

**SÉQUESTRATION GÉOLOGIQUE DU CO<sub>2</sub>**  
CHAIRE DE RECHERCHE

**INRS**  
Université d'avant-garde



**Encadrement juridique de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> dans différents pays et principaux axes de réflexion au Canada et au Québec**

Rapport INRSCO2-2010-V5.1

Par

**Jean-Philibert Moutenet**

et

**Michel Malo**

**Soumis au Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs**

**2010 – Québec**

**R-1165**

Institut national de la recherche scientifique – Centre Eau Terr Environnement, 490 de la Couronne, Québec, Qc, G1K 9A9

Téléphone : (418) 654-2535 ; Télécopieur : (418) 654-2600 ; Site internet : [chaireco2.ete.inrs.ca](http://chaireco2.ete.inrs.ca)



## **Préambule**

Le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a octroyé une subvention à l'INRS-ETE pour mettre en place une chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> au Québec. Le décret n°714-2008 approuvant l'octroi a été adopté le 25 juin 2008. La subvention d'une durée de cinq ans (exercices financiers 2008-2009 à 2012-2013) provient du Fonds vert. La création de la chaire s'inscrit dans l'action 20 du Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques intitulé « Le Québec et les changements climatiques, un défi pour l'avenir ».

Les travaux de la chaire permettront d'explorer les principales options de séquestration géologique du CO<sub>2</sub> au Québec. Les objectifs principaux sont d'évaluer la capacité de stockage du CO<sub>2</sub> au Québec, de tester quelques sites pour leur potentiel de rétention du CO<sub>2</sub> après injection, et de former une expertise au Québec dans le domaine de la technologie du captage et de la séquestration du CO<sub>2</sub> (CSC). Les objectifs secondaires pour arriver à répondre aux objectifs principaux sont de: 1) faire l'inventaire des réservoirs géologiques potentiels au Québec; 2) faire l'inventaire des sources majeures d'émission du CO<sub>2</sub> au Québec; 3) compiler les travaux réalisés ailleurs dans le monde sur la technologie du CSC; 4) caractériser les paramètres géologiques et géophysiques des réservoirs potentiels; 5) évaluer leur capacité de stockage; 6) choisir des sites potentiels pour réaliser des essais d'injection du CO<sub>2</sub>; 7) tester un ou deux sites avec suivi sur une période d'un à deux ans pour évaluer la capacité de rétention du CO<sub>2</sub> et les risques de fuite. En marge de l'atteinte des objectifs mentionnés plus haut, les travaux complémentaires concernent l'évaluation des enjeux socio-économiques de l'implantation de la technologie du CSC au Québec (lois, sécurité, etc.) et des études technico-économiques pour l'implantation d'une usine pilote.

Les cinq volets de recherche suivants permettront d'atteindre les objectifs et de réaliser les travaux complémentaires :

1. Inventaire
2. Caractérisation
3. Capacité de stockage
4. Test-pilote
5. Enjeux socio-économiques.

Le présent rapport sur l'encadrement juridique de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> dans différents pays et les principaux axes de réflexions au Canada et au Québec cadre dans le volet de recherche Enjeux socio-économiques.

## Résumé

La technologie du captage, du transport et de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> représente une alternative nouvelle, particulièrement bien adaptée aux sources concentrées et fixes de CO<sub>2</sub> pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Cette technologie a encore besoin de franchir de nombreux obstacles. Parmi ceux-ci, la réglementation instaure des frontières et joue un rôle qu'il ne faudrait pas sous-estimer.

Le présent rapport montre que plusieurs régions du monde, comme l'Europe ou l'Australie, ont déjà adopté un cadre juridique définitif pour régir cette nouvelle activité industrielle. D'autres régions, notamment en Amérique du Nord, préparent activement un tel cadre. Au Québec, la réflexion sur l'encadrement juridique de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> est moins avancée. De ce fait, le Québec pourra ainsi s'inspirer de ce qui a été fait ailleurs, au Canada ou dans le monde, pour créer un régime bien défini pour la séquestration géologique du CO<sub>2</sub>.

Dans cette optique, le présent rapport, réalisé dans le cadre de la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO<sub>2</sub>, mise en place par le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec, propose un panorama des législations et réglementations européennes, japonaises, australiennes, américaines applicable à la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> et des principaux axes de réflexion au niveau canadien, albertain et québécois.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>PRÉAMBULE</b>	<b>III</b>
<b>RÉSUMÉ</b>	<b>IV</b>
<b>PRINCIPALES ABRÉVIATIONS</b>	<b>7</b>
<b>1. INTRODUCTION</b>	<b>9</b>
<b>2. UNION EUROPÉENNE</b>	<b>10</b>
<b>2.1. CONTEXTE</b> .....	<b>10</b>
<b>2.2. DIRECTIVE EUROPÉENNE RELATIVE À LA SÉQUESTRATION GÉOLOGIQUE DU CO<sub>2</sub></b> .....	<b>10</b>
2.2.1. <i>Généralités</i>	10
2.2.2. <i>Création des sites de séquestration</i>	11
2.2.2.1. Sélection des sites de séquestration	11
2.2.2.2. Demande de permis de séquestration	11
2.2.3. <i>Du fonctionnement à la fin de vie des sites de séquestration</i>	12
2.2.3.1. Exploitation	12
2.2.3.2. Obligations liées à la fermeture et à la postfermeture	13
2.2.4. <i>Responsabilité des acteurs de la chaîne de CSC en matière de crédits carbone</i>	14
<b>2.3. AU NIVEAU DES ÉTATS MEMBRES : L'EXEMPLE FRANÇAIS</b> .....	<b>15</b>
<b>3. JAPON</b>	<b>16</b>
<b>3.1. CONTEXTE</b> .....	<b>16</b>
<b>3.2. LOI CONTRE LA POLLUTION MARINE</b> .....	<b>16</b>
3.2.1. <i>Interdiction d'éliminer certaines matières sous le fond marin</i>	16
3.2.2. <i>Création des sites de séquestration</i>	16
3.2.2.1. Critères de sélection des sites de séquestration	16
3.2.2.2. Demande de permis de séquestration	17
3.2.3. <i>Exploitation du site de séquestration</i>	17
3.2.3.1. Composition des flux de CO <sub>2</sub> séquestrés	17
3.2.3.2. Surveillance des sites de séquestration	17
<b>4. AUSTRALIE</b>	<b>19</b>
<b>4.1. CONTEXTE</b> .....	<b>19</b>
<b>4.2. LOI SUR LES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES OFFSHORE ET LA SÉQUESTRATION OFFSHORE</b> .....	<b>20</b>
4.2.1. <i>Généralités</i>	20
4.2.2. <i>Création et exploitation des sites de séquestration</i>	20
4.2.2.1. Demande de permis d'exploration	20
4.2.2.2. Demande de permis de séquestration	21
4.2.3. <i>Fin de vie des sites de séquestration</i>	21
4.2.3.1. Certificat de fermeture de site	21
4.2.3.2. Responsabilités à long terme des sites de séquestration	22
<b>4.3. SÉQUESTRATION GÉOLOGIQUE ONSHORE : L'EXEMPLE DE DEUX ÉTATS</b> .....	<b>22</b>
4.3.1. <i>L'État de Victoria</i>	22
4.3.2. <i>L'État de Queensland</i>	23

<b>5. ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE</b>	<b>24</b>
5.1. CONTEXTE .....	24
5.2. DIRECTIVE SUR LES PROJETS-PILOTES DE SÉQUESTRATION .....	24
5.2.1. Généralités	24
5.2.2. Création et exploitation des projets-pilotes de séquestration	25
5.2.2.1. Sélection des sites pilotes de séquestration	25
5.2.2.2. Exploitation des sites pilotes de séquestration	25
5.2.3. Fermeture des sites pilotes de séquestration	26
5.3. PROPOSITION DE LOI ENCADRANT L'ACTIVITÉ INDUSTRIELLE DE SÉQUESTRATION .....	26
5.3.1. Généralités	26
5.3.2. Création et exploitation des sites de séquestration	26
5.3.2.1. Exploitation des sites de séquestration	27
5.3.3. Fin de vie des sites de séquestration	28
5.3.3.1. Obligations liées à la cessation d'injection et surveillance de postinjection	28
5.3.3.2. Obligations liées à la postfermeture	28
<b>6. L'ÉTAT FÉDÉRAL CANADIEN ET L'ALBERTA</b>	<b>29</b>
6.1. CONTEXTE .....	29
6.2. AU NIVEAU FÉDÉRAL.....	29
6.2.1. Encadrement juridique de la séquestration : quel rôle pour le gouvernement fédéral ?	29
6.2.2. Conséquences de la qualification juridique du CO <sub>2</sub> au niveau fédéral	30
6.3. L'EXEMPLE DE L'ALBERTA .....	31
6.3.1. Généralités	31
6.3.2. Rapport final sur l'accélération de la mise en place du CSC en Alberta	31
6.3.2.1. Considérations générales	31
6.3.2.2. Qualification juridique du CO <sub>2</sub>	32
6.3.2.3. Concept de « CCS ready »	32
6.3.2.4. Demande d'autorisation et exploitation d'un projet de CSC	32
6.3.2.5. Accès au stockage et propriété	32
6.3.2.6. Responsabilité à long terme	33
<b>7. QUÉBEC</b>	<b>34</b>
7.1. CONTEXTE .....	34
7.2. LOI SUR LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT.....	34
7.2.1. Portée	34
7.2.2. Limites	34
7.3. LOI SUR LES MINES .....	35
7.3.1. Portée	35
7.3.2. Limites	35
<b>8. CONCLUSION</b>	<b>37</b>
<b>9. TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉGLEMENTATIONS ÉTRANGÈRES</b>	<b>37</b>
<b>10. RÉFÉRENCES</b>	<b>43</b>

## PRINCIPALES ABRÉVIATIONS

(par ordre d'apparition dans le texte)

Dioxyde de carbone	CO <sub>2</sub>
Gaz à effet de serre	GES
Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat	GIEC
Agence internationale de l'énergie	AIE
Captage, transport et séquestration géologique du CO <sub>2</sub>	CSC
Séquestration géologique	SG
Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec	MDDEP
Union européenne	UE
Zone économique exclusive	ZEE
Environmental protection agency	EPA
Safe drinking water act	SDWA
Underground injection control program	Programme UIC
Enhanced oil recovery	EOR
Enhanced gas recovery	EGR
Area of review	AoR
Loi sur la qualité de l'environnement	LQE
Energy resources conservation board	ERCB
Loi sur les mines	LSM
États membre de l'Union européenne	EM
Gaz naturel	GN





## 1. Introduction

Le dioxyde de carbone, appelé également CO<sub>2</sub>, est un gaz à effet de serre (ci-après « GES »). Le CO<sub>2</sub>, comme d'autres GES, est inévitablement produit lors de l'utilisation d'énergies fossiles telles que le charbon, le pétrole ou le gaz. Non renouvelables, ces énergies fossiles sont la clef de voûte de nos sociétés modernes et de nos modes de vie actuels. D'après le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (ci-après « GIEC »), le CO<sub>2</sub> est responsable de 55 % de l'effet de serre d'origine anthropique. Même au Québec où l'électricité est principalement d'origine hydraulique, de grandes quantités de CO<sub>2</sub> sont émises continuellement, principalement par le transport et les industries (MDDEP, 2008). Les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (ci-après « AIE »), pour les années 2030, montrent que la tendance n'est pas prête de s'inverser.

La demande en énergie devrait augmenter du fait de l'accroissement de la population mondiale et du développement économique des pays émergents. Ainsi, dans la première partie de ce nouveau siècle, les énergies fossiles devraient continuer à satisfaire plus de 80 % de la demande en énergie, les autres énergies n'étant pas encore prêtes à prendre le relais. Cette dépendance aux énergies carbonées est un problème majeur au niveau de l'environnement. En effet, la Terre pâtit de l'excès de rejets de GES dans l'atmosphère. Si rien n'est fait pour réduire significativement nos émissions de CO<sub>2</sub>, le GIEC, dans son rapport de 2007, prévoit des bouleversements brusques et de grandes envergures du climat.

Plus d'un tiers des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>, environ 30 % au Québec (MDDEP, 2008), est produit par des sources concentrées et fixes appelées « grands émetteurs ». Il s'agit, par exemple, des centrales thermiques, des cimenteries, des raffineries et des alumineries. La technologie du captage, du transport et de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> (ci-après « CSC »<sup>1</sup>) représente une alternative nouvelle,

particulièrement bien adaptée à ces grands émetteurs, pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>.

Le CSC consiste, tout d'abord, à capter, par séparation des autres gaz, suivant différentes technologies, le CO<sub>2</sub> émis par un grand émetteur. Ensuite, le CO<sub>2</sub> est comprimé et transporté, généralement par pipelines, jusqu'au site de séquestration géologique (ci-après « SG ») qui peut être un aquifère salin profond, un gisement de pétrole ou de gaz épuisé ou en voie d'épuisement (avec récupération assistée de pétrole ou de gaz) ou encore des veines de charbon non exploitées.

S'il ne fait pas de doute que le CSC offre un potentiel important de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, cette technologie a encore besoin de franchir de nombreux obstacles dont l'un d'eux se situe sur le plan économique. Toutefois, la technologie n'est pas le seul facteur limitatif au développement du CSC à travers le monde et, plus particulièrement, au Canada et au Québec. En effet, la réglementation instaure également des frontières et joue un rôle qu'il ne faudrait pas sous-estimer.

Le présent rapport, réalisé dans le cadre de la Chaire de recherche sur la SG du CO<sub>2</sub>, mise en place par le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (ci-après « MDDEP »), propose un panorama de l'encadrement juridique européen, japonais, australien, américain applicable à la SG du CO<sub>2</sub> et des principaux axes de réflexions au niveau canadien, albertain et québécois.

Ce rapport présente l'état des diverses législations précitées à la mi-mars 2010. Il sera nécessaire de tenir compte, par la suite, de l'évolution législative, principalement aux États-Unis, au niveau du gouvernement fédéral canadien, en Alberta et au Québec.

Lorsque des réglementations étrangères sont étudiées, le texte de ce rapport n'est pas une traduction officielle des dispositions des textes étrangers.

---

<sup>1</sup> L'acronyme « CSC » signifie « captage et séquestration du carbone ». Toutefois, il fait référence aux trois étapes de CSC : le captage, le transport et la séquestration du CO<sub>2</sub>.

## 2. Union européenne

### 2.1. Contexte

Le 23 avril 2009, à la suite d'un accord en première lecture avec le Parlement européen, le Conseil européen a adopté définitivement la directive<sup>2</sup> (ci-après « directive CSC ») établissant le cadre juridique pour la SG du CO<sub>2</sub> en Europe afin de contribuer à la lutte contre les changements climatiques. La directive est entrée en vigueur le 25 juin 2009 et devra être transposée par les États membres au plus tard le 25 juin 2011.

Il faut bien comprendre qu'une directive européenne, contrairement à un règlement européen, ne s'applique pas directement dans les États membres de l'Union européenne (ci-après « UE »). Une directive lie les États membres en ce qui concerne le résultat à atteindre, mais leur laisse le choix de la forme et des moyens qu'ils adopteront pour réaliser ses objectifs dans le cadre de leur ordre juridique interne. Chaque État membre pourra donc transcrire, comme il le souhaite, la nouvelle directive relative au CSC dans son droit interne. Il est possible d'imaginer les options suivantes : adoption d'une loi propre au CSC, prise en compte du CSC dans le droit minier et/ou dans le droit de l'environnement.

Point important, la directive CSC ne s'applique pas aux sites de SG du CO<sub>2</sub> à des fins de recherche et développement ou d'expérimentation de nouveaux produits et procédés d'une capacité de stockage totale envisagée inférieure à 100 kilotonnes. Les États membres sont libres de réglementer ces opérations comme ils le souhaitent. En outre, la SG du CO<sub>2</sub> dans un site dont le « complexe de stockage<sup>3</sup> » s'étend au-delà des frontières de l'UE n'est pas autorisée.

---

<sup>2</sup> Directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil relative au stockage du dioxyde de carbone et modifiant les directives 85/337/CEE et 96/61/CE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE et le règlement (CE) n° 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil.

