer ces activités.

Champion de la sensibilisation et de l'éducation du public

La sensibilisation et l'éducation du public pourraient être réalisées par un organisme tiers indépendant de confiance. Une organisation non gouvernementale (disposant de connaissances et d'expertise connexes à la CSC) pourrait s'avérer un choix approprié, mais il demeure important que ce champion ne soit pas perçu comme un promoteur ou un opposant de la CSC afin que l'information retransmise et diffusée soit jugée exacte et fiable. Cet organisme devra établir des liens avec d'autres organismes, dont des gouvernements et des organisations, des intervenants de l'industrie ou d'autres intervenants (dont des ONG de l'environnement), tant au pays qu'à l'étranger, pour recueillir les renseignements les plus pertinents et les plus à jour pour ses activités de sensibilisation.

Champion de la veille technologique et de la collaboration internationale

Le comité consultatif sur la feuille de route a déterminé que l'une des plus importantes lacunes en matière de veille technologique et de collaboration internationale était l'absence d'un cadre concurrentiel pour l'obtention de renseignements sur la technologie internationale et nationale de la CSC. Le comité recommande donc la création d'un cadre de renseignements et, ensuite, un champion pour sa mise en œuvre. Il faudra aussi qu'un organisme fasse la promotion d'initiatives internationales conjointes. Ces deux organismes champions devront avoir des liens avec ceux chargés d'initiatives nationales et internationales et disposer des ressources et de la capacité technique nécessaires pour effectuer une veille et recueillir et diffuser de l'information présentant une importance concurrentielle pour le Canada.

Champion de la R et D en sciences et en technologie

Le champion de la R et D en sciences et en technologie sera sans doute le plus difficile à trouver (si cela est possible) étant donné l'ampleur des activités de R et D à réaliser. Par exemple, il faut disposer de plusieurs technologies de capture particulières pour une gamme de systèmes industriels au Canada. Il faut aussi mieux connaître la géologie des bassins sédimentaires du Canada pour optimiser le stockage du CO_2. Dans certains cas, la R et D sera de nature très exploratoire tandis que dans d'autres, elle sera plus appliquée et connexe à des applications commerciales. De plus, le grand nombre de scientifiques et de chercheurs participant aux diverses activités de R et D ont souvent peu de choses en commun, si ce n'est l'objectif ultime d'élaborer et de mettre en œuvre une infrastructure et des systèmes de CSC.

Le travail de champion de la R et D pourra donc devoir être réparti selon diverses disciplines ou entre divers organismes qui pourraient chacun se consacrer à une étape différente du continuum de la mise au point et de la mise en œuvre de la technologie. Par exemple, les universités ou d'autres institutions du savoir et centres de connaissances pourraient être les champions de la partie plus exploratoire de la R et D. La recherche appliquée pourrait être appuyée par des centres de recherche nationaux ou provinciaux ou des relevés géologiques. La R et D des installations de démonstration commerciales pourrait avoir pour champions des entreprises ou des regroupements, selon la taille du projet.

Un champion assumant un rôle général s'avère cependant nécessaire. Il faut un organisme national qui agisse comme décideur au moment de l'évaluation et de la priorisation des besoins particuliers de R et D et qui présente ces besoins aux décideurs des gouvernements et de l'industrie. Le comité consultatif sur la feuille de route a indiqué qu'il était actuellement nécessaire de disposer d'un processus d'évaluation et d'analyse des besoins de R et D et d'un organisme pour réaliser ce processus. Un comité de mise en œuvre devrait être formé pour entreprendre plusieurs de ces initiatives au cours de la prochaine année.

Champion de la démonstration

Tout comme pour la R et D, le fait de trouver un champion unique pour les projets de démonstration s'avère très difficile. Cela s'explique surtout par le fait qu'il n'existe actuellement pas d'association industrielle ou d'organisme pleinement capable de réaliser les divers projets de démonstration dont il est traité dans la feuille de route. Mais à l'étape où les démonstrations sont effectuées (généralement après la fin de la plupart des travaux de R et D, quand vient le temps de mettre à l'essai en conditions réelles les technologies et les concepts les plus prometteurs), l'industrie s'avère le champion le plus logique car ces projets mènent souvent à des applications commerciales. Quant aux gouvernements et aux institutions de recherche, ils assument un rôle plus important au cours des premières étapes du continuum allant de la mise au point à la mise en œuvre (tel qu'indiqué précédemment).

Le comité consultatif sur la feuille de route a indiqué la nécessité actuelle d'un processus pour l'évaluation de la pertinence des projets de démonstration et la détermination d'un organisme pour en être le champion. Ici aussi, il faut un comité de mise en œuvre qui devrait surtout se consacrer à ces besoins prioritaires au cours de la prochaine année.

Champion de la coordination nationale

La coordination nationale ne se produit pas nécessairement de façon prescriptive ou prédéterminée, elle apparaît plutôt de façon organique par un processus d'élaboration d'un objectif commun et de collaboration (de façon coopérative et coordonnée) qui vise l'atteinte de cet objectif. Les réunions du comité de mise en œuvre proposé, qui représenterait de façon générale divers intervenants ayant des intérêts dans la CSC, constitueraient sans doute actuellement un bon forum pour amorcer ce processus. Ce comité serait la première étape de la formulation d'une solution plus permanente au choix d'un champion national de la coordination.

Le comité consultatif sur la feuille de route a défini certaines des plus importantes tâches que devrait effectuer le responsable de la mise en œuvre de la feuille de route pour l'atteinte des objectifs. L'une d'elles est l'examen des objectifs et l'élaboration de plans d'action pour chacun, ces plans comprenant l'identification d'organismes ou de groupes d'organismes devant se faire les champions de ces mesures. Une autre tâche est l'élaboration d'un mandat pour chaque objectif de mise en œuvre. Le comité de mise en œuvre devrait s'attaquer à ces tâches au cours de la prochaine année.

Incidences de l'atteinte des objectifs

Si les activités mentionnées ci-dessus sont réalisées et donnent tous les résultats escomptés, il est alors possible que la CSC permette d'obtenir des réductions appréciables des émissions de GES à l'échelle nationale au cours des prochaines décennies. On trouve plus bas une brève description de la façon dont la CSC permettrait d'obtenir des réductions des GES au Canada au cours de deux périodes, à savoir d'aujourd'hui à 2015 et de 2015 à 2030.

De maintenant jusqu'en 2015

En 2015, la technologie de la gazéification pourrait avoir été démontrée de façon commerciale avec les sables bitumineux et le CO_2 pourrait être capturé de ces nouvelles installations ou d'autres installations de traitement des sables bitumineux. Les premières installations de démonstration d'utilisation du charbon écologique, avec capture du CO_2, pourraient aussi être en exploitation. Il est aussi possible qu'une usine de 400 MW alimentée au charbon ou au coke de pétrole, ou une nouvelle usine de 300 MW fonctionnant par combustion oxy-combustible ou une usine alimentée au charbon mais avec lavage aux amines, aient été construites et soient en exploitation dès 2015. En outre, des technologies rentables de capture pourraient être appliquées à la capture de flux de CO_2 de pureté moyenne. La capture du CO_2 pourrait aussi être effectuée dans des usines thermiques conventionnelles des provinces de l'Atlantique aux fins de l'injection dans des gisements de charbon profonds.

