

RECHERCHE SUR LES NORMES

Production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles

février 2024

Auteurs

Martin Huard, PhD., ing., InnoTech Alberta

Xinkui Wang, PhD., ing., InnoTech Alberta

Farbod Sharif, PhD., ing., InnoTech Alberta

Comité consultatif du projet

Alexandra Robertson, Régie de l'énergie de l'Alberta

Jessie Arthur, ministère de l'Énergie et des Minéraux, gouvernement de l'Alberta

Kelly Campbell, Suncor Énergie

Olumoye Ajao, Ressources naturelles Canada

Dragica Jeremic Nikolic, Groupe CSA

Larisa Logan, Groupe CSA

Mervah Khan, Groupe CSA

Brett Weinkauf, Groupe CSA (chargé de projet)

Remerciements

Les auteurs expriment leur gratitude aux représentants des organismes de réglementation et de l'industrie qui ont participé à des entrevues et qui ont fourni des commentaires et des renseignements précieux sur les normes et règlements examinés et discutés dans le présent rapport. Ce rapport de recherche a été élaboré grâce à une contribution financière de Ressources naturelles Canada.

Clause de non-responsabilité

Cette étude a été réalisée par InnoTech Alberta et est la propriété de l'Association canadienne de normalisation. Elle vise à fournir des renseignements de nature générale sur le sujet traité. Les opinions exprimées dans cette publication sont celles des auteurs et des personnes d'étude. InnoTech Alberta et l'Association canadienne de normalisation ne sauraient être tenues responsables d'aucune perte ni d'aucun dommage qui pourraient résulter de la confiance que vous accordez au contenu de cette publication ou de l'utilisation que vous en faites.

Table des matières

Sommaire 7

1 Introduction 8

2 Méthodes 9

3 Résultats 10

3.1 Examen des méthodes de production d'hydrogène et des activités canadiennes 10

3.1.1 Sommaire 10

3.1.2 Reformage du méthane à la vapeur 10

3.1.3 Oxydation partielle 12

3.1.4 Reformage autothermique (ATR) 13

3.1.5 Anaérocombustion 14

3.1.6 Reformage à sec du méthane 17

3.1.7 Gazéification in situ 18

3.1.8 Pyrolyse du méthane 19

3.2 Normes, codes et pratiques exemplaires 21

3.2.1 Normes et codes 21

3.2.1.2 Exploitation et sécurité des procédés de production 21

3.2.1.2 Rendement des procédés de production 23

3.2.1.3 Spécifications et mises à l'essai des produits 23

3.2.2 Pratiques exemplaires 24

3.3 Règlements 25

3.3.1 Introduction 25

3.3.2 Aperçu du cadre réglementaire fédéral, provincial et territorial au Canada 26

3.3.3 Cadre réglementaire, codes et normes au palier fédéral 26

3.3.4 Cadre réglementaire provincial et territorial 29

3.3.5 Cadres réglementaires municipaux 29

3.4 Analyse des écarts en termes de normalisation et de réglementation 31
3.4.1 Normalisation de la production d'hydrogènen 31
3.4.2 Considérations spécifiques à la méthode de production 33
3.4.3 Considérations relatives à l'approbation des projets en termes de réglementation 33
3.5 Recommandations de normalisation pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles 36
4 Conclusions 39
Références 41
Annexe A 58
A.1 Alberta 58
A.1.1 Lois et organismes de réglementation 58
A.1.2 Règlements 59
A.1.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 60
A.1.4 Directives, codes, méthodes et méthodes standard cités 60
A.2 Colombie-Britannique 65
A.2.1 Lois et organismes de réglementation 65
A.2.2 Règlements 66
A.2.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 66
A.2.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 66
A.3 Manitoba 68
A.3.1 Lois et organismes de réglementation 68
A.3.2 Règlements 68
A.3.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 69
A.3.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 69
A.4 Terre-Neuve-et-Labrador 70
A.4.1 Lois et organismes de réglementation 70
A.4.2 Règlements 70
A.4.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 71
A.4.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 71

A.5 Nouveau-Brunswick 71
A.5.1 Lois et organismes de réglementation 71
A.5.2 Règlements 72
A.5.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 72
A.5.4 Processus d'approbation 72
A.6 Territoires du Nord-Ouest 73
A.6.1 Lois et organismes de réglementation 73
A.6.2 Règlements 73
A.6.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 73
A.6.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 73
A.7 Nouvelle-Écosse 74
A.7.1 Lois et organismes de réglementation 74
A.7.2 Règlements et exigences 75
A.7.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 75
A.7.4 Processus d'approbation des demandes 75
A.8 Nunavut 76
A.8.1 Lois et organismes de réglementation 76
A.8.2 Règlements 76
A.8.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 76
A.8.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 76
A.9 Ontario 77
A.9.1 Lois et organismes de réglementation 77
A.9.2 Règlements 78
A.9.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 78
A.9.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 78
A.10 Île-du-Prince-Édouard 79
A.10.1 Lois et organismes de réglementation 79
A.10.2 Règlements 80
A.10.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 80
A.10.4 Processus d'approbation 80

A.11 Québec **80**
A.11.1 Lois et organismes de réglementation 80
A.11.2 Règlements 81
A.11.3 Normes citées 82
A.11.4 Approbations récentes de production d'hydrogène 82
A.11.5 Processus et exigences relatifs à l'examen et à l'approbation des autorisations 82
A.12 Saskatchewan **83**
A.12.1 Lois et organismes de réglementation 83
A.12.2 Règlements 84
A.12.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 85
A.12.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 85
A.13 Yukon **86**
A.13.1 Lois et organismes de réglementation 86
A.13.2 Règlements 86
A.13.3 Approbations récentes de production d'hydrogène 87
A.13.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis 87

Sommaire

L'hydrogène est reconnu à l'échelle mondiale comme une filière essentielle pour atteindre un avenir sans émissions nettes de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Le Canada est bien placé pour devenir un chef de file mondial dans la transition vers l'hydrogène. La normalisation des aspects de la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles pourrait jouer un rôle important dans l'accélération de la mise en œuvre de diverses méthodes et de divers procédés.

Le présent rapport a pour objectif de repérer les écarts et les besoins de normalisation liés à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Les recherches menées dans le cadre de ce rapport comprenaient un examen des publications, une analyse des écarts et des entrevues avec les représentants des organismes de réglementation et de l'industrie.

Les publications examinées traitaient des méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, des normes, des pratiques exemplaires et des codes pertinents, ainsi que des règlements fédéraux, provinciaux et territoriaux applicables et des exigences relatives à l'approbation des projets commerciaux pour le reformage du méthane à la vapeur, l'oxydation partielle, le reformage autothermique (ATR) et la gazéification in situ du charbon. Les méthodes précommerciales d'anaérocombustion, de reformage à sec du méthane, de gazéification in situ du pétrole lourd et du bitume ainsi que de pyrolyse du méthane ont également été examinées.

Au Canada, les aspects réglementés de la production d'hydrogène reposent généralement sur des exigences génériques relatives aux activités industrielles, et les normes propres à la production d'hydrogène sont principalement utilisées à la discrétion du promoteur ou du propriétaire du projet commercial. Quatre provinces (l'Alberta, la Colombie-Britannique, le Québec et la Nouvelle-Écosse) ont mis en œuvre des mécanismes d'approbation propres aux projets de production d'hydrogène.

L'analyse des écarts a permis d'établir plusieurs défis et occasions liés à la normalisation de la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Canada. Le rapport se termine par les huit recommandations ci-après concernant cette normalisation :

1. Passer en revue les normes qui traitent de la sécurité et du traitement des combustibles fossiles pour la production d'hydrogène.
2. Consulter les documents d'orientation existants relatifs à la production d'hydrogène dans les futures approbations réglementaires de projets commerciaux.
3. Établir des valeurs repères pour le rendement des procédés et des méthodes d'évaluation pour les grands projets de production d'hydrogène au Canada.
4. Élaborer une nouvelle norme définissant les exigences relatives à la sécurité pour les installations de production d'hydrogène à grande échelle.
5. Passer en revue la norme CSA B149.3 pour déterminer les modifications possibles dans le but d'inclure l'utilisation de l'hydrogène comme combustible dans les appareils à combustion.
6. Adopter une approche unique de quantification des émissions de GES pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.
7. Élaborer une norme relative à la future technologie de séparation gaz-solide dans le traitement de la pyrolyse du méthane.
8. Élaborer des méthodes d'essai standard pour évaluer le rendement du procédé relatif à la gazéification in situ du pétrole lourd et du bitume.



« Le Canada est bien placé pour devenir un chef de file mondial dans la transition vers l'hydrogène. »

1 Introduction

L'hydrogène est reconnu à l'échelle mondiale comme l'une des principales filières pour atteindre un avenir sans émissions nettes de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Plusieurs rapports prévoient que la capacité de production mondiale et canadienne d'hydrogène pourrait augmenter de cinq à neuf fois entre 2030 et 2050, se traduisant par des réductions importantes des émissions totales en tonnes d'équivalents dioxyde de carbone (éq. CO_2) [1], [2]. Cependant, ce potentiel peut être réalisé uniquement de façon économique, en rendant le coût de l'hydrogène compétitif par rapport aux combustibles actuels et en réduisant l'intensité des émissions associées au cycle de vie dans l'ensemble de la chaîne de valeur de l'hydrogène. Par exemple, L'Accélérateur de transition prévoit qu'au-delà de 2030, le coût actualisé de la production d'hydrogène pour l'électrolyse de l'eau et le reformage du méthane associés à une technologie de captage et de stockage (ou séquestration) du carbone (CSC) pourrait être réduit respectivement à 2,38 CAD/kg et à 1,32 CAD/kg [2]. L'intensité des émissions associées au cycle de vie de l'hydrogène produit par les procédés de reformage du méthane avec CSC, y compris les émissions en amont associées à la production de gaz naturel, est actuellement estimée à une valeur comprise entre 2 et 8 kg éq. CO_2/kg H_2 [2], [3]. À titre de comparaison, la production par électrolyse de l'eau à l'aide de diverses méthodes de production d'énergie à faibles émissions est comprise entre 1 et 4 kg éq. CO_2/kg H_2 [2], [3]. À titre de référence, les émissions de 1 kg de méthane dans l'atmosphère sont définies comme ayant un impact correspondant à 29,8 kg éq. CO_2 [4]. En 2023, l'Association canadienne de normalisation (CSA) a publié un rapport qui passait en revue diverses politiques et méthodes d'évaluation associées au cycle de vie relatives aux chaînes et aux filières d'approvisionnement en hydrogène [5]. D'autres réductions des émissions sont possibles grâce à des innovations technologiques dans l'ensemble de la chaîne de valeur.

Le Canada est bien placé pour devenir un chef de file mondial dans la transition vers l'hydrogène et possède déjà les principales composantes ci-dessous d'une économie émergente de l'hydrogène :

- Réserves abondantes et peu coûteuses de combustibles fossiles et d'eau douce ;
- Production d'hydrogène à faible coût à l'échelle industrielle à l'aide du reformage du méthane à la vapeur ;
- Vastes infrastructures pour le transport du CO_2 capté à partir de procédés de production d'hydrogène à base de combustibles fossiles ;
- Grande capacité de stockage souterrain du CO_2 et de l'hydrogène dans les cavernes de sel et les formations poreuses ;
- Grands marchés régionaux (« centres ») pour l'hydrogène comme combustible et comme matière première pour la synthèse chimique, la valorisation des hydrocarbures et les procédés pétrochimiques.

Il existe diverses technologies et méthodologies pour produire de l'hydrogène à partir de combustibles fossiles, qui peuvent utiliser le CSC ou éviter intrinsèquement la production de CO_2. Bien que certaines méthodes de production soient bien établies, diverses méthodes émergentes ont montré, avant commercialisation, qu'elles réduisaient les émissions de carbone et augmentaient l'efficacité de la production.

La normalisation des aspects de la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles pourrait jouer un rôle dans l'accélération de la mise en œuvre de diverses méthodes et de divers procédés en fournissant :

- des valeurs repères et des pratiques exemplaires concernant les aspects de la production d'hydrogène qui sont communes à toutes les méthodes et à tous les procédés ;
- des conseils à l'industrie et aux organismes de réglementation en vue d'assurer une sécurité permanente pour la protection des personnes, des biens et de l'environnement.

Le présent rapport a pour objectif de cerner les écarts et les besoins en termes de normalisation qui sont liés à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Les recherches menées dans le cadre de ce rapport comprenaient un examen et une analyse des méthodes actuelles et émergentes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, ainsi que des réglementations, des normes et des codes nationaux et étrangers existants. Ce travail a été utilisé pour repérer les écarts, les défis et les occasions clés pour le secteur du pétrole et du gaz au Canada dans le but de normaliser la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.

2 Méthodes

Les dans le domaine public ont été rassemblés et résumés par une recherche documentaire exhaustive parmi les publications universitaires et industrielles, les manuels, les articles de presse, les divulgations d'entreprise et les déclarations auprès des organismes de réglementation, les sites Web d'entreprise, les rapports de marché, les statuts, les codes, les normes, les codes de pratique et les lignes directrices. L'examen des publications a couvert l'information pertinente aux méthodes commerciales et émergentes actuelles de la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles et l'état actuel du cadre réglementaire régissant ces méthodes.

Des entrevues ont été menées auprès de neuf représentants des organismes de réglementation et de l'industrie afin de compléter l'examen des publications et l'analyse des écarts. Ces entrevues portaient sur les questions suivantes :

- Quels sont les aspects d'un procédé commercial de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles qui sont réglementés et quels sont les organismes de réglementation ?
- Quelles sont les normes mentionnées dans les approbations réglementaires des projets commerciaux de production d'hydrogène ?
- Les approbations réglementaires des projets commerciaux sont-elles rendues publiques ?
- Y a-t-il des projets ou des situations où l'organisme de réglementation responsable ou la législation applicable ne sont pas clairement définis ?
- Quelles sont les mesures ou les modifications envisagées pour clarifier les exigences en matière de permis et de licences ainsi que d'approbation des demandes pour les procédés de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles ?
- Quelles exigences réglementaires vos clients vous demandent-ils concernant votre technologie ?
- Quelles sont les normes qui s'appliquent à un procédé de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles ?
- Quels défis avez-vous rencontrés dans l'application des normes existantes, le cas échéant ?
- Quels sont les aspects des projets commerciaux de production d'hydrogène qui se situent dans une zone grise, c'est-à-dire où il ne semble pas y avoir de directive réglementaire ou reposant sur des normes ?
- Quelles sont vos suggestions quant aux exigences qui devraient être incluses dans les futures éditions des normes existantes (et lesquelles) ou dans l'élaboration de nouvelles normes ?

3 Résultats

3.1 Examen des méthodes de production d'hydrogène et des activités canadiennes

3.1.1 Sommaire

La production commerciale d'hydrogène provient de quatre sources principales : le gaz naturel, le pétrole, le charbon et l'eau, qui représentent respectivement 48 %, 30 %, 18 % et 4 % de la production mondiale d'hydrogène [6]. À l'échelle mondiale, entre 70 et 94 millions de tonnes d'hydrogène sont produites chaque année, la grande majorité l'étant à partir de combustibles fossiles [6], [7]. Outre les méthodes émergentes, les procédés connus de production d'hydrogène à base de combustibles fossiles comprennent :

- le reformage du méthane à la vapeur ;
- l'oxydation partielle ;
- le reformage autothermique (ATR) ;
- l'anaérocombustion ;
- le reformage à sec du méthane ;
- la gazéification in situ du bitume, du pétrole lourd et du charbon ;
- la pyrolyse du méthane.

Le reformage du méthane à la vapeur est le procédé de production le plus courant. L'électrolyse de l'eau constitue une autre méthode courante de production d'hydrogène qui n'utilise pas de combustibles fossiles comme matière première.

Les projets de production d'hydrogène sont souvent regroupés et désignés par couleur dans les descriptions mises à la disposition du grand public. Les regroupements par couleur tiennent compte de la matière première, de l'intensité des émissions et du type de source d'énergie, ainsi que du sort ultime des sous-produits [5]. L'hydrogène vert fait référence à l'hydrogène produit à partir d'eau à l'aide de sources d'énergie renouvelable. Lorsque l'hydrogène est produit à partir de combustibles fossiles par le biais de procédés de reformage du méthane qui émettent du CO_2, il est généralement appelé « hydrogène gris ». L'hydrogène bleu désigne l'hydrogène produit à partir de gaz naturel en association avec une méthode de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC). L'hydrogène turquoise désigne l'hydrogène produit par pyrolyse du méthane, qui produit du carbone élémentaire solide sous forme de sous-produit au lieu du CO_2.

Le tableau 1 résume les méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles qui sont examinées en détail dans les chapitres 3.1.2 à 3.1.8. Le tableau présente les principales caractéristiques de chaque procédé, y compris les matières premières (réactifs), les produits cibles, les sous-produits, la plage de température de production typique, le niveau de maturité technologique estimé (selon les définitions d'Innovation, Sciences et Développement économique Canada [8]), le nombre connu de projets commerciaux actifs au Canada et si le procédé exige le recours à une méthode de CUSC pour réduire les émissions de GES.

3.1.2 Reformage du méthane à la vapeur

Les procédés de reformage à la vapeur impliquent de nombreuses réactions au cours desquelles la vapeur est amenée à réagir avec un hydrocarbure pour produire de l'hydrogène (H_2) et du monoxyde de carbone (CO). La réaction globale généralisée du reformage à la vapeur est illustrée dans l'équation 1 :

Équation 1

$$C_nH_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + ½m)H_2,$$

où n et m correspondent au type d'hydrocarbure.

Le reformage du méthane à la vapeur est le procédé de production d'hydrogène le plus courant, représentant près de la moitié de l'approvisionnement mondial en hydrogène. Au cours de ce procédé, le méthane (CH_4) est amené à réagir avec de la vapeur d'eau (H_2O) à des températures élevées (700 à 1100 °C), et un catalyseur à base de nickel est généralement utilisé pour produire de l'H_2, du CO et du CO_2 [9]. Il s'agit d'un procédé de production d'hydrogène écoénergétique et peu coûteux [10].

Le reformage du méthane à la vapeur est une réaction endothermique qui nécessite une température et une pression élevées pour convertir complètement les réactifs. Les voies réactionnelles stœchiométriques globales du reformage du méthane à la vapeur sont illustrées dans les équations 2 et 3. Il est impératif que de la chaleur soit fournie pour entraîner la réaction de production de l'hydrogène [9], tandis qu'un catalyseur réduit la température requise du procédé.

Tableau 1. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique de reformage du méthane à la vapeur.

Méthode de production d'hydrogène	Matières premières (réactifs)	Produits cibles	Sous-produits	Plage de température de production typique	Niveau de maturité technologique estimé	Nombre de projets commerciaux actifs au Canada	CUSC requis (oui/non)
Reformage du méthane à la vapeur	CH_4 H_2O (gaz)	H_2 $H_2 + CO$	CO_2 CO H_2O (liquide)	700 à 1100°C	Commercial	Au moins 11	Oui
Oxydation partielle	Various hydrocarbons (gas, liquid, solid) O_2 H_2O (gas)	H_2 $H_2 + CO$	CO_2 CO S H_2O (liquide)	600 à 1500°C	Commercial	0	Oui
Reformage autothermique (ATR)	CH_4 H_2O (gas) O_2	H_2 $H_2 + CO$	CO_2 CO S H_2O (liquide)	750°C	Commercial	2	Oui
Anaérocombustion	Various hydrocarbons (gas, liquid, solid) O_2 H_2O (gas)	H_2 $H_2 + CO$	CO_2 CO H_2O (liquide)	800 à 1000°C	6 à 7 (avant commercialisation)	0	Oui
Reformage à sec du méthane	CH_4 CO_2	$H_2 + CO$	Aucun	650 à 1000°C	7 à 9 (avant commercialisation)	0	Non
Gazéification in situ	Various hydrocarbons (liquid, solid) O_2 H_2O (gas)	H_2 $H_2 + CO$	CO_2 CO H_2S H_2O (liquide)	700 à 900°C	Commercial (charbon) 7 à 8 (pétrole lourd) 2 à 3 (bitume)	1 (Pre-commercial)	Oui
Pyrolyse du méthane	CH_4	H_2 C (solide)	Aucun	1000 à 2000°C	9 (avant commercialisation)	0	Non

Remarque. CH_4 = méthane; H_2O (gaz) = vapeur; H_2O (liquide) = eau; H_2 = hydrogène; CO_2 = dioxyde de carbone; CO = monoxyde de carbone; $H_2 + CO$ = gaz de synthèse; O_2 = oxygène; H_2S = sulfure d'hydrogène; C = carbone.

Équation 2

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2,\ \Delta H° = 206\ kJ/mol,$$

Équation 3

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2,\ \Delta H° = -41.1\ kJ/mol.$$

ΔH° représente la variation de l'enthalpie, c'est-à-dire l'énergie libérée (valeurs positives) et absorbée (valeurs négatives) par une mole de produit. En pratique, il y a dans l'équation 3 une conversion incomplète du CO en CO_2. Il faut donc que du CO_2 soit éliminé et potentiellement capté à partir du gaz de synthèse produit.

Lors du reformage à la vapeur (équation 1), le gaz de synthèse produit (principalement H_2 et CO) ainsi que du CH_4 non converti et de l'H_2O, de même qu'une partie du CO_2, traversent un réacteur de conversion du gaz à l'eau et de récupération de chaleur (équation 2), où de l'H2 supplémentaire est produit à partir de la réaction entre la vapeur et le CO, comme illustré à la figure 1. Le mélange de gaz sortant du réacteur de conversion, principalement composé d'H_2 et de CO_2, et contenant du CH_4 non converti, du CO et de l'H_2O, peut passer soit par l'adsorption modulée en pression soit par l'élimination du CO_2 et la purification de l'hydrogène pour produire de l'H_2 presque pur [11]. Il est possible d'augmenter l'efficacité énergétique du reformage du méthane à la vapeur en recyclant les gaz rejetés lors de l'étape de purification de l'hydrogène (gaz d'échappement) pour préchauffer le gaz combustible et le brûler dans le but de fournir la chaleur du procédé pour la réaction de reformage [12].

L'hydrogène produit par le reformage du méthane à la vapeur est appelé « hydrogène gris » lorsque le CO_2 produit par le procédé n'est pas atténué et est rejeté dans l'atmosphère. Lorsqu'une méthode de CUSC est associée au procédé pour atténuer les émissions de CO_2, l'hydrogène produit par le reformage du méthane à la vapeur est appelé « hydrogène bleu ». Le reformage du méthane à la vapeur est très répandu parce qu'il s'agit d'une méthode pratique et économique pour produire de l'hydrogène à partir de gaz naturel, avec un rendement élevé en hydrogène. L'efficacité de la conversion du combustible en hydrogène est de 70 % à 85 % [13].

À l'heure de la rédaction du présent rapport, il y avait au moins 11 exploitations commerciales de reformage du méthane à la vapeur au Canada [14].

3.1.3 Oxydation partielle

L'oxydation partielle est un procédé au cours duquel pratiquement n'importe quelle source d'hydrocarbures a la capacité d'être amenée à réagir uniquement avec de l'oxygène ou de l'air pour produire du gaz de synthèse [15], [16], [17], [18], [19], [20], [21]. Le procédé est aussi communément appelé « gazéification » lorsqu'il s'agit de sources liquides et solides d'hydrocarbures plus lourds, mais il est simplement appelé « oxydation partielle » dans le présent rapport. La réaction est une oxydation sous-stœchiométrique (partielle) exothermique (dégagement de chaleur) de la source d'hydrocarbures. Le rapport du produit H_2/CO dépend de l'hydrocarbure servant de matière première et diminue à mesure que le rapport C/H dans la matière première augmente. La réaction globale généralisée d'une source d'hydrocarbures dans le procédé d'oxydation partielle est [19], [20], [22] :

Équation 4

$$C_nH_m + \frac{n}{2} O_2 \rightarrow nCO + \frac{m}{2} H_2$$

En utilisant du méthane (gaz naturel), par exemple, la réaction globale est [19] :

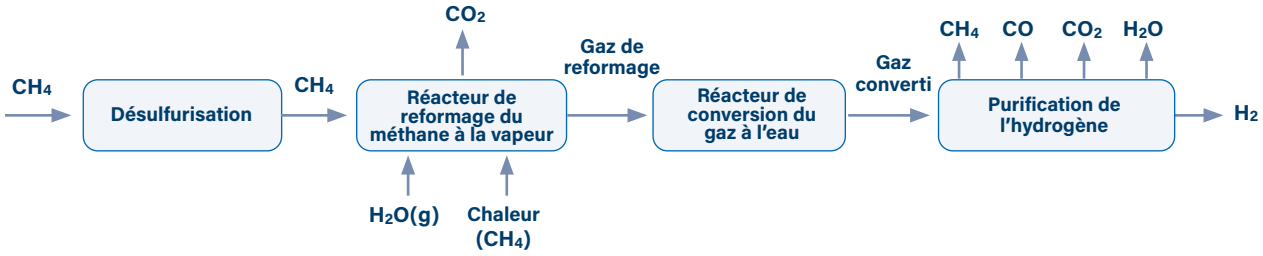
Équation 5

$$CH_4 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow CO + 2H_2,\ \Delta H = -43.6 kJ/mol$$

Les équations 4 et 5 représentent une réaction globale idéale. En réalité, la chimie est complexe et il y a de nombreuses réactions intermédiaires simultanées. Si l'oxydation de la source d'hydrocarbures permet d'oxyder complètement la matière première, il est également possible que du CO_2 et de l'H_2O soient formés dans le procédé, ainsi que du sulfure d'hydrogène (H_2S) si la matière première contient du soufre.

La figure 2 présente un schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique d'oxydation partielle. L'air ou l'oxygène purifié est mélangé dans le réacteur d'oxydation partielle à l'hydrocarbure servant de matière première [15], [20], [23], [24], [25]. La réaction produit du gaz de synthèse à des températures comprises entre 600 et 1500 °C. Les procédés commerciaux d'oxydation partielle fonctionnent

Figure 1. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique de reformage du méthane à la vapeur.



généralement à des pressions comprises entre 2 et 4 MPa [23], [25], [26]. Dans la plupart des procédés commerciaux d'oxydation partielle, le gaz de synthèse dans le réacteur d'oxydation partielle est trempé directement ou indirectement dans l'eau. Ce procédé génère et préchauffe la vapeur, qui pourrait être utilisée dans une réaction du gaz à l'eau pour augmenter le rapport H_2/CO. L'ordre des étapes de trempe et de conversion catalytique du gaz de synthèse varie dans chaque procédé commercial. Cependant, dans tous les cas, le gaz produit est soumis à une purification et à une séparation de l'hydrogène pour éliminer le CO_2, le H_2S et l'H_2O, et isoler les produits gazeux recherchés. Les procédés typiques de purification et de séparation utilisés dans l'oxydation partielle comprennent l'épuration à l'eau, l'épuration par solvant aux amines et l'adsorption modulée en pression [15], [20], [23]-[25].

Lorsque le gaz de synthèse est produit à partir de charbon et d'autres hydrocarbures à forte teneur en carbone par la seule oxydation partielle, sans reformage supplémentaire, le rapport H_2/CO est généralement de 1/1 ou moins (comparativement à 2/1 pour la transformation du méthane par oxydation partielle), ce qui est trop faible pour convenir à de nombreuses applications utiles. Par conséquent, le procédé de transformation du charbon par oxydation partielle est souvent combiné à un autre procédé (généralement le vaporeformage) pour augmenter le rapport H_2/CO au-dessus de 2/1 dans la synthèse de produits chimiques, comme l'ammoniac et le méthanol [15]. L'ajout de vapeur contribue également à refroidir le gaz de synthèse produit par la réaction d'oxydation partielle exothermique.

Au moment de la rédaction du présent rapport, il n'y a pas, au Canada, d'exploitation commerciale connue d'oxydation partielle utilisant des sources de combustibles fossiles. Toutefois, des années 1980 jusqu'au début des années 2010, il y a eu des vagues d'intérêt et des activités de précommercialisation limitées dans des projets de gazéification hors sol du charbon et dans des projets de cycle combiné à gazéification intégrée à travers le Canada [24], [27], [28], [29].

3.1.4 Reformage autothermique (ATR)

Le reformage autothermique est un procédé utilisé pour produire de l'hydrogène à partir de combustibles hydrocarbonés, tels que le gaz naturel/méthane (CH_4), le propane (C_3H_8) et l'essence. L'ATR est une combinaison du vaporeformage et de l'oxydation partielle (décrite au chapitre 3.1.3). Dans l'ATR, la réaction de vaporeformage endothermique reçoit la chaleur de la réaction d'oxydation partielle exothermique combinée pour favoriser la production d'hydrogène [11]. La réaction nécessite un apport externe d'énergie moindre que d'autres méthodes de production d'hydrogène, comme le reformage du méthane à la vapeur. La température de fonctionnement typique de l'ATR est de 750 °C avec un apport constant de chaleur.

La réaction générale de l'ATR est la suivante :

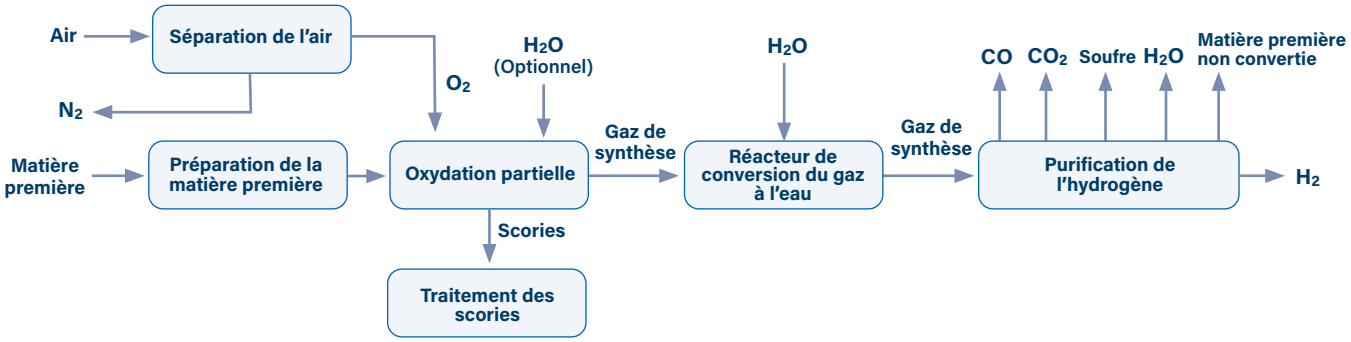
Équation 6

$$4C_nH_m + 2n\ H_2O + n\ O_2 \rightarrow (2m+2n)\ H_2 + 4n\ CO,$$

où n et *m* correspondent au type d'hydrocarbure. Par exemple, dans le reformage du méthane, *n* et *m* sont de 1 et de 4, respectivement.

La figure 3 présente un schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique d'ATR. Une phase de préchauffage, généralement alimentée par du gaz naturel, augmente la température du méthane et de la vapeur qui servent de matières premières avant

Figure 2. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique d'oxydation partielle (d'après [15], [20], [23]-[25]).



l'arrivée dans le reformeur autothermique. L'étape de préchauffage produit du CO_2 et d'autres produits de combustion qui pourraient être captés pour réduire les émissions. Une unité de séparation de l'air fournit de l'O_2 pur au procédé, qui est combiné au méthane préchauffé et à la vapeur dans le reformeur autothermique. Le reformage du méthane et l'oxydation partielle se produisent simultanément dans le reformeur autothermique pour produire du gaz de synthèse (H_2 + CO). Dans de nombreuses unités commerciales d'ATR, la réaction du gaz à l'eau se produit également dans le reformeur autothermique, mais des conversions catalytiques pourraient également se produire dans un réacteur distinct à des températures plus basses. Enfin, le gaz produit subit une purification et une séparation du gaz, produisant de l'hydrogène ainsi que du CO_2 et d'autres impuretés qui pourraient être captés pour réduire les émissions.

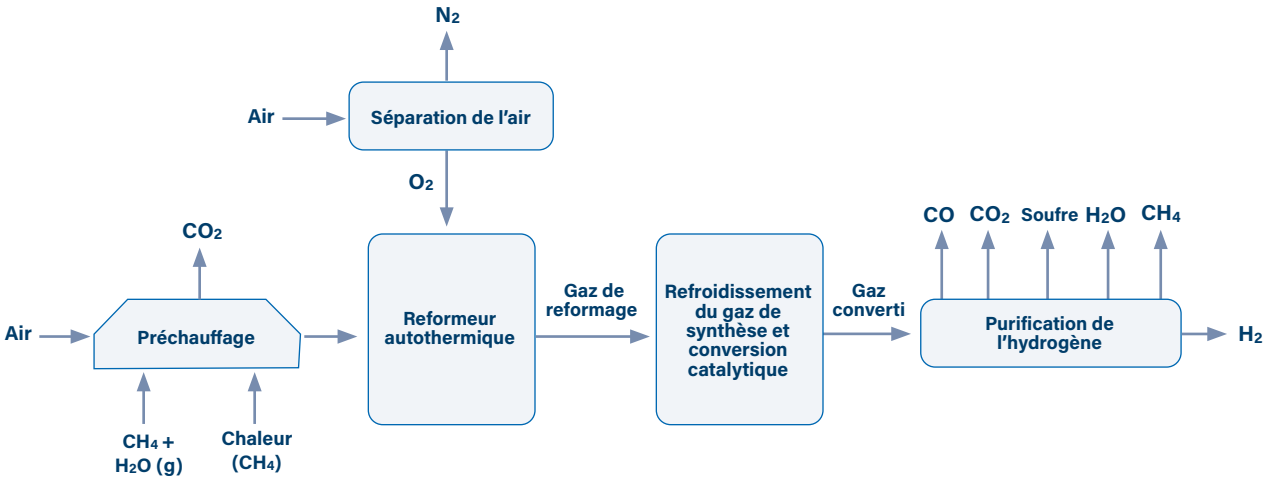
L'ATR est une option de production d'hydrogène attrayante, en raison de ses rendements élevés en hydrogène, de son fonctionnement efficace, de ses faibles apports énergétiques et de ses émissions de GES réduites [30]. Sans être jumelé à une méthode de CUSC, l'ATR est susceptible de produire moins d'émissions globales par kilogramme d'H_2 que le reformage du méthane à la vapeur, car une partie de la chaleur requise pour le procédé est fournie par l'oxydation partielle dans le reformeur autothermique, ce qui se traduit par une combustion moins élevée du combustible de chauffage à l'étape du préchauffage. Toutefois, la contrepartie de l'ATR réside dans le fait qu'il pourrait y avoir des émissions associées à une consommation électrique accrue pour l'unité de séparation de l'air. Lorsque le procédé est associé à une méthode de CUSC, il existe une possibilité de réduire davantage les émissions produites par l'ATR par rapport au reformage du méthane à la vapeur, car la plupart des émissions de CO_2 générées durant le procédé le sont dans le flux de gaz produit, qui est partiellement isolé et capté intrinsèquement au cours de l'étape de purification de l'hydrogène. Puisqu'il y a moins d'émissions à l'étape du préchauffage pendant l'ATR comparativement au reformage du méthane à la vapeur, de plus petites unités de captage du CO_2 avec moins d'apports énergétiques et moins d'émissions sont nécessaires.