<sup>3</sup> Le complexe de stockage est un concept clef contenu dans la directive CSC. Il désigne le volume 3D touché par l'injection de CO<sub>2</sub>, incluant tous les éléments de risques passifs comme les anciens puits creusés qui peuvent être atteints par le CO<sub>2</sub> ou les éléments sismiques naturellement actifs. La définition se lit ainsi : « le site de

Le CSC n'est pas rendu obligatoire pour le moment par la directive CSC<sup>4</sup>. L'Europe fait confiance à son marché du carbone, puisqu'à partir de 2013 les crédits carbone seront réduits progressivement pour arriver à une totale mise aux enchères en 2020. À partir de cette date, un émetteur soumis à la directive ETS<sup>5</sup> devra soit acheter des crédits sur le marché, soit séquestrer son CO<sub>2</sub>. En effet, le CO<sub>2</sub> séquestré sera considéré comme non émis. Par contre, des crédits carbone devront être achetés en cas de fuite pendant ou après la phase d'injection. Dans ce contexte, des lignes directrices sur la surveillance et l'établissement de rapports en matière d'injection sont en cours de préparation<sup>6</sup> et devraient rendre encore plus lisibles les annexes à la directive CSC.

### 2.2. Directive européenne relative à la séquestration géologique du CO<sub>2</sub>

#### 2.2.1. Généralités

La directive CSC renvoie aux réglementations existantes quand cela est possible et traite la chaîne CSC de façon similaire aux activités présentant des risques comparables<sup>7</sup>. La SG du CO<sub>2</sub> étant l'élément nouveau, elle constitue le centre d'intérêt de la directive CSC. Cette dernière dispose que les États membres doivent mettre à la disposition du public les informations environnementales relatives à la SG

---

stockage et le domaine géologique environnant qui est susceptible d'influer sur l'intégrité et la sécurité globales du stockage, c'est-à-dire les formations de confinement secondaires ».

<sup>4</sup> Toutefois, la directive CSC crée le concept dit de « capture-ready » faisant en sorte que toute nouvelle installation importante de combustion doit être prête à s'intégrer dans la chaîne de captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub>.

<sup>5</sup> Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, 12 000 grands établissements industriels européens sont autorisés à acheter et à vendre des droits à émettre des GES dans l'atmosphère. Ce système, reposant sur la directive ETS (« Emissions Trading Scheme »), permet aux entreprises dépassant leurs plafonds d'émissions de GES d'acheter des crédits carbone auprès d'entreprises plus performantes sur le plan environnemental et contribue à atteindre les objectifs de l'UE dans le cadre du protocole de Kyoto.

<sup>6</sup> Elles ont été proposées le 16 mars 2009 : [http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/docs\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/docs_en.htm)

<sup>7</sup> Par exemple, le transport du CO<sub>2</sub> par pipelines est encadré comme le transport du gaz naturel par pipelines.

du CO<sub>2</sub> conformément à la législation communautaire applicable.

La directive CSC exclut toute qualification possible du CO<sub>2</sub> capté, transporté et séquestré conformément à ses dispositions comme un déchet. De ce fait, la réglementation européenne en matière de déchets est inapplicable au CO<sub>2</sub> géologiquement séquestré.

De plus, la directive contient des mesures assurant un marché équitable du transport et de la SG du CO<sub>2</sub>. Ainsi, le principe de l'accès par des parties tierces, sous certaines conditions, au réseau de transport et au site de SG est garanti.

## **2.2.2. Création des sites de séquestration**

### *2.2.2.1. Sélection des sites de séquestration*

Les États membres qui souhaitent autoriser la SG du CO<sub>2</sub> sur leur territoire doivent procéder à une évaluation de la capacité de SG disponible dans les régions qu'ils ont choisies pour l'accueillir, notamment en autorisant l'exploration en adéquation avec la directive CSC. Cette dernière prévoit que la Commission européenne peut organiser un échange d'informations et des meilleures pratiques entre les États membres<sup>8</sup>.

La capacité d'une formation géologique à servir de site de SG du CO<sub>2</sub> est déterminée grâce à une caractérisation et une évaluation du complexe de stockage potentiel et des environs au regard des critères énoncés dans l'Annexe I à la directive CSC. Comme l'intégrité d'un projet dépend essentiellement de la caractérisation initiale et de la sélection du site, des critères sont établis pour la première évaluation technique du site. L'évaluation doit montrer que, sous les conditions d'utilisation proposée, il n'y a pas de risque significatif de fuite ni de risque significatif pour l'environnement ou la santé. Le site choisi doit à la fois assurer le confinement permanent du CO<sub>2</sub> et

minimiser les effets négatifs sur l'environnement et tous les risques sur la santé humaine. Les États membres peuvent délivrer des permis<sup>9</sup> d'exploration, sur la base de critères objectifs publiés non discriminants, pour un temps déterminé, lorsqu'ils constatent qu'une exploration est nécessaire pour obtenir les informations requises aux fins de la sélection des sites. Les permis d'exploration sont délivrés pour un volume limité et pour une durée jugée nécessaire pour réaliser l'exploration pour laquelle ils sont accordés. Les États membres peuvent proroger la validité de ces permis lorsque la durée qui y est indiquée est insuffisante pour mener à son terme l'exploration concernée et que celle-ci a été réalisée conformément au permis<sup>10</sup>. Le titulaire d'un permis d'exploration est le seul habilité à explorer le complexe de stockage de CO<sub>2</sub> potentiel. De plus, les États membres doivent veiller à ce que des usages incompatibles du complexe de stockage ne soient pas autorisés durant la période de validité du permis.

### *2.2.2.2. Demande de permis de séquestration*

La directive CSC prévoit un régime d'autorisation administrative pour exploiter un site de SG du CO<sub>2</sub>. Les États membres veillent à ce qu'aucun site de SG du CO<sub>2</sub> ne soit exploité sans permis de séquestration, à ce qu'il n'y ait qu'un seul exploitant par site de SG du CO<sub>2</sub> et à ce que des usages incompatibles du complexe de stockage ne soient pas

---

<sup>8</sup> La directive CSC incite la Commission à développer de telles meilleures pratiques, ce qui permettra d'avoir une harmonisation européenne des prescriptions devant être respectées lors de la sélection des sites et de renforcer ainsi la confiance du public envers la CSC.

---

<sup>9</sup> Les permis d'exploration sont dédiés à la confirmation du site dont la première modélisation réalisée est confirmée par des données issues du site et par la mise à jour correspondante des modélisations. Un permis d'exploration doit fixer la nature et l'objectif des travaux (séquestration du CO<sub>2</sub>) pour un volume maximum et une teneur clairs du gaz à séquestrer.

<sup>10</sup> La durée des permis d'exploration a été longuement discutée. Cette durée devait être assez longue pour permettre aux travaux requis d'être réalisés. Inversement, elle ne devait pas être trop longue pour empêcher toute spéculation. La directive CSC ne fixe finalement pas de limite maximale. Elle laisse donc les États membres libres d'apprécier, au cas par cas, le temps nécessaire à l'exploration. De plus les États membres peuvent allonger la durée du permis si l'exploration est effectuée conformément à leurs exigences. Le texte adopté, en créant de la souplesse, risque d'engendrer une distorsion au niveau de la concurrence.

autorisés sur le site<sup>11</sup>. Les États membres s'assurent que les procédures de délivrance des permis de séquestration soient ouvertes à toutes les entités possédant les capacités requises et veillent à ce que les permis soient délivrés sur la base de critères objectifs, publiés et transparents. Le permis de séquestration relatif à un site donné est accordé en priorité au titulaire du permis d'exploration de ce site, à condition que l'exploration du site en question soit achevée, que toutes les conditions prévues dans le permis d'exploration aient été respectées et que la demande de permis de séquestration soit déposée pendant la période de validité du permis d'exploration<sup>12</sup>. Enfin, les États membres veillent à ce que des usages incompatibles du complexe de stockage ne soient pas autorisés durant la procédure de délivrance du permis.

Les demandes de permis de séquestration doivent inclure, entre autres, la preuve de la compétence technique du demandeur, la caractérisation du site de SG du CO<sub>2</sub>, du complexe de stockage et l'évaluation de la sécurité probable du site de séquestration, la quantité totale et la composition des flux de CO<sub>2</sub> séquestrés, une proposition de plan de surveillance, de plan de mesures correctives, de plan de postfermeture provisoire ainsi que la preuve de la garantie financière<sup>13</sup>.

Les permis de séquestration délivrés doivent contenir, entre autres, l'emplacement et la délimitation précis du site de SG du CO<sub>2</sub> et du complexe de stockage, la quantité totale de CO<sub>2</sub> pouvant être séquestré, les limites de pression du réservoir, les débits d'injection maximaux, les exigences concernant la composition des flux de CO<sub>2</sub> séquestrés, le plan de surveillance, le plan de mesures correctives et le plan

de postfermeture provisoire approuvés ainsi que l'obligation de maintenir la garantie financière pour assurer que l'investissement de postfermeture est fait, tout au long de la durée de l'injection et de la postfermeture, pour garantir le transfert de la responsabilité du site à l'État.

### **2.2.3. Du fonctionnement à la fin de vie des sites de séquestration**

#### *2.2.3.1. Exploitation*

Les flux de CO<sub>2</sub> séquestrés doivent être majoritairement<sup>14</sup> composés de CO<sub>2</sub>. Aucun déchet ni aucune autre matière ne peut y être ajouté en vue de son élimination. Cependant, un flux peut contenir des substances qui se sont accidentellement associées dès la source ou lors des opérations de captage ou d'injection et des substances traces peuvent y être ajoutées<sup>15</sup> afin d'aider à contrôler et à vérifier la migration du CO<sub>2</sub>.

L'exploitant ne doit accepter des flux de CO<sub>2</sub> et les injecter que s'il a procédé à une analyse de leur composition, y compris des substances corrosives, et à une évaluation des risques, et si cette dernière a établi que les niveaux de contamination sont conformes aux conditions visées par la directive CSC. L'exploitant doit également tenir un registre des quantités, des propriétés et de la composition des flux de CO<sub>2</sub> livrés et injectés.

Conformément au plan de surveillance, l'exploitant est tenu de surveiller son site de SG et de faire rapport à l'État, aussi bien pendant la phase de

---

<sup>11</sup> D'après le Parlement européen, ces deux derniers points évitent les conflits avec les détenteurs de droits pétroliers (concessions) en cas de stockage offshore. De plus, cela permet de limiter les atteintes au complexe de stockage.

<sup>12</sup> C'est une sécurité pour l'explorateur qui engage des investissements. Toutefois, couplée avec le fait qu'il n'y a pas de durée précise pour les permis d'exploration, cette disposition risque de poser problème si cela engendre un « gel » de certains sites au profit, par exemple, d'une entreprise d'Etat détentrice d'un permis d'exploration sans cesse reconduit.

<sup>13</sup> Maintenu après la fermeture du site de SG du CO<sub>2</sub> jusqu'à ce la responsabilité du site soit transférée à l'Etat. La garantie financière est périodiquement adaptée.

---

<sup>14</sup> Cette exigence relativement faible permet à toutes les technologies de captage de se déployer industriellement. Des amendements non adoptés proposaient un seuil de 90 % de CO<sub>2</sub> dans le flux, ce qui, pour le futur industriel, aurait rendu les prescriptions qu'il aurait dû respecter plus lisibles. Toutefois, ce seuil minimal risquait d'inciter les industriels à ne pas chercher à faire plus de 90 % de pureté.

<sup>15</sup> Cela permet ainsi d'ajouter au CO<sub>2</sub> des « traceurs », ce qui pourra être nécessaire. Toutefois, les concentrations de toutes les substances associées par accident ou ajoutées doivent être inférieures aux niveaux qui seraient susceptibles de compromettre l'intégrité du site de stockage ou des infrastructures de transport appropriées, de présenter un risque significatif pour l'environnement ou la santé humaine ou d'enfreindre les dispositions applicables de la législation communautaire applicable.

SG qu'après la fermeture du site et l'arrêt des activités de SG. L'État doit mettre en place un système d'inspections de routine qui doivent être effectuées au moins une fois par an jusqu'à 3 ans après la fermeture puis tous les 5 ans jusqu'au transfert de la responsabilité à l'État. Ces inspections portent sur les installations d'injection et de surveillance, et passent en revue tous les effets que le complexe de stockage est susceptible d'avoir sur l'environnement et la santé humaine<sup>16</sup>.

### ***2.2.3.2. Obligations liées à la fermeture et à la postfermeture***

En vertu de la directive CSC, un site de SG ou une partie d'un site est fermé, si les conditions stipulées dans le permis sont réunies, à la demande justifiée de l'exploitant, après autorisation de l'État<sup>17</sup>.

Lorsqu'un site de SG a été fermé, l'exploitant reste responsable de la surveillance et des mesures correctives. De plus, il continue d'assumer toutes les obligations concernant l'achat de crédits carbone en cas de fuite, conformément à la directive ETS, ainsi que les actions de prévention et de réparation conformément à la directive responsabilité environnementale<sup>18</sup>, jusqu'à ce que la responsabilité du site de stockage soit transférée à l'État. L'exploitant est également responsable du scellement du site de SG et du démontage des installations d'injection. Ces obligations sont remplies sur la base d'un plan de postfermeture établi par l'exploitant et approuvé par l'État d'après les meilleures pratiques et conformément aux exigences énoncées à l'Annexe II de la directive CSC.

Ensuite, lorsqu'un site de SG a été fermé, toutes les obligations légales concernant la surveillance et les mesures correctives, l'achat de crédits carbone en cas de fuite et les actions de

prévention et de réparation sont transférées à l'État à l'initiative de ce dernier ou à la demande de l'exploitant, si les conditions suivantes sont remplies :

- a) tous les éléments disponibles tendent à prouver que le CO<sub>2</sub> séquestré restera confiné parfaitement et en permanence ;
- b) une période minimale définie par l'État s'est écoulée. La durée de cette période minimale ne peut être inférieure à 20 ans, sauf si l'État est convaincu que le premier critère est respecté avant la fin de cette période ;
- c) les obligations financières ont été respectées ;
- d) il a été procédé au scellement du site et au démontage des installations d'injection.

L'exploitant doit établir un rapport démontrant que tous les éléments disponibles tendent à prouver que le CO<sub>2</sub> séquestré restera confiné parfaitement et en permanence. Il soumet ce rapport à l'État pour que celui-ci approuve le transfert de responsabilité. Le rapport doit au moins démontrer que le comportement réel du CO<sub>2</sub> injecté est conforme au comportement modélisé, qu'il n'y a pas de fuite détectable, que le site de SG évolue vers une situation de stabilité à long terme.

L'exploitant doit mettre une contribution financière à la disposition de l'État, sur la base de modalités à arrêter par ce dernier, avant que le transfert de responsabilité n'ait eu lieu. Cette contribution tient compte des critères visés à l'Annexe I de la directive CSC et des éléments liés à l'historique du site de SG du CO<sub>2</sub> qui sont pertinents pour établir les obligations postérieures au transfert. La contribution financière couvre au moins le coût prévisionnel de la surveillance pendant une période de 30 ans<sup>19</sup>.

Après s'être assuré que les conditions visées aux points a), b), c), et d) précités sont respectés, l'État adopte la décision d'approbation du transfert de responsabilité et la notifie à l'exploitant. Elle peut contenir d'éventuelles exigences actualisées pour le scellement du site de SG et pour le démontage des installations d'injection.

---

<sup>16</sup> La directive CSC définit une fuite comme « tout dégagement de CO<sub>2</sub> à partir du complexe de stockage ».

<sup>17</sup> Un site peut-être également fermé si l'Etat le décide après le retrait du permis de stockage. Cette hypothèse ne sera pas détaillée.

<sup>18</sup> Directive 2004/35/CE du Parlement européen et du Conseil du 21 avril 2004 sur la responsabilité environnementale en ce qui concerne la prévention et la réparation des dommages environnementaux.

---

<sup>19</sup> Cette contribution peut être utilisée pour couvrir les coûts supportés par l'État après le transfert de responsabilité afin de garantir que le CO<sub>2</sub> restera confiné parfaitement et en permanence dans les sites de SG après le transfert de responsabilité.

Une fois le transfert de responsabilité intervenu, les inspections de routine cessent et la surveillance peut être réduite à un niveau permettant la détection des fuites ou des irrégularités notables. Cependant, si des fuites ou des irrégularités notables sont détectées, la surveillance est intensifiée suivant les besoins, afin de déterminer l'ampleur du problème et l'efficacité des mesures correctives.