La collecte du CO_2 pour son transport à longue distance pourrait déjà être effectuée et le bras ouest d'un réseau de pipeline principal de transport du CO_2 dans le BSOC pourrait déjà être relié jusqu'à trois centres d'émissions locaux en 2015. Le réseau de pipeline de l'Alberta pourrait transporter jusqu'à 10 Mt par an de CO_2 pour le stockage géologique dans le BSOC en 2015. Un bras est du réseau principal pourrait être relié par un pipeline de la Weyburn afin de permettre le transport du CO_2 en Saskatchewan. Des branches d'alimentation latérales pourraient transporter du CO_2 vers ces réseaux de transport primaires tandis que des branches latérales d'injection pourraient aussi être reliées pour l'extraction du CO_2 destiné à être injecté dans des sites de stockage à valeur ajoutée.

Bien que la mise en œuvre d'une telle infrastructure ne soit pas en elle-même suffisante pour permettre au Canada d'atteindre l'objectif fixé dans le Protocole de Kyoto, les investissements privés-publics dans l'infrastructure et les systèmes, l'accroissement des capacités, et les connaissances et l'expertise acquises pourraient avoir établi des bases pour une réduction appréciable des GES au cours des périodes d'engagement suivantes.

De 2015 à 2030

Au cours de cette période, la CSC aura été plus largement appliquée dans le BSOC et sera devenue un élément important de la conception des centrales électriques thermiques, des raffineries, des installations de valorisation des sables bitumineux et de toutes les autres installations industrielles nouvelles ou remises à niveau dans la région. La CSC pourra alors être une technologie habilitante pour l'économie canadienne à faibles émissions en émergence et constituer en elle-même une importante industrie dans certaines régions à forte dépendance envers les combustibles fossiles.

Grâce à l'expérience acquise dans les domaines de la conception, de la construction et de l'exploitation d'usines à charbon écologique, de gazéificateurs de bitume et d'installations de capture dans d'autres établissements industriels, le Canada pourra devenir un chef de file mondial de la technologie et de l'expertise de la capture de CO_2. La gazéification d'hydrocarbures solides pourra être devenue la norme pour la production d'hydrogène destiné à la valorisation du pétrole lourd ou des sables bitumineux, et du CO_2 sera capturé de ces installations. Du CO_2 pourra aussi être capturé des usines à charbon écologique dont la capacité installée totale pourra être de 4 000 MW au Canada en 2030. Dans les provinces de l'Atlantique, le CO_2 pourra être capturé dans près de la moitié des centrales thermiques et être injecté dans des gisements de charbon continentaux du bassin de l'Atlantique. L'Ontario pourra commencer à réinvestir dans des centrales thermiques prêtes à la capture du CO_2 et ainsi ajouter à l'approvisionnement local en énergie. De nouvelles technologies de capture continueront d'être mises au point pour les sources de CO_2 de qualité moyenne.

Les branches est et ouest du pipeline principal de CO_2 du BSOC pourraient être réunies, fournissant ainsi un approvisionnement fiable et constant en CO_2 dans toute la région. Des centres d'émissions plus localisés (en plus de ceux déjà mentionnés) pourraient être créés dans l'ouest du Canada et reliés au réseau principal.

Du stockage géologique pourrait être effectué dans de nombreux sites à valeur ajoutée du BSOC et certains sites sans valeur ajoutée pourraient aussi être utilisés en 2030. Le stockage géologique pourrait débuter dans d'autres bassins sédimentaires, comme ceux de l'Atlantique et de Mackenzie-Beaufort, et le stockage total au Canada en 2030 pourrait être supérieur à 40 Mt de CO_2 injectées par année. Il a été estimé que de 10 à 100 Mt de CO_2 pourraient être capturées de diverses sources industrielles et stockées chaque année dans le BSOC (au cours des prochaines décennies) si le Canada donnait vigoureusement suite à cette importante possibilité technologique.

Le Canada pourrait être le chef de file mondial en matière d'expertise de la capture et du stockage géologique grâce aux connaissances acquises de l'exploitation d'installations dans les divers contextes du pays.

Résumé de la feuille de route et parcours futur de la CSC

Le cheminement nécessaire pour concrétiser la vision et atteindre les objectifs stratégiques de cette feuille de route est semblable à celui d'entreprises déjà réalisées au Canada. Le développement technologique et l'innovation font partie de la mentalité du milieu industriel canadien et constituent l'un de nos avantages concurrentiels. La mise en valeur des sables bitumineux est l'une des plus grandes réussites technologiques de l'histoire canadienne et c'est grâce à la construction des premières installations de traitement des sables bitumineux et à l'apprentissage sur place que l'on a réussi à réaliser le vrai potentiel de ces vastes gisements. Sans cette première expérience et l'innovation dont on a fait preuve, ces gisements ne seraient pas devenus l'importante ressource qu'elle est aujourd'hui.

Le Canada a déjà été un chef de file du développement de plusieurs aspects de la technologie de la CSC, et l'atteinte des objectifs stratégiques présentés dans la feuille de route lui permettra de renforcer sa position et de devenir un participant important à l'entreprise internationale en cours pour la mise au point de combustibles fossiles moins polluants. La CSC donnera naissance à des industries des combustibles fossiles plus concurrentielles au pays (par une augmentation des taux de récupération de la ressource et de l'efficacité environnementale), ainsi qu'au transfert à l'étranger de la technologie et des connaissances canadiennes. La mise au point de cette technologie est un investissement stratégique source de moyens fiables des points de vue technique et environnemental et assurant le respect des engagements internationaux du Canada en matière de réduction des GES. Il en découlera des biens technologiques de valeur qui pourront être transférés.

Le temps est maintenant venu d'investir dans la CSC. La conjoncture sera très favorable au cours des 25 prochaines années pour le développement d'une infrastructure et de systèmes de la CSC. Si l'occasion offerte de mettre en place une technologie nouvelle et avancée au cours des prochaines années est ignorée, il sera encore plus difficile pour le Canada d'atteindre ses objectifs internationaux de réduction des GES qu'on ne l'avait cru tout d'abord. Des démonstrations réussies suivies de l'application d'éléments, d'expertise et de connaissances technologiques sont les avantages à obtenir au cours des prochaines années. Pour y parvenir, il faut consentir dès aujourd'hui un effort stratégique bien planifié (tenant compte de la situation actuelle et future) afin que toutes les infrastructures et systèmes nouveaux satisfassent aux besoins d'aujourd'hui et à ceux de demain.

La mise au point de la CSC est un moyen de garantir le maintien de la valeur élevée des vastes ressources en combustibles fossiles du Canada. Le fait de relever les défis d'ordre environnemental et réglementaire de l'utilisation des combustibles fossiles leur assurera une place permanente au sein de l'approvisionnement énergétique du pays. Un plan stratégique comportant une démarche essentiellement canadienne à la technologie et à l'innovation nous permettra d'atteindre nos objectifs nationaux et de favoriser l'atteinte de ceux d'autres pays.

Enfin, le message qui ressort de cette feuille de route est la nécessité d'agir dès maintenant pour réaliser la vision « d'une technologie pour l'économie de l'énergie d'aujourd'hui qui sera le fondement d'un changement transformateur ».