Au moment de la rédaction du présent rapport, trois projets commerciaux d'ATR avaient été annoncés au Canada et sont censés entrer en service dans les années 2020 [14], [31].

3.1.5 Anaérocombustion

L'anaérocombustion est un procédé qui repose sur l'oxydation et la réduction cycliques des particules solides porteuses d'oxygène, comme les particules d'oxyde métallique. Elle est considérée comme une méthode prometteuse de production d'hydrogène, qui utilise un large éventail de combustibles hydrocarbonés potentiels [32], [33], [34]. Lorsqu'un procédé de reformage produisant de l'hydrogène ou du gaz de synthèse est incorporé dans un procédé d'anaérocombustion, le procédé global est généralement appelé « reformage en boucle chimique » ou « gazéification en boucle chimique »

Figure 3. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique de reformage autothermique (ATR) (d'après [30]).



[34]. Le procédé d'anaérocombustion fournit la chaleur de la combustion d'un combustible hydrocarboné susceptible d'être utilisée à diverses fins, y compris la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. En particulier, le procédé d'anaérocombustion pour la production d'hydrogène produit du CO_2 dont la pureté est supérieure à celui des gaz combustibles post-combustion, ce qui réduit considérablement les apports en énergie et en capitaux nécessaires pour le CUSC en anaérocombustion [35]. Divers oxydes métalliques, généralement le fer, le nickel et le cuivre, sont utilisés comme solides porteurs d'oxygène dans l'anaérocombustion [34]. Les particules solides porteuses d'oxygène sont transportées entre les réacteurs à air et à combustible et passent à plusieurs reprises dans une boucle de circulation, comme illustré à la figure 4.

À partir du réacteur à air illustré à la figure 4, de l'air est insufflé dans le réacteur à air et entre en contact avec l'oxyde métallique appauvri (réduit) revenant du réacteur à combustible. L'oxyde métallique est régénéré par l'O_2 dans l'écoulement d'air pendant une réaction d'oxydation métallique. Le porteur d'oxygène régénéré (oxydé) est ensuite de nouveau transporté vers le réacteur à combustible. Le combustible est introduit dans le réacteur à combustible, où il subit une réaction de combustion avec le porteur d'oxygène régénéré, ce qui produit du CO_2, de l'H_2O et de la chaleur. Étant donné que les produits dérivés de la combustion du CO_2 et de l'H_2O produits dans le réacteur à combustible sont intrinsèquement séparés de l'air dans le réacteur à air, les apports en énergie et en capital nécessaires pour purifier le CO_2 dans l'anaérocombustion sont considérablement inférieurs à ceux d'un système de captage du CO_2 pour les procédés de combustion typiques. Dans un procédé de combustion typique, le combustible est oxydé par l'air et la concentration de CO_2 qui en résulte est généralement inférieure à 20 % mol. Le besoin de capter le CO_2 découle principalement de la nécessité de séparer le CO_2 de l'azote (N_2) dans les gaz de combustion. Dans l'anaérocombustion, le réacteur à air agit comme une unité de séparation de l'air en transférant seulement l'O_2 de l'air vers le réacteur à combustible et en rejetant l'azote. Ainsi, le CO_2 produit dans le réacteur à combustible offre une concentration beaucoup plus élevée (généralement supérieure à 80 % mol, selon le combustible) que le CO_2 présent dans un gaz de combustion typique. De cette façon, l'anaérocombustion est décrite comme ayant un procédé intégré de captage du carbone [32]-[34].

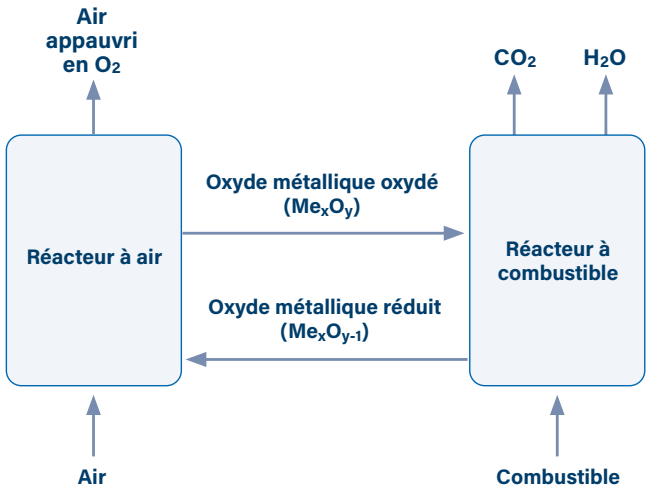
Au cours d'un procédé typique d'anaérocombustion, il y a deux réactions générales [34]. Dans le réacteur à air, la réaction est la suivante :

Équation 7

$$2Me + O_2 \rightarrow 2MeO$$

où Me se rapporte au métal et MeO désigne l'oxyde métallique. Dans le réacteur à combustible, la réaction est la suivante :

Figure 4. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé d'anaérocombustion (combustion en boucle chimique)(d'après [32], [33]).



Équation 8

$C_nH_m + (2n + ½m)MeO \rightarrow nCO_2 + ½mH_2O + (2n+½m)Me.$

Par exemple, si l'oxyde de nickel (NiO) est utilisé comme particule porteuse pour la combustion du méthane, les réactions dans les réacteurs à air et à combustible sont respectivement les suivantes :

Équation 9

$4Ni + 2O_2 \rightarrow 4NiO, \Delta H_{1200°C} = -938.2$ kJ/mol, et

Équation 10

$CH_4 + 4NiO \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 4Ni, \Delta H_{1200°C} = 136.5$ kJ/mol[34].

Ensuite, la réaction globale générale pour l'ensemble du procédé est :

Équation 11

$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O, \Delta H_{1200°C} = -802.7$ kJ/mol.

La figure 5 présente un schéma fonctionnel simplifié du procédé d'anaérocombustion configuré pour la production d'hydrogène [34]. L'énergie dégagée par la combustion du combustible dans le réacteur à combustible est utilisée pour fournir une chaleur indirecte pour le vaporeformage. À partir de ce moment, le procédé est essentiellement le même que celui du vaporeformage. La vapeur et la matière première circulent dans des tubes spécifiques à l'intérieur du réacteur à combustible, qui sert de vaporeformeur. La vapeur et le combustible réagissent pour produire du gaz de synthèse provenant du reformeur (principalement H_2 + CO) et de l'H_2O, avec du CO_2 et du CH_4 non converti, qui circule vers un réacteur de conversion du CO, dans lequel la plupart du CO et du combustible n'ayant pas réagi réagissent avec la vapeur pour produire davantage d'H_2 et de CO_2. Le gaz produit dans le réacteur de conversion du CO est ensuite envoyé aux unités de purification d'hydrogène (p. ex., adsorption modulée en pression) pour purifier l'H_2. Le gaz d'échappement issu du procédé de purification contient du CO_2, de l'H_2O ainsi que du CH_4 non converti et du CO, qui contiennent encore suffisamment de pouvoir calorifique pour être recyclés dans le réacteur à combustible et condensés avec le flux de combustible primaire. Ainsi, le CO et le CH_4 sont transformés en CO_2 et en H_2O, et la caractéristique du captage du carbone du procédé d'anaérocombustion pourrait être préservée. Les produits de combustion du réacteur à combustible pourraient être déshydratés pour éliminer l'eau et purifier davantage le CO_2.

Le procédé d'anaérocombustion est toujours au stade précommercial (niveau de maturité technologique estimé de 6 ou 7), bien que plusieurs projets pilotes de démonstration proches de la commercialisation soient en cours à l'échelle mondiale [36], [37], [38], [39], notamment :

- à l'Université de technologie de Darmstadt en Allemagne : une unité pilote d'anaérocombustion thermique de 1 MWth utilisant des porteurs d'oxygène à base de calcium et de carbonate est en service depuis 2011, avec des recherches en cours sur l'utilisation du charbon, du lignite et du gaz naturel comme combustibles dans le procédé [36], [40], [41] ;
- à l'Université d'État de l'Ohio : plusieurs unités d'anaérocombustion ont été mises en place, d'une puissance thermique comprise entre 15 et 250 kWth, utilisant du charbon ou du méthane comme combustible, dans deux configurations de base, pour la combustion ou la gazéification (production d'hydrogène) [42].

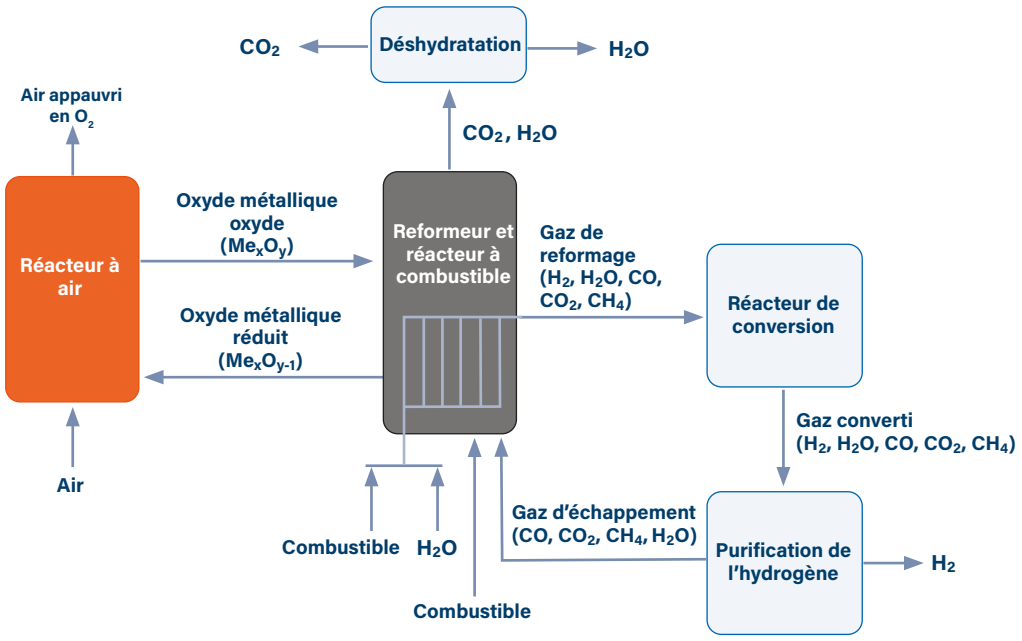
Babcock & Wilcox met actuellement au point plusieurs configurations commerciales de procédé d'anaérocombustion pour la combustion, le captage de CO_2 et la production d'hydrogène, sous la marque BrightLoopTM [39]. L'entreprise a acquis une licence mondiale exclusive d'exploitation de la technologie d'anaérocombustion développée à l'Université d'État de l'Ohio en 2021 [43].

À l'heure de la rédaction du présent rapport, aucun essai physique connu du procédé d'anaérocombustion n'a lieu au Canada, et l'activité liée à ce procédé se limite à la modélisation et aux études économiques [44], [45].

3.1.6 Reformage à sec du méthane

Le procédé de reformage à sec du méthane est un procédé qui permet de transformer le méthane (CH_4) et le CO_2 en gaz de synthèse, une composante précieuse dans de nombreux procédés industriels. Plus précisément, le reformage à sec du méthane a la capacité de réduire l'intensité des émissions de GES liées à la production de produits chimiques et de combustibles qui pourraient être synthétisés à partir de gaz de synthèse avec un faible rapport H_2/CO (p. ex., alcools, oléfines inférieures, méthoxyméthane) [46]. Il existe une possibilité d'intégrer la technologie de reformage à sec du méthane au reformage du méthane

Figure 5. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique d'anaérocombustion intégrant le vaporeformage pour la production d'hydrogène (d'après [34]).



à la vapeur conventionnel pour réduire l'intensité des émissions de GES issues de la production de gaz de synthèse par reformage du méthane à la vapeur et pour atteindre des rapports H_2/CO plus élevés dans le but d'élargir la gamme de produits finaux réalisables (p. ex., combustibles Fischer-Tropsch, méthanol). Le reformage à sec du méthane (seul ou intégré à un autre procédé de reformage du méthane) pourrait être considéré comme une solution de rechange au captage et à la séquestration du CO_2 pour la production d'hydrogène et de gaz de synthèse à partir de combustibles fossiles.

La principale réaction du reformage à sec du méthane pourrait être exprimée comme suit :

Équation 12

$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2CO + 2\ H_2$, $\Delta H° = 247.3$ kJ/mol [x=].

Le reformage à sec du méthane est un procédé endothermique qui nécessite 247,3 kJ/mol. Chaque tonne de méthane nécessite 1124 kWh pour produire 1 tonne de gaz de synthèse [47]. Dans des configurations plus complexes, il est possible de fournir de la vapeur à la réaction du reformeur, comme l'illustre la figure 6, pour favoriser des rapports H_2/CO plus élevés. Cela diffère du reformage du méthane à la vapeur, car la réaction du gaz à l'eau est supprimée autant que possible dans le reformage à sec du méthane pour éviter la production de CO_2. La conversion du CO_2 dans la réaction de reformage à sec du méthane est inévitablement incomplète. Si le procédé est enrichi avec de la vapeur, du CO_2 sera produit dans le gaz de synthèse. Le CO_2 non converti et produit pourrait être recyclé, capté ou évacué dans l'atmosphère.

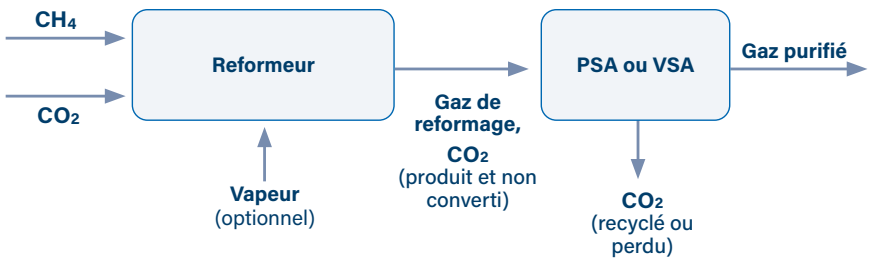
La figure 6 présente un schéma fonctionnel simplifié du procédé de reformage à sec du méthane. Les deux principales unités de procédé sont un reformeur et une unité de purification d'hydrogène (p. ex., adsorption modulée en pression [PSA] ou adsorption modulée sous vide [VSA]).

Au milieu des années 2010, Pioneer Energy développait un procédé de production de butanol en utilisant le reformage à sec du méthane comme étape intermédiaire [48]. BASF et Linde se sont également associés dans le développement et la commercialisation d'un concept de catalyseur et de procédé de reformage à sec du méthane destiné à produire du gaz de synthèse, qui a atteint la phase de démonstration commerciale [49]. Cela placerait le procédé de reformage à sec du méthane de base (sans conversion en produits finaux en aval) à un niveau de maturité technologique estimé de 7 à 9.

3.1.7 Gazéification in situ

La gazéification in situ comprend des méthodes de production d'hydrogène dans une formation géologique (réservoir) par la gazéification de matières premières riches en hydrocarbures, comme le bitume, le pétrole lourd ou le charbon. Un aperçu simplifié de cette méthode de production d'hydrogène est présenté à la figure 7. Dans ce procédé, la matière première est partiellement oxydée sur place, généralement sous terre, pour produire un mélange de gaz comprenant de l'H_2, du CO et du CO_2.

Figure 6. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique de reformage à sec du méthane.



Comme le montre la figure 7, de l'oxygène ou de l'air est injecté dans le réservoir de combustible fossile pour amorcer la combustion et élever suffisamment la température de la formation pour permettre la gazéification. La gazéification in situ constitue un système de plusieurs réactions complexes avec différentes combinaisons de réactions consécutives et parallèles [50]. Ces réactions comprennent la pyrolyse, l'aquathermolyse, la conversion catalytique et les mécanismes d'oxydation en raison de la coexistence de combustibles fossiles, d'eau et d'oxygène en présence de températures et de pressions élevées. Finalement, les gaz de réaction (CH_4, CO, H_2, CO_2, H_2O, et potentiellement H_2S à l'état de traces) passent en surface à travers un puits de production, et le gaz de synthèse ou l'hydrogène est séparé des autres constituants [51].

La gazéification in situ peut nécessiter moins d'apports énergétiques externes que d'autres méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, car l'énergie nécessaire pour augmenter la formation aux températures de gazéification est obtenue à partir de l'oxydation partielle d'une partie de la source d'hydrocarbures elle-même. Cette méthode a également le potentiel de réduire les émissions atmosphériques par rapport aux autres méthodes de production d'hydrogène qui ne sont pas associées à une méthode de CUSC, car les gaz acides (p. ex., H_2S et CO_2) sont séquestrés dans une certaine mesure dans le réservoir [50].

La gazéification in situ du bitume et du charbon présente l'avantage de réduire le recours à l'exploitation minière, qui pourrait être coûteuse et dommageable pour l'environnement, et de permettre l'utilisation de ressources difficiles à extraire par les méthodes minières conventionnelles. De plus, la gazéification in situ produit des gaz de synthèse ou de l'hydrogène précieux, qui pourraient être utilisés pour la production d'énergie et d'autres procédés industriels. Cependant, le procédé produit également du dioxyde de carbone et du méthane, susceptibles d'être rejetés dans l'atmosphère s'ils ne sont pas séparés et conservés sous la surface.

Au début des années 2020, Proton Technologies Canada a mené un projet pilote de démonstration de gazéification in situ dans un champ de pétrole lourd en fin de vie près de Kerrobert, en Saskatchewan [52].

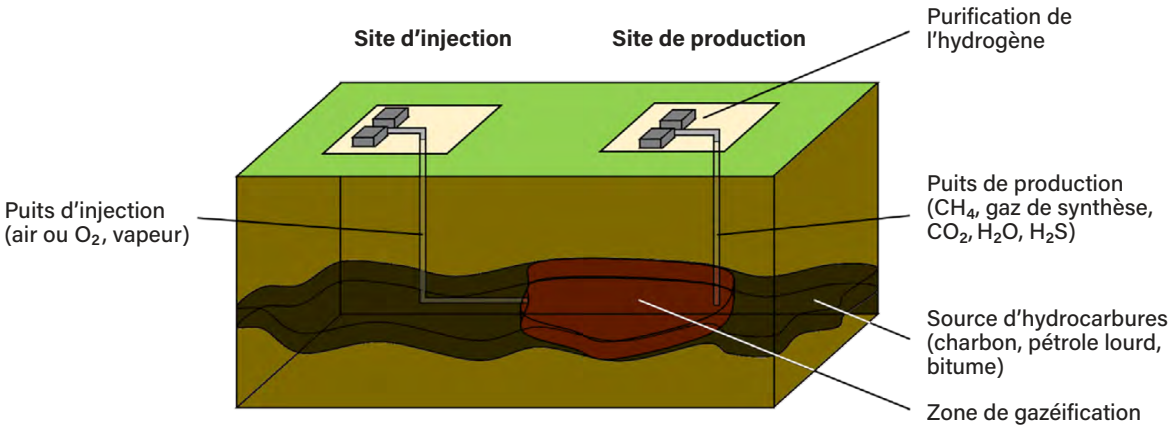
3.1.8 Pyrolyse du méthane

La pyrolyse du méthane est un procédé de décomposition thermique du méthane au cours duquel un hydrocarbure est converti en hydrogène et en carbone élémentaire solide. La réaction générale pour la pyrolyse de tout hydrocarbure pourrait être exprimée comme suit :

Équation 13

$2C_nH_m \rightarrow 2nC + mH_2$ [11].

Figure 7. Illustration simplifiée de la gazéification in situ.



Pour le méthane, la réaction est la suivante :

Équation 14

$CH_4 \rightarrow C + 2H_2$, $\Delta H° = 75.6$ kJ/mol [53].

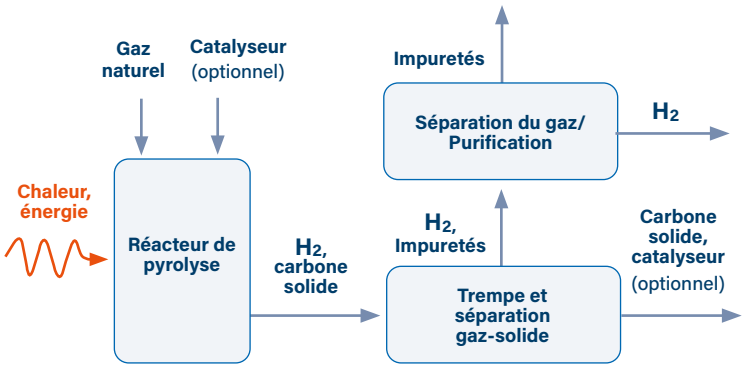
Un schéma fonctionnel simplifié du procédé est présenté à la figure 8. Du gaz naturel (composé principalement de méthane) est introduit dans le réacteur de pyrolyse, potentiellement avec un catalyseur pour réduire le bilan énergétique. L'énergie est délivrée au réacteur de pyrolyse pour décomposer thermiquement le méthane en hydrogène moléculaire et en carbone solide. L'hydrogène et le carbone ainsi produits quittent le réacteur de pyrolyse et sont ensuite trempés et séparés à l'aide de cyclones ou d'autres technologies de séparation gaz-solide. L'hydrogène produit peut contenir des impuretés qui nécessitent d'être éliminées lors d'une étape de séparation-purification du gaz. Le carbone solide élémentaire est susceptible de prendre plusieurs formes, y compris les formes amorphes, graphitiques et les nanotubes/nanocornets.

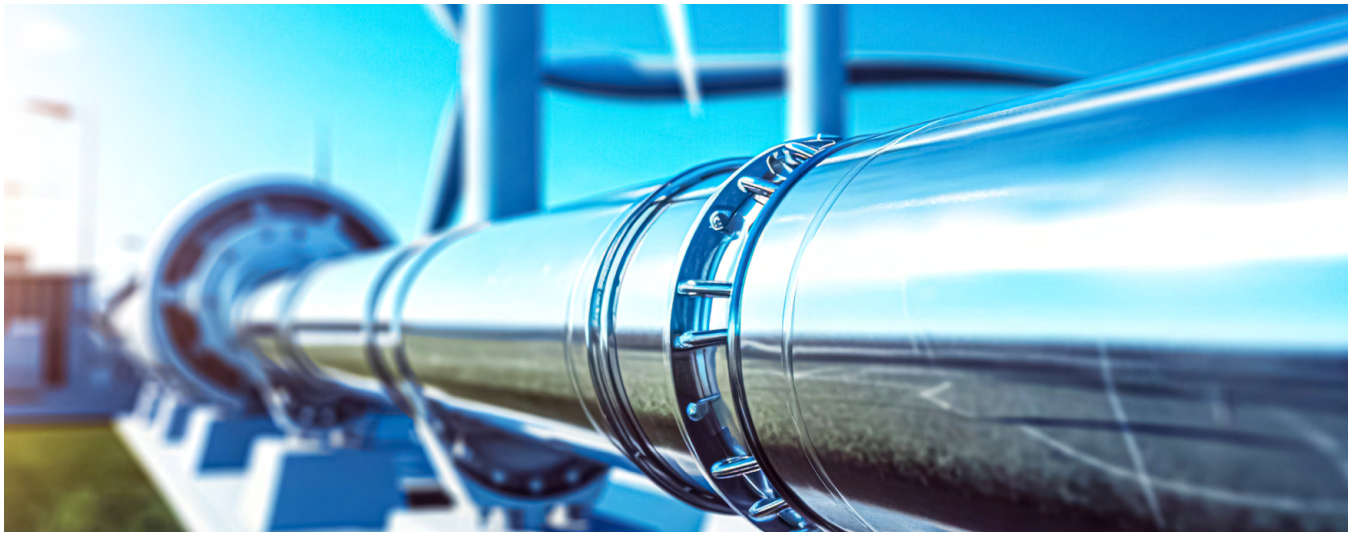
Étant donné l'inquiétude croissante à l'égard des émissions de CO_2, la nécessité de mettre en œuvre le CUSC pour le reformage du méthane à la vapeur, l'ATR et d'autres procédés est devenue un défi sérieux qui a une incidence sur les coûts des procédés. La pyrolyse du méthane permettrait de contourner le recours à une méthode de CUSC.

De façon thermodynamique, la pyrolyse du méthane nécessite beaucoup moins d'énergie (10,5 kWh/kg H_2) que l'électrolyse de l'eau (39,7 kWh/kg H_2) [54]. Il est possible d'utiliser diverses formes d'énergie (plasma, électromagnétique, thermique) pour atteindre les températures de réaction requises pour la pyrolyse du méthane. Le recours possible à des catalyseurs permet d'augmenter les taux de réaction à des températures plus basses, qui entraîneraient autrement une très faible conversion des matières premières en produits. Si du plasma est utilisé comme source d'énergie, le méthane pyrolysé se dissocie en hydrogène et en carbone élémentaire à des températures comprises entre 1000 °C (plasma froid) et 2000 °C (plasma chaud). Dans le cas de la pyrolyse thermique, la décomposition du méthane se produit à des températures élevées supérieures à 1000 °C sans catalyseur. La pyrolyse catalytique facilite la décomposition du méthane et réduit la température requise à moins de 1000 °C.

Étant donné que la pyrolyse du méthane est un procédé peu coûteux qui ne nécessite pas de CUSC, au moment de la rédaction du présent rapport, environ 40 organisations à l'échelle mondiale, dont certaines au Canada, travaillent à mettre en place et à commercialiser cette technologie [55]. Le niveau de maturité technologique des procédés de pyrolyse du méthane les plus avancés est estimé à 8 ou 9 [56].

Figure 8. Schéma fonctionnel simplifié d'un procédé typique de pyrolyse du méthane.





3.2 Normes, codes et pratiques exemplaires

3.2.1 Normes et codes

La production commerciale d'hydrogène à partir de combustibles fossiles existe depuis au moins les années 1930 [57]. Nombre de normes et de codes ont été élaborés en ce qui a trait à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, qui pourraient être regroupés en trois catégories principales :

1. L'exploitation et la sécurité des procédés de production ;
2. Le rendement des procédés de production ;
3. Les spécifications et mises à l'essai du produit.

Les normes et les codes relatifs à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles sont énumérés, classés et discutés dans les chapitres 3.2.1.1 à 3.2.1.3.

3.2.1.2 Exploitation et sécurité des procédés de production

La production, la compression et le stockage de l'hydrogène dans une installation de production présentent plusieurs risques et difficultés en matière de sécurité en raison des propriétés et du comportement de l'hydrogène. L'hydrogène a la masse atomique la plus faible et constitue le plus petit de tous les éléments. Il possède la masse moléculaire, la taille et la densité les plus petites possibles sous la forme de la molécule H_2 [58]. L'hydrogène est un gaz dans des conditions atmosphériques normales. Il est généralement comprimé à des pressions élevées pour le stockage en raison de sa faible densité énergétique par volume. Sa petite taille signifie que l'hydrogène est susceptible de fuir de l'équipement de procédé et de se diffuser lentement à travers la plupart des matériaux de construction, mais il s'élève aussi rapidement dans l'air en cas de fuites [59]. L'hydrogène a une large zone d'inflammabilité dans l'air (4 % à 75 % par volume), s'enflamme facilement et brûle avec une flamme presque invisible [59]. Plusieurs caractéristiques combinées entre elles font de l'hydrogène une substance dangereuse : un besoin de stockage à haute pression, sa tendance à s'échapper, sa capacité à induire une défaillance matérielle par le biais de la fragilisation par l'hydrogène et une attaque par l'hydrogène à haute température, sa difficulté à être détecté par de nombreux types de capteurs, son inflammabilité, sa sensibilité à l'allumage et des flammes quasi invisibles.

En raison des dangers spécifiques associés à la production et à la manipulation de l'hydrogène à l'échelle commerciale, de nombreuses normes ont été élaborées. Les normes énumérées dans le tableau 2 concernent les aspects suivants des procédés de production d'hydrogène :

- Les exigences en matière d'installation et de certification du système à hydrogène ;
- La détermination de la classification des zones dangereuses ;

- La sécurité du système et des sous-systèmes (pour toutes les méthodes de production);
- La prévention, la détection, la suppression et l'intervention en cas d'incendie (pour toutes les méthodes de production);
- L'évacuation de l'hydrogène (pour toutes les méthodes de production);
- Les exigences et la sécurité des systèmes d'adsorption modulée en pression (pour toutes les méthodes de production qui les utilisent);
- Les pratiques exemplaires de conception et d'exploitation et la sécurité des reformeurs du méthane à la vapeur (pour le reformage du méthane à la vapeur seulement).

Une sélection adéquate des matériaux est essentielle à la conception et à l'exploitation des systèmes de production d'hydrogène. Il existe plusieurs documents d'orientation qui facilitent la sélection des matériaux pour l'utilisation de l'hydrogène. Toutefois, ce sujet ne fait pas partie du domaine d'application du présent rapport.

Tableau 2. Résumé des documents d'orientation sur l'exploitation et la sécurité des procédés de production d'hydrogène.

Organisme	Désignation du document	Titre du document	Méthodes de production applicables	Aspects des procédés de production abordés	Référence
American Institute of Aeronautics and Astronautics (AIAA)	ANSI/AIAA G-095A	Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems	Toutes	À l'échelle du système	[60]
American Society of Mechanical Engineers (ASME)	ASME B31.12	Hydrogen Piping and Pipelines	Toutes	Construction et sécurité à l'échelle du système	[61]
Bureau de normalisation du Québec (BNQ)	CAN/BNQ 1784-000	Code canadien d'installation de l'hydrogène	Reformage (non spécifique)	Sécurité à l'échelle du système	[62]
Compressed Gas Association (CGA)	CGA G-5.5	Standard for Hydrogen Vent Systems	Toutes	Évacuation de l'H_2	[63]
CGA	CGA H-10	Combustion Safety for Steam Reformer Operation	Reformage du méthane à la vapeur	Sécurité de la combustion	[64]
CGA	CGA H-11	Safe Startup and Shutdown Practices for Steam Reformers	Reformage du méthane à la vapeur	Sécurité opérationnelle	[65]
CGA	CGA H-12	Mechanical Integrity of Syngas Outlet Systems	Toutes les méthodes produisant des gaz de synthèse	Production de gaz de synthèse	[66]
CGA	CGA H-13	Hydrogen Pressure Swing Adsorber (PSA) Mechanical Integrity Requirements	Toutes les méthodes basées sur l'adsorption modulée en pression	Purification de l'H_2	[67]
CGA	CGA H-14	HP Plant Gas Leak Detection and Response Practices	Toutes les méthodes produisant des gaz de synthèse	Sécurité à l'échelle du système	[68]
CGA	CGA H-15	Safe Catalyst Handling in HP Plants	Toutes les méthodes produisant des gaz de synthèse	Production de l'H_2	[69]

Organisme	Désignation du document	Titre du document	Méthodes de production applicables	Aspects des procédés de production abordés	Référence
CGA	CGA P-89	Prevention of Plant Instrument and Utility Gas System Cross Contamination	Toutes	Sécurité à l'échelle du système	[70]
Association canadienne de normalisation (CSA)	CSA B149.3	Code d'approbation sur place des appareils à combustible et appareillages	Toutes les méthodes utilisant des équipements à combustibles	Sécurité relative aux fours à combustible	[71]
CSA	CSA/ANSI FC 5	Générateurs d'hydrogène faisant appel aux technologies du traitement du carburant – Partie 1 : Sécurité	Toutes	Sécurité à l'échelle du système	[72]
CSA	CSA Z767	Gestion de la sécurité opérationnelle	Toutes	Sécurité à l'échelle du système	[73]
Organisation internationale de normalisation (ISO)	ISO/TR 15916	Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène	Toutes	Sécurité à l'échelle du système	[74]
ISO	ISO/TS 19883	Système d'adsorption modulée en pression pour la séparation et la purification de l'hydrogène	Toutes	Purification de l'H_2	[75]
ISO	ISO 26142	Détecteurs d'hydrogène – Applications fixes	Toutes	Détection localisée de l'H_2 et sécurité	[76]
National Fire Protection Association (NFPA)	NFPA 2	Hydrogen Technologies Code	Toutes	Prévention des incendies à l'échelle du système	[77]

3.2.1.2 Rendement des procédés de production

Deux méthodes d'essai standard liées au rendement des procédés de production d'hydrogène sont décrites ci-dessous.

La norme ASTM D3908 décrit une méthode d'essai standard pour évaluer l'adsorption chimique de l'hydrogène des catalyseurs supportés à base de platine utilisés occasionnellement dans la production d'hydrogène [78]. L'ASTM a publié des dizaines de méthodes d'essai standard supplémentaires en lien avec les catalyseurs qui peuvent être appliqués pour déterminer les propriétés physico-chimiques et physico-mécaniques des catalyseurs utilisés dans la production d'hydrogène [79].

La norme ISO 16110-2 fournit un cadre complet d'évaluation du rendement des générateurs d'hydrogène (production d'hydrogène à petite échelle à partir de combustibles fossiles d'une capacité inférieure à 400 m^3/h à 0 °C et 101,325 kPa) [80]. L'encadrement décrit comment définir les limites d'essai pour le procédé de production, les conditions d'essai pertinentes, comment élaborer un plan d'essai et une procédure d'exploitation, comment calculer les paramètres de procédé pertinents et les exigences pour les rapports d'essai. Les paramètres de rendement des procédés pertinents comprennent l'apport de puissance électrique, les bilans de matières et d'énergie, ainsi que l'efficacité globale.

3.2.1.3 Spécifications et mises à l'essai des produits

Chaque utilisation finale de l'hydrogène (p. ex., carburant de transport, matière première chimique, chaleur, énergie) s'accompagne d'exigences spécifiques en matière de pureté du produit, qui ont une incidence sur la configuration requise des procédés de production d'hydrogène (en particulier au cours des étapes de purification du gaz) pour produire différents grades de produits.