En cas de faute de la part de l'exploitant, y compris en cas d'insuffisance des données, de dissimulation d'informations pertinentes, de négligence, de tromperie délibérée ou de manque de diligence, l'État récupère, auprès de l'ancien exploitant, les frais engagés après que le transfert de responsabilité a eu lieu. La directive précise bien qu'il n'y a pas d'autre récupération de frais après le transfert de responsabilité.

#### **2.2.4. Responsabilité des acteurs de la chaîne de CSC en matière de crédits carbone**

La directive 2009/29/CE<sup>20</sup> du 23 avril 2009 (ci-après « la nouvelle directive ETS ») inclut, entre autres, la chaîne de CSC dans le marché européen du carbone. Cette nouvelle directive ETS remplacera l'actuelle à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013, jusqu'en 2020.

A compter de 2013, le captage, le transport et la SG du CO<sub>2</sub>, dans des conditions de sécurité pour l'environnement, seront couverts par le système communautaire d'échange de quotas d'émission de GES suivant des modalités harmonisées. Le principal effet incitatif à long terme pour le développement du CSC pour les industriels est qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter des crédits carbone pour le CO<sub>2</sub> séquestré géologiquement.

Dans l'attente du futur règlement<sup>21</sup> de la Commission relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions, il est déjà possible d'appréhender ce que sera le futur régime de responsabilité administrative mis en place à partir de 2013. Dans une chaîne de CSC, l'exploitant d'une unité de captage, d'un pipeline ou d'un site de SG sera soumis à la nouvelle directive ETS. Il devra avoir une autorisation d'émettre des GES. De ce fait, la nouvelle directive ETS crée un régime de responsabilité administrative, indépendante de la propriété du gaz et des contrats de droit privé prévus par les acteurs pour les crédits carbone. Ainsi, chaque acteur de la chaîne CSC devra acquérir de tels crédits en cas de fuite de CO<sub>2</sub> provenant de ses propres installations.

Dans cet esprit, en cas de transport mutualisé par exemple, si l'exploitant du réseau de transport doit relâcher à l'atmosphère des flux de CO<sub>2</sub> contaminés par un exploitant ayant capté son CO<sub>2</sub> et ayant fourni au réseau de transport des flux ne respectant pas les caractéristiques imposées<sup>22</sup>, l'exploitant du réseau devra s'acquitter des crédits carbone. Par contre, ce dernier pourra, ensuite, se retourner contre l'exploitant ayant fourni les flux viciés puisque celui-ci n'aura alors certainement pas tenu ses engagements contractuels envers le transporteur de fournir des flux de CO<sub>2</sub> respectant des caractéristiques particulières. Le raisonnement sera semblable si le transporteur fournit au stockeur des flux de CO<sub>2</sub> qui ne respectent pas les caractéristiques normalement prévues.

Il faut préciser que le transporteur et le stockeur devront s'assurer que les caractéristiques des flux de CO<sub>2</sub> entrant dans leur infrastructure sont en accord avec la législation et les critères qu'ils auront fixés. Ainsi, par exemple, indépendamment des crédits carbone, si le transporteur accepte un flux de CO<sub>2</sub> sans l'avoir contrôlé ou en l'ayant mal contrôlé et s'il est de ce fait dans l'impossibilité de fournir au stockeur des flux respectant des caractéristiques particulières en temps et lieu, il pourra être poursuivi par ce dernier,

---

<sup>20</sup> Directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive 2003/87/CE (directive ETS actuellement en vigueur jusqu'à fin 2012) afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émissions de GES.

---

<sup>21</sup> Prévu au plus tard pour le 31 décembre 2011, d'après la directive ETS.

<sup>22</sup> Par le transporteur, le stockeur, voire la réglementation.

dépendamment des contrats de droit privé alors en vigueur entre ces deux acteurs de la chaîne de CSC.

### **2.3. Au niveau des États membres : l'exemple français**

En France, il n'est pas encore possible de savoir comment la directive CSC sera transposée en droit interne. Toutefois, un projet de loi, en cours de discussion devant le Parlement français, établissant un cadre juridique applicable aux projets-pilotes de CSC laisse entrevoir comment la directive pourrait être prochainement intégrée en droit français. Ce projet de loi s'intitule « Projet de loi portant engagement national pour l'environnement »<sup>23</sup>. Il est communément appelé « Grenelle II ». Une fois adopté, il viendra appuyer la loi dite « Grenelle I »<sup>24</sup> adoptée durant l'été 2009.

Le projet de loi précité crée, dans le Code de l'environnement français, une nouvelle section sur les « opérations pilotes de stockage de dioxyde de carbone ». Le projet de loi prévoit que les projets-pilotes de CSC seront autorisés en vertu du Code de l'environnement et du Code minier français. Ainsi, le projet de loi crée un régime mixte d'autorisation fondé sur ces deux codes.

Le texte prévoit la constitution de garanties financière destinées à assurer la surveillance et le maintien en sécurité du site, les interventions éventuelles, en cas d'accident avant ou après, et la remise en état du site après fermeture, jusqu'à ce que la responsabilité du site de l'opération pilote soit transférée à l'État.

Le transfert de responsabilité à l'État est un aspect juridique important lié au CSC pris en compte par le projet de loi. Une fois les essais terminés, certaines conditions doivent être respectées, en vertu du projet de loi, pour qu'il puisse survenir.

Le projet de loi précise que la durée des essais d'injection ne pourra dépasser 5 ans et que la masse

maximum de CO<sub>2</sub> pouvant être injectée ne pourra excéder 500 000 tonnes.

Il faut également souligner que la loi dite « Grenelle I » reprend et met en œuvre le concept de « capture-ready » créé par la directive CSC (cf. note de bas de page numéro 4). En effet, depuis l'adoption de cette loi, tout projet de construction d'une centrale à charbon, en France, devra être conçu pour pouvoir équiper celle-ci, dans les meilleurs délais, d'un dispositif de CSC. La loi précise bien qu'aucune mise en service de nouvelle centrale à charbon ne sera autorisée si elle ne s'inscrit pas dans une logique complète de démonstration du CSC.

---

<sup>23</sup> Le projet de loi est consultable sur le site internet de l'Assemblée nationale française. Il devrait être adopté avant l'été 2010. [www.assemblee-nationale.fr/13/pdf/projets/pl1965.pdf](http://www.assemblee-nationale.fr/13/pdf/projets/pl1965.pdf)

<sup>24</sup> Loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

### 3. Japon

#### 3.1. Contexte

Considérant la non disponibilité des lois japonaises en langue française ou anglaise<sup>25</sup>, le présent chapitre se fonde uniquement sur des documents, parfois succincts, écrits en langue anglaise, rapportant les points essentiels de la réglementation japonaise relative au CSC (Akai, 2008 ; IEA, 2008; Suzuki, 2008). En effet, peu de diffusion internationale sur l'encadrement juridique de la SG du CO<sub>2</sub> au Japon a été faite. Il est d'ailleurs possible de souligner que lors du lancement du « *International CCS Regulators' Network* » en mai 2008, par l'AIE, un représentant japonais a présenté la réglementation japonaise relative à la SG du CO<sub>2</sub> au Japon. Or, lors de la deuxième rencontre de ce réseau, en janvier 2010, le Japon n'était plus représenté. Par ailleurs, la Chaire a essayé, sans succès, de prendre contact avec les autorités japonaises.

Toutefois, même en l'absence de publications précises, il est intéressant d'aborder l'exemple japonais. En effet, quelques spécificités méritent d'être détaillées, notamment en matière de composition des flux de CO<sub>2</sub> pouvant être séquestrés. Seule la réglementation de la SG offshore du CO<sub>2</sub> est étudiée ; aucune information sur un éventuel encadrement juridique de la SG onshore du CO<sub>2</sub> n'étant disponible.

#### 3.2. Loi contre la pollution marine

La loi japonaise relative à la prévention de la pollution marine (ci-après « la loi ») protège l'environnement marin. Si la SG du CO<sub>2</sub> a lieu dans des formations géologiques du sous-sol marin, des textes internationaux entrent en jeu. Il s'agit principalement de la Convention de Londres<sup>26</sup> et de

son Protocole<sup>27</sup> qui a été amendé le 10 février 2007 pour autoriser, sous certaines conditions, la SG du CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques du sous-sol marin. Suite à ces amendements, la loi japonaise a été modifiée en mai 2007 pour prendre en compte les nouvelles dispositions du protocole précité. De plus, trois règlements du ministre de l'environnement (ci-après « le ministre ») ont été adoptés en septembre 2007.

##### 3.2.1. Interdiction d'éliminer certaines matières sous le fond marin

La loi énonce que personne ne peut éliminer des substances liquides dangereuses ou des déchets sous le fond marin. Toutefois, une exception est créée pour la SG du CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques du sous-sol marin. La loi crée un régime d'autorisation administrative pour exploiter un site de SG du CO<sub>2</sub> dans le sous-sol marin. Ainsi, le ministre octroie des permis de SG du CO<sub>2</sub> dans le sous-sol marin. Auparavant, ce dernier devra s'être assuré que le site et la méthode proposés pour réaliser la SG du CO<sub>2</sub> n'entraînent pas d'effet négatif sur l'environnement marin.

##### 3.2.2. Création des sites de séquestration

###### 3.2.2.1. Critères de sélection des sites de séquestration

La loi fixe des critères de sélection pour les sites de SG du CO<sub>2</sub>. Il faut, notamment, qu'il n'y ait aucune trace de mouvement significatif dans les formations géologiques considérées, que la possibilité d'un tel mouvement soit faible, qu'il y ait une structure géologique adéquate pour empêcher les fuites de CO<sub>2</sub>, qu'il soit possible de surveiller le réservoir géologique ainsi que l'environnement marin et que des mesures d'atténuation des impacts négatifs sur l'environnement puissent être prises en cas de fuite de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>25</sup> Le site internet du ministère de l'environnement japonais présente quelques lois traduites en anglais ([www.env.go.jp/en/laws/](http://www.env.go.jp/en/laws/)). Malheureusement, la loi étudiée dans le présent chapitre n'en fait pas partie.

<sup>26</sup> Convention de Londres de 1972 sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion des déchets ou d'autres matières.

---

<sup>27</sup> Protocole de Londres de 1996 à la convention susmentionnée.



### **3.2.2.2. Demande de permis de séquestration**

Le futur exploitant d'un site de SG du CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques du sous-sol marin doit faire une demande de permis de SG auprès du ministre. Il doit prouver que la stabilité et l'intégrité du site de SG sont garanties, que la capacité du réservoir est suffisante aux vues des volumes de CO<sub>2</sub> anticipés et que des mesures appropriées d'atténuation des impacts négatifs sur l'environnement sont disponibles en cas de fuites de CO<sub>2</sub>.

La demande de permis doit contenir, entre autres, un rapport de sélection de site, un plan de mise en œuvre, une évaluation de l'impact environnemental; un plan de surveillance<sup>28</sup>, la preuve de la capacité financière et technique du demandeur, la preuve qu'aucun autre type d'élimination du CO<sub>2</sub> n'est disponible et un plan présentant l'intégralité le projet à long terme (au-delà de la durée du permis).

Le rapport de sélection de site présente les caractéristiques de la formation géologique considérée, les voies de migration et de fuites éventuelles du CO<sub>2</sub>, l'étendue spatiale du réservoir, l'estimation de la capacité du réservoir et les caractéristiques de l'environnement marin au niveau du site de SG.

Le plan de site précise la durée de l'injection, la composition et la quantité des flux de CO<sub>2</sub> séquestrés, l'emplacement et la taille du site de SG, le procédé d'injection et les mesures d'atténuation des impacts négatifs sur l'environnement en cas de fuite de CO<sub>2</sub>.

Le permis de séquestration est délivré pour un maximum de 5 ans. Le ministre considérera le renouvellement du permis en prenant en compte l'état de fonctionnement du site et le possible impact du site de SG sur l'environnement marin.

### **3.2.3. Exploitation du site de séquestration**

#### **3.2.3.1. Composition des flux de CO<sub>2</sub> séquestrés**

---

<sup>28</sup> Ce plan couvre la surveillance pendant la phase d'injection mais également la surveillance de la phase de postinjection dont la durée ne semble pas encore avoir été fixée.

Un arrêté du gouvernement fixe les critères de pureté que doivent respecter les flux de CO<sub>2</sub> séquestrés. Les flux de CO<sub>2</sub> provenant d'opérations offshore ou étant utilisés dans des opérations de récupération assistée de pétrole ou de gaz sont exonérés de ces critères de pureté.

Dans le cadre du CSC, la loi japonaise est plus contraignante que la directive européenne, étudiée précédemment, puisqu'elle fixe un critère de pureté pour les flux de CO<sub>2</sub> séquestrés de 99 %<sup>29</sup>. La loi précise bien qu'aucun déchet ni aucune autre matière ne peut être ajouté, en vue de son élimination, aux flux de CO<sub>2</sub> séquestrés.

De par l'obligation de séquestrer des flux de CO<sub>2</sub> quasiment purs, les technologies de captage par précombustion et celles de captage par oxycombustion sont pour l'instant interdites au Japon. En effet, elles fournissent des flux de CO<sub>2</sub>, après concentration et séparation, d'une pureté d'environ 94 %. Seule la technologie de captage par postcombustion, utilisant des solvants aux amines, permet actuellement de capter, à une échelle industrielle, des flux de CO<sub>2</sub> d'une pureté avoisinant les 100 % (Suzuki, 2008).

#### **3.2.3.2. Surveillance des sites de séquestration**

La surveillance doit permettre de connaître les possibles changements dans l'environnement marin et de vérifier qu'il n'y a pas de fuite de CO<sub>2</sub> depuis le réservoir. L'exploitant du site de SG doit transmettre périodiquement les résultats de la surveillance au ministre.

Si la surveillance indique que la migration du CO<sub>2</sub> ou l'impact sur l'environnement marin ne correspond pas à l'évaluation faite, l'exploitant doit prendre des mesures correctives. Dans un tel cas, l'exploitant doit immédiatement informer le ministre des résultats de la surveillance et des mesures correctives envisagées. L'exploitant doit tenir au courant le ministre de la mise en œuvre de ces mesures. Il est également tenu de transmettre au

---

<sup>29</sup> Le seuil de pureté est de 98 % pour les flux de CO<sub>2</sub> captés lors d'un procédé de production d'hydrogène dans une raffinerie.

ministre le résultat des surveillances périodiques subséquentes.

En vertu du plan de surveillance, trois types de surveillance sont prévus. Tout d'abord, la surveillance dans les conditions normales d'exploitation du site de SG. Ensuite, la surveillance en cas de possible fuite de CO<sub>2</sub>. Comme d'éventuels impacts négatifs sur l'environnement marin peuvent être anticipés dans une telle situation, une surveillance spécifique doit être mise en place pour déterminer l'existence de ces impacts et les évaluer. Enfin, la surveillance en cas de fuites avérées de CO<sub>2</sub>. Dans un tel cas, des impacts négatifs sur l'environnement marin semblent inévitables. De ce fait, une surveillance adéquate doit alors être réalisée.

## 4. Australie

### 4.1. Contexte

L'Australie ou, officiellement, le « *Commonwealth of Australia* », est un État fédéral composé de 6 États fédérés, deux grands territoires continentaux et d'autres petits territoires<sup>30</sup>. Certaines activités du CSC sont régies par les États fédérés, d'autres par l'État fédéral, dépendamment du lieu où elles prennent place. En effet, sauf décision contraire de la législation, les États fédérés ont la responsabilité de l'environnement marin jusqu'à un maximum de trois milles nautiques<sup>31</sup> depuis leur ligne de base<sup>32</sup>. L'État fédéral, pour sa part, s'occupe des eaux océaniques depuis la limite précitée jusqu'à la limite de la zone économique exclusive (ZEE) qui se situe à 200 milles nautiques de la ligne de base<sup>33</sup>. Les eaux océaniques sous juridiction de l'État fédéral sont appelées les « *Commonwealth offshore waters* ».

Par conséquent, les activités offshore du CSC situées au-delà des trois milles nautiques précités et quelques activités onshore transfrontières sont du ressort de l'État fédéral. De ce fait, le développement d'un cadre juridique pour le CSC nécessite l'application des lois fédérales et des lois des États fédérés, ainsi qu'une nécessaire coopération entre ces deux niveaux de gouvernement pour la mise en place d'un cadre cohérent sur l'ensemble du territoire australien. Ce type de situation se retrouve également aux États-Unis et au Canada, deux autres États où se retrouve un système fédéral.