Annexe A. Liste des participants à l'atelier sur la FRTCSC

Tableau A.1 Liste des participants

Name	Organization	Name	Organization
Allard, Jean Luc	SNC-Lavalin	Finzel, Christeen	Environnement Alberta
Allard, René-Pierre	RNCan, CTEC – Ottawa	Fleming, Jon	Babcock & Wilcox Canada
Anderson, Keith	Alberta Research Council	Flint, Shannon	Environnement Alberta
Audus, Harry	Programme sur les GES, AIE	Fraser, Bob	RNCan, CTEC – Ottawa
Ayres, Garth	Inter Pipeline Fund	Frederick, Larry	Devon Canada Corporation
Babadagli, Tayfun	Université de l'Alberta	Gatens, Michael	MGV Energy Inc.
Bachu, Stefan	Alberta Energy and Utilities Board	Geeraert, Doug	Glencoe Resources Ltd.
Bancroft, John	Université de Calgary, CREWES	George, Robert	Environnement Alberta
Barrie, John ■	Fluor Canada Ltd.	Griffiths, Mary	Institut Pembina
Barton, Carolyn	Resources, Coal Industry, Australie	Grobe, Matt	Alberta Energy & Utilities Board
Beaudoin, Georges	Université Laval	Gunter, Bill	Alberta Research Council
BenHassine, Mondher	Ressources naturelles Canada	Gupta, Murlidhar ■	RNCan, CTEC – Ottawa
Bennett, John	Réseau action climat	Haug, Kristine	Alberta Energy & Utilities Board
Boileau, Dereck	EPIC Consulting Services Ltd.	Haxby, Mark	Développement économique Alberta
Bower, Matthew	TransCanada Pipelines Ltd.	Heath, Michelle	The CO2 Hub
Brotherhood, Angus	Glencoe Resources Ltd.	Heaton, Doug	Pyecombe Consulting Services
Brown, James	Shell Canada ltée	Henry, Andrew	Université Dalhousie
Brown, Ken ■	EnCana Corporation	Herzog, Antonia	Natural Resources Defence Council
Bulut, Dubravka	Ressources naturelles Canada	Lord, Elisabeth	Levelton Engineering Ltd.
Burke, Michael	Ressources naturelles Canada	Hickinbotham, Andrew	TransAlta Utilities Corporation
Buschkuehle, Maja	Alberta Energy & Utilities Board	Hill, Gardiner	BP International
Bustin, R. Marc	Université de la C-B	Hollman, Diane	EPCOR Generation Inc.
Byrnes, Tom	Alberta Energy & Utilities Board	Huang, Sam	Saskatchewan Research Council
Chalaturnk, Rick	Alberta Research Council	Hughes, Dave	RNCan, Commission géologique
Chang, Adrian	TransCanada Pipelines Ltd.	Irwin, Tony	IRM Consulting
Chatel, Fabienne	Air Liquide, États-Unis	Isaacs, Eddy	Alberta Energy Research Institute
Chiwetelu, Chris ■	ARC (Agence du revenu du Canada)	Jackson, Bill	Apache Canada Ltd.
Clark, Paul	TransAlta Utilities Corporation	Jimenez, Jaime	Alberta Research Council
Cormack, Jim	TransCanada Pipelines Ltd.	Johnson, Alan ■	Zeca Corporation
Cox, Harold	Irving Oil	Johnson, Bill	EnCana Corporation
Coyle, Irene	RNCan, CTEC – Ottawa	Johnson, Tim	TransCanada Pipelines Ltd.
Craig, Robert	TransCanada Pipelines Ltd.	Johnston, Les	EPCOR
Curran, Kimberly	Air Liquide Canada Inc.	Kaufman, Stephen	Suncor Energy Inc.
Damian, Noé	PennWest Petroleum Ltd.	Keith, David	Université Carnegie Mellon
de Fayer, Paul	Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Kennedy, Blaine	Technologies du développement durable Canada
Delamaide, Eric	IFP Technologies (Canada) Inc.	Klara, Scott	NETL, Département de l'énergie, É.-U.
Dhaliwal, Gur	Énergie Alberta	Kohut, Tyler	Lafarge Canada Inc.
Dilling, Kendall	EnCana Corporation	Lakeman, Brent	Alberta Research Council
Dipple, Greg	Université de la C-B	Lamont, Averil	Environment Canada
Dolhun, Wes	Lehigh Inland Cement Limited	Lavoie, Rob	CalPetra Research & Consulting
Douglas, Peter ■	Université de Waterloo	Lawton, Don	Université de Calgary
Doyle, Jim ■	Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Lee, Deokki	Institut coréen de recherche énergétique (KIER)
Durocher, Kyle	Université de Calgary	Lee, Robert	Air Liquide Canada Inc.
Elzby, Richard	Tenneco Canada Inc.	Lee, Robert	Alberta Research Council
Esterez, Tania	CEDA Reactor Ltd.	Leslie, John	SNC Lavalin
Ferster, Rick	Luscar Ltd.	Lloyd, Eric	Petroleum Technology Alliance Canada

Membres du groupe de travail : ■ pétrole et gaz – amont ■ pétrole et gaz – aval ■ industrie

Tableau A.1 Liste des participants (suite)

