



DESTINATAIRE : Madame Mireille Paul, directrice
Direction générale de l'évaluation environnementale et
stratégique

DATE : Le 10 avril 2015

OBJET : Projet Oléoduc Énergie Est - volet pipeline
V/réf. : 3212-10-002 - N/réf. : SCW-938 931

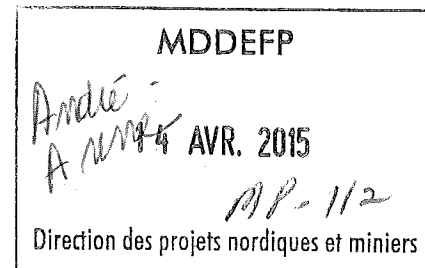
Vous trouverez ci-jointe une note donnant suite à la demande de la Direction des évaluations environnementales, du 12 février 2015, concernant l'acceptabilité du projet susmentionné au regard des changements climatiques.

Pour les étapes subséquentes de la procédure, nous considérons opportun d'être consultés. La personne qui a été désignée pour analyser ce dossier à la Direction générale du bureau des changements climatiques, Direction des programmes, est M. Sergio Cassanaz que vous pouvez joindre au poste 4917.

La directrice,


Manon Lacharité

c. c. M. Sergio Cassanaz



DESTINATAIRE : Manon Lacharité, directrice des programmes
Direction générale du bureau des changements climatiques

EXPÉDITEUR : Sergio Cassanaz ing.

DATE : Le 10 avril 2015

OBJET : Projet Oléoduc Énergie Est - volet pipeline
V/réf. : 3212-10-002 - N/réf. : SCW-938931

La présente se veut l'avis préliminaire de la Direction générale du bureau des changements climatiques (DGBCC) en réponse à la demande de la Direction des évaluations environnementales (DEE) concernant l'évaluation des impacts environnementaux du projet de construction et d'exploitation de l'oléoduc Énergie Est par Énergie Est ltée. Conformément au champ d'expertise de la DGBCC, nos commentaires portent sur le volet des émissions de gaz à effet de serre (GES) en lien avec le projet.

Selon le rapport « *Projet Oléoduc Énergie Est* » réalisé en septembre 2014 par Énergie Est ltée, le projet d'oléoduc sur le territoire canadien consiste à construire de nouveaux actifs et à convertir une partie de l'actuel gazoduc principal de TransCanada Pipelines Limited pour permettre le transport et la livraison du pétrole brut de l'Ouest canadien à partir d'Hardisty (Alberta) et de Moosomin (Saskatchewan) jusqu'aux points de livraison dans l'est du Canada.

Le projet à l'échelle du Canada comprend les installations permanentes suivantes :

- Un nouveau pipeline de 42 po. de diamètre nominal (DN) et d'environ 1 500 km de longueur dont :
 - 284 km en Alberta;
 - 104 km dans l'est de l'Ontario;
 - 693 km au Québec
 - 407 km au Nouveau-Brunswick;
- Conversion d'environ 3 000 km de l'actuel gazoduc de 42 po de DN de TransCanada en pipeline pour le transport du pétrole brut dont :
 - 614 km en Saskatchewan;
 - 465 km au Manitoba;
 - 1 922 km dans le nord de l'Ontario.
- Soixante-douze (72) stations de pompage dont 64 électriques et 8 au gaz naturel.
- Quatre (4) terminaux de réservoirs : Hardisty (Alberta), Moosomin (Saskatchewan), Cacouna (Québec) et St John (Nouveau-Brunswick).

Selon le rapport, le promoteur estime que les émissions de GES totales du projet liées à la construction représentent 1 064 kilotonnes d'équivalent CO₂ dont 212 kilotonnes

d'équivalent CO₂ au Québec sur près de trois ans. Les principales sources d'émission sont la construction de l'oléoduc, la construction des stations de pompage, la mise à l'air libre du gaz naturel résiduel dans les tronçons du gazoduc qui seront convertis en oléoduc et la construction des terminaux.

Pour ce qui est des émissions de GES résultant de l'exploitation de l'oléoduc dans toutes les provinces, elles ont été estimées à 508 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année, dont 166 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année au Québec. Les principales sources d'émission de GES dues à l'exploitation de l'oléoduc sont l'exploitation des terminaux maritimes au Québec et au Nouveau-Brunswick, le fonctionnement des stations de pompage, les émissions fugitives des oléoducs et des réservoirs de stockage de produits pétroliers, la combustion de diesel dans les navires-citernes lorsqu'ils sont à quai et la combustion des vapeurs organiques au cours du chargement portuaire

Analyse et commentaires

Les commentaires de la DGBCC portent sur les sections suivantes :

▪ **Section 6.1.9.3**

Promoteur :

Il existe une limite technique liée à la détermination de l'importance des émissions de GES découlant du projet par rapport à l'effet des changements climatiques. Comme le mentionne le guide fourni par l'ACEE sur l'évaluation du changement climatique dans les évaluations environnementales, « la contribution d'un projet donné aux changements climatiques ne peut être mesurée ». Par conséquent, l'évaluation des effets résiduels du projet sera centrée sur l'estimation des émissions de GES, l'atténuation et l'évaluation des émissions de GES découlant du projet par rapport aux émissions totales de GES à l'échelle provinciale, fédérale et mondiale.