Jusqu'à récemment, la législation des États fédérés australiens appréhendait seulement le transport onshore du CO<sub>2</sub> par pipeline et le stockage du CO<sub>2</sub> dans des réservoirs naturels onshore ou offshore à

moins de trois milles nautiques. La législation fédérale et celle des États fédérés ne prévoyaient que l'autorisation et la réglementation du captage et du stockage du CO<sub>2</sub> dans le cadre d'activité pétrolières<sup>34</sup>.

Aux vues des arrangements complexes nécessaires entre l'État fédéral et les États fédérés dans ce domaine, le « *Ministerial Council on Mineral and Petroleum Resources* », comprenant les ministres pertinents du gouvernement fédéral et des gouvernements des États fédérés, donna son aval à une série de « *Regulatory Guiding Principles for Carbon Capture and Storage* » en novembre 2005. Ces principes ont été édictés dans le but de faciliter le développement d'un cadre réglementaire cohérent pour le CSC dans toutes les juridictions australiennes.

En mai 2008, le gouvernement fédéral publia un projet de loi qui proposait d'amender le « *Federal Offshore Petroleum Act* » pour tenir compte de la SG du CO<sub>2</sub> dans les zones offshore du ressort de l'État fédéral. Ce projet de loi a été déposé devant le Parlement fédéral australien en juin 2008.

Le 21 novembre 2008, le projet de loi a été adopté. De ce fait, le « *Offshore Petroleum Act 2006* » a été amendé en adéquation avec les « *Regulatory Guiding Principles for CCS* » précités. Depuis cette modification, le « *Offshore Petroleum Act 2006* » porte le nom de « *Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006* » (ci-après « la loi »). Le cadre réglementaire, constitué de lignes directrices et de règlements pour appuyer cette loi, est en cours de développement<sup>35</sup>. Également, l'intégration du CSC dans le futur système d'échange de crédits carbone australien ainsi que les questions sur le financement et sur la réglementation d'une infrastructure commune de transport du CO<sub>2</sub> ne semblent pas pour l'instant avoir été résolues.

---

<sup>30</sup> Pour plus de clarté, il ne sera fait référence qu'aux États fédérés dans la suite de ce chapitre.

<sup>31</sup> D'après le site du ministère de l'environnement australien : [www.environment.gov.au/coasts/mpa/about/](http://www.environment.gov.au/coasts/mpa/about/)

<sup>32</sup> Les articles 5 et 7 de la Convention des Nations unies sur le droit de la mer expliquent comment tracer la ligne de base à partir de la marée basse qui sert de référence.

<sup>33</sup> Article 57 de la Convention des Nations unies sur le droit de la mer.

---

<sup>34</sup> Il est possible de consulter à ce propos, par exemple, le « *Petroleum and Gas (production and safety Act) 2004* in Queensland » et le « *Petroleum Act 2000* in South Australia ».

<sup>35</sup> [www.ret.gov.au/resources/carbon\\_dioxide\\_capture\\_and\\_geological\\_storage/Pages/ccs\\_legislation.aspx](http://www.ret.gov.au/resources/carbon_dioxide_capture_and_geological_storage/Pages/ccs_legislation.aspx) et [www.aar.com.au/med/pressreleases/pr6mar09.htm](http://www.aar.com.au/med/pressreleases/pr6mar09.htm).

## 4.2. Loi sur les activités pétrolières offshore et la séquestration offshore

### 4.2.1. Généralités

La loi crée un cadre légal pour la SG de GES<sup>36</sup> dans des formations géologiques situées sous les « *Commonwealth offshore waters* ». L'objectif de cette législation est de fournir aux promoteurs de projets la certitude nécessaire pour s'engager à réaliser des projets majeurs de CSC. Elle permet également la mise en place d'un cadre réglementaire efficace pour garantir que les projets respecteront certaines exigences en matière de santé, de sécurité et d'environnement. L'encadrement des activités de SG de GES reflète le régime pétrolier préexistant en vertu de la loi.

Une des spécificités de cette loi est qu'elle cherche à assurer la coexistence des activités pétrolières et des activités de SG de GES. En effet, en Australie, beaucoup de bassins sédimentaires qui pourraient être appropriés pour devenir des sites de SG de GES sont situés au sein de régions pétrolières. Le critère décisif est de savoir si la concession de certains titres créera un impact négatif significatif sur d'autres titres<sup>37</sup>. La loi, tout en créant une réglementation complète pour les activités offshore de SG de GES, prend bien soin de protéger les activités pétrolières offshore actuelles ou futures qui pourraient être perturbées par ces nouvelles activités liées au CSC. Également, la loi permet aux titres pétroliers et de SG de se chevaucher sur un même périmètre puisque dans certains cas ces deux types d'activités peuvent coexister<sup>38</sup>.

### 4.2.2. Création et exploitation des sites de séquestration

#### 4.2.2.1. Demande de permis d'exploration

La loi énonce qu'il est nécessaire d'obtenir un permis d'exploration pour rechercher, dans un périmètre délimité, une formation géologique potentielle permettant d'y réaliser la SG de GES ainsi qu'un site potentiel d'injection. Le ministre des ressources et de l'énergie (ci-après « le ministre ») peut fixer les conditions qu'il juge nécessaires en vue de l'obtention d'un tel permis. Il peut s'agir, par exemple, de l'obligation de conduire des travaux d'exploration pendant une durée minimale ou maximale déterminée. Le ministre peut également demander à ce qu'une certaine somme minimale d'investissements soit engagée pour la réalisation des travaux d'exploration. De fait, la demande d'un tel permis doit contenir les travaux et investissements d'exploration prévus, la qualification technique ainsi que la capacité financière du requérant.

Un permis d'exploration a une durée maximale de 6 ans. Il est renouvelable une seule fois pour 3 ans. Toutefois, il faut noter que le permis d'exploration peut être prolongée si son détenteur fait une demande de « *holding lease* »<sup>39</sup> ou de permis d'injection de GES portant sur la même zone géographique pour que le ministre ait le temps de rendre sa décision.

Plusieurs types de permis d'exploration sont créés par la loi. Tous octroient, dans leur périmètre, plusieurs droits à leur détenteur. Ainsi, en plus d'autoriser la réalisation des travaux d'exploration, ces permis permettent à leur détenteur d'injecter et de séquestrer, pour évaluation, un flux de GES, de l'air, du pétrole ou de l'eau. De plus, les détenteurs de permis d'exploration peuvent, après autorisation du

---

<sup>36</sup> Contrairement aux autres réglementations étudiées, la loi australienne n'englobe pas que le CO<sub>2</sub> (voir plus loin).

<sup>37</sup> Dans la plupart des cas, le ministre pourra concéder un titre, même si un tel risque existe, s'il détermine que cela est d'intérêt public.

<sup>38</sup> Il est possible de citer, à titre d'exemple, le projet Sleipner de Statoil Hydro en mer du Nord.

---

<sup>39</sup> Un tel permis, similaire à un « *retention lease* » pétrolier, octroyé sur une formation géologique de SG de GES identifiée permet de protéger l'investisseur qui a découvert cette formation mais qui ne peut pas obtenir immédiatement une source de CO<sub>2</sub> à séquestrer pour exploiter celle-ci. La durée maximale d'un « *holding lease* » est de 15 ans.

ministre, récupérer, pour seule fin d'évaluation, du pétrole qui aurait été découvert pendant les travaux d'exploration. Dans un tel cas, les détenteurs de permis d'exploration ne deviennent pas propriétaires du pétrole.

#### **4.2.2.2. Demande de permis de séquestration**

La loi prévoit un régime d'autorisation administrative pour exploiter un site de SG de GES. Ainsi, l'État fédéral veille à ce qu'aucun site de SG ne soit exploité sans permis. La loi prévoit différents cas suivant que la demande de permis est faite par un exploitant pétrolier ou par un détenteur de permis d'exploration de sites de SG de GES. Pour des raisons de clarté, seule la deuxième hypothèse sera détaillée.

Comme pour les permis d'exploration, le ministre peut fixer les conditions qu'il juge nécessaires en vue de l'obtention d'un permis de SG. Un tel permis fixe, entre autres, les caractéristiques des flux de GES séquestrés, leurs origines, la quantité maximale de GES pouvant être injectée, la durée et les débits d'injection. Une demande de permis de SG doit être accompagnée d'un plan de site provisoire<sup>40</sup>, des travaux et investissements prévus, de la qualification technique ainsi que de la capacité financière du requérant.

Un permis de SG de GES autorise son détenteur à injecter, en vue de sa séquestration définitive, un flux de GES dans une formation géologique identifiée. Un tel permis autorise également, dans le périmètre qu'il définit, son détenteur à faire de l'exploration en respectant les mêmes conditions que celles prévues par un permis d'exploration d'un site de SG de GES.

Un permis de SG n'a pas de durée définie ou limitée. Toutefois, il y a extinction, sous conditions, du permis si aucune opération d'injection n'est faite pendant une période continue d'au moins 5 ans.

---

<sup>40</sup> « A site plan will need to demonstrate that the site is suitable for permanent storage and the proposed management system (including such matters as risk management, monitoring, etc) is adequate » ; d'après le ministère des ressources et de l'énergie australien, contacté par courriel le 13 septembre 2009. Le plan de site est approuvé avant le début des injections.

Contrairement, aux autres réglementations étudiées dans ce rapport, la loi australienne permet, sous certaines conditions, la SG de flux de CO<sub>2</sub> mais également d'autres GES. Ainsi, d'une part, un flux de GES pouvant être séquestré doit être composé de CO<sub>2</sub> (gazeux ou liquide) ou d'un GES prescrit (gazeux ou liquide). D'autre part, le flux peut être également composé d'un mélange de CO<sub>2</sub> (gazeux ou liquide) avec un ou plusieurs GES prescrits (gazeux ou liquides), une ou plusieurs substances (gazeuses ou liquides) accidentelles liées au captage du CO<sub>2</sub> et/ou des GES, et un traceur prescrit (gazeux ou liquide). Toutefois, le mélange doit être composé majoritairement de CO<sub>2</sub> ou des GES prescrits. De plus, si le mélange contient un traceur, la concentration de celui-ci doit respecter le seuil fixé dans le permis.

La loi définit des situations sérieuses qui peuvent survenir au cours de la vie du site de SG. Tout d'abord, une telle situation existe s'il y a une fuite ou un risque significatif de fuite depuis le réservoir ou les installations d'injection. Ensuite, une situation sérieuse se rencontre si un flux de CO<sub>2</sub> ou de GES s'est comporté différemment de ce qui avait été simulé dans le plan de site. Également, une situation sérieuse prend forme si l'injection ou la SG d'un flux a ou est susceptible d'avoir un impact négatif significatif sur l'intégrité géotechnique de la formation géologique ou de la structure géologique. Enfin, une situation sérieuse a lieu si la formation géologique de séquestration n'est finalement pas appropriée pour la SG de la quantité de GES autorisée pendant la période définie par le permis.

La loi donne de larges pouvoirs au ministre pour réagir face à une telle situation. Ce dernier peut demander au détenteur du permis de SG, entre autres, de cesser l'injection, de prendre des mesures pour éliminer, atténuer, gérer et remédier à la situation. La loi précise bien que le ministre peut fixer de telles actions dans le périmètre du permis de SG mais également à l'extérieur de celui-ci.

### **4.2.3. Fin de vie des sites de séquestration**

#### **4.2.3.1. Certificat de fermeture de site**

Le détenteur d'un permis de SG doit demander au ministre, dans un délai maximal de 3 mois, un certificat de fermeture de site s'il cesse les opérations d'injection. Une telle demande doit être accompagnée d'un rapport écrit présentant la modélisation du comportement des GES séquestrés, l'analyse et l'évaluation de ce comportement, les voies de migrations, les conséquences possibles de ces migrations à court et long terme. De plus, le rapport doit suggérer à l'État un programme qui devra être suivi pour surveiller le comportement des GES séquestrés une fois que la responsabilité du site aura été transférée à l'État. Le rapport doit également faire une estimation des coûts et des investissements nécessaires pour réaliser le programme.

A partir de la demande, le ministre a 5 ans pour accorder ou non le certificat de fermeture. Le ministre ne délivrera le certificat que si la surveillance postinjection<sup>41</sup> a montré que les GES séquestrés se comportent conformément aux simulations et qu'ils ne représentent pas un risque significatif pour la santé humaine ou l'environnement.

Le certificat de fermeture a une durée illimitée. Il spécifie, entre autres, la forme et le montant de la garantie financière qui doit être déposée par le demandeur pour mettre en place le programme de surveillance à long terme proposé.

D'ailleurs, la loi énonce que si l'État assume des coûts et des frais en mettant en place le programme précité, ces coûts et frais sont redevables au détenteur du certificat. La loi précise bien toutefois que la somme de ces coûts et frais ne doit pas excéder l'estimation faite dans le certificat puisque cette estimation a été acceptée par l'État.

#### **4.2.3.2. Responsabilités à long terme des sites de séquestration**

Une fois le certificat de fermeture de site octroyé, la responsabilité de droit commun pèse toujours sur l'ancien exploitant du site de SG. Toutefois, la responsabilité à long terme des sites de SG de GES peut être transférée à l'État fédéral. Ce

transfert de responsabilité a lieu à condition de respecter certaines prescriptions. Il faut que le comportement des GES séquestrés corresponde à ce qui a été modélisé. De plus, le site de SG ne doit pas présenter de risques significatifs pour la santé humaine ou l'environnement.

Le transfert de responsabilité n'interviendra pas avant 15 ans après la fermeture du site de SG. Cependant, comme le ministre peut considérer la demande de certificat de fermeture de site pendant une période maximale de 5 ans, en réalité, la responsabilité sera transférée à l'État fédéral après 20 ans. La responsabilité sera également transférée à l'État fédéral dans les circonstances où l'exploitant du site de stockage aurait cessé d'exister.

### **4.3. Séquestration géologique onshore : l'exemple de deux États**

Les gouvernements des États fédérés cherchent à adopter une législation similaire et cohérente avec la loi fédérale pour réglementer les activités onshore du CSC ainsi que les activités offshore situées dans les eaux océaniques placées sous leur juridiction. Aux vues des informations disponibles, il semblerait que seuls trois États aient une législation spécifique au CSC en vigueur. Deux d'entre eux serviront d'exemple brefs.

#### **4.3.1. L'État de Victoria**

Le gouvernement de l'État de Victoria a adopté en novembre 2008 le « *Greenhouse Geological Sequestration Act 2008* » (ci-après « la loi »). Ce texte encadre les activités de CSC onshore ainsi que les activités de CSC offshore situées dans les eaux océaniques placées sous la juridiction de l'État de Victoria.

La loi établit un régime par lequel le permis de SG octroie à son titulaire l'accès et les droits de propriétés sur une formation géologique adéquate pour la SG. Le système d'autorisation administrative mis en place pour les activités de CSC ressemble à ce qui s'applique aux activités pétrolières en vertu du « *Petroleum Act* » de 1998. Particularité identique au

---

<sup>41</sup> La période de postinjection correspond à celle entre la fin des injections et l'octroi du certificat de fermeture.

texte fédéral, la loi permet de séquestrer du CO<sub>2</sub> mais également d'autres GES.

A la fin de l'exploitation du site de SG, le détenteur du permis devra prouver que le gaz séquestré a un comportement qui correspond à ce qui avait été modélisé. Il devra également démontrer que le site ne présente pas de risque pour la santé humaine ou l'environnement. L'exploitant devra fournir une provision financière à l'État pour que ce dernier puisse assumer, une fois que le site aura été fermé, la surveillance à long terme. Il est très important de souligner que la loi victorienne est silencieuse sur la responsabilité de droit commun à long terme du site de SG. Il semblerait qu'en l'état actuel, l'ancien exploitant restera indéfiniment responsable du site de SG (sauf pour la surveillance) (Silverii, 2009).

#### 4.3.2. L'État de Queensland

Le gouvernement de l'État de Queensland a adopté en février 2009 le « *Greenhouse Gas Storage Act 2009* » (ci-après « la loi »). Ce texte encadre les activités de CSC onshore ainsi que les activités de CSC offshore situées dans les eaux océaniques placées sous la juridiction de l'État de Queensland. Il crée un régime juridique pour les activités de CSC proche de celui applicable aux activités pétrolières. Ce texte ne permet de séquestrer que du CO<sub>2</sub> (aucun autre GES n'est autorisé).

