
Étude d'impact sur l'environnement

Centrale de cogénération

Bécancour, Québec

Volume 3 – Addenda
Réponses au ministère de l'Environnement du Québec

TransCanada Energy Ltd.

Notre dossier : 603215

Août 2003



SNC•LAVALIN
Environnement

Membre du Groupe SNC•LAVALIN

Étude d'impact sur l'environnement

Centrale de cogénération

Bécancour, Québec

Volume 3 – Addenda
Réponses au ministère de l'Environnement du Québec

TransCanada Energy Ltd.

Notre dossier : 603215

Août 2003

Préparé par:

Claude Côté, ing., M.Sc.A.

Date:

Vérifié par :

Jacques Sarrailh, ing., M.Sc.A.

Date:



SNC•LAVALIN
Environnement

Membre du Groupe SNC•LAVALIN

TABLE DES MATIÈRES

	PAGE
INTRODUCTION.....	1
COMMENTAIRES GÉNÉRAUX	2
QUESTIONS ET COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES.....	4
CHAPITRE 1 - INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE DU PROJET.....	4
CHAPITRE 2 - JUSTIFICATION DU PROJET ET ANALYSE COMPARATIVE DES VARIANTES.....	7
CHAPITRE 3 - DESCRIPTION DU PROJET.....	10
CHAPITRE 4 - DESCRIPTION DU MILIEU	30
CHAPITRE 6 - DESCRIPTION ET ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX	32
CHAPITRE 7 - RISQUES TECHNOLOGIQUES.....	44
CHAPITRE 8 - PROGRAMME DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI	45
CHAPITRE 9 - COMMUNICATION ET CONSULTATION DU MILIEU	49
ANNEXES	50

Réponses aux questions du ministère de l'Environnement

Le texte en caractères droits apparaissant dans les encadrés est la reproduction des questions du ministère de l'Environnement. Les réponses figurent en caractères italiques.

INTRODUCTION

Le présent document comprend les réponses aux questions et aux commentaires du ministère de l'Environnement (MENV) adressés le 10 juillet 2003 à TransCanada Energy Ltd. (TransCanada) dans le cadre de l'analyse de recevabilité de l'étude d'impact sur l'environnement réalisée pour le projet d'usine de cogénération de Bécancour. Cette version de l'étude d'impact a été déposée au MENV par SNC-Lavalin Environnement au nom de TransCanada, l'initiateur de projet, le 30 mai 2003.

Avant de rendre l'étude d'impact publique, le ministre de l'Environnement doit s'assurer qu'elle contient tous les éléments requis à la prise de décision. C'est dans cette perspective que le Service des projets industriels et en milieu nordique de la Direction des évaluations environnementales a analysé la recevabilité du document « Étude d'impact sur l'environnement, Centrale de cogénération, Bécancour, Québec », et qu'elle a souligné à l'initiateur de projet les lacunes et les imprécisions de l'étude d'impact réalisée par SNC-Lavalin Environnement.

Le MENV a constaté que l'étude d'impact répond de façon satisfaisante à une partie seulement de la directive. Avant de juger l'étude recevable, le MENV doit recevoir de l'initiateur de projet certaines informations complémentaires sur divers aspects du projet. Cet addenda comprend les réponses aux questions et commentaires du MENV sous forme de document question/réponse, qui suit la numérotation du MENV afin de faciliter l'identification et les références futures.

Certains travaux d'ingénierie préliminaire ayant débuté, certains aspects du projet ont évolué et ont pu être précisés. Le présent addenda reflète l'avancement du projet en date de juillet 2003. Par contre, il faut comprendre que l'ingénierie détaillée n'est pas commencée, que les processus d'appel d'offres ne sont pas lancés, et que les fournisseurs d'équipements ne sont pas connus pour toutes les composantes des systèmes de traitement d'eau. Les données présentées dans l'addenda sont préliminaires et seront précisées plus tard au cours de l'ingénierie détaillée.

L'annexe 1 de cet addenda regroupe l'ensemble des figures additionnelles demandées par le MENV ainsi que les nouveaux plans d'aménagement de la centrale.

Étant donné le nombre important de questions portant spécifiquement sur la description du projet (chapitre 3 de l'étude d'impact), il a été jugé préférable de reproduire une version corrigée de ce chapitre à l'annexe 2 du présent document, en mentionnant dans le document question/réponse la nature des corrections apportées.

L'annexe 3 présente une révision des tableaux et des figures de la section 6.1.1 (impact sur la qualité de l'air) de l'étude ainsi que les fiches d'impact révisées.

Des informations additionnelles étant disponibles sur la conception et le fonctionnement des tours de refroidissement, les simulations de la dispersion du panache de vapeur des tours de refroidissement ont été reprises et paraissent à l'annexe 4.

COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

Un résumé des éléments essentiels et des conclusions de l'étude réalisée pour l'ensemble du projet doit être fourni. Le résumé doit inclure un plan général du projet et un tableau mentionnant les impacts, les mesures d'atténuation et les impacts résiduels du projet. Il doit être remis avant que l'étude ne soit rendue publique et tenir compte des modifications apportées à l'étude à la suite des questions et commentaires reçus sur la recevabilité.

Réponse : Le résumé de l'étude d'impact sera remis au MENV dans les prochaines semaines, avant que l'étude ne soit rendue publique.

L'étude d'impact doit présenter et décrire le projet avec et sans convertisseur catalytique sélectif (SCR) afin de rendre possible la comparaison des deux options. Le choix effectué par TransCanada d'éviter l'installation d'un SCR dès le chapitre 2 de l'étude d'impact portant sur l'analyse des variantes a donné l'impression que ce choix était définitif et que les impacts associés à l'utilisation d'un SCR n'avaient pas à être évalués. L'Accord sur la qualité de l'air signé entre le Canada et les États-Unis ne nous permet pas d'exclure présentement l'utilisation d'un SCR pour la réduction des oxydes d'azote. Plusieurs tableaux doivent être complétés dans l'étude d'impact pour tenir compte des deux options.

Réponse : TransCanada avait fait certains choix technologiques dans l'espoir d'éviter l'installation d'un SCR. Toutefois, TransCanada était consciente que la décision d'utiliser ou non un SCR n'était pas définitive. C'est pourquoi les impacts du projet sur l'environnement ont été évalués en tenant compte des émissions les plus élevées, avec ou sans SCR. Pour ce qui est des risques technologiques reliés à l'utilisation d'ammoniaque, ceux-ci ont été présentés à l'annexe J de l'étude. Afin de clarifier davantage les émissions et les impacts sur la qualité de l'air relatifs aux deux options, les tableaux de l'étude d'impact ont été revus pour inclure les deux options.