Les normes CGA G-5.3 [81], ISO 14687 [82] et SAE J2719 [83] décrivent les exigences relatives à la qualité et à la pureté de l'hydrogène pour diverses utilisations finales. Les spécifications sont destinées à l'échantillonnage des produits à base d'hydrogène en aval d'une installation de production (p. ex., dans un pipeline de distribution ou dans un distributeur de station-service), mais elles sont également pertinentes en ce qui a trait à l'assurance de la qualité de la production d'hydrogène. La norme CGA G-5.3 s'applique au produit à base d'hydrogène depuis une installation de production jusqu'à la livraison juste en amont d'une installation de distribution. Elle précise, en outre, les exigences relatives à la composition pour de plusieurs grades d'hydrogène basiques pour le combustible à base d'hydrogène gazeux et liquide, y compris pour l'utilisation dans les piles à combustible [81]. Les caractéristiques de chaque grade sont définies en termes de teneur volumique minimale en hydrogène et de teneur volumique maximale autorisée pour diverses impuretés (Ar, CO_2, CO, He, N_2, O_2, CH_4, H_2O et particules). Les normes ISO 14687 et SAE J2719 s'appliquent au combustible à base d'hydrogène livré aux véhicules dans une installation de distribution. La norme ISO 14687 précise les exigences relatives à la composition de l'hydrogène utilisé dans toutes les applications, y compris les piles à combustible à membrane échangeuse de protons (PEM) dans les véhicules routiers et dans les applications fixes [77]. La norme SAE J2719 précise les exigences relatives à la composition uniquement pour des applications dans des véhicules à pile à combustible PEM. La norme ISO 14687 énumère les exigences minimales en matière de qualité de l'hydrogène, comme décrit dans la norme CGA G-5.3, ainsi que la quantité totale de composés de soufre, de formaldéhyde, d'acide formique, d'ammoniac et de composés halogénés pour différents grades. Toutefois, les exigences ISO et CGA ne sont pas cohérentes en ce qui concerne les définitions des grades, et les spécifications diffèrent considérablement pour plusieurs impuretés. De plus, les spécifications CGA couvrent un plus large éventail d'applications que les spécifications ISO et SAE, et portent moins d'attention aux applications dans les piles à combustible PEM. Par rapport aux exigences de la norme ISO 14687 pour l'hydrogène utilisé dans les véhicules à pile à combustible PEM, la norme SAE J2719 énumère également les limites relatives aux ions Na^+ et K^+ dans les limites de la teneur en impuretés de l'eau.

Il existe de nombreuses méthodes normalisées de mesure des impuretés dans l'hydrogène de base, notamment la spectroscopie d'absorption par laser à cavité optique en anneau haute sensibilité décrite dans la norme ASTM D7941/D7941M [84], la détermination de la concentration gravimétrique des particules dans la norme ASTM D7651 [86] et la visualisation par microscopie dans la norme ASTM D7634 [85], la quantification des contaminants gazeux par chromatographie en phase gazeuse dans les normes ASTM D7649 [86] et ASTM D7892 [87], et par spectrométrie infrarouge conformément à la norme ASTM D7653 [88], ainsi que la quantification par chromatographie des gaz d'hydrocarbures conformément aux normes ASTM D7675 [88] et ASTM UOP899 [89]. Des inquiétudes ont été soulevées quant au fait que les méthodes d'essai actuelles ne permettent pas de quantifier la quantité totale de composés halogénés comme spécifié dans la norme ISO 14687, et certaines des modifications recommandées à la norme comprennent l'énumération de composés halogénés précis qui pourraient être mesurés individuellement, la détermination et la mesure de composés intermédiaires qui pourraient être mesurés facilement et qui pourraient représenter l'hydrogène produit à partir de différentes sources, ainsi que la définition de caractéristiques spécifiques pour l'hydrogène produit à partir de différentes matières premières (p. ex., hydrocarbures par rapport à l'eau par rapport aux composés chloro-alcalins) [90].

3.2.2 Pratiques exemplaires

Plusieurs guides de pratiques exemplaires ont été élaborés concernant des méthodes précises de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles ou relativement à des aspects génériques ou communs de tous les procédés de production. Ce chapitre résume les pratiques exemplaires publiées en matière de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.

Des listes exhaustives des réglementations, des normes, des pratiques exemplaires et des codes internationaux applicables à la production d'hydrogène à

partir de combustibles fossiles sont proposées dans le guide *Hydrogen Technologies Safety Guide* du National Renewable Energy Laboratory (NREL, laboratoire national de l'énergie renouvelable) et sur le portail H_2 Tools du Pacific Northwest National Laboratory (PNNL, laboratoire national du nord-ouest du Pacifique) [91], [92]. Ces guides décrivent les questions générales de sécurité, les règlements applicables aux États-Unis (É.-U.), les normes et codes internationaux pertinents, ainsi que la sélection des matériaux et des composants pour les technologies de l'hydrogène. Le portail *H_2 Tools* traite également des considérations et des solutions relatives à la sécurité, à la conception, aux composants, aux procédures d'exploitation et à l'entretien, ainsi qu'à l'inspection des systèmes à l'hydrogène. Les deux plus grands risques de sécurité liés à l'hydrogène sont sa large zone d'inflammabilité dans l'air et son faible degré d'inflammabilité. Cela a de vastes répercussions sur la conception et l'exploitation des procédés de production d'hydrogène en ce qui a trait à l'atténuation et à l'élimination des sources d'inflammation, à la détection des fuites d'hydrogène, à la mise en place d'une évacuation adéquate et au stockage de l'hydrogène produit en toute sécurité. Le portail H_2 Tools décrit les pratiques exemplaires pour tous ces aspects.

Le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) a publié un examen et une analyse des écarts des normes et des codes relatifs à tous les segments de la chaîne de valeur de l'hydrogène (de la production à l'utilisation finale) portant sur des normes et des codes mondiaux [93]. Les codes et les normes documentés dans le rapport du CNRC qui s'appliquent à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles sont abordés dans les chapitres 3.2.1.1 à 3.2.1.3 du présent rapport, avec les aspects de la production d'hydrogène visés.

Le National Energy Technology Laboratory (NETL, laboratoire national de technologies énergétiques) a publié des lignes directrices relatives à la conception des systèmes d'oxydation partielle (gazéification) modulaires (voir le chapitre 3.1.3) [94]. Le manuel du NETL fournit des directives sur les exigences relatives aux permis et sur les réglementations applicables aux États-Unis, ainsi que des lignes directrices pour la conception relativement à tous les aspects d'un système d'oxydation partielle modulaire, y compris le réacteur d'oxydation partielle, la manipulation et le prétraitement des matières premières, l'approvisionnement en oxygène, la purification et le nettoyage des gaz de synthèse, la production d'énergie et la connexion au réseau électrique, la transformation des gaz de synthèse en combustibles liquides et en produits chimiques, le traitement environnemental des sous-produits, le CUSC et les systèmes auxiliaires.

Enfin, le Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL, laboratoire national Lawrence Livermore) a publié un guide complet des pratiques exemplaires en matière de gazéification in situ du charbon (voir le chapitre 3.1.7) comme méthode de production d'hydrogène [95]. Ce guide discute de la gazéification in situ du charbon et de son histoire, ainsi que des détails des procédés, de la gestion environnementale, du cadre réglementaire américain, de la gestion des risques, de la gestion du carbone, des pratiques exemplaires, ainsi que des failles et des recommandations technologiques. Les pratiques exemplaires en matière de gazéification in situ du charbon en ce qui concerne l'exploitation à long terme, la conception, la construction et l'exploitation des puits, la fermeture et l'abandon des sites, la protection des eaux souterraines et la gestion de l'affaissement du sol sont pertinentes pour tous les types de systèmes de gazéification in situ pour différents gisements d'hydrocarbures, y compris les projets canadiens en cours ou futurs. Les pratiques exemplaires du LLNL devraient être prises en compte dans les réglementations révisées et devraient constituer la base de la normalisation de tous les procédés de gazéification in situ.

3.3 Règlements

3.3.1 Introduction

Les cadres réglementaires provinciaux actuels au Canada ne traitent pas précisément des procédés de production d'hydrogène [96]. Cependant, il existe des mécanismes de réglementation fédéraux, provinciaux et territoriaux pour les activités industrielles génériques qui s'appliquent aux aspects de la production d'hydrogène. Ces mécanismes comprennent les exigences relatives à la construction structurale, au chauffage, à la ventilation et à la climatisation (CVC), à l'équipement de procédé, à l'éclairage, au son, à l'assainissement, aux systèmes électriques, à l'entreposage et à la

manipulation de matières dangereuses, à la prévention des dangers, à l'occupation sécuritaire, à l'équipement de protection individuelle, aux premiers soins, aux installations chimiques, à l'utilisation de l'eau, à la production et au traitement des eaux usées, aux émissions, à la perturbation du sol, aux impacts sociaux et environnementaux ainsi qu'au CUSC. Historiquement, les unités de reformage du méthane à la vapeur, qui représentent la principale méthode de production d'hydrogène à l'échelle mondiale et au Canada, ont été intégrées à des installations industrielles plus importantes, où l'hydrogène produit est utilisé comme matière première pour les procédés de synthèse chimique. Par exemple, la valorisation du bitume, le raffinage du pétrole, la fabrication de produits pétrochimiques et la production d'ammoniac [2]. Le procédé industriel plus général dans lequel le reformage du méthane à la vapeur est intégré relève généralement de la compétence de certains organismes de réglementation dans chaque province ou territoire et, dans ces cas, l'octroi d'un permis est parfois manifeste.

Avec l'émergence de cas indépendants de production et d'utilisation de l'hydrogène autres que la synthèse chimique industrielle (p. ex., chaleur, énergie, carburant de transport, stockage d'énergie), il peut y avoir des ambiguïtés et des lacunes potentielles dans les cadres réglementaires en place concernant les instances compétentes ainsi que les exigences relatives à l'approbation des projets. Par conséquent, ce chapitre passe en revue les cadres réglementaires existants sur les plans fédéral et provincial au Canada, et résume les processus d'approbation pour les installations de production d'hydrogène. L'examen tient compte de l'utilisation de l'air, du sol, de l'eau, des installations, de l'évaluation environnementale et des organismes de réglementation compétents dans chaque territoire canadien pour une installation de production d'hydrogène.

3.3.2 Aperçu du cadre réglementaire fédéral, provincial et territorial au Canada

La figure 9 présente un aperçu de la réglementation relative aux projets commerciaux de production d'hydrogène au Canada. La réglementation est répartie entre les instances fédérales, provinciales et territoriales. Le Règlement sur les combustibles propres [97] et le Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail [98] sont abordés au chapitre 3.3.3.

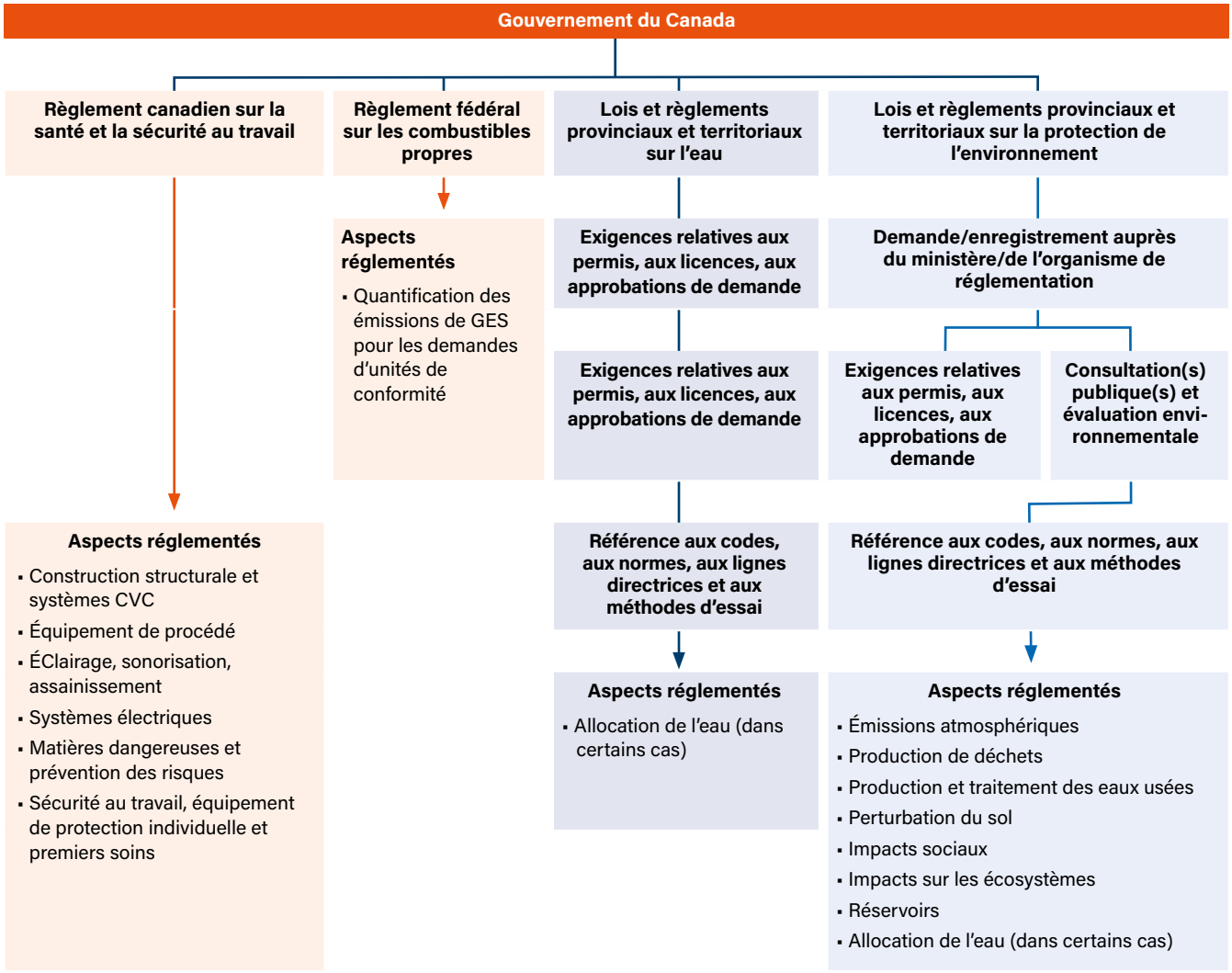
Toutes les provinces et tous les territoires ont des lois et des règlements sur l'environnement et l'eau, qui citent des codes, des normes, des lignes directrices et des méthodes d'essai standard qui sont utilisés pour démontrer la conformité de la production d'hydrogène. Un résumé du cadre réglementaire provincial et des approbations de projet est présenté au chapitre 3.3.4. Les détails spécifiques aux règlements sur la production d'hydrogène par province et par territoire sont examinés à l'annexe A.

La figure 10 illustre le cadre réglementaire en place pour les approbations de projets commerciaux de production d'hydrogène au Canada. La production d'hydrogène fait partie des activités désignées mentionnées dans les lois et règlements de certaines provinces. Les activités désignées s'accompagnent de procédés établis pour l'approbation des projets dans lesquels on fait référence aux codes, aux normes, aux lignes directrices et aux méthodes d'essai standard concernant les projets industriels génériques. Il n'existe actuellement aucune référence aux documents d'orientation spécifiques à la production d'hydrogène dans les approbations de projet accessibles dans le domaine public. De nombreux détails sur la façon dont l'hydrogène est produit dans le cadre de projets commerciaux (p. ex., conception des procédés de production et conditions d'exploitation) ne sont pas précisés, et les documents d'orientation existants (p. ex., ceux examinés au chapitre 3.2) sont presque entièrement utilisés à la discrétion des promoteurs ou des propriétaires des projets. Une exception à cette règle est une référence au Code canadien d'installation de l'hydrogène CAN/BNQ 1784-000, qui a été adopté dans les règlements sur la sécurité du gaz en Colombie-Britannique, à Terre-Neuve-et-Labrador, en Ontario, au Québec et en Saskatchewan.

3.3.3 Cadre réglementaire, codes et normes au palier fédéral

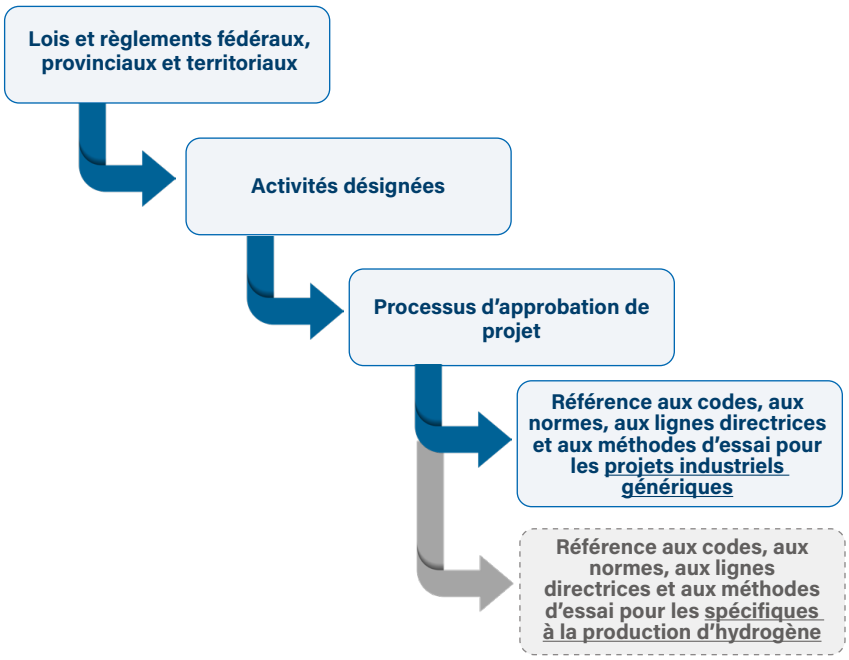
Les documents d'orientation spécifiques à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles examinés au chapitre 3.2.1 ne sont actuellement cités dans aucun règlement fédéral canadien. Le Règlement sur les

Figure 9. Aperçu de la réglementation relative aux projets commerciaux de production d'hydrogène au Canada.



combustibles propres du Canada [97], en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* [99], limite l'intensité du carbone des combustibles liquides désignés. Le règlement crée également un système d'unités de conformité pour la production de combustibles à faible intensité carbone non désignés qui ont une intensité carbone inférieure à celle des valeurs repères prescrites. L'hydrogène est traité comme un combustible à faible intensité carbone potentiel dans le règlement lorsque son intensité carbone est inférieure aux valeurs repères précisées pour les combustibles liquides. Les normes ISO 14040, 14044, 14064-2 et 14064-3 sont citées dans le règlement et sont la base pour effectuer des évaluations associées au cycle de vie, quantifier les réductions d'émissions ainsi que vérifier et valider les relevés de GES [100], [101], [102], [103]. Ce règlement et les normes ISO citées auront une incidence importante sur les procédés de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles en termes de quantification des émissions et de capacité à bénéficier des mesures incitatives relatives à la mise en œuvre de méthodes de CUSC.

Figure 10. Cadre d'approbation réglementaire des projets commerciaux de production d'hydrogène au Canada.



Le Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail [98] et le Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz), en vertu du Code canadien du travail [104], réglementent de nombreux aspects liés aux procédés de fabrication de produits chimiques (y compris la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles) et s'appuient sur plusieurs codes et normes de référence. Il devrait être noté qu'aucun des règlements ne mentionne explicitement la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, mais qu'ils fournissent des exigences quant à la production et au stockage d'hydrogène par la réglementation des marchandises dangereuses et le traitement du pétrole et du gaz.

Le code CAN/BNQ 1784-000 [62] semble être le seul code canadien spécifique à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles mentionné dans la réglementation provinciale sur la sécurité du gaz. Le code CAN/BNQ 1784-000 énonce les exigences de sécurité relatives à l'installation d'équipements de production d'hydrogène, à la formation, à la classification des emplacements et à la protection des équipements contre les dommages matériels. De plus, le code exige expressément que les « reformeurs » soient conformes à la norme CSA/ANSI FC 5 [105]. Bien que la norme CSA/ANSI FC 5 fournisse des définitions du reformage autothermique, du reformage à la vapeur et de l'oxydation partielle catalytique, qui pourraient être considérés comme étant des reformeurs, il n'existe aucune définition officielle du reformeur dans la norme CAN/BNQ 1784-000. Cela laisse le terme « reformeur » ouvert à l'interprétation quant à savoir si d'autres méthodes de production d'hydrogène non définies ou relevées dans la norme CSA/ANSI FC 5, comme le reformage à sec du méthane et la pyrolyse du méthane, seraient visées par la norme CAN/BNQ 1784-000.

Aucun autre code ni aucune autre norme au Canada spécifique à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles n'ont été découverts dans le cadre des recherches effectuées pour le présent rapport, à l'exception des codes, des normes et des méthodes d'essai standard mentionnés dans le Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail, qui s'applique à tous les procédés de fabrication de produits chimiques.

3.3.4 Cadre réglementaire provincial et territorial

La réglementation de nombreux aspects pertinents de la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles se trouve dans la compétence constitutionnelle provinciale ou est déléguée aux gouvernements territoriaux. Les exigences relatives aux licences, aux permis, aux autorisations et aux approbations pour les activités, les installations, les projets, la construction, l'exploitation, les entreprises ainsi que l'utilisation et les ouvrages de dérivation des ressources en eau relèvent généralement de la compétence des provinces et des territoires. Les exigences relatives à la production de déchets et aux sous-produits sont généralement stipulées dans les lois, les règlements et les approbations de projet en matière d'environnement.

Un transfert pourrait avoir lieu entre les organismes de réglementation et même entre les instances compétentes à la porte de l'installation de production, tout dépendant de la façon dont l'hydrogène produit est transporté et sa destination. Historiquement, l'hydrogène a généralement été utilisé dans la même installation industrielle que celle dans laquelle il avait été produit. Dans ces cas, les activités de production, de stockage, de transport et d'utilisation relèvent de la même approbation de projet émise par un seul organisme de réglementation. À l'extérieur de la zone de production, la Régie de l'énergie du Canada peut avoir autorité si l'hydrogène produit est exporté (peu importe le mode de transport) ou est transporté par pipeline interprovincial ou par train [106]. Toutefois, cela n'est pas clair et peut présenter une situation nouvelle, car il n'existe pas, à notre connaissance, de pipeline d'hydrogène interprovincial ni d'exportation d'hydrogène à l'heure de la rédaction du présent rapport. Comme discuté avec les personnes interrogées, si l'hydrogène produit est transporté par pipeline à l'intérieur d'une même province, il peut y avoir un transfert entre les organismes de réglementation provinciaux si celui ayant autorité sur le pipeline (p. ex., Régie de l'énergie de l'Alberta) est différent de celui ayant autorité sur l'installation de production d'hydrogène (p. ex., ministère de l'Environnement et des Zones protégées de l'Alberta).

Les documents d'orientation relatifs à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles examinés au chapitre 3.2.1 ne sont actuellement cités dans aucun des règlements, des licences, des permis, des autorisations ou des approbations à l'échelle provinciale accessibles dans le domaine public.

La figure 11 illustre les mécanismes d'approbation des projets commerciaux de production d'hydrogène aux échelles provinciale et territoriale. À l'heure de la rédaction du présent rapport, ces mécanismes existent seulement en Alberta, en Colombie-Britannique (depuis 2023), au Québec et en Nouvelle-Écosse. L'Alberta a les activités désignées les plus complètes pour les projets de production d'hydrogène et les mécanismes d'approbation des projets commerciaux associés.

Un examen détaillé des lois, des organismes de réglementation, des règlements, des approbations récentes de projets de production d'hydrogène ainsi que des directives, des codes, des méthodes, des méthodes standard cités, mais aussi des processus et des exigences relatifs à l'approbation des projets et à la délivrance des permis dans toutes les provinces et tous les territoires du Canada est présenté à l'annexe A.

3.3.5 Cadres réglementaires municipaux

Les processus municipaux de zonage et de délivrance de permis couvrent de nombreux aspects importants de l'élaboration d'un projet commercial de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Chaque municipalité a des exigences et des processus qui lui sont propres en matière de délivrance de permis. Par exemple, dans la ville d'Edmonton, l'aménagement de nouveaux bâtiments commerciaux suit le procédé général suivant : rencontre préalable avec le personnel de la Ville (facultatif), demande de permis d'aménagement, demande de permis de construction, construction et inspections [107]. À Edmonton, les permis d'aménagement tiennent compte des aspects suivants d'un projet : plan du site, plan d'étage des bâtiments, élévations, plan de sécurité incendie, plan d'aménagement paysager, certificat de propriété du bien immobilier et autres documents juridiques, y compris les engagements, les droits de passage, les servitudes et les mises en garde [107]. Toujours à Edmonton, les

Figure 11. Résumé des mécanismes d'approbation des projets commerciaux de production d'hydrogène aux échelles provinciale et territoriale.



Alberta

Activités désignées reliées à l'hydrogène selon l'EPEA (loi sur la protection et l'amélioration de l'environnement)

Compétence de la Régie de l'énergie de l'Alberta (AER)

- Usine de traitement des sables bitumineux

Compétence du ministère de l'Environnement et des Zones protégées (AEP)

- Usine de fabrication de produits chimiques
- Usine de gaz de synthèse (alimentée par biomasse ou produit non gazeux)
- Section d'une raffinerie de pétrole, usine de traitement des gaz acides, usine de traitement des gaz non corrosifs, installation de production d'énergie ou usine de fabrication d'engrais

Activités désignées selon la *Coal Conversation Act* (loi sur la conservation du charbon)

Compétence de la Régie de l'énergie de l'Alberta (AER)

- Projet de gazéification in situ du charbon

Colombie-Britannique

ERAA (loi sur les activités liées aux ressources énergétiques) et ESAA (loi modifiant la loi sur l'énergie)

- Entrée en vigueur en 2023
- Création du BCER (organisme de réglementation de l'énergie de la Colombie-Britannique)
- Inclusion explicite de la production d'hydrogène
- Guichet unique pour toutes les exigences et demandes de projet à travers le BCER

Québec

Réglementation respectant la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, qui exige spécifiquement les éléments suivants pour les projets de production d'hydrogène :

- Déclaration des émissions de GES
- Échantillonnage, analyse et mesures
- Méthodes pour l'estimation des données manquantes

Nouvelle-Écosse

NSEA (loi sur l'environnement)

- La production d'hydrogène est une activité explicitement réglementée.

permis de construction comprennent les exigences suivantes : plan du site révisé, plan d'arpentage, plans des bâtiments, documents démontrant la conformité aux codes de construction et d'efficacité énergétique des bâtiments, horaires professionnels, rapport géotechnique et documents de sécurité incendie [107]. Des autorisations de commerce et un permis d'enseigne seraient également requis pour un projet hypothétique de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles à Edmonton.

Plusieurs personnes interrogées dans le cadre du présent rapport ont indiqué que la plupart des efforts et de la documentation nécessaires pour obtenir les approbations réglementaires nécessaires à l'élaboration d'un projet commercial de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Canada ont lieu durant le processus de délivrance des autorisations et des permis municipaux.

3.4 Analyse des écarts en termes de normalisation et de réglementation

3.4.1 Normalisation de la production d'hydrogènen

À mesure que l'utilisation de l'hydrogène dans les piles à combustible et les dispositifs de combustion pour le transport et la production d'énergie au Canada se généralise, les spécifications de pureté des produits deviendront de plus en plus importantes. Certains dispositifs d'utilisation finale de l'hydrogène sont soumis à des exigences relatives à la pureté très strictes pour leur bon fonctionnement et leur durée de vie (p. ex., piles à combustible PEM). Les spécifications relatives au combustible à base d'hydrogène peuvent contribuer à garantir la qualité du produit et à protéger les consommateurs. On n'a pas déterminé dans quelle mesure l'hydrogène actuel produit à partir de combustibles fossiles au Canada répond aux exigences de la norme ISO 14687 [82] pour une utilisation dans des applications véhiculaires et fixes, ou aux spécifications de la norme SAE J2719 [83] pour les applications dans les piles à combustible PEM. Actuellement, les lois fédérales et provinciales n'exigent pas d'analyse des spécifications du combustible à base d'hydrogène. Les principales exigences futures pourraient probablement inclure l'agrément du laboratoire et les méthodes d'essai relatives aux spécifications, comme les procédures mentionnées dans les normes ASTM et ISO examinées au chapitre 3.2.1.3.

La norme ISO 16110-2 fournit un cadre complet d'évaluation du rendement des générateurs d'hydrogène à petite échelle produisant moins de 400 Nm^3/h [80]. Il ne semble pas y avoir de normalisation ni de directives nationales ou internationales en ce qui concerne le rendement et l'efficacité des procédés de production d'hydrogène au-dessus de 400 Nm^3/h. Pour rappel, les exploitations industrielles à grande échelle produisent généralement plus de 100 000 Nm^3/h [108]. Les principales valeurs repères du rendement des procédés qui pourraient être normalisées ou enregistrées comme pratiques exemplaires pour soutenir le déploiement des procédés de production d'hydrogène comprennent des procédures et des méthodes pour déterminer :

- le taux de conversion des matières premières ;
- le rendement du produit ;
- les bilans de masse et d'énergie ;
- l'efficacité énergétique du procédé ;
- l'intensité des émissions du procédé.

L'analyse des écarts du CNRC mentionnée au chapitre 3.2.2 a permis de repérer plusieurs normes internationales – ISO, SAE et IEC – portant sur l'évaluation et l'analyse des risques, qui pourraient être citées dans les approbations de projet et utilisées dans la conception des installations commerciales [93]. Selon la recommandation du rapport du CNRC, la norme CAN/BNQ 1784-000 devrait être mentionnée dans les règlements provinciaux et territoriaux sur les projets commerciaux, mais le rapport souligne également les lacunes suivantes dans la norme CAN/BNQ 1784-000 concernant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles :

- La limite de production de 33,5 kg de H_2/h est trop faible pour les offres commerciales réelles de produits qui répondraient par ailleurs aux utilisations prévues dans le code (unités de production modulaires décentralisées à petite échelle pour des environnements non industriels) ;
- Le code ne s'applique pas aux grandes installations centralisées dont les taux de production sont supérieurs à 33,5 kg de H_2/h ;
- La terminologie utilisée dans le code oblige le promoteur du projet à certifier l'équipement de procédé selon diverses normes grâce à des essais réalisés par des tiers, ce qui pourrait être coûteux pour les concepteurs de technologies précommerciales ;
- Le code fait référence à la norme IEC 60079-10-1 [109] pour déterminer la classification des aires électriques, ce qui pourrait entraîner des installations non sécuritaires, car la détermination de la classification dépend des hypothèses utilisées dans la méthode.

En plus de ces lacunes, la norme CAN/BNQ 1784-000 s'applique uniquement aux reformeurs en ce qui concerne la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, et le terme « reformeur » n'est pas défini dans la norme elle-même. Bien que le terme « équipement de production d'hydrogène » soit défini et semble inclure pratiquement toute méthode de production concevable, des exigences pertinentes pour



« Bien que le terme « équipement de production d'hydrogène » soit défini et semble inclure pratiquement toute méthode de production concevable, des exigences pertinentes pour l'équipement de production d'hydrogène sont fournies seulement pour les électrolyseurs et les reformeurs. »

l'équipement de production d'hydrogène sont fournies seulement pour les électrolyseurs et les reformeurs. Sans définition plus précise ou sans inclusion explicite d'autres méthodes, il est difficile de savoir quelles sont les méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles incluses dans le domaine d'application du code en vertu du terme « reformeur ».

Étant donné que plusieurs méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles examinées au chapitre 3.1 sont à un stade précommercial, il n'existe actuellement aucune pratique exemplaire relative à l'anaérocombustion, au reformage à sec du méthane, à la gazéification in situ du pétrole lourd et du bitume ou à la pyrolyse du méthane. Les concepteurs de technologies pour ces méthodes de production ont effectué des recherches ou piloté différentes configurations de procédé au cours des dernières années, ce qui orientera la conception et la configuration finales des futures unités commerciales [39], [49], [52], [55]. En fonction de l'expérience en matière d'exploitation qui découlera de ces activités précommerciales, il y aura une occasion de compiler les apprentissages collectifs en matière de pratiques exemplaires susceptibles de couvrir des sujets comme la conception des procédés, la référence aux normes pour les composants courants (p. ex., équipement de procédé, systèmes de sécurité, purification du gaz) ainsi que l'évaluation et les valeurs repères du rendement des procédés.

Le Règlement sur les combustibles propres du Canada [97] fait référence aux normes ISO 14064-2 et 14064-3 en ce qui a trait à la quantification des émissions de GES par rapport à un projet dans les demandes de crédit de carbone. Cependant, toutes les provinces canadiennes n'ont pas encore finalisé leurs programmes de compensation des émissions (p. ex., Manitoba, Saskatchewan) et n'ont donc pas encore retenu les normes ISO 14064-2 et 14064-3. Dans le rapport de recherche de la CSA, qui a examiné les détails de la quantification et de la déclaration des émissions de GES ainsi que de l'étiquetage de l'hydrogène produit, l'une des personnes interrogées a fait part de la difficulté de se conformer aux exigences relatives à la conception de la tuyauterie des différentes normes lorsque l'hydrogène est utilisé comme gaz combustible dans un procédé de production d'hydrogène [5]. Plus précisément, certains craignent que les exigences relatives à la conception des brides aux transitions entre la tuyauterie du procédé de production d'hydrogène (p. ex., conformément à la norme ASME B31.12) et la tuyauterie de la vanne de contrôle du gaz combustible (p. ex., conformément à la norme CSA B149.3) soient incompatibles. De plus, la norme CSA B149.3 est spécifique à l'usage du propane et du gaz naturel, et il peut y avoir une lacune dans son applicabilité à l'utilisation de l'hydrogène comme gaz combustible dans les appareils à combustion.

La même personne interrogée a également indiqué que, lorsque les directives existant relativement à

la sélection des matériaux pour une application d'hydrogène (p. ex., ASME B31.12) sont suivies pour concevoir une installation de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, les exigences normatives limitent la conception du procédé à une gamme de conditions opérationnelles dans lesquelles le rendement des matériaux est bien compris [5]. Selon cette personne, un manque de connaissances sur le rendement des matériaux en dehors des plages démontrées limite l'exploitation des procédés de production d'hydrogène à des conditions qui permettraient des températures et des pressions plus élevées. D'autres recherches sur les conditions des plages de fonctionnement sécuritaire sont nécessaires pour modifier les normes actuelles.

3.4.2 Considérations spécifiques à la méthode de production

Les documents énumérés dans le chapitre 3.2.1 décrivent les codes, les normes, les lignes directrices et les méthodes d'essai spécifiques à un procédé de production d'hydrogène générique à partir de combustibles fossiles. Les directives fournies dans ces documents s'appliqueraient à toutes les méthodes de production abordées au chapitre 3.1. Deux normes CGA (CGA H-10 et CGA H-11) se rapportent particulièrement à l'exploitation des reformeurs de méthane à la vapeur [64], [65]. Cependant, il existe d'autres considérations spécifiques aux autres méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles pour lesquelles la normalisation et les pratiques exemplaires sont actuellement insuffisantes.