Name	Organization	Name	Organization
Locke, Sandra	Énergie Alberta	Sahay. Hari ■	Énergie Alberta
Luhning, Richard	Enbridge Inc.	Sanelli, Bruno	Air Liquide Canada Inc.
MacDonald, Derek	Alstom	Sawchuk, Ted	Agrium
MacDonald, Doug ■	SNC-Lavalin	Sawchuk, William	Devon Canada Corporation
MacMullin, Francis	TransCanada Pipelines Ltd.	Sayegh, Selim	Saskatchewan Research Council
MacPherson, Jerry	Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Shaw, Jerry	APA Petroleum Engineering Inc.
MacRae, Morgan	Canadian Energy Research Insititute	Shevalier, Maurice	Université de Calgary
Mannhardt, Karin	Université de Calgary	Siarkowski, Liz	TransCanada
Marrone, John	RNCan, CTEC – Ottawa	Simandl, George	Ministère de l'Énergie et des Mines, C.-B.
Mavor, Matt	Tesseract Corporation	Singh, Surindar	Alberta Energy Research Institute
Mayer, Bernhard	Université de Calgary	Sit, Song P.	EnCana Corporation
McArthur, Meredith	Université de Calgary	Sorensen, Jim	Energy & Environmental Research Center
McLellan, Pat	Advanced Geotechnology Inc.	Spencer, Don	Devon Canada Corporation
Mercier, Gilles	RNCan, BRDE	Steffan, Ron ■	NOVA Chemicals Corporation
Micek, Chris ■	Agrium	Stemp, Raymond	Environnement Alberta
Michael, Karsten	Alberta Energy and Utilities Board	Stephenson, Derril	Vikor Energy Inc.
Mikalson, Daryl	TransAlta Utilities Corporation	Stobbs, Bob	SaskPower
Millar, John	Université de Calgary	Struik, Mario	Pengrowth Corporation
Mitchell, Bob	Inspired Value Inc.	Taylor, Alison ■	Suncor Energy
Moawad, Sameh	Énergie Alberta	Tetz, Mark	Alberta Reserach Council
Monea, Michael	Petroleum Technology Research Centre	Thambimuthu, Kelly ■	RNCan, CTEC – Ottawa
Morii, Sachie ■	Ministère de l'Énergie et des Mines, C.-B.	Thompson, Alison	Suncor Energy
Morin, Shannon	Suncor Energy	Thompson, Anne-Marie	Environnement Canada
Nasserali, Jetha	Total E&P Canada	Turner, Dave	Syncrude
Ojanpera, Ron	Babcock & Wilcox	Twa, Robert	EPCOR
Palamarek, Malcolm	Williams Energy Canada Inc.	Valdes, Alberto	CEDA Reactor Ltd.
Patrick, Rick	SaskPower	Van der Meer, Bert	TNO-NITG (Pays-Bas)
Pawlicki, Mike	Lafarge Canada Inc.	Van Ham, John	Van Ham Resources Inc.
Pearson, Bill ■	RNCan, CTEC – Ottawa	VanNierop, Pieter	Alberta Research Council
Peet, Dave	Anadarko Canada Corporation	Varagani, Rajani	American Air Liquide
Piron, Emmanuelle	IFP Technologies (Canada) Inc.	Venugopal, Srikanth ■	TransCanada Pipelines Ltd.
Podgurny, Dave	Air Liquide Canada Inc.	Watson, Brad	Lafarge Canada Inc.
Potter, Ian ■	Alberta Research Council	Watson, Cal	Devon Canada Corporation
Preston, Carolyn ■	RNCan, CTEC – Devon	Weiss, Michael	EnCana Corporation
Provias, Jim	Suncor Energy	Wendling, Ron	Canadian Fertilizers Limited
Pyo, Ken ■	PennWest Petroleum Ltd.	Wichert, Gordon	Penn West Petroleum
Reynen, Bill ■	Environnement Canada	Wilson, Malcolm	Université de Regina
Ricci, Matty	Environnement Alberta	Wong, Joseph	RNCan, CTEC – Ottawa
Richards, Bill	Nova Scotia Power Inc.	Wong, Sam	Alberta Research Council
Richardson, Rick	Alberta Geological Survey, EUB	Wright, Fred	RNCan, Commission géologique
Rigg, Andy	Programme du CO_2CRC, Australie	Yang, Min	Ziff Energy Group
Ripmeester, John	Conseil national de recherches du Canada	Yildirim, Erdal	Réseau canadien pour la R et D sur les sables pétrolifères
Roadifer, Randahl D.	Conoco Phillips	Zimmer, Ulrich	Advanced Geotechnology
Ross, Geoffrey	Environnement Canada		
Sadorra, Ronnie ■	Shell Canada ltée		

Membres du groupe de travail : ■ pétrole et gaz – amont ■ pétrole et gaz – aval ■ industrie

Annexe B : Processus de la FRTCSC

La présente Feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone du Canada résulte d'un processus de consultation qui s'est surtout déroulé entre 2003 et 2005 et qui a comporté quatre étapes.

Étape 1 : Analyse de la situation

De l'information de base sur les principaux secteurs émetteurs de l'industrie et sur la capacité de stockage géologique a été recueillie et réunie aux fins des discussions du premier atelier de la feuille de route.

Étape 2 : Parcours technologiques et stratégies de R et D

Une vision d'une économie de l'énergie sans carbone au Canada a été élaborée au cours de deux ateliers qui ont permis de rassembler une large gamme d'intervenants intéressés par cette question et provenant de l'industrie, des gouvernements, de la communauté scientifique et d'organisations non gouvernementales (ONG). Les participants comprenaient aussi des experts internationaux de la CSC qui ont collaboré au processus canadien.

Le premier atelier (18 et 19 septembre 2003) était conçu pour déterminer les technologies et systèmes de capture de CO_2 qui pourraient, de façon générale, s'appliquer à trois secteurs clés de l'industrie canadienne : le secteur pétrolier et gazier d'amont, le secteur pétrolier et gazier d'aval et d'autres secteurs industriels (dont la production thermique d'électricité). Le deuxième atelier (29 mars 2004) avait pour objet de favoriser les discussions sur les besoins en technologie de l'industrie et les besoins d'information du gouvernement en ce qui a trait à la capture, au transport et au stockage du CO_2.

Étape 3 : Possibilités prioritaires en matière de R et D et de mise en oeuvre

Cette étape avait pour but de déterminer les possibilités d'appliquer les technologies les plus prioritaires dans des projets pilotes, de démonstration et à échelle commerciale. Une ébauche de la feuille de route, accompagnée d'applications proposées de la technologie de la CSC, a été distribuée dans l'optique de la poursuite des discussions au cours d'un troisième et dernier atelier. Les participants au troisième atelier (28 février 2005) ont discuté de l'ébauche et l'ont commentée. Des séances ont été tenues sur certains éléments de la feuille de route, notamment sur la mise en œuvre de la feuille de route et les prochaines étapes recommandées.

Étape 4 : Version définitive du rapport sur la feuille de route

Les suggestions faites par les intervenants pendant et après le troisième atelier ont été examinées dans l'optique de leur inclusion au rapport final. Une ébauche de feuille de route a été rédigée pour examen par le comité consultatif sur la feuille de route qui a formulé un commentaire sur une feuille de route définitive, dans le ton et la teneur appropriés à un tel document. Les membres du comité consultatif continueront de collaborer à l'établissement d'un processus pour la mise en œuvre de la feuille de route, cela afin que soient atteints les objectifs énoncés dans la section 5 du document.

Les collaborateurs au présent document ont fourni leurs renseignements et donné leurs avis de bonne foi dans le but d'élaborer une feuille de route détaillée sur la technologie de la capture et du stockage du CO_2, mais ils ne font aucune affirmation ni ne donnent de garantie quant à l'exactitude et au caractère complet de l'information présentée et ils n'appuient pas nécessairement les vues ou les perspectives générales présentées dans le document.

Références

ACR. 2004. *Oil Sands Technology Roadmap*. Alberta Chamber of Resources (ACR).

AIE, 2004a. *World Energy Outlook 2004*. Agence internationale de l'énergie (AIE).

AIE. 2003. *Potential for Improvement in Gasification Combined Cycle Power Generation with CO_2 Capture*. Agence internationale de l'énergie (AIE), programme de R–D sur les gaz à effet de serre. Rapport PH4/19.

AIE. 2004. *Prospects for CO_2 Capture and Storage*. Agence internationale de l'énergie (AIE).

AIE. 2004b. *Improvement in Power Generation with Post-Combustion Capture of CO_2*. Agence internationale de l'énergie (AIE). Programme de R&D sur les gaz à effet de serre. Rapport PH4/33.

AIE. 2005. *Key World Energy Statistics*. Agence internationale de l'énergie (AIE).

AIE. Programme de R et D sur les GES. 2005. Site Web du programme : http://www.ieagreen.org.uk/ccs.html, consulté en septembre 2005.

Bachu, S. 2003. « Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO_2 in geological media ». *Environmental Geology*, vol. 44, n° 3, p. 277-289.

Bachu, S. et J. Shaw. 2005. « CO_2 Storage in Oil and Gas Reservoirs in Western Canada: Effect of Aquifers, Potential for CO_2-Flood Enhanced Oil Recovery and Practical Capacity ». GHGT-7 Proceedings. Décembre 2004.

Bachu, S. et M. Celia. 2006 [sous presse]. « Assessing the Potential for CO_2 Leakage from Geological Storage Sites ». Dans *The Science and Technology of Carbon Sequestration*. Série « Geophysical Monograph » de l'AGU. Publié sous la direction de B. McPherson et E. Sundquist.

