



**Mémoire déposé au Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement  
(BAPE)**

Dans le cadre des audiences publiques tenues en vertu de l'article 6.3  
sur le projet d'oléoduc Énergie Est

**L'angle mort du cumul des émissions de GES liées au projet  
Énergie Est**

**Sur 80 ans plus de 160 fois les émissions du Québec  
Équivalent à 3,3 milliards de véhicules !**

**Préparé par :**

M. Alain Brunel,  
Conseiller climat-énergie AQLPA

**Version révisée du 28 avril 2016**

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) tient à remercier Monsieur Alain Brunel, conseiller climat-énergie de l'AQLPA, pour sa précieuse collaboration.

Toute communication relative du présent mémoire peut être adressée aux coordonnées suivantes :



**M. Alain Brunel**

Conseiller climat-énergie  
Association québécoise de lutte contre la  
pollution atmosphérique (AQLPA)  
484, route 277  
Saint-Léon-de-Standon (QC)  
G0R 4L0  
Tél. : 418 642-1322  
[alain.brunel@AQLPA.com](mailto:alain.brunel@AQLPA.com)

**M. André Bélisle,**

Président, AQLPA  
484, route 277  
Saint-Léon-de-Standon (QC)  
G0R 4L0  
Tél. : 418 642-1322  
[andre.belisle@AQLPA.com](mailto:andre.belisle@AQLPA.com)

## À propos de l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Fondée en 1982, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) est l'un des plus anciens groupes environnementaux du Québec. L'organisation est forte de près de 35 ans d'engagement visant à protéger et à améliorer la qualité de l'air. L'AQLPA a pour objet de favoriser et promouvoir des actions, des aménagements et des idées conformes aux principes du développement durable. Elle vise notamment à regrouper les associations environnementales et para-environnementales afin de lutter contre les pollutions atmosphériques, leurs sources et leurs conséquences.

L'AQLPA a développé au Québec des approches innovatrices dans l'atteinte d'objectifs environnementaux par des instruments incitatifs, fondés sur le partenariat avec les gouvernements, les organisations d'intérêt socio-environnemental et les entreprises. Les programmes *Faites de l'air!* et *Changez d'air!*, qui ont été initiés et gérés par l'AQLPA, sont des exemples éloquentes de tels partenariats. Avec un réseau de plus de 1000 partenaires privés et publics, plus de 50 000 vieux véhicules ont été recyclés depuis 2009 et près de 5 000 vieux appareils de chauffage au bois ont été retirés ou remplacés entre septembre 2012 et août 2013, résultant en de significatives réductions de la pollution atmosphérique au Québec.

L'AQLPA est également intervenue sur plusieurs projets énergétiques devant divers forums pour renforcer les instruments de régulation et de planification afin de favoriser une stratégie de gestion à long terme des choix énergétiques incluant le développement de sources d'énergie moins polluantes, la conservation et l'efficacité énergétique. L'AQLPA a notamment réalisé des interventions relatives à l'*Accord Canada-États-Unis* sur la pollution transfrontalière et d'autres accords internationaux relatifs à la qualité de l'atmosphère. L'AQLPA a pris part aux consultations publiques ayant mené aux diverses politiques énergétiques du Québec et aux stratégies de développement durable du Québec. Elle participe régulièrement aux audiences de la *Régie de l'énergie*, du *BAPE* et à d'autres audiences environnementales ou parlementaires relatives à des projets énergétiques et environnementaux.

L'AQLPA est membre du *Réseau action climat Canada*. Elle a été récipiendaire de plusieurs prix prestigieux dans le domaine de l'environnement.

©Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique  
(AQLPA)  
484, Route 277  
Saint-Léon-de-Standon  
Québec G0R 4L0  
418-642-1322  
[www.AQLPA.com](http://www.AQLPA.com)

Reproduction d'extraits de ce document permise en citant la source

## Table des matières

À propos de l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)	3
Table des matières	4
Table des illustrations	5
<b>1 Préambule</b>	<b>8</b>
1.1 AVERTISSEMENT	8
1.2 Implications méthodologiques	8
<b>2 Résumé</b>	<b>10</b>
<b>3 Recommandations</b>	<b>11</b>
RECOMMANDATION 1	11
RECOMMANDATION 2	11
RECOMMANDATION 3	11
RECOMMANDATION 4	11
RECOMMANDATION 5	12
RECOMMANDATION 6	12
RECOMMANDATION 7	12
<b>4 Introduction</b>	<b>13</b>
4.1 Un projet gigantesque	14
4.1.1 Données techniques	15
4.2 Autres projets pipeliniers	16
4.3 Une croissance de production entravée par la baisse des prix	17
4.4 Les émissions de GES associées à Énergie Est	19
4.5 Climat : l'emballement est enclenché	20
4.5.1 Exemples de dérives en cours	20
4.5.2 Des mesures insuffisantes pour un seuil trop élevé	23
<b>5 Un portrait tronqué des émissions de gaz à effet de serre</b>	<b>24</b>
5.1 Les œillères confortables du promoteur	26
5.2 Émissions brutes : faits saillants de l'approche de <i>Pembina</i>	27
5.3 L'analyse dite « dynamique » de la firme <i>Navius Research</i>	28
5.4 Critique de l'approche de <i>Navius</i>	29
5.5 Les dimensions sous-estimées du calcul des émissions	31
5.5.1 Le PRP du méthane : une sous-estimation chronique	31
5.5.2 La frontière du gaz acheté	33
5.5.3 Le changement d'usage des terres	33
5.5.4 Émissions aval : pelleter en avant !	34
5.5.5 Conclusion	34
<b>6 Durée de vie : une donnée gênante qu'il vaut mieux taire ?</b>	<b>35</b>
6.1 Pourquoi les émissions cumulées comptent	37
6.2 Les émissions engagées dans le système énergétique augmentent toujours	37
6.3 Les émissions de CO2 cumulées d'Énergie Est sur 40, 60 et 80 ans	38

.....	39
<b>7 Énergie Est et l'angle mort du budget carbone</b> .....	<b>40</b>
7.1 La limite du budget carbone selon le <i>GIEC</i> .....	40
7.2 Le seuil du 1,5°C sera dépassé dans 4 ans .....	42
7.3 Conclusion : après Paris, l'impossible quadrature du cercle .....	43
<b>8 Les conséquences pour les raffineries québécoises</b> .....	<b>45</b>
8.1 Flexibilité d'approvisionnement et ancrage dans le système bitumineux .....	45
8.1.1 Valero n'a pas de projets d'expansion « pour l'instant ».....	45
8.1.2 L'intégration verticale de Suncor et l'investissement dans un cocker .....	45
8.2 Vers une masse de Petcoke en stock ?.....	45
8.3 Une inévitable augmentation de la pollution de l'air .....	48
<b>9 La quasi-certitude d'un séisme majeur sur la durée de vie d'Énergie Est</b> .....	<b>49</b>
9.1 Charlevoix, une zone sismique active.....	49
9.2 Séisme de 1663 : force et intensité réévaluées à la hausse.....	51
9.2.1 L'étude géotechnique du projet .....	52
9.2.2 La réponse insatisfaisante de TransCanada.....	54
9.3 La tempête parfaite négligée.....	55
<b>10 Conclusion générale: le jeu et la chandelle</b> .....	<b>56</b>
<b>Annexe 1 - Note de méthode sur le calcul des émissions</b> .....	<b>57</b>
<b>Annexe 2 - Budget carbone et seuils de température</b> .....	<b>59</b>
<b>Annexe 3 - Des calculs myopes à l'égard du méthane</b> .....	<b>61</b>

## Table des illustrations

Figure 1 : Aperçu et principales composantes du projet Énergie Est (source : ONÉ) .....	14
Figure 2 : Aperçu et principales composantes du projet Énergie Est au Québec .....	15
Figure 3 : Production de pétrole bitumineux et conventionnel d'ici 2030 - opérationnel, en construction et croissance (Source – CAPP juin 2015) .....	17
Figure 4: Production de pétrole conventionnel et bitumineux d'ici 2030 (Opérationnels et en construction seulement – Source CAPP juin 2015).....	18
Figure 5 : Écarts de température à la moyenne terre-océans janv. à déc. 2015 - Source NOAA .....	22
Figure 6: Évolution 1995-2013 des valeurs du potentiel de réchauffement du méthane sur 20 et 100 ans (Source GIEC, adaptation AQLPA) .....	32
Figure 7 : Âge des principaux pipelines au Québec .....	36
Figure 8 : Profil des émissions du secteur Énergie 1990-2012 et cumul des émissions futures engagées selon les durées de vie projetées des installations (S.J. Davis et R.H. Socolow 2014) .	38
Figure 9 : Émissions de GES amont-aval d'Énergie Est sur 40, 60 et 80 ans (Source AQLPA) .....	39
Figure 10: Nombre d'années d'émissions CO <sub>2</sub> de 2014 pour épuiser les budgets carbone du GIEC à différents seuils de température et de probabilités .....	42
Figure 11 : Scénarios d'émissions CO <sub>2</sub> pour différents seuils de température incluant émissions négatives (Source, Fuss et al. Nature Climate Change 2014) .....	43

*Figure 12 : Impact du rehaussement du potentiel de réchauffement planétaire sur les émissions de GES au Canada (Source inventaire canadien de GES 1990-2013 Environnement Canada) ..... 64*

Tableau 1: Comparaison des capacités de transport d'Énergie Est avec autres projets de pipelines et de leurs émissions cumulées amont, aval, sur 40 ans (AQLPA 2016 et Pembina pr Énergie Est amont,) ..... 57

*Tableau 2 : Émission cumulative de dioxyde de carbone compatible avec la limitation du réchauffement à une température moyenne inférieure à celle indiquée selon différents niveaux de probabilité (source : Rapport du GIEC AR5, synthèse finale, section 2.2, p.64) ..... 59*

Tableau 3 Évolution des Potentiels de réchauffement du méthane 1995-2013 et des facteurs d'augmentation selon l'horizon de 20 ans 2013 par rapport à l'horizon 100 ans de 1995 ..... 62

*Tableau 4: Comparaison des émissions du Québec selon les inventaires de GES québécois 2012 et canadien de 2013 par secteur d'activité avec potentiels de réchauffement planétaire du méthane différents..... 63*

## LISTE DES ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

AIE	Agence internationale de l'énergie
AMS	Accélération maximale de surface
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
CH <sub>4</sub>	Méthane
CCNUCC	Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques
eq CO <sub>2</sub>	équivalent dioxyde de carbone
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
ÉE	Énergie Est
ECCC	Environnement et changement climatique Canada
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
Gt	1 Gigatonne = 1 milliard de tonnes
LQE	Loi sur la qualité de l'environnement
OEEL	Oléoduc Énergie Est Limitée
ONÉ	Office national de l'énergie
MDDELCC	Ministère du développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques
MERN	Ministère de l'énergie et des ressources naturelles
PRP	Potentiel de réchauffement planétaire
TC	TransCanada

# 1 Préambule

## 1.1 AVERTISSEMENT

La participation de l'*AQLPA* à cette enquête du Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement (*BAPE*) ne signifie en aucune façon que nous cautionnons la légalité de son assise juridique et la légitimité de son processus. En vertu des articles 31.1 et suivants de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE), le projet Énergie Est, dont le tronçon québécois fait l'objet de la dite enquête du *BAPE*, doit se dérouler selon une procédure d'enquête publique rigoureusement définie. Cet article s'applique notamment aux projets de pipeline de plus de 2km de longueur; le projet de TransCanada est aujourd'hui de 648km avec les tronçons latéraux.

L'article 31.1 stipule que le promoteur doit soumettre un avis de projet et une étude d'impact. TransCanada a refusé de soumettre un avis de projet et une étude d'impact, contrevenant ainsi aux dispositions de la loi québécoise, au motif que son projet, à portée interprovinciale, est de compétence fédérale. Cette interprétation a été contestée par des groupes environnementaux et, finalement, par le ministre de l'environnement du Québec lui-même en février dernier, 15 jours après que les groupes environnementaux et le Centre québécois du droit de l'environnement eurent initié une poursuite.

Pour l'*AQLPA* il est crucial que le promoteur respecte les lois du Québec. Ultiment l'*AQLPA* estime, comme plusieurs groupes québécois, que Québec doit non seulement avoir son mot à dire dans l'évaluation du projet mais qu'il doit avoir le **dernier** mot quant à son approbation, en jugeant des intérêts de sa propre population. En dernier ressort ce sont « les communautés qui donnent la permission » comme l'a dit le Premier Ministre du Canada Justin Trudeau.

## 1.2 Implications méthodologiques

Le gouvernement du Québec s'étant donc plié à la volonté du promoteur, il a mandaté un *BAPE* générique en vertu de l'article 6.3 de la LQE afin, dit-il, que les travaux du *BAPE* puissent l'aider à formuler sa position aux audiences de l'organisme fédéral de régulation des pipelines, l'Office national de l'énergie (*ONÉ*).

Le *BAPE* a demandé à TransCanada de lui présenter une synthèse à jour de la partie québécoise du projet. En effet, la demande initiale d'approbation réglementaire, a été déposée à l'*ONÉ* en date du 30 octobre 2014. Elle comportait 12 volumes et 12 230 pages. L'Évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES), déposée simultanément, comportait 8 volumes et 8 665 pages. Depuis ce dépôt, 5 rapports supplémentaires ont été déposés contenant des mises à jour et des modifications au projet initial ainsi que des cartographies complémentaires. Le nombre de volumes de l'ÉES est passé à 13. La quantité de documents et le nombre de modifications étaient tels que l'*ONÉ* a demandé à TransCanada le 3 février dernier de faire ses devoirs et de reformuler un document complet et consolidé afin de faciliter la participation du public car [« il est difficile](#)

[même pour les experts de s’y retrouver](#) »<sup>1</sup>. TransCanada devait déposer 2 semaines plus tard un nouveau plan de présentation et une table des matières détaillée de son projet, ce qui fut fait et indiquer à quelle date il prévoyait déposer la demande consolidée. Celle-ci devrait être déposée le 29 avril 2016 selon un [courrier de l’ONÉ](#) daté du 21 mars.

La première phase des audiences publiques du *BAPE*, destinée à recueillir des informations complémentaires, a débuté le 7 mars dernier. Les Commissaires ont été nommés le 8 janvier 2016<sup>2</sup>. La Commission, ainsi que le public, ont donc dû se contenter, pour examiner le projet Énergie Est, de ces documents pour lesquels il est difficile même pour les experts de l’Office national de l’énergie de s’y retrouver et du document synthèse de 147 pages demandé par la Commission.

On peut constater par là un double standard inférieur pour les Québécois. Pour l’examen de la portion de l’oléoduc qui les concerne au plus près, les Québécois doivent travailler sur le fouillis documentaire du projet Énergie Est que même les experts de l’ONÉ jugent difficile à suivre.

C’est une des conséquences de l’imbroglio juridique lié au refus de TransCanada de respecter entièrement les lois du Québec et de se soumettre à la décision québécoise. C’est une raison de plus d’insister pour avoir un *BAPE* qui se déroule selon les conditions spécifiées par la Loi sur la qualité de l’environnement pour des projets de ce type.

---

<sup>1</sup> <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/economie/2016/02/03/006-transcanada-energie-est-reformulation-demande-autorisation-office-national-energie.shtml>

<sup>2</sup> Voir document CR2 déposé sur le site du *BAPE*

## 2 Résumé

Dans ce mémoire, l'AQLPA donne des exemples indiquant que l'emballlement climatique est enclenché. Dès lors la réduction absolue et rapide des émissions est vitale. Nous critiquons l'approche de *Navius Research* pour évaluer les émissions de GES liées à Énergie Est qui comporte des hypothèses discutables sinon errONÉes quant à la substitution des sources d'émissions. Nous démontrons que les émissions de gaz à effet de serre associées au projet d'oléoduc Énergie Est sont systématiquement sous-estimées, tant pour les émissions amont que pour les émissions aval. Nous examinons aussi pourquoi il est important de considérer le cumul des émissions engagées par une infrastructure sur toute sa durée de vie dans l'optique des budgets carbone limités qui sont alloués pour rester sous le seuil de 2°C d'augmentation de la température moyenne mondiale.

Nous avons évalué de manière conservatrice le cumul des émissions amont et aval du produit transporté par le pipeline sur toute la durée de vie prévisible du projet. Sur 40 ans, quelque 6,6 milliards de tonnes de dioxyde de carbone seraient émises par le produit transitant par l'infrastructure de TransCanada. C'est un volume 80 fois plus important que les émissions totales du Québec de 2014. Sur 80 ans, durée de vie techniquement possible pour un pipeline moderne et commercialement vraisemblable s'il y a toujours de la demande, les émissions s'élèveraient alors à 13,2 Gt CO<sub>2</sub> ou 160 fois les émissions du Québec de 2014. Ce sont des émissions équivalentes à celles qu'émettraient 3,3 milliards de véhicules en moyenne sur un an, soit trois fois le parc mondial de véhicules. Sur 40 ans, cela équivaldrait à la pollution annuelle de 1,65 milliards de véhicules soit 50% de plus que le parc mondial actuel de véhicules. Nous comparons ces données avec le budget carbone restant pour limiter la hausse moyenne des températures mondiales à 2°C en distinguant les émissions déjà engagées dans le système du solde restant disponible pour de nouvelles émissions. Les émissions cumulées associées à Énergie Est à lui seul, sur 80 ans, représenteraient une part non négligeable de 8% du solde mondial d'émissions nouvelles disponibles pour toute l'humanité si l'on veut rester sous la barre des 2°C.

Nous avançons en outre que la venue d'Énergie Est inciterait davantage la raffinerie Suncor de Montréal à investir dans des installations de cokéfaction ou à les agrandir afin de pouvoir traiter davantage de bitume dilué. La pollution de l'air dans la région de Montréal augmenterait inévitablement.

Enfin, nous soutenons que TransCanada néglige voire dénie les conséquences sur son infrastructure et sur l'environnement d'un éventuel séisme majeur de puissance et d'intensité équivalentes à celui qui s'est produit le 5 février 1663. La périodicité des séismes majeurs au Québec étant de 65 ans, et le dernier s'étant produit en 1988, les probabilités sont très fortes pour qu'il en survienne un pendant la durée d'opération de l'ouvrage qui pourrait aller de 40 à 80 ans, voire plus si les conditions de marché sont présentes. L'incertitude réside dans la puissance et l'intensité d'un tel séisme. Or celles du séisme de 1663 ont été revues à la hausse ces dernières années. Selon les données recueillies et les réponses de TC, il est douteux que sa structure puisse résister sans dommages à un tel séisme. Les problèmes ne viendraient pas tant de l'effet de l'onde sismique elle-même sur la structure que des conséquences en termes de glissements de terrain et de bouleversements de la géomorphologie des sols. Or les 11 zones à géorisques élevés de glissements de terrain, sur tout le tracé de l'oléoduc au Canada, se situent toutes au Québec. Compte tenu des conséquences dramatiques que cette tempête parfaite pourrait engendrer, l'AQLPA invite la Commission à se pencher davantage sur cette question.

### 3 Recommandations

Les recommandations qui suivent visent essentiellement à compenser la sous-estimation systématique, de la part des autorités de tous niveaux, des émissions de gaz à effet de serre associées à la production, le transport et l'usage des combustibles fossiles. Un projet comme l'oléoduc Énergie Est en représente l'exemple parfait. La dernière concerne la sous-estimation apparente des conséquences d'un séisme majeur de magnitude et d'intensité équivalentes à celles du tremblement de terre du 5 février 1663.

#### RECOMMANDATION 1

L'*AQLPA* recommande que l'analyse des émissions de gaz à effet de serre du projet de construction de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada soit effectuée selon une approche de cycle de vie complet du puits à la roue, incluant en amont la production de pétrole et en aval la consommation et la combustion de ce pétrole, afin de chiffrer précisément l'augmentation des émissions des GES induite par le développement pétrolier qui serait rendu possible par ce projet.

#### RECOMMANDATION 2

L'*AQLPA* recommande que le changement de l'usage des sols qui entraîne un impact sur l'émission et le stockage de carbone soit analysé et chiffré pour faire partie d'une analyse de cycle de vie complet.

#### RECOMMANDATION 3

L'*AQLPA* recommande de faire la compilation des émissions totales de GES en amont du projet de construction de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada, incluant les émissions associées au gaz naturel acheté nécessaire à la production de pétrole bitumineux, selon l'approche de l'analyse de cycle de vie complet du puits à la roue.

#### RECOMMANDATION 4

L'*AQLPA* recommande que l'on utilise le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) de 36 sur 100 ans comme facteur d'évaluation des émissions de méthane fossile, CH<sub>4</sub> du projet d'oléoduc Énergie Est de TransCanada selon l'approche de l'analyse du cycle de vie complet du puits à la roue.

#### RECOMMANDATION 5

L'AQLPA recommande que l'on révisé l'approche basée sur le Potentiel de Réchauffement Planétaire (PRP) ; que l'on retienne la valeur de 36 établie sur 100 ans pour le calcul des émissions de CH<sub>4</sub> fossile et que l'on évalue parallèlement les impacts sur les émissions de la production et de la consommation du pétrole qui serait rendu disponible par le projet Énergie Est de TransCanada avec un PRP envisagé sur 20 ans.

#### RECOMMANDATION 6

L'AQLPA recommande que l'on définisse clairement la durée de vie de l'ensemble des infrastructures de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada afin de quantifier précisément la quantité de GES émis tout au long de la durée de vie prévisible de ces infrastructures.

#### RECOMMANDATION 7

L'AQLPA recommande à la Commission d'examiner au plus près les conséquences sur l'oléoduc d'un séisme d'intensité VII à IX sur l'échelle modifiée de Mercalli, semblable à celui qui s'est produit au Québec le 5 février 1663. TransCanada n'a pas répondu adéquatement à notre question sur ce sujet et sa réponse contredit certains points de l'étude des géorisques effectuée par Golder (Document coté PR 1.4.3). Selon notre compréhension des faits, l'ouvrage risquerait d'être fortement endommagé par la survenue d'un tel séisme qui bouleversait toute la géomorphologie de la Mauricie et entraînerait de nombreux glissements de terrain, ce que ne TransCanada ne reconnaît pas.

## 4 Introduction

Pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA), la position du Bureau d'Audiences publiques sur l'Environnement (BAPE) à l'endroit du projet d'oléoduc Énergie Est doit impérativement se caler sur les exigences scientifiques du dernier rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)<sup>3</sup> en matière d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Il s'agit de regarder en face l'impasse de civilisation dans laquelle notre carbo-dépendance nous a entraînés et agir résolument en conséquence. Le GIEC nous convie ni plus ni moins à rebâtir un monde avec zéro émissions nettes de gaz à effet de serre avant la fin du siècle et le plus tôt sera le mieux. Nous sommes appelés à une véritable mutation de civilisation.