Tout au long du document, différentes puissances sont utilisées pour décrire le projet : puissance maximale (page 1-1), puissance nominale constante (page 1-1), puissance brute générée, puissance brute totale générée (tableau 3.1, page 3-6), puissance nette (tableau 6.1). Il faut préciser à quoi correspond chacune de ces valeurs et dans quel contexte chacune d'entre elles est utilisée.

Réponse : Voici les précisions sur les termes utilisés pour décrire les puissances.

Puissance maximale : représente la puissance maximale pouvant être livrée à Hydro Québec Distribution (HQD). Le 550 MW cité dans l'étude (p.1-1) est une valeur arrondie. Selon les termes du contrat avec HQD, il s'agit en fait de 547 MW, dont 507 MW fourni en base à l'année et 40 MW en livraison dit « cyclable » pouvant être fourni à la demande de HQD lorsque la température ambiante est inférieure à 40 oF (4 oC).

Puissance nominale constante : l'utilisation de ce terme à la page 1-1 n'est pas juste. Il aurait été plus approprié d'utiliser la phrase suivante : « La centrale de cogénération de Bécancour produira une puissance de base constante à livrer à l'année à HQD de 507 MW, selon les termes du contrat. »

Le tableau 3.1 présente les caractéristiques des équipements de la centrale, c'est-à-dire les capacités nominales des équipements. La puissance brute générée représente la capacité de production de puissance des turbines sous forme d'électricité disponible pour vente, sans équipements ou moyens additionnels de produire davantage de puissance (comme la postcombustion). Celle-ci varie en fonction des températures ambiantes. Il est courant dans l'industrie de présenter les puissances brutes d'équipement en fonction de la température ambiante moyenne annuelle, soit 4 °C, dans le cas de Bécancour, car cette température est représentative des conditions moyennes d'exploitation.

Pour ce qui est des brûleurs pour la post-combustion, il aurait été plus approprié de décrire leurs caractéristiques en mentionnant la puissance à l'alimentation (en MW thermique). Cette correction a été apportée au tableau 3.1.

La puissance nette de 521 MW exprimée au tableau 6.1 représentait une puissance moyenne annuelle pouvant être livrée à Hydro-Québec. Les scénarios d'émission ont été raffinés et les résultats de modélisation ont été revus pour être plus représentatif du pire cas des conditions d'exploitation (507 MW l'été ou 547 MW l'hiver).

Les impacts économiques du projet, durant les phases de construction et d'exploitation de la centrale, doivent être présentés de façon à mettre en évidence ses répercussions économiques locales et nationales.

Réponse : Les impacts économiques du projet pour le Québec ont été évalués à l'aide du modèle BSQ de l'Institut de la Statistique du Québec. Les résultats apparaissent à l'annexe 6 du présent document.

Les résultats de la campagne de caractérisation des sols et des eaux souterraines doivent être présentés dans la nouvelle version du document.

Réponse : L'annexe 9 présente l'historique de l'utilisation du site et l'annexe 10 présente les résultats de la campagne de caractérisation des sols et des eaux souterraines.

La section portant sur la consultation du milieu doit être complétée et présentée dans la nouvelle version du document.

Réponse : L'annexe 8 présente l'information additionnelle sur la consultation du milieu qui n'avait pu être présentée à l'étude d'impact.

L'annexe J-2 doit être déposée officiellement.

Réponse : L'annexe J-2 est présentée à l'annexe 7 du présent document.

Deux copies électroniques de l'étude d'impact sur l'environnement et des documents additionnels doivent être fournies en format RTF (Rich Text Format). Une lettre attestant la conformité de la version électronique à la version papier doit être fournie.

Réponse : Les deux copies électroniques avec une lettre d'accompagnement seront transmises sous pli séparé.

QUESTIONS ET COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES

Les questions et commentaires spécifiques concernant l'étude d'impact sur l'environnement de la centrale de cogénération suivent selon l'ordre utilisé dans l'étude d'impact. Ils sont numérotés pour faciliter l'identification et les références futures.

Il peut arriver que des questions et commentaires se recoupent. Dans certains cas, ils ont été maintenus pour une meilleure compréhension.

Chapitre 1 - Introduction et mise en contexte du projet

Page 1-1, section 1.1 Présentation du projet

QC-1 Il faut préciser à quelles conditions de température et de pression fait référence la puissance maximale de 550 MW d'électricité mentionnée au premier paragraphe.

R-1 : La puissance maximale de 547 MW d'électricité fait référence à une température de 4 oC et une pression de 1 bar.

QC-2 Il faut préciser quelle est la puissance nominale de la centrale établie sur la base d'une température de l'air égale à 15 °C et une pression atmosphérique de 1 bar, conditions précisées au paragraphe 1) de l'article 2 du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement.

R-2 : Dans le cas présent, cette information n'est pas nécessaire. L'article 2 du règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement vise à définir les projets assujettis à la procédure d'évaluation des impacts. Pour les centrales dont la puissance nominale est d'environ 5 MW, il faut préciser la puissance à une température de 15 oC afin de définir si le projet est assujetti ou non à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts. Dans le cas du présent projet, il est clair que le projet est nettement au-dessus de la limite de 5 MW (pour laquelle des audiences publiques sont possibles), peu importe la base de température. Nous croyons donc qu'il est plus pertinent de décrire le projet en fonction des termes du contrat avec HQD, soit : 507 MW en base avec possibilité de livraison « cyclable » de 40 MW, et cette puissance dite nominale est définie en fonction d'une température de 4 oC et une pression de 1 bar.

QC-3 La note (1) en bas de page précise que le rendement thermique net anticipé de la centrale de 60 à 62 % est calculé sur la conversion du combustible en électricité. La section 3.2.2 indique que le rendement thermique net est établi sur la base de production d'électricité et de vapeur livrées aux tiers. Il faut expliquer de quelle façon le rendement thermique net est établi. Pour la portion vapeur, il faut préciser s'il s'agit de la vapeur reçue par les tiers ou de la vapeur sortant de la centrale et destinée aux tiers.

R-3 : Le calcul du rendement thermique net de 60 à 62% a été établi sur la base de la production maximale de vapeur sortant de la centrale et de la gamme de production d'électricité prévue (507 à 547 MW) et n'a pas compris les pertes de chaleur par conduction de la conduite de vapeur. Si celles-ci avaient été considérées, il en aurait résulté une réduction de l'efficacité nette de l'ordre de 0,05%.