Bachu, S. et S. Stewart. 2002. « Geological sequestration of anthropogenic carbon dioxide in the Western Canada Sedimentary Basin: suitability analysis ». *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 41, n° 9, septembre, p. 32-40.

Barrie, J. et M. Gupta. 2005. *CO_2 Capture and Transport Technologies*. Exposé présenté lors du troisième atelier sur la feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone (FRTCSC). Calgary (Alberta). 28 février 2005.

BP. 2005. *Statistical Review of World Energy 2005*.

CCNUCC. 1992. *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques* (CCNUCC).

CCP. 2005. Site Web du CO_2 Capture Program (CCP) : http://www.co2captureproject.org/index.htm, consulté en septembre 2005.

CCPC. 2004. *Summary Report of Phase I Feasibility Studies – Executive Summary*. Canadian Clean Power Coalition (CCPC).

CH_2PC. 2004. *Tracer la route à suivre : Feuille de route pour la transition du Canada à une économie basée sur l'hydrogène*. Comité sur l'hydrogène et les piles à combustible (CH_2PC) du gouvernement du Canada.

Chalaturnyk, R. et B. Gunter. 2005. « Geological storage of CO_2: time frames, monitoring and verification ». Peer Reviewed Papers, Volume 1. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Publié sous la direction de E.S. Rubin, D.W. Keith et C.F. Gilboy.

CME. 2004. *2004 Survey of Energy Sources*. Conseil mondial de l'énergie (CME).

CO2CRC. 2005. Site Web du Carbon Dioxide Cooperative Research Centre (CO2CRC) : www.co2crc.com.au/, consulté en septembre 2005.

CRTCE. 2005. *Cartes routières technologiques du charbon écologique au Canada*. Groupe de travail sur les cartes routières technologiques du charbon écologique (CRTCE).

CSLF. 2005. Site Web du Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) : http://www.cslforum.org/, consulté en septembre 2005.

CSUG. 2003. *Exploration and Development of Natural Gas from Coal in Canada – Facts and Issues*. Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG).

DEEU. 2005. Site Web du Carbon Sequestration Core Program du DEEU (Département de l'énergie des États-Unis) : http://www.fossil.energy.gov/programs/sequestration/, consulté en septembre 2005.

Dillon, D.J. 2004. « Oxy-Combustion Processes for CO_2 Capture from Advanced Supercritical PF and NGCC Power Plants ». *7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, Vancouver (Colombie-Britannique), Canada. Du 5 au 9 septembre 2004.

Environnement Canada. 2003. *Inventaire canadien des gaz à effet de serre*.

EUB. 2005. *Alberta's Reserves 2004 and Supply/Demand Outlook 2005 - 2014*. Alberta Energy and Utilities Board (EUB).

FRTCSC. 2004. Séance de travail en groupes sur la capture et le transport du CO_2. Deuxième atelier sur la feuille de route technologique sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone (FRTCSC). Calgary (Alberta). Mars 2004.

GIEC. 2001. *Changements climatiques 2001 : Rapport de synthèse*. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

GIEC. 2005. *Rapport spécial du GIEC : Piégeage et stockage du dioxyde de carbone. Résumé à l'intention des décideurs et Résumé technique*. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Rapport complet publié en anglais sous le titre *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*.

Gouvernement du Canada. 2005. *Projet vert. Aller de l'avant pour contrer les changements climatiques*.

Gunter, B. B. Mitchell, I. Potter, B. Lakeman et S. Wong. 2005. *The CANiCAP Program – Planning Options for Technology and Knowledge Base Development for the Implementation of Capture and Transportation, Research, Development and Deployment in Canada.* Alberta Research Council.

Gunter, B. et R. Chalaturnyk. 2004. *The CANiSTORE Program – Planning Options for Technology and Knowledge Base Development for the Implementation of Geological Storage, Research, Development and Deployment in Canada.* Alberta Research Council.

Gupta, M. et B. Pearson. 2005. *CO_2 Capture: Pathways and Opportunities in Canada*. Ressources naturelles Canada.

Gupta, M., I. Coyle et K. Thambimuthu. 2003. *CO_2 Capture Technologies and Opportunities in Canada – Strawman for CO_2 Capture and Storage Technology Roadmap*. Centre de la technologie de l'énergie de CANMET.

HFP. 2005. *European Fuel Cell and Hydrogen Technology Platform (HFP): Strategic Research Agenda*. Plate-forme européenne hydrogène et pile à combustible (HFP).

IPHE. 2005. Site Web de l'International Partnership for the Hydrogen Economy (IPHE) : http://www.iphe.net/#IPHELeading%20the%20Way, consulté en août 2005.

Luhning, R. L., J. H. Glanzer, P. Noble et P. S. Wong. 2005. « Pipeline Backbone for Carbon Dioxide for Enhanced Oil Recovery in Western Canada ». *Journal of Canadian Petroleum Technology,* vol. 44, n° 8.

Marr-Laing, T., M. Bramely et M. Griffiths. 2005. *Carbon Capture and Storage: the Pembina Institute's position*. Institut Pembina.

ONE. 2003. *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*. Office national de l'énergie (ONE).

ONE. 2004. *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives et défis jusqu'en 2015*. Office national de l'énergie (ONE).

Pacala, S. et R. Socolow. 2004. « Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies ». *Science*, vol. 305.

PTRC. 2004. *IEA GHG Weyburn CO_2 Monitoring & Storage Project - Summary Report 2000 - 2004*. Petroleum Technology Research Centre (PTRC).

RCTCSC. 2005. Site Web du Réseau canadien de la technologie liée à la capture et au stockage du CO_2 : http://www.nrcan.gc.ca/es/etb/cetc/combustion/co2network/htmldocs/aboutus_f.html, consulté en septembre 2005.

RNCan. 2000. *L'énergie au Canada en l'an 2000*. Ressources naturelles Canada (RNCan).

Statistique Canada. 2005. Site Web de Statistique Canada : http://www.statcan.ca/start_f.html, consulté en décembre 2005.

Thambimuthu, K. 2002. *Canadian Initiatives on Zero Emission Technologies*. Exposé présenté dans le cadre de la CCNUCC à Oslo (Norvège). 15 janvier 2002.

Thambimuthu, K. 2004. *Canadian CCS Technology Roadmap and CO_2 Capture & Transport*. Exposé présenté lors du deuxième atelier sur la FRTCSC. Calgary (Alberta). 29 mars 2004.

WCI. 2005. Site Web du World Coal Institute (WCI) : http://www.wci-coal.com, consulté en septembre 2005.

Glossaire

Absorption : Intégration chimique ou physique de molécules dans la masse d'un solide ou d'un liquide donnant lieu à la formation d'une solution ou d'un composé.

Adsorption : Phénomène par lequel des molécules d'un fluide se fixent à la surface d'un solide.

Amines : Composés organiques de l'azote dérivés de l'ammoniac par le remplacement d'au moins un atome d'hydrogène par un groupe carboné.

Analogue naturel : Situation naturelle dont les caractéristiques sont analogues à celles de systèmes artificiels, par exemple un réservoir naturel de dioxyde de carbone comparé à un réservoir artificiel de dioxyde de carbone.

Aquifère salin : Formation géologique de roche poreuse remplie d'eau salée.