Une position à la hauteur des défis actuels ne peut donc que planifier la décroissance rapide des énergies fossiles. C'est une exigence morale de notre temps et un impératif politique pour un « développement réellement durable ».

Nous montrerons dans le présent mémoire que l'adoption d'une telle posture pour le cas de l'évaluation de l'oléoduc Énergie Est doit logiquement conduire à rejeter ce projet, compte tenu de l'augmentation importante des gaz à effet de serre qu'il entraînerait tant en amont qu'en aval du tuyau à proprement parler. Une augmentation qui annulerait tous les efforts de réduction des paliers provinciaux et municipaux et donc qui minerait la crédibilité de la lutte contre les changements climatiques du Québec et du Canada tout entier.

Nous montrerons que le volume global et cumulé des émissions de gaz à effet de serre que le projet Énergie Est contribuera à rejeter dans l'atmosphère représente une part non négligeable du budget limité permettant de maintenir la température globale sous les 2°C.

Le projet Énergie Est pose également des risques majeurs pour l'approvisionnement en eau potable de près de 4 millions de personnes au Québec. C'est en soi, selon nous, une excellente raison de rejeter ce projet car le risque zéro n'existe pas comme l'a souligné à plusieurs reprises au cours des audiences publiques M. Louis Bergeron, vice-président d'Oléoduc Énergie Est Limité (Oeel) pour le Québec et le Nouveau Brunswick. Mais étant donné notre mandat, le présent mémoire se penchera uniquement sur les émissions de gaz à effet de serre importantes associées à ce projet (en amont et en aval du tuyau et sur la durée de vie du projet) et évoquera certaines incidences possibles en matière de contaminants atmosphériques de l'utilisation de pétrole bitumineux de l'ouest dans la raffinerie de Suncor à Montréal.

Nous sortirons également de notre zone de confort en soumettant à l'analyse de la Commission des éléments troublants relatifs à l'histoire des séismes au Québec. Il nous semble que

---

<sup>3</sup> [..\..\Climat\GIEC 2014 Synthèse\SYR\\_AR5\\_SPM.pdf](#)

TransCanada a sous-estimé la possibilité qu'un séisme majeur se produise au Québec, à l'image de celui du 5 février 1663, et sous-estimé également les effets potentiels d'un tel événement sur l'intégrité de sa structure.

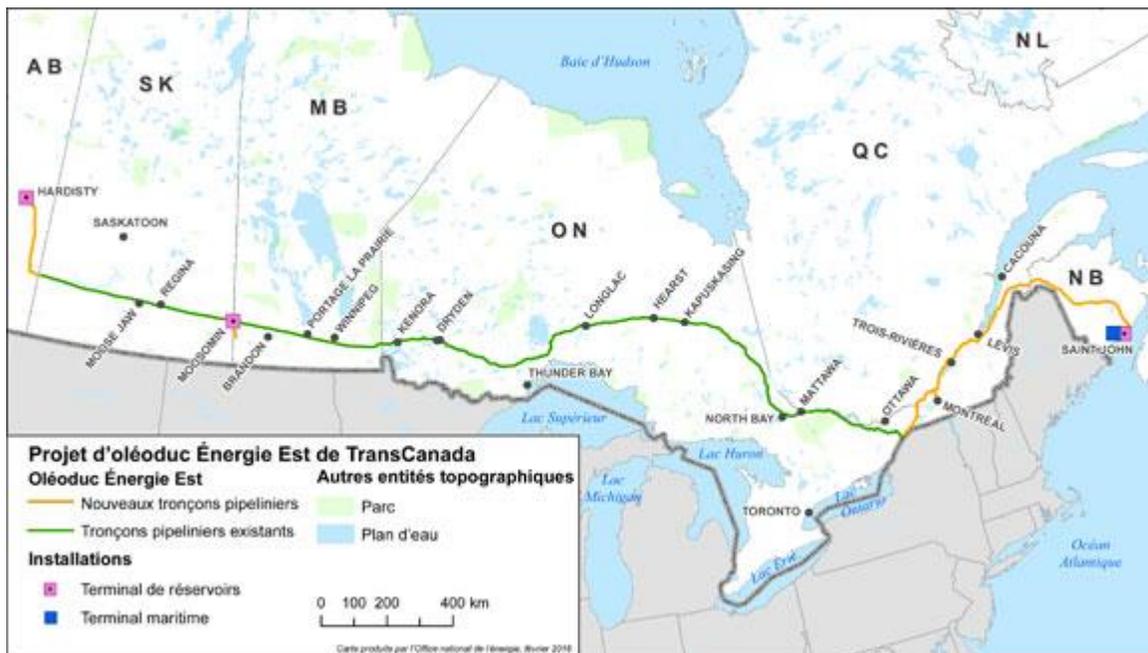
#### 4.1 Un projet gigantesque

Le projet Énergie Est de TransCanada est le plus gros projet de pipeline en Amérique du nord avec une capacité de transport de 1,1 million de barils par jour ou plus de 401 millions de barils par an. Il implique d'une part de convertir en oléoduc une portion de 3 000 km de pipeline gazier, actuellement en opération de l'Alberta jusqu'en Ontario et de construire un nouvel oléoduc principalement au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Alberta sur une portion de 1 520 km, dont 648 km au Québec.

Le projet comprend aussi la construction et l'exploitation de 71 stations de pompage et 5 stations de comptage aux points de livraison ainsi que de trois terminaux de réservoirs de stockage (Hardisty en Alberta, Moosomin en Saskatchewan et Saint-Jean au Nouveau-Brunswick). La construction et l'exploitation d'installations maritimes au Nouveau-Brunswick permettant l'exportation par des navires type VLCC (Very Large Crude Carriers).

C'est donc un projet gigantesque. Au Québec seulement, il inclut 10 stations de pompage et deux stations de comptage aux points de livraison des raffineries Suncor à Montréal et Valero à Lévis.

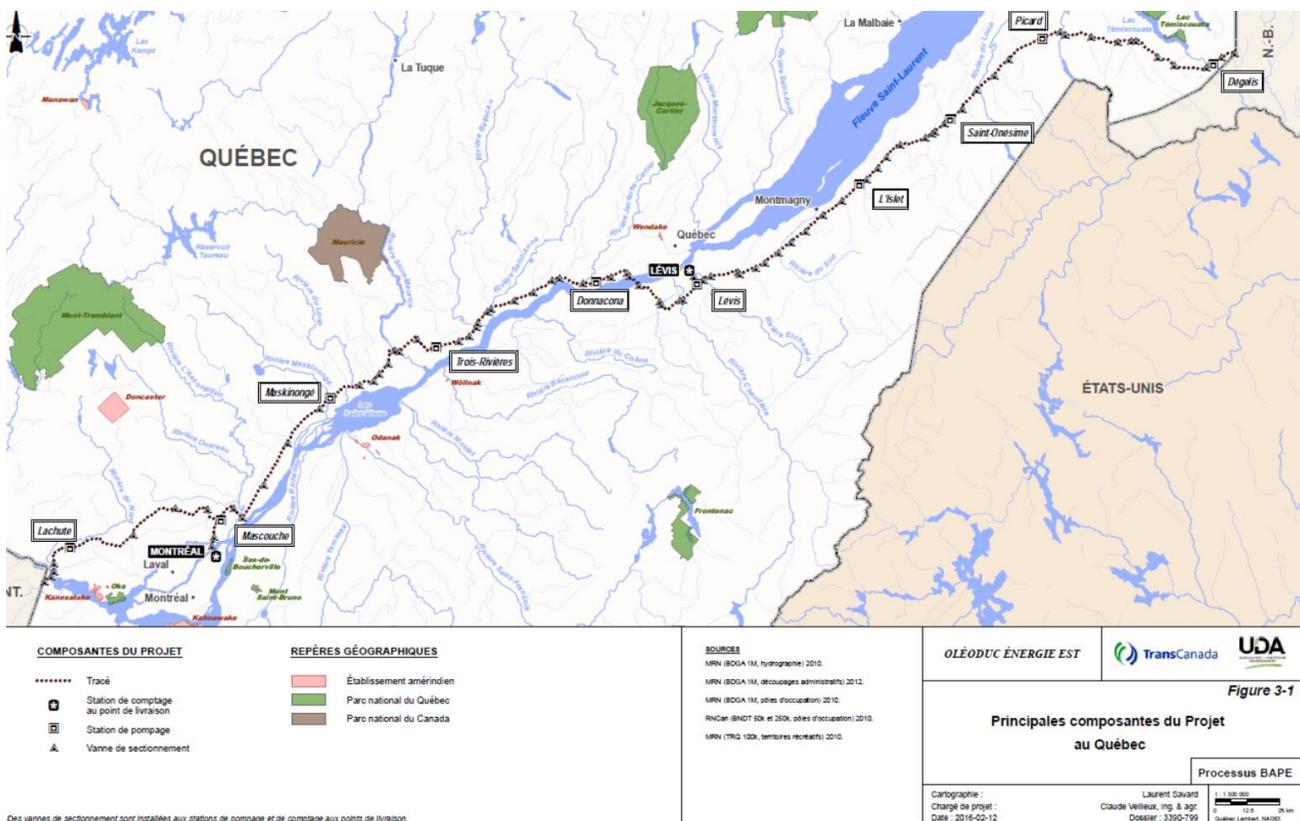
Figure 1 : Aperçu et principales composantes du projet Énergie Est (source : ONÉ)



L'oléoduc franchirait au Québec seulement 860 cours d'eau dont 20 rivières de plus de 20m de largeur incluant le fleuve Saint-Laurent.

Dans l'agglomération montréalaise, le projet traverserait la rivière des Outaouais en amont de Rigaud à hauteur de Pointe Fortune. Il est prévu qu'un embranchement soit réalisé sur le tracé passant sur la couronne nord de la Communauté métropolitaine aux fins de l'approvisionnement de la raffinerie de Suncor dans l'est de Montréal. Cet embranchement traverserait la partie est de la ville de Laval, zONÉE agricole et l'archipel du Mitan dans la rivière des Prairies, une réserve naturelle protégée. La conduite principale passerait dans Lanaudière, bifurquerait vers le fleuve après Mascouche, de là elle longerait la rive nord du Saint-Laurent jusqu'à Saint-Augustin-de-Desmaures où elle passerait sous le fleuve pour ressortir rive sud à Lévis. Elle longerait la rive sud dans le Bas Saint-Laurent pour ensuite s'éloigner progressivement du fleuve et remonter jusqu'à Dégelis dans le Témiscouata où elle rejoindrait le Nouveau-Brunswick comme on peut le voir sur la carte ci-dessous.

Figure 2 : Aperçu et principales composantes du projet Énergie Est au Québec



#### 4.1.1 Données techniques

Le projet prévoit la mise en sol d'une conduite en acier d'un diamètre de 1 067mm (42po). L'épaisseur prévue de la paroi du pipeline est établie selon les exigences de la norme CSA-Z662-15 et varierait entre 11,9 et 25,4mm. La pression d'exploitation maximale prévue est de 8 450 kPa.

La conduite serait enfouie à une profondeur minimale de 1,2m en milieu cultivé et 0,9 m en milieu boisé. Il est prévu que la mise en place sous les cours d'eau sera réalisée à au moins 1,5 m sous le lit du cours d'eau. La largeur de l'emprise permanente prévue pour le pipeline varie entre 20 et 25m.

L'oléoduc servirait au transport de trois grands types différents de carburant : le bitume dilué jusqu'à 60%, le pétrole brut synthétique et le pétrole brut léger en parts égales.

## 4.2 Autres projets pipeliniers

Rappelons que plusieurs autres projets de nouveaux pipelines ou de conversion d'anciens sont en cours d'examen ou autorisés au Canada: tout d'abord le projet Northern Gateway et l'inversion de la ligne 9B d'Enbridge. Ces deux projets ont été autorisés par l'Office national de l'énergie (ONÉ): le projet Northern Gateway doit cependant satisfaire aux 209 conditions posées par l'ONÉ et fait face à des poursuites judiciaires contestant la complétude du processus mené par l'ONÉ; la ligne 9B fonctionne dans le sens ouest-est depuis décembre dernier et est en mesure de transporter vers les raffineries du Québec jusqu'à 300 000 barils par jour de pétrole de l'ouest, soit presque le tiers d'Énergie Est.

On peut relever aussi les expansions de l'oléoduc existant TransMountain de Kinder Morgan ou de l'Alberta Clipper. Le projet Kinder Morgan fait l'objet d'une résistance farouche en Colombie-Britannique et est actuellement analysé par l'ONÉ qui doit rendre son avis au gouverneur en conseil le 20 mai 2016. Le gouvernement aura ensuite 6 mois pour rendre sa décision.

TC a déposé le projet d'oléoduc [Upland](#) pour approbation présidentielle aux États-Unis et doit le faire au courant de l'année à l'ONÉ pour sa portion canadienne.<sup>4</sup> Ce projet vise à transporter 300 000 barils par jour de pétrole de schiste (roche mère) issu du bassin de Williston au Dakota du nord à l'oléoduc Énergie Est.

L'information a été donnée par le promoteur lors de la première partie des audiences du BAPE : jusqu'à 300 000 barils de pétrole de roche mère américain transiteraient par Énergie Est.

Un autre projet de TransCanada a beaucoup fait parler de lui ces dernières années, celui de l'oléoduc Keystone XL, qui a finalement été rejeté par l'administration Obama avant la conférence de Paris sur le climat.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> <http://www.transcanada.com/upland-pipeline.html>

<sup>5</sup> Le « facteur critique » de ce rejet selon John Kerry a été exprimé ainsi : « autoriser ce projet saperait significativement notre aptitude à continuer de mener le monde à combattre les changements climatiques » - Voir <http://www.blogueAQLPA.com/2015/11/15/nouvelles-du-front-climat-energie/>

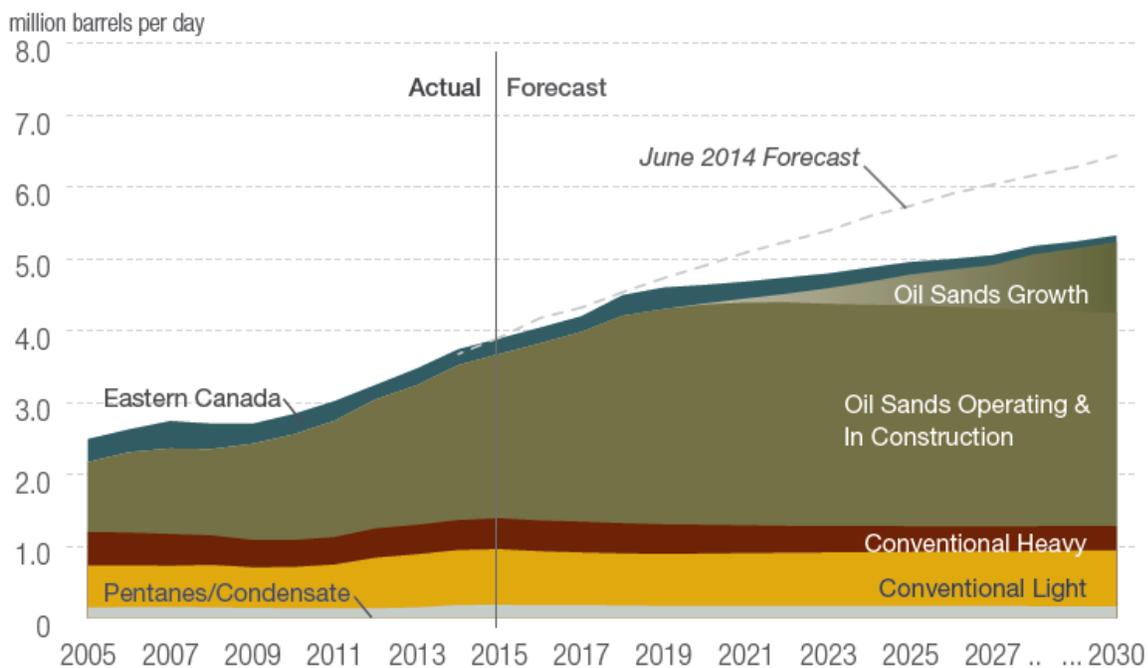
L'oléoduc Énergie Est constitue, de loin, le plus important d'entre eux. Il représenterait à lui seul le tiers des capacités de transport actuelles de pipeline, tous types de pétroles confondus, provenant de l'ouest canadien. **Selon l'évaluation de l'Institut Pembina, l'oléoduc Énergie Est serait susceptible à lui seul d'augmenter la production de pétrole bitumineux de près de 34 à 39%.<sup>6</sup>**

### 4.3 Une croissance de production entravée par la baisse des prix

Les projets pipeliniers canadiens se sont développés concomitamment aux augmentations prévues de la production de pétrole bitumineux de l'Association canadienne des producteurs de pétrole (ACPP ou CAPP en anglais). En 2014, l'ACPP tablait sur un volume de 4,8 millions de barils de pétrole issu des sables bitumineux en 2030 contre 1,9 millions en 2013, soit une augmentation d'un facteur 2,5. Mais la chute vertigineuse des prix en 2014-2015 a conduit les pétrolières à abandonner plusieurs projets. Ces prévisions ont été revues à la baisse dans les projections de 2015 comme on peut le voir ci-dessous :

Figure 3 : Production de pétrole bitumineux et conventionnel d'ici 2030 - opérationnel, en construction et croissance (Source – CAPP juin 2015)<sup>7</sup>

#### Canadian Oil Sands & Conventional Production - Operating & In Construction + Growth



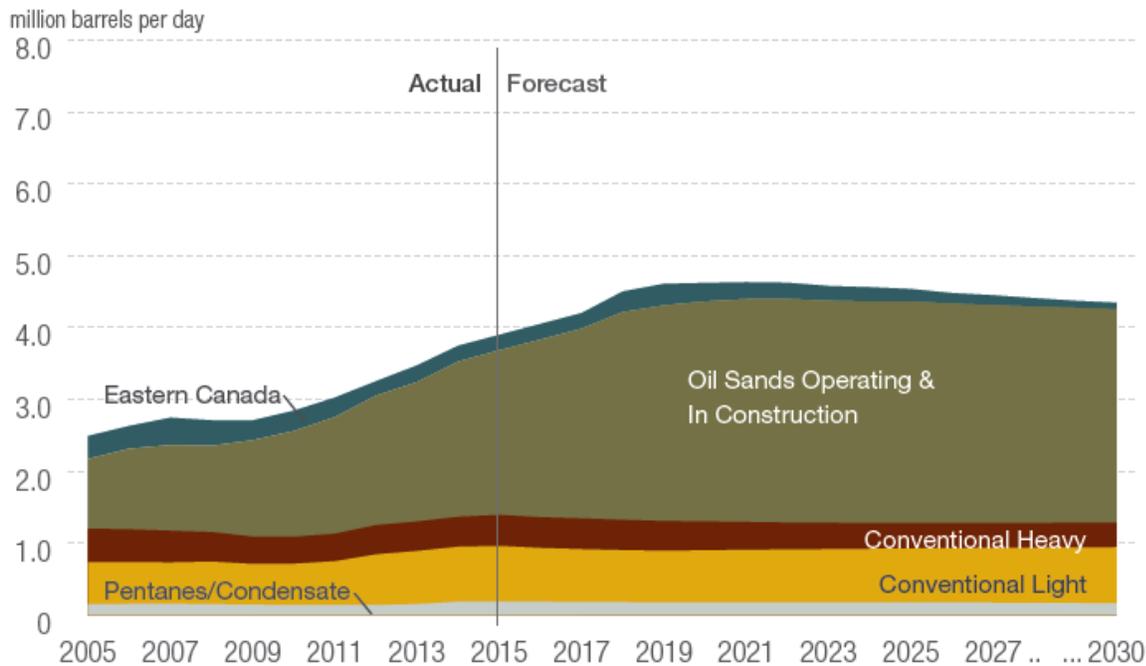
<sup>6</sup> Rapport Pembina Institute (2014), *Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline – A Preliminary Assessment*, Document déposé à la commission du BAPE par Patrick Bonin. <http://www.Pembina.org/reports/energy-east-climate-implications.pdf>

<sup>7</sup> CAPP [2015] Crude Oil Forecast, Markets and Transportation Report

Il est intéressant de noter que la mise à jour des prévisions de l'ACPP de juin 2015 envisage même un scénario pour 2030 de production sans croissance au-delà des projets actuellement en construction comme on peut le voir sur le graphique suivant :

Figure 4: Production de pétrole conventionnel et bitumineux d'ici 2030 (Opérationnels et en construction seulement – Source CAPP juin 2015)<sup>8</sup>

### Canadian Oil Sands & Conventional Production - Operating & In Construction ONLY



Cette prévision est remarquable car elle indique que la croissance atteint un plateau à partir de 2020. La production à l'échéance 2030 est ici en retrait de 1,1 million de barils par rapport aux prévisions de 2014 qui tablaient sur une croissance constante. Ainsi l'association recense des réductions de :

- - 835 000 barils de pétrole bitumineux in Situ
- - 33 000 barils de pétrole bitumineux de l'extraction
- - 260 000 barils de pétrole conventionnels

Dans cette perspective, la production croît tout de même de 3,9 millions de barils par jour en 2014 à 4,6 millions en 2030, le pic étant atteint vers 2020.

<sup>8</sup> <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/crude-oil-forecast>

La croissance anticipée d'ici 2020 est donc de 700 000 barils par jour. Étant donné que les capacités de transport par oléoduc sont saturées, ce volume devra sans doute être transporté par train, s'il trouve acheteur. Cet argument a souvent été évoqué par le promoteur du projet au cours des audiences du *BAPE*. Mais d'autres projets d'oléoduc sont dans les cartons. C'est l'expansion du pipeline TransMountain qui est susceptible d'être approuvée le plus rapidement.

Notons qu'en additionnant les 300 000 barils censés provenir du Dakota du nord par l'oléoduc Upland, l'oléoduc Énergie Est en mesure à lui seul d'absorber cette production supplémentaire.

#### 4.4 Les émissions de GES associées à Énergie Est

Les estimations des émissions de GES liées aux sables bitumineux ont fait l'objet de plusieurs analyses. Les résultats peuvent varier grandement selon les hypothèses de base retenues et la méthode utilisée. Il en est de même pour les calculs concernant les émissions liées à Énergie Est.

Au Canada, seules deux études, celle de *l'Institut Pembina* et celle de *Navius Research* entreprise pour le compte de la Commission Énergie de l'Ontario dans le cadre de son examen du projet Énergie Est, ont abordé la question des émissions associées à Énergie Est. Elles sont arrivées à des résultats très différents.