La loi crée des permis d'exploration des formations géologiques aptes à séquestrer du CO<sub>2</sub> et des permis de SG du CO<sub>2</sub>. A la fin de l'exploitation du site de SG, le détenteur du permis devra prouver que les risques associés avec la SG du CO<sub>2</sub> ont été réduits au minimum. Sous certaines conditions, la loi prévoit que la propriété du gaz stocké sera transférée à l'État. Toutefois, la loi ne dit pas explicitement que la responsabilité à long terme du site sera également transférée à l'État. Comme dans l'État de Victoria, il semblerait qu'en l'état actuel, l'ancien exploitant restera indéfiniment responsable du site de SG (Silverii, 2009).

## 5. États-Unis d'Amérique

### 5.1. Contexte

Les États-Unis d'Amérique sont un État fédéral composé de 50 États. L'agence de la protection de l'environnement (ci-après « EPA<sup>42</sup> ») y est compétente pour protéger les réserves souterraines d'eau potable depuis 1974. En effet, le « *Safe drinking water act* » (ci-après « SDWA ») confère à l'EPA les pouvoirs nécessaires pour encadrer, au travers du « *Underground injection control program* » (ci-après « le programme UIC »), les injections souterraines de fluides, de solides, de semi-solides et de gaz, dans le but de protéger les réserves souterraines d'eau potable. Le SDWA crée le programme UIC précité pour autoriser l'injection sûre de fluides dans le sous-sol d'une façon qui ne mette pas en danger les sources souterraines actuelles ou futures d'eau potable. L'objectif est de protéger l'environnement et la santé humaine.

L'EPA estime que la SG du CO<sub>2</sub>, grâce à des puits d'injection, entre dans la définition de stockage souterrain en vertu du « SDWA ». L'EPA considère que, même si l'injection souterraine du CO<sub>2</sub> dans le cadre de la récupération assistée de pétrole ou de gaz (ci-après « EOR » et « EGR »<sup>43</sup>) est une pratique bien établie et encadrée<sup>44</sup>, l'injection du CO<sub>2</sub> dans le but de sa SG implique des problèmes techniques différents, des volumes de CO<sub>2</sub> potentiellement plus importants et des projets de plus grandes envergures.

En mars 2007, l'EPA a édicté le « *UIC Class V Experimental Technology Well Guidance for Pilot Geologic Sequestration Projects* » (ci-après « la directive »). Cette directive ne s'intéresse qu'aux projets-pilotes de SG du CO<sub>2</sub>.

En juillet 2008, l'EPA a émis une proposition de réglementation intitulée « *Proposed rule for federal*

*requirements under the UIC program for CO<sub>2</sub> geologic sequestration wells* » (ci-après « la proposition »). La proposition envisage, en vertu du programme UIC, d'encadrer les activités commerciales de SG du CO<sub>2</sub>. Elle a pour objectif de créer un cadre national cohérent pour la SG du CO<sub>2</sub> tout en protégeant les sources souterraines d'eau potable. L'EPA se fixe comme objectif d'adopter une réglementation définitive pour encadrer cette activité d'ici à début 2011.

Il convient de préciser tout de suite que le cadre législatif sur lequel repose la proposition ne permet pas à l'EPA d'encadrer tous les aspects du SG du CO<sub>2</sub>. Entre autres, l'EPA ne peut pas prévoir comment l'activité du CSC sera intégrée à l'éventuelle bourse du carbone américaine<sup>45</sup>. De plus, l'EPA ne peut pas encadrer le transfert de la responsabilité à long terme des sites de SG à l'État. Il faut également savoir que les États américains, sous certaines conditions, peuvent encadrer eux-mêmes les activités de la SG du CO<sub>2</sub> s'ils fixent des critères au moins aussi sévères que ceux prévus par l'EPA.

### 5.2. Directive sur les projets-pilotes de séquestration

#### 5.2.1. Généralités

En vertu de cette directive, l'EPA octroie des permis, au cas par cas, aux exploitants de projets-pilotes de SG du CO<sub>2</sub>. L'EPA s'assure en priorité de la protection des sources souterraines d'eau potable. Les permis sont délivrés en vertu de la catégorie V préexistante des puits d'injection<sup>46</sup>. En effet, l'EPA a déterminé que, dans la catégorie numéro V des puits d'injection

---

<sup>42</sup> Pour « *Environmental protection agency* », le nom officielle de cette agence.

<sup>43</sup> « EOR » signifie « *enhanced oil recovery* » et « EGR » signifie « *enhanced gas recovery* ».

<sup>44</sup> Les activités d'EOR et d'EGR sont déjà régies par l'EPA, via la catégorie numéro II des puits d'injection, dans le cadre du programme UIC.

---

<sup>45</sup> L'avenir de celle-ci est encore flou. Le Sénat américain étudie à l'heure actuelle un projet de loi intitulé « *American clean energy and security act of 2009* » pour mettre en place des objectifs de réductions de GES aux États-Unis. La nouvelle réglementation pourrait inclure le CSC comme moyen de réduction dans son système de « *cap and trade* » de GES. La proposition prévoit, pour l'instant, une réduction des émissions de GES de 80% d'ici 2050 par rapport au niveau de 2005.

<sup>46</sup> La réglementation de l'EPA rassemble les puits d'injection au sein de 5 catégories. Chaque catégorie comprend des puits de fonction, de construction et d'opérations similaires. Cette classification permet à l'EPA de fixer des conditions cohérentes propres à chaque catégorie.



en vertu du programme UIC, la sous-catégorie sur les puits d'injection utilisant des technologies expérimentales<sup>47</sup> était la meilleure pour encadrer les projets-pilotes de SG du CO<sub>2</sub>.

L'EPA considère que les projets-pilotes<sup>48</sup> vont fournir des informations sur le comportement du CO<sub>2</sub> dans la sous-surface et sur les futures procédures appropriées de construction et d'exploitation de puits d'injection de CO<sub>2</sub>. La directive n'est applicable qu'aux projets-pilotes de SG à court terme. Toutefois, elle ne précise pas explicitement de durée maximale pour ces projets. De plus, la directive ne fixe pas de limite de volumes de CO<sub>2</sub> pouvant être injectés par les projets-pilotes.

La directive fournit des informations sur l'évaluation des demandes de permis de SG du CO<sub>2</sub>, les sites d'injection proposés, le « *area of review* »<sup>49</sup> (ci-après « AoR »), la conception et la construction des puits d'injection. La directive s'intéresse aussi aux conditions, que peut contenir le permis de SG du CO<sub>2</sub>, relatives aux « *mechanical integrity testing (MIT); measuring, monitoring, and verification ; and site closure* ». La directive précise bien que les propriétaires et les exploitants d'un puits d'injection sont responsables de la protection des eaux souterraines potables contre la contamination de celles-ci par l'injection de fluides.

## 5.2.2. Création et exploitation des projets-pilotes de séquestration

---

<sup>47</sup> Les paragraphes subséquents ne s'intéressent qu'aux dispositions propres aux projets-pilotes de SG du CO<sub>2</sub>. Ils n'analysent pas l'intégralité du régime applicable aux puits d'injection de la catégorie V en vertu du programme UIC.

<sup>48</sup> Le texte de la directive précise que les projets pilotes sont tous les projets d'injection de CO<sub>2</sub> de nature expérimentale qui sont réalisés pour évaluer l'efficacité de l'injection de CO<sub>2</sub> dans le but de sa SG et qui seront menés avant la décision finale de l'EPA sur une stratégie de gestion des sites de SG du CO<sub>2</sub>.

<sup>49</sup> Ce terme est ainsi défini par la directive : « *The area around a deep injection well that must be checked for artificial penetrations, such as other wells, before a permit is issued. Well operators must identify all wells within the AoR that penetrate the injection or confining zone, and repair all wells that are improperly completed or plugged. The AoR is either a circle with a radius of at least 1/4 mile around the well or an area determined by calculating the zone of endangering influence, where pressure due to injection may cause the migration of injected or formation fluid into a USDW* ».

### 5.2.2.1. Sélection des sites pilotes de séquestration

Le site de séquestration d'un projet-pilote doit être convenablement choisi. Pour protéger les sources souterraines d'eau potable, la directive estime que la formation géologique retenue doit être située à une profondeur suffisante<sup>50</sup>, d'une taille appropriée, d'une épaisseur, d'une porosité et d'une perméabilité adéquates. Il faut également être en présence d'un mécanisme de piégeage libre de toute faille non scellée, d'un système de confinement d'épaisseur régionale suffisante et d'un second système de confinement (aquifères tampons, couches imperméables, ...).

Très pragmatique, l'EPA considère que les sites pilotes de SG n'ont pas à remplir des conditions qui pourraient être imposées aux futurs projets commerciaux. Ainsi, un puits d'injection utilisé pour démontrer une technologie en développement peut être l'objet de standards techniques plus flexibles, tout en étant aussi protecteurs, que ceux appliqués aux installations commerciales. De ce fait, par exemple, l'EPA permet que des fuites puissent survenir depuis les réservoirs d'essais de la SG du CO<sub>2</sub>, si cela est nécessaire, entre autres, au développement de méthodes de surveillance. Dans tous les cas, les eaux souterraines ou la santé humaine ne doivent jamais être mises en danger.

### 5.2.2.2. Exploitation des sites pilotes de séquestration

La directive, qui cherche à faciliter le développement de la SG du CO<sub>2</sub>, considère que les procédures adéquates d'opération pour un projet-pilote peuvent dépendre des objectifs mêmes du projet. Toutefois, les demandeurs de permis d'exploiter un projet-pilote de SG doivent démontrer que les procédures d'exploitation qu'ils prévoient sont nécessaires pour réaliser les objectifs du projet et qu'elles permettent, dans le même temps, de protéger les sources d'eaux souterraines potables. Une fois

---

<sup>50</sup> La directive spécifie que le CO<sub>2</sub> doit être injecté à au moins 800 mètres de profondeur pour être séquestré à l'état supercritique.

octroyé, un permis d'exploitation comporte un plan d'opération et de surveillance. Ce plan fixe, entre autres, les taux et les pressions d'injection, le volume total de CO<sub>2</sub> pouvant être injecté, la nature du fluide présent dans l'espace annulaire, le seuil de pureté des flux de CO<sub>2</sub> pouvant être injectés et leur température. Il doit également prévoir des procédures d'urgences et contenir le niveau de référence de la qualité des eaux souterraines avant le début des injections. Cela facilitera l'évaluation des impacts une fois que celles-ci seront terminées.

La directive permet de tester des scénarios de défaillances et de fractures. Dans de tels cas, des mesures appropriées de protection doivent être prises. Par exemple, de la surveillance supplémentaire pourra être demandée à l'exploitant qui pourra se voir obligé d'utiliser du CO<sub>2</sub> de qualité alimentaire, c'est-à-dire sans aucune impureté.

### **5.2.3. Fermeture des sites pilotes de séquestration**

La proposition énonce que les sites pilotes de SG doivent être fermés et abandonnés de façon à protéger les eaux souterraines. L'EPA considère que les pilotes seront de taille réduite, injectant de faible quantité de CO<sub>2</sub>. Elle prévoit que le CO<sub>2</sub> injecté sera pur. Ainsi, pour l'EPA, la remise en état du site ne devrait pas être un problème. Elle ajoute que les exigences traditionnelles de garanties financières s'appliqueront aux projets-pilotes. Par contre, les projets de CSC commerciaux devront remplir des exigences plus importantes du fait qu'ils séquestreront des volumes de CO<sub>2</sub> bien plus grands et qu'il faudra prendre en compte leur durée de vie plus longue.

## **5.3. Proposition de loi encadrant l'activité industrielle de séquestration**

### **5.3.1. Généralités**

En vertu du programme UIC, l'EPA souhaite créer avec sa proposition<sup>51</sup> une nouvelle catégorie de

---

<sup>51</sup> Federal Requirements Under the Underground Injection Control (UIC) Program for Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Geological Sequestration

puits d'injection, la classe VI, spécifique à la SG du CO<sub>2</sub>. La réglementation applicable à cette nouvelle catégorie de puits d'injection serait basée sur ce programme existant qui inclut des conditions pour s'assurer que les puits sont, de façon appropriée, situés, construits, testés, surveillés et, finalement, fermés ; le tout avec des garanties financières adéquates. La proposition, si elle est adoptée; s'appliquera aux exploitants de puits utilisés pour injecter du CO<sub>2</sub> dans des réservoirs géologiques dans le but de sa SG à long terme.

Comme la directive européenne, la proposition américaine ne rend pas obligatoire le CSC. Elle fixe les critères techniques, dans le but de protéger les sources souterraines d'eau potable, pour caractériser les sites de SG, l'AoR<sup>52</sup>, les mesures correctives, la construction et l'exploitation des puits, les tests d'intégrités mécaniques, la surveillance à court et long terme, la fermeture des puits et la fermeture du site de SG.

### **5.3.2. Création et exploitation des sites de séquestration**

#### Sélection des sites de séquestration

La proposition énonce précisément les nombreux aspects à prendre en considération pour évaluer un site potentiel de SG du CO<sub>2</sub>. Le futur exploitant du site doit faire une caractérisation géologique détaillée de l'AoR du site potentiel. Le futur exploitant doit obtenir des informations sur la structure géologique locale : présence ou non de faille ou de fractures et la démonstration, le cas échéant, qu'elles n'interféreront pas avec la séquestration. Le

---

(GS) Wells, 73 Fed. Reg. 43492 (proposed Jul. 25, 2008) (to be codified at 40 C.F.R. pts. 144 and 146).

<sup>52</sup> Ce terme est ainsi défini par la proposition : « *The region surrounding the geologic sequestration project that may be impacted by the injection activity. The area of review is based on computational modeling that accounts for the physical and chemical properties of all phases of the injected carbon dioxide stream* ». Pour délimiter l'AoR les opérateurs doivent prévoir, par modélisation informatique, la migration latérale et verticale du panache de CO<sub>2</sub> et des fluides de la formation dans la sous-surface à partir du début de l'injection jusqu'à ce que le mouvement du panache cesse et que les écarts de pression nécessaires déplaçant les fluides injectés ou les fluides de la formation vers une source souterraine d'eau potable n'existent plus.

futur exploitant doit également acquérir des informations sur l'histoire sismique locale.

La proposition prévoit un régime d'autorisation administrative pour exploiter un site de SG du CO<sub>2</sub>. Dans le but d'obtenir un permis de SG du CO<sub>2</sub>, le futur exploitant devra fournir toutes les informations obtenues lors de la caractérisation du site. Il s'agit principalement de cartes, de données sur la AoR considérée, sur divers paramètres géologiques, géophysiques et géochimiques du réservoir, de la formation géologique considérée et des eaux souterraines, sur la caractérisation des éventuels chemins de migration. L'exploitant devra également démontrer que la zone d'injection est recouverte par une formation géologique de faible perméabilité pour limiter la migration du CO<sub>2</sub> séquestré.

Le futur exploitant doit également fournir dans sa demande le programme des procédures de construction des puits ainsi que les procédures d'exploitation et d'injection proposées. Le futur exploitant transmet aussi un plan d'urgence ainsi qu'un plan de surveillance, un plan de mesures correctives, un plan de surveillance de postinjection et un plan de fermeture de site. Le demandeur doit aussi prouver sa responsabilité financière<sup>53</sup> pour les mesures correctives, les actions correctives en cas d'urgence, le scellement des puits d'injection, la surveillance postinjection du site et la fermeture du site.

Le permis octroyé contient, entre autres, certains critères pour la construction et l'exploitation des puits d'injection ainsi qu'un seuil de la pression d'injection des flux de CO<sub>2</sub> dans le réservoir. Le permis de SG n'a pas de durée déterminée. Il est délivré pour la durée de vie du site, ce qui inclut la période de surveillance de postinjection.

### *5.3.2.1. Exploitation des sites de séquestration*

---

<sup>53</sup> L'exploitant doit utiliser un mécanisme financier reconnu et accepté par l'administration. Il doit maintenir sa responsabilité financière jusqu'à la fermeture du site.