Un petit nombre de procédés de reformage à sec du méthane approchent d'une utilisation à l'échelle commerciale. Le procédé de base de reformage à sec du méthane produisant du gaz de synthèse pourrait être considéré comme une plateforme technologique à partir de laquelle divers produits finaux seraient produits. La plus grande difficulté de cette technologie est sa faisabilité économique, car le gaz de synthèse serait produit à un coût beaucoup plus faible en utilisant le reformage du méthane à la vapeur. Il ne semble pas y avoir de lacune en termes de normalisation en ce qui a trait au procédé de reformage à sec du méthane autre que celles indiquées au chapitre 3.4.1, qui s'appliquent à toutes les méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, particulièrement en ce qui concerne les valeurs repères pour le rendement des procédés qui pourraient soutenir l'élaboration d'analyses de rentabilité dans le cadre du reformage à sec du méthane.

Les niveaux de maturité technologique de la gazéification in situ du pétrole lourd et du bitume sont actuellement faibles à moyens. D'autres recherches sont nécessaires pour surmonter les difficultés techniques et de commercialisation suivantes : comprendre les voies réactionnelles fondamentales et la cinétique, déterminer les mécanismes de perte de production (p. ex., réactions indésirables, fuites de réservoir, intégrité du puits, fuites de surface) dans des formations et des terrains précis ainsi que mesurer et quantifier les pertes de production sur le terrain. Grâce à une plus grande expérience en matière d'exploitation et à plus de données sur le rendement des procédés, des valeurs repères pour le procédé et les pratiques exemplaires pourraient alors être déterminées.

3.4.3 Considérations relatives à l'approbation des projets en termes de réglementation

Le tableau 3 souligne les différences apparentes dans les mécanismes et exigences réglementaires d'approbation pour les projets commerciaux de production d'hydrogène tant sur le plan fédéral que dans chaque province et territoire. Les conclusions présentées au chapitre 3.3.4 ont souligné que toutes les provinces et tous les territoires canadiens disposent ou semblent disposer de mécanismes d'approbation pour les projets de production d'hydrogène par le biais de lois, de directives et de règlements existants. Les mécanismes d'approbation de projet de toutes les instances compétentes réglementent les aspects suivants des projets : répartition des ressources en eau, déchets et eaux usées, émissions, effets négatifs sur le sol, réservoirs, bruit, impacts sur les écosystèmes et conséquences sociales (voir l'annexe A pour connaître les détails par instance). Il existe des installations de production d'hydrogène qui utilisent des combustibles fossiles comme matières premières en Alberta [110] et il semble en exister en Colombie-Britannique, au Nouveau-Brunswick, en Ontario, au Québec et en Saskatchewan. Cependant, à l'heure de

Tableau 3. Différences dans les lois et règlements applicables aux mécanismes d'approbation des projets commerciaux de production d'hydrogène.

Orientation et supervision	CAN	Alb.	C.-B.	Man.	T.-N.-L.	N.-B.	N.-É.	T.-N.-O.	Nt	Ont.	Î.-P.-É.	Qc	Sask.	Yn
Règlement sur les combustibles propres/ renouvelables	✓	✓	✓	✓	X	X	X	X	X	✓	X	X	✓	X
Loi et règlements sur la protection de l'environnement	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Loi et règlements sur l'eau	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Mécanismes génériques d'approbation de projet	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Production d'hydrogène reconnue comme activité désignée dans les lois et règlements ou par précédent	✓	✓	✓	X	X	X	✓	X	X	X	X	✓	X	X
Mécanismes d'approbation des projets de production d'hydrogène	X	✓	✓	?	?	?	✓	?	?	✓	?	?	✓	?
Aspects réglementés spécifiques à la production d'hydrogène	✓	X	✓	X	✓	X	X	X	X	✓	X	✓	✓	X

la rédaction du présent rapport, l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et la Colombie-Britannique sont les seules instances compétentes à avoir établi des mécanismes d'approbation de projet pour la production d'hydrogène qui sont explicitement mentionnés dans la législation ou fondés sur des précédents publiés et des activités désignées définies. Les organismes de réglementation ont également indiqué que les mécanismes d'approbation des projets pour la production d'hydrogène dans les territoires de compétence où les procédés ne sont pas déterminés auront besoin d'être réexaminés afin d'être harmonisés avec les lois et règlements en vigueur.

En 2022, *l'Energy Statutes Amendment Act* (ESAA, loi modifiant la loi sur l'énergie) de la Colombie-Britannique a modifié l'*Oil and Gas Activities Act* (loi sur les activités pétrolières et gazières) et l'a renommée *Energy Resource Activities Act* (ERAA, loi sur les activités liées aux ressources énergétiques) [111]. L'ERAA est entrée en vigueur en 2023 et comprend de nouvelles définitions qui mentionnent explicitement la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Les approbations de projet en Colombie-Britannique sont maintenant réglementées principalement par le British Columbia Energy Regulator (BCER, régie de l'énergie de la Colombie-Britannique) avec l'appui d'autres ministères et instances du gouvernement provincial, au besoin [112]. Le processus et les exigences en matière d'approbation de projet semblent clairement définis, mais restent encore à être mis à l'essai en vertu de la nouvelle législation. Au Québec, les émissions des projets de production d'hydrogène sont explicitement réglementées, mais les exigences relatives à l'approbation de projet ne sont pas claires. Dans toutes les autres provinces et tous les territoires,

des mécanismes d'approbation de projet semblent exister, mais il n'y a pas d'exemple d'approbation de projet dans le domaine public. Aucune demande de projet de production d'hydrogène n'a été soumise dans ces territoires de compétence (aucun précédent) ou les demandes et les approbations de projet précédentes ne sont pas accessibles au public.

L'annexe A décrit les exigences relatives aux demandes et aux approbations potentielles de projets de production d'hydrogène dans les provinces et les territoires du Canada. Actuellement, dans la plupart des provinces et des territoires, il n'existe pas de référence explicite à la production d'hydrogène dans les lois sur les ressources pétrolières et gazières, sur l'environnement et sur les ressources en eau, ni dans les règlements connexes.

À l'heure de la rédaction du présent rapport, c'est l'Alberta qui compte le plus grand nombre d'approbations de projets de production d'hydrogène accessibles au public. Dans toutes les autres provinces et tous les territoires, peu d'exigences relatives à l'approbation de projet sont publiées. La liste détaillée des activités désignées de l'Alberta fournit une orientation lorsque la production d'hydrogène est intégrée à des projets industriels plus importants à des fins précises ou pour la production autonome d'hydrogène sans fin précisée. La production autonome d'hydrogène semble être classée uniformément comme une usine de fabrication de produits chimiques relevant de la compétence du ministère de l'Environnement et des Zones protégées (*Environment and Protected Areas,* AEP) de l'Alberta. Toutefois, comme indiqué à l'annexe A (chapitre A.1.3), ce cadre peut être ambigu quant à l'organisme de réglementation compétent dans des scénarios uniques où plusieurs activités désignées se produisent simultanément dans le cas d'un grand projet industriel. Par exemple, l'approbation par l'AEP en 2014 accordée à Air Products pour la construction, l'exploitation et la réhabilitation du terrain de l'usine de fabrication de produits chimiques (hydrogène) au complexe Scotford de Shell Canada [112] démontre l'ambiguïté potentielle concernant l'organisme de réglementation compétent. Dans ce cas, l'hydrogène produit est destiné à la valorisation du bitume, au raffinage du pétrole en combustibles liquides et à la fabrication de produits chimiques. La valorisation du bitume pourrait être interprétée comme une activité d'une usine de traitement des sables bitumineux relevant de la compétence de la Régie de l'énergie de l'Alberta, comme d'autres fabricants d'hydrogène pour la valorisation du bitume. Cependant, l'ensemble du projet a été classé comme une activité d'une usine de fabrication de produits chimiques sous la responsabilité de l'AEP. Les raisons et considérations potentielles liées à cette décision sont abordées au chapitre A.1.3.

Les approbations de projets de production d'hydrogène accessibles dans le domaine public de l'Alberta démontrent les exigences relatives à certains aspects d'un projet, notamment les émissions atmosphériques, la production de déchets, la production et le traitement des eaux usées, la perturbation du sol, les réservoirs hors sol, la répartition des ressources en eau et les impacts sociaux et environnementaux. Cependant, ces exigences sont génériques et s'appliquent à de nombreuses activités industrielles. Elles ne sont pas spécifiques aux aspects du procédé de production d'hydrogène à proprement parler, y compris la conception des procédés, la sécurité, l'exploitation et le rendement. Les documents d'orientation internationaux examinés au chapitre 3.2.1 répondent à de nombreux besoins précis en matière de production d'hydrogène, y compris les mesures de sécurité locales et à l'échelle de l'installation, la purification, le stockage et l'évacuation de l'hydrogène ainsi que les pratiques exemplaires en matière de reformage du méthane à la vapeur et de production de gaz de synthèse. De plus, les approbations de projet en Alberta ne comportent pas d'exigence particulière concernant la gestion des risques ou la gestion des systèmes, hormis les exigences relatives à la qualité et aux opérations techniques énoncées dans la norme ISO/IEC 17025 [113] en matière d'agrément de l'analyse d'échantillons en laboratoire.

3.5 Recommandations de normalisation pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles

Les chapitres 3.2 et 3.3 ont mis en évidence un cadre complet de codes, de normes, de méthodes d'essai standard, de pratiques exemplaires et de règlements relatifs aux systèmes et aux sous-systèmes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. De nombreuses exigences actuelles découlent de règlements et de normes qui s'appliquent de manière générale à la fabrication de gaz et de produits chimiques dangereux. L'analyse des écarts du CNRC a examiné en détail les codes et les normes applicables [93]. Les recommandations présentées dans ce chapitre visent particulièrement à soutenir le déploiement commercial sécuritaire des méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.

> **Recommandation 1 :** Passer en revue les normes qui traitent de la sécurité et du traitement des combustibles fossiles pour la production d'hydrogène.

Plusieurs normes actuelles relatives aux systèmes et aux sous-systèmes communes à toutes les méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles ont été examinées au chapitre 3.2.1.1. Il est recommandé que les propriétaires de futurs projets de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Canada examinent et envisagent d'appliquer les normes suivantes pour accélérer le déploiement des technologies de production d'hydrogène :

- ANSI/AIAA G-095A, *Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems* [60];
- CGA G-5.5, *Standard for Hydrogen Vent Systems* [63];
- CGA H-13, *Hydrogen Pressure Swing Adsorber (PSA) Mechanical Integrity Requirements* [67];
- CGA P-89, *Prevention of Plant Instrument and Utility Gas System Cross Contamination* [70];
- CSA/ANSI FC 5, *Générateurs d'hydrogène faisant appel aux technologies du traitement du carburant – Partie 1 : Sécurité* [105] ;
- ISO/TS 19883, *Système d'adsorption modulée en pression pour la séparation et la purification de l'hydrogène* [75] ;
- ISO 26142, *Détecteurs d'hydrogène – Applications fixes* [76] ;
- NFPA 2, *Hydrogen Technologies Code* [77].

Le recours à ces normes aidera le développement précommercial des nouvelles technologies de production d'hydrogène et des prototypes de procédés à petite échelle à tirer profit des normes de conception établies pour la sécurité à l'échelle du système, la purification de l'hydrogène et les systèmes de stockage, qui sont communs à toutes les méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. La recommandation 1 vise principalement à sensibiliser les concepteurs de technologies de production d'hydrogène aux normes de sécurité actuelles qui pourraient être intégrées aux conceptions techniques détaillées à mesure que les procédés sont mis à l'échelle. Elle vise par ailleurs à réduire les coûts et le temps de déploiement commercial ainsi qu'à assurer la sécurité et la fiabilité du fonctionnement.

Dans le cadre de cette recommandation, l'expérience relative à l'utilisation de ces normes devrait être recueillie pour permettre aux parties concernées et aux organismes qui élaborent les normes d'évaluer la nécessité d'apporter des modifications aux normes actuelles ou de créer de nouvelles normes axées sur la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. En particulier, plusieurs normes de sécurité actuelles relatives à la production d'hydrogène devraient être examinées et prises en compte en vue de leur harmonisation dans une seule norme. Les normes ANSI/AIAA G-095A et NFPA 2 comportent plusieurs sections qui se chevauchent concernant la sécurité du système de production d'hydrogène, y compris des exigences relatives à la sécurité globale du système et aux plans d'urgence, à la tuyauterie, à l'évacuation, au stockage et aux mesures de contrôle et de protection contre les incendies et les explosions. La norme ISO 26142 recoupe également les normes ANSI/AIAA G-095A et NFPA 2 en ce qui a trait à la détection de l'hydrogène. Outre cela, les normes CGA H-13 et ISO/TS 19883 ont des domaines d'application similaires en termes d'exigences relatives à la conception et de considérations relatives aux matériaux de construction pour les unités d'adsorption modulée en pression utilisées dans la purification de l'hydrogène.

Recommandation 2 : Se reporter aux documents d'orientation existants relatifs à la production d'hydrogène dans les futures approbations réglementaires de projets commerciaux

Comme indiqué au chapitre 3.3, de nombreux aspects de la production d'hydrogène ne sont actuellement pas réglementés. Une exception réside dans l'exigence pour les reformeurs produisant moins de 33,5 kg de H_2/h de se conformer à la norme CSA/ANSI FC 5 dans plusieurs provinces qui ont adopté la norme CAN/BNQ 1784-000 [62]. Autrement, les documents d'orientation actuels peuvent être utilisés par les promoteurs de projets commerciaux à leur discrétion. La production commerciale d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Canada est actuellement réalisée en majorité par des entreprises ayant des décennies d'expérience dans la conception et l'exploitation. Cependant, en raison de l'émergence de plusieurs méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, la réglementation et la normalisation de certains sous-systèmes essentiels (p. ex., évacuation, purification du gaz) peuvent contribuer à assurer un déploiement sécuritaire.

Il est recommandé que les organismes de réglementation qui évaluent les demandes de projets commerciaux de production d'hydrogène se reportent aux codes, aux normes et aux pratiques exemplaires actuels spécifiques à la production d'hydrogène. Les documents d'orientation les plus pertinents mentionnés dans le présent rapport et qui pourraient être consultés par les organismes de réglementation dans le cadre des approbations de projets commerciaux sont les mêmes que ceux énumérés dans la recommandation 1. Ces documents sont considérés comme étant les plus pertinents, car ils s'appliquent à toutes les méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. La recommandation 2 vise à assurer un fonctionnement sécuritaire et fiable. Cela permettrait également aux promoteurs de projets d'utiliser les mêmes technologies commerciales ou des technologies similaires conçues selon ces normes dans de nombreux territoires de compétence.

Recommandation 3 : Établir des valeurs repères de rendement des procédés et des méthodes d'évaluation pour les grands projets de production d'hydrogène au Canada.

Il n'existe actuellement aucune méthode largement acceptée pour évaluer le rendement de la production d'hydrogène à grande échelle commerciale. La norme ISO 16110-2 fournit un cadre approprié pour l'analyse comparative et l'évaluation des procédés, mais s'applique uniquement aux taux de production d'hydrogène inférieurs à 400 Nm^3/h par générateur d'hydrogène [80], tandis que les grandes installations commerciales basées sur le reformage du méthane à la vapeur sont susceptibles de comprendre des reformeurs individuels qui produisent plus de 100 000 Nm^3/h. L'élaboration de méthodes d'essai standard pour tous les taux de production permettra de mieux quantifier le rendement des procédés de production en matière d'efficacité énergétique, d'émissions atmosphériques polluantes et d'intensité des émissions de GES des procédés. Ces méthodes seront utiles pendant le développement technologique, mais aussi pour les grands projets commerciaux en fournissant des données d'entrée normalisées pour l'analyse techno-économique et l'évaluation de la faisabilité commerciale. Cela aidera les concepteurs de technologies et les initiateurs de projets, les investisseurs, les utilisateurs de nouvelles technologies et les organismes de réglementation. La détermination des émissions de GES associées à la production d'hydrogène est traitée explicitement dans la norme ISO/TS 19870 [114].

Recommandation 4 : Élaborer une nouvelle norme définissant les exigences relatives à la sécurité pour les installations de production d'hydrogène à grande échelle.

Comme indiqué au chapitre 3.4.1 et dans l'analyse des écarts du CNRC, la norme CAN/BNQ 1784-000 [62] énumère les exigences d'installation de l'équipement de production d'hydrogène décentralisé à petite échelle produisant moins de 33,5 kg de H_2/h. L'élaboration d'une norme semblable aux normes ANSI/AIAA G-095A et NFPA 2, qui intègre les exigences d'installation, est recommandée pour les installations de production d'hydrogène à grande échelle produisant plus de 33,5 kg de H_2/h. Le rapport du CNRC a fait une recommandation semblable concernant les exigences relatives aux installations de production d'hydrogène à grande échelle [93].

De plus, il est recommandé que la nouvelle norme :

- comprenne les exigences relatives à d'autres procédés de production fondés sur les installations de surface à partir de combustibles fossiles récemment commercialisés ou approchant d'une utilisation à l'échelle commerciale (p. ex., pyrolyse du méthane et anaérocombustion) ;
- augmente la limite d'applicabilité pour inclure la production d'hydrogène à n'importe quelle échelle. Le rapport du CNRC suggère une limite d'applicabilité de 100 kg de H_2/h pour s'aligner sur les offres de produits commerciales (p. ex., production d'énergie sur place et stations-service). Cependant, il est recommandé d'envisager d'augmenter la limite d'applicabilité de plusieurs ordres de grandeur pour inclure une production commerciale centralisée à grande échelle.

> **Recommandation 5 :** Passer en revue la norme CSA B149.3 pour déterminer les modifications possibles dans le but d'inclure l'utilisation de l'hydrogène comme combustible dans les appareils à combustion.

Les procédés de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles utilisent généralement des appareils de chauffage au gaz naturel pour fournir de l'énergie au procédé. Alors que les entreprises envisagent l'utilisation de l'hydrogène comme du gaz combustible pour réduire les émissions de GES dans la production d'hydrogène, il est nécessaire de vérifier s'il serait possible de modifier la norme CSA B149.3 [71] pour l'appliquer à l'équipement à hydrogène. Actuellement, la norme CSA B149.3 est spécifique aux appareils fonctionnant au propane et au gaz naturel.

> **Recommendation 6:** Adopter une approche unique de quantification des émissions de GES pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.

À la suite de la recommandation 3, il est recommandé que l'ensemble des instances compétentes canadiennes utilisent une seule norme pour déterminer la quantification des émissions de GES pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Actuellement, le Règlement sur les combustibles propres du Canada [97] renvoie aux normes ISO 14064-2 et 14064-3 pour la quantification des émissions de GES. Cependant, toutes les provinces canadiennes n'ont pas mis en œuvre de programmes de compensation des émissions et n'ont donc pas encore adopté les normes ISO 14064-2 et 14064-3 pour l'élaboration d'un protocole de quantification des émissions. Il serait avantageux pour les initiateurs de projets régis par les instances compétentes canadiennes de suivre la même approche afin qu'ils n'aient pas à créer différents protocoles de quantification des émissions dans diverses provinces et divers territoires pour le même domaine d'application et le même type de projet.

> **Recommandation 7 :** Élaborer une norme relative à la future technologie de séparation gaz-solide dans le traitement de la pyrolyse du méthane.

Un développement technologique plus poussé sur la séparation gaz-solide dans le traitement de la pyrolyse du méthane est nécessaire pour soutenir tous les concepteurs de technologies en améliorant la qualité de l'hydrogène produit et la récupération du carbone solide produit, et en prévenant les émissions de nanoparticules de carbone dans les futurs projets commerciaux. Il est recommandé que les organismes qui élaborent les normes se tiennent au courant quant au niveau de maturité technologique de tels procédés.

> **Recommendation 8 :** Élaborer des méthodes d'essai standard pour évaluer le rendement du procédé de la gazéification in situ du pétrole lourd et du bitume

Les pratiques exemplaires relatives à la gazéification in situ du charbon publiées par le LLNL fournissent des directives complètes sur la conception et l'exploitation des installations de gazéification in situ du charbon [95]. Ces pratiques exemplaires, ainsi que de nombreuses directives provinciales actuelles pour la production pétrolière et gazière, sont censées constituer des directives complètes pour les projets de gazéification in situ de diverses sources d'hydrocarbures. Toutefois, les pratiques exemplaires de gazéification in situ du charbon ne font pas référence aux méthodes d'essai standard concernant l'évaluation du rendement du procédé pour

le pétrole lourd et le bitume comme matières premières ou la détermination des pertes liées à la production souterraine. Il est recommandé que les organismes de recherche et de développement technologique ainsi que les concepteurs de technologies collaborent à l'élaboration de méthodes d'essai standard à différentes échelles pour évaluer le rendement des procédés. Cependant, d'autres recherches sont nécessaires pour comprendre l'échelle des essais en laboratoire par rapport aux essais sur le terrain, dans le but de surmonter les difficultés techniques et de commercialisation suivantes : comprendre les voies réactionnelles fondamentales et la cinétique, déterminer les mécanismes de perte de production (p. ex., réactions indésirables, fuites de réservoir, intégrité du puits, fuites de surface) dans des formations et des terrains précis ainsi que mesurer et quantifier les pertes de production sur le terrain.

4 Conclusions

L'examen des normes, des codes et des pratiques exemplaires mené dans le cadre du présent rapport a permis d'isoler trois catégories principales de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles :

1. l'exploitation et la sécurité des procédés de production ;
2. le rendement des procédés de production ;
3. les spécifications et les mises à l'essai du produit

Les normes d'exploitation et de sécurité des procédés pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles sont exhaustives, et plusieurs normes de sécurité qui se chevauchent ont été repérées. Une norme d'évaluation du rendement des procédés a été isolée, mais elle s'applique seulement aux petits équipements de production d'hydrogène décentralisés produisant moins de 400 Nm^3/h. Trois spécifications des produits à base d'hydrogène et plusieurs méthodes d'essai standard à l'appui ont été trouvées pour couvrir un large éventail d'applications de l'hydrogène produit.

La réglementation des projets commerciaux de production d'hydrogène au Canada est répartie entre les instances fédérales, provinciales et territoriales. Chaque instance compétente canadienne semble disposer de mécanismes d'approbation pour les projets commerciaux, généralement mis en œuvre par les lois et règlements environnementaux de chaque province ou territoire. Il existe plusieurs aspects réglementés des activités industrielles génériques qui s'appliquent à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Au Canada, la façon dont l'hydrogène est produit et le recours à des normes spécifiques à la production sont laissés à la discrétion du promoteur ou du propriétaire du projet commercial, à l'exception de la norme CAN/BNQ 1784-000, qui a été adoptée dans les règlements sur la sécurité du gaz dans plusieurs provinces.

L'analyse des écarts a permis d'établir plusieurs défis et occasions liés à la normalisation de la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Canada. Plus important encore, en ce qui concerne les projets de production d'hydrogène centralisés à grande échelle, les normes de sécurité de la production d'hydrogène ne sont pas référencées par la réglementation. Il existe également des lacunes apparentes dans l'évaluation du rendement des procédés et la quantification des émissions de GES (bien que cette lacune soit censée être essentiellement ou partiellement résolue par la norme ISO/DTS 19870). En ce qui a trait aux méthodes précommerciales de production d'hydrogène, il existe une possibilité d'élaborer des pratiques exemplaires en matière de conception des procédés, de connaissances opérationnelles et d'expérience ainsi que d'élaborer des méthodes d'essai pour évaluer le rendement des procédés. Les concepteurs de technologies et les initiateurs de projets interrogés dans le cadre du présent rapport ont indiqué qu'il y a un manque général de clarté quant aux exigences d'approbation réglementaires des projets de production d'hydrogène dans la plupart des provinces et des territoires. Dans certains cas, les concepteurs de technologies et les initiateurs de projets ne savent pas qui est l'organisme de réglementation compétent dans une province ou un territoire donné.

Pour relever les défis et saisir les occasions provenant de l'analyse des écarts, les huit recommandations

suivantes sont proposées en matière de normalisation de la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles :

1. Passer en revue les normes qui traitent de la sécurité et du traitement des combustibles fossiles pour la production d'hydrogène ;
2. Consulter les documents d'orientation existants relatifs à la production d'hydrogène dans les futures approbations réglementaires de projets commerciaux ;
3. Établir des valeurs repères de rendement des procédés et des méthodes d'évaluation pour les grands projets de production d'hydrogène au Canada ;
4. Élaborer une nouvelle norme définissant les exigences relatives à la sécurité pour les installations de production d'hydrogène à grande échelle ;
5. Passer en revue la norme CSA B149.3 pour déterminer les modifications possibles dans le but d'inclure l'utilisation de l'hydrogène comme combustible dans les appareils à combustion ;
6. Adopter une approche unique de quantification des émissions de GES pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles ;
7. Élaborer une norme relative à la future technologie de séparation gaz-solide dans le traitement de la pyrolyse du méthane ;
8. Élaborer des méthodes d'essai standard dans le but d'évaluer le rendement du procédé pour la gazéification in situ du pétrole lourd et du bitume.

Références

[1] Ressources naturelles Canada. *Stratégie canadienne pour l'hydrogène*, Ressources naturelles Canada, Ottawa (Ontario), Canada, décembre 2020, 168 p. [En ligne]. Disponible : https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCan_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf

[2] D. B. Layzell, C. Young, J. Lof, J. Leary et S. Sit. *En route vers des systèmes énergétiques carboneutres au Canada : Un rôle clé pour l'hydrogène*, L'Accélérateur de transition, Canada, septembre 2020. [En ligne]. Disponible : https://transitionaccelerator.ca/towards-net-zero-energy-systems-in-canada-a-key-role-for-hydrogen/

[3] A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, et A. Kumar, "Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions," *Energy Convers Manag*, vol. 254, Feb. 2022, Art. no. 115245, https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245.

[4] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. *Changement climatique 2021 : Les bases scientifiques physiques. Contribution du Groupe de travail I au sixième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat,* V. Masson-Delmotte et coll., éditeurs. : Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, 2023. Doi: https://doi.org/10.1017/9781009157896

[5] B. Oliver, A. Davidson et G. K. Punia. *Classification avancée de l'hydrogène : analyse du cycle de vie et plus,* Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, août 2023, 63 p. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/wp-content/uploads/CSA-Group-Research-Advanced-Classification-of-Hydrogen.pdf

[6] L. Collins. "A wake-up call on green hydrogen: the amount of wind and solar needed is immense," RechargeNews.com, 20 mars 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.rechargenews.com/transition/a-wake-up-call-on-green-hydrogen-the-amount-of-wind-and-solar-needed-is-immense/2-1-776481

[7] D. Castelvecchi. "How the hydrogen revolution can help save the planet — and how it can't," Nature, vol. 611, n° 7936, 16 novembre 2022, p. 440-443. doi : https://doi.org/10.1038/d41586-022-03699-0.

[8] IInnovation, Sciences et Développement économique Canada. « Échelle des niveaux de maturité technologique de SIC », gouvernement du Canada. [En ligne]. Disponible : https://ised-isde.canada.ca/site/innovative-solutions-canada/en/isc-technology-readiness-level-scale (Consulté le 8 novembre 2023)

[9] T. Fuller. "Fuel cells and hydrogen production," dans Renewable Fuels: Sources, Conversion, and Utilization, J. O'Connor, B. Noble, and T. Lieuwen, éditeurs : Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, 2022, p. 161-192. doi : https://doi.org/10.1017/9781009072366.007

[10] A. Velazquez Abad et P. E. Dodds. "Production of hydrogen," dans *Encyclopedia of Sustainable Technologies,* M. A. Abraham, éditeur : Elsevier, Amsterdam, Pays-Bas, 2017, p. 293-304. doi : https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.10117-4.

[11] A. A. Ibrahim. "Hydrogen Production from light hydrocarbons," dans *Advances In Hydrogen Generation Technologies,* M. Eyvaz, éditeur : InTech, 2018. doi: 10.5772/intechopen.76813.

[12] T. Kang, R. Fan, P. Pranda, R. A. Gagliano et B. J. Jurcik, Jr. "Maximizing steam methane reformer combustion efficiency by pre-heating pre-reformed fuel gas," États-Unis, brevet n° 10 370 248 B2, 6 août 2018. [En ligne]. Disponible : https://image-ppubs.uspto.gov/dirsearch-public/print/downloadPdf/10370248

[13] C. M. Kalamaras et A. M. Efstathiou. "Hydrogen production technologies: Current state and future developments," *Conference Papers in Science*, vol. 2013, art. n° 690627, 2013. doi : https://doi.org/10.1155/2013/690627.

[14] Association canadienne de l'hydrogène et des piles à combustible (CHFCA). « Base de données sur la production d'hydrogène ». Chfca.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.chfca.ca/canadian-hydrogen-production-database/

[15] Linde Engineering. "Partial oxidation." Linde-engineering.com. [En ligne]. Disponible : https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/hydrogen_and_synthesis_gas_plants/gas_generation/partial_oxidation/index.html

[16] J. G. Speight. "The Fischer–Tropsch process," dans Gasification of Unconventional Feedstocks, Gulf Professional Publishing, 2014, p. 118-134. doi : https://doi.org/10.1016/B978-0-12-799911-1.00005-4

[17] Global Syngas Technologies Council. "Partial oxidation," Global Syngas Technologies Council. [En ligne]. Disponible : https://globalsyngas.org/syngas-technology/syngas-production/partial-oxidation/

[18] F. G. Kerry. *Industrial Gas Handbook: Gas Separation and Purification,* CRC Press, Boca Raton, FL, États-Unis, 2007, 552 p. doi : https://doi.org/10.1201/9781420008265

[19] D. H. Lee. "Hydrogen production via the Kværner process and plasma reforming," dans *Compendium of Hydrogen Energy,* V. Subramani, A. Basile, and T. N. Veziroğlu, éditeurs : Woodhead Publishing, 2015, p. 349-391. doi : https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-361-4.00012-1

[20] H. S. Das, M. F. F. Chowdhury, S. Li et C. W. Tan. "Fuel cell and hydrogen power plants," dans *Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrid*s, E. Kabalci, éditeur : Academic Press, 2021, p. 313-349. doi : https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821724-5.00009-X

[21] J. G. Speight. "Gasification processes for syngas and hydrogen production," dans *Gasification for Synthetic Fuel Production: Fundamentals, Processes and Applications*, R. Luque and J. G. Speight, éditeurs : Woodhead Publishing, 2015, p. 119-146. doi : https://doi.org/10.1016/B978-0-85709-802-3.00006-0

[22] Z. Salameh. "Energy storage," dans Renewable *Energy System Design*, Academic Press, 2014, p. 201-298. doi : https://doi.org/10.1016/B978-0-12-374991-8.00004-0

[23] National Energy Technology Laboratory. "Air products/Shell gasifiers," National Energy Technology Laboratory. [En ligne]. Disponible : https://netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/shell

[24] Canadian Clean Power Coalition. "Advanced IGCC: A final Phase III report," Canadian Clean Power Coalition, Regina (Saskatchewan), Canada, 2011, 30 p. [En ligne]. Disponible : https://albertainnovates.ca/app/uploads/2022/04/CCPC-E28093-Advanced-IGCC-E28093-Phase-3-Appendix-A.pdf

[25] National Energy Technology Laboratory. "Air Products slurry gasifiers (formerly GE Energy & originally Chevron Texaco)," National Energy Technology Laboratory. [En ligne]. Disponible : https://netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/ge

[26] National Energy Technology Laboratory. "Uhde – Prenflo," National Energy Technology Laboratory. [En ligne]. Disponible : https://netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/uhde-prenflo

[27] Zero CO_2. "Canadian Clean Power Coalition (CCPC)." zeroCO_2. [En ligne]. Disponible : http://www.zeroco$_2$.no/projects/developers/canadian-clean-power-coalition-ccpc

[28] Canadian Clean Power Coalition. "CCPC Phase V final report," Canadian Clean Power Coalition, Regina (Saskatchewan), Canada, 4 p. [En ligne]. Disponible : https://albertainnovates.ca/app/uploads/2022/04/CCPC-E28093-Phase-5-Final-Report.pdf

[29] Canadian Consulting Engineer. "Canada developing a clean coal plant," Canadian Consulting Engineer. [En ligne]. Disponible : https://www.canadianconsultingengineer.com/engineering/canada-developing-a-clean-coal-plant/1000027042/

[30] A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo et A. Kumar. "Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions," *Energy Conversion and Management*, vol. 254, 2022, art. n° 115245. doi : https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245.

[31] Alberta Major Projects. "Air Products hydrogen production and liquefaction facility," gouvernement de l'Alberta. [En ligne]. Disponible : https://majorprojects.alberta.ca/details/Air-Products-Hydrogen-Production-and-Liquefaction-Facility/4461

[32] National Energy Technology Laboratory. "Chemical looping combustion," National Energy Technology Laboratory. [En ligne]. Disponible : https://netl.doe.gov/node/7478

[33] A. Lyngfelt. "Chemical Looping Combustion: Status and Development Challenges," *Energy Fuels,* vol. 34, n° 8, 2020, p. 9077-9093. doi : https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01454.

[34] M. Rydén et A. Lyngfelt. "Using steam reforming to produce hydrogen with carbon dioxide capture by chemical-looping combustion," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, n° 10, 2006. p. 1271-1283. doi : https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.12.003.

[35] T. Czakiert, J. Krzywanski, A. Zylka et W. Nowak. "Chemical Looping Combustion: A Brief Overview," *Energies*, vol. 15, n° 4, 2022, art. n° 1563. doi : https://doi.org/10.3390/en15041563.

[36] J. Ströhle, M. Orth et B. Epple. "Design and operation of a 1 MWth chemical looping plant," *Applied Energy*, vol. 113, 2014, p. 1490-1495. doi : https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.008.

[37] A. Lyngfelt. "Oxygen Carriers for Chemical Looping Combustion – 4 000 h of Operational Experience," *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Énergies nouvelles*, vol. 66, n° 2, 2011, p. 161-172. doi : https://doi.org/10.2516/ogst/2010038.