*Pembina* estime que la construction d'Énergie Est (ÉE) induirait une augmentation des GES de 30 à 32 millions de tonnes équivalent dioxyde de carbone (eq CO<sub>2</sub>) du puits à la raffinerie. Cette estimation n'inclut donc pas les émissions liées au traitement du brut en raffinerie, ni les émissions aval liées à la combustion. L'évaluation de *Pembina* suppose que chaque baril transporté par Énergie Est demande une production supplémentaire de pétrole et qu'il ne peut être remplacé par des capacités de transport sur rail. *Pembina* croit que les conditions économiques ne favorisent pas l'usage du train comme solution de remplacement au pipeline. Nous verrons pourquoi. On pourrait parler ici d'émissions brutes de GES.

Notons que l'estimation des émissions de *Pembina* correspond à celle évoquée par M. Louis Bergeron, porteur du projet Énergie Est pour le Québec et le Nouveau-Brunswick, qui a parlé de 33 millions de tonnes lors des audiences publiques.

*Navius* estime de son côté que l'augmentation des émissions liées à la production au Canada serait seulement de 1,2 à 10 millions de tonnes par an car en l'absence du pipeline le pétrole pourrait être transporté par train.

Le modèle de *Navius* intègre aussi les effets supposés sur le marché mondial de l'arrivée des millions de barils transportés par Énergie Est. Il est postulé aussi que les émissions dans le reste du monde diminueraient en 2035 par suite de la mise en route d'Énergie Est car on estime que l'offre supplémentaire d'Énergie Est réduirait l'offre d'autres sources dans le monde. Ce constat fait l'impasse sur les émissions aval et repose sur des hypothèses très contestables. Nous examinerons pourquoi et nous expliciterons les raisons de notre propre choix méthodologique qui repose sur les prévisions de *Pembina*. Mais afin de bien soupeser le poids des différentes options, il convient avant tout de revenir sur les conséquences des émissions de GES passées, présentes et futures.

## 4.5 Climat : l'emballage est enclenché

En regard des émissions de gaz à effet de serre (GES), force est d'admettre que nous n'avons collectivement pas pris la mesure du risque mortel que les dérèglements climatiques annoncés font peser sur les civilisations et du peu de temps qu'il nous reste pour éviter le pire. Le cours actuel des émissions de GES nous mène droit vers l'emballage climatique - avec un réchauffement planétaire moyen de 3 à 4°C – ce qui veut dire des augmentations continentales moyennes de 10°C et plus. Le cortège de catastrophes qui accompagnera de telles augmentations rendent cette trajectoire économiquement et socialement totalement insoutenable. Des conséquences néfastes pour l'activité humaine se font déjà sentir aujourd'hui avec une augmentation de température planétaire moyenne d'un petit degré Celsius depuis 1850.

### 4.5.1 Exemples de dérives en cours

Quelques exemples probants :

- L'année 2015 a été l'année avec les températures globales moyennes les plus chaudes jamais enregistrée dans l'histoire, 0,9°C supérieures à la moyenne du XXe siècle. Le puissant phénomène El Niño, enclenché dans la deuxième moitié de l'année, n'explique qu'une partie de l'histoire, l'accumulation des gaz à effet de serre en écrit la trame de fond.
- En 2015 plusieurs milliers de personnes sont mortes de chaleur dans le sous-continent indien où le thermomètre a dépassé les 45°C et même atteint les 50° C en Inde! Et une nouvelle vague de températures de plus de 40°C est relevée en Inde en avril 2016. Le [Brésil](#) a connu sa pire sécheresse depuis 80 ans.<sup>9</sup> Après 5 ans de sécheresse extrême dans une grande partie de la Californie, le plus important État producteur de fruits et légumes des États-Unis ne disposait plus l'an dernier que d'un an de réserve en eau dans ses réservoirs. Les pluies de cet hiver n'ont pas suffi à compenser les pertes cumulées subies par les réservoirs. Dans le nord-est des États-Unis et dans les provinces maritimes, des précipitations neigeuses très importantes et récurrentes sont tombées pendant l'hiver 2014-2015, tandis que des inondations historiques ont frappé le Texas au printemps 2015; l'ouest canadien et américain a été littéralement carbonisé par le feu durant l'été 2015. L'augmentation de la fréquence et de l'intensité des événements climatiques extrêmes est un des faits associés à l'augmentation des GES bien établis par la science.
- S'agissant de la hausse du niveau de la mer, il est devenu flagrant que le dernier rapport du *GIEC* (2013-14) a sous-estimé les conséquences du réchauffement global sur les calottes glaciaires. En Antarctique ouest, la [plateforme glaciaire Larsen B](#) s'amenuise rapidement et devrait être complètement désintégrée d'ici la fin de la décennie selon la NASA.<sup>10</sup> Cette plateforme glaciaire disparue, les glaciers qu'elle retient en leur faisant barrage, glisseront dans l'océan plus vite et contribueront à accélérer la hausse du niveau de la mer. Mauvaise nouvelle aussi du côté de l'Antarctique est : le [glacier Totten](#) fond

---

<sup>9</sup> <http://www.climatechangenews.com/2015/05/18/is-climate-change-driving-brazils-drought-chaos/>

<sup>10</sup> <http://climate.nasa.gov/news/2285/>

rapidement.<sup>11</sup> Il contient à lui seul assez de glace pour hausser le niveau de la mer de 3,5m, autant que les glaciers de l'Antarctique ouest. Il est plus sensible qu'on le croyait au réchauffement des océans en raison de la structure géologique sous-marine qu'il chevauche, laquelle permet aux eaux chaudes de l'océan de le gruger par en dessous sur une vaste surface.

- Ça ne va guère mieux côté hémisphère nord. Ces dernières années, même le [pôle magnétique](#) a changé de direction et bouge de 10cm/an en direction de la Sibérie. C'est la fonte des glaces du Groenland mais aussi le déplacement des volumes d'eau sur les terres du continent Eurasien dû au changement climatique qui seraient en cause. L'explication du phénomène trouvée par les chercheurs du Jet Propulsion Laboratory donne la mesure des forces qui sont en train de se déchaîner. Quant à la fonte... l'année 2016 s'annonce un grand cru : des températures d'été sont enregistrées en avril au Groenland et 12% de la surface de l'île fond déjà. La [calotte glaciaire](#) a commencé à fondre un mois plus tôt que lors des dernières années les plus chaudes selon l'Institut danois de la météorologie.<sup>12</sup>
- La NASA a lancé un [programme de recherche](#) intensif pour anticiper la hausse réelle du niveau des océans au cours du siècle, compte tenu des observations évoquées ci-dessus et de son accélération récente.<sup>13</sup> Cette hausse pourrait bien atteindre 2 mètres d'ici la fin du siècle... et James E. Hansen, le fameux scientifique de la NASA qui a eu raison avant tout le monde sur le réchauffement planétaire, a lancé tout récemment un autre avertissement percutant en soutenant, dans un [article](#) collectif controversé, que le seuil limite de 2 degrés d'augmentation risquerait même mener à une hausse du niveau de la mer de plusieurs mètres avant la fin du siècle!<sup>14</sup>
- Les océans, qui absorbent 90% de la chaleur supplémentaire retenue par la Terre en raison de l'accumulation des GES, manifestent déjà des réactions inattendues ou bien plus rapides que prévu. Ainsi en est-il du [Blob du Pacifique](#) du nord-est, une surface d'environ un million de km<sup>2</sup> plus chaude d'environ 3° C que le reste de l'océan, apparue en 2013.<sup>15</sup> Cette importante anomalie thermique, distincte de celle bien connue liée au phénomène El Niño, a pris les chercheurs par surprise. C'est la première fois que l'eau du Pacifique du nord-est atteint une telle température pendant une aussi longue période. Elle a des

---

<sup>11</sup> <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2015/03/16/the-melting-of-antarctica-was-already-really-bad-it-just-got-worse/>

<sup>12</sup> <http://www.tdg.ch/savoirs/niveau-record-fonte-calotte-glaciaire/story/17215041>

<sup>13</sup> <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2015/08/26/the-troubling-reasons-why-nasa-is-so-focused-on-studying-on-sea-level-rise/>

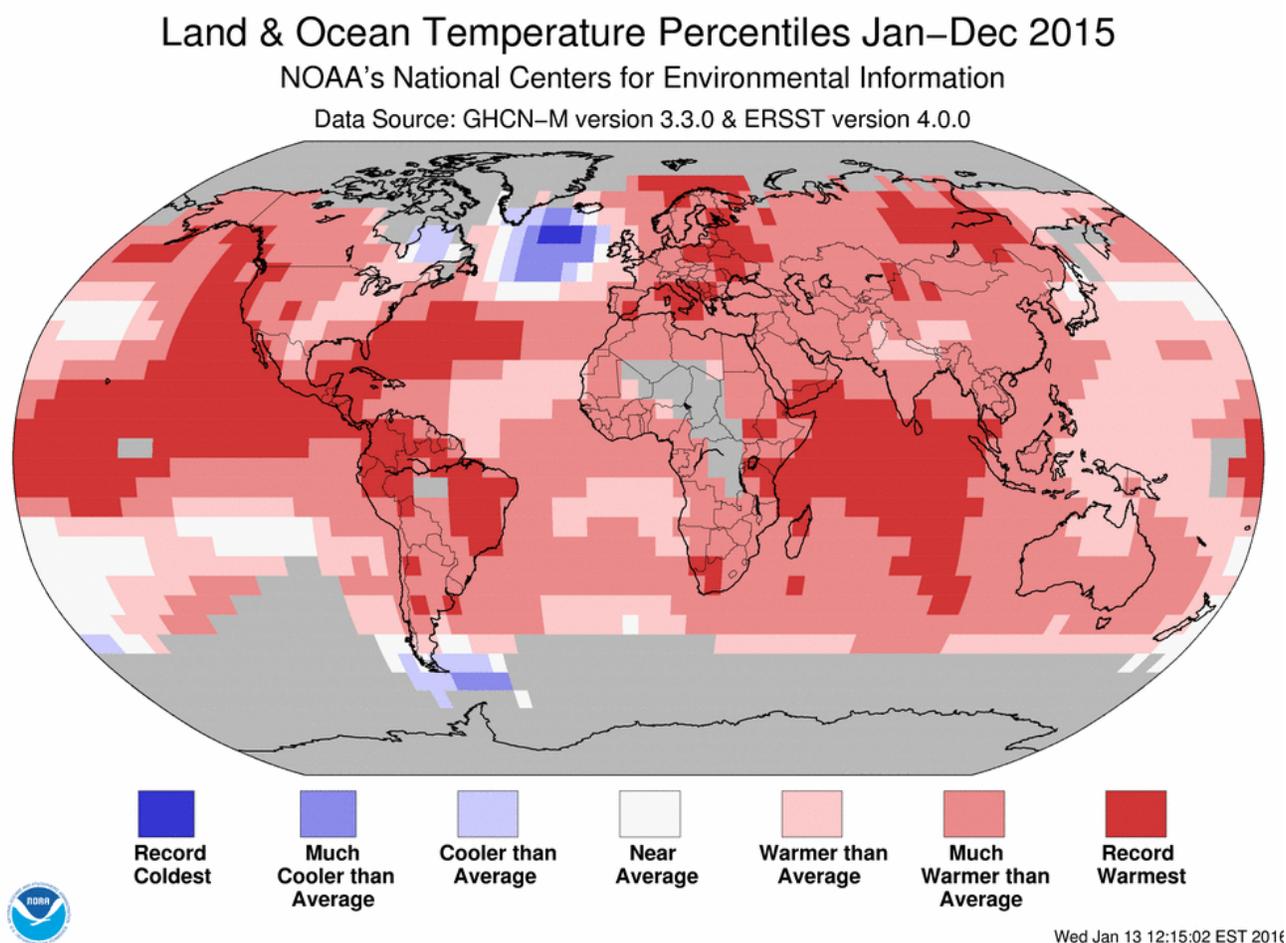
<sup>14</sup> <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2015/07/20/the-worlds-most-famous-climate-scientist-just-outlined-an-alarming-scenario-for-our-planets-future/>

<sup>15</sup> <http://ici.radio-canada.ca/regions/colombie-britannique/2015/08/19/004-masse-eau-chaude-blob-aggrave-secheresse-ocean-pacifique-eau-chaude-cote-ouest-ile-vancouver.shtml>

conséquences majeures sur tout [l'écosystème marin](#) de la région et représente l'une des causes de l'intensité de la sécheresse qui a frappé l'ouest du continent.<sup>16</sup>

Pendant ce temps, dans l'Atlantique du nord-est, c'est une anomalie thermique froide qui surgit, un *Blob* froid, avec même des records de froid comme on peut le voir sur le graphique suivant de l'Agence américaine de l'atmosphère et des océans (NOAA) qui donne les relevés de température terre-océan de janvier à décembre 2015.

Figure 5 : Écarts de température à la moyenne terre-océans janv. à déc. 2015 - Source NOAA



<sup>16</sup> <http://www.ctvnews.ca/sci-tech/signs-suggest-warm-blob-partially-to-blame-for-pacific-algae-bloom-1.2539540>

On remarque que les records de chaleur ont frappé de vastes contrées sur l'ensemble terre-mer et que la plus grande partie des terres et des océans de la planète a connu des températures « plus chaudes » ou « beaucoup plus chaudes que la moyenne » selon l'expression de l'Administration américaine de l'atmosphère et des océans (NOAA). Encore une fois le puissant El Niño de 2015-2016 n'explique que partiellement ces températures record qu'on retrouve sur quasiment tous les continents et tous les océans.

Le Québec est un des seuls endroits sur terre où la température moyenne de l'année 2015 a été plus froide que la moyenne habituelle. Mais surtout il y a eu un record de froid dans l'Atlantique nord-est. L'apparition de cette [zone plus froide](#), observée en ce lieu depuis quelques années déjà, est cohérente avec le constat d'un ralentissement prévu du courant chaud du Gulf Stream dû à l'influx massif d'eaux de fonte froides et douces provenant des glaciers arctiques et du Groenland.<sup>17</sup> Plusieurs données confirment que ce ralentissement est en cours mais l'ampleur et la rapidité du phénomène surprennent les spécialistes.

Ces quelques nouvelles du climat montrent hors de tout doute que la situation se dégrade bien plus vite que le dernier rapport du *GIEC* ne l'indiquait il y a seulement deux ans et demi...

#### 4.5.2 Des mesures insuffisantes pour un seuil trop élevé

Les mesures annoncées jusqu'à présent par quelque 140 pays, en perspective de la Conférence de Paris sur le climat, sont encore insuffisantes pour ramener la hausse du thermomètre mondial vers 2°C – seuil adopté lors de la Conférence de Copenhague en 2009 et officiellement acté par celle de Cancun de 2010. Le groupe de recherche [Carbon Tracker Initiative](#) estime que la mise en place des mesures en ligne avec l'accord de Paris aboutirait à un réchauffement d'environ 2,7°C.<sup>18</sup>

Il y a un peu d'espoir, mais nous sommes donc encore bien plus loin du seuil de réchauffement planétaire à 1,5°C, seuil que les petits États insulaires et de plus en plus de scientifiques, dont le renommé James E. Hansen, anciennement de la NASA, - jugent nécessaire de ne pas franchir afin d'éviter les interférences anthropogéniques dangereuses avec le système climatique – objectif officiel de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC).

[James E. Hansen et al](#), dans un article publié en 2013 dans la revue PLOS One, pensent, à partir de l'étude de données paléo-climatiques, que le seuil de 2°C provoquera de lentes rétroactions positives dans le système climatique qui amplifieront le réchauffement et nous mèneront au final à une augmentation moyenne de 3 ou 4°C.<sup>19</sup>

Pour avoir une chance de limiter la hausse de température à deux degrés, le *GIEC* estime qu'il faut diminuer les gaz à effet de serre mondiaux de 40 à 70% d'ici 2050 sous le niveau de 2010, avec l'objectif à long terme de **zéro gigatonne** nette de dioxyde de carbone équivalent, ou moins,

---

<sup>17</sup> <http://www.realclimate.org/index.php/archives/2015/03/whats-going-on-in-the-north-atlantic/>

<sup>18</sup> <http://us2.campaign-archive2.com/?u=30bad7ecd5ffe55e94eebeb4a&id=ea092a8513&e=73c506fe58>

<sup>19</sup> <http://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0081648>

avant la fin du siècle. Un objectif apparemment ambitieux mais qui risque fort, en fait, d'entraîner le dépassement de la cible des deux degrés.

Enfin, l'objectif d'atteindre une cible en 2100 a quelque chose d'étrange quand le *GIEC* nous dit que les températures et le niveau de la mer vont continuer d'augmenter après 2100. **La trajectoire balisée par la science est claire et sans appel : il faut aller le plus vite possible vers 100% d'énergie à émissions nulles de GES.**

L'Accord de Paris, sur lequel se sont entendues les 196 Parties liées à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, a pris acte de cet impératif scientifique en posant qu'il fallait maintenir la température moyenne planétaire « *bien en dessous de 2°C et s'efforcer de la limiter à 1,5°C* ».

Dès lors la question se pose crument : comment un projet d'oléoduc comme Énergie Est, susceptible d'être opérationnel pendant 40, 60, 80 ans ou plus, si il y a toujours de la demande, peut-il s'inscrire dans cette exigence et cette urgence de réduction radicale des émissions de gaz à effet de serre?

## 5 Un portrait tronqué des émissions de gaz à effet de serre

Les réticences du précédent gouvernement conservateur de Stephen Harper à prendre en compte les changements climatiques étaient connus. Faut-il voir là l'une des raisons du refus de l'ONÉ de considérer l'ensemble de cette question des GES pour Énergie Est? En effet, l'Office national de l'énergie a exclu nommément dans la [liste des questions](#) étudiées sur le projet Énergie Est les émissions de gaz à effet de serre amont et aval associées au produit transporté par l'oléoduc projeté.<sup>20</sup> Cette exclusion a été dénoncée par plusieurs groupes dont l'AQLPA car elle est en contradiction flagrante avec le point 7 de la liste des questions qui stipule que l'ONÉ est chargé d'étudier :

*« Les effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du projet, y compris les effets environnementaux des accidents ou défaillances pouvant survenir en lien avec le projet et tous les effets cumulatifs susceptibles de découler du projet, comme le prévoit la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012) »<sup>21</sup>*

La version complète de l'article 19 (1) de la loi auquel il est fait référence ajoute deux points importants qui ne sont pas mentionnés ici par l'ONÉ :

*« 19 (1) L'évaluation environnementale d'un projet désigné prend en compte les éléments suivants :*

---

<sup>20</sup> <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/nrgyst/nrgystlstfsss-fra.html>

<sup>21</sup> Idem

*a) les effets environnementaux du projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant en résulter, et les effets cumulatifs que sa réalisation, combinée à celle d'autres activités concrètes, passées ou futures, est susceptible de causer à l'environnement;*

*b) l'importance des effets visés à l'alinéa a); »*

L'évaluation doit donc inclure les effets cumulatifs des activités concrètes, passées ou futures, que la réalisation du projet est susceptible de causer à l'environnement et l'importance de ces effets.

L'environnement est défini, à l'article 2(1), de la manière suivante :

*Ensemble des conditions et des éléments naturels de la Terre, notamment :*

*a) le sol, l'eau et l'air, y compris toutes les couches de l'atmosphère;*

*b) toutes les matières organiques et inorganiques ainsi que les êtres vivants;*

*c) les systèmes naturels en interaction qui comprennent les éléments visés aux alinéas a) et b).*

Les effets environnementaux précisés dans la loi canadienne sur l'évaluation environnementale [2012] sont également assujettis à l'évaluation prévue par la loi lorsqu'ils se produisent dans une autre province ou à l'étranger comme le précise l'article 5.1 ci-après :

*b) les changements qui risquent d'être causés à l'environnement, selon le cas :*

*(i) sur le territoire domaniale,*

*(ii) dans une province autre que celle dans laquelle la mesure est prise, l'activité est exercée ou le projet désigné ou le projet est réalisé,*

*(iii) à l'étranger;*

Enfin la loi fédérale sur l'évaluation environnementale [2012] désigne l'Office national de l'énergie comme étant l'autorité responsable de mener cette évaluation environnementale à l'égard d'un projet qui comprend des activités régies par la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ou la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Les émissions de GES amont et aval du pétrole transporté par Énergie Est répondent parfaitement à la définition effets environnementaux cumulatifs se produisant dans une province autre que celle dans laquelle le projet est désigné ou à l'étranger.

Par ailleurs l'ONÉ est chargé d'examiner « les effets du projet sur le commerce, l'économie, l'approvisionnement et le marché », il s'agit bien là de l'amont et l'aval économique du projet proprement dit.

Par conséquent, il serait facile au regard de la loi de contester l'interprétation de l'ONÉ à l'effet qu'il n'entrerait pas dans son mandat d'examiner la question des émissions de GES amont et aval. Il est possible que des enjeux de manque de compétences internes sur cette question aient pesé sur cette décision. Après tout la Commissaire fédérale à l'environnement et au développement durable, Mme Julie Gelfand, rendait public un rapport implacable le 26 janvier dernier soulignant que l'Office avait notamment du mal à conserver ses compétences clés et était incapable de suivre de manière adéquate les conditions qu'il pose pour l'approbation des projets.<sup>22</sup>

Quoiqu'il en soit il faut donner crédit au nouveau gouvernement Trudeau d'avoir tenté de dénouer cette impasse en demandant à Environnement et changement climatique Canada (ECCC) d'élaborer une méthode pour calculer les émissions de GES amont associées aux projets d'oléoduc. Mme Helen Ryan, d'Environnement et changement climatique Canada, a présenté une première ébauche de l'approche lors de la séance d'information du BAPE du 17 mars. Cette approche a été déposée à la Gazette du Canada le 19 mars pour avis et commentaires. Nous reviendrons plus loin sur cette question.

## 5.1 Les œillères confortables du promoteur

Étant entendu qu'il n'avait pas à évaluer les émissions amont et aval du produit transporté, le promoteur du projet Énergie Est a dû quand même, en vertu de la loi sur l'évaluation environnementale de 2012, comptabiliser les émissions liées à la construction et à l'exploitation du projet. Il avait d'autant plus intérêt à le faire que la comparaison avec les émissions globales des provinces et du pays ou des autres modes de transport sont à son avantage.

Au Québec, les émissions pendant la phase de construction sont estimées à 84 kt eq. CO<sub>2</sub> par année pour un total de 215 kt eq CO<sub>2</sub>.<sup>23</sup> Il faut noter toutefois que ces émissions incluent les émissions associées à la construction du terminal de Cacouna. Cette portion du projet a finalement été abandonnée car elle mettait en péril la survie des bélugas du Saint-Laurent. L'entreprise n'a pas pris la peine de réévaluer ses émissions de GES en fonction de l'évolution du projet. Le cadre du processus d'un BAPE effectué en vertu de l'article 6.3 le lui permettait. Si la LQE avait été respectée et que le projet fût étudié selon l'article 31.1 comme il le devrait, le promoteur aurait dû déposer un avis de projet et une étude d'impact répondant aux exigences des autorités du Québec.