Page 1-2, section 1.2 Projets connexes

QC-4 Il est mentionné que l'énergie électrique de la centrale sera acheminée par une ligne d'attache aux lignes à 230 kV qui relie le poste Bécancour d'Hydro-Québec à l'aluminerie d'ABI (lignes 2354 et 2355). Il faut indiquer sur une carte où sont situés le poste et les lignes 2354 et 2355 auxquels le texte réfère et où passeront les nouvelles lignes de branchement.

R-4 : La figure 15 (voir annexe 1 de cet addenda) présente le tracé des nouvelles lignes de branchement, d'une longueur d'environ 125 m, aux lignes à 230 kV reliant le poste Bécancour à l'usine de magnésium de Norsk Hydro (et non pas aux lignes alimentant l'aluminerie d'ABI).

Page 1-2, section 1.4 Présentation du promoteur

QC-5 Cette section énumère la liste des actifs de TransCanada. Il faut préciser de quel type de centrales énergétiques il s'agit.

R-5 : Le tableau suivant décrit les centrales dont TransCanada est le propriétaire.

Centrale	Emplacement	Puissance (MW)	Description
Bear Creek	Grande Prairie, Alberta	80	Centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel et à la biomasse
Cancarb	Medicine Hat, Alberta	27	Centrale de récupération d'énergie (chaleur et gaz naturel)
Carseland	Carseland, Alberta	80	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel
Curtis Palmer	Corinth, New York	60	Centrale hydroélectrique
Mackay River ¹	Fort McMurray, Alberta	165	Centrale de cogénération avec turbine à combustion et chaudière de récupération alimentées au gaz naturel
Manchief	Brush, Colorado	300	Centrale à cycle simple alimentée au gaz naturel
Ocean State	Burrillville, Rhode Island	560	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Combustible d'appoint : huile # 2
Redwater	Redwater, Alberta	40	Centrale de cogénération avec turbine à combustion et chaudière de récupération alimentées au gaz naturel

(1) Cette centrale est présentement en construction. Sa mise en service est prévue pour l'automne 2003.

Le tableau suivant décrit les centrales dont TransCanada est un des principaux actionnaires.

Centrale	Emplacement	Puissance (MW)	Description
Calstock	Hearst, Ontario	35	Centrale de récupération d'énergie (chaleur et biomasse)
Castleton	Castleton-on-Hudson, New York	67	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Combustible d'appoint : huile # 2
Kapuskasing	Kapuskasing, Ontario	40	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel
Nipigon	Nipigon, Ontario	40	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel
North Bay	North Bay, Ontario	40	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel
Tunis	Iroquois Falls, Ontario	43	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel
Williams Lake	Williams Lake, British Columbia	65	Centrale de biomasse

Page 1-4, section 1.6 Calendrier de réalisation

QC-6 Les travaux susceptibles d'entraîner une émission, un dépôt, un dégagement ou un rejet de contaminants dans l'environnement ou une modification de la qualité de l'environnement ne peuvent pas commencer avant l'obtention des autorisations gouvernementales nécessaires, c'est-à-dire septembre 2004, selon l'échéancier envisagé dans l'étude.

R-6 : Les travaux sus-mentionnés ne débuteront pas avant l'obtention des autorisations gouvernementales, que TransCanada espère obtenir au plus tard en août 2004 (et non pas septembre 2004).

Chapitre 2 - Justification du projet et analyse comparative des variantes**Page 2-7, section 2.2.3 Combustible utilisé par la centrale**

QC-7 Considérant que la centrale proposée est conçue pour fonctionner de 25 à 30 ans, il faut préciser quelles sont les prévisions de disponibilité de gaz naturel au cours des trente prochaines années. Dispose-t-on de réserves suffisantes?

R-7 : Le point d'approvisionnement prévu en gaz naturel de la centrale est le point de distribution à Dawn en Ontario. Les ressources potentielles pour ce point de distribution proviennent des importantes ressources conventionnelles et non conventionnelles au Canada, aux États-Unis, au Mexique, ainsi que d'autres ressources partout dans le monde.

Page 2-10, section 2.2.5 Système de refroidissement, Refroidissement par évaporation

QC-8 Au 2^e paragraphe, il est mentionné que « le réseau de la ville » a la capacité de fournir l'eau requise pour le projet. Ne serait-ce pas plutôt le réseau d'eau industrielle du Parc de Bécancour qui a la capacité de fournir l'eau industrielle?

R-8 : Il s'agit effectivement du réseau d'eau industrielle du Parc de Bécancour.

Page 2-11, section 2.2.6 Rejet de l'effluent liquide au cours d'eau récepteur, Tunnel de Norsk Hydro et page 3-11, section 3.3.1.3 Traitement de la purge de la tour de refroidissement

QC-9 Il faut donner des précisions sur le mode de transfert de l'effluent final de la centrale vers la conduite de Norsk Hydro Canada inc. (Norsk Hydro). Il faut préciser le trajet retenu, le point de raccordement, le responsable de l'entretien ou de la réparation de la conduite en cas de bris ou d'accident, ainsi que les impacts prévus des installations sur le milieu hydrique dont, entre autres, les fossés. Il faut prévoir une station d'échantillonnage de l'effluent de la centrale de cogénération avant le point de mélange avec l'effluent de Norsk Hydro.

R-9 : TransCanada est responsable de l'entretien et des réparations à apporter à la conduite de rejet des eaux usées en cas de bris ou de réparation. Tel que montré à la

figure 15 (voir l'annexe 1 de cet addenda), celle-ci traversera les terrains de Norsk Hydro sur un râtelier, longeant la clôture à l'extrémité est de l'usine (traversant donc l'aire de dépôt extérieur de pièces et d'équipements de Norsk Hydro). Le point de raccordement sera situé à un regard en aval du bassin de rétention de Norsk Hydro, en dehors du périmètre clôturé de l'usine de magnésium.

Les traverses de fossés sont faites en ajoutant des structures d'acier, formant un pont au-dessus du fossé. En principe, il n'y a pas de support de béton implanté dans les fossés. On verra à stabiliser les pentes des fossés à la fin des travaux, s'il y a lieu. On ne prévoit donc pas d'impact relié à la traverse de fossés. En ce qui concerne l'exploitation, l'impact sur des fossés de véhiculer de la vapeur ou du condensat dans des conduites est nul.

La station d'échantillonnage sera située à la station de pompage de l'effluent liquide à l'emplacement de la centrale de cogénération.

QC-10 Il faut préciser si une entente a été conclue avec Norsk Hydro quant à l'utilisation du tunnel. Dans le cas contraire, quelles sont les options? Les impacts sur l'environnement des différentes options possibles doivent être présentés.