[38] L.-S. Fan. *Chemical Looping Partial Oxidation: Gasification, Reforming, and Chemical Syntheses*, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, 2017. doi : https://doi.org/10.1017/9781108157841

[39] Babcock & Wilcox. "BrightLoop™ Low-Carbon Hydrogen Production." Babcock.com. [En ligne]. Disponible : https://www.babcock.com/home/environmental/decarbonization/chemical-looping

[40] A. Galloy, J. Ströhle et B. Epple. "Design and operation of a 1MWth carbonate and chemical looping CCS test rig," *VGB PowerTech*, vol. 91, 2011, p. 64-68. [En ligne]. Disponible : https://www.researchgate.net/publication/279653711_Design_and_operation_of_a_1MWth_carbonate_and_chemical_looping_CCS_test_rig

[41] M. Haaf, J. Hilz, J. Peters, A. Unger, J. Ströhle et B. Epple. "Operation of a 1 MWth calcium looping pilot plant firing waste-derived fuels in the calciner," *Powder Technology,* vol. 372, 2020, p. 267-274. doi : https://doi.org/10.1016/j.powtec.2020.05.074.

[42] Université d'État de l'Ohio. "L.-S. Fan Facility for Clean Energy Research." Cbe.osu.edu. [En ligne]. Disponible : https://cbe.osu.edu/l-s-fan-facility-clean-energy-research

[43] Babcock & Wilcox. "Babcock & Wilcox Signs Exclusive Global Licensing Agreement with Ohio State Innovation Foundation for Innovative Chemical Looping Technology for Decarbonization and Hydrogen Production, Further Enhancing B&W's BrightLoopTM Offering," Babcok & Wilcox, 2 juin 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.babcock.com/home/about/corporate/news/babcock-and-wilcox-signs-exclusive-global-licensing-agreement-with-ohio-state-innovation-foundation-for-innovative-chemical-looping-technology-for-decarbonization-and-hydrogen-production-further-enhancing-bandw-s-brightloop-sup-tm-sup-offering

[44] Y. Yuan. "Multi-scale Modelling of Oxygen Carriers in Chemical Looping Combustion Process," Thèse (Ph.D.), Département de génie chimique, Université de Waterloo, Waterloo (Ontario), Canada, 2021. [En ligne]. Disponible : http://hdl.handle.net/10012/16625

[45] A. MacKenzie, D. L. Granatstein, E. J. Anthony et J. C. Abanades. "Economics of CO_2 Capture Using the Calcium Cycle with a Pressurized Fluidized Bed Combustor," Energy Fuels, vol. 21, n° 2, 2007, p. 920-926. doi : https://doi.org/10.1021/ef0603378.

[46] K. Wittich, M. Krämer, N. Bottke et S. A. Schunk. "Catalytic Dry Reforming of Methane: Insights from Model Systems," ChemCatChem, vol. 12, n° 8, 2020, p. 2130-2147. doi : https://doi.org/10.1002/cctc.201902142.

[47] B. R. De Vasconcelos et J.-M. Lavoie, "Is dry reforming the solution to reduce natural gas carbon footprint?" *International Journal of Energy Production and Management*, vol. 3, n°. 1, pp. 44–56, 2018, https://doi.org/10.2495/EQ-V3-N1-44-56.

[48] R. Zubrin, J. Henri, M. Berggren et D. Hussain. "High-Value Synthetic Chemicals and Gasoline Drop-In Liquid Fuels From Canada's CO_2 and Flare Gas Emissions: Butanol From Greenhouse Gases," Climate Change and Emissions Management Corporation, Sherwood Park (Alberta), Canada, 27 mai 2016, 11 p. [En ligne]. Disponible : https://www.eralberta.ca/wp-content/uploads/2017/05/K130071-Pioneer-BFGG-Final-Report-Public.pdf

[49] BASF Catalysts division. "SYNSPIRETM Catalysts for Dry Reforming." Catalysts.basf.com. [En ligne]. Disponible : https://catalysts.basf.com/industries/chemical/syngas-catalysts/synspire-dry-reforming-catalysts

[50] P. R. Kapadia, J. (Jacky) Wang, M. S. Kallos et I. D. Gates. "Practical process design for in situ gasification of bitumen," Applied Energy, vol. 107, 2013, p. 281-296. doi : https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.035.

[51] Canadian Clean Power Coalition. "In-situ coal gasification: A final Phase IV report," Canadian Clean Power Coalition, Regina (Saskatchewan), Canada, avril 2014, 11 p. [En ligne]. Disponible : https://albertainnovates.ca/app/uploads/2022/04/CCPC-E28093-Insitu-Coal-Gasification-E28093-Phase-4-Appendix-C.pdf

[52] Proton Technologies. "Big Hydrogen Production Plans of Proton Technologies," Financial Post, 10 mars 2021. [En ligne]. Disponible : https://financialpost.com/pmn/press-releases-pmn/business-wire-news-releases-pmn/big-hydrogen-production-plans-of-proton-technologies

[53] H. F. Abbas et W. M. A. Wan Daud. "Hydrogen production by methane decomposition: A review," I*nternational Journal of Hydrogen Energy,* vol. 35, n° 3, 2010, p. 1160-1190. doi : https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.11.036.

[54] N. Sánchez-Bastardo, R. Schlögl et H. Ruland. "Methane Pyrolysis for Zero-Emission Hydrogen Production: A Potential Bridge Technology from Fossil Fuels to a Renewable and Sustainable Hydrogen Economy," *Industrial & Engineering Chemestry Research*, vol. 60, n° 32, 2021, p. 1855-11881. doi : https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c01679.

[55] R. Daliah. "Technology landscape: Key players in methane pyrolysis," Lux Research, 3 mai 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.luxresearchinc.com/blog/technology-landscape-key-players-in-methane-pyrolysis/

[56] Hydrogen Europe, DVWG. "Pyrolysis – Potential and possible applications of a climate-friendly hydrogen production," *Energie – Wasser-Praxis Kompak*t, octobre 2022, 40 p. [En ligne]. Disponible : https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/10/ewp_kompakt_pyrolyse_english_web.pdf

[57] C. Murkin et J. Brightling. "Eighty Years of sSeam Reforming," *Johnson Matthey Technology Review*, vol. 60, n° 4, 2016, p. 263-269. doi : https://doi.org/10.1595/205651316X692923.

[58] Hydrogen Tools. "Gaseous Hydrogen Properties and Behaviors." H2tools.org. [En ligne]. Disponible : https://$h_2$tools.org/gaseous-hydrogen-properties-and-behaviors

[59] Hydrogen Tools. "Hydrogen Compared with Other Fuels." H2tools.org. [En ligne]. Disponible : https://$h_2$tools.org/hydrogen-compared-other-fuels

[60] American Institute of Aeronautics and Astronautics (AIAA). *Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems,* ANSI/AIAA G-095A, American Institute of Aeronautics and Astronautics, Reston, VA, États-Unis, 2017. [En ligne]. Disponible : https://webstore.ansi.org/standards/aiaa/ansiaiaa095a2017

[61] American Society of Mechanical Engineers (ASME). *Hydrogen Piping and Pipelines,* B31.12, American Society of Mechanical Engineers, New York, NY, États-Unis, 2020, 268 p. [En ligne]. Disponible : https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines

[62] Bureau de normalisation du Québec (BNQ). *Code canadien d'installation de l'hydrogène,* CAN/BNQ 1784-000, Bureau de normalisation du Québec, Québec (Québec), Canada, 2022, 93 p. [En ligne]. Disponible : https://www.bnq.qc.ca/en/standardization/hydrogen/canadian-hydrogen-installation-code.html

[63] Compressed Gas Association (CGA)*. Standard for Hydrogen Vent Systems,* CGA G-5.5, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2021, 17 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=G-5.5

[64] Compressed Gas Association (CGA). *Combustion Safety for Steam Reformer Operation,* CGA H-10, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2018, 20 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=H-10

[65] Compressed Gas Association (CGA). *Safe Startup and Shutdown Practices for Steam Reformers,* CGA H-11, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2020, 19 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=H-11

[66] Compressed Gas Association (CGA). *Mechanical Integrity of Syngas Outlet Systems,* CGA H-12, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2015, 23 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=H-12

[67] Compressed Gas Association (CGA). *Hydrogen Pressure Swing Adsorber (PSA) Mechanical Integrity Requirements,* CGA H-13, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2023, 22 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=H-13

[68] Compressed Gas Association (CGA). *HP Plant Gas Leak Detection and Response Practices,* CGA H-14, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2018, 15 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=H-14

[69] Compressed Gas Association (CGA). *Safe Catalyst Handling in HP Plants,* CGA H-15, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2020, 20 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=H-15

[70] Compressed Gas Association (CGA). *Prevention of Plant Instrument and Utility Gas System Cross Contamination,* P-89, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2021, 19 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=P-89

[71] Association canadienne de normalisation. *Code d'approbation sur place des appareils à combustible et appareillages,* CSA B149.3, Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/store/product/CSA_B149.3:20_OT/

[72] Organisation internationale de normalisation. *Dispositifs de sécurité pour protection contre les pressions excessives – Partie 1 : Soupapes de sûreté, ISO 4126-1,* Organisation internationale de normalisation (ISO), Genève, Suisse, 2013, 14 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/50826.html

[73] Association canadienne de normalisation. *Gestion de la sécurité opérationnelle, CSA Z767,* Association canadienne de normalisation, Toronto (Ontario), Canada, 2017, 47 p. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/store/product/CAN-CSA-Z767-17/

[74] Organisation internationale de normalisation. *Considérations fondamentales pour la sécurité des systèmes à l'hydrogène,* ISO/TR 15916, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2015, 62 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/56546.html

[75] Organisation internationale de normalisation. *Système d'adsorption modulée en pression pour la séparation et la purification de l'hydrogène,* ISO/TS 19883, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2017, 15 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/61169.html

[76] Organisation internationale de normalisation. *Détecteurs d'hydrogène – Applications fixes, ISO 26142, Organisation internationale de normalisation,* Genève, Suisse, 2010, 27 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/52319.html

[77] National Fire Protection Association. *Hydrogen Technologies Code,* NFPA 2, National Fire Protection Association, Quincy, MA, États-Unis, 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.nfpa.org/codes-and-standards/2/2?l=75

[78] ASTM International. *Standard Test Method for Hydrogen Chemisorption on Supported Platinum Catalysts by Volumetric Vacuum Method, ASTM D3908,* ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2020, 5 p. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/d3908-20.html

[79] ASTM International. "Catalyst standards." Astm.org. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/products-services/standards-and-publications/standards/catalyst-standards.html

[80] Organisation internationale de normalisation. *Générateurs d'hydrogène faisant appel aux technologies du traitement du carburant – Partie 2 : Méthodes d'essai de rendement,* ISO 16110-2, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2010, 38 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/41046.html

[81] Compressed Gas Association (CGA). *Commodity Specification for Hydrogen,* CGA G-5.3, Compressed Gas Association, McLean, VA, États-Unis, 2017, 11 p. [En ligne]. Disponible : https://portal.cganet.com/Publication/Details.aspx?id=G-5.3

[82] Organisation internationale de normalisation. *Qualité du carburant hydrogène – Spécification de produit,* ISO 14687, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2019, 17 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/69539.html

[83] SAE International. *Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles,* SAE J2719, SAE International, Warrendale, PA, États-Unis, 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.sae.org/standards/content/j2719_202003/

[84] ASTM International. *Standard Test Method for Hydrogen Purity Analysis Using a Continuous Wave Cavity Ring-Down Spectroscopy Analyzer,* ASTM D7941/D7941M, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2023, 10 p. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/d7941_d7941m-23.html

[85] ASTM International. *Standard Test Method for Visualizing Particulate Sizes and Morphology of Particles Contained in Hydrogen Fuel by Microscopy,* ASTM D7634, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2017, 6 p. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/d7634-10r17.html

[86] SASTM International. *Standard Test Method for Determination of Trace Carbon Dioxide, Argon, Nitrogen, Oxygen and Water in Hydrogen Fuel by Jet Pulse Injection and Gas Chromatography/Mass Spectrometer Analysis,* ASTM D7649, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/d7649-19.html

[87] ASTM International. *Standard Test Method for Determination of Total Organic Halides, Total Non-Methane Hydrocarbons, and Formaldehyde in Hydrogen Fuel by Gas Chromatography/Mass Spectrometry,* ASTM D7892, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2022, 7 p. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/d7892-22.html

[88] ASTM International. *Standard Test Method for Determination of Trace Gaseous Contaminants in Hydrogen Fuel by Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy,* ASTM D7653, ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2018, 13 p. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/d7653-18.html

[89] ASTM International. *Trace Hydrocarbons in Hydrogen, Hydrocarbon Gases or LPG by GC, ASTM UOP899,* ASTM International, West Conshohocken, PA, États-Unis, 2004, 12 p. [En ligne]. Disponible : https://www.astm.org/uop899-04.html

[90] A. S. Brown, A. Murugan et R. J. C. Brown. "Measurement of 'total halogenated compounds' in hydrogen: Is the ISO 14687 specification achievable?" *Accreditation and Quality Assurance*, vol. 20, n° 3, 2015, p. 223-227. doi : http://doi.org/10.1007/s00769-015-1135-2.

[91] C. Rivkin, R. Burgess et W. Buttner. "Hydrogen technologies safety guide," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, États-Unis, réf. NREL/TP-5400-60948, janvier 2015. [En ligne]. Disponible : https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/60948.pdf

[92] Hydrogen Tools. "Best practices overview." H2tools.org. [En ligne]. Disponible : https://h2tools.org/bestpractices/best-practices-overview (Consulté le 1er mars 2023)

[93] M. Hernandez et coll. "NRCan hydrogen codes and standards gap analysis project," Conseil national de recherches Canada, Ottawa (Ontario), Canada, réf. NRC – EME 56449, avril 2022, 202 p. [En ligne]. Disponible : https://nrc-publications.canada.ca/eng/view/ft/?id=6d14bc19-30b8-4c59-bb26-513dd983d3d7

[94] H. A. Long et coll. *Guidelines/handbook for the design of modular gasification systems*, National Energy Technology Laboratory, Ministère de l'Énergie des États-Unis, Pittsburgh, PA, États-Unis, réf. DOE/NETL-2022/3209, 2022, 244 p. [En ligne]. Disponible : https://netl.doe.gov/sites/default/files/2022-07/Gasification%20Handbook.pdf

[95] E. Burton, J. Friedmann et R. Upadhye. *Best practices in underground coal gasification,* Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore, CA, États-Unis, réf. LLNL-TR-225331, décembre 2019, 120 p.. doi : https://doi.org/10.2172/1580018

[96] S. Duncanson et J. Baker. *Emerging technologies in energy: Environmental and regulatory considerations for Western Canada – Blue hydrogen,* Osler, Hoskin, and Harcourt, LLP, Calgary (Alberta), Canada, mars 2021, 20 p. [En ligne]. Disponible : https://www.osler.com/osler/media/Osler/infographics/Osler_Emerging-technologies-in-energy_Blue-hydrogen.pdf

[97] Gouvernement du Canada. *Règlement sur les combustibles propres,* DORS/2022-140, 2022. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2022-140/

[98] Gouvernement du Canada. *Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail,* DORS/86-304, 1986. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-86-304/FullText.html

[99] Gouvernement du Canada. *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, L.C. 1999, ch. 33, 1999. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/C-15.31/

[100] Organisation internationale de normalisation. *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Principes et cadre,* ISO 14040, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2006, 20 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/37456.html

[101] Organisation internationale de normalisation. *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices,* ISO 14044, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2006, 46 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/38498.html

[102] Organisation internationale de normalisation. *Gaz à effet de serre – Partie 2 : Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la rédaction de rapports sur les réductions d'émissions ou les accroissements de suppressions des gaz à effet de serre,* ISO 14064-2, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2019, 26 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/66454.html

[103] Organisation internationale de normalisation. *Gaz à effet de serre – Partie 3 : Spécifications et lignes directrices pour la vérification et la validation des déclarations des gaz à effet de serre,* ISO 14064-3, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2019, 54 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/66455.html

[104] Gouvernement du Canada. *Code canadien du travail,* L.R.C. (1985), ch. L-2, 1985. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/L-2/FullText.html

[105] Association canadienne de normalisation. *Générateurs d'hydrogène faisant appel aux technologies du traitement du carburant – Partie 1 : Sécurité,* CSA/ANSI FC 5, Association canadienne de normalisation, Toronto, Ontario, Canada, 2021, 128 p. [En ligne]. Disponible : https://www.csagroup.org/store/product/CSA-ANSI%20FC%205:21/

[106] Gouvernement du Canada. *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, L.C. 2019, ch. 28, art. 10, 23 août 2022. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/C-15.1/FullText.html

[107] Ville d'Edmonton. "New commercial building," Edmonton.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.edmonton.ca/business_economy/new-commercial-building

[108] IEAGHG. "The Carbon Capture Project at Air Products' Port Arthur Hydrogen Production Facility," IEAGHG, Cheltenham, Royaume-Uni, décembre 2018, 69 p. [En ligne]. Disponible : https://ieaghg.org/publications/technical-reports/reports-list/9-technical-reports/956-2018-05-the-ccs-project-at-air-products-port-arthur-hydrogen-production-facility

[109] Commission électrotechnique internationale. *Atmosphères explosives – Partie 10-1 : classement des emplacements – Atmosphères explosives gazeuses,* IEC 60079-10-1, Commission électrotechnique internationale, Genève, Suisse, 2020, 236 p. [En ligne]. Disponible : https://webstore.iec.ch/publication/63327

[110] Gouvernement de l'Alberta. *Approval no. 264422-00-00, Construction, operation and reclamation of the Scotford Chemical (Hydrogen) Manufacturing Plant, ministère de l'Environnement et du développement durable des ressources,* Edmonton (Alberta), Canada, 6 juin 2014, 35 p. [En ligne]. Disponible : https://avw.alberta.ca/pdf/00264422-00-00.pdf

[111] BBC Energy Regulator (BCER). "BC Energy Regulator mandate expands on September 1 (IU 2023-15)." British Columbia Energy Regulator, 1er septembre 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.bc-er.ca/news/bc-energy-regulator-mandate-expands-on-september-1-iu-2023-15/

[112] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Energy Statutes Amendment Act*, S.B.C. 2022, c. 42, 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.leg.bc.ca/Pages/BCLASS-Legacy.aspx#%2Fcontent%2Fdata%2520-%2520ldp%2Fpages%2F42nd3rd%2F3rd_read%2Fgov37-3.htm

[113] Organisation internationale de normalisation. *Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais,* ISO/IEC 17025, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2017, 8 p. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/publication/PUB100424.html

[114] Organisation internationale de normalisation. *Méthodologie pour déterminer les émissions de gaz à effet de serre associées à la production, au conditionnement et au transport de l'hydrogène jusqu'au point de consommation,* ISO/TS 19870, Organisation internationale de normalisation, Genève, Suisse, 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.iso.org/standard/65628.html

[115] Gouvernement de l'Alberta. *Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c. E-12, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2023, 172 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=E12.cfm&leg_type=Acts&isbncln=9780779840496

[116] Gouvernement de l'Alberta. *Oil and Gas Conservation Act,* RSA 2000, c. O-6, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2023, 88 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=O06.cfm&leg_type=Acts&isbncln=9780779839612

[117] Gouvernement de l'Alberta. *Coal Conservation Act,* RSA 2000, c. C-17, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2022, 36 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=c17.cfm&leg_type=Acts&isbncln=9780779836840

[118] Gouvernement de l'Alberta. *Water Act,* RSA 2000, c. W-3, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2023, 144 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=W03.cfm&leg_type=Acts&isbncln=9780779840243

[119] Gouvernement de l'Alberta. *Approval no. 206969-01-00, Construction, operation and reclamation of the Chemical Manufacturing Plant (Edmonton Hydrogen Plant),* ministère de l'Environnement et des Parcs, Edmonton (Alberta), Canada, 31 mai 2016, 26 p. [En ligne]. Disponible : https://avw.alberta.ca/pdf/00206969-01-00.pdf

[120] Gouvernement de l'Alberta. Approval no. 480472-00-00, *Construction, operation and reclamation of the Edmonton 3 Hydrogen Plant (a combined chemical manufacturing and power plant), ministère de l'Environnement et des Parcs*, Edmonton (Alberta), Canada, 26 août 2022, 39 p. [En ligne]. Disponible : https://avw.alberta.ca/pdf/00480472-00-00.pdf

[121] Gouvernement de l'Alberta. *Licence to Divert Water no. 00337278-00-00, ministère de l'Environnement et du développement durable des ressources*, Edmonton (Alberta), Canada, 6 juin 2014, 6 p. [En ligne]. Disponible : https://avw.alberta.ca/pdf/00337278-00-00.pdf

[122] Gouvernement de l'Alberta. *Activities Designation Regulation*, Alta Reg 276/2003, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2023, 52 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=2003_276.cfm&leg_type=Regs&isbncln=9780779832965

[123] Gouvernement de l'Alberta. *Approvals and Registrations Procedure Regulation*, Alta Reg 113/1993, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2013, 12 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=1993_113.cfm&leg_type=Regs&isbncln=9780779772216

[124] Gouvernement de l'Alberta. *Environmental Assessment (Mandatory and Exempted Activities) Regulation*, Alta Reg 54/2017, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2017, 8 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=1993_111.cfm&leg_type=Regs&isbncln=9780779796250

[125] Gouvernement de l'Alberta. *Coal Conservation Rules,* Alta Reg 270/1981, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2022, 48 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=1981_270.cfm&leg_type=Regs&isbncln=9780779833375

[126] Gouvernement de l'Alberta. *Approval no. 94-03-00, Construction, operation and reclamation of the Suncor Energy Inc. Oil Sands Processing Plant and Mine*, Régie de l'énergie de l'Alberta, Edmonton (Alberta), Canada, 12 juin 2019, 115 p. [En ligne]. Disponible : https://avw.alberta.ca/pdf/00000094-03-00.pdf

[127] Gouvernement de l'Alberta. *Approval no. 00000026-03-00, Construction, operation and reclamation of the Mildred Lake Oil Sands Processing Plant and Mine, Aurora North Oil Sands Processing Plant and Mine, and Aurora South Oil Sands Processing Plant and Mine,* Régie de l'énergie de l'Alberta, Gouvernement de l'Alberta, Edmonton (Alberta), Canada, 18 juin 2020, 120 p. [En ligne]. Disponible : https://avw.alberta.ca/pdf/00000026-03-00.pdf

[128] Shell Canada. « Scotford ». Shell.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/scotford.html

[129] Agence de protection de l'environnement de l'Alberta. *Alberta Stack Sampling Code, Agence de protection de l'environnement de l'Alberta,* Edmonton (Alberta), Canada, 1995, 440 p. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/publications/alberta-stack-sampling-code

[130] Centre environnemental de l'Alberta. *Methods Manual for Chemical Analysis of Atmospheric Pollutants, 4e édition, Centre environnemental de l'Alberta*, Vegreville (Alberta), Canada, 1993, 336 p. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/dataset/efdfaf7b-0b20-4c47-8eef-dd9279f8a7ce/resource/5368e9d9-5d6f-4dfc-aacd-05640faf3e10/download/15380501993methods-manual-for-chemical-analysis-of-atmospheric-pollutant1995-05.pdf

[131] Ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta. *Air Monitoring Directive, ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta,* Edmonton (Alberta), Canada, 2016. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/publications/air-monitoring-directive-2016

[132] Ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta. *Continuous Emission Monitoring System (CEMS) Code, ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta,* Edmonton (Alberta), Canada, 2021 p, 111. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/dataset/1b436ca8-0c9a-427b-861b-4c883e708904/resource/9a9ff158-d859-4056-8c2c-86cb8098b0a0/download/aep-continuous-emission-monitoring-system-cems-code-2021.pdf

[133] Ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta. *Electronic Reporting of Continuous Emission Monitoring (CEMS) Information User Manual, Version 3.0, ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta,* Edmonton (Alberta), Canada, 2021. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/publications/cems-user-manual-version-3

[134] American Public Health Association. *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater,* 24e édition, American Public Health Association, American Water Works Association, and Water Environment Federation : APHA Press, Washington, DC, États-Unis, 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.standardmethods.org/

[135] Gouvernement de l'Alberta. *Soil Monitoring Directive, gouvernement de l'Alberta,* Edmonton (Alberta), Canada, 2009, 32 p. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/dataset/237d66fc-2347-41f4-820b-e950c7e75542/resource/df94722f-7333-429b-9344-0be8f5ebd063/download/2009-soilmonitoringdirective-may2009a.pdf

[136] T. Macyk, L. Brocke, J. Fujikawa, J. Hermans et D. McCoy. "Soil quality criteria relative to disturbance and reclamation," Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et du développement rural de l'Alberta, Edmonton (Alberta), Canada, 2004, 51 p. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/dataset/3b50c87e-6fb7-48d6-81cb-b930b8cf1ff1/resource/bd3a4e3d-126d-42fa-b1b2-e9a75edfbf54/download/sq-criteria-relative-to-disturbance-reclamation.pdf

[137] Ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta. *Directive for Monitoring the Impact of Sulphur Dust on Soils,* ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta, Edmonton (Alberta), Canada, 2015, 42 p. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/dataset/868fc234-4dac-4429-a21a-470e7c7ee6a8/resource/970da276-9c6a-4278-bf52-575a39fa9419/download/2015-monitoringimpactsulphurdust-2015a.pdf

[138] U.S. Environmental Protection Agency. *"Test Methods for Evaluating Solid Waste: Physical/Chemical Methods Compendium,* SW-846," U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, États-Unis, 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.epa.gov/hw-sw846

[139] F. P. Dieken. *Methods Manual for Chemical Analysis of Water and Wastes,* Centre environnemental de l'Alberta, Vegreville (Alberta), Canada,1996.

[140] U.S. Environmental Protection Agency. *Toxicity Characteristic Leaching Procedure,* SW-846 Method 1311, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, États-Unis, 1992, 35 p. [En ligne]. Disponible : https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-12/documents/1311.pdf

[141] Gouvernement de l'Alberta. *Guidelines for Secondary Containment for Above Ground Storage Tanks, gouvernement de l'Alberta,* Edmonton (Alberta), Canada, 16 mai 1997, 1 p. [En ligne]. Disponible : https://open.alberta.ca/dataset/4334184d-a08b-4557-858b-1b446f0f581a/resource/3735b7fd-cdd1-48a8-8e95-44d192afef08/download/22297441997guidelinessecondarycontainment.pdf

[142] Gouvernement de l'Alberta. *Oil and Gas Conservation Rules,* Alta Reg 151/1971, Edmonton (Alberta), Canada, Alberta King's Printer, 2023, 144 p. [En ligne]. Disponible : https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=1971_151.cfm&leg_type=Regs&isbncln=9780779837137

[143] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Water Sustainability Act,* SBC 2014, c. 15, 2014. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/14015

[144] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Environmental Assessment Act,* SBC 2108, c. 51, 2018. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/18051

[145] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Energy Resource Activities Act,* SBC 2008, c. 36, 2023. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/08036_01

[146] BC Gov News. "B.C. modernizes oil, gas, energy regulator board." News.gov.bc.ca. [En ligne]. Disponible : https://news.gov.bc.ca/releases/2023EMLI0007-000209

[147] Régie de l'énergie de la Colombie-Britannique. *Oil and Gas Activity Application Manual,* Version 1, Régie de l'énergie de la Colombie-Britannique, Victoria (Colombie-Britannique), Canada, 2023, 315 p. [En ligne]. Disponible : https://www.bc-er.ca/energy-professionals/application-documentation/oil-and-gas-activity-application-manual/

[148] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Reviewable Projects Regulation,* B.C. Reg. 243/2019, O.C. 607/2019, 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/243_2019

[149] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Oil and Gas Processing Facility Regulation*, B.C. Reg. 48/2021, 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/48_2021

[150] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Requirements for Consultation and Notification Regulation,* B.C. Reg. 50/2021, 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/50_2021/

[151] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Environmental Protection and Management Regulation*, B.C. Reg. 200/2010, O.C. 435/2010, 2010. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/200_2010

[152] Gouvernement de la Colombie-Britannique. *Water Sustainability Regulation,* B.C. Reg. 36/2016, O.C. 110/2016, 2016. [En ligne]. Disponible : https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/36_2016

[153] Gouvernement du Manitoba. *Loi sur le pétrole et le gaz naturel,* c. O34 de la C.P.L.M., 1993. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/statutes/ccsm/o034.php

[154] Gouvernement du Manitoba. *Loi sur les droits d'utilisation de l'eau*, C.P.L.M. c. W 80, 2019. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/statutes/ccsm/w080.php

[155] Gouvernement du Manitoba. *Loi sur l'environnement,* c. E125 de la C.P.L.M., 2023. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/statutes/ccsm/e125.php

[156] Gouvernement du Manitoba. *Règlement sur les droits d'utilisation de l'eau,* R.M. 126/87, 1987. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/regs/current/_pdf-regs.php?reg=126/87

[157] Gouvernement du Manitoba. *Règlement sur les diverses catégories d'exploitations,* R.M. 164/88, 1988. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/regs/current/_pdf-regs.php?reg=164/88

[158] Gouvernement du Manitoba. *Règlement sur le recouvrement des frais d'audiences relatives aux évaluations du milieu,* R.M. 210/92, 1992. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/regs/current/210-92.php

[159] Gouvernement du Manitoba. *Règlement sur l'évaluation conjointe du milieu,* R.M. 126/91, 1991. [En ligne]. Disponible: https://web2.gov.mb.ca/laws/regs/current/_pdf-regs.php?reg=126/91

[160] Gouvernement du Manitoba. *Règlement sur les règles applicables aux demandes de licences*, R.M. 163/88, 1988. [En ligne]. Disponible : https://web2.gov.mb.ca/laws/regs/current/163-88.php

[161] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, 1990. *Petroleum and Natural Gas Act,* RSNL 1990, c. P-10, 2019. [En ligne]. Disponible : https://www.assembly.nl.ca/legislation/sr/statutes/p10.htm

[162] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Water Resources Act,* SNL 2002, c. W-4.01, 2002. [En ligne]. Disponible : https://www.assembly.nl.ca/legislation/sr/statutes/w04-01.htm

[163] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Environmental Protection Act*, SNL 2002, c. E-14.2, 2002. [En ligne]. Disponible : https://www.assembly.nl.ca/legislation/sr/statutes/e14-2.htm

[164] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. "Regulations and guidelines." Gov.nl.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.gov.nl.ca/iet/energy/petroleum/onshore/guidelines/

[165] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. "Water resources management division." Gov.nl.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.gov.nl.ca/ecc/waterres-2/

[166] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. "Environmental assessment division." Gov.nl.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.gov.nl.ca/ecc/envassessment/

[167] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Petroleum Regulations,* NLR 1151/96, 2006. [En ligne]. Disponible : https://www.assembly.nl.ca/Legislation/sr/regulations/rc961151.htm

[168] Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Environmental Assessment Regulations*, NLR 54/03, 2003. [En ligne]. Disponible : https://www.assembly.nl.ca/Legislation/sr/Regulations/rc030054.htm

[169] Gouvernement du Nouveau-Brunswick. *Loi sur l'assainissement de l'environnement*, L.R.N.B. 1973, ch. C-6, 1973. [En ligne]. Disponible : https://laws.gnb.ca/en/document/cs/C-6

[170] Gouvernement du Nouveau-Brunswick. *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement*, N.-B. Règl. 87-83, 1987. [En ligne]. Disponible : https://laws.gnb.ca/en/document/cr/87-83

[171] Gouvernement du Nouveau-Brunswick. *Loi sur l'assainissement* de l'air, N.-B. Règl. 97-133, 1997. [En ligne]. Disponible : https://laws.gnb.ca/en/document/cr/97-133

[172] Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. *Loi sur les opérations pétrolières*, LTN-O 2014, ch. 14, 2014, 80 p. [En ligne]. Disponible : https://www.justice.gov.nt.ca/en/files/legislation/oil-and-gas-operations/oil-and-gas-operations.a.pdf

[173] Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. *Loi sur la protection de l'environnement,* L.R.T.N.-O. 1988, ch. E-7, 1988, 38 p. [En ligne]. Disponible : https://www.justice.gov.nt.ca/en/files/legislation/environmental-protection/environmental-protection.a.pdf

[174] Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. *Loi sur les eaux,* L.T.N.-O. 2014, ch. 18, 2014, 55 p. [En ligne]. Disponible : https://www.justice.gov.nt.ca/en/files/legislation/waters/waters.a.pdf

[175] Ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles des Territoires du Nord-Ouest. "Natural Resource Management Boards." Gov.nt.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.gov.nt.ca/ecc/en/join-land-water-renewable-resources-or-protected-areas-board

[176] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. *Environment Act*, SNS 1994–95, c. 1, 1995, 121 p. [En ligne]. Disponible : https://nslegislature.ca/sites/default/files/legc/statutes/environment.pdf

[177] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. "Inspection, compliance and enforcement," ministère de l'Environnement et des Changements climatiques. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/nse/inspection-compliance-enforcement/

[178] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. *Activities Designation Regulations,* N.S. Reg. 47/95, 1995. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/just/regulations/regs/envactiv.htm

[179] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. *Approval and Notification Procedures Regulations*, N.S. Reg. 17/2013, 2013. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/just/regulations/regs/envapproval.htm

[180] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. *Environmental Assessment Regulations*, N.S. Reg. 26/1995, 1995. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/just/regulations/regs/envassmt.htm

[181] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. *Environmental Assessment Review Panel Regulations*, N.S. Reg. 19/2013, 2013. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/just/regulations/regs/envreviewpanel.htm

[182] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. *Dangerous Goods Management Regulations,* N.S. Reg. 56/95, 1995. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/just/regulations/regs/envdgm.htm

[183] Gouvernement du Canada. *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*, DORS/2001-286, 2001. [En ligne]. Disponible : https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2001-286/FullText.html

[184] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. *Air Quality Regulations*, N.S. Reg. 28/2005, 2005. [En ligne]. Disponible : https://novascotia.ca/just/regulations/regs/envairqt.htm

[185] Gouvernement du Nunavut. *Codification administrative de la loi sur la protection de l'environnement,* L.R.T.N.-O. 1988, ch. E-7, 1988. [En ligne]. Disponible : https://www.nunavutlegislation.ca/en/consolidated-law/environmental-protection-act-consolidation

[186] Gouvernement de l'Ontario. *Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel*, L.R.O. 1990, chap. P.12, 1990. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/statute/90p12

[187] Gouvernement de l'Ontario. *Loi sur les ressources en eau de l'Ontario,* L.R.O. 1990, chap. O.40, 1990. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/statute/90o40

[188] Gouvernement de l'Ontario. *Loi sur la protection de l'environnement,* L.R.O. 1990, ch. E.19, 1990. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/statute/90e19

[189] Gouvernement de l'Ontario. *Water Taking and Transfer,* O. Reg. 387/04, 2004, 10 p. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/regulation/040387

[190] Gouvernement de l'Ontario. Enregistrements visés à la partie II.2 de la loi – Activités exigeant l'évaluation des émissions atmosphériques, Règlement de l'Ontario 1/17, 2017, 23 p. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/regulation/170001