Les émissions totales au Québec pendant la phase d'exploitation seraient de 2 kt eq CO<sub>2</sub>/an sur un total de 440 kt pour l'ensemble du projet. La quantité serait faible par rapport aux émissions annuelles de l'Ontario (286 kt eq CO<sub>2</sub>) et du Nouveau Brunswick (110 kt eq CO<sub>2</sub>) essentiellement

---

<sup>22</sup> <http://www.AQLPA.com/actualites/loffice-national-de-lenergie-est-incapable-de-surveiller-correctement-les-pipelines>

<sup>23</sup> Aperçu du projet au Québec - processus BAPE, février 2016, coté au BAPE PR-Résumé global section 6-29,

parce que les stations de pompage et de comptage du Québec seraient alimentées par hydro-électricité.

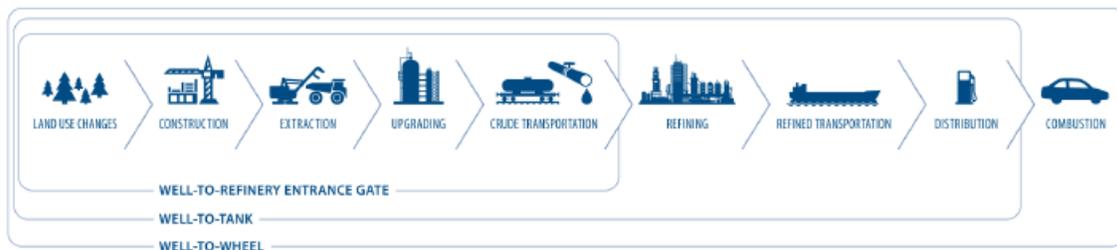
TransCanada compare les émissions annuelles totales directes du projet avec les émissions mondiales. Son apport s'élèverait à 0,001% des émissions mondiales et « ne contribuerait pas de façon mesurable à un changement climatique ».<sup>24</sup>

Évidemment, le promoteur ignore complètement les émissions amont et aval comme si elles n'avaient pas d'incidences sur le climat et n'avaient aucun lien avec le projet ! Mais nous verrons plus loin que le cumul de ces émissions amont et aval sur la durée de vie du projet représentent une proportion significative du budget carbone restant pour limiter la température moyenne à 2°C d'ici la fin du siècle.

## 5.2 Émissions brutes : faits saillants de l'approche de Pembina<sup>25</sup>

La première estimation des émissions de GES induites par la production de pétrole transporté par le pipeline Énergie Est a été faite par l'Institut *Pembina* de Calgary. En voici les principales conclusions :

- L'analyse de *Pembina* se concentre uniquement sur l'amont de la production et n'évalue pas les émissions liées au raffinage et à la combustion du pétrole transporté, lesquelles ne sont pas évaluées car elles devraient se dérouler essentiellement à l'extérieur du Canada. Les étapes évaluées par *Pembina* celles illustrées dans le graphique ci-dessous du « well-to-refinery entrance gate » ou du puits à la porte d'entrée de la raffinerie. L'évaluation inclut donc les émissions dues au changement d'affectation des sols (premier jalon de l'analyse du cycle de vie).



- Énergie Est entraînerait une augmentation d'un tiers de la capacité de transport par pipeline du pétrole issu de l'ouest canadien.

<sup>24</sup> Idem, 6-30

<sup>25</sup> Flanagan Erin, Demerse Clare, *Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline A Preliminary Assessment*, Pembina Institute, February 2014, 36 p. <http://www.Pembina.org/pub/2519>

- Le volume de pétrole bitumineux transporté par l'oléoduc implique une augmentation de la production de pétrole des sables bitumineux de 34 à 39% par rapport au volume de 2012.
- *Pembina* ne croit pas possible que le transport par train puisse se substituer au transport par oléoduc à des conditions économiques avantageuses. Pour l'Institut seul un oléoduc peut garantir au producteur pétrolier un moyen sûr et économique d'acheminer son pétrole et donc justifier de nouveaux investissements dans les sables bitumineux. Cela est particulièrement vrai avec les prix actuels du pétrole.
- Les émissions amont supplémentaires de GES induites se situeraient dans une fourchette de 30 à 32 millions de tonnes par année. *Pembina* a recouru pour cette estimation au modèle GHGenious utilisé par Ressources Naturelles Canada. Ce volume de nouvelles émissions est important, il effacerait les gains de la plus importante réduction au Canada, à savoir l'élimination des centrales au charbon en Ontario.
- C'est l'équivalent de l'ajout annuel d'environ 7 millions de voitures sur les routes, soit le nombre de véhicules légers sur les routes de l'Ontario.<sup>26</sup>

### 5.3 L'analyse dite « dynamique » de la firme *Navius Research*<sup>27</sup>

Mandaté par la Commission de l'énergie de l'Ontario, le cabinet *Navius Research* a effectué une analyse des émissions de GES associées à Énergie Est qui diffère sensiblement de l'approche de *Pembina*.

- *Navius* recourt au modèle global du marché international du pétrole *OilTrans*, développé par le cabinet conseil lui-même, pour présenter un aperçu de l'évolution du marché d'ici 2035. La particularité de ce modèle est de tenter d'évaluer les conséquences de l'arrivée du pétrole canadien sur le marché mondial.
- Fait remarquable, *Navius* prétend que : « *Toute augmentation du pétrole extrait dans l'ouest canadien conduirait à une faible, mais notable, diminution du prix moyen mondial. À leur tour l'extraction d'autres ressources mondiales et les émissions qui leur sont associées pourraient diminuer.* »
- *Navius* prévoit ainsi que l'oléoduc Énergie Est augmenterait les émissions globales de GES dans le monde, du puits au réservoir (donc avant la combustion) de 0,7 à 4,3 millions de tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> (Mt eqCO<sub>2</sub>) en 2035, soit une augmentation dans le monde de 0,01% des émissions de GES. Ceci parce qu'il est supposé que le pétrole canadien conduise

<sup>26</sup> Ce calcul s'effectuant sur la base d'une moyenne de 4 tonnes de GES par an émises par véhicule.

<sup>27</sup> *Navius Research, Discussion Paper: Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project - A Global Oil Market and Transportation Analysis*, 8 janvier 2015, 59 pages. (Seule la version électronique est disponible.) Coté GES1 dans la liste des documents déposés au BAPE.

[www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources\\_fr.cfm#Vruj6f4UXcu](http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources_fr.cfm#Vruj6f4UXcu)

des producteurs ailleurs dans le monde à cesser leur production et donc à une diminution de leurs GES.

- Les émissions au Canada augmenteraient de 1,2 à 10,2 MteqCO<sub>2</sub> par an en 2035 en raison de l'augmentation de production des sables bitumineux et du raffinage d'une partie du pétrole transporté par Énergie Est dans les raffineries du Québec et du Nouveau-Brunswick. C'est donc une différence d'un facteur 3 à 30 avec l'analyse de *Pembina*.
- La principale différence avec l'analyse de *Pembina* tient au fait que *Navius* postule que l'essentiel du pétrole qui transiterait par Énergie Est pourrait être transporté par train si l'oléoduc n'était pas construit alors que *Pembina* considère cette éventualité peu probable en raison des coûts supplémentaires associés au transport par train.
- *Navius* reconnaît que l'approbation d'Énergie Est augmenterait l'offre pétrolière mondiale ainsi que la quantité de produits raffinés devant être utilisés mais ces émissions produites par la consommation finale (« du réservoir aux roues ») se produiraient en dehors du Canada.

#### 5.4 Critique de l'approche de *Navius*

Pour *Navius* l'augmentation des GES au Canada serait en grande partie compensée par une diminution ailleurs dans le monde en raison de la baisse du prix moyen du pétrole que la venue du pétrole de l'ouest entraînerait. Il faut comprendre ici que cette baisse amènerait des pétrolières à cesser de produire ailleurs pour des raisons de non rentabilité.

Cette hypothèse est contestable pour deux raisons. Le pétrole bitumineux est déjà un des pétroles les plus chers à produire et il exige des investissements énormes en capitaux, bien plus que l'exploitation du pétrole de roche mère du gisement du Bakken, par exemple. D'ailleurs la présente baisse du prix du pétrole a entraîné une diminution des investissements, un arrêt ou un report de plusieurs projets d'extraction dans l'ouest canadien et des milliers de licenciements de travailleurs.

D'autre part, si la loi de l'offre et de la demande a un sens, chacun peut admettre que la baisse du prix du pétrole devrait entraîner à terme une hausse de la consommation, toutes choses égales par ailleurs. C'est déjà le cas aux États-Unis depuis l'été dernier. Cette hausse entraîne inévitablement avec elle une hausse des émissions.

*Navius* prévoit en outre une augmentation de consommation mondiale de pétrole d'ici 2035 plus faible que celle de l'Agence Internationale de l'Énergie. L'AIE dans son [rapport 2014](#) estimait que la demande de pétrole d'ici 2040 augmenterait de 14 millions de barils par jour pour atteindre 104 millions de barils/jour.<sup>28</sup> Ces estimations sont basées sur les prévisions de croissance économique et d'augmentation de la population mondiale (+2 milliards d'habitants d'ici 2050).

---

<sup>28</sup> <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2014/>

Ces prévisions sont forcément discutables mais ce qui compte ici c'est la tendance anticipée à la croissance des besoins en pétrole. Il y aura donc une demande mondiale pour le pétrole d'où qu'il vienne pour peu que les conditions économiques soient favorables et à conditions écologiques égales. L'hypothèse de *Navius* d'une baisse des émissions liées à l'approbation d'Énergie Est est donc pour le moins très douteuse.

Au contraire, compte tenu de l'augmentation de la demande prévisible, toutes choses égales par ailleurs, il semble logique d'évaluer les émissions absolues générées en amont par un semblable projet ainsi que l'a fait *Pembina*, voire logique d'évaluer les émissions additionnelles totales, amont et aval, associées à un tel ouvrage comme l'a fait l'*AQLPA* plus loin.

En outre, *Navius* estime peu probable que dans un monde contraint à respecter la limite de deux degrés Celsius, l'infrastructure Énergie Est puisse enfermer ou verrouiller (« lock in ») la société dans un mode d'émission de GES élevé. L'argument ici est fallacieux : comme il s'agit d'investissements privés ce sont les actionnaires qui écoperaient des conséquences. Or abstraction est ici faite des actionnaires institutionnels qui ont des parts dans TransCanada (comme la Caisse de dépôt) ou encore des conséquences bien publiques que de telles infrastructures peuvent avoir dans la fragmentation du territoire ou en cas d'accidents. Et qui sera responsable de la structure après son abandon?

En outre, les capitaux nécessaires au projet ne seront pas disponibles pour engager la transition énergétique qui nécessite également des investissements importants. Dans un rapport publié l'année dernière la [Banque mondiale](#) soulignait qu'au-delà de la tarification carbone il était également important pour décarboner le développement de mettre en place des infrastructures à basses émissions de carbone.<sup>29</sup> *A contrario*, il est donc préférable d'éviter de construire des infrastructures à hautes émissions de carbone.

Enfin, l'analyse de *Navius* est typique d'une analyse de marché, certes envisagée de façon dynamique, mais qui reste dépendante de prémisses fragiles sur l'évolution des prix et qui omet le facteur majeur de la limitation des émissions en lien avec l'objectif souhaité et préférable d'une limitation « bien en deçà de 2 degrés Celsius ». Pris au sérieux, cet objectif obligerait à fixer un prix carbone et à l'augmenter régulièrement et rapidement. L'option du transport par train deviendrait non compétitive, même à des prix du pétrole plus élevés, et aurait bien du mal à combler les capacités de transport un oléoduc qui ne se ferait pas.

C'est d'ailleurs la raison pour laquelle les acteurs liés au pétrole, y compris le gouvernement de l'Alberta, insistent tant pour que les oléoducs soient autorisés. Il en va non seulement des possibilités de croissance de l'industrie mais peut-être de la survie de nombreuses entreprises. C'est aussi l'argument central de la réplique de *Pembina* à la modélisation de *Navius* : dans la conjoncture de prix bas du pétrole, l'oléoduc permettrait de baisser le coût de transport et donc le coût marginal de mise en marché d'un baril de pétrole bitumineux; il le rendrait donc plus attractif, favoriserait l'expansion de sa production et de ses émissions de GES.<sup>30</sup>

---

<sup>29</sup> <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/Climate/dd/decarbonizing-development-report.pdf>

<sup>30</sup> *Pembina Institute* [Feb. 2015] *Energy East Consultation and Review : Submission on Final Technical Reports*

## 5.5 Les dimensions sous-estimées du calcul des émissions

Il faut de surcroît noter que les calculs d'émissions de GES des sables bitumineux sous-estiment systématiquement trois dimensions : le potentiel de réchauffement planétaire du méthane, les émissions sur l'ensemble du cycle de vie liées au gaz acheté et le changement d'usage des terres.

### 5.5.1 Le PRP du méthane : une sous-estimation chronique

La production de pétrole bitumineux par injection de vapeur (en mode in situ) nécessite l'utilisation de volumes importants de gaz naturel composé principalement de méthane. Des émissions fugitives sont inévitables dans le cours des opérations. Or la valeur aujourd'hui officiellement retenue du potentiel de réchauffement planétaire (PRP) du méthane sur 100 ans est de 25, c'est-à-dire qu'une molécule de méthane exerce sur 100 ans un forçage radiatif, ou un réchauffement, 25 fois plus important qu'une molécule de dioxyde de carbone. Cette valeur est de 3 à 4 fois inférieure à son potentiel maximal sur 20 ans.<sup>31</sup> La convention, internationalement statuée, est d'évaluer le potentiel de réchauffement des autres GES que le CO<sub>2</sub> uniquement sur une base de 100 ans. C'est utile aux fins de comparaisons internationales.

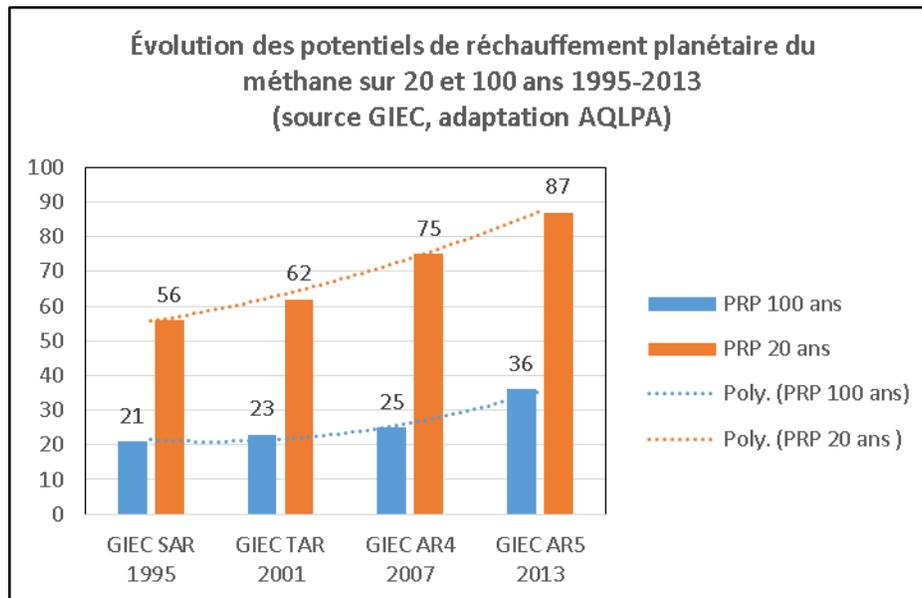
Le *GIEC* déclare pourtant lui-même que le choix d'évaluer les GES sur un horizon de temps spécifique ne s'appuie pas sur une base scientifique mais repose sur un jugement de valeur qui attribue un poids relatif aux effets selon les différentes périodes de temps. Il serait en effet logique et scientifiquement sensé d'évaluer le potentiel de réchauffement du méthane selon sa valeur maximale pour avoir une idée du forçage radiatif réel induit par le deuxième gaz en importance dans le réchauffement planétaire. Après tout, à quoi sert de se préoccuper du réchauffement dans 100 ans si les émissions actuelles conduisent à un emballement catastrophique dans 20 ans ?

Cette illusion d'optique a des conséquences comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous : les PRP du méthane sur 20 et 100 ans sont en augmentation constante depuis 1995 et on n'en tient pour ainsi dire pas compte!

---

<sup>31</sup> Le PRP est passé officiellement de 21 à 25 à lors de la conférence de Varsovie fin 2013. Voir Annexe 2 du présent document pour plus amples explications et illustrations des conséquences.

Figure 6: Évolution 1995-2013 des valeurs du potentiel de réchauffement du méthane sur 20 et 100 ans (Source GIEC, adaptation AQLPA)<sup>32</sup>



La valeur actuellement retenue pour les calculs d'émissions est de 25 bien que le rapport du *GIEC* de 2013 ait évalué le forçage radiatif du méthane fossile à 36 sur 100 ans (une différence de 44%). Et le même rapport donnait sur 20 ans un potentiel de 87 au méthane fossile.

Les derniers inventaires québécois et canadien ont refait les calculs des émissions sur toute la série de données des émissions lors du passage du potentiel de 21 à 25. Et cette augmentation de 19% (25/21) a conduit à des hausses des émissions globales du Québec de 2,2 à 3,5% selon les années.<sup>33</sup> Toutes choses égales par ailleurs, si l'on tenait compte du PRP le plus récent sur 20 ans les émissions du Québec en équivalent CO<sub>2</sub> pourraient bondir de plus de 50%!

Lors de la présentation de son étude aux audiences du *BAPE* le 16 mars au soir, M. Jotham Peters de *Navius*, en réponse à ma question, a reconnu utiliser le PRP de 25 pour le calcul des émissions du méthane et ne pas avoir évalué les émissions avec une valeur plus élevée.<sup>34</sup> Il a précisé que l'intégration d'un plus grand PRP pour le méthane pourrait même jouer en faveur du pétrole bitumineux relativement à la production conventionnelle car les procédés d'extraction et in situ ne recourent pas à l'évacuation des gaz (venting). C'est exact. Mais inquiétant. Car cela montre que le bilan de toute l'industrie pétrolière et gazière sous-évalue fortement les émissions associées au méthane. Ce n'est certainement pas étranger aux constats de cette [étude récente et solide](#) de scientifiques de Harvard, effectuée à l'aide de relevés du satellite GOSAT-Ibuki, qui a

<sup>32</sup> Les valeurs indiquées ici pour le cinquième rapport du *GIEC* (AR5) sont celles indiquées par le *GIEC* pour les émissions de méthane d'origine fossile.

<sup>33</sup> <http://www.AQLPA.com/actualites/instruments-de-bord-defectueux-le-double-piege-climatique>

<sup>34</sup> Document déposé au *BAPE* coté DT12, paragraphes 2645 et ss.

démontré que les émissions de méthane des États-Unis avaient augmenté de 30% entre 2002 et 2014.<sup>35</sup>

### 5.5.2 La frontière du gaz acheté

Le guide méthodologique du *GIEC* relatif à la comptabilisation des émissions pour les installations fixes précise que les émissions provenant de sources d'énergie externes ne peuvent pas être comptabilisées à leur bilan.<sup>36</sup> Il faut en effet éviter le double comptage. Les émissions produites par les installations de production de gaz par exemple ne sont pas comptabilisées au bilan des installations de production de pétrole bitumineux in situ, malgré la grande consommation de gaz nécessaire à la production de vapeur pour fluidifier le bitume.<sup>37</sup>

Lors de la présentation de la méthode qu'Environnement et Changement climatique Canada propose pour comptabiliser les émissions amont, Mme Helen Ryan a reconnu que les émissions liées au « gaz acheté » ne seraient pas comptées au bilan de GES de la production de sable bitumineux.<sup>38</sup> Pourtant une analyse de cycle de vie l'intégrerait. Ce serait important pour avoir le portrait complet des émissions associées à la production des sables bitumineux.

### 5.5.3 Le changement d'usage des terres

Le changement d'usage des terres n'est pas non plus prévu dans la méthodologie d'ECCC. L'impact de l'extraction des sables bitumineux sur la forêt boréale est pourtant indéniable. Il s'agit de forêts et de tourbières à forte concentration de carbone. Il s'agit en fait de puissants puits de carbone qui sont transformés en sources. Les autorités californiennes ont pour leur part procédé à des analyses de cycle de vie dans le cadre de l'élaboration de leur Norme d'intensité carbone pour les carburants - NICC (*Low Carbon Fuel Standard*).<sup>39</sup>

Une étude a estimé que les émissions associées au changement d'usage des terres représentaient entre 0,9 et 11% du total des émissions de GES calculées selon une analyse du cycle de vie.<sup>40</sup> L'étude met en lumière des émissions futures très importantes :

*“We estimate additional 500 km2 and 2,400 km2 of boreal forest including carbon-rich peatlands would be disturbed from surface mining and in-situ production, respectively, between 2012 and 2030; releasing additional 107–182 million tonnes of GHG from land use alone. Future efforts to monitor land*

---

<sup>35</sup> <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2016GL067987/abstract>

<sup>36</sup> *GIEC* 2006, [Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre](#)

<sup>37</sup> Pour produire un baril de bitume dans les procédés in situ, assistés par production de vapeur, il faut environ 1700 pieds cube de gaz naturel essentiellement composé de méthane.

<sup>38</sup> Séance du 16 mars au soir.

<sup>39</sup> Informations provenant de Peloffy K. GHG Methodologies Comments, Working draft, Centre Québécois du droit de l'environnement (CQDE)

<sup>40</sup> Sonia YEH, Sarah M. JORDANN, Adam R. BRANDT, Merritt R. TURETSKY, Sabrina SPATARI, and David W. KEITH, *Land use greenhouse gas emissions from conventional oil production and oil sands*, Environmental Science & Technology 2010, 44, 8766–8772, available online at <http://keith.seas.harvard.edu/papers/130.Yeh.Jordaan.etal.LandUseGHGEmissions.e.pdf> (last visit: April 13<sup>th</sup>, 2016).

*use impacts of in-situ production are needed to reduce landscape impacts and associated GHG emissions. In addition, land reclamation after oil sands projects needs to be enforced for broad ecological benefits together with GHG benefits.*<sup>41</sup>

Enfin le changement d'usage des terres a des conséquences à long terme. Les sols déboisés, rabotés et minés captent beaucoup moins de carbone. Il y a donc une perte d'opportunité de séquestration carbone qui doit être évaluée. Cet effet est durable et devrait être intégré pour toute la durée du projet.