L'administration peut autoriser<sup>54</sup> l'exploitant à réaliser des mesures correctives pour s'assurer que des puits (en service ou abandonnés) ne se servent pas de chemins de migration pour le CO<sub>2</sub> vers des sources souterraines d'eau potable. De telles mesures sont réalisées selon une méthode itérative, par étapes, au cours de la vie du projet. Avant le début de l'injection, l'exploitant doit identifier tous les puits pénétrant le réservoir au sein de l'AoR. Toutefois, l'exploitant ne doit réaliser des mesures correctives, au départ, que sur les puits, dans la partie de l'AoR, qui seront atteints par le panache de CO<sub>2</sub> ou le front de pression au cours des premières années d'injection. Par la suite, pendant la vie du projet, l'exploitant devra continuer à mettre en place des mesures correctives, au besoin, en suivant l'évolution du panache de CO<sub>2</sub> et de son front de pression.

Les flux de CO<sub>2</sub> pouvant être séquestrés sont ceux qui ont été captés sur un émetteur. Ils peuvent contenir des substances associées accidentellement dès la source ou lors des opérations de captage. De plus, des substances peuvent être ajoutées pour permettre ou améliorer le processus d'injection<sup>55</sup>. D'ailleurs, l'administration peut exiger de l'exploitant qu'il ajoute certains traceurs prédéfinis.

De plus, l'exploitant doit réaliser une surveillance continue du site, particulièrement de la corrosion des installations d'injection, de l'intégrité mécanique interne des puits d'injection, de la pression d'injection<sup>56</sup>, du débit, des quantités de CO<sub>2</sub> injectées, de la pression annulaire, du panache de CO<sub>2</sub>, de son front de pression, des pressions de réservoir, de l'air et des sols.

L'exploitant doit transmettre à l'administration, tous les 6 mois, un rapport détaillant les résultats

---

<sup>54</sup> Le verbe « autoriser » est utilisé ici dans le sens où l'administration peut permettre à l'exploitant de réaliser des travaux sur des puits qui sont exploités ou qui appartiennent à d'autres personnes que l'exploitant.

<sup>55</sup> D'éventuels traceurs peuvent ainsi être ajoutés aux flux séquestrés. La proposition précise qu'elle ne s'applique pas à des flux de CO<sub>2</sub> qui auraient les propriétés d'un déchet dangereux en vertu de la réglementation américaine. D'ailleurs, elle ne qualifie pas juridiquement le CO<sub>2</sub> (produit, polluant ou autre).

<sup>56</sup> La pression d'injection ne doit pas dépasser 90 % de la pression de fracture de la zone d'injection.

obtenus lors de la surveillance du site ainsi que certaines informations comme, par exemple, les caractéristiques des flux injectés et leur pression d'injection. Dans son rapport, l'exploitant doit démontrer que le comportement du CO<sub>2</sub> correspond bien aux modèles. Cela permet de s'assurer qu'il n'y aura pas de fuite. Pendant l'exploitation des puits d'injection, l'exploitant doit réévaluer l'AoR au moins tous les 10 ans.

### **5.3.3. Fin de vie des sites de séquestration**

#### ***5.3.3.1. Obligations liées à la cessation d'injection et surveillance de postinjection***

Avant de sceller les puits d'injection, l'exploitant d'un site de SG doit informer l'administration, 60 jours avant, de son intention de le faire. Il peut également transmettre à l'administration, qui doit l'accepter, une mise à jour de son plan de surveillance de postinjection et de son plan de fermeture de site. Une fois que les puits sont scellés, l'exploitant transmet un rapport de fermeture de puits démontrant que ceux-ci ont été scellés en accord avec le plan de surveillance de postinjection et le plan de fermeture de site.

Une fois les puits d'injection scellés, l'exploitant doit continuer de réaliser la surveillance du site (surveillance de postinjection). Celle-ci doit permettre de prouver que le CO<sub>2</sub> se comporte d'une façon qui ne mette pas en danger les sources souterraines d'eau potable. Cette surveillance de postinjection est de 50 ans, pendant lesquels l'exploitant devra soumettre périodiquement les rapports de cette surveillance<sup>57</sup> comprenant, entre autre, l'étendue et la localisation du panache de CO<sub>2</sub>. Il devra également mettre à jour ses modèles, en tenant compte des résultats de la surveillance.

#### ***5.3.3.2. Obligations liées à la postfermeture***

Après les 50 ans de la surveillance de postinjection et une fois que la démonstration de la non mise en danger des eaux souterraines est faite, l'exploitant demande à l'administration d'autoriser la fermeture du site. Pour ce faire, l'exploitant fournit un rapport de fermeture de site démontrant que toute surveillance supplémentaire est inutile, compte tenu des conditions dans la sous-surface, pour s'assurer qu'il n'y a pas de menace pour les eaux souterraines localisées sur le site de SG.

Une fois que l'administration accepte la fermeture du site, l'exploitant doit soumettre un dernier rapport qui reprend tous les travaux réalisés sur le site de SG et toutes les caractéristiques du site.

---

<sup>57</sup> La proposition précise que l'administration pourra moduler cette durée en tenant compte des performances propres à chaque site.

## 6. L'état fédéral canadien et l'Alberta

### 6.1. Contexte

Le Canada est un Etat fédéral composé de 10 provinces et de trois territoires<sup>58</sup>. Le système canadien de gouvernement donne la plus grande partie des pouvoirs législatifs et politiques aux provinces. De part la Constitution, il y a des domaines de compétences qui sont exclusivement du ressort de l'État fédéral, d'autres qui sont exclusivement du ressort des provinces et, enfin, d'autres qui sont du ressort partagé des deux niveaux de gouvernement. La protection de l'environnement rentre dans ce dernier type de domaine de compétences. De ce fait, la mise en place d'une réglementation du SG du CO<sub>2</sub> au Canada implique l'interaction des deux niveaux de gouvernements.

Le gouvernement fédéral a adopté, d'une part, le 26 avril 2007 un plan intitulé « Prendre le virage »<sup>59</sup> pour réduire les émissions de GES et la pollution atmosphérique. Ce plan comprend un cadre réglementaire pour limiter les émissions industrielles de GES<sup>60</sup> qui a été présenté en mars 2008. Le gouvernement fédéral y a explicitement incorporé la technologie du CSC comme partie intégrante de sa politique de réduction des émissions. Ainsi, par exemple, les futurs exploitants de centrales électriques fonctionnant au charbon, qui entreront en service à partir de 2012, devront respecter des objectifs sévères de réduction des émissions de GES à partir de 2018. Pour y arriver, ils devront avoir recours au CSC. La politique du gouvernement fédérale précise bien que le fait de capter et de séquestrer, dans le cadre du CSC, les émissions de CO<sub>2</sub> provenant d'une installation industrielle réglementée sera considéré comme étant une réduction d'émission. Il faut toutefois savoir qu'il y a, pour l'instant, beaucoup d'incertitudes sur les suites qui seront données au plan de 2007.

---

<sup>58</sup> Pour plus de clarté, il ne sera fait référence qu'aux provinces dans la suite de ce chapitre

<sup>59</sup> [www.ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=Fr&n=A3CB096D-1](http://www.ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=Fr&n=A3CB096D-1)

<sup>60</sup> [http://www.ec.gc.ca/doc/virage-corner/2008-03/pdf/COM-541\\_Cadre.pdf](http://www.ec.gc.ca/doc/virage-corner/2008-03/pdf/COM-541_Cadre.pdf)

D'autre part, plusieurs provinces souhaitent mettre en place des politiques pour encourager ou rendre obligatoire les réductions d'émissions de GES<sup>61</sup>. Certaines provinces, comme l'Alberta<sup>62</sup>, souhaitent particulièrement que ces réductions se fassent en ayant recours au CSC.

### 6.2. Au niveau fédéral

#### 6.2.1. Encadrement juridique de la séquestration : quel rôle pour le gouvernement fédéral ?

Pour plusieurs auteurs comme Bachu et Heagan (IEA, 2008) ainsi que Bankes (2008), l'activité de SG du CO<sub>2</sub> est de compétence provinciale, à moins que celle-ci n'ait lieu dans une zone territoriale de compétence fédérale, comme les eaux territoriales, le plateau continental, les eaux intérieures et les territoires du Nord. Le gouvernement fédéral aura également compétence sur un site de SG transfrontière, par exemple dans le cas d'un réservoir géologique situé sous le territoire de plusieurs provinces.

A l'heure actuelle, les cadres juridiques qui réglementent l'EOR (avec injection de CO<sub>2</sub>), le stockage souterrain de gaz naturel et l'élimination de gaz acides<sup>63</sup> sont de compétence provinciale<sup>64</sup>. Or, le régime juridique qui encadrera la SG du CO<sub>2</sub> s'inspire, a priori, de ces cadres juridiques existants. Ce futur régime devrait ainsi, en toute vraisemblance, être mis en place par les provinces qui, d'une part, ont compétence en la matière et qui, d'autre part, ont une certaine expertise dans le domaine des activités en lien avec les mines, le pétrole et le gaz.

Toutefois, le gouvernement fédéral pourrait avoir un droit de regard sur certains projets en vertu de

---

<sup>61</sup> Il est par exemple possible de citer l'adoption d'une loi au Québec permettant au gouvernement provincial de mettre place une bourse du carbone : <http://communiqués.gouv.qc.ca/gouvqc/communiqués/GPQF/Mai2009/12/c3149.html>

<sup>62</sup> <http://www.energy.gov.ab.ca/Initiatives/1438.asp>

<sup>63</sup> Par leur injection dans des formations souterraines, comme cela existe en Alberta.

<sup>64</sup> Mis à part s'ils ont lieu dans une zone territoriale de compétence fédérale.

la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, L.C. 1992, c. 37. et de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, L.C. 1999, c.33. si, par exemple, une autorité fédérale à l'origine d'un projet de SG du CO<sub>2</sub>, accordait une aide financière à un tel projet ou si un tel projet était autorisé par une autorité fédérale. De plus, le gouvernement fédéral a compétence, en vertu de la constitution canadienne, sur les mouvements transfrontières de produits tels que le CO<sub>2</sub>.

Le rôle du gouvernement fédéral dans la mise en place d'un régime juridique pour l'activité de SG du CO<sub>2</sub> sera, de ce fait, visiblement très limitée. En effet, il est très probable que, dans les diverses provinces, le cadre législatif sera basé sur les lois existantes qui encadrent les activités minières et/ou pétrolières et gazières. Or, comme ces domaines sont de compétence provinciale, par analogie, il est possible de considérer que l'activité de SG du CO<sub>2</sub> sera également de compétence provinciale.

### **6.2.2. Conséquences de la qualification juridique du CO<sub>2</sub> au niveau fédéral**

Le gouvernement fédéral a incorporé le CO<sub>2</sub> dans la liste des substances toxiques incluse dans la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, L.C. 1999, c.33. qui donne compétence sur la qualité de l'air et sur les émissions atmosphériques. Cet ajout n'a pas de conséquence directe sur la compétence du gouvernement fédéral en ce qui a trait à l'encadrement juridique de l'activité de SG du CO<sub>2</sub>. Par contre, le gouvernement fédéral a acquis une compétence juridictionnelle sur les émissions atmosphériques de CO<sub>2</sub>. Il a alors pu imposer aux grands émetteurs de CO<sub>2</sub> de notifier chaque année leurs émissions.

Il est intéressant de mentionner l'opinion du Professeur Nigel Bankes de l'Université de Calgary à ce sujet. Pour lui, les conséquences du classement du CO<sub>2</sub> comme substance toxique sont très limitées. En effet, une telle classification n'engendrera pas forcément une réglementation fédérale accrue des projets de SG du CO<sub>2</sub>. Constitutionnellement, l'ampleur de la réglementation que peut adopter le gouvernement fédéral pour réglementer les activités

qui produisent, captent et séquestrent du CO<sub>2</sub>, en vertu des dispositions sur les substances toxiques de la loi canadienne sur la protection de l'environnement précitée, reste à déterminer. En particulier, même si les réglementations prises en vertu de ces dispositions peuvent limiter les émissions de CO<sub>2</sub> et même s'il est raisonnable de penser que le gouvernement fédéral peut imposer des conditions diverses de surveillance et de communications pour un projet de SG du CO<sub>2</sub>, Nigel Bankes estime que le gouvernement fédéral ne peut pas utiliser ces dispositions pour créer une réglementation encadrant l'approbation des projets de SG. Il conclut son argumentation ainsi : « *Even if the federal government were to attempt to regulate these matters (and were that decision to be upheld by the Courts as being within federal power) there would still be a strong argument for federal deference to provincial regulation (on the grounds of provincial expertise in relation to cognate matters of oil and gas conservation regulation) and for the recognition of that through an equivalency agreement. (...) But if the provincial government puts in place a robust regulatory regime that meets international standards (including standards with respect to certifying offset projects) then arguments in favour of deferring to provincial regulation become compelling* » (Bankes, 2008).

Les provinces ont également compétence sur la qualité de l'air et les émissions toxiques au travers de lois similaires. Ainsi, le Québec par exemple, a rendu obligatoire la déclaration de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, incluant le CO<sub>2</sub> et d'autres GES, grâce à un règlement<sup>65</sup> pris en application de la Loi sur la qualité de l'environnement, L.R.Q., c. Q-2. (ci-après « LQE »).

Pour résumer, il est possible de citer Stefan Bachu de l'organisation gouvernementale « *Alberta Innovates – Technology Futures* » : « *Thus, it appears that both levels of government may be involved in the environmental assessment of siting and licensing of a CO<sub>2</sub> storage project because of its location on and under "provincial" land and the potential for leakage*

---

<sup>65</sup> Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, R.R.Q., c. Q-2, r. 3.3.

*into the “federal” air, and because regulation of local risks posed by potential CO<sub>2</sub> leakage is a provincial responsibility while regulation of the global risk posed by increasing GHG emissions is a federal responsibility. The only constitutional way for the federal government to assert sole authority over CCS projects would be to declare CO<sub>2</sub> capture and storage “to be for the General Advantage of Canada<sup>66</sup>” ; however this is very highly unlikely » (Bachu, 2008).*

### **6.3. L'exemple de l'Alberta**

#### **6.3.1. Généralités**

Le ministère de l'énergie albertain a rendu public, en juillet 2009, le rapport final du « *Alberta Carbon Capture and Storage Development Council* » (ci-après « le Conseil ») de mars 2009. Ce rapport est intitulé « *Accelerating Carbon Capture and Storage Implementation in Alberta – Final Report* » (ci-après « le rapport »). Le Conseil a été mis en place en 2008 par le gouvernement provincial avec le mandat de développer un plan de travail permettant la mise œuvre du CSC en Alberta. Le Conseil est composé de personnes représentant le gouvernement fédéral, le gouvernement provincial, des industries gazières, pétrolières, électriques et des universités.

Le rapport conclut que l'implantation des activités du CSC sera coûteuse à court terme. Il estime que les gouvernements du Canada et de l'Alberta devront investir de 1 à 3 milliards de dollars supplémentaires par an pour développer de nouveaux projets de CSC. Ces sommes s'ajoutent à celles déjà prévues dans le fonds pour le CSC, mis en place par le gouvernement albertain, doté de 2 milliards de dollars, qui a permis de développer les premiers pilotes. Toutefois, malgré ces investissements lourds et nécessaires pour le développement du CSC en Alberta, le Conseil considère cette technologie comme étant une mesure importante de diminution des GES. Le

Conseil voit en elle une solution permettant de continuer à exploiter les ressources énergétiques fossiles d'Alberta tout en progressant vers un monde décarboné.

Le Conseil, dans son rapport, discute également des aspects juridiques en lien avec le CSC. Ainsi, une section du rapport s'intitule « *Regulatory and governance considerations* ». Toutefois, les considérations de cette section ne font qu'énumérer des principes généraux qui nécessiteront d'importantes précisions dans les futures législations et réglementations albertaines. D'ailleurs, le rapport précise bien que « *Regulatory and policy clarity should be solidified by the end of 2009 in order to ensure that the momentum of the initial \$2-billion CCS fund for large-scale CCS projects, to be built by 2015, is followed by more widespread adoption of CCS* ». *Au vu des informations disponibles, les précisions attendues pour fin 2009 n'ont pas encore été dévoilées. Pour certains, la législation albertaine devrait éclore en ce début d'année : « based on comments made by various government representatives, it appears as though the current goal of the Alberta Government is to complete the development of its policies for a CCS regime before the end of 2009, and to implement those policies through legislation and regulations to be introduced in the Spring of 2010 » (Guichon et al., 2009).*

Le présent chapitre se focalise uniquement sur les aspects juridiques présentés dans le rapport final.