R-10 : Une entente a été conclue avec Norsk Hydro pour l'utilisation du tunnel. Il y a très peu d'impacts liés à cette solution. L'impact lié à la construction est négligeable et se limite à la traversée de fossés latéraux sur le boulevard Raoul Duchesne. L'impact du rejet liquide pendant l'exploitation sur la qualité des eaux du fleuve et sur l'ichtyofaune est traité à la section 6.2.2.2 de l'étude d'impact (voir le tableau 6.8 révisé à la réponse à la question 106). Cette option est considérée comme la solution de moindre impact pour l'environnement.

La solution de recharge prévue, si pour une raison ou une autre le tunnel de Norsk Hydro ne pouvait être utilisé, consisterait à installer un émissaire au fleuve jusqu'en bordure du chenal de navigation. Cette option nécessiterait l'installation d'une conduite souterraine jusqu'au fleuve et l'installation d'un émissaire dans une tranchée et le remblayage de cette tranchée sur une certaine partie du lit du fleuve (dans les zones d'eau peu profondes jusqu'à concurrence de 3 m). La construction de cette conduite souterraine dans le parc industriel nécessiterait la traversée de plusieurs fossés qui seraient nécessairement perturbés et qu'il faudrait assécher préalablement aux travaux. Les pentes des fossés perturbés devraient être stabilisées à la fin des travaux. Il faudrait excaver des sédiments pour aménager la tranchée dans le fleuve à l'emplacement de l'émissaire, avec comme impact la possibilité d'entraînement de matières en suspension dans les eaux du fleuve ainsi que la disposition en berge des sédiments. Il faudrait alors les caractériser pour en définir le mode de gestion, qui consisterait possiblement à les déposer dans les bassins de sédimentation existants à l'est du Parc industriel. Il faudrait aussi gérer le surplus d'eau résultant de la décantation des sédiments dans les bassins. Si cette solution devait être retenue, elle serait considérée comme une solution acceptable au plan environnemental avec un impact faible pour la faune aquatique, mais la destruction des herbiers aquatiques à l'emplacement de l'émissaire enfoui dans le fleuve devrait être compensée par des mesures de compensation pour améliorer l'habitat. Quant à l'impact sur la vie aquatique en période d'exploitation, il serait similaire à l'impact décrit pour le rejet dans le tunnel de Norsk Hydro (voir réponse à la question 106).

Page 2-13, section 2.2.7.1 Contrôle des oxydes d'azote

QC-11 Au deuxième paragraphe, il est précisé que l'installation d'un SCR permettrait une réduction de 5 ppm des émissions d'oxydes d'azote. Le tableau 3.5 indique que la concentration maximale prévue pour les oxydes d'azote émise par l'un des groupes ou les deux groupes « turbine à gaz-chaudière de récupération » est de 12 ppm sur base sèche à 15 % O₂. Considérant que la norme proposée dans le Projet de Règlement modifiant le Règlement sur la qualité de l'atmosphère¹ (PRMRQA) pour les oxydes d'azote provenant de chaque groupe « turbine à gaz-chaudière de récupération » situé à l'intérieur de la portion québécoise de la zone canadienne de gestion des émissions de polluants (ZGEP) est de 4 ppm, (moyenne sur 3 heures, sur base sèche à 15 % O₂), la réduction requise serait-elle plutôt de 8 ppm?

R-11 : Effectivement. Il aurait été plus juste de préciser que l'installation d'un SCR permettrait d'assurer une concentration de NOx inférieur à 4 ppm (moyenne horaire (critère de conception), sur base sèche à 15 % O₂) pour toutes les conditions d'opération, mis à part une courte période suivant un démarrage à froid durant laquelle le catalyseur n'a pas atteint sa température d'efficacité optimale.

QC-12 Au deuxième paragraphe, il est précisé que l'installation d'un SCR occasionnera un dégagement d'ammoniac (jusqu'à 5 ppm). La concentration d'ammoniac émise par un SCR varie, entre autres, selon l'état du catalyseur en place. Pour la concentration maximale d'oxydes d'azote prévue (12 ppm) provenant d'un groupe « turbine à gaz-chaudière de récupération », il faut préciser quelle est la concentration minimale d'ammoniac (ppm) émise, sur base sèche à 15 % O₂ (moyenne sur 3 heures), dans le cas où le catalyseur est neuf.

R-12 : Tout dépendant du fournisseur, c'est-à-dire du nombre de modules de catalyseur et de la conception de celui-ci, la concentration minimale d'ammoniac pourrait varier entre 1 et 3,5 ppm d'ammoniac, sur base sèche à 15 % O₂ (moyenne sur 3 heures), lorsque le catalyseur est neuf. Il faudra entre 3 et 5 ans, avant que le dégagement d'ammoniac atteigne 5 ppm. Il faut alors régénérer un module du catalyseur, le remplacer ou ajouter un nouveau module.

QC-13 Il faut préciser quelle est la durée de vie prévue du catalyseur, la quantité prévue de catalyseur usé, son mode d'entreposage et d'élimination.

R-13 : La garantie donnée pour le catalyseur sera de trois ans minimum. La durée de vie habituelle d'un catalyseur est d'environ 5 ans et peut dans certains cas atteindre même 8 à 10 ans. En principe, le fournisseur de catalyseurs reprendra les catalyseurs usés pour des fins de régénération. Si tel n'est pas le cas, les catalyseurs usés seront caractérisés, entreposés et gérés en fonction de la réglementation en vigueur. Aux États-Unis, les catalyseurs usés ne sont pas classifiés comme déchet dangereux.

¹ Il s'agit de la version de mai 2003, transmise par courriel le 8 juillet 2003.

Chapitre 3 - Description du projet

QC-14 Il faut présenter et faire référence à une vue en plan de l'usine de cogénération en exploitation incluant l'emplacement des bâtiments, des équipements, du bassin de sédimentation et des aires d'entreposage (incluant l'ammoniaque), etc.

R-14 : Les dessins dont il est fait mention au chapitre 3 faisaient référence à des vues en plan et des coupes de la centrale présentant les informations demandées (incluant l'entreposage d'ammoniaque) au volume 2 de l'étude d'impact. Le chapitre 3 révisé (voir annexe 2 de cet addenda) donne les numéros des dessins les plus récents préparés pour le projet qui sont joints à l'annexe 1 de cet addenda.

Page 3-1, section 3.2 Description des composantes de la centrale et page 3-7, section 3.2.5 Chaudière de récupération (HRSG) et chaudières modulaires

QC-15 Selon les pages 3-1 et 3-7, les productions maximale et moyenne de vapeur livrée aux clients seront de 260 et 200 tonnes/heure. Il faut indiquer les puissances correspondantes en MW à la sortie de la centrale et à l'entrée des installations des tiers pour les cas hiver et été.