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) : Premier et plus important bassin sédimentaire continental au Canada. Il s'étend de la Colombie-Britannique, à l'ouest, au Manitoba, à l'est, et des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon vers le sud jusqu'à l'intérieur des États-Unis. Sa superficie est de 1 484 800 kilomètres carrés et il constitue la principale source de combustibles fossiles du Canada, qu'il s'agisse de pétrole, de gaz naturel, de bitume ou de charbon.

Biomasse : Matériaux végétaux et déchets animaux pouvant être utilisés, surtout comme combustibles. La biomasse est considérée comme une source d'énergie renouvelable neutre du point de vue du carbone.

Bitume : Mélange visqueux naturel, surtout constitué d'hydrocarbures et pouvant contenir de fortes concentrations de composés sulfurés, qui, sous son état visqueux naturel, ne peut être récupéré à un taux commercial à l'aide d'un puits de pétrole conventionnel.

Capture de post-combustion : Combustion dans l'air de combustibles carbonés suivie par la capture du dioxyde de carbone des gaz de combustion, généralement par lavage aux solvants, comme des amines.

Capture de pré-combustion : Série de procédés se déroulant avant la combustion finale. Du gaz synthétique, formé par oxydation partielle ou reformage à la vapeur d'un combustible carboné, est décarboné par un procédé de transformation par lequel les oxydes de carbone sont transformés en dioxyde de carbone prêt à être capté.

Capture et stockage du dioxyde de carbone (CSC) : Piégeage du dioxyde de carbone des gaz de combustion ou de tout autre procédé industriel, qui est suivi de son transport et de son injection dans des sites géologiques permanents où il est stocké. On compte comme sites de stockage, le lit des océans, les aquifères, les réservoirs de pétrole et de gaz abandonnés et les gisements de charbon. Il s'agit d'un concept nouveau en voie d'élaboration pour réduire les émissions atmosphériques de dioxyde de carbone d'origine humaine et atténuer les changements climatiques.

Cendres : Substances inorganiques et ininflammables (impuretés comme la silice, le fer et l'aluminium) qui demeurent après la combustion du charbon, du coke de pétrole ou d'autres combustibles solides.

Centre d'émissions : Emplacement où des sources d'émissions importantes situées à proximité les unes des autres pourraient être regroupées dans un réseau de collecte du dioxyde de carbone, de manière à assurer une meilleure rentabilité.

Champs de pétrole et de gaz épuisés : Champs de pétrole et de gaz dont la production a atteint la limite de rentabilité.

Changements climatiques : L'expression « changements climatiques » fait référence à toute forme d'incohérence climatique, mais comme le climat de la Terre n'est jamais statique, elle est le plus souvent utilisée pour décrire un changement appréciable d'un état climatique à un autre. Aujourd'hui, l'expression « changements climatiques » est devenue synonyme de réchauffement planétaire (voir Réchauffement planétaire).

Charbon ultrapropre (ou écologique) : Produit du charbon extrêmement pur (contenant plus de 99 p. 100 de carbone et d'hydrogène) qui est obtenu par un processus d'amélioration qui réduit sa teneur en soufre à presque zéro et sa teneur en matières inorganiques à moins de 1 p. 100.

Charbon : Substance combustible solide noire ou d'un noir brunâtre formée de matériaux organiques préhistoriques, comme des végétaux. Le charbon est extrait et brûlé pour obtenir de la chaleur et de l'énergie.

Coke de pétrole : Résidu des sables bitumineux riche en carbone et pauvre en hydrogène. Il est un sous-produit de la décomposition thermique de sables bitumineux ou de pétrole lourd à la suite du procédé de condensation de la valorisation. Le coke de pétrole contient normalement plus de 90 p. 100 de carbone et il est faible en cendres, mais il contient des métaux lourds, comme le vanadium.

Combustible fossile : Tout combustible organique naturel, comme le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon, la tourbe ou des sous-produits de ces derniers. Les combustibles fossiles ont tous été formés par une série de processus telluriques par lesquels les restes d'organismes vivants ont été enfouis dans des formations géologiques et ont subi dans le sol une action bactérienne, ou les effets de la chaleur et de la pression (pendant un certain temps), qui les a transformés en combustibles fossiles ou en hydrocarbures.

Combustion de charbon pulvérisé (CP) : Procédé par lequel du charbon finement moulu (pulvérisé) est brûlé pour obtenir de la chaleur servant à produire de la vapeur destinée à la production d'énergie (dans un cycle de Rankine). De façon générale, ce procédé est qualifié de cycle à vapeur « sous-critique », « supercritique » ou « ultra-supercritique », selon les conditions de pression et de température de la vapeur. Dans le cycle de Rankine, plus la température de la vapeur est élevée, plus la conversion de combustible en électricité est efficace.

Combustion oxy-combustible : Combustion d'un combustible carboné dans un milieu d'oxygène pur, ou exempt d'azote, afin de produire des gaz de combustion surtout composés d'eau et de dioxyde de carbone. Ce procédé a pour but de retirer l'azote inerte du procédé de combustion et ainsi de modifier le flux de gaz de combustion en réduisant son volume et en facilitant la concentration du dioxyde de carbone pour sa capture, son transport et son stockage.

Combustion : Oxydation de combustibles carbonés donnant lieu au dégagement d'énergie sous forme de chaleur et de lumière. La combustion de combustibles, comme le charbon, le pétrole, le gaz et le bois libère des polluants et d'autres émissions atmosphériques sous forme de produits secondaires, notamment du dioxyde de soufre, des oxydes d'azote, des particules et du dioxyde de carbone.

Cryogénie : Branche de la physique qui traite de la production et des effets de très faibles températures, souvent de l'ordre de moins 100 degrés Celsius.

Cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) : Procédé semblable à celui du cycle combiné au gaz naturel sauf pour la source de combustible. Dans le cycle combiné à gazéification intégrée, le combustible est obtenu à partir d'un solide, comme le charbon, qui est gazéifié pour obtenir du gaz synthétique. Ce dernier est brûlé et mis en expansion dans une turbine au gaz (cycle de Brayton). Ce cycle est suivi d'un deuxième cycle par lequel la chaleur récupérée des gaz de combustion sert à actionner une turbine à vapeur (cycle de Rankine), le tout pour produire de l'électricité.

Cycle combiné au gaz naturel (CCGN) : Cycle combiné d'une centrale électrique où l'on extrait tout d'abord l'énergie de la combustion à haute température de gaz naturel à l'aide de turbines à détente qui transforment l'énergie mécanique en énergie électrique (cycle de Brayton). Il y a ensuite récupération de la chaleur des gaz de combustion qui sert à produire un supplément d'électricité par le moyen d'une turbine à détente à vapeur (cycle de Rankine).

Dioxyde de carbone (CO_2) : Gaz incolore, inodore et non toxique qui est un élément normal de nombreux systèmes de la Terre, comme l'atmosphère, la biosphère et les océans. Exhalé par les humains et les animaux, le dioxyde de carbone est absorbé par les plantes vertes en croissance et par les océans. Il est aussi produit pendant la combustion des combustibles carbonés, y compris les combustibles fossiles. Le dioxyde de carbone est un gaz à effet de serre et le plus préoccupant en ce qui a trait aux changements climatiques à cause de son omniprésence et de l'augmentation de sa concentration dans l'atmosphère terrestre résultant d'activités humaines.