#### **6.3.2. Rapport final sur l'accélération de la mise en place du CSC en Alberta**

##### **6.3.2.1. Considérations générales**

Le rapport énonce que le gouvernement albertain doit agir rapidement pour mettre en place le cadre juridique nécessaire au développement du CSC, notamment en ce qui concerne les droits d'utilisation des réservoirs géologiques (concessions) et la responsabilité à long terme des sites de SG. Pour le Conseil, c'est le « *Energy Resources Conservation*

---

<sup>66</sup> Les tribunaux ont reconnu très tôt, sur la base de l'alinéa introductif de l'article 91, le droit du Parlement d'Ottawa de légiférer sur toute matière ayant des dimensions nationales ou ayant un intérêt pour l'ensemble de la fédération. *Russel c. La Reine, (1982) 7 A.C. 829*. Cela permet au gouvernement fédéral de s'immiscer dans les compétences des provinces, si intérêt il y a (Brun, Tremblay, 2002).

*Board* »<sup>67</sup> (ci-après « ERCB ») qui aura autorité pour délivrer les autorisations nécessaires aux futurs exploitants des sites de SG du CO<sub>2</sub> en Alberta. Le rapport précise que, pour maintenir la position concurrentielle de l'Alberta, la province doit prendre soin d'adopter une réglementation du CSC qui ne soit pas plus stricte que celles existantes dans d'autres juridictions.

#### 6.3.2.2. Qualification juridique du CO<sub>2</sub>

Le rapport final apporte des précisions sur la qualification juridique actuelle du CO<sub>2</sub>. Il faut bien comprendre que la situation décrite ci-dessous pourrait évoluer avec la future réglementation albertaine spécifique au CSC.

L'ERCB considère le CO<sub>2</sub> comme un gaz acide lorsqu'il est injecté dans un environnement souterrain. De ce fait, l'ERCB applique actuellement sa réglementation<sup>68</sup> sur les gaz acides à la SG du CO<sub>2</sub>. Le rapport estime qu'au fur et à mesure que des demandes de permis de SG vont être faites, l'ERCB devrait améliorer sa réglementation en prenant compte des nouvelles connaissances et expériences acquises. De plus, l'ERCB pourra fixer des conditions particulières pour tenir compte des spécificités de chaque projet de SG.

D'après le rapport, l'ERCB aurait dû publier, au printemps 2009, un document d'orientation sur les demandes de permis de CSC. Au vu des dernières informations disponibles, le document était attendu pour la fin de l'année 2009 mais ne semble pas avoir été encore diffusé. Ce document devrait fournir à l'industrie des informations consolidées sur les principales réglementations albertaines à prendre en compte lors du dépôt d'une demande de permis de SG du CO<sub>2</sub>.

---

<sup>67</sup> L'ERCB est une agence indépendante du gouvernement albertain régulant le développement des ressources énergétiques de cette province. A ce titre, elle a compétence pour délivrer les autorisations requises pour toutes les activités en lien avec son domaine.

<sup>68</sup> L'approche réglementaire de l'ERCB pour le CSC n'est pas consolidée dans un texte unique. Au contraire, il faut tenir compte de multiples réglementations sur différents aspects comme l'environnement souterrain, les infrastructures de surface, la consultation du public et la construction des puits.

#### 6.3.2.3. Concept de « CCS ready »

Le concept de « *CCS ready* » semble être similaire au concept pré-étudié de la directive européenne intitulé « *capture-ready* ». Dans le rapport, le Conseil énonce qu'il reconnaît la décision du gouvernement de l'Alberta de vouloir rendre obligatoire le CSC pour certaines installations (sans les préciser) à l'horizon 2020.

Toutefois le rapport souligne que le ministère de l'environnement albertain a déjà rendu obligatoire le fait d'être « *CCS ready* » pour une activité particulière : « *[Alberta Environment's Policy 1a]*<sup>69</sup> requires that commercial scale in-situ facilities that propose to directly burn non-gaseous fossil fuels such as bitumen, petroleum coke, or asphaltenes for bitumen production, will be considered for approval only if the facilities are CCS-ready ».

Cette obligation nouvelle suggère que les deux ministères albertaines, de l'énergie et de l'environnement, seront impliqués dans les nouvelles politiques en lien avec le CSC.

#### 6.3.2.4. Demande d'autorisation et exploitation d'un projet de CSC

Le rapport se contente d'énoncer qu'au titre de principale agence de réglementation du développement de l'énergie en Alberta, l'ERCB a compétence pour encadrer le transport et les opérations liées à la SG du CO<sub>2</sub>, comme par exemple l'injection. Le rapport rappelle que l'ERCB a géré, au cours des 20 dernières années, des injections, à petite échelle, de CO<sub>2</sub>. D'après le rapport, l'ERCB a un cadre réglementaire en place pour assurer la sécurité du public, la protection de l'environnement et la protection de la ressource pour les projets de CSC à plus grande échelle.

#### 6.3.2.5. Accès au stockage et propriété

Le rapport précise que l'accès au réservoir souterrain pour y stocker du CO<sub>2</sub> est un point

---

<sup>69</sup> *Emission Standards for the Use of Non-gaseous Fossil Fuels for Steam Generation in In-Situ Bitumen Production* ; 17 janvier 2008.



fondamental pour permettre le développement du CSC. Toutefois, les problèmes de propriété (entre le propriétaire du réservoir souterrain et le propriétaire du terrain situé au dessus de ce réservoir) ne sont pas aussi problématiques au Québec.

En effet, les réservoirs souterrains sont assimilés, au Québec, à des mines. Ils font donc partie du domaine de l'État. A l'opposé, en Alberta, les réservoirs souterrains appartiennent, suivant les cas, à la province ou aux propriétaires des terrains situés au-dessus. Du fait de cette différence majeure, les recommandations faites par le rapport sur l'accès au réservoir et sur la propriété ne sont pas détaillées dans le présent chapitre.

#### **6.3.2.6. Responsabilité à long terme**

Dans le rapport final, le Conseil estime qu'un cadre cohérent de gestion des aspects de la SG à moyen et long terme est nécessaire. Le texte précise que le long terme fait référence, dans ce contexte, à des centaines voire des milliers d'années.

Le rapport reconnaît que le système réglementaire albertain existant couvre les aspects de responsabilité de la SG du CO<sub>2</sub> pendant la vie du projet, incluant la fermeture du site. Pour le Conseil, la principale lacune identifiée, au niveau provincial mais aussi plus largement, est l'absence de cadre pour la responsabilité à long terme une fois que le site a été correctement fermé. Le rapport énonce une liste de principe pouvant guider la création d'un cadre pour la gestion de la responsabilité à long terme : « *minimize exposure to health, environment and financial risks for operators and governments; support sustainable development; clarity of rules and reasonableness of expectations over the long term; precautionary approaches should be taken in absence of perfect information; continuous system improvement; data rigor and transparency; appropriate administrative costs; those harmed by an incident should receive appropriate compensation* ».

Il faut toutefois retenir que le rapport énonce que si l'exploitant opère son site en respectant les prescriptions qui lui sont fixées, la responsabilité à long terme du site pourra être transférée, sous certaines

conditions, au gouvernement. Ainsi, Le rapport recommande que « *government acknowledge, by way of legislation, that it will accept, after an appropriate term, the long-term liability related to the disposal of CO<sub>2</sub>. Risks to the environment, human harm, resource recovery and other potential exposures associated with these liability points and the risks that are extinguished for industry would be covered by this policy* ».

## 7. Québec

### 7.1. Contexte

Le 2 septembre 2008, le gouvernement québécois annonçait la création de la Chaire de recherche sur la SG du CO<sub>2</sub>. Cette annonce s'inscrit dans la direction prise par le gouvernement québécois, dans le cadre du plan d'action 2006-2012, pour lutter contre les changements climatiques. Il semble que le jour où a été créée la Chaire fut également celui où, pour la première fois, le gouvernement provincial abordait le sujet du CSC. De ce fait, au niveau légal et réglementaire, rien n'a encore été fait pour encadrer cette nouvelle activité. Comme en Europe, dans la chaîne CSC, c'est principalement la dernière étape, l'injection et la SG du CO<sub>2</sub> dans un réservoir géologique souterrain, qui nécessite le plus d'adaptations à la réglementation existante pour pouvoir être encadré correctement.

### 7.2. Loi sur la qualité de l'environnement<sup>70</sup>

#### 7.2.1. Portée

La LQE prévoit deux régimes<sup>71</sup> d'autorisation administrative pour les activités susceptibles de porter atteinte à la protection de l'environnement.

Le premier régime est mis en place par l'article 22 de la LQE qui énonce que « nul ne peut ériger ou modifier une construction, entreprendre l'exploitation d'une industrie quelconque, l'exercice d'une activité ou l'utilisation d'un procédé industriel ni augmenter la production d'un bien ou d'un service s'il est susceptible d'en résulter une émission, un dépôt, un dégagement ou un rejet de contaminants dans l'environnement ou une modification de la qualité de

l'environnement, à moins d'obtenir préalablement du ministre un certificat d'autorisation ».

Le second régime est instauré par l'article 31.1 de la LQE qui stipule que « nul ne peut entreprendre une construction, un ouvrage, une activité ou une exploitation ou exécuter des travaux suivant un plan ou un programme, dans les cas prévus par règlement du gouvernement, sans suivre la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévue dans la présente section et obtenir un certificat d'autorisation du gouvernement ». Ce second régime est plus contraignant que le premier. Il nécessite la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement, la mise en place d'une campagne d'information et de consultation publiques. Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement fait alors partie intégrante du processus d'autorisation.

Actuellement, le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts et l'examen des impacts sur l'environnement*, R.R.Q., c. Q-2, r. 9. (ci-après « REEIE ») soumet les réservoirs d'une capacité d'entreposage totale de plus de 10 000 kilolitres destinés à recevoir une substance liquide ou gazeuse autre que de l'eau au second régime d'autorisation administrative de la LQE. De ce fait, les réservoirs géologiques de plus de 10 000 kilolitres permettant de réaliser la SG du CO<sub>2</sub> seraient concernés par cette disposition du REEIE et leur exploitation nécessiterait un certificat d'autorisation obtenu en vertu du régime le plus contraignant. .

Toutefois, dans le cas d'un réservoir géologique d'une capacité d'entreposage totale de moins de 10 000 kilolitres et si le CO<sub>2</sub> reste considéré comme un contaminant<sup>72</sup>, l'exploitation d'un tel réservoir nécessiterait un certificat d'autorisation obtenu en vertu du premier régime, moins contraignant.

#### 7.2.2. Limites

Les paragraphes subséquents, sans être exhaustifs, présentent quelques limites à la LQE qui,

---

<sup>70</sup> Les réflexions subséquentes sont le résultat d'échanges avec différents représentants du MDDEP.

<sup>71</sup> Pour être complet, trois régimes sont mis en place par la LQE. Le troisième, le moins sévère, ne sera pas appréhendé ici. Il s'agit des attestations de conformité environnementale prévues à la section X.1 de la LQE.

---

<sup>72</sup> Au Québec, actuellement, le CO<sub>2</sub> est considéré comme un contaminant en vertu du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*, R.R.Q., c. Q-2, r. 3.3.

actuellement, crée une certaine insécurité juridique pour ceux qui souhaiteraient réaliser un projet de SG du CO<sub>2</sub> au Québec.

Tout d'abord, il est possible de remarquer que l'unité utilisée dans le REEIE, des « kilolitres », n'est pas commode pour encadrer les réservoirs géologiques de CO<sub>2</sub>. En effet, la littérature scientifique et les réglementations étrangères utilisent toujours des tonnes plutôt que des litres pour appréhender la quantité de CO<sub>2</sub> qui peut être accueillie dans un réservoir géologique donné. Une unité de volume, comme le litre, n'est pas adéquate pour la SG car le volume du CO<sub>2</sub> injecté peut varier en fonction de la densité qui varie elle-même en fonction de la profondeur et de la pression. À l'inverse, une unité de masse, comme la tonne, est plus appropriée car la masse de CO<sub>2</sub> injecté ne varie pas en fonction de la profondeur et de la pression à laquelle ce dernier est séquestré.

Ensuite, il serait nécessaire de clarifier la LQE pour préciser comment l'activité de SG du CO<sub>2</sub> sera régie, notamment entre le régime de l'article 22 et le régime de l'article 31.5. Dans le cas où le second régime serait utilisé pour encadrer cette activité, ce qui semble probable au vu des enjeux soulevés par la SG, il serait opportun d'ajouter explicitement l'activité de SG au REEIE avec un seuil précis de la capacité de séquestration du réservoir à partir duquel ledit règlement s'appliquerait.

Également, la LQE devrait préciser comment sera encadrée la responsabilité à long terme d'un ancien site de SG du CO<sub>2</sub>. La responsabilité pourrait d'ailleurs être transférée à l'État comme cela existe déjà au Québec pour les sites d'enfouissement technique en vertu du *Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles*, D. 451-2005, 2005 G.O. 2, 1880.

Enfin, la LQE devrait préciser comment les projets-pilotes sont encadrés et comment la SG du CO<sub>2</sub> s'inclura avec le futur système de plafonnement et d'échange de droits d'émission prévu par les articles 46.5 et suivants, non encore en vigueur, de la LQE.

## 7.3. Loi sur les mines

### 7.3.1. Portée

En vertu de *La loi sur les mines*, L.R.Q., c. M-13.1. (ci-après « LSM ») le ministre peut, actuellement, délivrer des permis de recherche de réservoirs souterrains et des baux d'exploitation de réservoirs souterrains. Les réservoirs souterrains ne sont pas définis par la loi. De ce fait, il semblerait que l'exploitant d'un réservoir souterrain utilisé pour la SG du CO<sub>2</sub> devra obtenir un bail d'exploitation de réservoir souterrain « générique » en vertu de la LSM. En effet, il sera nécessaire que les réservoirs souterrains pouvant servir à séquestrer le CO<sub>2</sub> soient concédés par l'État à un exploitant au travers d'un bail d'exploitation. Ce type de bail est actuellement octroyé aux exploitants de réservoirs souterrains de gaz naturel. Sans exposer en détail le régime applicable à de tels réservoirs, il faut souligner les principales limites de la LSM pour encadrer la SG du CO<sub>2</sub> qui, actuellement, crée une certaine insécurité juridique pour ceux qui souhaiteraient réaliser un projet de SG du CO<sub>2</sub> au Québec.

### 7.3.2. Limites

La LSM n'a pas été prévue pour encadrer la SG définitive du CO<sub>2</sub> dans des réservoirs souterrains. De nombreuses lacunes, similaires à celles soulevées sur la réglementation albertaine par le « *Alberta Carbon Capture and Storage Development Council* » dans son rapport final de mars 2009 pré-étudié, posent des problèmes pour autoriser et surveiller adéquatement la SG du CO<sub>2</sub>.

Tout d'abord, la LSM, ou ses règlements, ne fixent aucun critère pour la sélection des futurs sites de SG du CO<sub>2</sub>. Ensuite, la LSM ne comporte aucune disposition sur l'accès des tiers, la composition des flux de CO<sub>2</sub> pouvant être séquestrés, leur suivi et la surveillance du panache de CO<sub>2</sub>. Également, la LSM ne prévoit pas de régime pour les projets-pilotes de SG du CO<sub>2</sub>. Enfin et surtout, la LSM n'appréhende pas la responsabilité à long terme des sites de SG et son éventuel transfert à l'État.

Le Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (ci-après « MRNF ») prépare une refonte complète de la LSM pour prendre en compte de nouvelles technologies, comme l'exploitation des gaz de schistes. D'ailleurs, un projet de loi visant à modifier l'actuelle LSM a été déposé le 02 décembre 2009 à l'Assemblée nationale<sup>73</sup>. Il aurait pu être judicieux d'inclure dans cette réforme des dispositions pour préciser le régime juridique que devront respecter les futurs exploitants des sites de SG du CO<sub>2</sub> au Québec. Il est très probable, comme cela est proposé en Alberta par le « *Alberta Carbon Capture and Storage Development Council* » dans son rapport final de mars 2009 pré-étudié, que le MDDEP et le MRNF devront collaborer pour réglementer cette nouvelle activité aux multiples facettes.