Commentaire :

Concernant l'estimation des GES, le document de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) mentionne qu'on peut évaluer l'importance environnementale d'un projet en le situant dans le contexte des objectifs stratégiques ou des règlements des instances concernées et, le cas échéant, en utilisant d'autres outils comme l'évaluation environnementale stratégique (EES) des politiques, des plans ou des priorités établis par ces instances. La DGBCC privilégie cette approche pour le Québec.

À titre d'exemple, au Québec, deux réglementations s'appliquent relativement aux émissions de GES des établissements :

1. Le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCECA) qui établit que tous les établissements qui émettent sur une base annuelle plus de 10 000 tonnes d'équivalent CO₂ doivent déclarer leurs émissions;

2. Le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (SPEDE) établit que tout émetteur qui exploite une entreprise dans un secteur d'activité visé par le règlement et dont l'établissement émet plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année est considéré un grand émetteur et est assujéti au marché du carbone.

Il importe de mentionner que, selon la Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère (DPQA), l'oléoduc Énergie Est ne serait pas assujéti au RDOCECA, mais que le terminal maritime au Québec le serait. À noter que pour certaines activités définies à l'article 6.1 du RDOCECA, le seuil de déclaration s'applique à l'ensemble d'une entreprise (par exemple, pour le transport du gaz naturel ou l'exploration gazière). Il est donc possible qu'éventuellement le seuil de 10 000 tonnes d'équivalent CO₂ soit dépassé si la déclaration d'émissions visait éventuellement ces activités.

Pour ce qui est du SPEDE, à l'heure actuelle, le projet ne serait pas visé.

D'autre part, l'intégration des changements climatiques aux exigences environnementales s'inscrit dans la stratégie gouvernementale d'adaptation aux changements climatiques 2013-2020. Bien qu'il soit parfois difficile d'évaluer l'impact des changements climatiques dans le cadre d'un projet, cet enjeu commence à être intégré dans la conception de certains projets d'infrastructures et des exemples existent à cet effet (p.ex. conception de barrages publics, construction d'autoroutes, etc.). Les modèles climatiques existants, notamment ceux développés par le consortium Ouranos, et des outils tels que l'atlas hydroclimatique du Québec méridional, permettent de faire des prédictions sur les éléments qui risquent d'affecter les infrastructures à long terme ainsi que le milieu dans lequel elles sont implantées. Ces projections et évaluations peuvent ainsi servir à concevoir des ouvrages plus sécuritaires en prévision de ces changements éventuels.

Le présent projet implique des centaines de traversées de cours d'eau ainsi que la présence dans des milieux sensibles ou d'importance (p.ex. milieux humides) qui subiront les impacts des changements climatiques qu'il importe d'évaluer. Ainsi, il pourrait être demandé au promoteur de documenter dans quelle mesure les conditions climatiques futures ont été prises en compte en ce qui concerne l'emplacement, la conception et la construction de l'oléoduc et des infrastructures connexes (p.ex. stations de pompage, chemin d'accès et autres structures hors terre). Parmi les éléments à considérer pour l'ensemble des infrastructures du projet, notons les impacts de l'augmentation de la fréquence et/ou de l'intensité des précipitations extrêmes et des inondations, de la sévérité des étiages et des crues des cours d'eau qui seront traversés, de l'érosion des berges et de la fréquence des cycles de gel-dégel. Il pourrait également être pertinent de suivre les exigences des autres provinces à cet égard.

▪ **Section 6.3.1 - Sources**

Promoteur :

« Énergie Est ne sera ni propriétaire ni directement responsable de l'équipement à l'emplacement où seront générées et rejetées ces émissions. En outre, les rejets et les émissions des tiers ne sont pas pris en compte dans la portée de l'ÉES. Il est néanmoins proposé d'atténuer ces émissions par une conception écoénergétique, lorsque c'est faisable. »

Commentaire :

La section QC.27.1 du RDOCECA établit que tout équipement utilisé par des sous-traitants aux fins des activités sous le contrôle opérationnel de l'installation ou de l'établissement est également visé. Par conséquent, toutes les émissions du projet, produites par le responsable du projet ou par ses sous-traitants doivent être attribuées au projet et quantifiées. Ainsi, le promoteur devra donc présenter de nouvelles évaluations d'émissions de GES qui incluent celles des sous-traitants.

▪ **Section 6.3.3.2 – Stations de pompage**

Promoteur :

Selon la section 2.4.2 du rapport supplémentaire « Greenhouse Gas Technical Data Report » préparé en décembre 2014 par Stantec Consulting Ltd., seulement les émissions des 8 stations de pompage au gaz naturel ont été comptabilisées dans le calcul des émissions de GES de l'exploitation des stations de pompage.

Commentaire :

Pour la DGBCC, le promoteur doit ajouter aussi les émissions de GES générées par l'opération des 64 stations de pompage électriques.