#### 5.5.4 Émissions aval : pelleter en avant !

Dans le cadre d'une analyse cycle de vie complète, il est indispensable d'inclure les émissions aval liées au pétrole transporté. La combustion représente en effet entre 70 et 80% des émissions d'un baril de pétrole.<sup>42</sup> L'objectif est bien de vendre un produit destiné principalement à être utilisé pour la combustion.<sup>43</sup> L'analyse des marchés de destination du produit est examinée par l'ONÉ.

Dans les inventaires nationaux de GES, les éventuelles émissions du pétrole ayant transité par l'oléoduc Énergie Est devraient évidemment être comptabilisées dans le pays acheteur. Mais dans la phase Projet, si on veut savoir à combien s'élèveraient les émissions globales amont et aval liées au projet, il faut les comptabiliser. Ne pas le faire équivaut à pelleter la neige devant soi, à se laver les mains des polluants qui viennent avec le produit exporté. Surtout si le promoteur et les parties prenantes du projet ne peuvent faire la démonstration que les émissions exportées aboutiraient dans un lieu où la problématique climatique est prise en charge.

#### 5.5.5 Conclusion

Étant donné ce qui précède, il tombe sous le sens que les émissions réelles associées au produit transporté par Énergie Est, selon une analyse du cycle de vie, sont très fortement sous-estimées. L'urgence de la situation climatique ne permet plus de se laver les mains des conséquences amont ou aval.

Les scénarios de *Navius* sont très contestables. Ils ont été établis sur la base de prix qui se sont depuis effondrés et qui rendent l'alternative du transport par train non compétitive pour de nombreux projets. Tenter de prévoir la dynamique des échanges mondiaux du pétrole dans un monde en transition énergétique accélérée relève du pari. L'approche du calcul des émissions brutes de *Pembina* nous paraît d'autant plus justifiée qu'il faut désormais compter avec le respect d'un budget carbone extrêmement réduit comme nous le verrons à la section 7.

---

<sup>41</sup> *Ibid.*

<sup>42</sup> Voir la note méthodologique en annexe

<sup>43</sup> Les usages plus nobles liés aux multiples produits fabriqués avec du pétrole ne représentent que 7 à 10% du volume produit.

## 6 Durée de vie : une donnée gênante qu'il vaut mieux taire ?

Une donnée importante est quasiment passée sous silence au cours des audiences du *BAPE*. Quelle est la durée de vie prévue de l'oléoduc? Dans la présentation initiale du projet, la période de 40 ans a été évoquée par TC. Mais cette question semble maintenant entourée d'une certaine discrétion. Elle est pourtant majeure lorsqu'on tente d'approximer les émissions cumulées de GES sur la durée de vie du projet. Nous verrons plus loin pourquoi il est important d'intégrer les émissions sur la durée de vie de l'ouvrage. Encore faut-il s'entendre sur une période. Une petite recherche sur le sujet a donné des résultats intrigants. Premièrement parce que la recherche par mot-clé dans les documents du promoteur sur l'expression durée de vie montre que l'expression n'est quasiment jamais utilisée. Voici une exception :

*« La conception hydraulique du projet suppose ce qui suit :*

- *La durée de vie théorique des pipelines est indéfinie pourvu qu'un entretien préventif convenable soit réalisé »<sup>44</sup>*

On trouve en revanche des informations concrètes très intéressantes sur le sujet dans le Bilan des connaissances transport par mode terrestre au Québec réalisé dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures. Voyez le tableau suivant :

---

<sup>44</sup> PR 1.3.1 Vol 3 (commercial), Section 5, p. 56

Figure 7 : Âge des principaux pipelines au Québec<sup>45</sup>

	Date de début de construction	Âge <sup>50</sup> (à compter à partir du début de la construction)
Enbridge Canadian Mainline (Enbridge)	1976	38
Portland Montréal (Pipe-Line Montréal Itée)	1941	73
Trans-Northern (Pipelines Trans-Nord Inc)	1950	64
Ultramar (Énergie Valero Inc)	2011 <sup>51</sup>	3
TransCanada (Oléoduc Énergie Est)	Planification en cours	-

Tableau 5-7: Âge des principaux pipelines au Québec

On constate qu'en 2016, quelque 75 ans se sont écoulés depuis le début de la construction de l'oléoduc Portland-Montréal. Il était toujours en opération en décembre dernier jusqu'à l'inversion du flux de la ligne 9B d'Enbridge laquelle a 40 ans et est répartie pour de nombreuses autres années de service. La construction du Trans-Northern a débuté en 1950, il y a 66 ans.

Le pipeline Ultramar est le plus récent. Ce projet était piloté par nul autre que M. Louis Bergeron, le vice-président pour le Québec et le Nouveau-Brunswick d'Oléoduc Énergie Est Limité. Il est mentionné dans le Bilan précité que Valero anticipe une durée de vie de 80 ans pour ce pipeline Ultramar entre Lévis et Montréal entré en service en 2012. La société Enbridge de son côté estime que « *tant que l'entretien et la maintenance sont effectués correctement la durée de vie est illimitée.* »<sup>46</sup>

On apprend aussi dans ce Bilan que 13% des pipelines totalisant 9 158 km au Canada ont plus de 50 ans. Les pipelines âgés de plus de 50 ans sont cependant plus exposés à des risques de corrosion externe. Ils n'ont pas de revêtement de protection externe. Et les techniques de protection cathodique contre la corrosion ont été mises en place dans les années 40 et 50. Ils doivent donc être davantage surveillés et faire l'objet d'une maintenance adéquate.

Il s'ensuit que les pipelines les plus récents, construits selon les règles de l'art, peuvent facilement demeurer opérationnels pendant 80 ans. C'est ce que Valero a indiqué en 2011 pour le projet d'oléoduc piloté par M. Louis Bergeron. Et on mentionne une durée de vie indéfinie de la structure tant chez Enbridge que dans la citation tirée du projet Énergie Est. Il faut tirer la conséquence de

<sup>45</sup> CIRANO et Centre risques et performance, *Bilan des connaissances transport des hydrocarbures par modes terrestre au Québec*, Mars 2015, Section 5.2.3, p. 127-129

<sup>46</sup> Idem

cette assertion : 40 ans est la durée de vie **minimale** du projet ÉE, **80 ans pourrait être une moyenne** et **120 ans une possibilité à considérer** à l'image des grandes structures en acier comme la tour Eiffel qui sont bien plus durables que le béton. À condition évidemment qu'il y ait toujours de la demande pour le produit et de l'offre pour la fournir. La prudence avec laquelle TC estime la durée de vie de son ouvrage a sans doute à voir avec la durée de ses contrats d'approvisionnement à long terme qui sont limités à 20 ans. Et l'objectif d'atteindre zéro émission en 2050 est dans moins de 40 ans...

Mais le Canada dispose des troisièmes plus importantes réserves dans le monde; la demande pour un produit aussi stratégique que le pétrole est toujours en hausse ; et les prévisions de l'AIE tablent sur une augmentation de la demande dans les prochaines décennies. Certains doivent penser ou même souhaiter, sans oser le dire, que la durée de vie d'Énergie Est pourrait bien être, en quelque sorte, effectivement illimitée.

## 6.1 Pourquoi les émissions cumulées comptent

Dès lors, une question de fond se pose sur le calcul des émissions. Le budget carbone limité pour rester sous la barre des 2°C de moyenne mondiale repose sur le constat que les émissions de CO<sub>2</sub> sont corrélées avec la hausse des températures. C'est-à-dire que toute émission supplémentaire de CO<sub>2</sub> mènera à une hausse des températures qu'on peut évaluer. Les augmentations de température qui en résultent sont largement irréversibles. D'où la notion introduite par le *GIEC* dans son dernier rapport 2013-2014 de budget carbone (correspondant à des quantités cumulées d'émissions de CO<sub>2</sub>).<sup>47</sup>

Cette question intéresse de plus en plus de chercheurs car la conséquence évidente est que la hausse future des températures dépend étroitement des émissions futures.<sup>48</sup> Or, les infrastructures destinées à produire, transporter ou consommer des énergies fossiles et donc qui normalisent ou encouragent leur usage, comme Énergie Est, sont en principe porteuses d'émissions sur toute leur durée d'opération qui s'étend souvent sur plusieurs décennies. Faire l'impasse sur ce fait revient à pratiquer de l'aveuglement volontaire.

## 6.2 Les émissions engagées dans le système énergétique augmentent toujours

À ce propos, l'étude du cumul des émissions engagées dans le système énergétique a fait l'objet d'une [recherche](#) très intéressante montrant que celles-ci augmentent toujours. S.J. Davis et R.H. Socolow jugent important de prendre en compte les émissions verrouillées dans les infrastructures énergétiques en place ou en construction sur toute leur durée de vie afin de mieux informer le public de leur impact climatique.<sup>49</sup>

Le graphique suivant tiré de leur article est tout à fait parlant :

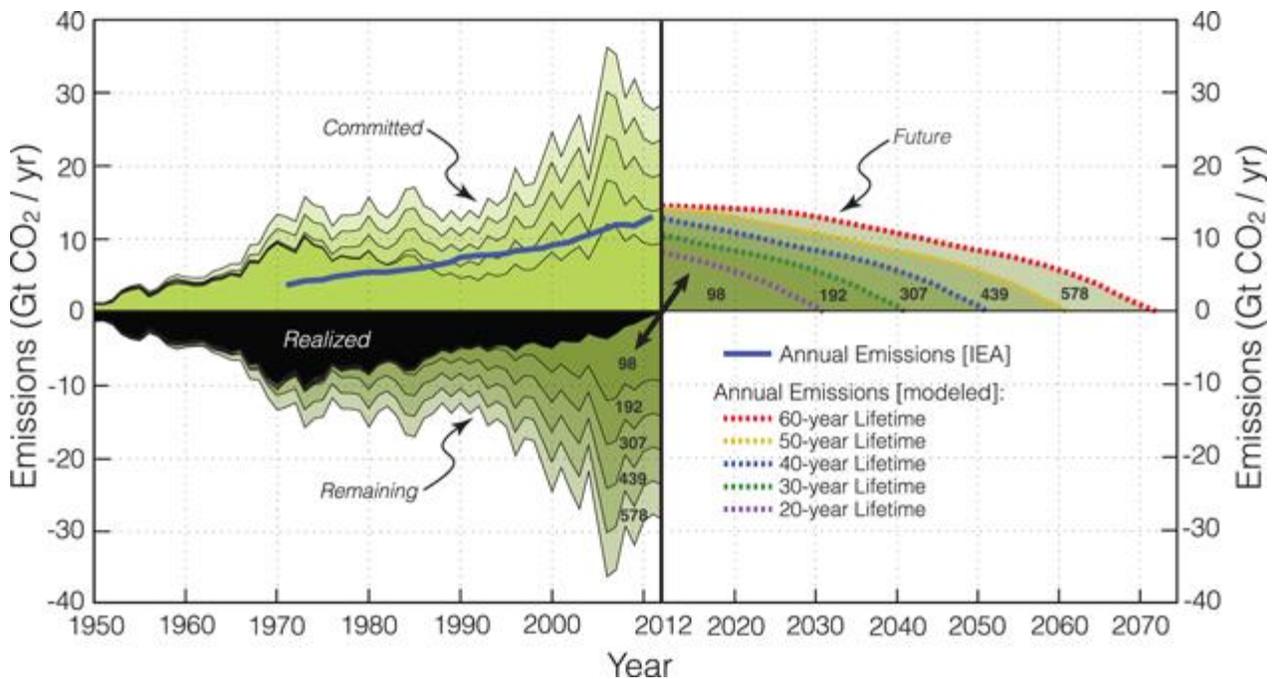
---

<sup>47</sup> Voir section 7 et Annexe 2 pour plus amples détails et références du *GIEC*.

<sup>48</sup> Matthews, H. Damon (2014) A growing commitment to future CO<sub>2</sub> emissions. *Environmental Research Letters*, 9, 111001.

<sup>49</sup> <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/9/8/084018>

Figure 8 : Profil des émissions du secteur Énergie 1990-2012 et cumul des émissions futures engagées selon les durées de vie projetées des installations (S.J. Davis et R.H. Socolow 2014)<sup>50</sup>



Davis et Socolow affirment que les émissions engagées dans le secteur énergétique ont cru en moyenne de 4% par an entre 1990 et 2012. Ils estiment qu'en 2012, le total des émissions futures intégrées dans les infrastructures de production d'énergie s'élève en moyenne à 307 Gt CO<sub>2</sub> en fonction de la durée d'utilisation des ouvrages. Nous ferons le lien avec le budget carbone global plus loin. Voyons d'abord où comment se situe Énergie Est.

### 6.3 Les émissions de CO<sub>2</sub> cumulées d'Énergie Est sur 40, 60 et 80 ans

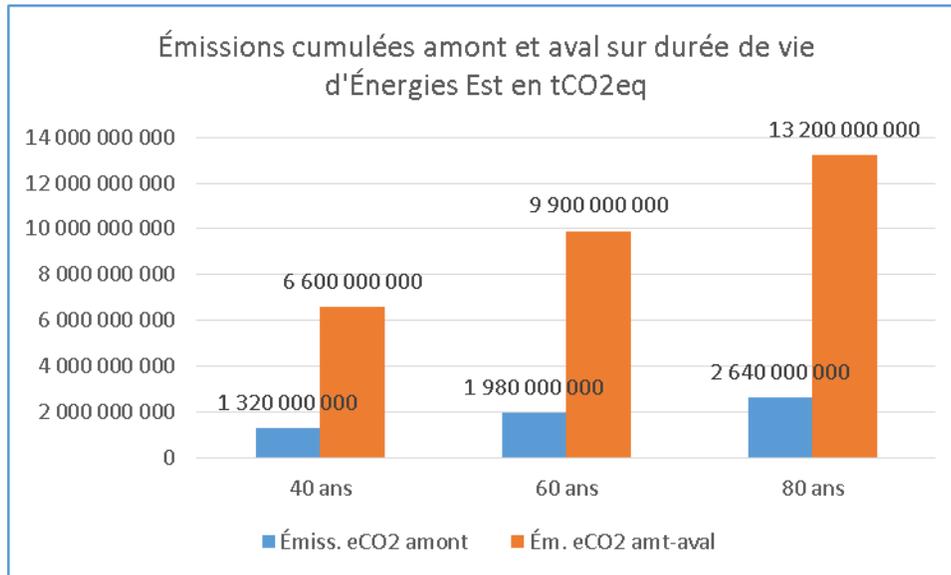
Nous avons vu que la durée de vie de 40 ans de l'oléoduc ÉE annoncée par le promoteur était la durée minimale envisageable, à conditions de marché égales. Techniquement, s'il est bien entretenu, l'ouvrage pourrait durer indéfiniment. Dans cette section nous allons prendre au sérieux cette durabilité potentielle et envisager les émissions amont et aval associées à Énergie Est sur une durée de vie de 40, 60 et 80 ans.

Il s'agit de prendre au mot les perspectives de croissance mondiale de la population, donc de la demande de pétrole et de poser l'hypothèse que les vastes réserves canadiennes pourront alimenter indéfiniment l'oléoduc ÉE. Évidemment cela suppose aussi qu'il n'y ait aucune contrainte à continuer d'émettre des GES durant tout le XXI<sup>ème</sup> siècle. Nos calculs sont appuyés

<sup>50</sup> Steven J Davis et Robert H Socolow 2014 *Environ. Res. Lett.* 9 084018

sur l'évaluation de l'Institut Pembina évoquée plus haut et explicités à l'Annexe 1. Il s'agit donc des émissions brutes amont et aval reliées aux capacités de transport de l'infrastructure. Il s'agit d'une estimation très conservatrice comme on peut le constater dans la notice méthodologique de l'Annexe 1.<sup>51</sup>

Figure 9 : Émissions de GES amont-aval d'Énergie Est sur 40, 60 et 80 ans (Source AQLPA)



Le volume total des émissions engagées dans la structure est à la mesure de l'ouvrage, énorme. **Sur 40 à 80 ans c'est l'équivalent de 2 à 4% des émissions engagées par toutes les installations de production d'énergie du monde, pour une seule infrastructure!**

Comparé avec les émissions canadiennes ou québécoises annuelles c'est risible. En 2014, les émissions canadiennes s'élevaient à 732 millions de tonnes (Mt) eq CO<sub>2</sub> et les émissions québécoises à 83 Mt.

- **Les émissions amont et aval sur 40 ans d'Énergie Est équivalent à 80 fois les émissions du Québec de 2014 et à 160 fois sur 80 ans!**
- **Sur 40 ans les émissions amont et aval d'Énergie Est équivalent à 9 années d'émissions canadiennes totales et donc à 18 ans d'émissions sur 80 ans.**

Plus concrètement, on a souvent entendu la comparaison des émissions annuelles amont associées à ÉE avec son équivalent en nombre de voitures nouvelles sur les routes. On peut faire le même exercice pour comparer les émissions engagées à long terme. La moyenne des émissions se situe à 4 tonnes annuelles de CO<sub>2</sub> par véhicule. À combien de nouvelles voitures correspondent les émissions cumulées d'Énergie Est sur 80 ans ?

<sup>51</sup> Nous n'avons pas intégré les émissions de l'activité opérationnelle d'Énergie Est proprement dite. TransCanada n'a pas pris la peine dans son document synthèse de retirer les émissions qui étaient associées au port de Cacouna

- **Sur 80 ans, cela équivaldrait à la pollution carbone annuelle de 3,3 milliards de voitures, trois fois le parc mondial actuel !!!**
- **Les émissions cumulées sur 40 ans correspondraient à la pollution annuelle de 1 milliard 650 millions de véhicules, soit à 50% de plus que le total des véhicules actuellement en usage sur terre !**

## 7 Énergie Est et l'angle mort du budget carbone

### 7.1 La limite du budget carbone selon le GIEC

La corrélation forte constatée entre les quantités de dioxyde carbone crachées dans l'atmosphère et l'élévation des températures fait en sorte que le *GIEC* souligne qu'il y a une limite au carbone pouvant être émis dans l'atmosphère d'ici 2100 pour rester sous la barre des 2°C. Ce budget carbone consommable d'ici 2100 pour toute l'humanité était estimé à 1000 GtCO<sub>2</sub> en 2011.<sup>52</sup> Mais pour respecter le seuil de 1,5°C, Hansen et al suggèrent pour leur part qu'il faudrait plutôt viser la moitié de ce volume d'émissions.<sup>53</sup> C'est aussi ce que dit le *GIEC* dans son rapport synthèse cité en note de bas de page.

Or les **réserves** totales de combustible fossiles disponibles en 2011, c'est-à-dire identifiées et exploitables avec les technologies actuelles, étaient estimées par le *GIEC* de **3,7 à 7 fois plus importantes que le budget de 1000 GtCO<sub>2</sub>** et les **ressources** de carbone fossile, à découvrir et potentiellement exploitables avec de nouvelles technologies, **étaient estimées de 30 à 50 fois plus importantes que le budget carbone** total alloué pour limiter la hausse à deux degrés.

Une conséquence implacable de cette mathématique du carbone est que pour atteindre l'objectif du 2°C, il faut laisser dans le sol la majeure partie des réserves de combustibles fossiles. Globalement, au moins les 4/5 des *réserves* de combustibles fossiles, déjà identifiées et non encore exploitées, ne doivent justement pas être exploitées si l'on veut avoir une petite chance de respecter l'objectif du 2°C.

**Et si on ciblait un réchauffement maximal de 1,5°C, les réserves exploitables seraient donc de 7,4 à 14 plus importantes que ce qu'on pourrait se permettre d'exploiter et les ressources de 60 à 100 fois plus importantes...**

<sup>52</sup> Voir le tableau 2.2 du IPCC Fifth Assessment Synthesis Report en Annexe 2 du présent rapport.

<sup>53</sup> Attention toutefois aux différentes unités : le *GIEC* parle de dioxyde de carbone tandis que Hansen et al évoquent dans leur article des quantités de carbone. Pour convertir les valeurs de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) en carbone (C), il faut diviser par 3,67.

Des [chercheurs britanniques](#) ont tenté de répartir les réserves fossiles inexploitées en fonction de leur contenu carbone et des paramètres économiques d'exploitation pour respecter l'objectif du 2°C. Résultat : le Canada devrait laisser dans le sol 75% de ses réserves totales de pétrole... et 85% de ses réserves de sables bitumineux. <sup>54</sup>

Mais les émissions ont continué à croître depuis 2011 et selon le *Global Carbon Project*, il faut retrancher quelque 108GtCO<sub>2</sub> au solde du bilan qui était donc, à la fin 2015, de 892 milliards de tonnes.