Émissions capturées : Quantité brute de gaz à effet de serre (généralement du dioxyde de carbone) qui a été séparée et captée d'un flux de gaz de combustion, cela sans tenir compte des émissions supplémentaires découlant de l'ajout des systèmes de capture (voir émissions évitées).

Émissions évitées : Une mesure de la réduction des émissions de gaz à effet de serre qui tient compte de la capacité réduite des centrales thermiques et d'autres installations industrielles à cause de la charge supplémentaire découlant de l'utilisation des systèmes de capture du dioxyde de carbone.

Énergie éolienne : Forme d'énergie renouvelable par laquelle l'énergie du vent sert à produire de l'électricité au moyen de turbines. Chaque turbine, ou éolienne, contient une génératrice qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.

Énergie nucléaire : Électricité produite par le bris (fission) d'atomes lourds ou par l'union (fusion) d'atomes légers (fusion). Actuellement, seule la technologie de la fission nucléaire peut être appliquée à la production d'électricité.

Énergie renouvelable : Énergie d'une source pouvant être gérée de telle sorte qu'elle ne s'épuise pas au cours d'une échelle de temps humaine. Ces sources sont le rayonnement solaire, le vent, les vagues, les cours d'eau, les marées, la biomasse et la géothermie. Les sources d'énergie renouvelable ne comprennent pas celles dont l'abondance est limitée, comme les combustibles fossiles et l'uranium servant de combustible nucléaire.

Fixation minérale : Processus par lequel le CO_2 réagit avec le magnésium, l'oxyde de calcium (ou un autre composé) pour former des carbonates minéraux stables. Il en résulte des solides non réactifs qui agissent comme moyens de stockage permanent du carbone. Les défis que pose la fixation minérale pour le stockage du carbone résident dans la faible vitesse de réaction du procédé et le volume important de sol riche en minéraux qui doit être extrait pour chaque unité de CO_2 séquestré.

Formation géologique : Partie d'un ensemble de matériaux souterrains contigus qui est suffisamment homogène pour être considérée comme une seule unité. Les formations géologiques présentant certaines caractéristiques de structure et de porosité permettent le stockage souterrain du dioxyde de carbone, comme le montre l'existence de formations où du dioxyde de carbone est emprisonné depuis des millions d'années. On compte, comme exemples de formations où du dioxyde de carbone pourrait être stocké, les réservoirs de pétrole épuisés, les réservoirs de gaz épuisés, les gisements de charbon impossibles à extraire et les aquifères salins.

Gaz à effet de serre (GES) : Gaz atmosphériques qui permettent au rayonnement solaire de traverser l'atmosphère et de réchauffer la surface de la Terre, mais qui absorbent le rayonnement infrarouge qui serait autrement réfléchi dans l'espace. Le processus de captage du rayonnement infrarouge de longues longueurs d'ondes est connu sous le nom d'effet de serre et fait que l'atmosphère n'est pas aussi froide qu'elle devrait l'être. Les activités humaines peuvent cependant accroître la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à des niveaux dangereux. Les principaux gaz à effet de serre sont le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, l'ozone, l'eau et les chlorofluorocarbures.

Gaz acide : Tout mélange de gaz qui forme un acide lorsqu'il est dissous dans l'eau (décrit généralement un mélange de sulfure d'hydrogène et de dioxyde de carbone provenant d'un gaz acide).

Gaz de combustion : Gaz résiduels après la combustion d'un combustible. Les gaz de combustion sont normalement rejetés dans l'atmosphère par le moyen d'une conduite ou d'une cheminée. Ces gaz sont parfois captés et leurs constituants gazeux utilisés à des fins utiles.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : Gaz naturel condensé jusqu'à sa forme liquide généralement par un refroidissement cryogénique à une température de moins 200 degrés Celsius.

Gaz naturel : Mélange naturel de gaz d'hydrocarbures et d'autres gaz se trouvant dans des formations géologiques poreuses souterraines. Le principal constituant du gaz naturel est le méthane, mais on y trouve aussi de l'éthane, du butane, du propane et d'autres gaz. Les impuretés que l'on retrouve habituellement dans le gaz naturel sont l'azote, le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène.

Gaz synthétique : Forme synthétique du gaz naturel obtenue par gazéification du charbon et surtout constituée d'un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène.

Gazéification : Oxydation partielle (ou contrôlée) de combustibles carbonés qui donne lieu à un mélange de gaz (hydrogène, monoxyde de carbone et eau) et de matières solides comme des cendres ou des scories. La gazéification est la première étape d'un procédé permettant d'obtenir une multitude de combustibles ou d'intermédiaires chimiques.

Grands émetteurs finaux (GEF) : Groupe de près de 700 entreprises qui produisent environ la moitié des émissions de gaz à effet de serre au Canada. Ce groupe comprend des entreprises des secteurs du pétrole et du gaz, de l'extraction minière, de la fabrication et de la production thermique d'électricité.

Hydrates : Composés naturels cristallins ressemblant à de la glace, dans lesquels les molécules d'un réseau cristallin d'eau emprisonnent une molécule d'une autre substance, comme du méthane ou du dioxyde de carbone.

Ces composés sont très denses et insolubles dans l'eau. Les hydrates de dioxyde de carbone sont actuellement examinés dans le contexte de leur utilisation pour la capture et le stockage du dioxyde de carbone.

Hydroélectricité : Électricité produite par l'utilisation de l'énergie cinétique d'une chute d'eau pour faire tourner la turbine d'une génératrice.

Mécanisme pour un développement propre (MDP) : Un des trois mécanismes commerciaux établis dans le cadre du Protocole de Kyoto. Il est conçu de façon à promouvoir le développement durable dans les pays en développement et à aider les Parties à l'annexe I à atteindre leurs objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce mécanisme permet aux pays de l'annexe I d'investir dans des projets de réduction des émissions dans les pays en développement et de recevoir en retour des crédits certifiés de réduction des émissions.

Membrane : Matériau qui est sélectivement perméable à une ou à plusieurs espèces chimiques et qui peut donc servir à séparer ces espèces d'autres espèces présentes dans un flux. La séparation sélective découle d'un écart de pression partielle de part et d'autre de la surface de la membrane. Des matériaux pour membranes sont actuellement mis au point pour la séparation du dioxyde de carbone de l'hydrogène, du gaz naturel et des gaz de combustion.

Migration du CO_2 : Déplacement du CO_2 dans une formation géologique; il est surtout causé par un écart de densité ou de pression.

Mise en œuvre conjointe (MOC) : Un des trois mécanismes commerciaux établis dans le cadre du Protocole de Kyoto. Il s'agit d'une entente contractuelle par laquelle un pays de l'annexe I peut investir dans la réduction des émissions, ou dans l'amélioration d'un puits de carbone, dans un autre pays membre de la même annexe, cela pour obtenir des crédits de réduction des émissions.

Oxydes d'azote (NO_x) : Émissions atmosphériques comptant parmi les principaux contaminants atmosphériques. Les oxydes d'azote sont souvent formés à partir de l'azote atmosphérique lorsqu'un combustible carboné est brûlé à haute température. Ils réagissent avec des composés organiques volatils pour former le smog et sont des importants éléments de la formation des pluies acides.