R-15 : Le tableau suivant présente les productions maximale et moyenne de vapeur livrée aux clients. Ces données démontrent que la perte de chaleur par conduction dans les conduites de vapeur est faible, soit de l'ordre de 0,14MW (0,2% à 0,4% de la charge thermique) pour la conduite de Norsk Hydro et environ 0,31 MW (de 0,4% à 0,6% de la charge thermique) dans le cas de PCI. Ces valeurs sont valables pour des conditions ambiantes moyennes.

Paramètre	PCI	Norsk Hydro
<i>Production maximale de vapeur (t/h)</i>	149,1	106,8
<i>Puissance correspondante (MW) à la sortie de la centrale</i>	87,099	56,739
<i>Perte thermique (MW)</i>	0,316	0,141
<i>Puissance correspondante (MW) à l'entrée des clients vapeur</i>	86,783	56,598
<i>Production moyenne de vapeur (t/h)</i>	89,1	67,7
<i>Puissance correspondante (MW) à la sortie de la centrale</i>	52,047	35,975
<i>Perte thermique (MW)</i>	0,307	0,137
<i>Puissance correspondante (MW) à l'entrée des clients vapeur</i>	51,740	35,838

Page 3-2, section 3.2.2 Cycle thermique

QC-16 La description donnée dans le texte ne semble pas correspondre tout à fait à la figure 3.1. Par exemple, il y a confusion entre la figure et le texte, à savoir si la vapeur basse et moyenne pression doivent être dirigées vers la turbine à vapeur ou plutôt rejoindre la vapeur extraite de la turbine qui va aux clients de vapeur. Il y a lieu d'apporter les précisions ou modifications nécessaires.

R-16 : La figure 3.1 est une figure simplifiée du procédé qui permet de comprendre les interactions principales du procédé. La figure 3.1 a été modifiée (voir annexe 2) afin de faire apparaître les détails de la circulation de vapeur au niveau de la turbine.

Page 3-5, section 3.2.3.2 Effet de la température ambiante, page 3-6, Tableau 3.1 Sommaire des caractéristiques de la centrale de cogénération de Bécancour et page 3-26, Tableau 3-9 Bilan global des émissions du projet (tonnes/an)

QC-17 Il faut expliquer si le 40 MW d'électricité additionnel auquel cette section et ces tableaux font référence est produit en plus du 507 MW ou en plus du 550 MW.

R-17 : Le 40 MW d'électricité dite 'cyclable' est produit en plus du 507 MW, pour un total possible de 547 MW d'électricité livrable à HQD.

Page 3-6, section 3.2.5 Chaudière de récupération (HRSG) et chaudières modulaires

QC-18 L'information concernant les deux chaudières modulaires de secours présentée dans l'étude est insuffisante. Il faut préciser les caractéristiques des chaudières : capacités nominales à l'alimentation du combustible en MW, puissances nominales à la sortie en MW, efficacité énergétique, présence de brûleurs à faible émission d'oxydes d'azote, hauteur et diamètre des cheminées, etc. Quelles sont les prévisions d'utilisation de ces équipements? Quelles sont les caractéristiques des émissions (concentrations et taux d'émission maximum des contaminants de chacune des chaudières, vitesse minimale d'évacuation des gaz à la sortie des cheminées, etc.)?

R-18 : Les spécifications techniques des chaudières modulaires sont incluses dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-19 Les émissions des chaudières modulaires doivent être comparées aux normes en vigueur et à celles prévues au PRMRQA. Les effets de leur utilisation sur l'environnement doivent être décrits et évalués au chapitre 6.

R-19 : La comparaison des émissions des chaudières auxiliaires (modulaires) avec les normes en vigueur et proposées et la description de leur utilisation sont incluses dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda. Les effets de leur utilisation sur la qualité de l'air sont décrits ci-après.

Afin d'évaluer les impacts maximums des chaudières auxiliaires sur la qualité de l'air ambiant, le modèle de dispersion ISC_PRIME a de nouveau été utilisé avec les données météorologiques de Gentilly de 1998 à 2002 pour un scénario d'émission correspondant à

la charge nominale des deux chaudières auxiliaires. Les paramètres d'émission utilisés correspondent à ceux du tableau 3.5b de la révision du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda. Les résultats obtenus sont présentés au tableau suivant, en supposant une conversion totale des NOx en NO₂.

Résultats de l'étude de dispersion atmosphérique pour les chaudières auxiliaires

Paramètre	Durée	Maximum des simulations ⁽¹⁾		Mesure maximale dans l'air ambiant ⁽²⁾		Total (pire cas) ⁽³⁾		Norme MENV (µg/m ³)	Critère MENV (µg/m ³)
		(µg/m ³)	(% critère) ⁽⁴⁾	(µg/m ³)	(% critère) ⁽⁴⁾	(µg/m ³)	(% critère) ⁽⁴⁾		
CO	1 heure	137	0,40%	5 100	15%	5,237	15%	34 000	35 000
	8 heures	26	0,20%	2 600	20%	2626	20%	15 000	13 000
NO ₂	1 heure	137	34%	100	25%	237	59%	414	400
	24 heures	15	8%	58	29%	73	37%	207	200
SO ₂	1 heure	4,9	0,55%	326	36%	331	37%	1 310	900
	24 heures	0,54	0,19%	109	38%	110	38%	288	300
PST	24 heures	1,3	0,9%	93	62%	94	63%	1,3	--

(1) Ces résultats sont au point d'impact maximum à l'extérieur de la zone industrielle ou aux résidences à l'intérieur de la zone industrielle.

(2) Concentration maximale mesurée:

À Bécancour pour le CO, le SO₂, le NO₂ et les PST de 1999 à 2002. (MENV et ABI)

(3) Addition de la colonne "Mesures air ambiant" aux résultats maximums simulés.

(4) Pourcentage par rapport au plus sévère de la norme ou du critère de qualité de l'air ambiant.

Bien que les émissions (débits massiques de contaminants) des chaudières auxiliaires sont plus faibles que celles des groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération », les concentrations de contaminants calculées dans l'air ambiant sont généralement plus élevées que celles présentées au tableau 6.4 de l'étude d'impact pour les groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération ». Les plus faibles débits de gaz et les concentrations de contaminants plus élevées dans le cas des chaudières permettent d'expliquer cette différence dans les résultats obtenus.