---

<sup>73</sup> Projet de loi no 79 modifiant la Loi sur les mines  
<http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/projets-loi/projet-loi-79-39-1.html>.

## 8. Conclusion

Plusieurs régions du monde, comme l'Europe ou l'Australie, ont déjà adopté un cadre juridique définitif pour régir la nouvelle activité industrielle de SG du CO<sub>2</sub>. D'autres régions, notamment l'Amérique du Nord, préparent activement un tel cadre. En effet, comme bien souvent, le droit doit se transformer pour prendre en compte et intégrer tous les nouveaux enjeux liés à l'apparition d'une nouvelle technologie.

Au Québec, la réflexion sur la SG du CO<sub>2</sub> est moins avancée. Les textes existants n'ont pas été conçus, notamment la LQE et la LSM, pour s'appliquer à l'injection définitive du CO<sub>2</sub> dans un réservoir géologique. Les textes actuels devront donc évoluer de manière à s'adapter à la SG du CO<sub>2</sub>. Ainsi, par exemple, savoir si l'exploitant d'un site de SG sera totalement libéré de toute obligation après la phase de postfermeture, savoir si l'Etat prendra totalement la responsabilité du site, comme c'est le cas en Europe, ou bien encore savoir comment la SG du CO<sub>2</sub> sera prise en compte dans la future bourse du carbone au Québec est important. Sans ces nécessaires précisions, le cadre législatif et réglementaire québécois crée, actuellement, une certaine insécurité juridique qui risque de limiter le développement de projets de SG du CO<sub>2</sub> au Québec.

L'encadrement juridique de la SG du CO<sub>2</sub> est en continuelle évolution, en particulier au niveau canadien, et plus largement, nord américain. Le présent rapport nécessitera des ajustements en fonction de l'actualité législative, principalement, aux États-Unis et au Canada.

## 9. Tableau récapitulatif des réglementations Étrangères

*(Voir page suivante)*



	<b>Union européenne</b>	<b>États-Unis</b>
<i>Type de réglementation</i>	Directive adoptée (2009)	Proposition EPA (2008)
<i>Couvre les projets-pilotes ?</i>	Non si <100kT (projets-pilotes par EM)	Non (par une autre réglementation)
<i>CSC onshore / offshore</i>	Les deux	Onshore (offshore via une autre proposition reposant sur un autre texte)
<i>Permis d'exploration</i>	Durée et volume limités, au cas par cas	/
<i>Conditions pour obtenir un permis d'exploration</i>	Sur la base de « critères objectifs publiés non discriminants ». Ceux-ci devront être fixés par les EM.	/
<i>Droits octroyés par un permis d'exploration</i>	Titulaire est le seul habilité à explorer le complexe de stockage de CO <sub>2</sub> potentiel	/
<i>Conditions d'un permis d'exploration</i>	Celles-ci devront être fixées par les EM.	/
<i>Sélection des sites de SG</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sous les conditions d'utilisation proposée, il n'y a pas de risque significatif de fuite ni de risque significatif pour l'environnement ou la santé</li> <li>• Le site choisi doit à la fois assurer le confinement permanent du CO<sub>2</sub> et minimiser les effets négatifs sur l'environnement et tous les risques sur la santé humaine</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Évaluation géologique détaillée</li> <li>• Cartes et coupes des sources souterraines d'eau potable</li> <li>• Démonstration de la taille, de l'épaisseur, de la solidité, de la capacité, de la porosité et de la perméabilité de la formation souterraine</li> </ul>
<i>Permis de SG</i>	Durée illimitée (réexamen tous les 10 ans)	Durée illimitée (réexamen tous les 10 ans)
<i>Contenu de la demande pour obtenir un permis de SG</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preuve de la compétence technique</li> <li>• Caractérisation du site de SG, du complexe de stockage <ul style="list-style-type: none"> <li>• Évaluation de la sécurité</li> </ul> </li> <li>• Quantité totale de CO<sub>2</sub> à injecter, sources et méthodes de transport</li> <li>• Composition des flux, débits, pressions d'injection <ul style="list-style-type: none"> <li>• Description des mesures contre irrégularités <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proposition de plan de surveillance</li> <li>• Proposition de plan de mesures correctives</li> <li>• Proposition de plan de postfermeture</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conditions pour la construction du puits d'injection</li> <li>• Profondeur d'injection par rapport aux sources souterraines d'eau potable <ul style="list-style-type: none"> <li>• Toute information pertinente (carte, ...)</li> <li>• Procédure d'injection prévue</li> </ul> </li> <li>• Plans d'intervention en cas de problèmes <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preuve de la garantie financière</li> </ul> </li> </ul>
<i>Droits octroyés par un permis de SG</i>	Autorise à injecter et à séquestrer du CO <sub>2</sub> dans un complexe de stockage défini	Autorise à injecter et à séquestrer du CO <sub>2</sub> dans un site de SG défini
<i>Contenu d'un permis de SG</i>	Ressemble au contenu de la demande (emplacement précis du site de séquestration, conditions pour opérer le site, débits, limites de pression, ...)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Paramètres d'injection (pression, ...)</li> <li>• Plan de surveillance (intégrité du site, panache, pression, ...) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contrôle et surveillance de la corrosion <ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de mesures correctives <ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de fermeture</li> </ul> </li> <li>• Plan de scellement de puits <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pan de postfermeture</li> </ul> </li> </ul> </li> </ul> </li> </ul>
<i>Composition des flux de CO<sub>2</sub></i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• « Majoritairement composé de CO<sub>2</sub> »</li> <li>• Peut contenir des substances accidentellement associées lors des opérations captage (sous conditions) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Traceurs permis</li> </ul> </li> <li>• Registre des quantités, des propriétés, de la composition des flux de CO<sub>2</sub> livrés et injectés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub> capté</li> <li>• « Substances to enable or improve the injection process » <ul style="list-style-type: none"> <li>• Traceurs permis</li> </ul> </li> </ul>

<i>Qualification du CO<sub>2</sub></i>	N'est pas un déchet. Qualification juridique précise non établie.	N'est pas un déchet dangereux. Qualification juridique précise : pas d'information.
<i>Rapports</i>	Un par an (surveillance ; quantités, propriétés, composition des flux de CO <sub>2</sub> livrés et injectés, ...)	Un tous les six mois (caractéristiques des flux de CO <sub>2</sub> , pression d'injection, résultats des tests d'intégrité, ...)
<i>Inspections</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspections de routine ou ponctuelles</li> <li>• Une fois par an jusqu'à 3 ans après la fermeture</li> <li>• Ensuite, tous les 5 ans jusqu'au transfert de responsabilité</li> <li>• Après chaque inspection, un rapport transmis à l'exploitant et rendu public</li> </ul>	/
<i>Pouvoir de l'administration en cas de fuites (ou autres anomalies)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Imposer des mesures correctives</li> <li>• Prendre des mesures correctives à la place de l'exploitant et récupérer les frais engagés</li> </ul>	/
<i>Définition d'une fuite</i>	« Tout dégagement de CO <sub>2</sub> à partir du complexe de stockage »	/
<i>Garantie financière</i>	Avant le commencement de l'injection jusqu'au transfert de responsabilité + couverture d'au moins 30 ans de surveillance après la fermeture du site	Jusqu'à la fin de la postfermeture
<i>Autorisation de fermeture de site et obligations</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de postfermeture</li> <li>• Scellement, démontage des installations, surveillance, ...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de scellement de puits, rapport de scellement (emplacement des puits, caractéristiques des matériaux) employés pour sceller, méthodes utilisées, tests, surveillance</li> <li>• Plan de postfermeture</li> </ul>
<i>Obligations de postfermeture</i>	Au moins 30 ans de surveillance prépayée	Au moins 50 ans de surveillance
<i>Transfert de responsabilité</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A l'État, après au moins 20 ans (sous conditions)</li> <li>• Toutes les obligations légales concernant la surveillance et les mesures correctives, la restitution de quotas en cas de fuite et les actions de prévention et de réparation conformément à la Directive responsabilité environnementale sont transférées à l'État</li> </ul>	/
<i>« Capture Ready »</i>	Oui (sous conditions)	/
<i>CSC et bourse du carbone</i>	CO <sub>2</sub> séquestré considéré comme non émis. Si fuite, exploitant doit acquérir des crédits carbone	/
<i>Registres</i>	État doit tenir des registres des permis de SG et des sites de SG fermés	/
<i>Information du public</i>	État met à la disposition du public les informations environnementales relatives à la SG du CO <sub>2</sub> conformément à la législation existante	État transmet au public un avis et permet au public d'y répondre



	<b>Australie</b>	<b>Japon</b>
<i>Type de réglementation</i>	Loi fédérale adoptée (2008)	Loi adoptée (2008)
<i>Couvre les projets-pilotes ?</i>	Oui	/
<i>CSC onshore / offshore ?</i>	Offshore uniquement (onshore par États fédérés)	Offshore uniquement
<i>Permis d'exploration</i>	6 ans, renouvelable une fois pour 3 ans	/
<i>Conditions pour obtenir un permis d'exploration</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Travaux proposés et leurs coûts</li> <li>• Qualifications techniques</li> <li>• Ressources financières</li> </ul>	/
<i>Droits octroyés par un permis d'exploration</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Explorer pour une formation de SG potentielle de GES                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Explorer pour un site potentiel d'injection</li> </ul> </li> <li>• Injection GES dans une partie d'une formation géologique pour évaluation                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Séquestrer GES pour évaluation</li> </ul> </li> <li>• Injecter et/ou stocker air, eau ou pétrole pour évaluation                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Si autorisé, récupérer pétrole pour évaluation</li> </ul> </li> </ul>	/
<i>Conditions d'un permis d'exploration</i>	Travaux exigés, autorisations nécessaires pour principales opérations réalisées en vertu du permis d'exploration (forage de puits, ...)	/
<i>« GHG holding lease »</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• But de protéger un investisseur qui a identifié un site de SG mais qui ne peut pas obtenir immédiatement une source de CO<sub>2</sub> à séquestrer pour exploiter ce site.</li> <li>• Confère les mêmes droits qu'un permis d'exploration</li> <li>• 5 ans renouvelable une fois (sauf cas particuliers)</li> </ul>	Ne concerne que l'Australie
<i>Sélection des sites de SG</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formation de SG doit avoir caractéristiques nécessaires pour la SG de GES</li> <li>• « Effective sealing feature, attribute or mechanism that enable permanent storage »</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pas d'effet négatif sur l'environnement marin                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Stabilité et intégrité du site de SG garanties                                     <ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacité du réservoir suffisante</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>• Possible de surveiller le site de SG et l'environnement marin</li> <li>• Mesures correctives peuvent être prises dans cet environnement en cas de fuite, ...</li> </ul>
<i>Permis de SG</i>	Durée illimitée (extinction après 5 ans si aucune opération)	5 ans renouvelable
<i>Contenu de la demande pour obtenir un permis de SG</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demande par le détenteur d'un permis d'exploration, d'un « holding lease » ou d'un permis de production de GN (CO<sub>2</sub> doit alors provenir de la production du GN).</li> <li>• Types, sources, quantités des flux de GES injectés</li> <li>• Étendue spatiale de la formation de SG (incluant les chemins de migration des GES)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Points d'injection</li> <li>• Période d'injection</li> <li>• Plan de site provisoire</li> </ul> </li> <li>• Travaux envisagés et leurs coûts</li> <li>• Qualifications techniques</li> <li>• Ressources financières</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de projet (caractérisation, quantité du CO<sub>2</sub>, méthodes d'injection, localisation et dimension du site de SG, mesures correctives en cas de fuite)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapport sur la sélection du site</li> </ul> </li> <li>• Rapport sur l'évaluation de l'impact environnemental                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de surveillance</li> </ul> </li> <li>• Démonstration qu'aucune autre méthode d'élimination appropriée du CO<sub>2</sub> n'est disponible                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacité financière</li> <li>• Capacité technique</li> </ul> </li> <li>• Exposé des grandes lignes du projet (au-delà de la durée du permis)</li> </ul>

<i>Droits octroyés par un permis de SG</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autorise à mener les opérations nécessaires à l'injection et à la SG permanente de GES dans une formation de SG identifiée</li> <li>• Confère également les mêmes droits d'exploration que le permis d'exploration</li> </ul>	Autorise à injecter et à séquestrer du CO <sub>2</sub> dans un site de SG défini
<i>Contenu d'un permis de SG</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flux de GES (type, origine) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Période d'injection</li> </ul> </li> <li>• Quantité totale de GES injectés <ul style="list-style-type: none"> <li>• Taux d'injection</li> </ul> </li> <li>• Conditions doivent être en accord avec les « fundamental suitability determinants » de la formation de SG</li> <li>• Plan de site (démontre que le projet résulte en une SG fiable et sécuritaire)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de surveillance</li> <li>• Plan de projet</li> <li>• Surveillance de la pollution au site de SG</li> </ul>
<i>Composition du flux de CO<sub>2</sub></i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• « Overwhelmingly » GES ou CO<sub>2</sub></li> <li>• Traceurs permis (sous conditions)</li> </ul>	99 % de CO <sub>2</sub>
<i>Qualification du CO<sub>2</sub></i>	/	/
<i>Rapports</i>	Oui, sans plus de précision	Un par an (surveillance, ...)
<i>Inspections</i>	/	Possibles (sans plus de précision)
<i>Pouvoirs de l'administration en cas de fuites (ou autres anomalies)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Imposer des mesures correctives</li> <li>• Prendre des mesures correctives et récupérer les frais engagés</li> </ul>	/
<i>Définition « fuite »</i>	/	/
<i>Garantie financière</i>	Jusqu'à 15 ans après la fermeture	/
<i>Autorisation de fermeture de site et obligations</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Programme de vérification et de surveillance</li> <li>• Modélisation du panache de CO<sub>2</sub> et évaluation de son comportement (migration, ...) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scellement des puits, ...</li> </ul> </li> </ul>	/
<i>Obligations de postfermeture</i>	Vérification et surveillance prépayées	/
<i>Transfert de responsabilité</i>	A l'État, après 15 ans	/
<i>« Capture Ready »</i>	/	/
<i>CSC et bourse du carbone</i>	A venir, loi en cours de préparation	/
<i>Registres</i>	/	/
<i>Information du public</i>	/	/

---

## 10. Références

- Akai, M. (2008) *CCS Policy development in Japan*. IEA-GHG 3<sup>rd</sup> Meeting of the Oxy-fuel combustion network, 5 mars 2008, Yokohama Symposia, Yokohama, Japan, National institute of advanced industrial science and technology (AIST).
- Bachu, S. (2008) *Legal and regulatory challenges in the implementation of CO<sub>2</sub> geological storage: An Alberta and Canadian perspective*. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2, 259-273.
- Bankes, N. (2008) *Legal issues associated with the adoption of commercial scale CCS projects*. University of Calgary.
- Brun, H., Tremblay, G. (2002) *Droit constitutionnel, 4<sup>e</sup> édition*. Cowansville, Éditions Yvon Blais, 1425 pages.
- GIEC (2007) *Bilan 2007 des changements climatiques. Contribution des Groupes de travail I, II et III au quatrième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*. 103 pages.
- Guichon, D., Harvie, A., DeMarco, E. (2009) *Alberta carbon capture and storage, legal and regulatory update*. Publication sur le site internet du Cabinet Macleod Dixon LLP.  
[www.macleoddixon.com/documents/carboncapturestorage\\_August09.pdf](http://www.macleoddixon.com/documents/carboncapturestorage_August09.pdf)
- International Energy Agency (IEA) (2008) *CO<sub>2</sub> capture and storage - A key carbon abatement option*. IEA/OECD, Paris, France, 261 pages.
- MDDEP (2008) *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2006 et évolution depuis 1990*. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec. 15 pages.
- Silverii, J. (2009) *Carbon capture and storage legislation in Australia*. Publication sur le site internet du Cabinet Arthur Robinson.  
[www.aar.com.au/med/pressreleases/pr6mar09.htm](http://www.aar.com.au/med/pressreleases/pr6mar09.htm)
- Suzuki, S. (2008) *CCS Regulatory development in Japan*. CCS in the EU and Japan, Seminar in Brussels, 12 novembre 2008, Japan NUS Co., Ltd (a Japanese leading technology and social science consulting firm on energy, environment and economy).