Pour réaliser le calcul, nous recommandons de prendre en considération les facteurs d'émission de la production d'électricité pour les différentes provinces tirés du dernier rapport d'inventaire national 1990-2012 et présentés au tableau 2 :

Tableau 2. Facteurs d'émission de GES pour la production d'électricité dans les différentes provinces où se déroule le projet

| Province | Facteur d'émission (gCO ₂ e/KWh) | Source |
|-------------------|---|--------------------------------|
| Alberta | 910 | RIN 1990-2012 – Tableau A13-10 |
| Saskatchewan | 800 | RIN 1990-2012 – Tableau A13-9 |
| Manitoba | 4 | RIN 1990-2012 – Tableau A13-8 |
| Ontario | 110 | RIN 1990-2012 – Tableau A13-7 |
| Québec | 3,4 | RIN 1990-2012 – Tableau A13-6 |
| Nouveau Brunswick | 420 | RIN 1990-2012 – Tableau A13-5 |

▪ **Section 6.5.1 – Critères de caractérisation des effets résiduels**

Promoteur :

Au tableau 6-15, le promoteur fournit des critères pour déterminer l'ampleur des effets du projet sur les émissions de gaz à effet de serre. Selon ce tableau, l'ampleur des effets a été classifiée de la façon suivante :

| Intensité des impacts du projet sur les émissions de gaz à effet de serre | | |
|--|---|--|
| Faible | Modérée | Élevée |
| Inférieur à 50 000 tCO ₂ e par année | Entre 50 000 tCO ₂ e et 1 million de tonnes d'équivalent CO ₂ par année | Supérieur à 1 million d'équivalent CO ₂ par année |

Commentaire :

Or, au Québec et tel que mentionné précédemment, tous les établissements visés dont les émissions annuelles de GES dépassent le seuil de 10 000 tonnes d'équivalent CO₂, sont obligés de déclarer leurs émissions pour se conformer au RDOCÉCA et, à partir de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ ils sont considérés des grands émetteurs. Par conséquent, nous estimons que la classification de l'intensité des impacts proposée par le promoteur est inadéquate et ce dernier devra s'arrimer avec la réglementation québécoise dans son étude des GES.

▪ **Autres considérations**

Dans le cadre de l'étude des impacts des différentes propositions de tracés pour le transport par pipeline du pétrole de l'Ouest canadien (États-Unis, Colombie britannique) plusieurs questions au regard de l'augmentation des émissions de GES en lien avec la provenance des hydrocarbures ont été soulevées. Ainsi, aux fins de mieux documenter l'empreinte carbone du projet d'oléoduc Énergie Est, il pourrait être demandé au promoteur de réaliser une analyse de cycle de vie de son projet de pipeline en incluant toutes les activités en amont et en le comparant à d'autres options.

Conclusion et recommandations :

Selon le promoteur, les émissions au Québec dues à la construction de la partie québécoise du projet seraient de 212 kilotonnes d'équivalent CO₂ tandis que l'exploitation du projet générera 166 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année au Québec.

La DGBCC a constaté que les évaluations de GES sont incomplètes et recommande qu'elles soient corrigées conformément aux commentaires précédents en ajoutant notamment les émissions de GES des 64 stations de pompage fonctionnant à l'électricité. D'autre part, le promoteur devra s'assurer que les calculs des émissions de GES du projet incluent aussi celles des sous-traitants.

Il convient de noter que, pour le moment, le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) ne s'applique expressément ni au transport du pétrole par oléoduc, ni à l'exportation de pétrole et de gaz, ainsi, le projet ne serait pas assujéti au SPEDE. Toutefois, le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA)* s'applique pour le terminal maritime et le promoteur devra déclarer ses émissions si elles dépassent de 10 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année. Cependant, compte tenu que ce projet fera augmenter le bilan GES du Québec et que le Québec a un objectif de réduction des émissions de GES de 20% en 2020, il est demandé au promoteur de présenter annuellement une quantification des émissions de GES du projet au Québec. De plus, il serait souhaitable le promoteur prenne les mesures afin de diminuer le plus possible ses émissions notamment en utilisant moins de combustibles fossiles pour ses opérations et en captant ses émissions fugitives.

Concernant le volet adaptation du projet aux changements climatiques, le promoteur devra également documenter comment seront intégrés les enjeux climatiques dans son projet d'oléoduc, en particulier pour la conception et démontrer qu'il utilise la meilleure technologie disponible pour atténuer les émissions de GES de son projet.

De plus, aux fins de mieux documenter l'empreinte carbone du projet d'oléoduc Énergie Est, il pourrait être demandé au promoteur de réaliser une analyse de cycle de vie de son projet de pipeline en incluant toutes les activités du berceau au tombeau et en le comparant à d'autres options.

Finalement, pour les étapes subséquentes de la procédure, nous considérons d'intérêt d'être consultés et sommes disponibles pour répondre à toute question complémentaire concernant le présent avis.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Sergio Cassanaz', is written over a large, light-colored oval scribble.

Sergio Cassanaz Ing. MSc.A.