Les résultats indiquent clairement que l'utilisation des chaudières auxiliaires n'entraînera pas de dépassement des normes de qualité de l'air ambiant. Notez aussi, que dans le tableau des résultats, les concentrations maximales mesurées dans l'air ambiant considèrent les émissions des chaudières de Norsk-Hydro et de Pionner, qui n'émettront plus de contaminant dans l'air ambiant suite à la réalisation du projet.

Les résultats pour les chaudières auxiliaires peuvent sembler élevés par rapport aux résultats présentés au tableau 6.3 de l'étude d'impact (voir le tableau 6.3 révisé dans l'annexe 3 de cet addenda) pour les émissions des chaudières de Norsk-Hydro et de Pionner (28,1 kg/h) de l'ordre de 40 µg/m³ au village de Bécancour pour la concentration maximale horaire de NO₂. Au même récepteur, la contribution maximale horaire de NO₂ dans l'air ambiant des chaudières auxiliaires serait de 78 µg/m³ pour une émission maximale de 23,6 kg/h. Cet écart dans les résultats de modélisation s'explique par les deux raisons suivantes :

- Les taux d'émission moyens (émissions annuelles ramenées sur une base horaire) sont utilisés dans le cas de Norsk-Hydro et Pionner et les taux d'émission maximums sont

utilisés dans le cas des chaudières auxiliaires de TCE. Les taux d'émission maximums pour les chaudières de Norsk-Hydro et Pioneer seraient significativement plus élevés que les taux moyens utilisés dans la modélisation pour Norsk-Hydro et Pioneer, surtout si on considère l'utilisation de l'huile comme carburant.

- Les émissions reliées à la production de vapeur sont ramenées au même endroit (à la même source) plutôt qu'à deux sources (Norsk-Hydro et Pioneer) distantes d'environ trois kilomètres.

Pour les autres scénarios d'utilisation des chaudières auxiliaires discutés dans la révision du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda (une seule chaudière auxiliaire à 20% de la capacité nominal et une seule turbine à gaz en opération), les résultats obtenus seraient similaires à ceux déjà présentés dans l'étude d'impact pour les deux groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération ».

Page 3-8, section 3.2.8 Condensateur et page 3-30, Figure 3.3

QC-20 Est-il habituel, dans ce type de centrale, que les clients de vapeur retournent au fournisseur le condensat? Pourquoi ces eaux usées ne seraient-elles pas gérées par les clients de vapeur? Selon la figure 3.3, cette eau n'est pas réintégrée dans le procédé. Est-elle considérée comme une eau usée?

R-20 : Il est habituel que les clients de vapeur retournent le condensat au fournisseur de vapeur. Ce retour du condensat est fait pour des raisons économiques et environnementales :

- on consomme moins d'eau, car si le condensat n'était pas retourné, il faudrait compenser cette perte par de l'eau brute qu'il faudrait déminéraliser, et les besoins en eau brute de la centrale seraient 50% plus élevés;
- on recycle l'eau déminéralisée qui coûte cher à produire;
- on évite d'avoir besoin d'une unité de déminéralisation cinq fois plus importante;
- on évite le rejet en continu d'au moins 170 m³/h de condensat.

Par ailleurs, la figure 3.3 montre clairement que le retour du condensat <Condensat des clients de vapeur> subit un <Traitement du condensat>, car il est contaminé par l'usage des clients de vapeur, avant d'être retourné aux chaudières de récupération. Le condensat ne constitue pas une eau usée.

QC-21 Il faut décrire avec plus de précisions les échanges de vapeur et de condensat au niveau des chaudières de récupération, de la turbine à vapeur, du condenseur et des clients de vapeur. La figure 3.3 doit être modifiée pour mieux schématiser le circuit complet (vapeur/condensat) entre les clients de vapeur et la centrale et se conformer au texte.

R-21 : La figure 3.3 (voir annexe 2) a été modifiée en fonction des dernières informations disponibles. Les clients de vapeur et le retour du condensat apparaissent déjà sur cette figure.

Page 3-9, section 3.3.1.1 Approvisionnement en eau

QC-22 Le besoin en eau industrielle de 10 000 m³/jour sera comblé par le Parc industriel de Bécancour. Est-ce que des modifications à la station de pompage et à la prise d'eau sont nécessaires pour combler ce besoin?

R-22 : Les installations du Parc industriel et portuaire de Bécancour ont la capacité de fournir environ 200 000 m³/jour. Ces installations fournissent actuellement moins de la moitié de cette capacité maximale.

Page 3-10, section 3.3.1.2 Déminéralisation de l'eau

QC-23 Quelle est la capacité du réservoir de neutralisation utilisé pour les eaux de purge et de lavage du système de déminéralisation.

R-23 : La capacité du réservoir de neutralisation sera suffisante pour retenir deux volumes de régénération (eaux de purge et de lavage) de l'unité de déminéralisation. Les dimensions finales du réservoir dépendront du fournisseur retenu pour l'unité de déminéralisation.

Page 3-11, section 3.3.2 Transformateurs et poste de départ

QC-24 Les transformateurs seront installés au-dessus d'une cuvette de rétention drainée vers un séparateur d'huile. Il faut préciser la capacité de la cuvette de rétention et son étanchéité. Le séparateur d'huile doit être conçu pour respecter un rejet maximal en huiles et graisses de 15 mg/l.

R-24 : La page 7-38 mentionne que la cuvette de rétention aura une capacité de 125% du contenu en huile des transformateurs. Cette cuvette sera en béton. Le séparateur d'huile sera conçu pour respecter un rejet maximal en huiles et graisses de 15 mg/l.

QC-25 Il faut préciser dans le texte où sont acheminées les eaux à la sortie du séparateur d'huile.

R-25 : Les eaux à la sortie du séparateur d'huile seront acheminées vers le réservoir collecteur, d'où elles seront dirigées avec les autres effluents liquides vers bassin de rétention, pour être ensuite pompées vers l'émissaire de Norsk Hydro.

Page 3-11, section 3.3.3 Génératrice de secours

QC-26 Pour compléter la section portant sur la génératrice de secours, il faut préciser les prévisions d'utilisation de cet équipement, les équipements critiques visés, les caractéristiques des émissions (concentrations et taux d'émission des contaminants, opacité des émissions, etc.) et comparer celles-ci aux normes en vigueur et celles prévues au PRMRQA.

R-26 : Ces informations sont incluses dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-27 Afin de minimiser la contamination des sols, le réservoir de diesel incluant la jonction de remplissage et de vidange doivent être placés sur une dalle de béton munie d'une capacité de rétention adéquate.