Oxydes de soufre (SO_x) : Oxydes comptant parmi les principaux contaminants atmosphériques. Du dioxyde de soufre et du trioxyde de soufre sont produits pendant la combustion du charbon et d'autres combustibles fossiles, surtout dans les centrales électriques. Certains procédés industriels, comme la production de papier et la fonte des métaux, produisent aussi des oxydes de soufre. Les oxydes de soufre sont apparentés de près aux acides soufrés qui sont des acides forts qui jouent un rôle important dans la formation des pluies acides.

Ozone : Molécule formée de trois atomes d'oxygène. L'ozone, un GES, est un gaz à l'état naturel que l'on retrouve en fortes concentrations dans la stratosphère, à une altitude très élevée.

Parcours technologique : Progression linéaire, ou continuum, du développement d'une série de technologies dans le temps.

Pétrole (brut) : Mélange liquide d'hydrocarbures se trouvant dans certaines formations rocheuses qui peut être découvert, extrait et raffiné pour obtenir divers produits pétroliers, comme l'essence, le carburant diesel, la paraffine et des intermédiaires chimiques.

Phase dense : État physique d'un gaz qui a été tellement comprimé que sa densité s'approche de celle de sa phase liquide.

Pile à combustible : Dispositif électrochimique dans lequel un combustible est oxydé de façon contrôlée pour obtenir directement un courant électrique et de la chaleur.

Pluies acides : Aussi appelées « précipitations acides » ou « dépôts acides », les pluies acides sont toutes formes de précipitations contenant des quantités nocives d'acides nitriques et sulfuriques. Elles sont surtout formées par des oxydes d'azote et des oxydes de soufre rejetés dans l'atmosphère par la combustion de combustibles fossiles.

Protocole de Kyoto : Accord international conclu en décembre 1997 à Kyoto, au Japon. Le Protocole fixe des objectifs obligatoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre aux pays développés qui doivent,

conjointement, réduire leurs émissions, en moyenne, de 5,2 p. 100 par rapport aux niveaux de 1990. Le Protocole de Kyoto est officiellement devenu une convention liant les parties le 16 février 2005.

Puits : Fait référence à l'absorption naturelle du dioxyde de carbone de l'atmosphère, normalement vers le sol, les forêts ou les océans. Les réservoirs peuvent aussi servir de puits.

Réchauffement planétaire : Hausse graduelle de la température moyenne de la surface de la Terre que l'on croit provoquée par l'effet de serre et qui est la cause des changements climatiques (voir Changements climatiques). Un réchauffement planétaire s'est déjà produit dans un passé lointain et découlait de causes naturelles, mais cette expression est le plus souvent appliquée au réchauffement que l'on croit produit par un accroissement des émissions anthropiques de gaz à effet de serre.

Récupération améliorée du gaz naturel (RAGN) : Injection de fluides, comme du dioxyde de carbone, dans des réservoirs de gaz naturel en voie d'épuisement dans le but de récupérer une quantité de gaz supérieure à celle que l'on aurait obtenue avec les méthodes classiques.

Récupération améliorée du méthane de houille (RAMH) : Utilisation du dioxyde de carbone pour améliorer, par adsorption préférentielle du dioxyde de carbone sur le charbon, la récupération du méthane présent dans des gisements où le charbon ne peut être extrait.

Récupération améliorée du pétrole (RAP) : Injection de fluides, comme de la vapeur ou du dioxyde de carbone, dans des réservoirs de pétrole épuisés afin de récupérer des quantités supplémentaires de pétrole, comparativement aux méthodes classiques.

Réseau principal : Concept d'un réseau de pipelines reliant d'importants centres d'émissions de dioxyde de carbone, y compris les conduites du réseau principal alimentant les divers sites pouvant servir au stockage. Un réseau principal pourrait fonctionner comme les réseaux de collecte, de transport et de distribution actuellement utilisés pour le gaz naturel.

Réservoir : Masse rocheuse souterraine, poreuse et perméable entourée de roche imperméable et contenant du pétrole, du gaz ou de l'eau. La roche de la plupart des réservoirs est formée uniquement ou d'un mélange de calcaire ou de dolomite.

Roche de couverture : Roche de faible perméabilité qui agit comme un toit imperméable et prévient l'écoulement du fluide à l'extérieur d'un réservoir.

Sables bitumineux : Sable imprégné de bitume que l'on retrouve dans quatre régions de l'Alberta (Athabasca, Wabasca, Cold Lake et Peace River) ainsi qu'à d'autres endroits dans le monde. Le gisement de sables bitumineux d'Athabasca, qui s'étend sur plus de 42 340 kilomètres carrés, est le plus important au monde. Les ressources totales de bitume de l'Alberta sont estimées à hauteur de 1,7 à 2,5 trillions de barils.

Smog : Mélange de polluants (surtout de l'ozone troposphérique) produit par des réactions chimiques où interviennent notamment des oxydes d'azote et de l'eau. La combustion de combustibles fossiles contribue de façon importante à la formation du smog. Ce dernier est souvent plus sévère quand on s'éloigne de la source, car les réactions chimiques à l'origine du smog se produisent dans l'atmosphère pendant que les substances réactives sont transportées par le vent. Le smog est nocif pour la santé, il endommage l'environnement et limite la visibilité.

Source : Tout procédé, activité ou mécanisme industriel qui donne lieu au rejet dans l'atmosphère de gaz à effet de serre ou d'aérosols, ou à leurs précurseurs.

Stockage océanique : Stockage du CO_2 dans l'eau des océans. Les océans sont un élément important du cycle naturel du carbone car ils stockent, libèrent et absorbent d'importantes quantités de dioxyde de carbone, tout autant vers l'atmosphère qu'à partir de celle-ci. Leur utilisation aux fins du stockage du dioxyde de carbone est cependant un concept relativement nouveau qui fait l'objet d'une controverse assez importante.

Stockage temporaire : Utilisation de cavernes souterraines, de mines (de sel ou de potasse) ou de réservoirs de pétrole et de gaz épuisés pour le stockage temporaire du dioxyde de carbone. Comme dans le cas des réseaux de distribution actuels de gaz naturel, ce type de stockage jouera un rôle important pour équilibrer la pression dans le pipeline du réseau principal de transport de dioxyde de carbone.

Surveillance, mesure et vérification (SMV) : Capacité de mesurer la quantité de dioxyde de carbone stockée dans un site particulier, de surveiller le site pour l'apparition de fuites ou d'autres affaiblissements de son intégrité

avec le temps, et de s'assurer par vérification que le dioxyde de carbone est stocké de façon sûre. La surveillance, la mesure et la vérification servent à garantir le caractère permanent et sécuritaire du stockage, à réduire les risques connexes à l'achat ou à la vente de crédits pour le CO_2 séquestré et à fournir une preuve aux autorités de réglementation et aux agents gouvernementaux locaux qui doivent approuver les importants projets de séquestration.

Technologie du charbon écologique, ou propre (TCP) : Diverses nouvelles technologies innovatrices conçues pour extraire et utiliser le charbon d'une façon plus efficace et plus rentable tout en réduisant les incidences environnementales de ces activités. On compte, comme exemples de cette technologie, la combustion oxy-combustible et la gazéification du charbon.

Transformation : Procédé catalytique servant à transformer une molécule en une autre, comme utiliser de la vapeur pour transformer le monoxyde de carbone en hydrogène et en dioxyde de carbone.