[191] Gouvernement de l'Ontario. *Alternative Low-Carbon Fuels*, O. Reg. 79/15, 2015, 14 p. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/regulation/150079

[192] Gouvernement de l'Ontario. *Applications for Environmental Compliance Approvals,* O. Reg. 255/11, 2011, 5 p. [En ligne]. Disponible : https://www.ontario.ca/laws/regulation/110255

[193] Gouvernement de l'Île-Prince-Édouard. *Environmental Protection Act,* RSPEI 1988, c. E-9, 1988, 43 p. [En ligne]. Disponible : https://www.princeedwardisland.ca/sites/default/files/legislation/e-09-environmental_protection_act.pdf

[194] Gouvernement de l'Île-Prince-Édouard. *Water Act*, RSPEI 1988, Cap. W-1.1, 2021, 44 p. [En ligne]. Disponible : https://www.princeedwardisland.ca/sites/default/files/legislation/w-01-1-water_act.pdf

[195] Gouvernement de l'Île-Prince-Édouard. *Water Withdrawal Regulations*, PEI Reg EC506/21, 2021, 13 p. [En ligne]. Disponible : https://www.princeedwardisland.ca/sites/default/files/legislation/w01-1-3-water_act_water_withdrawal_regulations.pdf

[196] Gouvernement de l'Île-Prince-Édouard. *Air Quality Regulations,* PEI Reg EC377/92, 2004, 14 p. [En ligne]. Disponible : https://www.princeedwardisland.ca/sites/default/files/legislation/e09-02-environmental_protection_act_air_quality_regulations.pdf

[197] Gouvernement du Québec. *Loi sur la qualité de l'environnement*, L.R.Q., ch. Q-2, 1972. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cs/Q-2?langCont=en

[198] Gouvernement du Québec. *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*, RLRQ ch. Q-2, r. 15, 2007. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2015

[199] Gouvernement du Québec. *Règlement sur les aqueducs et égouts privés*, RLRQ ch. Q-2, r. 4.01, 2022. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%204.01

[200] Gouvernement du Québec. *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère*, RLRQ ch. Q-2, r. 4.1, 2011. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%204.1

[201] Gouvernement du Québec. *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau,* RLRQ ch. Q-2, r. 14, 2009. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2014

[202] Gouvernement du Québec. *Règlement sur l'encadrement d'activités en fonction de leur impact sur l'environnement,* RLRQ ch. Q-2, r. 17.1, 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2017.1

[203] Gouvernement du Québec. *Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets,* RLRQ ch. Q-2, r. 23.1, 2018. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2023.1

[204] Gouvernement du Québec. *Règlement relatif à l'exploitation d'établissements industriels,* RLRQ ch. Q-2, r. 26.1, 2003. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2026.1

[205] Gouvernement du Québec. *Règlement sur les matières dangereuses,* RLRQ ch. Q-2, r. 32, 2003. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2032

[206] Gouvernement du Québec. *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection,* RLRQ ch. Q-2, r. 35.2, 2014. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2035.2

[207] Gouvernement du Québec. *Règlement sur la qualité de l'atmosphère,* RLRQ ch. Q-2, r. 38, 2003. [En ligne]. Disponible : https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/Q-2,%20r.%2038

[208] A. Fallon, R. Wong, I. Ammari, C. Cosneanu et A. Luo. "Key authorizations required for hydrogen production in Québec," Osler, 24 septembre 2021. [En ligne]. Disponible : https://www.osler.com/en/blogs/energy/september-2021/key-authorizations-required-for-hydrogen-production-in-quebec

[209] Gouvernement de la Saskatchewan. *The Oil and Gas Conservation Act*, RSS 1978, c. O-2, Regina (Saskatchewan), Canada, 1978, 68 p. [En ligne]. Disponible : https://publications.saskatchewan.ca/#/products/745

[210] Gouvernement de la Saskatchewan. *The Water Security Agency Act,* SS 2005, c. W-8.1, Regina (Saskatchewan), Canada, 2005, 54 p. [En ligne]. Disponible : https://publications.saskatchewan.ca/#/products/68084

[211] Gouvernement de la Saskatchewan. *The Environmental Management and Protection Act*, SS 2010, c. E-10.22, Regina (Saskatchewan), Canada, 2010, 74 p. [En ligne]. Disponible : https://publications.saskatchewan.ca/#/products/31893

[212] Gouvernement de la Saskatchewan. *The Oil and Gas Conservation Regulations,* RRS c. O-2 Reg 6, Regina (Saskatchewan), Canada, 2012, 62 p. [En ligne]. Disponible : https://publications.saskatchewan.ca/#/products/63704

[213] Gouvernement de la Saskatchewan. "Apply for a licence to construct and operate oil and gas facilities." Saskatchewan.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.saskatchewan.ca/business/agriculture-natural-resources-and-industry/oil-and-gas/oil-and-gas-licensing-operations-and-requirements/licence-to-construct-and-operate-oil-and-gas-facilities

[214] Agence de la sécurité de l'eau. "Apply for an approval, permit or licence." Wsak.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.wsask.ca/permits-approvals/apply-for-a-permit-or-licence/#using%20water

[215] Gouvernement de la Saskatchewan. *Facility Licence Requirements,* Directive PNG001, ministère de l'Énergie et des Ressources, Regina (Saskatchewan), Canada, 2023, 23 p. [En ligne]. Disponible : https://publications.saskatchewan.ca/#/products/488

[216] Gouvernement de la Saskatchewan. *Facility Licence Requirements, Directive PNG001, ministère de l'Énergie et des Ressources,* Regina (Saskatchewan), Canada, 2023, 23 p. [En ligne]. Disponible : https://publications.saskatchewan.ca/#/products/76261

[217] Gouvernement du Yukon. *Loi sur le pétrole et le gaz*, LRY 2002, ch. 162, 2002, 90 p. [En ligne]. Disponible : https://laws.yukon.ca/cms/images/LEGISLATION/PRINCIPAL/2002/2002-0162/2002-0162_1.pdf

[218] Gouvernement du Yukon. *Loi sur l'environnement,* LRY 2002, ch. 76, 2003, 111 p. [En ligne]. Disponible : https://laws.yukon.ca/cms/images/LEGISLATION/PRINCIPAL/2002/2002-0076/2002-0076_3.pdf

[219] Gouvernement du Yukon. *Loi sur les eaux*, SY 2003, ch. 19, 2003, 36 p. [En ligne]. Disponible : https://laws.yukon.ca/cms/images/LEGISLATION/PRINCIPAL/2003/2003-0019/2003-0019_1.pdf

[220] Gouvernement du Yukon. « Faire une demande de licence pour une usine de traitement du gaz ». Yukon.ca. [En ligne]. Disponible : https://yukon.ca/en/doing-business/licensing/apply-licence-gas-processing-plant

[221] Office des eaux du Yukon. "Water licences." Yukonwaterboard.ca. [En ligne]. Disponible : https://www.yukonwaterboard.ca/waterline/

[222] Gouvernement du Yukon. *Règlement sur les usines de traitement du gaz*, Décret 2013/162, 2013, 56 p. [En ligne]. Disponible : https://laws.yukon.ca/cms/images/LEGISLATION/SUBORDINATE/2013/2013-0162/2013-0162_1.pdf

[223] Gouvernement du Yukon. *Règlement sur les eaux,* Décret 2003/058, 2003, 34 p. [En ligne]. Disponible : https://laws.yukon.ca/cms/images/LEGISLATION/SUBORDINATE/2003/2003-0058/2003-0058_1.pdf

[224] Gouvernement du Yukon. *Règlement sur les émissions atmosphériques*, Décret 1998/207, 1998, 15 p. [En ligne]. Disponible : https://laws.yukon.ca/cms/images/LEGISLATION/SUBORDINATE/1998/1998-0207/1998-0207_1.pdf

Annexe A – Examen détaillé de la réglementation provinciale et territoriale

L'annexe A présente un examen détaillé des lois, des organismes de réglementation, des approbations récentes de projets commerciaux de production d'hydrogène, des directives, des codes, des méthodes, des méthodes standard cités ainsi que des processus et des exigences en matière d'approbation de projet et de délivrance de permis dans toutes les provinces et tous les territoires du Canada.

A.1 Alberta

En 2021, Osler a publié un aperçu complet des considérations réglementaires relatives à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles en Alberta [96].

A.1.1 Lois et organismes de réglementation

L'*Environmental Protection and Enhancement Act* (EPEA, loi sur la protection et l'amélioration de l'environnement) de l'Alberta [115], l'*Oil and Gas Conservation Act* (OGCA, loi sur la conservation du pétrole et du gaz) [116], la *Coal Conservation Act* (loi sur la conservation du charbon) [117] et la *Water Act* (loi sur l'eau) [118], ainsi que les règlements connexes, s'appliquent ou peuvent s'appliquer aux activités de production d'hydrogène dans la province.

En ce qui concerne les installations de production d'hydrogène, en vertu de l'EPEA, le ministère de l'Environnement et des Zones protégées (AEP, *Environment and Protected Areas*) est responsable et accorde les approbations pour les usines de fabrication de produits chimiques, les unités de gaz de synthèse, les procédés intégrés de raffinage du pétrole, les usines de traitement des gaz acides, les usines de traitement des gaz non corrosifs, les centrales de production d'énergie et les usines de fabrication d'engrais [96]. Le ministère de l'Énergie, par l'intermédiaire de la Régie de l'énergie de l'Alberta (AER [Alberta Energy Regulator]), est responsable d'accorder les approbations pour les usines de traitement des sables bitumineux et les unités de valorisation du bitume en vertu de l'EPEA, ainsi que pour certaines usines de traitement du gaz en vertu de l'OGCA [96].

Il y a un manque de clarté quant à savoir si l'EPEA ou l'OGCA (et, par extension, quel organisme de réglementation) réglemente l'approbation d'une installation autonome de production d'hydrogène, car cette activité pourrait être considérée comme une usine de fabrication de produits chimiques, une unité de gaz de synthèse ou une usine de traitement du gaz dans le cas du gaz naturel. Cependant, il existe plusieurs précédents dans lesquels l'AEP a réglementé des demandes de production autonome d'hydrogène traitées comme des usines de fabrication de produits chimiques, même lorsque l'activité de production d'hydrogène était intégrée dans une unité de valorisation du bitume, comme celle du complexe Scotford de Shell Canada [112], [119], [120]. Dans un sens, l'AER aurait pu être l'organisme de réglementation si l'usine de production d'hydrogène avait été considérée comme faisant partie de l'unité de valorisation du bitume. Cette ambiguïté est abordée au chapitre A.1.3, et une interprétation y est suggérée.

En ce qui concerne l'usage de l'eau, les initiateurs de projets de production d'hydrogène sont tenus d'obtenir un permis auprès de l'AEP en vertu de la *Water Act* pour la dérivation des ressources en eau douce, si celle-ci est requise dans leur procédé [96]. Par exemple, un permis de dérivation de l'eau a été délivré pour l'installation de production d'hydrogène d'Air Products à Fort Saskatchewan [121].

La *Coal Conservation Act* définit précisément les termes « gazéification in situ du charbon » et « projet d'exploitation in situ du charbon [notre traduction] » pour la production in situ d'hydrogène à partir de filons de charbon souterrains [117]. L'AER est responsable de la *Coal Conservation Act* et a compétence sur une « installation […] qui est liée ou associée à la récupération, à l'exploitation, à la production, à la manipulation, à la transformation, au traitement ou à l'élimination du gaz de houille synthétique [notre traduction] ».

A.1.2 Règlements

Plusieurs règlements associés à la législation mentionnée au chapitre A.1.1, applicables à la production d'hydrogène, sont en vigueur.

Les usines de production d'hydrogène sont souvent considérées comme des usines de fabrication de produits chimiques, qui sont des activités désignées en vertu de l'*Activities Designation Regulation* (règlement sur la désignation des activités) de l'EPEA [122]. Les unités de gaz de synthèse produisant de l'hydrogène et du monoxyde de carbone sont également explicitement définies et reconnues dans ce règlement. Toutefois, la définition exclut les activités suivantes, qui sont désignées ailleurs dans le règlement : raffineries de pétrole, usines de traitement des gaz acides, usines de traitement des gaz non corrosifs, centrales de production d'énergie, usines de fabrication d'engrais et usines de fabrication de produits chimiques. La définition du gaz de synthèse dans l'*Activities Designation Regulation* comprend seulement la production à partir de biomasse ou de combustibles non gazeux et semble donc exclure les procédés utilisant le gaz naturel comme matière première.

Des descriptions générales des exigences et des procédures d'approbation et d'homologation pour divers types de projets, y compris les usines de production d'hydrogène, en vertu de l'EPEA sont fournies dans l'*Approvals and Registrations Procedure Regulation* (règlement sur les procédures d'approbation et d'homologation) [123]. En vertu de l'EPEA, les promoteurs de projets de production d'hydrogène peuvent également être tenus d'effectuer une évaluation environnementale dans les conditions spécifiées à la discrétion du directeur [96]. La production d'hydrogène n'est pas explicitement mentionnée dans l'*Environmental Assessment (Mandatory and Exempted Activities) Regulation* (règlement sur l'évaluation environnementale [activités obligatoires et exemptées]) de l'EPEA [124]. Cependant, le directeur a fourni des orientations quant aux exigences requises relatives à la surveillance environnementale et à l'établissement de rapports dans les approbations récentes de projets [112], [119], [120].

En vertu de la *Coal Conservation Act,* les Coal Conservation Rules (règles de conservation du charbon) de l'Alberta fournissent des directives sur les exigences applicables aux projets de gazéification in situ du charbon [125]. Ces exigences comprennent :

- les demandes et approbations ;
- la soumission de renseignements, de données et de documents ;
- les dossiers et rapports ;
- le registre de l'organisme de réglementation des projets in situ et la désignation des filons de charbon ;
- les mesures ;
- la garantie d'exécution, la caution et les frais.

A.1.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Air Products a reçu les approbations de l'AEP en 2014, en 2016 et en 2022 pour la construction, l'exploitation et la réhabilitation du terrain de trois usines de fabrication de produits chimiques produisant de l'hydrogène : l'usine de fabrication de produits chimiques (hydrogène) de Scotford, l'usine de production d'hydrogène d'Edmonton et l'usine de production d'hydrogène d'Edmonton 3 [112], [119], [120]. Deux des demandes de projet concernaient les procédés de reformage du méthane à la vapeur ; la troisième concernait le reformage autothermique.

Parmi les exemples d'usines existantes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles qui ont été explicitement mentionnées dans les récentes approbations de l'AER pour les usines de traitement des sables bitumineux, il y a l'usine de traitement des sables bitumineux et la mine de Suncor Énergie [126] ainsi que l'usine de traitement des sables bitumineux et la mine Mildred Lake de Syncrude Canada Limited [127]. La production d'hydrogène dans les installations de traitement des sables bitumineux de Shell Canada, de Syncrude et de Suncor est destinée à la valorisation du bitume, mais les demandes ont été traitées par différents organismes de réglementation. L'ambiguïté quant à savoir si l'AEP ou l'AER est l'organisme de réglementation compétent pour les unités de valorisation du bitume pourrait s'expliquer en observant que le complexe Scotford de Shell Canada comprend également une raffinerie de pétrole et des usines de fabrication de produits chimiques [128], qui relèvent de la compétence de l'AEP. Les raisons et les considérations potentielles liées à la classification du projet en tant qu'usine de fabrication de produits chimiques sont les suivantes :

- Toutes les demandes de projet liées au complexe de Scotford peuvent avoir été codifiées sous la compétence de l'AEP pour accélérer et simplifier les approbations dans le cadre du mandat d'un seul organisme de réglementation ;
- L'affectation à l'AEP peut être liée aux activités ultimes du projet global du complexe de Scotford (raffinage du pétrole et fabrication de produits chimiques) ;
- Le projet n'est pas situé dans les régions géographiques désignées des sables bitumineux relevant de la compétence de l'AER ;
- La requérante était Air Products, qui n'est ni propriétaire ni exploitante du complexe de Scotford, auquel cas l'usine de production d'hydrogène a pu être considérée comme une usine autonome de fabrication de produits chimiques.

A.1.4 Directives, codes, méthodes et méthodes standard cités

Le tableau A-1 résume les documents d'orientation pertinents qui ont été cités dans les récentes approbations de projets de production d'hydrogène à partir de matières premières fossiles décrites au chapitre A.1.3 [112], [119], [120], [126], [127]. Le tableau indique à quel aspect du projet le document d'orientation cité se rapporte, ainsi qu'une brève description des exigences ou des directives fournies par le document.

Tableau A-1. Résumé des documents d'orientation cités dans les approbations récentes de projets de production d'hydrogène en Alberta.

Éléments pertinents du projet de production d'hydrogène	Documents d'orientation	Exigences/directives
Analyse d'échantillon	ISO/IEC 17025, *Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais* [113]	Samples taken as directed in the project approval must be analyzed in a laboratory accredited to ISO/IEC 17025.

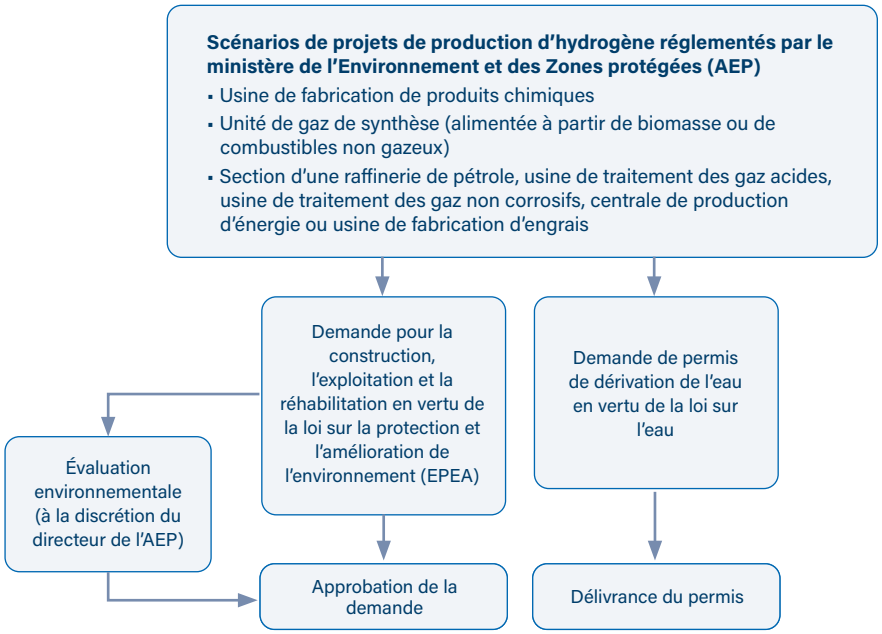
Éléments pertinents du projet de production d'hydrogène	Documents d'orientation	Exigences/directives
Évents de gaz et cheminées de torchère	*Alberta Stack Sampling Code* [129]	Fournit des méthodes de mesure des émissions de polluants atmosphériques provenant de sources fixes.
	Methods Manual for Chemical Analysis of Atmospheric Pollutants [130]	Selon le document.
	Air Monitoring Directive [131]	Définit les exigences relatives à la surveillance de la qualité de l'air et à l'élaboration des rapports.
	Continuous Emission Monitoring System (CEMS) Code [132]	« Établir les exigences relatives à l'installation, à la certification, à l'exploitation et à l'entretien des systèmes de surveillance continue des émissions en Alberta ; « Assurer la cohérence et l'efficacité des mesures, de l'enregistrement et de la production de rapports normalisés sur les émissions spécifiées et d'autres paramètres ; « Établir les exigences en matière d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité des systèmes et des données de surveillance continue des émissions ; « Établir les exigences relatives aux systèmes de surveillance de substitution et de remplacement ; « Fournir des directives pour répondre aux exigences en matière de systèmes de surveillance continue des émissions [notre traduction]. »
	Electronic Reporting of CEMS Information User Manual [133]	« Procédures pour créer, téléverser, vérifier et soumettre avec succès les données mensuelles de surveillance continue des émissions à l'organisme de réglementation (AEP et AER) [notre traduction]. »
Eaux usées industrielles, ruissellements, eaux souterraines et eaux usées domestiques	*Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* [134]	Méthodes de dépistage des polluants et des contaminants dans les cours d'eau et les plans d'eau touchés par les procédés du projet global.
Perturbation du sol	*Soil Monitoring Directive* [135]	« Déterminer les sources de rejets de substances provenant des unités approuvées en Alberta avant qu'elles entraînent une contamination importante des ressources du sol ; « S'assurer que des mesures sont prises en temps opportun pour éliminer ou contrôler les sources de contamination du sol et prévenir ou réduire le risque de transfert de contaminants des sols touchés vers d'autres milieux environnementaux (air ou eaux) ou récepteurs potentiels ; « Assurer l'évaluation, la gestion et le signalement en temps opportun de toutes les zones contaminées associées aux unités approuvées et réduire l'impact sur l'environnement associé aux approbations de l'industrie en Alberta [notre traduction]. »
	Soil Quality Criteria Relative to Disturbance and Reclamation [136]	Aider les activités de réhabilitation du terrain en précisant les critères de qualité des sols dans certaines régions de l'Alberta.
	Directive for Monitoring the Impact of Sulphur Dust on Soils [137]	« Les activités de surveillance du sol et d'atténuation qui peuvent être nécessaires dans les installations de fabrication, de traitement ou d'entreposage du soufre en Alberta sont susceptibles de rejeter de la poussière de soufre dans les sols [notre traduction]. »

Éléments pertinents du projet de production d'hydrogène	Documents d'orientation	Exigences/directives
Production de déchets	*Test Methods for Evaluating Solid Waste: Physical/Chemical Methods Compendium, SW-846* [138]	Selon le document.
	Methods Manual for Chemical Analysis of Water and Wastes [139]	Selon le document.
	Toxicity Characteristic Leaching Procedure, Method 1311 [140]	« Déterminer la mobilité des analytes organiques et inorganiques présents dans les déchets liquides, solides et multiphasiques [notre traduction]. »
Réservoirs	*Guidelines for Secondary Containment for Above Ground Storage Tanks* [141]	Exigences relatives aux digues et aux zones endiguées entourant les réservoirs hors terre.
	Environmental Guidelines for Controlling Emissions of Volatile Organic Compounds from Aboveground Storage Tanks, PN 1180 (référence introuvable)	Inconnu.

A.1.5 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-1 illustre le processus et les exigences en matière d'approbation pour les scénarios de projets de production d'hydrogène réglementés par l'AEP. Les principales exigences sont l'approbation d'une demande de construction, d'exploitation et de réhabilitation du terrain pour les activités désignées en vertu de l'EPEA (qui peut également nécessiter une évaluation environnementale) ainsi qu'un permis de dérivation de l'eau en vertu de la *Water Act.* Comme indiqué au chapitre A.1.1, l'AEP réglemente les procédés de production d'hydrogène dans les scénarios suivants : usines de fabrication de produits chimiques, unités de gaz de synthèse et procédés intégrés de raffinage du pétrole, usines de traitement des gaz acides, usines de traitement des gaz non corrosifs, centrales de production d'énergie et usines de fabrication d'engrais.

Figure A-1. Organigramme relatif aux exigences réglementées par l'AEP en matière d'approbation et de délivrance de permis pour les projets de production d'hydrogène en Alberta.



La figure A-2 illustre les processus et les exigences définis et possibles en matière d'approbation pour les scénarios de projets de production d'hydrogène réglementés par l'AER. Comme indiqué au chapitre A.1.1, l'AER réglemente les procédés de production d'hydrogène dans les usines de traitement des sables bitumineux, les usines de traitement du gaz et les systèmes de gazéification in situ du charbon. Les principales exigences applicables à une usine de traitement des sables bitumineux sont l'approbation d'une demande de construction, d'exploitation et de réhabilitation du terrain pour les activités désignées en vertu de l'EPEA (qui peut également nécessiter une évaluation environnementale) ainsi qu'un permis de dérivation de l'eau en vertu de la *Water Act.* Un système de gazéification in situ du charbon, qui comprend les installations de traitement, nécessite également l'approbation d'une demande en vertu de la *Coal Conservation Act.* Il n'y a pas de précédent quant à savoir si un procédé de production d'hydrogène pourrait être considéré comme une usine de traitement du gaz relevant de l'OGCA. Toutefois, ce scénario est concevable si de futures usines de production d'hydrogène venaient à être ajoutées aux usines de traitement du gaz naturel existantes pour un accès direct aux vannes de mélange hydrogène-gaz naturel. Ce scénario hypothétique est indiqué par une ligne pointillée à la figure A-2, auquel cas une exigence existante pourrait être une demande d'approbation pour une nouvelle usine de traitement du gaz ou une modification d'une usine de traitement du gaz actuelle en vertu du règlement associé à l'OGCA [142].

Les modalités relatives aux approbations précédentes accordées en vertu de l'EPEA étaient similaires et détaillées par nature, que l'approbation de l'organisme de réglementation ait été octroyée par l'AEP ou l'AER, et elles couvraient les éléments suivants :

- L'établissement de rapports ;
- La tenue de registres ;
- Les exigences en matière d'analyses, de construction et d'exploitation pour l'air, les eaux usées industrielles, les ruissellements industriels, les eaux souterraines, les eaux usées domestiques, la conservation et la gestion des sols, la gestion des déchets, la surveillance et la production de rapports ainsi que l'accréditation des laboratoires d'essai ;
- Les réservoirs de stockage hors terre ;
- Le déclassement et la réhabilitation du terrain.

Les modalités relatives aux approbations de l'EPEA ne sont pas propres à la production d'hydrogène, mais mentionnent plusieurs directives, codes, normes, méthodes d'essai, procédures et lignes directrices fournissant des limites et des orientations sur divers aspects du projet en général. Le tableau A-2 résume les documents d'orientation cités dans les approbations du projet d'Air Products [112], [119], [120]. Il devrait être noté que les approbations et les documents d'orientation cités concernent seulement les impacts environnementaux potentiels des projets. Ils ne régulent ni ne normalisent les procédés de production d'hydrogène réels utilisés dans les projets ni ne font référence aux codes et aux normes de construction des unités et de l'équipement des procédés de l'usine. La question des codes et des normes de construction ne fait pas partie du domaine d'application du présent rapport.

Figure A-2. Organigramme relatif aux exigences réglementées par l'AER en matière d'approbation et de délivrance de permis pour les projets de production d'hydrogène.

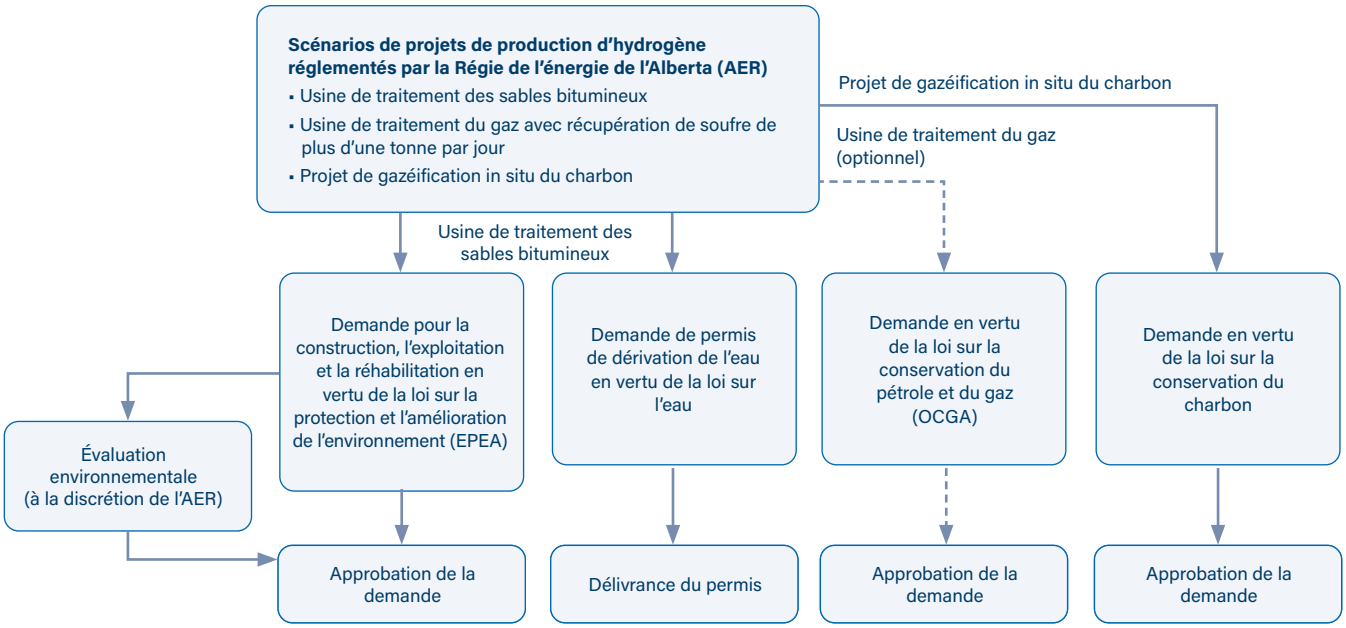


Tableau A-2. Résumé des documents d'orientation cités dans les approbations récentes du projet de production d'hydrogène d'Air Products en Alberta.

Examen du projet	Document d'orientation	Autorité
Air	*Alberta Stack Sampling Code* [129]	Gouvernement de l'Alberta
	Methods Manual for Chemical Analysis of Atmospheric Pollutants [130]	Gouvernement de l'Alberta
	Air Monitoring Directive [131]	Gouvernement de l'Alberta
	CEMS Code [132]	Gouvernement de l'Alberta
Eaux usées industrielles, ruissellements industriels, eaux souterraines et eaux usées domestiques	*Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* [134]	American Public Health Association (association américaine de santé publique) ; American Water Works Association (association américaine de la gestion et du traitement de l'eau) ; Water Environment Federation (organisme de protection et de mise en valeur de l'eau et de son environnement)
Sol	*Soil Monitoring Directive* [135]	Gouvernement de l'Alberta
	Soil Quality Criteria Relative to Disturbance and Reclamation [136]	Gouvernement de l'Alberta
	Directive for Monitoring the Impact of Sulphur Dust on Soils [137]	Gouvernement de l'Alberta

Examen du projet	Document d'orientation	Autorité
Gestion des déchets	*Test Methods for Evaluating Solid Waste: Physical/ Chemical Methods Compendium* [138]	Environmental Protection Agency (EPA, agence américaine de protection de l'environnement)
	Methods Manual for Chemical Analysis of Water and Wastes [139]	Gouvernement de l'Alberta
	Toxicity Characteristic Leaching Procedure, Method 1311 [140]	EPA
	Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater [134]	American Public Health Association; American Water Works Association; Water Environment Federation

A.2 Colombie-Britannique

Un aperçu des considérations réglementaires relatives à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles en Colombie-Britannique (C.-B.) est fourni en [96].

A.2.1 Lois et organismes de réglementation

L'*Energy Statutes Amendment Act* (ESAA, loi modifiant la loi sur l'énergie) [110], la *Water Sustainability Act* (WSA, loi sur la durabilité des ressources en eau) [143] et l'*Environmental Assessment Act* (BCEAA, loi sur l'évaluation environnementale) [144] de la C.-B. s'appliqueront ou peuvent s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans la province. De nouvelles exigences réglementaires sont entrées en vigueur en 2023 par l'entremise de l'ESAA, qui abroge l'*Oil and Gas Activities Act* (OGAA, loi sur les activités pétrolières et gazières) et la remplace par l'*Energy Resource Activities Act* (ERAA, loi sur les activités liées aux ressources énergétiques) [145]. L'ESAA a également élargi ses responsabilités pour inclure explicitement la production d'hydrogène [146].

L'OGAA et les règlements connexes ne stipulaient pas d'exigence spécifique à la production d'hydrogène en C.-B. Cependant, la production d'hydrogène à partir de gaz naturel ou de pétrole pourrait être considérée comme une « activité pétrolière et gazière » au sens de la Loi et être soumise aux exigences en matière de permis [96], [145]. Le BC Energy Regulator (BCER, organisme de réglementation de l'énergie de la C.-B., anciennement la BC Oil and Gas Commission [commission du pétrole et du gaz]) était responsable de la délivrance des permis aux demandeurs prescrits en vertu de l'OGAA. Avec l'entrée en vigueur de l'ESAA en 2023, qui comprend une référence spécifique à la production d'hydrogène, le BCER a la responsabilité explicite et exclusive des procédés de production d'hydrogène à partir de gaz naturel et de pétrole en C.-B. [145], [146]. Une entrevue effectuée avant l'entrée en vigueur de l'ESAA a indiqué que l'organisme de réglementation peut jouer un rôle de premier plan dans les approbations de projets de production d'hydrogène, mais qu'il y aura probablement une coordination et une collaboration interinstitutions sur des questions telles que l'usage de l'eau et la certification de l'équipement de procédé.

En ce qui a trait à l'usage de l'eau, la WSA de la C.-B. ne mentionne pas explicitement la production d'hydrogène ni n'énumère la production d'hydrogène comme un « usage de l'eau [notre traduction] » [96], [143]. De plus, la production d'hydrogène ne semble pas correspondre à la définition d'une activité liée au pétrole et au gaz, qui est définie comme « l'usage de l'eau dans l'exploitation de puits de pétrole ou de gaz naturel ou la production de ressources en pétrole ou en gaz naturel [notre traduction] ». Malgré cela, on s'attend à ce que les promoteurs de projets de production d'hydrogène soient probablement tenus d'obtenir un permis pour dériver et utiliser avantageusement les ressources en eau [96]. Les permis sont délivrés par le contrôleur, les gestionnaires des ressources en eau ou les ingénieurs désignés dans le cadre de la WSA [143] ou par le BCER [147].

Les évaluations environnementales en C.-B. sont réglementées par la BCEAA [144], qui ne fait pas explicitement référence aux projets de production d'hydrogène. Des évaluations environnementales sont nécessaires pour les projets sujets à examen comme définis dans la BCEAA et dans le *Reviewable Projects Regulation* (règlement sur les projets sujets à examen) [148]. Les projets sujets à examen sont ceux qui sont décrits dans le règlement, en fonction des seuils d'effets, ou qui sont désignés pour être présentés à l'examen du ministre responsable [96].

A.2.2 Règlements

L'*Oil and Gas Processing Facility Regulation* (OGPFR, règlement sur les installations de traitement du pétrole et du gaz) en vertu de l'OGAA contient les définitions d'une usine de traitement du gaz et d'une installation de traitement, qui se rapportent à l'extraction de gaz et de liquides à partir du gaz naturel, c'est-à-dire des usines de fabrication « conçues pour transformer le gaz naturel en autres composés organiques [notre traduction] » et des raffineries de pétrole [149]. Bien qu'une usine de production d'hydrogène puisse être interprétée comme une installation de traitement, elle n'est pas explicitement désignée dans le règlement. L'OGPFR décrit les exigences relatives à une installation de traitement, y compris la demande de projet, les rapports, l'engagement envers les nations autochtones, la conception et la construction, l'exploitation, la suspension de l'exploitation et le déclassement, les dossiers et les systèmes de gestion.