L'autre point à prendre en compte est celui évoqué plus haut: les émissions qui sont déjà engagées dans le système par les technologies en usage (centrales thermiques et moteurs à explosion). Il y en aurait pour 729GtCO<sub>2</sub> selon [Raupach et al](#) . D'où **un solde net de nouvelles émissions possibles pour toute l'humanité d'ici la fin du siècle de 163GtCO<sub>2</sub>** ou l'équivalent de 4 ans d'émissions mondiales de 2015...<sup>55</sup>

Notez bien que **si l'on visait un objectif de 1,5°C, le budget carbone de 500 milliards de tonnes serait déjà dépassé de 229GtCO<sub>2</sub> avec les seules émissions déjà intégrées dans le système, si l'on en croit les calculs de Raupach et al.**

**Deux conclusions incontournables en découlent: il n'y a plus de place pour des infrastructures générant de nouvelles émissions; et il faut absolument retirer de la circulation des machines thermiques (centrales, voitures, camions, avions etc.) avant la fin de leur vie utile.**

Or les nouvelles émissions canadiennes prévisibles avec les projets de développement des sables bitumineux sont loin d'être négligeables par rapport aux soldes de ce budget carbone. On peut le constater en consultant l'estimation au tableau de l'Annexe 1 que nous avons faite du cumul des émissions engagées sur 40 ans avec l'ensemble des projets de nouveaux oléoducs ou d'expansion d'anciens au Canada et aux États-Unis avec Keystone XL. **Nous atteignons presque 20 Gt eq CO<sub>2</sub>, soit 12 % du solde net d'émissions possibles pour toute l'humanité d'ici la fin du siècle.**

En tablant sur 80 ans, le cumul d'émissions pour l'ensemble des projets **sous responsabilité canadienne s'élèverait à 24% du solde net d'émissions pour toute l'humanité.**

L'oléoduc Énergie Est à lui seul prendrait la part du lion de ces cumuls d'émissions : sur 80 ans d'opération, on a vu que c'est une durée tout à fait plausible techniquement et commercialement, **l'oléoduc Énergie Est serait responsable à lui seul de 8% du quota restant d'émissions mondiales.** Et encore tout de même **de 4% sur 40 ans de durée de vie.**

---

<sup>54</sup> <http://www.independent.co.uk/environment/climate-scientists-beg-governments-to-leave-buried-fossil-fuel-reserves-in-the-ground-9963405.html>

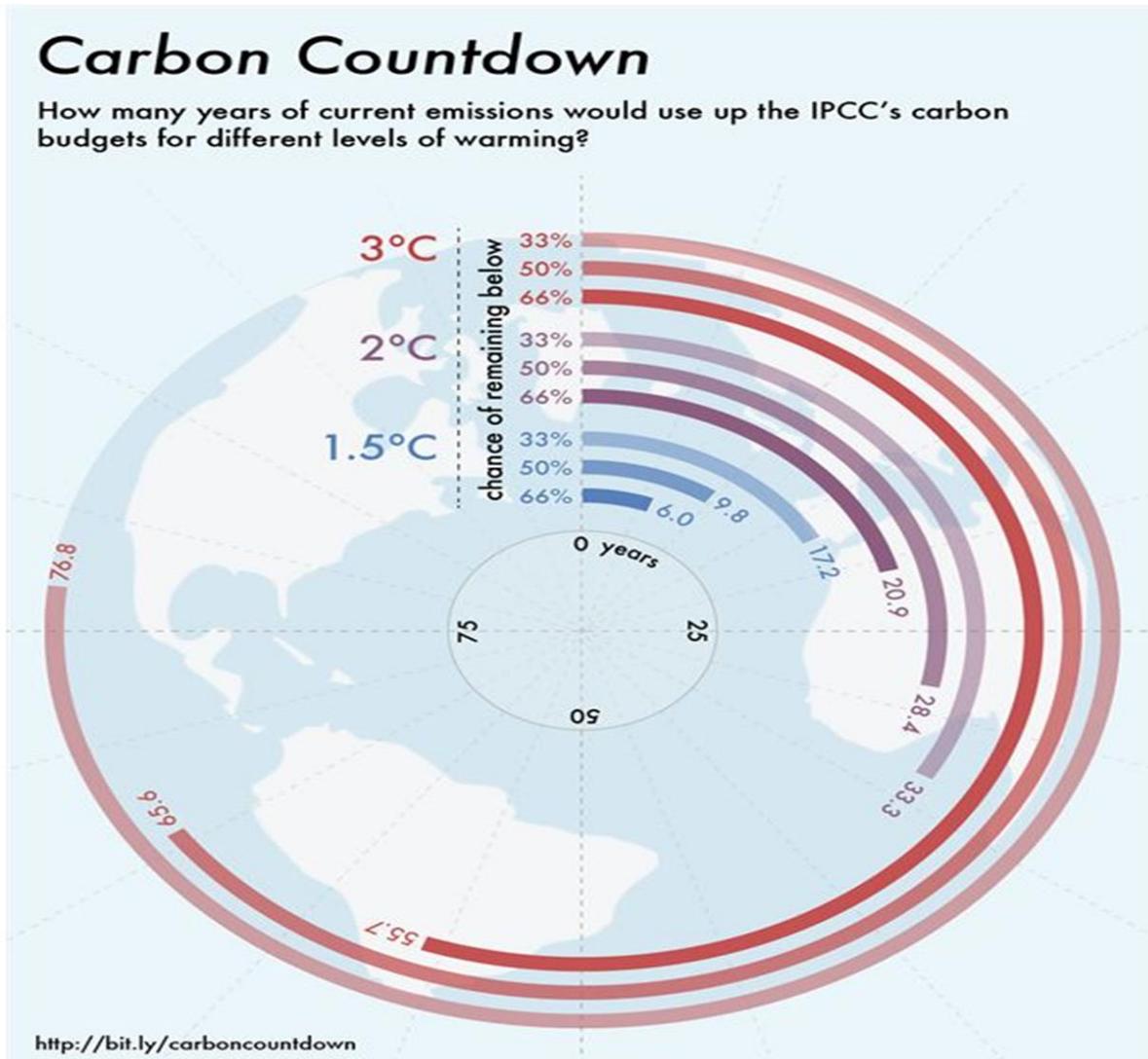
<sup>55</sup> Ceci en supposant que l'on laisse les technologies fossiles actuellement en usage aller au bout de leur vie utile. Voir Michael R. Raupach, Steven J. Davis & al, [Sharing a Quota on Cumulative Carbon Emissions](#), *Nature Climate Change*, 4, 873–879 (2014) doi:10.1038/nclimate2384

<http://www.nature.com/nclimate/journal/v4/n10/full/nclimate2384.html#affil-auth>

## 7.2 Le seuil du 1,5°C sera dépassé dans 4 ans

En 2014, [Carbon Brief](#) publiait le graphique suivant qui montre extrêmement bien la relation entre le nombre d'années d'émissions de CO<sub>2</sub>, au rythme de 2014 et les probabilités de rester sous un seuil de température donné. <sup>56</sup>

Figure 10: Nombre d'années d'émissions CO<sub>2</sub> de 2014 pour épuiser les budgets carbone du GIEC à différents seuils de température et de probabilités



En 2014 il restait 6 ans de marge pour avoir deux chances sur trois de rester sous le 1,5°C d'augmentation moyenne. Les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> ont plafonné en 2015 mais n'ont pas

<sup>56</sup> <http://www.carbonbrief.org/six-years-worth-of-current-emissions-would-blow-the-carbon-budget-for-1-5-degrees>

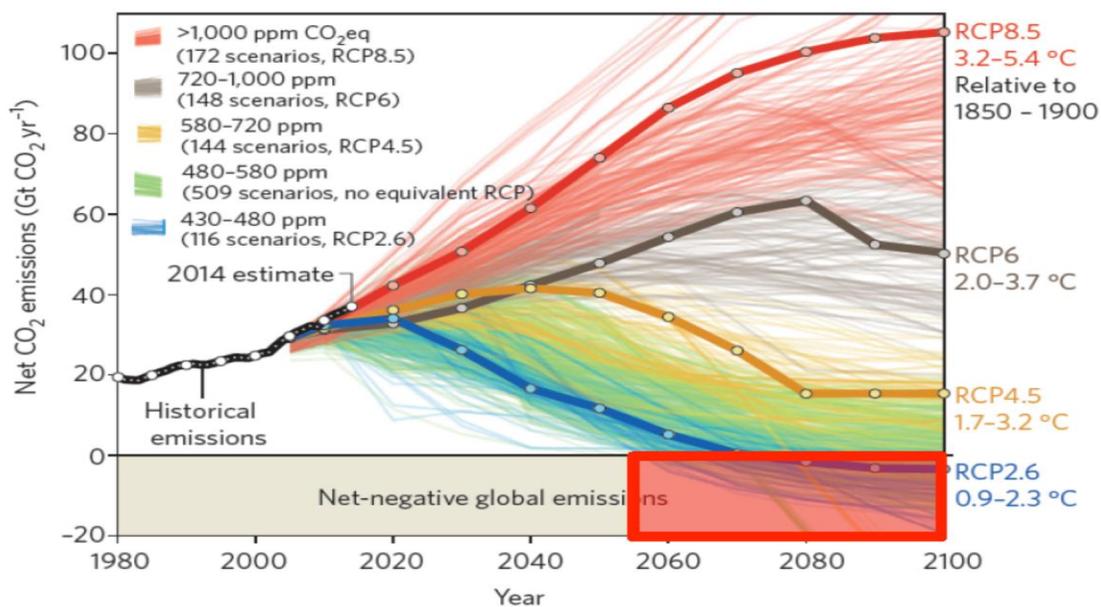
encore commencé à baisser. En 2016, il nous reste donc moins de 5 ans pour avoir deux chances sur trois de rester sous le seuil de 1,5° C et 9 ans d'émissions si on se contente d'une chance sur deux... Et notre budget est déjà épuisé si par hasard l'on voulait se donner 9 chances sur 10...

On voit aussi que rester sous le seuil de 2°C ne sera pas une mince affaire non plus. Au rythme de 2014, nous avons 20 ans d'émissions en banque pour avoir deux chances sur trois de rester sous le seuil.

C'est la raison pour laquelle le GIEC a évoqué dans son dernier rapport qu'il faut déjà envisager recourir à des dispositifs dits « d'émissions négatives » pour rester sous le seuil de deux degrés au cours du siècle. Le graphique suivant l'illustre parfaitement :

Figure 11 : Scénarios d'émissions CO<sub>2</sub> pour différents seuils de température incluant émissions négatives (Source, Fuss et al. Nature Climate Change 2014)

### Negative Emissions



Fuss et al., Nature Climate Change, 2014

### 7.3 Conclusion : après Paris, l'impossible quadrature du cercle

L'accord de Paris, officiellement signé à New York le 22 avril 2016 par 175 pays, prévoit qu'il faut limiter les émissions pour rester « bien en dessous de 2°C » d'augmentation et s'efforcer de viser 1,5°C. Cela donne la mesure du consensus mondial établi sur la question et de l'importance

attachée à ces objectifs. Mais nous avons vu plus haut que ces objectifs sont de plus en plus inatteignables avec la poursuite du *business as usual*.

À ce titre, le projet Énergie a tout du projet *business as usual*. Car au regard des émissions cumulées de gaz à effet de serre, amont, aval et sur la durée de vie du projet, le dossier de OÉEL est indéfendable. Le promoteur a affirmé à plusieurs reprises au cours des audiences que son infrastructure émettait moins de GES que l'alternative du transport par rail. Nous ne contestons pas ce fait mais il fait l'impasse sur le reste. Pour les émissions amont, il a affirmé que l'industrie devra avoir recours à des « solutions créatives » pour poursuivre sa croissance au-delà du plafond annuel d'émissions albertain de 100 millions de tonnes eq CO<sub>2</sub>. Cette expression renvoie à de coûteux dispositifs de capture et de stockage de CO<sub>2</sub> qui ne peuvent fonctionner que localement et à petite échelle mais ne sont pas en mesure d'agir à l'échelle requise et sont de toute façon inopérants pour les émissions aval.

Compter sur la substitution des produits pétroliers étrangers, à l'image des analyses théoriques sur les dynamiques de marché de *Navius Research*, revient à oublier que l'intérêt économique pousse les industries à produire d'abord là où c'est rentable, tant qu'il y a une demande. Elles ne se préoccupent pas de savoir si l'acheteur fixe un prix carbone sur les émissions aval ou si le pays importateur a engagé un plan de réduction crédible des GES.

Or la prise de conscience que l'humanité courait à sa perte à poursuivre l'usage effréné des combustibles fossiles se répand comme une traînée de poudre. La transition énergétique est en marche. Les énergies solaires et éoliennes sont en croissance exponentielle. Les consommateurs sont dans l'attente de solutions pour s'affranchir des énergies fossiles et répondent très rapidement dès qu'une solution attractive se présente sur le marché. L'engouement pour les véhicules hybrides ou électriques en témoigne, 400 000 personnes ont réservé la Tesla 3 qui doit être mise en marché en 2017...

Les acteurs conscients et libres du marché sont en train de le transformer pour aller vers l'objectif de zéro émission. De nouvelles normes sociales se construisent. Malgré les multiples usages pratiques du pétrole, des innovations nombreuses, notamment en transport et en chimie verte, vont progressivement éroder sa base économique. Un produit dont personne ne veut ne vaut virtuellement plus rien. Faut-il investir 16 milliards de dollars et tant risquer pour cela ?

## 8 Les conséquences pour les raffineries québécoises

### 8.1 Flexibilité d’approvisionnement et ancrage dans le système bitumineux

Pour les raffineries québécoises, l’apport du pétrole d’Énergie Est représente un avantage économique certain. Elle procure flexibilité d’approvisionnement et assure ainsi d’obtenir le meilleur prix. En revanche, cela ne signifiera pas nécessairement une baisse du prix à la pompe.

Une chose est sûre en revanche, cela intégrera davantage les raffineries du Québec au système de production des sables bitumineux. Et les incitera à investir à long terme dans leurs raffineries pour traiter le Bitume dilué.

#### 8.1.1 Valero n’a pas de projets d’expansion « pour l’instant »

À cet égard, Valero de Lévis a affirmé au cours des audiences qu’ils n’avaient pas de projet d’expansion ou de transformation en ce sens « pour l’instant ». On peut se douter que si l’oléoduc était construit, la réflexion reviendrait sur le tapis.

#### 8.1.2 L’intégration verticale de Suncor et l’investissement dans un cocker

Il en va autrement de Suncor qui est une entreprise intégrée verticalement. Elle produit du pétrole bitumineux, le raffine et le vend au détail dans ses stations PétroCanada. Les représentants de Suncor sont restés très discrets sur leurs projets d’investissements et le Commissaire Germain a malheureusement oublié de les interroger à ce propos quand il a posé la question à Valero de savoir s’ils avaient des projets pour traiter le DilBit.

Or Suncor a absolument intérêt et a des projets très concrets d’installer un Cocker à Montréal.<sup>57</sup> La décision devrait être prise cette année selon l’article cité. Suncor n’a peut-être même pas besoin de l’approbation d’Énergie Est pour ce faire car l’inversion de la ligne 9B peut lui amener le pétrole nécessaire. Mais l’ajout d’Énergie Est rendrait cette option incontournable et lui offrirait des possibilités de croissance si le marché était au rendez-vous.

## 8.2 Vers une masse de Petcoke en stock ?

La venue possible du pétrole de l’ouest tel que le pétrole bitumineux et le pétrole de schiste imposera vraisemblablement une augmentation de la pollution de l’air au Québec lors du raffinage de ces pétroles non conventionnels et de l’incinération des déchets pétroliers comme le coke de pétrole. Dans un rapport sur les conséquences de l’arrivée du pétrole de l’ouest, réalisé conjointement par l’AQLPA et Greenpeace, nous avons mis en garde contre l’augmentation de la pollution de l’air à Montréal consécutive au traitement du pétrole de l’ouest.<sup>58</sup> Les informations mentionnées ci-après sont principalement tirées de ce rapport.

---

<sup>57</sup> <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/suncor-seeks-to-add-coker-unit-at-montreal-plant/article25790004/>

<sup>58</sup> AQLPA et Greenpeace, *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l’ouest, mais que les pétrolières préfèrent que vous ne sachiez pas*, 2013, 80p.

Le coke de pétrole utilisé comme combustible par diverses industries, comme la métallurgie, la pétrochimie et les cimenteries, peut dégager plus de GES que le charbon. La combustion d'une tonne de coke de pétrole serait responsable de l'émission de 53,6% plus de gaz carbonique le plus important gaz à effet de serre, qu'une tonne de charbon et se vendrait à 25% du prix.

L'inversion de l'oléoduc 9B d'Enbridge, autorisée par l'Office national de l'énergie en décembre dernier pourrait déjà fortement inciter la raffinerie Suncor à construire une unité de cokéfaction à son usine de l'est de Montréal. L'embranchement prévu de l'oléoduc Énergie Est conduirait assurément à cette construction et donc à des émissions polluantes supplémentaires.

En 2007 toutefois, sur la base des chiffres fournis par la firme de consultants engagée par Petro-Canada (aujourd'hui propriété de Suncor) et sans distinction de la teneur en soufre des produits pétroliers utilisés pour produire le coke de pétrole, la Direction de la Santé Publique (DSP) du Ministère de la Santé et des Services sociaux du Québec évaluait que :

*Après la mise en fonction de l'unité de cokéfaction, i) les augmentations de NO<sub>2</sub> et de CO n'entraîneraient pas d'exposition significative de la population du secteur Pointe-aux-Trembles par rapport aux recommandations des organismes de santé et ii) les diminutions de SO<sub>2</sub> et de PM<sub>2,5</sub> permettraient de réduire l'exposition de la population du secteur Pointe-aux-Trembles. Dans un tel contexte, la DSP considère que la mise en opération de l'unité de cokéfaction ne devrait pas présenter de risque additionnel à la santé pour la population de l'est de Montréal. (DSP, Octobre 2007)<sup>59</sup>*

Bien qu'à l'époque la DSP avait jugé que l'ajout d'une unité de cokéfaction ne représenterait pas de risque additionnel à la santé des populations à proximité, aucune attention particulière ne semblait alors avoir été portée au type de pétrole traité ainsi qu'aux émissions liées à l'usage industriel du coke de pétrole. Dans ce contexte, si Suncor décidait d'aller de l'avant avec son projet d'unité de cokéfaction à Montréal, suite à l'inversion de la ligne 9B ou à l'éventuelle construction de Énergie Est, l'AQLPA estime que des analyses supplémentaires et indépendantes devraient être effectuées afin de prendre en compte la nature des produits pétroliers traités et leurs impacts potentiels sur la santé des populations.

### **Entreposage inadéquat du coke de pétrole**

Outre les impacts en termes de pollution atmosphérique liés l'utilisation du coke de pétrole comme combustible, d'autres impacts doivent être considérés. Notamment, ceux liés à l'entreposage inadéquat du produit, laissé à tous les vents comme cela s'est vu au printemps 2013 aux abords de la rivière Détroit, plutôt qu'entposé en silo, comme cela est habituellement le cas au Québec et ailleurs. Bien que les autorités responsables n'aient pas fait grand cas des impacts sanitaires possibles, la présence de ces monticules de coke de pétrole peut représenter un danger pour la santé en fonction de l'exposition aux matières particulaires fines (durée, concentration, composition chimique du coke de pétrole).

---

<sup>59</sup> Projet d'unité de cokéfaction à l'usine Petro-Canada de Pointe-aux-Trembles : Évaluation des impacts sur la santé | Direction de la santé publique, octobre 2007. [http://publications.santemontreal.qc.ca/uploads/tx\\_ assmpublications/978-2-89494-614-5.pdf](http://publications.santemontreal.qc.ca/uploads/tx_ assmpublications/978-2-89494-614-5.pdf)



Poussières se dégageant des piles de coke de pétrole sur les rives de la rivière Détroit, 27 juillet 2013<sup>60</sup>

D'un point de vue physique le coke de pétrole est très volatile. Il contient des volumes significatifs de particules de poussières de l'ordre de 10 microns de diamètres (PM10) et de particules de 2,5 microns (PM 2,5)<sup>61</sup>. Ces particules sont reconnues comme pouvant occasionner des problèmes cardiaques et des problèmes respiratoires exemples : irritations des voies respiratoires, de l'asthme et de l'emphysème<sup>62</sup>.

Dans le port de Los Angeles où il y avait d'importants monticules non protégés, des études ont démontré, entre autres, un lien entre les poussières provenant de ces monticules et le taux d'incidence des problèmes respiratoires et cardiaques de la population avoisinante <sup>63</sup> Les particules de coke de pétrole, en plus du carbone, sont composées d'azote, de soufre, de produits organiques et de métaux. Deux métaux sont particulièrement en concentrations importantes dans le coke de pétrole, le nickel et le vanadium. Ces métaux peuvent entraîner des effets sur la santé, une étude menée par l'Université du Chili dans la région de la ville de Huasco, où il y a une aciérie qui utilise d'important volume de coke de pétrole, a permis de constater que l'on retrouvait des taux anormalement haut de nickel dans les urines des enfants comparativement à des enfants non exposés<sup>64</sup>.

Pour ce qui est de la dangerosité des poussières en cas d'exposition directe, alors que certaines sources suggèrent qu'il n'y a pas de danger particulier, d'autres, avancent au contraire qu'il faut traiter ce produit avec attention. À ce sujet, la fiche de données de sécurité de la compagnie

---

<sup>60</sup> Image tirée d'un clip filmé par un citoyen - <http://www.youtube.com/watch?v=35cIPg0Lt3g>

<sup>61</sup> Santé Canada, 1998, Objectifs nationaux de la qualité de l'air ambiant quant aux matières particulaires: rapport d'évaluation scientifique, 28 p.

<sup>62</sup> U.S. Environmental Protection Agency, 1998, Human Health Risk Assessment Protocol for Hazardous Waste combustion Facilities, PeerReview Draft. EA530-D-98-001, Solid Waste and Emergency Response.

<sup>63</sup> Bailey, D., Plenys, T., Solomon, G.M., Campbell, T.R., Ruderman Feuer, G., Masters, J., Tonkonogy, B., 2004, HARBORING POLLUTION, The Dirty Truth about U.S. Ports, Natural Resources Defense Council, 72 p. <http://www.nrdc.org/air/pollution/ports/ports.pdf>

<sup>64</sup> Lewtas, J., 2007, Air pollution combustion emissions: Characterization of causative agents and mechanisms associated with cancer, reproductive, and cardiovascular effects, Mutation Research, 63, 6 95–133.

Valero<sup>65</sup> souligne entre autres la nécessité d'éviter de respirer les poussières parce qu'elles entraînent l'irritation des voies respiratoire, occasionnent des dommages aux poumons, à la peau et aux yeux.

### 8.3 Une inévitable augmentation de la pollution de l'air

L'industrie du raffinage étant règlementée, les raffineries traitent sur place certains des contaminants qu'elles émettent afin d'en réduire les effets indésirables. C'est le cas notamment du SO<sub>2</sub> traité à Montréal dans une usine de récupération du soufre qui transforme l'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S) de la raffinerie montréalaise en soufre élémentaire et en bisulfite de sodium. Son taux d'épuration s'élèverait à près de 99%<sup>66</sup>. Pour ce qui est des Composés Organiques Volatils (COV), les entreprises du secteur de la pétrochimie et de la chimie sont assujetties à une réglementation qui les oblige à réduire de 90% leurs émissions de substances organiques<sup>67</sup>. Ceci fait en sorte que plus leur production sera élevée, plus les quantités totales émises seront importantes.

Malgré une réglementation serrée, les raffineries demeurent de grands émetteurs de contaminants atmosphériques. Bien que des améliorations technologiques ont permis une réduction appréciable des émissions polluantes par tonne de pétrole raffiné, de même que des rejets totaux pour la majorité des contaminants déclarés, en contrepartie, compte tenu de l'augmentation de la production totale des raffineries aux cours des dernières années, des augmentations de rejets pour certains des polluants peuvent atténuer ces gains environnementaux. L'arrivée de quantités importantes de pétrole lourd albertain, plus lourd que le pétrole raffiné jusqu'à présent, pourrait faire augmenter les émissions des raffineries québécoises.

---

<sup>65</sup> Fiche Signalétique – Valero [http://www.chekka.info/pollutioninchekkanews\\_files/PetroleumCokesideeffect.pdf](http://www.chekka.info/pollutioninchekkanews_files/PetroleumCokesideeffect.pdf)

<sup>66</sup> [http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?\\_pageid=7237,74840752&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74840752&_dad=portal&_schema=PORTAL)

<sup>67</sup> Ville de Montréal – Portail Environnement / Pétrochimie  
[http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?\\_pageid=7237,74837769&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74837769&_dad=portal&_schema=PORTAL)

## 9 La quasi-certitude d'un séisme majeur sur la durée de vie d'Énergie Est

Dans cette section nous sortons de notre zone de confort mais l'enjeu le nécessite. Nous avons insisté à trois reprises au cours de la première partie des audiences publiques sur le risque sismique.<sup>68</sup> La raison est qu'en étudiant le dossier il nous a semblé que TC avait sous-estimé le risque d'un tremblement de terre majeur. Nous allons retracer les motifs et développer la raison pour laquelle la réponse de TC à notre question nous insatisfait toujours.