R-27 : La capacité du réservoir de diesel a été augmentée et est maintenant fixée à 7,6 m³. Il est mentionné à la page 7-38 qu'une cuvette de rétention est prévue pour le réservoir de diesel. Conformément au Règlement sur les produits pétroliers, la capacité de rétention de la cuvette sera égale à 110% de la capacité du réservoir. Toutes les exigences du Règlement sur les produits pétroliers seront appliquées pour cette installation.

Page 3-11, section 3.3.4.1 Conduites de vapeur et de condensat

QC-28 Il faut préciser qui seront responsables de la conduite de gaz de combustion et des conduites de vapeur dédiées à Norsk Hydro et à la Société PCI Chimie Canada (PCI) en cas de problèmes ou d'accidents.

R-28 : En cas de problèmes ou d'accidents, TransCanada sera responsable de la conduite de gaz de combustion (CO₂), des conduites de vapeur et de retour du condensat entre la centrale de cogénération et les points de raccordement définis sur les terrains des consommateurs de vapeur.

QC-29 Il faut expliquer quels sont les trajets choisis pour les conduites de vapeur et de gaz et évaluer leur impact, entre autres sur le milieu hydrique (les fossés) lors de la construction des structures de soutien des râteliers. Les travaux doivent être réalisés de manière à protéger le milieu, notamment en établissant des procédures de travail (stabilité du fossé, maintien du sens de l'écoulement dans le fossé, conservation de la végétation au pourtour des bases de béton, etc.) tout en protégeant l'intégrité du milieu. Une distance de 3 mètres entre le fossé adjacent à la voie ferrée et la canalisation doit être maintenue, en plus des exigences du MTQ et de l'exploitant de la voie ferrée. Selon l'emplacement choisi, l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement peut être nécessaire.

R-29 : La figure 15 de cet addenda montre les tracés préliminaires de ces conduites. Dans le cas de PCI, les trajets des conduites de vapeur, de retour de condensat et de gaz de combustion longeront la voie ferrée, dans l'emprise de la ligne de distribution 25 kV de HQD. Il ne devrait pas, à priori, y avoir de problèmes à rencontrer le critère de 3 m à maintenir entre le fossé adjacent à la voie ferrée et les conduites. L'exploitant de la voie ferrée, la Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour et le MTQ au besoin seront rencontrés pour connaître leurs exigences par rapport aux traverses ferroviaire et routières ainsi qu'aux autres détails du tracé. Les conduites seront posées sur des supports de conduites espacés à environ tous les 5 m. Ceux-ci seront composés de deux supports de béton de 600 mm de diamètre sur lesquels reposera un support en acier de sorte que les conduites se retrouveront à une hauteur d'environ 1,5 m du sol (voir dessin 1236-M-2 à l'annexe 1).

Plusieurs fossés devront être traversés. Les traverses de fossés consisteront possiblement en des structures d'acier qui reposeront sur des supports de béton implantés à l'extérieur des fossés. On verra à stabiliser les pentes latérales des fossés au besoin et à rétablir, si

nécessaire, la direction initiale de l'écoulement à la fin des travaux. Une procédure de travail sera préparée pour la traversée des fossés.

QC-30 Le plan de mesure d'urgence doit intégrer certaines informations relatives à l'environnement situé à proximité des conduites. Il faut indiquer le sens de l'écoulement des différents fossés situés à proximité du trajet, identifier la proximité de milieux sensibles et évaluer s'il peut y avoir des impacts sur le milieu advenant un déversement ou un bris de conduite afin d'identifier les points stratégiques d'interventions.

R-30 Voir réponse à la question 148.

QC-31 Dans une perspective de cycle de vie, il faut expliquer davantage ce qu'il advient des gaz de combustion transférés à la compagnie PCI pour extraction de CO₂. Le procédé de récupération de CO₂ entraîne-t-il des modifications dans la nature (composition) du gaz de combustion autre qu'une diminution de la teneur en CO₂? Est-ce que le gaz de combustion est par la suite rejeté à l'atmosphère? Est-ce que cela représente un pourcentage significatif des gaz de combustion produits par la centrale? Est-ce que ces émissions sont prises en considération dans les estimations présentées dans les tableaux 6.4 et 6.5?

R-31 : PCI utilise présentement les gaz de combustion de ses chaudières à vapeur alimentées à l'huile comme source de CO₂, afin de produire environ 9200 tonnes par an de carbonate de sodium (Na₂CO₃). Les gaz de combustion sont introduits dans une tour d'absorption avec de l'hydroxyde de sodium (NaOH), afin de former du carbonate de sodium. Il s'agit d'un procédé par lot (batch). Typiquement, 5 réactions d'une durée de 4 heures ont lieu chaque jour. L'efficacité moyenne d'une réaction est d'environ 50%. Les 4 heures restantes de la journée, le carbonate de sodium et la solution épuisée de caustique sont retirés de la tour d'absorption et les gaz de combustion sont simplement évacués à l'atmosphère.

Les tours d'absorption au caustique sont utilisés dans l'industrie en tant qu'épurateur afin de nettoyer les gaz acides ou contenant des quantités importantes de SO₂. La tour d'absorption de PCI, bien qu'elle ne soit pas conçue pour épurer des gaz, permet d'enlever environ 70% des particules, des oxydes d'azote et du SO₂.

Une quantité de 9 200 tonnes par an de carbonate de sodium requiert une quantité de 4600 tonnes de CO₂ participant à la réaction. Au début de la réaction, l'adsorption est très efficace de sorte que le CO₂ est presque entièrement réagi. La solution de caustique qui entre à 10% de concentration réagit avec le CO₂ des gaz de combustion et est réduite à une concentration de 1% à la fin de la réaction. Après un certain temps, la réaction n'est donc plus aussi efficace, une bonne partie du CO₂ étant alors émis à l'atmosphère, sans avoir pu être réagi. Pour faire réagir 4 600 tonnes de CO₂, soit les besoins de PCI, il faudra compter sur un débit de gaz de combustion de 10 000 scfm (16 100 Nm³/h), soit l'équivalent d'environ 10 800 tonnes de CO₂ par an introduit dans le procédé. Les gaz émis dans l'atmosphère par la tour d'adsorption seront plus propres que les émissions actuelles.

La déviation de 10 000 scfm des émissions de la centrale est négligeable, car elle représentera environ 0,6% des émissions. Il n'en a pas été tenu compte directement dans les calculs de dispersion des tableaux 6.4 et 6.5. Pour les fins de modélisation, les

émissions de la centrale n'ont pas été diminuées de la quantité de gaz extraite pour les besoins de PCI. Comme la combustion de gaz naturel est beaucoup plus propre que la combustion d'huile lourde, les émissions de ce procédé seront plus faibles que les émissions actuelles. Il s'agira d'un des bénéfiques environnementaux du projet.