Les exigences du *Consultation and Notification Regulation* (règlement sur les consultations et les notifications) en vertu de l'OGAA précisaient les circonstances et les conditions de consultation ou de notification auprès des parties concernées par les activités pétrolières et gazières proposées [150]. La nécessité de consulter ou de notifier fait partie du processus préalable à la demande d'activité [145], [149], [150]. Cependant, il reste à savoir si la production d'hydrogène nécessiterait une consultation ou une notification. Avant d'émettre un permis pour une activité pétrolière et gazière, le BCER examine la demande, les soumissions écrites des parties concernées impliquées pendant la consultation et la notification, ainsi que les objectifs environnementaux du gouvernement en vertu du *Environmental Protection and Management Regulation* (règlement sur la protection et la gestion de l'environnement) [151].

Le *Water Sustainability Regulation* (règlement sur la durabilité des ressources en eau), en vertu de la WSA, désigne 20 usages industriels de l'eau en ce qui a trait à la dérivation et à l'usage de l'eau, mais la production d'hydrogène ne semble cadrer avec aucune des fins désignées [152]. Bien que l'objectif désigné de traitement et de fabrication soit le candidat le plus approprié, en pratique, la définition est précise et fait référence à « la dérivation et l'usage de l'eau pour l'exploitation d'une scierie, d'un chantier naval, d'une manufacture ou d'une autre installation de fabrication ou pour l'exploitation d'un quai, et comprend l'usage de l'eau dans une laveuse pour cailloux ou dans un contexte industriel d'usage de l'eau pour prévenir un incendie [notre traduction] ».

A.2.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène en C.-B. n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

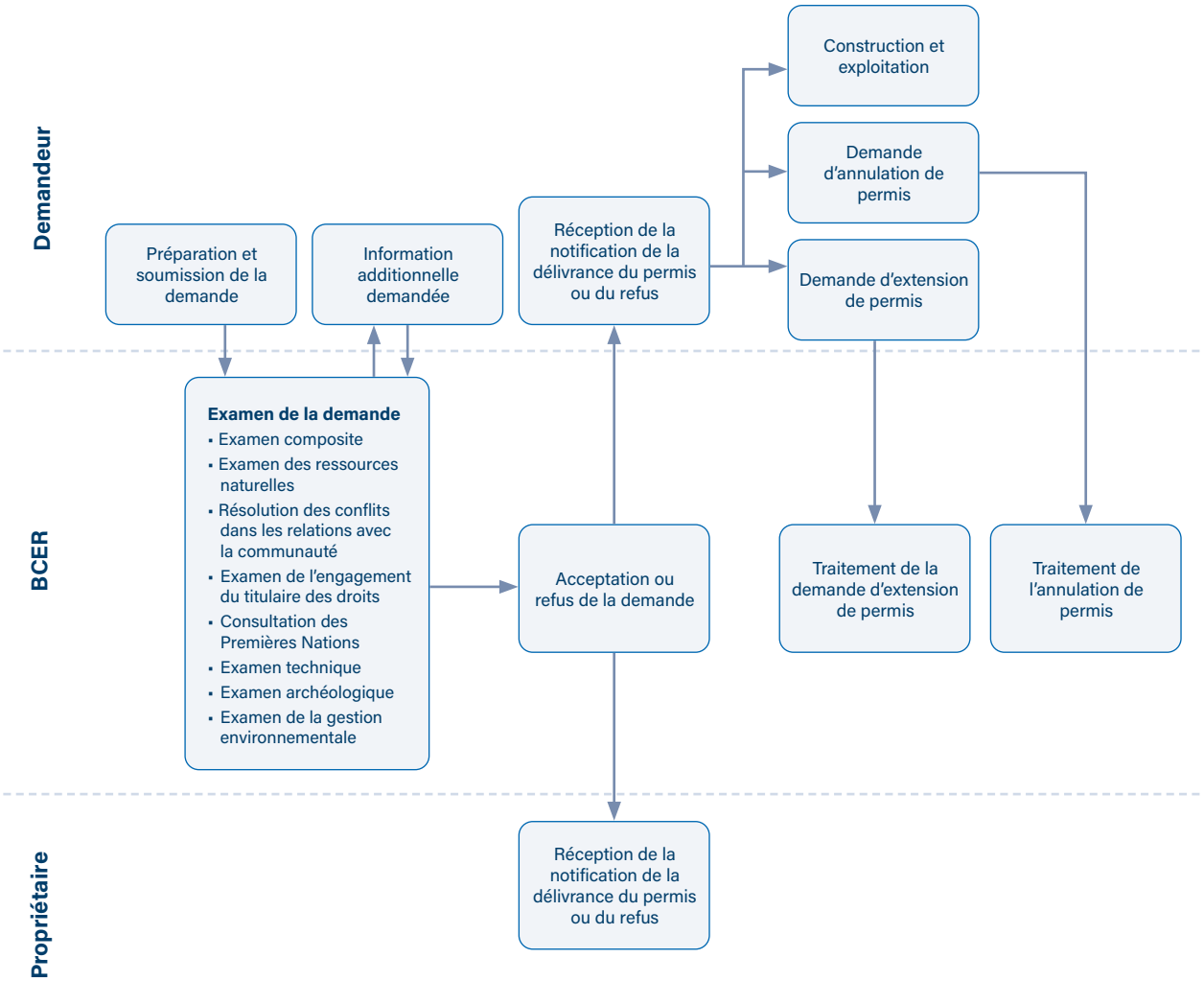
A.2.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-3 fournit un aperçu du processus d'examen et de détermination des demandes pour les activités pétrolières et gazières réglementées par le BCER [147]. Le demandeur prépare et soumet une demande au BCER, qui examine la demande et peut solliciter des renseignements supplémentaires. Le BCER prend ensuite une décision au sujet de la demande et en informe le demandeur et le propriétaire foncier. Si un permis est délivré, le demandeur a la capacité de procéder à la construction et à l'exploitation, de demander que le permis soit

annulé avant le début de la construction ou de demander une prolongation du permis. Le BCER traite la demande d'annulation ou de prolongation du permis. Les exigences en matière de permis de dérivation ou d'usage de l'eau, de consultation et de notification ainsi que d'évaluation environnementale sont décrites au chapitre A.2.2.

Comme cela a été mentionné dans les chapitres précédents, le processus historique de l'OGCA de la C.-B. n'envisageait pas la production d'hydrogène ni n'y faisait pas explicitement référence. Toutefois, en vertu de la nouvelle ESAA, il est possible que le processus présenté dans la figure A-3 soit élargi pour inclure des projets de production d'hydrogène ou qu'un nouveau processus d'examen et d'approbation soit mis en œuvre.

Figure A-3. Processus d'examen et de détermination des demandes d'activités pétrolières et gazières de la Colombie-Britannique (d'après [147]).



A.3 Manitoba

A.3.1 Lois et organismes de réglementation

La Loi sur le pétrole et le gaz naturel [153], la Loi sur les droits d'utilisation de l'eau [154] et la Loi sur l'environnement [155] du Manitoba, ainsi que les règlements connexes, peuvent s'appliquer aux activités de production d'hydrogène dans la province. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements.

La Loi sur le pétrole et le gaz naturel définit une « usine à gaz » comme un « réseau ou ensemble de réservoirs, de conduites ou d'autres pièces d'équipement, sous pression, conçus pour traiter le gaz provenant d'un puits ou d'une batterie » [153]. Le terme « usine à gaz » peut englober la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Manitoba. Le ministère des Ressources naturelles et du Développement du Nord peut délivrer des permis pour les usines à gaz en vertu de la Loi sur le pétrole et le gaz naturel.

La Loi sur les droits d'utilisation de l'eau décrit un système de délivrance de permis pour l'utilisation et la dérivation de l'eau ainsi que les ouvrages. Le ministre ou l'administrateur désigné du ministère de l'Environnement et du Changement climatique délivre des licences d'utilisation d'eau au Manitoba en vertu de la Loi sur les droits d'utilisation de l'eau [154]. Des licences sont requises pour des « fins industrielles » qui utilisent « l'eau obtenue à partir d'une source autre qu'un système de distribution d'eau municipal ou collectif, pour l'exploitation d'une industrie de biens ou de services autres que des produits agricoles de base ». Les procédés de production d'hydrogène qui obtiennent leurs propres sources d'eau peuvent être traités comme des fins industrielles et nécessiteraient donc une licence d'utilisation, de dérivation et d'exploitation de l'eau. Le ministre peut annexer d'autres modalités à la licence au-delà de ce qui est prescrit par la réglementation.

Le ministre ou l'administrateur désigné du ministère de l'Environnement et du Changement climatique délivre des licences pour des propositions sur divers types de projets d'« exploitation », d'industries ou d'activités en vertu de la Loi sur l'environnement [155]. Le terme « exploitation » dans la Loi sur l'environnement a un large domaine d'application qui est destiné à saisir toute conséquence potentielle sur l'environnement préjudiciable ou dommageable pour les ressources naturelles. Trois catégories d'exploitation sont décrites dans la Loi sur l'environnement concernant la nature de l'impact environnemental perçu :

- Exploitation de catégorie 1 : émission de polluants ;
- Exploitation de catégorie 2 : conséquences non reliées à la pollution ou s'y ajoutant ;
- Exploitation de catégorie 3 : projet exceptionnel en raison de l'ampleur de ses effets ou du nombre élevé de problèmes environnementaux.

L'administrateur détermine la forme de l'évaluation requise pour les propositions. Le ministre ou l'administrateur pourrait ordonner une audience publique parallèlement à l'évaluation ou après celle-ci, avant de décider de la délivrance d'une licence. La principale considération en ce qui a trait aux procédés de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans ce schéma serait probablement le rejet de CO_2 et de H_2S dans l'atmosphère, le cas échéant, associé à la méthode de production.

A.3.2 Règlements

Le Règlement sur les droits d'utilisation de l'eau en vertu de la Loi sur les droits d'utilisation de l'eau énumère les détails et les exigences supplémentaires pour les demandes de licence d'utilisation de l'eau au Manitoba qui sont susceptibles de s'appliquer aux procédés de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles nécessitant de l'eau [156].

Les règlements suivants en vertu de la Loi sur l'environnement sont également susceptibles de s'appliquer aux propositions d'exploitation de méthodes de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles :

- Règlement sur les diverses catégories d'exploitations [157];
- Règlement sur le recouvrement des frais d'audiences relatives aux évaluations du milieu [158];
- Règlement sur l'évaluation conjointe du milieu [159];
- Règlement sur les règles applicables aux demandes de licences [160].

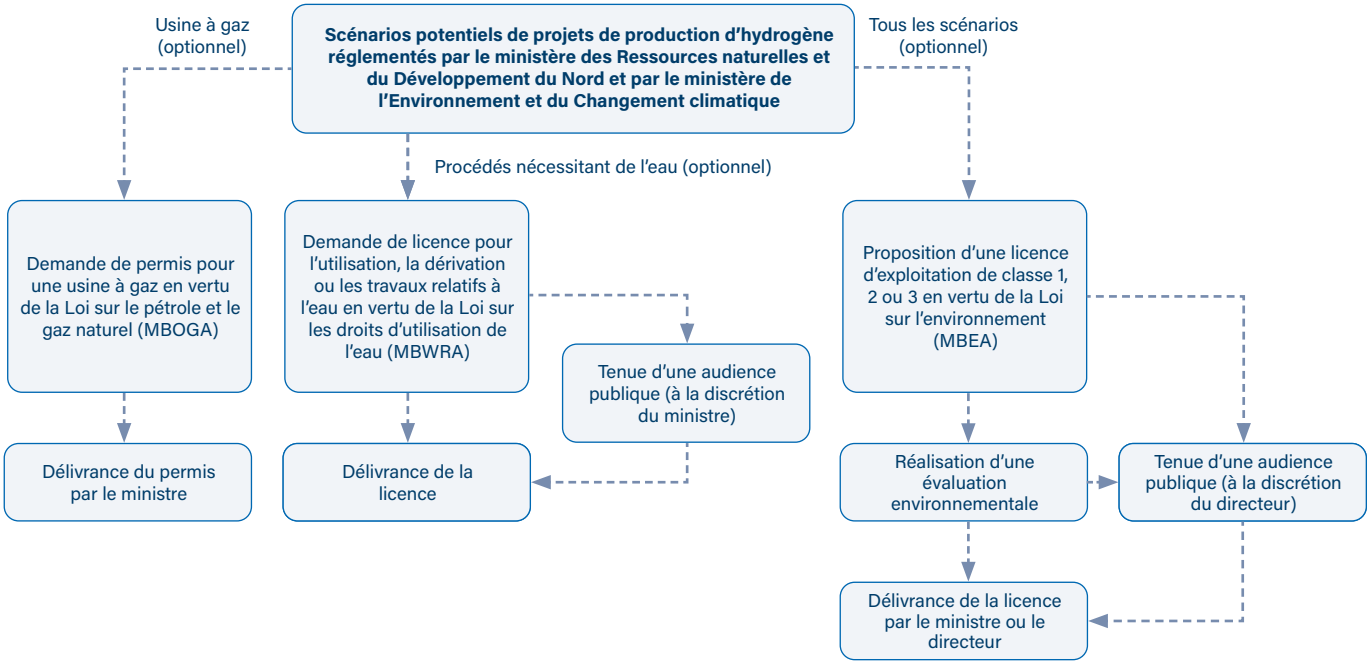
A.3.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène au Manitoba n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.3.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-4 illustre les processus et les exigences possibles relatifs à l'approbation et à la délivrance de licences et de permis concernant les scénarios de projets de production d'hydrogène au Manitoba. Les exigences potentielles sont réglementées par le ministère des Ressources naturelles et du Développement du Nord et le ministère de l'Environnement et du Changement climatique.

Figure A-4. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation et à la délivrance de licences et de permis pour la production d'hydrogène au Manitoba.



A.4 Terre-Neuve-et-Labrador

A.4.1 Lois et organismes de réglementation

La *Petroleum and Natural Gas Act* (NLPNGA, loi sur le pétrole et le gaz naturel) [161], la *Water Resources Act* (NLWRA, loi sur les ressources en eau) [162] et *l'Environmental Protection Act* (NLEPA, loi sur la protection de l'environnement) [163] de Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi que les règlements connexes, peuvent s'appliquer aux activités de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans la province. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements.

La NLPNGA définit le terme « gaz » comme du « gaz naturel, y compris les substances, autres que le pétrole, qui sont produites en association avec le gaz naturel [notre traduction] » et inclut le gaz dans la définition du « pétrole » [161]. Ces termes pourraient être interprétés comme incluant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Le ministère de l'Industrie, de l'Énergie et de la Technologie délivre des licences et des permis pour l'exploration, l'exploitation ou la production du pétrole, comme défini dans la NLPNGA [164].

La Water Resources Management Division (division responsable de la gestion des ressources en eau) délivre des permis d'usage et de dérivation de l'eau à Terre-Neuve-et-Labrador en vertu de la NLWRA [165]. Bien que la production d'hydrogène ne soit pas expressément mentionnée dans la NLWRA ou dans les règlements connexes, on s'attend à ce qu'un procédé de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles nécessitant de l'eau s'accompagne d'une demande de permis pour les droits d'utilisation de l'eau.

Il convient d'obtenir l'approbation d'une entreprise en vertu de la NLEPA auprès de l'Environmental Assessment Division (division responsable de l'évaluation environnementale) [166]. Le terme « entreprise » dans la NLEPA fait référence à « une entreprise, une activité, un projet, une structure, un ouvrage ou une proposition [...] qui est susceptible, de l'avis du ministre, d'avoir des conséquences importantes sur l'environnement [notre traduction] » [163]. Une entreprise inclurait presque certainement des projets de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Les exigences relatives à une proposition d'entreprise comprennent la notification et l'enregistrement de l'entreprise, et peuvent également inclure :

- une évaluation environnementale, un rapport environnemental préliminaire et une étude d'impact environnemental ;
- une consultation publique ;
- une audience publique.

A.4.2 Règlements

Le *Petroleum Regulations* (règlement sur le pétrole) de Terre-Neuve-et-Labrador prévoit des exigences supplémentaires relatives aux licences et aux permis pour les opérations pétrolières, en vertu de la NLPNGA [167]. Le terme « opérations pétrolières » est défini comme « tout ouvrage ou sondage effectué aux fins d'exploration, d'exploitation ou de production pétrolière [notre traduction] », qui pourrait être interprété comme incluant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Le règlement peut exiger qu'un promoteur de projet mène une audience publique ou une séance d'information, à la discrétion du ministre.

L'*Environmental Assessment Regulations* (règlement sur l'évaluation environnementale) décrit une procédure et fournit des détails et des exigences supplémentaires relativement aux évaluations environnementales, aux rapports préliminaires, aux énoncés des incidences ainsi qu'aux consultations et aux audiences publiques pour les demandes d'entreprise en vertu de la NLPNGA [168].

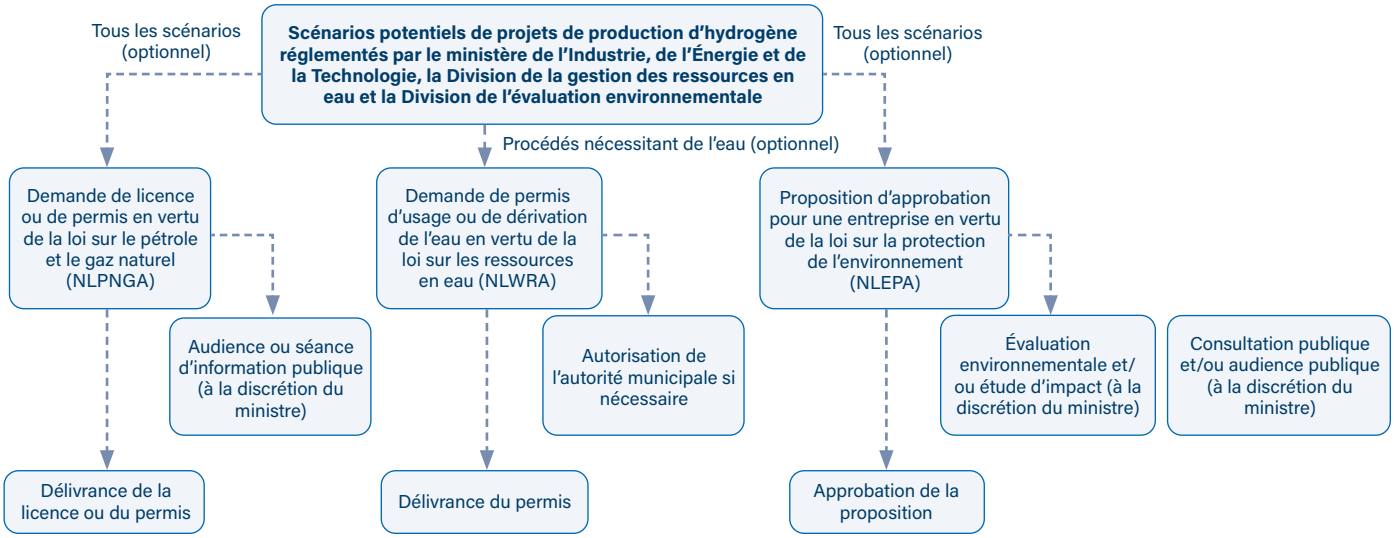
A.4.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène à Terre-Neuve-et-Labrador n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.4.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-5 illustre les processus et les exigences possibles en matière d'approbation et de délivrance de licences et de permis pour les scénarios de projets de production d'hydrogène à Terre-Neuve-et-Labrador. Les exigences potentielles sont réglementées par le ministère de l'Industrie, de l'Énergie et de la Technologie, la Water Resources Management Division et l'Environmental Assessment Division.

Figure A-5. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation et à la délivrance de licences et de permis pour la production d'hydrogène à Terre-Neuve-et-Labrador.



A.5 Nouveau-Brunswick

A.5.1 Lois et organismes de réglementation

La Loi sur l'assainissement de l'environnement du Nouveau-Brunswick [169] et les règlements connexes peuvent s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans la province. La Loi sur l'assainissement de l'environnement est une législation exhaustive régissant les entreprises en ce qui a trait aux exigences relatives à l'environnement, à l'utilisation de l'eau et à l'évaluation environnementale dans la province.

Il convient d'obtenir l'approbation d'une entreprise en vertu de la Loi sur l'assainissement de l'environnement auprès du ministère de l'Environnement et du gouvernement local. Le terme « entreprise » dans la Loi sur l'assainissement de l'environnement fait référence à « une entreprise, une activité, un projet, une structure, un travail ou un programme désigné par règlement comme étant susceptible, selon l'avis du lieutenant-gouverneur en conseil, d'avoir un impact important sur l'environnement ». La production d'hydrogène n'est pas explicitement

désignée dans le règlement, mais pourrait être considérée comme une entreprise selon le règlement mentionné au chapitre A.5.2. Les exigences relatives à une demande d'entreprise comprennent sa notification et son enregistrement, et peuvent également inclure :

- une étude d'impact sur l'environnement et le rapport de l'étude d'impact sur l'environnement ;
- une réunion publique.

A.5.2 Règlements

Le Règlement sur les études d'impact sur l'environnement [170] énonce le procédé et les exigences pour l'approbation de l'enregistrement d'une entreprise en vertu de la Loi sur l'assainissement de l'environnement. La production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles pourrait probablement être considérée comme une entreprise interprétée en tant que « toute extraction commerciale ou tout traitement de matériaux combustibles qui produisent de l'énergie, à l'exception du bois de chauffage ».

La production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles peut également être assujettie à la Loi sur l'assainissement de l'air (p. ex., émissions de CO, de H_2S et de particules) [171].

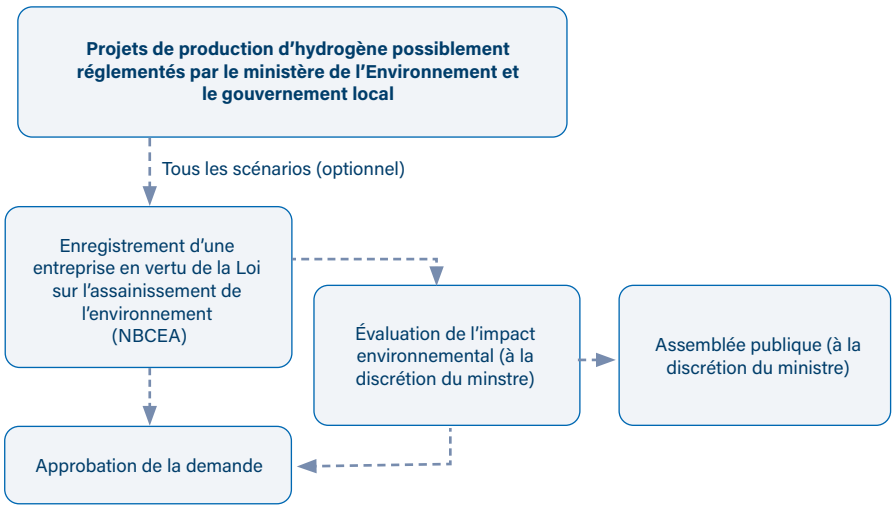
A.5.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Nouveau-Brunswick n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.5.4 Processus d'approbation

La figure A-6 illustre le processus d'approbation possible pour les projets de production d'hydrogène au Nouveau-Brunswick en fonction de la Loi sur l'assainissement de l'environnement et des règlements connexes.

Figure A-6. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation des projets de production d'hydrogène au Nouveau-Brunswick.



A.6 Territoires du Nord-Ouest

A.6.1 Lois et organismes de réglementation

La Loi sur les opérations pétrolières [172], la Loi sur la protection de l'environnement [173] et la Loi sur les eaux [174] des Territoires du Nord-Ouest, ainsi que les règlements connexes, peuvent s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans le territoire. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements.

La Loi sur les opérations pétrolières définit le « gaz » comme du « gaz naturel et toutes les substances produites avec ce gaz, à l'exclusion du pétrole ». Bien que cela soit considéré comme destiné à la production d'hydrocarbures en surface, cela pourrait également être interprété comme incluant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. La Loi sur les opérations pétrolières exige un permis d'exploitation et une autorisation de travaux ou d'activité. Le Bureau de l'organisme de réglementation des opérations pétrolières et gazières délivre des permis pour les activités pétrolières et gazières [175].

Divers conseils régionaux et de bassins hydrographiques délivrent des permis d'utilisation de l'eau sur le territoire en vertu de la Loi sur les eaux [175]. Bien que la production d'hydrogène ne soit pas mentionnée dans la Loi sur les eaux ou dans les règlements connexes, il faut prévoir qu'un procédé de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles nécessitant de l'eau requiert une demande de permis pour l'utilisation de l'eau. Une audience publique peut être requise dans certains cas.

Il convient d'obtenir un permis ou une licence pour une activité en vertu de la Loi sur la protection de l'environnement auprès du ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles. La Loi sur la protection de l'environnement ne fournit aucune directive concernant les activités désignées.

A.6.2 Règlements

Il ne semble pas y avoir de règlement concernant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans les Territoires du Nord-Ouest.

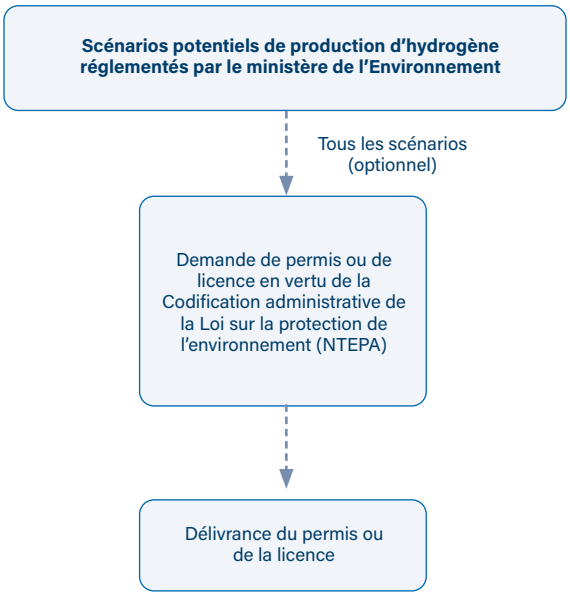
A.6.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans les Territoires du Nord-Ouest n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.6.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-7 illustre les processus et les exigences possibles en matière d'approbation et de délivrance de licences et de permis pour les scénarios de projets de production d'hydrogène dans les Territoires du Nord-Ouest.

Figure A-7. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation et à la délivrance de licences et de permis pour la production d'hydrogène dans les Territoires du Nord-Ouest.



A.7 Nouvelle-Écosse

A.7.1 Lois et organismes de réglementation

L'*Environment Act* de la Nouvelle-Écosse (NSEA, loi sur l'environnement) et les règlements connexes s'appliquent explicitement à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans la province [176]. La NSEA est une législation exhaustive qui régit les entreprises et qui touche les exigences relatives à l'environnement, à l'utilisation de l'eau et à l'évaluation environnementale.

Il convient d'obtenir l'approbation d'une entreprise en vertu de la NSEA auprès de l'Inspection, Compliance, and Enforcement Division (division de l'inspection, de la conformité et de la mise en application) [177]. Le terme « entreprise » dans la NSEA fait référence à « une entreprise, une activité, un projet, une structure, un ouvrage ou une proposition qui peut, de l'avis du ministre, avoir des conséquences néfastes ou des conséquences environnementales [notre traduction] » [176]. La production d'hydrogène est désignée dans la réglementation comme une activité nécessitant un enregistrement et un processus d'évaluation environnementale explicite. Les exigences relatives à une demande d'entreprise comprennent sa notification et son enregistrement, et peuvent également inclure :

- une évaluation environnementale ;
- un rapport ciblé ;
- une audience ou un examen publics.

A.7.2 Règlements et exigences

L'*Activities Designation Regulations* (règlement sur la désignation des activités) [178] en vertu de la NSEA désigne précisément la production d'hydrogène comme une usine de fabrication de produits chimiques. Cette désignation est classée comme une activité nécessitant une approbation ministérielle. Le type d'approbation requis pour cette activité est précisé dans l'*Approval and Notification Procedures Regulations* (règlement sur les procédures d'approbation et de notification) [179].

L'*Environmental Assessment Regulations* (règlement sur l'évaluation environnementale) en vertu de la NSEA désigne précisément une installation de production d'hydrogène comme une entreprise de catégorie I [180]. Le processus d'évaluation environnementale requis pour les entreprises de catégorie I comprend l'enregistrement et peut inclure :

- un rapport ciblé ;
- les stipulations ;
- un rapport d'évaluation environnementale ;
- un mode substitutif de résolution des différends ;
- un renvoi à un comité d'examen.

L'*Environmental Assessment Regulations* décrit de façon plus détaillée ces composantes potentielles du processus, tandis que l'*Environmental Assessment Review Panel Regulations* décrit les exigences relatives à un comité d'examen d'une évaluation environnementale [181].

L'hydrogène est considéré comme une marchandise dangereuse de catégorie 2 dans le *Dangerous Goods Management Regulations* [182] en référence au *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses du gouvernement fédéral* [183]. Le *Dangerous Goods Management Regulations* de la Nouvelle-Écosse prescrit les exigences relatives à l'entreposage, aux plans d'urgence et à la tenue des inventaires.

La production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles peut également être soumise au *Air Quality Regulations* (règlement sur la qualité de l'air) (p. ex., émissions de CO, de H_2S et de particules) [184].

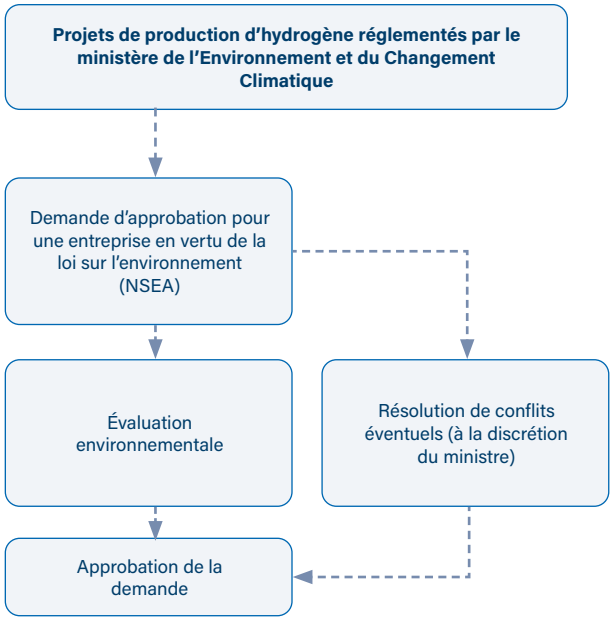
A.7.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles en Nouvelle-Écosse n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.7.4 Processus d'approbation des demandes

La figure A-8 illustre le processus d'approbation pour les projets de production d'hydrogène en Nouvelle-Écosse en vertu de la NSEA et des règlements connexes. Les exigences relatives au processus d'approbation sont décrites au chapitre A.7.2.

Figure A-8. Organigramme des exigences relatives à l'approbation des projets de production d'hydrogène en Nouvelle-Écosse.



A.8 Nunavut

A.8.1 Lois et organismes de réglementation

La Codification administrative de la Loi sur la protection de l'environnement du Nunavut [185] semble être la seule loi qui puisse s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans le territoire. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements. Il convient d'obtenir un permis ou une licence pour une activité en vertu de la Codification administrative de la loi sur la protection de l'environnement auprès du ministère de l'Environnement, mais la Loi ne fournit aucune directive concernant les activités désignées.

A.8.2 Règlements

Il ne semble pas y avoir de réglementation concernant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Nunavut.

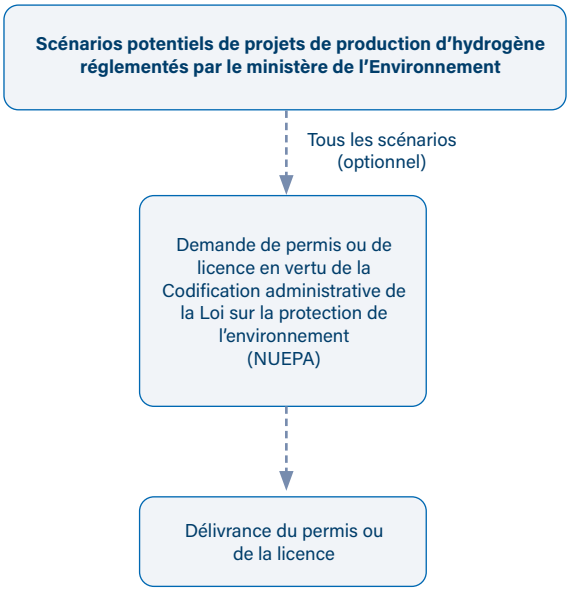
A.8.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Nunavut n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.8.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-9 illustre les processus et les exigences possibles en matière d'approbation et de délivrance de licences et de permis pour les scénarios de projets de production d'hydrogène au Nunavut.

Figure A-9. Organigramme des exigences possibles relatives à la délivrance de licences et de permis pour la production d'hydrogène au Nunavut.



A.9 Ontario

A.9.1 Lois et organismes de réglementation

La Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel [186], la Loi sur les ressources en eau [187] et la Loi sur la protection de l'environnement [188] de l'Ontario, ainsi que les règlements connexes, peuvent s'appliquer aux activités de production d'hydrogène dans la province. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements.

La Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel définit une « installation » comme tout « ouvrage qui sert au stockage, au traitement ou au transport de toute substance extraite d'un puits ou injectée dans celui-ci » [186] et peut englober la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), ou le ministre responsable, octroie des permis d'installations pétrolières et gazières en vertu de la Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel. Toutefois, les personnes interrogées ont indiqué que la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles relève de l'autorité du ministère de l'Environnement.

Les directeurs nommés par le ministre de l'Environnement délivrent des permis de prélèvement d'eau en Ontario en vertu de la Loi sur les ressources en eau [187]. Des permis sont requis pour les « personnes » (c.-à-d. les promoteurs/propriétaires d'installations) qui prélèvent plus de 50 000 litres d'eau par jour et qui ne sont pas admissibles aux exceptions en vertu de la Loi sur les ressources en eau. Cette exigence aurait probablement une incidence sur les procédés de production d'hydrogène, selon l'ampleur du projet proposé. Le directeur peut exiger que les demandeurs d'un permis effectuent des analyses ou des études, que les analyses ou les études soient certifiées par une personne habilitée ou qu'ils mènent des consultations.