### 9.1 Charlevoix, une zone sismique active

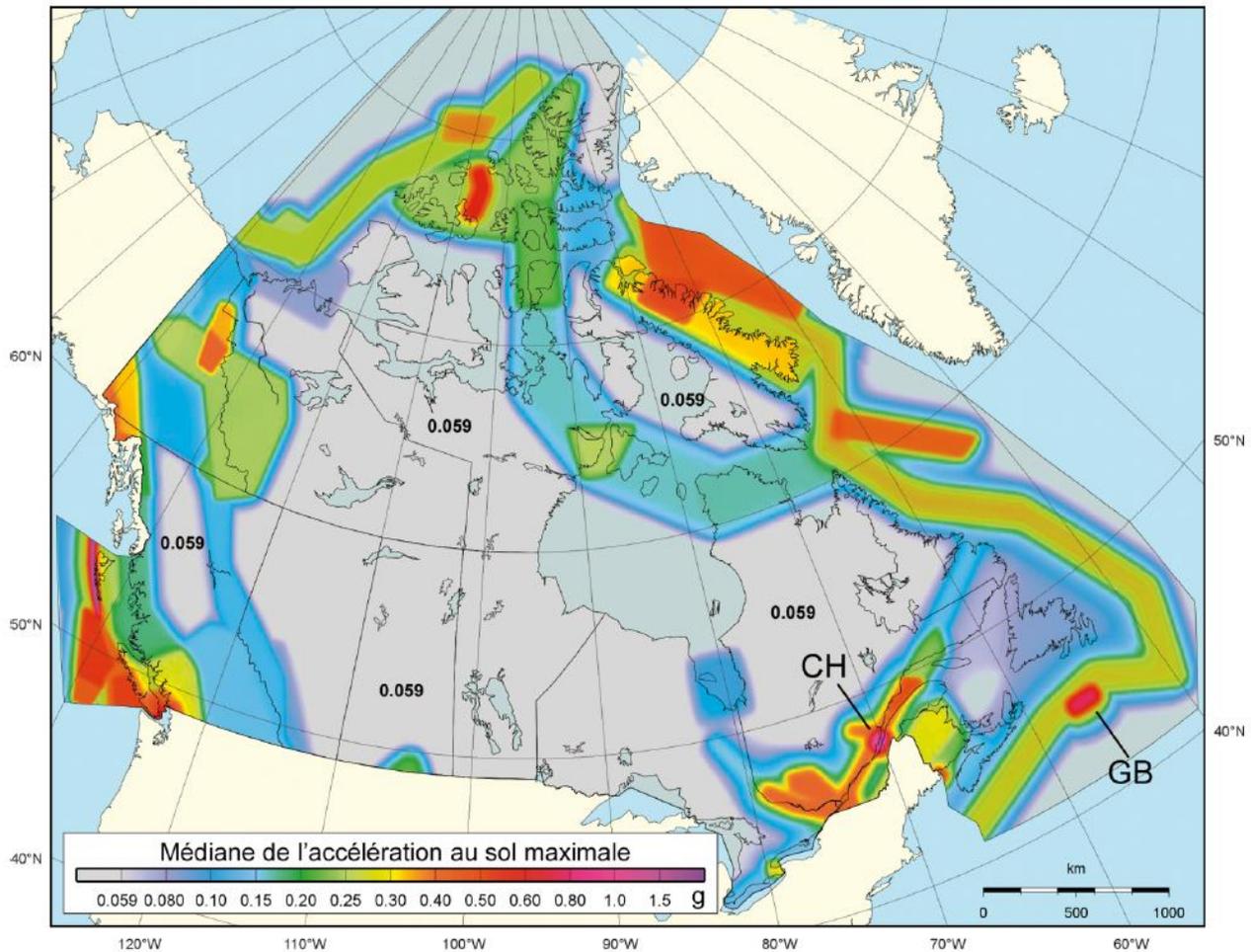
Rappelons d'abord que la zone sismique de Charlevoix est l'une des plus actives d'Amérique du nord comme on peut le constater sur la carte ci-après tirée d'un article de M. Jacques Locat qui a revu à la hausse la magnitude et l'intensité du grand séisme du 5 février 1663 au Québec<sup>69</sup> :

---

<sup>68</sup> Dans les transcriptions cotées DT6 Par. 5140 ; DT8 Par. 1500 et DT10 Par. 2990

<sup>69</sup> Jacques Locat, [2011] *La localisation et la magnitude du séisme du 5 février 1663 (Charlevoix) revues à l'aide des mouvements de terrain*, Revue canadienne de géotechnique, **48** : 1266-1286

Fig. 1. Carte de l'accélération au sol maximale pour une probabilité de 2 % sur 50 ans et pour des conditions de sol ferme (classe C du Code du bâtiment du Canada 2005 (CNRC 2005), source modifiée : seismescanada.rncan.gc.ca). CH, zone sismique de Charlevoix; GB, site du séisme des Grands Bancs de Terre-Neuve de 1929 ( $M = 7,2$ ).



Cette carte est établie en recensant les différents événements avérés, elle est donc sensible aux séismes majeurs historiquement consignés, ce qui avantage sans doute l'est par rapport à l'ouest. Néanmoins, elle montre que la région de Charlevoix a connu des séismes très importants puisqu'elle a une médiane d'Accélération maximale au sol (AMS) jusqu'à près de 1g, une valeur plus élevée que celles enregistrées en Colombie-Britannique d'après cette carte, zone pourtant située sur la ceinture de feu du Pacifique.

Il faut dire que la périodicité des séismes majeurs (magnitude 6 et plus sur l'échelle de Richter) dans la zone sismique de Charlevoix serait de l'ordre de tous les 65 ans en moyenne.<sup>70</sup> Dans l'ouvrage précité de Landry et Mercier, relativement ancien, le dernier tremblement de terre de la liste des principaux séismes recensés est celui de février 1925, dont l'épicentre était à La Malbaie. Il a causé des dommages jusqu'à Trois-Rivières et Shawinigan et aurait été ressenti jusqu'au Mississippi. Sa magnitude a été mesurée à 7 sur l'échelle de Richter et son intensité évaluée à IX sur l'échelle modifiée de Mercalli.

<sup>70</sup> Bruno Landry et Michel Mercier [1983], *Notions de géologie*, Outremont, Modulo Éd. P. 231

Tel un métronome, un tremblement de terre de magnitude 5,9 frappait en novembre 1988, donc presque 64 ans après celui de 1925. L'épicentre était dans la région du Saguenay. Le rédacteur principal du présent mémoire l'a très bien senti à Montréal.

La périodicité de 65 ans semble très régulière. Sauf erreur, il n'y a pas eu depuis 1988 d'autres séismes importants dont l'épicentre était situé dans la région sismique de Charlevoix. Il y a donc de fortes probabilités qu'un séisme majeur survienne d'ici ou autour de 2053 dans la région. Si Énergie Est était construit et opérationnel à partir de 2020, il serait vraisemblablement encore en opération au moment de ce séisme. Et son tracé passe en plein dans la région sismique de Charlevoix. La question alors est de savoir quelle sera la puissance et quels seront les effets de ce séisme attendu?

## 9.2 Séisme de 1663 : force et intensité réévaluées à la hausse

L'article de M. Locat précité nous a mis la puce à l'oreille car il plaide de façon convaincante, nous semble-t-il, pour une réévaluation à la hausse de la magnitude et de l'intensité du séisme du 5 février 1663 à l'aide de l'étude des mouvements de terrain. En effet, d'importants glissements de terrain remontant à cette époque ont été relevés en Saguenay, Charlevoix, région de Québec et jusqu'en Mauricie.

Sans entrer dans les détails techniques, il est fascinant de prendre connaissance des témoignages qui sont parvenus jusqu'à nous provenant d'habitants de la jeune colonie française qui ont connu le fameux séisme. Tous concordent à décrire des bouleversements de grande ampleur. Les observations historiques du Père Lallemant sont considérées les plus fiables. Voici comment il décrit les effets du tremblement de terre dans la région immédiate de Québec :

*« La guerre semblait même être entre les montagnes, dont les unes se déracinaient pour se jeter sur les autres, laissant de grands abîmes dans le lieu d'où elles sortaient »<sup>71</sup>*

Dans la région de Trois-Rivières, que l'oléoduc traverserait, le père Lallemant observa :

*« L'on voit de nouveaux Lacs là où il y en eût jamais, on ne voit plus certaines Montagnes qui sont engouffrées : Plusieurs sauts sont aplanis; plusieurs Rivières ne paraissent plus... »*

Après le séisme, il semble que non seulement la Mauricie a été fortement touchée mais « la plupart des rivières de la rive nord du Saint-Laurent ont charrié des sédiments et des arbres de façon notable et, coïncidence, dans chaque cas on a constaté d'immenses bouleversements en amont de ces rivières : il ne s'agit donc pas là de cas isolés »<sup>72</sup>

---

<sup>71</sup> J. Locat, op. cit. p. 1273-1274

<sup>72</sup> J. Locat, op. cit. p. 1280.

C'est un des arguments avancés par M. Locat pour situer l'épicentre de ce séisme plutôt du côté du bouclier laurentien vers la Baie des Ha Ha au Saguenay.

La puissance de ce séisme se situerait au minimum à 7,2 ( $\pm 0,2$ ) sur l'échelle de Richter mais serait vraisemblablement plus proche du maximum considéré possible pour la région, soit 7,8 ( $\pm 0,6$ ). En effet, la signature de glissements de terrain et de l'accumulation des sédiments portent la marque d'un séisme historiquement hors norme, le plus puissant s'étant produit en 7 200 ans.

### 9.2.1 L'étude géotechnique du projet

Nous résumons ici les principaux constats de l'évaluation de phase 1 faite par la firme Golder des géorisques du projet pour le Québec.<sup>73</sup>

- Les géorisques les plus significatifs pour l'oléoduc Énergie Est se retrouvent au Québec.
- Toutes les zones recouvertes de sols potentiellement liquéfiables à risques élevés ou modérés se retrouvent au Québec.
- « *Le potentiel de développement de glissements de terrain de grande taille, se produisant rapidement, dans les dépôts marins de la mer de Champlain constitue une condition inhabituelle qui n'est pas observée dans la plupart des régions d'Amérique du nord* »<sup>74</sup>
- Golder suppose que le géorisque le plus élevé est celui de liquéfaction des sols. Cette hypothèse a été posée parce que les oléoducs modernes, « *fabriqués d'acier ductile à joints soudés, se comportent bien lors de conditions de séisme, mais les phénomènes liés à la liquéfaction, tels que l'affaissement, peuvent créer des effets de déformations du sol significatif et permanents susceptibles d'exercer des contraintes bien supérieures sur l'oléoduc à celles découlant des secousses sismiques elles-mêmes.* »
- L'ensemble des 11 zones identifiées comme à géorisque élevé de glissement de terrain se trouve sur les rives de 10 rivières et traversées de ruisseaux (deux des zones sont situées sur la même traversée) entre les KP 177 et KP 335 approximativement, et l'embranchement de Lévis.

---

<sup>73</sup> Golder & Associates inc., Évaluation de phase 1 des géorisques – portions à construire du système Énergie Est, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Québec et, Nouveau-Brunswick, Canada

<sup>74</sup> Idem, p.7

- Ces traversées incluent la Petite Rivière du Loup, la rivière Chacoura, la rivière du Loup, la rivière Champlain, la rivière Batiscan, la rivière Saint-Anne, la rivière Portneuf, la rivière Aulneuse, la rivière Pénin et la rivière Etchemin.
- 17 des 22 zones à risque modéré de glissement de terrain se retrouvent au Québec.
- Les géorisques sismiques les plus importants pour l'oléoduc Énergie Est et les installations de surface associées se retrouvent dans certaines parties du Québec. Les valeurs projetées d'accélération maximales au sol (AMS) pour une période de retour de 475 ans, c'est-à-dire avec une probabilité de dépassement de 10% en 50 ans, varient d'un minimum de 0,08 g au sud-est de Québec à un maximum de 0,35 g à proximité de Saint-Jean Port Joli.
- Les études antérieures montrent que les oléoducs modernes « *demeurent essentiellement non endommagés par les effets découlant de la propagation d'ondes sismiques d'intensité de 7 ou moins sur l'échelle modifiée de Mercalli.* <sup>75</sup> Cette valeur est à peu près équivalente à des secousses sismiques correspondant à une AMS de 0,34, ce qui se rapproche de la valeur maximale d'AMS pour un scénario de dépassement de 10% en 50 ans pour l'oléoduc Énergie Est. En conséquence, aucune mesure de mitigation spécifique n'est vraisemblablement requise pour l'oléoduc enfoui proposé afin de tenir compte des géorisques causés par les secousses sismiques. »<sup>76</sup>

On conviendra que le paragraphe précédent n'est pas limpide pour un non initié. C'est peut-être une question de traduction. Tentons de décoder : selon Golder & Associates, les oléoducs modernes peuvent essentiellement résister à des effets provoqués par des secousses sismiques correspondant à une Accélération maximale au sol (AMS) de 0,34 g. Les gens de la région de Saint-Jean-Port Joli apprécieront, eux qui sont dans une zone où l'AMS d'un séisme a 10% de probabilité de dépasser la valeur de 0,35 g en 50 ans.

C'est une valeur à peu près équivalent à 7 sur l'échelle de Mercalli – et ça tombe bien : sur l'abaque de Bakun et Hopper (2004), citée par Locat, qui permet de comparer les valeurs d'intensité et valeurs de puissance, la courbe d'intensité croise la courbe de magnitude sur l'échelle de Richter à cette même valeur de 7.

Ça tombe bien aussi : le séisme de 1663 était considéré jusqu'ici comme un séisme de magnitude 7 et donc d'intensité 7. Donc pas de problèmes, l'oléoduc peut résister au pire des tremblements de terre jamais survenu au Québec.

---

<sup>75</sup> À ne pas confondre avec l'échelle de Richter qui mesure l'énergie dégagée. L'échelle de Mercalli exprime l'intensité des effets.

<sup>76</sup> P. 34

Malheureusement pour TC, l'intensité du séisme de 1663 a été réévaluée à la hausse, entre VII et IX sur l'échelle de Mercalli, tel qu'indiqué dans l'article de Jacques Locat déjà cité.<sup>77</sup> Et la magnitude sur l'échelle de Richter à l'avenant : un minimum de 7,2 et un maximum de 7,8.

Quels seraient les effets sur la structure du pipeline si un séisme d'une telle puissance et d'une telle intensité se reproduisait ?

### 9.2.2 La réponse insatisfaisante de TransCanada

Inquiétés par ces faits, nous avons posé une question précise au promoteur du projet en lien avec cette réévaluation à la hausse de la puissance et de l'intensité du séisme de 1663 :<sup>78</sup>

1500

1505

J'y arrive. Donc, ma question à monsieur Bergeron : quels seraient les dommages qui pourraient être causés à la structure du pipeline et aux stations de pompage le long de ce pipeline dans les régions de Montréal, Lanaudière, la Mauricie, Québec et dans le Bas-du-Fleuve par les ondes sismiques qui accompagneraient un tremblement de terre similaire à celui du 5 février 1663 de magnitude moyenne 8 sur l'échelle de Richter et d'intensité de 9 à 10 sur l'échelle de Mercalli, dont l'épicentre se situerait soit au Saguenay, soit dans la région de La Malbaie?

TransCanada n'a pas répondu de manière satisfaisante selon nous à cette question.<sup>79</sup> Il n'est fait mention nulle part dans la réponse des conséquences sur la structure d'une intensité de VII à IX sur l'échelle de Mercalli qui est celle évoquée dans l'Article de M. Locat pour le séisme de 1663.

Pire, il semble y avoir des contradictions dans cette réponse avec certains points évoqués plus hauts par l'évaluation géotechnique de Phase 1. À titre d'exemple la réponse affirme que les géorisques associés aux glissements de terrain seraient faibles, alors que l'étude de Golder mentionne que les 11 zones à risque élevé de glissement de terrain se trouvent au Québec. Et c'est précisément ce type d'effets qui sont le plus susceptibles de causer des dommages à la structure selon Golder cité plus haut. Et le tremblement de terre de 1663 a justement provoqué d'importants glissements de terrain en Mauricie dans la zone où passerait l'oléoduc.

---

<sup>77</sup> Jacques Locat, [2011] *La localisation et la magnitude du séisme du 5 février 1663 (Charlevoix) revues à l'aide des mouvements de terrain*, Revue canadienne de géotechnique, **48** : page 1279 figure 10.

<sup>78</sup> Document de transcription coté DT8, p. 38

<sup>79</sup> Réponse dans document coté SECU40

### 9.3 La tempête parfaite négligée

La survenue d'un séisme de puissance et d'intensité similaire ou approchant celui de 1663 constitue donc le scénario de la tempête parfaite. D'après ce que nous comprenons des conséquences revues à la hausse, il serait susceptible de causer de graves dommages à la structure. Les bouleversements géomorphologiques du terrain qu'il entraînerait modifierait complètement la géométrie du pipeline. Les vannes de sectionnement sont calées sur le relief pour minimiser les déversements et fuites potentielles. Pour peu que des ruptures ou des fissures se produisent, les quantités de pétrole déversées pourraient être bien plus importantes que ce qui a été dit au cours des séances. D'autant que les équipes d'intervention subiraient elles-mêmes le chaos qui viendrait avec un tel séisme.

Ce scénario est apparemment jugé improbable par les ingénieurs de TransCanada. Au même titre qu'un tsunami avec une vague de 15m de hauteur était jugé très improbable par les ingénieurs de la TEPCO à Fukushima. Pourtant un séisme de magnitude proche de 8 s'est déjà produit au Québec. Et un fort séisme de magnitude de plus de 6 a toutes les chances d'arriver pendant la durée de l'éventuelle opération d'Énergie Est.

Compte tenu des conséquences éventuelles, nous invitons la Commission à se pencher davantage sur la question.

## 10 Conclusion générale: le jeu et la chandelle

Au terme de ce parcours, il convient de s'interroger sur la justification du projet et ses conséquences. Le jeu consiste à amener un produit sur le marché mondial pour lequel il y a une demande et il y aura encore une demande prévisible pour les prochaines décennies. Comme il se trouve bloqué au cœur du continent et qu'il n'a pas accès à des voies de sortie maritimes il faut l'emmener vers les océans par la voie la plus économique possible. C'est le pipeline. L'ouest est bloqué, le sud est bloqué, reste l'est. Ils veulent donc passer chez nous. La géographie le facilite. Voie d'entrée privilégiée sur le continent, la vallée du Saint-Laurent est aussi une voie de sortie facile.

Qu'est-ce que nous avons à y gagner ? Plusieurs centaines de jobs et des investissements importants pendant les trois ans de construction. Mais seulement 33 emplois pendant la phase d'exploitation et une centaine de millions par année en taxes diverses pour les gouvernements. Cela nous semble bien peu au regard des risques énormes sur l'approvisionnement en eau potable de 3,7 millions de personnes, des pertes pour les exploitants agricoles, des énormes émissions cumulées de gaz à effet de serre associées au produit transporté.

Dire oui à ce projet nous enchaînerait davantage aux énergies fossiles alors qu'il faut en sortir le plus vite possible pour limiter l'emballement climatique. Dire oui à ce projet remettrait en cause la crédibilité de nos engagements à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cela conduirait à davantage de pollution de l'air à Montréal.

À l'heure des engagements de l'accord de Paris de réduire radicalement les émissions de GES, le jeu de ce projet ne vaut pas pour l'AQLPA la chandelle de risques pour la population du Québec et ses conséquences pour l'atmosphère et le climat.

## Annexe 1 – Note de méthode sur le calcul des émissions

En mars 2015, L'AQLPA a tenté d'estimer le cumul des émissions de GES amont et aval des différents projets de pipeline au Canada sur une durée de 40 ans. Cette estimation était basée sur les résultats obtenus par l'Institut *Pembina* pour Énergie Est.<sup>80</sup> Le tableau ci-dessous reprend cette grille de calcul de 2015 en la modifiant quelque peu. Nous avons ici retenu le scénario d'émissions le plus élevé évoqué par *Pembina* afin de tenir compte de la sous-estimation systématique des émissions réelles. Cette valeur est d'ailleurs plus proche de celle de 33 millions de tonnes évoquée par le promoteur du projet lui-même, M. Louis Bergeron, au cours des audiences du *BAPE*. De plus, en révisant nos calculs nous avons également relevé une erreur qui a fait en sorte de diminuer le total des émissions dans le tableau précédent. Cette erreur est ici corrigée.<sup>81</sup> Les émissions sont donc plus importantes que dans notre première estimation.

*Tableau 1: Comparaison des capacités de transport d'Énergie Est avec autres projets de pipelines et de leurs émissions cumulées amont, aval, sur 40 ans (AQLPA 2016 et Pembina pr Énergie Est amont,)*

Capacités de transport des projets de pipelines et profils d'émissions de GES, amont et aval, par an et sur durée d'opération 40 ans							
Oléoduc	Capacité nvlle ou suppl en b/j	Cap annuelle b/an	GES amont teqCO2/an	GES amont + aval t eqCO2/an	Prod barils sur 40ans	Éms. amt 40ans en t. eq CO2	Éms amt + aval 40 ans en t. eq CO2
Énergie Est	1 100 000	401 500 000	32 300 000	161 500 000	16 060 000 000	1 292 000 000	6 460 000 000
Keystone XL	830 000	302 950 000	20 766 734	103 833 669	12 118 000 000	830 669 355	4 153 346 774
TransMountn Exp.	590 000	215 350 000	14 761 895	73 809 476	8 614 000 000	590 475 806	2 952 379 032
Northern Gateway	525 000	191 625 000	13 135 585	65 677 923	7 665 000 000	525 423 387	2 627 116 935
Albta Clipper Exp.	350 000	127 750 000	8 757 056	43 785 282	5 110 000 000	350 282 258	1 751 411 290
Enbridge Ligne 9B	300 000	109 500 000	7 506 048	37 530 242	4 380 000 000	300 241 935	1 501 209 677
<b>Total</b>	<b>3 695 000</b>	<b>1 348 675 000</b>	<b>97 227 319</b>	<b>486 136 593</b>	<b>53 947 000 000</b>	<b>3 889 092 742</b>	<b>19 445 463 710</b>

Source: AQLPA et Institut Pembina ("Climate implications of the proposed Energy East pipeline" 2014). Nous nous sommes basés sur l'analyse de l'Institut Pembina qui recourt au modèle GHGenious d'évaluation des émissions de GES utilisé par Ressources naturelles Canada avec un taux d'utilisation des capacités de transport des pipelines de 85%.