Les directeurs nommés par le ministre de l'Environnement approuvent également les demandes de conformité environnementale pour les usines ou les procédés de production en Ontario, en vertu de la Loi sur la protection de l'environnement [188]. Le directeur peut exiger de la personne qui présente une demande qu'elle présente « des plans, des devis descriptifs, des rapports techniques ou d'autres renseignements et qu'elle procède à des épreuves ou expériences en ce qui a trait à l'activité faisant l'objet de la demande », et qu'elle mène des consultations. Les procédés de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles, bien qu'ils ne soient pas explicitement mentionnés dans la Loi sur la protection de l'environnement, peuvent être considérés comme des usines ou des procédés de production

A.9.2 Règlements

Le règlement sur le prélèvement et le transfert de l'eau (*Water Taking and Transfer*) complète la Loi sur les ressources en eau en fournissant des détails supplémentaires sur les demandes de délivrance de permis de prélèvement d'eau qui peuvent être pertinents à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles [189].

Plusieurs règlements dans le cadre de la Loi sur la protection de l'environnement peuvent s'appliquer aux demandes de conformité environnementale pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Ces règlements et leurs répercussions potentielles sont résumés dans le tableau A-3.

Tableau A-3. Résumé des règlements en vertu de la Loi sur la protection de l'environnement de l'Ontario ayant des répercussions potentielles sur la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles.

Règlement en vertu de la Loi sur la protection de l'environnement	Répercussions potentielles sur la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles
Enregistrements visés à la partie II.2 de la Loi – Activités exigeant l'évaluation des émissions atmosphériques [190]	Une évaluation des émissions atmosphériques peut être requise dans le cadre d'une demande de conformité environnementale pour un procédé de production d'hydrogène qui rejette quoi que ce soit dans l'environnement naturel autre que de l'eau.
Alternative Low-Carbon Fuels [191]	Fournit des conditions supplémentaires pour une demande de conformité environnementale si l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles est considéré comme un combustible de remplacement à faible teneur en carbone.
Applications for Environmental Compliance Approvals [192]	Fournit des exigences générales pour toutes les demandes de conformité environnementale.

A.9.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

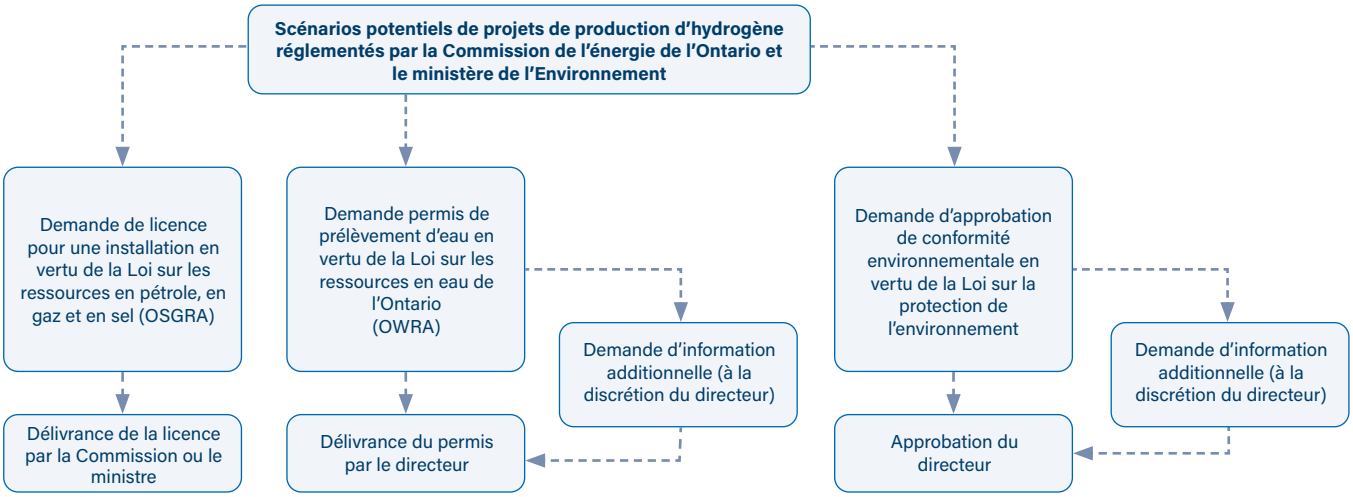
Aucune divulgation publique d'approbations de production d'hydrogène en Ontario n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport, bien que l'existence d'usines de production d'hydrogène dans diverses raffineries et installations de fabrication d'engrais en Ontario soit connue.

A.9.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-10 illustre les processus et les exigences possibles en matière d'approbation et de délivrance de licences et de permis pour les scénarios de projets de production d'hydrogène en Ontario. Les exigences

potentielles sont gérées par la CEO et le ministère de l'Environnement. Comme nous l'avons mentionné, le ministère de l'Environnement semble être le principal organisme de réglementation pour les projets de production d'hydrogène en Ontario, selon une entrevue menée. Les exigences relatives aux permis de prélèvement d'eau semblent dépendre principalement du volume d'eau utilisé dans le procédé.

Figure A-10. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation et à la délivrance de licences et de permis pour la production d'hydrogène en Ontario.



A.10 Île-du-Prince-Édouard

A.10.1 Lois et organismes de réglementation

L'*Environmental Protection Act* (PEIEPA, loi sur la protection de l'environnement) [193] et la *Water Act* (PEIWA, loi sur l'eau) [194] de l'Île-du-Prince-Édouard, ainsi que les règlements connexes, peuvent s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans la province. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements.

Il convient d'obtenir l'approbation d'une entreprise en vertu de la PEIEPA auprès du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de l'Action climatique. Le terme « entreprise » dans la PEIEPA désigne toute construction, industrie, exploitation ou tout autre projet qui aura ou peut avoir des répercussions négatives sur l'environnement. La production d'hydrogène n'est pas explicitement désignée, mais pourrait être considérée comme une entreprise. Les exigences d'une proposition d'entreprise peuvent comprendre :

- une évaluation et une étude d'impact sur l'environnement ;
- l'avis au public de la proposition et l'acceptation des commentaires.

A.10.2 Règlements

Le règlement sur le prélèvement de l'eau (*Water Withdrawal Regulations*) [195] exige qu'une « personne » (c.-à-d. le promoteur/propriétaire de l'installation) demande un permis de prélèvement de l'eau si le taux de prélèvement est supérieur à 25 mètres cubes par jour. Les procédés de production d'hydrogène à l'échelle commerciale utilisant de l'eau nécessitent généralement des centaines ou des milliers de mètres cubes d'eau par jour ; la nécessité d'un permis s'applique donc. Le demandeur peut être tenu de procéder à des essais, de recueillir des données, d'obtenir des renseignements ou de soumettre un plan d'urgence en cas de sécheresse, à la discrétion du ministre.

La production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles peut également être assujettie au *Air Quality Regulations* (PEI Reg EC377/92, règlement sur la qualité de l'air) (p. ex., émissions de CO, de H_2S et de particules) [196].

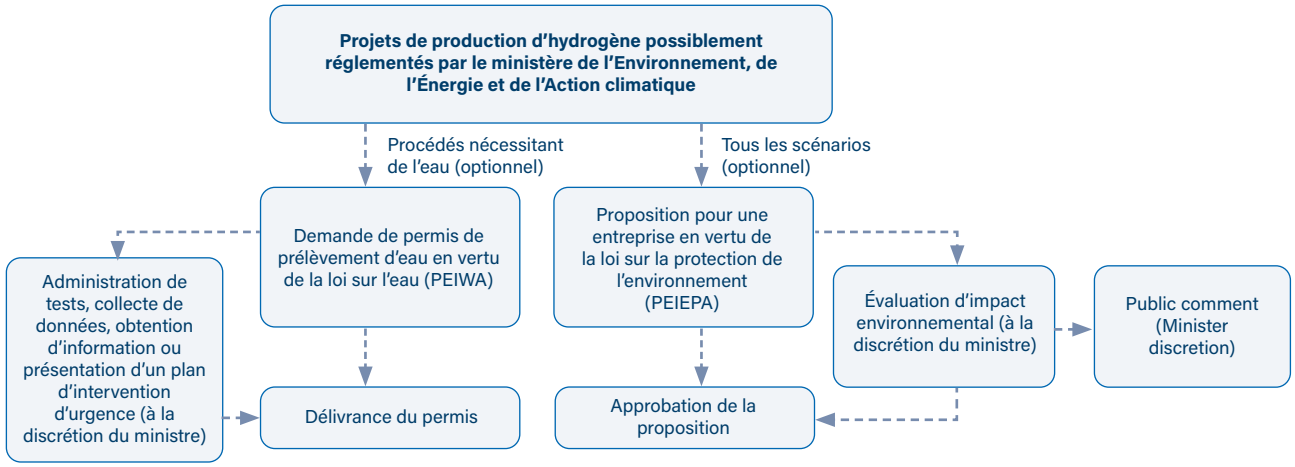
A.10.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans l'Île-du-Prince-Édouard n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.10.4 Processus d'approbation

La figure A-11 illustre le processus d'approbation possible des projets de production d'hydrogène à l'Île-du-Prince-Édouard.

Figure A-11. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation des projets de production d'hydrogène à l'Île-du-Prince-Édouard.



A.11 Québec

A.11.1 Lois et organismes de réglementation

La Loi sur la qualité de l'environnement du Québec semble être une législation exhaustive régissant les installations industrielles affectant l'environnement, l'utilisation d'eau et les exigences d'évaluation environnementale dans la province, qui peut s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles [197]. Les exigences relatives à la production d'hydrogène sont expressément mentionnées dans le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, et sont abordées plus en détail au chapitre A.11.2 [198].

- La Loi sur la qualité de l'environnement exige que le promoteur du projet obtienne une ou plusieurs autorisations auprès du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs. Une autorisation est requise pour les activités suivantes susceptibles d'être pertinentes dans le cadre d'une usine de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles :
- L'exploitation d'un établissement industriel (p. ex., usine de production d'hydrogène) ;
- Le prélèvement d'eau, y compris les travaux connexes (p. ex., pour le reformage du méthane à la vapeur et le reformage autothermique) ;
- La gestion des matières dangereuses (p. ex., H_2 et H_2S) ;
- L'installation et l'exploitation d'équipement conçu pour empêcher, diminuer ou arrêter le rejet de contaminants dans l'atmosphère (p. ex., élimination et torchage des gaz acides) ;
- L'exploitation d'une installation d'élimination ou de valorisation des matières résiduelles (p. ex., élimination et torchage des gaz acides).

Une autorisation ministérielle unique peut constituer la seule exigence pour toutes ces activités énumérées. Toutefois, la Loi sur la qualité de l'environnement fait référence précisément à une autorisation relative aux matières dangereuses ailleurs, ce qui peut constituer une exigence supplémentaire.

La Loi sur la qualité de l'environnement fournit également de nombreux détails sur les exigences d'une demande d'autorisation. L'énumération de tous les détails pertinents à un projet de production d'hydrogène est en dehors du domaine d'application du présent rapport.

A.11.2 Règlements

Le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère énumère les exigences suivantes concernant tous les procédés de production d'hydrogène [198] :

- La déclaration des émissions de GES ;
- L'échantillonnage, l'analyse et les mesures ;
- Les méthodes d'estimation des données manquantes.

De plus, les règlements suivants, en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement, peuvent s'appliquer aux projets de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles :

- Le Règlement sur les aqueducs et égouts privés (p. ex., eau d'extinction) [199] ;
- Le Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (p. ex., émissions de CH_4, de CO et de H_2S) [200] ;
- Le Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau (p. ex., pour le reformage du méthane à la vapeur ou le reformage autothermique) [201] ;
- Le Règlement sur l'encadrement d'activités en fonction de leur impact sur l'environnement (p. ex., pour les évaluations de l'impact sur l'environnement du projet) [202] ;
- Le Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets (p. ex., production de H_2 dans les raffineries, usines de synthèse de gaz à potentiel énergétique et usines de fabrication de produits chimiques dont la capacité de production est supérieure à 50 000 tonnes/an) [203] ;
- Le Règlement relatif à l'exploitation d'établissements industriels (p. ex., production de H_2 dans un établissement de sidérurgie) [204] ;
- Le Règlement sur les matières dangereuses (p. ex., production et manipulation de H_2) [205] ;

- Le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (p. ex., pour le reformage du méthane à la vapeur ou le reformage autothermique) [206] ;
- Le Règlement sur la qualité de l'atmosphère (p. ex., pour les émissions potentielles de matières particulaires provenant de la pyrolyse du méthane) [207].

A.11.3 Normes citées

Les exigences en matière d'échantillonnage, d'analyse et de mesures de la production d'hydrogène dans le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère du Québec citent les normes suivantes [198] :

Dans le cas des matières premières solides :

- ASTM D2013/D2013M, *Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis ;*
- ASTM D2234/D2234M, *Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal ;*
- ASTM D3176, *Standard Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke ;*
- ASTM D6609, *Standard Guide for Part-Stream Sampling of Coal ;*
- ASTM D6883, *Standard Practice for Manual Sampling of Stationary Coal from Railroad Cars, Barges, Trucks, or Stockpiles ;*
- ASTM D7430, *Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal.*

Dans le cas des matières premières liquides :

- ASTM D2597, *Standard Test Method for Analysis of Demethanized Hydrocarbon Liquid Mixtures Containing Nitrogen and Carbon Dioxide by Gas Chromatography ;*
- ASTM D4057, *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products ;*
- ASTM D4177, *Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products ;*
- ISO 3170, *Produits pétroliers liquides – Échantillonnage manuel ;*
- ISO 3171, *Produits pétroliers liquides – Échantillonnage automatique en oléoduc.*

Dans le cas des matières premières gazeuses :

- ASTM UOP539, *Refinery Gas Analysis by Gas Chromatography ;*
- GPA 2261, *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography.*

A.11.4 Approbations récentes de production d'hydrogène

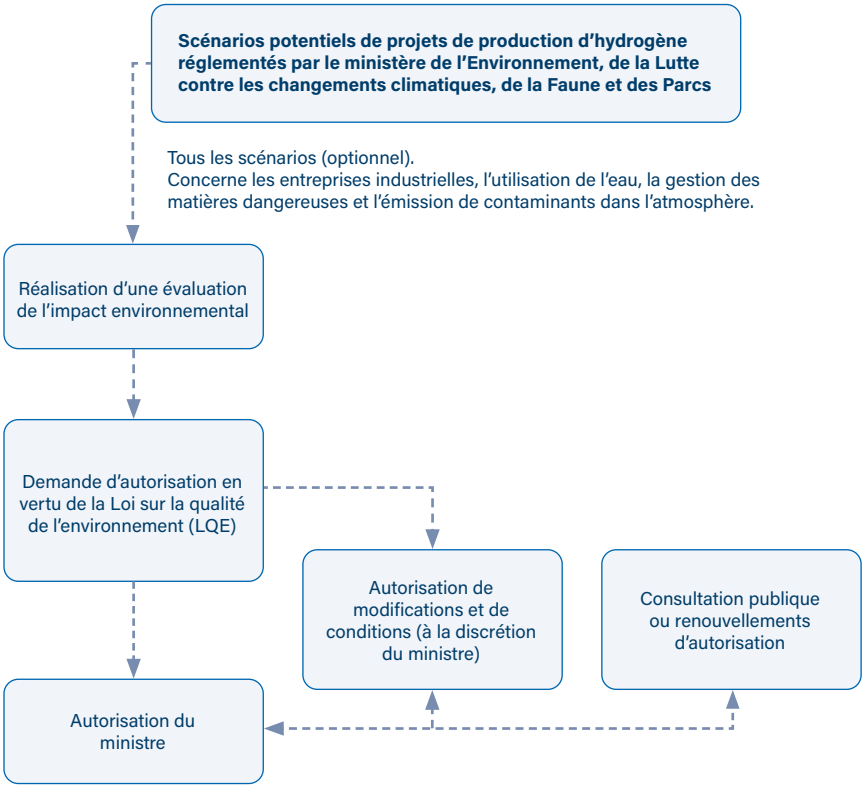
Aucune divulgation publique d'autorisations de production d'hydrogène au Québec n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport, bien que l'existence d'usines de production d'hydrogène dans des raffineries du Québec soit connue.

A.11.5 Processus et exigences relatifs à l'examen et à l'approbation des autorisations

Fallon et coll. [208] ont publié un aperçu du processus et des exigences en matière d'examen et d'approbation des autorisations au Québec.

La figure A-12 illustre les processus et les exigences possibles concernant l'approbation et la délivrance de licences et de permis pour les scénarios de projets de production d'hydrogène au Québec. Les exigences potentielles sont relativement simples puisqu'une autorisation ministérielle unique est exigée en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement. Cependant, comme indiqué aux chapitres A.11.1 et A.11.2, les exigences relatives aux autorisations sont extrêmement détaillées et de nombreux règlements peuvent s'appliquer.

Figure A-12. Organigramme des exigences possibles liées à l'autorisation des projets de production d'hydrogène au Québec.



A.12 Saskatchewan

Un aperçu des considérations réglementaires relatives à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles en Saskatchewan est fourni en [96].

A.12.1 Lois et organismes de réglementation

L'*Oil and Gas Conservation Act* (SKOGCA, loi sur la conservation du pétrole et du gaz) [209], la *Water Security Agency Act* (WSAA, loi sur l'Agence de sécurité de l'approvisionnement en eau) [210] et l'*Environmental Management and Protection Act* (loi sur la gestion et la protection de l'environnement) [211] de la Saskatchewan, ainsi que les règlements connexes, peuvent s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans la province. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements.

La SKOGCA définit une « substance ni pétrolière ni gazière [notre traduction] » comme « toute substance, autre que les déchets pétroliers et gaziers, provenant d'une industrie réglementée [notre traduction] » et un « produit » comme un « produit fabriqué à partir de pétrole et de gaz [notre traduction] », y compris les « sous-produits dérivés du pétrole ou du gaz [notre traduction] » [96], [212]. Ces termes pourraient être interprétés comme incluant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. Le ministère de l'Énergie et des Ressources délivre des permis pour la construction et l'exploitation d'installations pétrolières et gazières [213], et une entrevue avec le personnel du ministère de l'Énergie et des Ressources a confirmé qu'il s'agit de l'organisme de réglementation compétent pour les projets de production souterraine d'hydrogène.

L'Agence de sécurité de l'approvisionnement en eau délivre des permis de captation d'eau en Saskatchewan et est chargée de donner son approbation pour la construction et l'exploitation de réseaux d'adduction d'eau en vertu de la WSAA [96], [210], [214]. Bien que la production d'hydrogène ne soit pas mentionnée dans la WSAA ni dans les règlements connexes, on s'attend à ce qu'un procédé de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles nécessitant de l'eau requière une demande de permis de captation d'eau et, potentiellement, une demande d'approbation pour les ouvrages de dérivation [96]. Ce procédé amorcerait également une période d'avis public [96]. De plus, l'Agence a le pouvoir de renvoyer une demande au ministre responsable de l'*Environmental Management and Protection Act*, ce qui pourrait obliger le promoteur du projet à demander un permis environnemental [96], [211].

Il convient d'obtenir l'approbation d'une exploitation en vertu de l'*Environmental Assessment Act* (SKEAA, loi sur l'évaluation environnementale) auprès du ministère de l'Environnement [96], [215]. Une entrevue a confirmé qu'il s'agit de l'organisme de réglementation compétent pour les projets de production d'hydrogène de surface. Le terme « exploitation [notre traduction] » dans la SKEAA est assorti d'un domaine d'application étendu et comprend les significations pertinentes suivantes [215], qui peuvent presque certainement inclure des projets de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles (bien que l'hydrogène ne soit pas explicitement mentionné) :

- Utiliser de façon substantielle toute ressource provinciale ;
- Provoquer le rejet de polluants ou la création de sous-produits ;
- Faire appel à une nouvelle technologie impliquant l'utilisation des ressources ;
- Nécessiter une exploitation plus poussée susceptible d'avoir des répercussions importantes sur l'environnement.

Dans le cadre de cette interprétation d'un projet de production d'hydrogène en tant qu'exploitation en vertu de la SKEAA, le promoteur du projet serait tenu d'effectuer une évaluation environnementale

A.12.2 Règlements

Dans l'*Oil and Gas Conservation Regulation*s de la Saskatchewan (SKOGCR, règlement sur la conservation du pétrole et du gaz), une « installation » est définie comme « tout bâtiment, structure, installation, équipement ou ouvrage annexe qui est lié ou associé à la production [...], à la transformation [...], [...] de pétrole, de gaz, d'eau, de produits ou d'autres substances [notre traduction] » [212]. Une « personne » (c.-à-d. le promoteur/propriétaire de l'installation) est tenue d'avoir obtenu un permis pour une installation ou en être dispensée [96]. Bien qu'une usine de production d'hydrogène ait la capacité d'être interprétée comme une installation, ce n'est pas expressément stipulé dans le règlement.

Le chapitre *"Facility Licence Requirements"* de la Directive PNG001 de la Saskatchewan décrit les exigences relatives à un document d'autorisation d'établissement, y compris un schéma de procédé, un schéma d'espacement des équipements, une étude du site, la documentation de la Directive S-20, un modèle de dispersion atmosphérique, les demandes de dispense, une demande d'installation de traitement des déchets, une demande d'usine de traitement du gaz pour ce type d'installation et d'autres exigences générales [216]. La production d'hydrogène n'est pas

expressément mentionnée dans la Directive PNG001. Par conséquent, le besoin de demander un permis d'installation pour une usine de production d'hydrogène en vertu de la directive pourrait vraisemblablement être lié au contexte et ouvert à l'interprétation. Une unité gazière multipuits et une usine de traitement du gaz nécessitent chacune un permis. Les raffineries, les usines de fabrication, les stations-service, les stations de stockage en vrac, les unités de valorisation du pétrole lourd ainsi que toutes les installations et tous les sites intermédiaires et en aval sont dispensés des exigences relatives aux permis d'installation. La production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles pourrait vraisemblablement être mise en œuvre dans toutes ces installations énumérées.

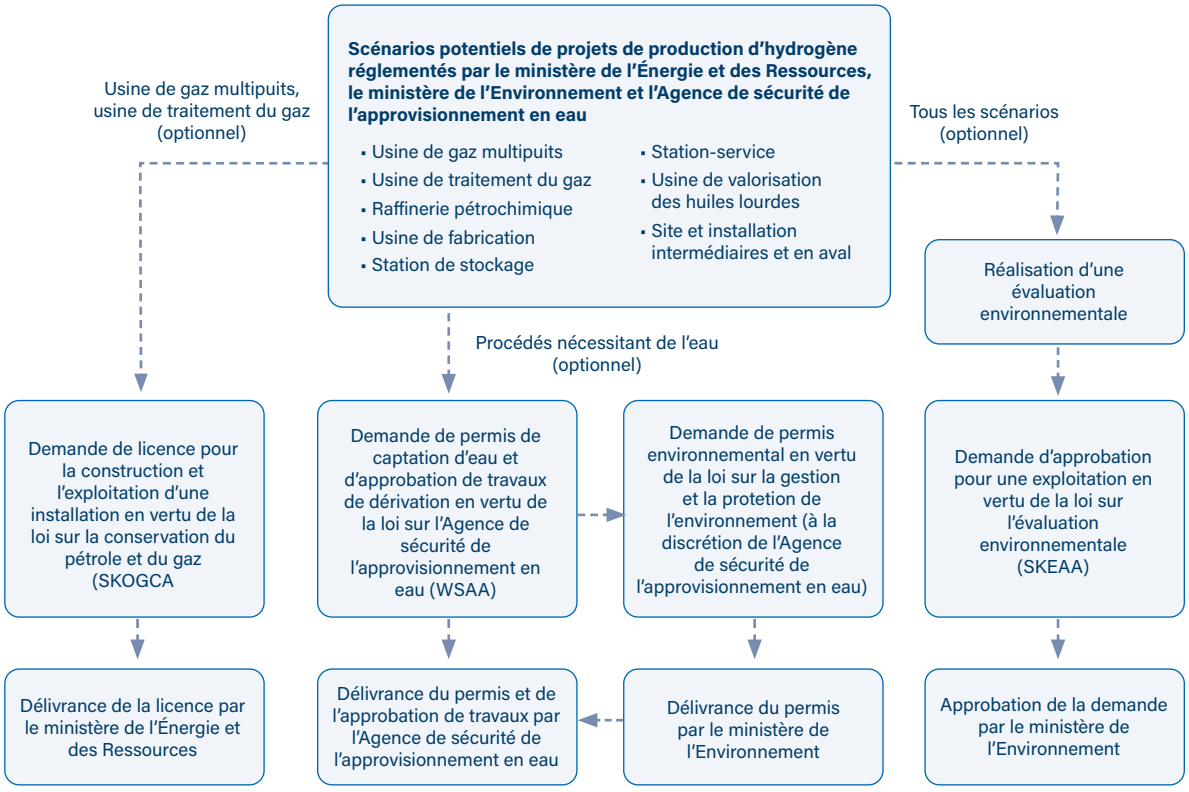
A.12.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Proton Technologies Canada mène un projet pilote de démonstration de gazéification in situ dans un champ de pétrole lourd en fin de vie près de Kerrobert, en Saskatchewan [52]. Toutefois, la divulgation publique de la demande, des approbations, des licences et des permis pour ce projet n'a pas été trouvée pendant les recherches menées pour le présent rapport.

A.12.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-13 illustre les processus et les exigences possibles en matière d'approbation et de délivrance de licences et de permis pour les scénarios de projets de production d'hydrogène en Saskatchewan. Les exigences et les processus possibles sont relativement complexes, car ils sont réglementés par trois ministères et organismes, et semblent dépendre grandement du contexte.

Figure A-13. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation et à la délivrance de licences et de permis pour la production d'hydrogène en Saskatchewan.



A.13 Yukon

A.13.1 Lois et organismes de réglementation

La Loi sur le pétrole et le gaz [217], la Loi sur l'environnement [218] et la Loi sur les eaux [219] du Yukon, ainsi que les règlements connexes, peuvent s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles dans la province. Comme dans la plupart des provinces et des territoires canadiens, la production d'hydrogène n'est pas expressément mentionnée dans la législation et les règlements.

La Loi sur le pétrole et le gaz définit les termes suivants, qui pourraient être interprétés comme incluant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles gazeux ou liquides :

- Gaz : « gaz naturel et toutes les substances produites avec ce gaz, à l'exclusion du pétrole » ;
- Usine de traitement du gaz : « une usine [...] pour extraire du gaz naturel brut [...] de l'hydrogène sulfuré, l'hélium, l'éthane, les liquides de gaz naturel et d'autres substances ».

La Loi sur le pétrole et le gaz exige une licence pour l'exportation de tout produit obtenu par le traitement du pétrole ou du gaz associé à une « activité pétrolière et gazière », ce qui inclut les usines de traitement du gaz. Ces exigences pourraient être interprétées comme incluant la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles. La Direction des ressources géothermiques et pétrolières du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources délivre des licences pour les activités pétrolières et gazières [220].

L'Office des eaux du Yukon délivre des licences d'utilisation de l'eau sur le territoire en vertu de la Loi sur les eaux [221]. Bien que la production d'hydrogène ne soit pas mentionnée dans la Loi sur les eaux ni dans les règlements connexes, on s'attend à ce qu'un procédé de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles nécessitant de l'eau s'accompagne d'une demande de licence d'utilisation de l'eau. Dans certains cas, une audience publique peut être nécessaire.

Il convient d'obtenir une licence de projet en vertu de la Loi sur l'environnement auprès du ministère de l'Environnement. Le terme « projet » dans la Loi sur l'environnement est défini comme « entreprise, ouvrage, affaire, industrie, exploitation, ou toute modification ou expansion de ceux-ci », ce qui inclurait presque certainement des projets de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles (bien que l'hydrogène ne soit pas explicitement mentionné). Dans le cadre de cette interprétation d'un projet de production d'hydrogène, le promoteur du projet peut avoir besoin d'effectuer une évaluation si le projet est prescrit par la réglementation comme étant un « grand projet ».

A.13.2 Règlements

Le Règlement sur les usines de traitement du gaz [222] en vertu de la Loi sur le pétrole et le gaz précise les exigences détaillées relatives à la demande d'une licence d'exploitation d'usine de traitement et à la construction et à l'exploitation d'une telle usine. Les exigences relatives à la demande de la licence comprennent un système de gestion, un programme de sécurité, un programme de protection de l'environnement, un programme de vérification par examen non destructif des joints soudés, un programme de contrôle et d'assurance de la qualité, une description des installations de traitement et des systèmes de contrôle ainsi que des renseignements sur le torchage ou sur le rejet dans l'atmosphère. Le règlement précise également les exigences en matière de construction et d'exploitation, y compris le besoin explicite d'approbation avant le début de l'exploitation.

Le Règlement sur les eaux [223] en vertu de la Loi sur les eaux prescrit les exigences relatives à une entreprise impliquant la manipulation ou l'entreposage de produits pétroliers, lesquelles peuvent probablement s'appliquer aux procédés de production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles nécessitant de l'eau. Les exigences comprennent un plan des mesures de sécurité pour la manipulation, l'entreposage et l'élimination en toute sécurité ainsi qu'un plan d'urgence prévoyant, en cas de déversement de ces produits ou matières, les mesures à prendre pour les empêcher.

Le Règlement sur les émissions atmosphériques [224] en vertu de la Loi sur l'environnement peut probablement s'appliquer à la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles et peut nécessiter un permis supplémentaire, en plus d'une licence de projet.

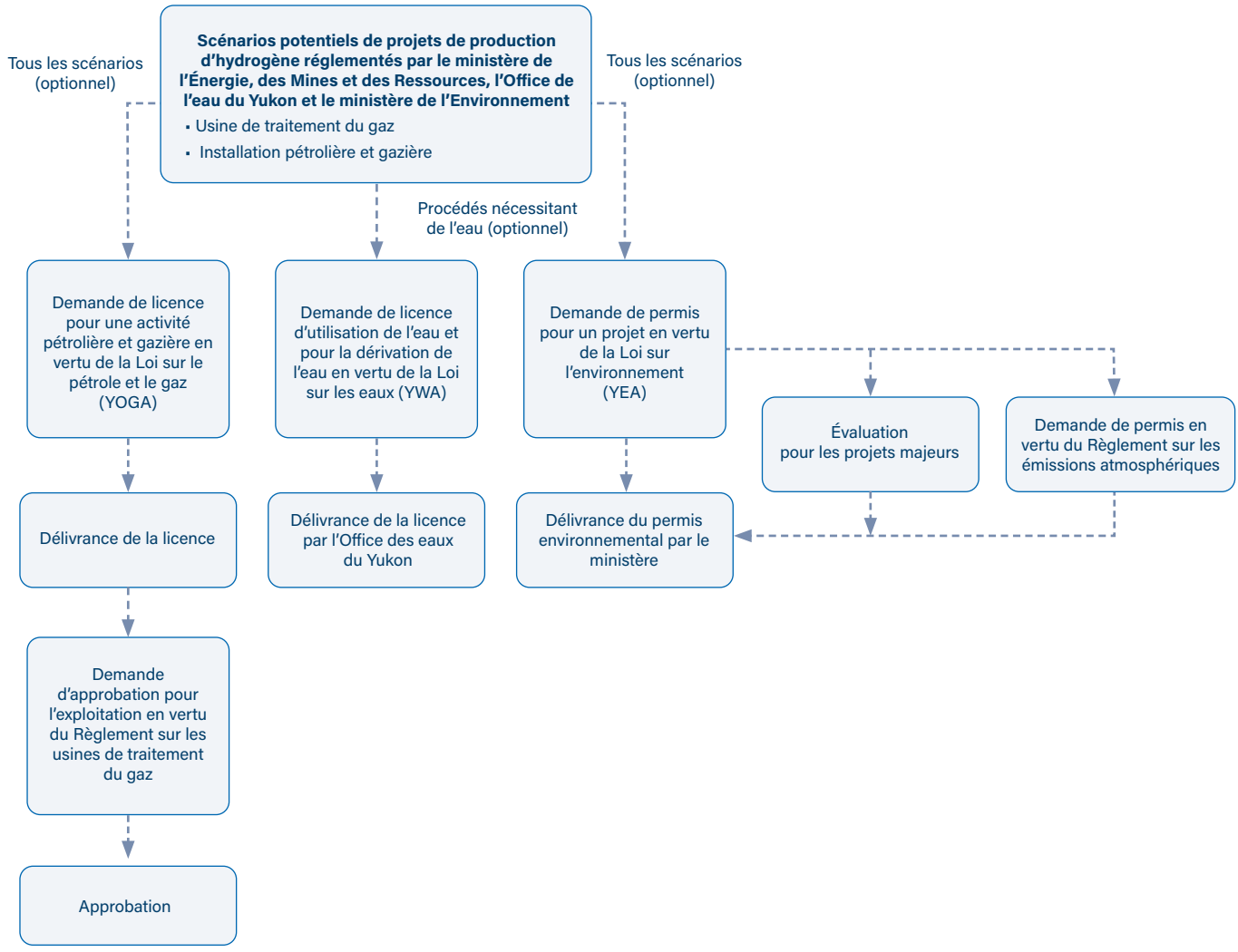
A.13.3 Approbations récentes de production d'hydrogène

Aucune approbation récente pour la production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles au Yukon n'a été constatée dans les recherches menées pour le présent rapport.

A.13.4 Processus et exigences relatifs à l'approbation et à la délivrance de permis

La figure A-14 illustre les processus et les exigences possibles en matière d'approbation et de délivrance de licences et de permis pour les scénarios de projets de production d'hydrogène au Yukon. Les exigences et les processus possibles sont relativement complexes, car ils sont réglementés par trois ministères et organismes.

Figure A-14. Organigramme des exigences possibles relatives à l'approbation et à la délivrance de licences et de permis pour la production d'hydrogène au Yukon.



Recherche du Groupe CSA

Dans le but de favoriser l'adoption de solutions normatives fondées sur le consensus afin d'accroître la sécurité et de favoriser l'innovation, le Groupe CSA soutient et effectue des recherches dans des domaines qui visent les industries nouvelles ou émergentes ainsi que sur des sujets et des questions qui touchent une vaste gamme de parties prenantes actuelles et potentielles. Les résultats de nos programmes de recherche étaieront l'élaboration de solutions normatives futures, ils offriront aux industries des directives provisoires sur la conception et l'adoption de nouvelles technologies et ils contribueront à démontrer notre engagement continu envers l'édification d'un monde meilleur, plus sécuritaire et plus durable.

GROUPE CSA[MC]

© 2025 Association canadienne de normalisation. Tous droits réservés.