### Note méthodologique

Pour les fins de la présente estimation, nous reprenons le scénario moyen 2 de l'étude de l'Institut *Pembina* « Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline » 2014. Celui-ci suppose qu'Énergie Est transporterait 50% de bitume dilué, 20% de pétrole conventionnel et 30% de pétrole synthétique. Ces valeurs sont proches de celles qui ont été dites aux audiences du *BAPE* (art 6.3) par le promoteur.

Pour évaluer les émissions de GES des autres pipelines nous avons simplement emprunté les valeurs retenues par *Pembina* pour Énergie Est : facteur d'utilisation du pipeline de 85%, mêmes types de pétrole et division du volume de barils transportés par le facteur 12,4 résultant du calcul de *Pembina* entre le nombre de barils produits et le nombre de tonnes de GES émises. Ce n'est pas la méthode orthodoxe avec

<sup>80</sup> <http://www.AQLPA.com/actualites/les-emissions-totales-de-ges-liees-energie-est-sur-40-ans-lequivalent-de-plus-de-13>

<sup>81</sup> Nous avons compté en double le facteur d'utilisation du pipeline de 85%.

les facteurs d'émissions mais elle permet d'avoir néanmoins une bonne estimation des émissions. Rappelons que pour effectuer ses calculs, l'Institut *Pembina* a utilisé le modèle *GHGenious*, utilisé par Ressources naturelles Canada. L'Institut a considéré trois scénarios d'émissions qui donnaient, selon la composition du pétrole transporté, entre 29,8, 30,6 ou 32,3 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub>. Nous avons ici retenu le scénario maximal pour effectuer nos propres calculs afin de compenser quelque peu la sous-estimation systématique des émissions évoquée dans ce mémoire.

Pour les émissions aval - ici du raffinage à la combustion - nous avons multiplié les émissions amont par un facteur 5, valeur retenue par l'étude du service de recherche du congrès américain « *Canadian OilSands: LifeCycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions*, March 2014, <http://fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>. Dans cette étude, il est relevé que 70 à 80% des émissions d'un baril de pétrole proviennent de la combustion; nous avons retenu la valeur maximale de 80% pour tenir compte du raffinage qui n'est pas inclus dans le calcul de *Pembina*.

Les valeurs du cycle complet amont et aval présentées avec notre méthode de calcul apparaissent très conservatrices lorsque comparées aux données du département d'État étasunien relatives à Keystone XL. Le rapport de janvier 2014 "*Final Supplemental Environmental Impact Statement*" du département d'État évaluait les émissions annuelles du projet de KXL selon l'analyse du cycle de vie (du puits à la roue) entre 147 et 168 Mt eqCO<sub>2</sub>/an. L'estimation ici avancée dans notre tableau pour ce même pipeline est de 104 Mt eqCO<sub>2</sub>/an, soit une valeur 40% inférieure à la valeur la plus faible de l'estimation du Département d'État. Les émissions totales du cycle de vie d'un baril de pétrole bitumineux de notre tableau sont donc très conservatrices, sinon clairement sous-estimées. L'écart pourrait notamment s'expliquer par une composition des types de pétrole transportés différente de celle retenue ici ou par un taux d'utilisation de l'infrastructure différent.

La durée d'opération de 40 ans est celle déclarée dans le projet de TransCanada pour Énergie Est. Nous avons reproduit cette durée d'opération pour l'ensemble des projets d'oléoducs. Les volumes indiqués pour Transmountain Expansion et Alberta Clipper Expansion correspondent uniquement aux volumes supplémentaires produits après la mise à niveau des oléoducs. Mais nous avons vu qu'à 40 ans les pipelines sont dans la force de l'âge et ont encore de longues années de service devant eux. Par conséquent les chiffres évoqués ici pourraient facilement être doublés. S'agissant de la ligne 9B, il aurait fallu en toute logique soustraire du volume d'émissions émanant du pétrole de l'ouest celles provenant du pétrole conventionnel importé qu'il remplace, mais ajouter l'intensité plus importante en carbone du pétrole bitumineux, +17-20%, selon le volume de pétrole bitumineux transporté et la capacité augmentée de la ligne 9B +25%. Nous avons voulu limiter la complexité des données présentées ici et donner le portrait général des émissions canadiennes supplémentaires liées aux nouveaux projets d'oléoducs. Du reste, cela aurait changé marginalement le profil global des émissions présentées ici.

## Annexe 2 - Budget carbone et seuils de température

Tableau 2 : Émission cumulative de dioxyde de carbone compatible avec la limitation du réchauffement à une température moyenne inférieure à celle indiquée selon différents niveaux de probabilité (source : Rapport du GIEC AR5, synthèse finale, section 2.2, p.64)

Table 2.2 | Cumulative carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emission consistent with limiting warming to less than stated temperature limits at different levels of probability, based on different lines of evidence. {MAGI 12.5.4, WGIII 6}

Cumulative CO <sub>2</sub> emissions from 1870 in GtCO <sub>2</sub>									
Net anthropogenic warming <sup>a</sup>	<1.5°C			<2°C			<3°C		
Fraction of simulations meeting goal <sup>b</sup>	66%	50%	33%	66%	50%	33%	66%	50%	33%
Complex models, RCP scenarios only <sup>c</sup>	2250	2250	2550	2900	3000	3300	4200	4500	4850
Simple model, WGIII scenarios <sup>d</sup>	No data	2300 to 2350	2400 to 2950	2550 to 3150	2900 to 3200	2950 to 3800	n.a. <sup>e</sup>	4150 to 5750	5250 to 6000
Cumulative CO <sub>2</sub> emissions from 2011 in GtCO <sub>2</sub>									
Complex models, RCP scenarios only <sup>c</sup>	400	550	850	1000	1300	1500	2400	2800	3250
Simple model, WGIII scenarios <sup>d</sup>	No data	550 to 600	600 to 1150	750 to 1400	1150 to 1400	1150 to 2050	n.a. <sup>e</sup>	2350 to 4000	3500 to 4250
Total fossil carbon available in 2011 <sup>f</sup> : 3670 to 7100 GtCO <sub>2</sub> (reserves) and 31300 to 50050 GtCO <sub>2</sub> (resources)									

Notes:

<sup>a</sup> Warming due to CO<sub>2</sub> and non-CO<sub>2</sub> drivers. Temperature values are given relative to the 1861–1880 base period.

<sup>b</sup> Note that the 66% range in this table should not be equated to the likelihood statements in Table SPM.1 and Table 3.1 and WGIII Table SPM.1. The assessment in these latter tables is not only based on the probabilities calculated for the full ensemble of scenarios in WGIII using a single climate model, but also the assessment in WGI of the uncertainty of the temperature projections not covered by climate models.

<sup>c</sup> Cumulative CO<sub>2</sub> emissions at the time the temperature threshold is exceeded that are required for 66%, 50% or 33% of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 5 (CMIP5) complex models Earth System Model (ESM) and Earth System Models of Intermediate Complexity (EMIC) simulations, assuming non-CO<sub>2</sub> forcing follows the RCP8.5 scenario. Similar cumulative emissions are implied by other RCP scenarios. For most scenario–threshold combinations, emissions and warming continue after the threshold is exceeded. Nevertheless, because of the cumulative nature of CO<sub>2</sub> emissions, these figures provide an indication of the cumulative CO<sub>2</sub> emissions implied by the CMIP5 model simulations under RCP-like scenarios. Values are rounded to the nearest 50.

<sup>d</sup> Cumulative CO<sub>2</sub> emissions at the time of peak warming from WGIII scenarios for which a fraction of greater than 66% (66 to 100%), greater than 50% (50 to 66%) or greater than 33% (33 to 50%) of climate simulations keep global mean temperature increase to below the stated threshold. Ranges indicate the variation in cumulative CO<sub>2</sub> emissions arising from differences in non-CO<sub>2</sub> drivers across the WGIII scenarios. The fraction of climate simulations for each scenario is derived from a 600-member parameter ensemble of a simple carbon-cycle climate model, Model for the Assessment of Greenhouse Gas Induced Climate Change (MAGICC), in a probabilistic mode. Parameter and scenario uncertainty are explored in this ensemble. Structural uncertainties cannot be explored with a single model set-up. Ranges show the impact of scenario uncertainty, with 80% of scenarios giving cumulative CO<sub>2</sub> emissions within the stated range for the given fraction of simulations. Simple model estimates are constrained by observed changes over the past century, do not account for uncertainty in model structure and may omit some feedback processes: they are hence slightly higher than the CMIP5 complex models estimates. Values are rounded to the nearest 50.

<sup>e</sup> The numerical results for the cumulative CO<sub>2</sub> emissions for staying below 3°C with greater than 66% (66 to 100%) is greatly influenced by a large number of scenarios that would also meet the 2°C objective and therefore not comparable with numbers provided for the other temperature threshold.

<sup>f</sup> Reserves are quantities able to be recovered under existing economic and operating conditions; resources are those where economic extraction is potentially feasible. {WGIII Table 7.2}

Il faut lire ce tableau <sup>82</sup> ainsi : 66% des modèles climatiques restent sous le seuil de 2°C en 2100 lorsque les émissions cumulatives depuis 1870 ne dépassent pas 2900 GtCO<sub>2</sub>. Étant donné que 1900 GtCO<sub>2</sub> ont été émis depuis le début de l'ère industrielle, pour obtenir que 66% des

<sup>82</sup> Tiré de :

IPCC, 2014: *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.

simulations restent sous la barre des 2 degrés C d'ici la fin du siècle, le budget de CO<sub>2</sub> de 2011 à 2100 doit être limité à 1000 GtCO<sub>2</sub> selon la ligne des modèles complexes qui ont servi de base aux scénarios d'évolution du *GIEC*. Et pour avoir deux chances sur trois de maintenir la température sous le seuil de 1,5°Celsius, le budget carbone total autorisé de 2011 à 2100 est de 400 milliards de tonnes de dioxyde de carbone (1<sup>ère</sup> colonne) ou de 550 GtCO<sub>2</sub> pour avoir une chance sur deux (2<sup>e</sup> colonne à partir de la gauche).

Or **les réserves totales** de carbone fossile disponibles en 2011 (dernière ligne du tableau), avec les technologies et les conditions d'opération existantes, **sont de 3,7 à 7 fois plus importantes que le budget de 1000 GtCO<sub>2</sub>**. Et **les ressources** de carbone fossile, potentiellement exploitables avec de nouvelles technologies ou des conditions économiques favorables, **dépassent de 30 à 50 fois le budget carbone global alloué pour limiter la hausse moyenne à 2°C !**

Et si on ciblait un réchauffement maximal de 1,5°C, les *réserves* exploitables seraient donc **de 7,4 à 14 plus importantes que ce qu'on pourrait se permettre d'exploiter et les ressources de 60 à 100 fois plus importantes...**

## Annexe 3 - Des calculs myopes à l'égard du méthane

Le méthane (CH<sub>4</sub>) totalise 14% des émissions canadiennes et 10,4% de celles du Québec. Le méthane est le principal composé du gaz naturel. Et il faut savoir que l'industrie des sables bitumineux recourt massivement au gaz naturel dans les procédés d'extraction dits in situ, qui nécessitent de chauffer le bitume sous la surface afin de le fluidifier. Or, le calcul de ces émissions sous-estime fortement le potentiel de réchauffement à court et moyen terme du deuxième gaz à effet de serre en importance à contribuer au réchauffement planétaire. Par conséquent l'ensemble des acteurs industriels, politiques et institutionnels, aux plans national et international, éprouvent une illusion d'optique et pratiquent une forme d'aveuglement volontaire à l'endroit du Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) du méthane.

Comment est-ce possible? Pour comprendre il faut faire un détour par la méthode d'évaluation de la contribution du méthane au bilan global des gaz à effet de serre. La méthode de conversion traditionnelle du méthane en équivalent dioxyde de carbone (eCO<sub>2</sub>) consiste à comparer les conséquences sur l'effet de serre – ou le forçage radiatif - d'un volume donné de méthane, à celles qu'aurait le même volume de CO<sub>2</sub>, sur une certaine période de temps. Cela se traduit par l'attribution d'une valeur représentant un potentiel de réchauffement planétaire, rapporté à celui du dioxyde de carbone, le plus important d'entre tous. Ce PRP, (aussi appelé potentiel ou pouvoir de réchauffement global calqué sur l'anglais), représente donc une donnée fondamentale pour évaluer les impacts climatiques d'un gaz autre que le CO<sub>2</sub>.

Or il faut savoir que les experts du climat (le *GIEC*) estiment, selon les valeurs du dernier rapport 2013-2014, que le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) du méthane fossile est de 36 fois celui du CO<sub>2</sub> sur un horizon de 100 ans. Autrement dit une molécule de méthane a un potentiel de réchauffement ou exerce un « forçage radiatif » sur 100 ans égale à 36 molécules de CO<sub>2</sub>. Cette valeur n'a cessé d'augmenter au fil des rapports du *GIEC* : elle était de 25 fois en 2007, de 23 en 2001 et de 21 en 1995.

Cette dernière valeur de 21 était encore en vigueur dans les inventaires des gaz à effet de serre jusqu'à la conférence des parties (CdP) de Varsovie en 2013 qui a acté d'utiliser la valeur de 25 et non celle de 34 pour le méthane biogénique ou 36 pour le méthane fossile qui venait d'être réévaluée dans le rapport du *GIEC* sur la physique du climat sorti à l'automne 2013. Cette valeur de réchauffement de 21 fois le CO<sub>2</sub> pour le méthane est donc celle qui avait cours dans le dernier inventaire des gaz à effet de serre du Québec de 2012. Le droit traîne de la patte derrière la science.

Cette réévaluation du *GIEC* résulte de l'intégration des effets indirects du méthane, de ses rétroactions sur le cycle du carbone à travers certains sous-produits comme l'ozone, enfin tout simplement de l'augmentation des concentrations de GES.

Mais il y a plus. Le méthane a un potentiel de réchauffement beaucoup plus important sur 20 ans que sur 100 ans comme on peut le voir dans le tableau qui suit :

Tableau 3 Évolution des Potentiels de réchauffement du méthane 1995-2013 et des facteurs d'augmentation selon l'horizon de 20 ans 2013 par rapport à l'horizon 100 ans de 1995

Potentiels de réchauffement planétaire (PRP) du méthane sur 100 ans et 20 ans selon les rapports du GIEC 1995-2013							
Rapport	PRP 100 ans	CH4 fossile	Augm/1995	PRP 20 ans	CH4 foss.	Fact Aug/1995	Facteur d'augm. PRP 20 ans/100 de 95
GIEC SAR 1995	21		0	56		0	2,66
GIEC TAR 2001	23		1,1	62		1,11	2,95
GIEC AR4 2007	25		1,19	75		1,34	3,57
GIEC AR5 2013	34	36	1,62 à 1,71	86	87	1,54 à 1,55	4,14

On voit dans ce tableau que la différence entre le PRP 2013 du méthane sur 20 ans (86 fois plus puissant que le CO<sub>2</sub>) et la valeur sur 100 ans encore retenue en 2012 (21 fois plus puissant que le CO<sub>2</sub>) dans l'inventaire des émissions du Québec représente un facteur **4,14 fois plus important** (la dernière colonne évalue le facteur multiplicateur du PRP 20 ans des différents rapports en fonction de celui de 100 ans de 1995). Notez également que des valeurs plus élevées sont accordées au méthane d'origine fossile par rapport au méthane d'origine organique récente. Ce sont donc ces données qu'il faudrait retenir lorsqu'on calcule le PRP du gaz de schiste ou du gaz naturel conventionnel.

La convention, internationalement statuée, est d'évaluer le potentiel de réchauffement des autres GES que le CO<sub>2</sub> uniquement sur une base de 100 ans. C'est utile aux fins de comparaisons. Le *GIEC* déclare pourtant lui-même que le choix d'évaluer les GES sur un horizon de temps spécifique ne s'appuie pas sur une base scientifique mais repose sur un jugement de valeur qui attribue un poids relatif aux effets selon les différentes périodes de temps. L'utilisation du potentiel de réchauffement du méthane sur 20 ans, selon les données du rapport du *GIEC* 2007, qui font désormais référence internationalement pour le calcul des PRP, qui est de 75 fois celle de la molécule de dioxyde de carbone, impliquerait de multiplier par un facteur 3,5 la valeur de réchauffement du méthane dans les inventaires du Québec comme dans celui des autres juridictions. Autrement dit, le réchauffement réel du méthane sur 20 ans est sous-estimé d'un facteur 3,5 !

- **Quelles conséquences sur les inventaires de GES ?**

Environnement Canada a procédé à cette réévaluation à la hausse du PRP dans son plus récent inventaire 1990-2013 des GES émis au Canada, selon la nouvelle référence scientifique de 2007 fixée par convention internationale. Le potentiel de réchauffement du méthane est maintenant et officiellement calculé comme étant 25 fois plus puissant que le dioxyde de carbone sur 100 ans. C'est une hausse de 19% par rapport à l'ancienne référence de 21 qui, rappelons-le, datait de 1995. Résultat : le Québec se retrouve avec une augmentation de 5,4 millions de tonnes eqCO<sub>2</sub> selon les données fédérales de 2013 par rapport à l'inventaire québécois de 2012 ou 7% de plus.

Les principaux émetteurs de méthane au Québec qu'on retrouve essentiellement dans les secteurs du résidentiel, de l'agriculture, de l'industrie et des déchets voient ainsi leurs émissions réévaluées à la hausse en 2013 comme on peut le voir dans le tableau ci-dessous.

*Tableau 4: Comparaison des émissions du Québec selon les inventaires de GES québécois 2012 et canadien de 2013 par secteur d'activité avec potentiels de réchauffement planétaire du méthane différents*

Secteurs d'activité	Valeurs en kteq CO2 en 2012 (PRP méthane 21; source inventaire Québec 1990-2012)	Valeurs en kteq CO2 en 2013 (PRP méthane 25 ; source Inventaire Canada 1990-2013)	Différence en kilos tonnes eq CO2	Augmentation en %
Transports	34840	34900	60	0,17
Industrie	24061	25300	1239	5,15
Agriculture	6440	7800	1360	21,12
Déchets	4320	5300	980	22,69
Résidentiel,	3590	5280	1690	47,08
Commercial, Insitutionnel	3970	4080	110	2,77
<b>Total</b>	<b>77221</b>	<b>82660</b>	<b>5379</b>	<b>6,97</b>

Le relèvement du potentiel de réchauffement planétaire du méthane a donc des incidences non négligeables sur le total des émissions de CO<sub>2</sub> équivalent du Québec, avec une augmentation moyenne de 7% par rapport à 2012. La baisse de 8% en 2012 par rapport à 1990 dont se targuait Québec est presque effacée. Ce sont les secteurs du résidentiel, des déchets et de l'agriculture qui connaissent les croissances relatives les plus significatives. Presque 50% dans le résidentiel en raison du chauffage au gaz; 23 et 21% respectivement pour les déchets et l'agriculture. Mais, en valeur absolue, l'industrie ajoute quand même 1,2 million de tonnes eq CO<sub>2</sub> à son bilan soit presque autant que l'agriculture. Le transport, qui n'utilise pratiquement pas de méthane, n'est pour ainsi dire pas affecté.

Il est toutefois important de noter ici que c'est la valeur du potentiel de réchauffement planétaire du méthane en équivalent dioxyde de carbone qui augmente et non les quantités absolues de gaz méthane qui elles restent stables. Évidemment toute augmentation absolue des émissions de ce gaz prend désormais plus d'importance dans le bilan des gaz à effet de serre. Mais le bon côté de la chose, si on peut dire, c'est qu'inversement la valeur de la tonne méthane évitée vaut également davantage.

Environnement Canada a recalculé les émissions canadiennes depuis 1990 avec un PRP du méthane de 25 et on constate que cette réévaluation du PRP du méthane ne change pas le profil de la courbe des émissions comme on peut le voir dans le graphique ci-dessous tiré de la page 40 de l'inventaire canadien.

Figure 12 : Impact du rehaussement du potentiel de réchauffement planétaire sur les émissions de GES au Canada (Source inventaire canadien de GES 1990-2013 Environnement Canada)

Figure 2-1 Impact of Updated Global Warming Potentials on Annual GHG Emissions in Canada



Le profil ne change pas, donc la valeur relative des émissions par rapport à 1990 demeure la même, - c'est-à-dire qu'on peut toujours atteindre une diminution relative de x%, disons 40% par rapport à 1990 - mais les données en tonnes équivalent CO<sub>2</sub> se retrouvent plus haut sur l'échelle des émissions. Autrement dit, c'est comme si le profil de vol d'un avion, après avoir remis à jour ses calculateurs sur le nouveau PRP, gardait le même intervalle de distance entre les deux étapes considérées de son vol mais se retrouvait malgré tout plus haut en altitude alors que son but est bien d'atterrir... Il se retrouve donc plus loin de son but final.

Or comme la science du climat nous garde en réserve une nouvelle hausse du PRP du méthane sur 100 ans presque deux fois plus importante que celle illustrée sur le graphique ci-haut (36% vs 19%), les hausses du PRP du méthane font en sorte de nous éloigner concrètement de l'objectif zéro émission requis par la science pour protéger le climat. Et nous n'aborderons même pas ici le potentiel de réchauffement du méthane sur 20 ans dont la prise en compte conduirait à une hausse de la valeur de réchauffement du méthane presque 3,5 fois plus importante que celle qui vient d'être réévaluée (86/25) !

Il découle de ces constats une conclusion implacable : le recours au gaz naturel non renouvelable (au contraire du recours au biométhane renouvelable qui évite des émissions atmosphériques) n'est pas une solution de transition pour réduire les GES. C'est particulièrement évident dans le secteur résidentiel où en raison du chauffage au gaz naturel, composé essentiellement de méthane, la hausse du PRP a des incidences directes sur les émissions du secteur en 2013, dont la croissance dépasse même celles de l'industrie! En contrepartie, le recours au biométhane vaut aussi plus cher en émissions de GES évitées.

Il en résulte également que le réchauffement planétaire associé au méthane est très clairement sous-estimé par toutes les instances nationales et internationales. Il est donc aussi fortement sous-estimé dans l'évaluation de la production de pétrole bitumineux.

Nous approchons des seuils jugés dangereux pour le système climatique. Si on veut éviter l'emballement climatique, les prochains 10 ans seront critiques pour réussir à inverser la tendance à l'accroissement des émissions de GES et amorcer leur réduction rapide et constante. Il serait donc tout à fait logique, dans le cas du méthane, de considérer son potentiel de réchauffement avant tout sur une période de 20 ans et non de 100 ans. Des scientifiques comme Hervé Le Treut ont mis en évidence, il y a quelques années déjà, l'importance de prendre en considération le potentiel du méthane en fonction de son horizon d'impact maximal.<sup>83</sup>

---

<sup>83</sup> <http://www.larecherche.fr/savoirs/climat/effet-serre-n-oublions-pas-methane-01-03-2008-87854>