Page 3-12, section 3.4 Entreposage des combustibles et des produits chimiques

QC-32 Pour les produits listés au tableau 3.3, il faut indiquer : la capacité des aires de confinement et leur étanchéité, les mesures pour contenir les déversements aux aires de déchargement et le mode de gestion des produits déversés accidentellement. Les aires de confinement des matières dangereuses doivent avoir une capacité supérieure ou égale au plus élevé des volumes suivants : 25 % de la capacité totale de tous les récipients entreposés ou 125 % de la capacité du plus gros récipient. Les aires de déchargement des matières dangereuses doivent être imperméables et dotées d'une capacité de rétention suffisante pour contenir le volume d'un chargement.

R-32 : L'alun, l'hypochlorite de sodium, l'acide sulfurique, l'hydroxyde de sodium, le Steamate, l'Optisperse et le Klaraid seront entreposés à l'intérieur dans des réservoirs fixes ou des réservoirs modulaires transportables. Pour chacun de ces produits, la capacité de la cuvette de rétention sera de 110% de la capacité du réservoir, s'il y a un seul réservoir, ou 125% de la capacité du plus gros réservoir, s'il y a plus d'un réservoir. Chaque circuit de lubrification des turbines comporte également un réservoir muni d'une cuvette de rétention avec une capacité équivalente à 110% du contenu. Les détails de conception de ces équipements seront fournies lors de l'ingénierie détaillée, au cours des demandes de certificat d'autorisation.

Les autres matières citées dans le tableau 3.3 sont gazeuses ou présentes en petites quantités. Elles seront entreposées à l'intérieur dans le bâtiment de procédé, dans une aire d'entreposage des matières dangereuses ou à l'extérieur dans un cabanon dans le cas de l'hydrogène et du CO₂.

Les produits déversés accidentellement seront si possibles retournés dans le procédé ou éliminés par un récupérateur autorisé et conformément à la réglementation en vigueur.

Voir réponses aux questions 24 et 27 pour les transformateurs et le réservoir de diesel.

QC-33 Il est indiqué dans la section 3.4 que de l'alun est utilisé au traitement des eaux de procédé. À la section 6.2.2.2 (Ichtyofaune - page 6-26), il est mentionné que « Pour ce qui est du phosphore, des éléments phosphatés sont ajoutés à l'eau des chaudières pour augmenter le pH. Un traitement est prévu pour enlever le phosphore jusqu'à une concentration de moins de 1,5 mg/l ». Au niveau de la section 3.8.2 (Gestion des eaux usées), il n'est fait aucune mention de ce traitement et on ne le retrouve pas dans le diagramme d'écoulement présenté à la figure 3.3. L'initiateur de projet doit préciser où l'alun est utilisé, le type de traitement prévu pour traiter le phosphore, les eaux qui y seront traitées, si des boues seront générées et si oui, leur mode de gestion et insérer le tout dans le diagramme d'écoulement. La figure 3.3 doit être complétée au besoin.

R-33 : Suite aux récentes modifications du projet, il n'y a plus de traitement prévu pour le phosphore. Les quantités de phosphate utilisées n'amènent pas de dépassement de l'OER de 4,6 mg/l à l'effluent final (voir la réponse à la question 110).

En ce qui concerne l'alun, il sera utilisé à l'unité de prétraitement des eaux, pour aider à sédimenter les particules dans l'eau. Il y aura une quantité moyenne de boues générées d'environ 23 tonnes par mois (basée sur une teneur moyenne en MES de 16 mg/l dans l'eau brute). Selon la qualité de l'eau brute reçue, la quantité de boues pourrait atteindre 86 tonnes par mois. Un filtre presse sera utilisé pour épaissir les boues (à une siccité d'environ 30%). Les boues contiendront principalement (plus de 90% sur une base sèche) des boues d'alun composées de $Al(OH)_3$, le reste étant composé des substances présentes dans l'eau brute (sulfates, calcium, magnésium, carbonate). Les boues seront caractérisées pour confirmer qu'il s'agit bien d'un déchet solide que l'on pourra acheminer vers un lieu d'enfouissement sanitaire.

À l'étape d'ingénierie détaillée, il est possible que l'alun soit remplacé par un polymère. Si un autre produit est envisagé, le ministère de l'Environnement en sera tenu informé et devra préalablement approuver le produit de remplacement.

QC-34 La section 3.4 doit tenir compte de la présence possible d'un SCR. L'information concernant l'entreposage et l'utilisation d'ammoniaque doit être transmise : description du mode d'entreposage, quantités maximales entreposées et consommées annuellement, état physique et concentration, s'il y a lieu. La fiche signalétique de l'ammoniaque doit être fournie.

R-34 : Toutes ces informations sont indiquées à l'annexe J1 de l'étude d'impact. Quant à la fiche signalétique, on la retrouve à l'annexe C de l'étude d'impact. TCE souhaite maintenant utiliser de l'ammoniaque à une concentration de 19%. Suite à ce changement, une version révisée de l'annexe J1 et une nouvelle fiche signalétique sont présentées à l'annexe 7 de cet addenda.

Page 3-17, section 3.6.2 Préparation du site

QC-35 Il est fait mention dans cette section d'un bassin de rétention et d'un bassin de sédimentation. S'agit-il du même équipement?

R-35 : Dans cette section, on faisait référence effectivement à la même installation. TCE prévoit maintenant l'aménagement de fossés de sédimentation pour gérer les eaux pluviales pendant la période de construction (voir réponse à la question 36).

QC-36 Il faut préciser quelle est la capacité prévue du bassin de sédimentation temporaire.

R-36 : Les fossés de sédimentation seront aménagés en périphérie du site. Si un fossé de drainage est déjà existant le long du site, les fossés de sédimentation pourront être aménagés à même ce fossé. Ce type de conception est courant aux États-Unis et il s'agit d'une mesure efficace pour réduire les MES dans les eaux de ruissellement. À la sortie de chaque fossé de sédimentation, une digue filtrante (silt fence) sera en place pour filtrer les

particules et un boudin absorbant sera maintenu en surface pour capter les huiles et graisses. Le volume utile total de ces fossés sera de l'ordre de 3000 m³ et pourra être évacué en 24 heures.

Pour la période d'exploitation de la centrale, ces fossés de sédimentation pourraient être laissés en place afin de gérer les eaux pluviales, ou pourrait être démantelés si le suivi démontre que les eaux pluviales peuvent rencontrer les critères de rejet sans cette installation.

QC-37 Le débit de l'eau est relativement faible dans le fossé longeant l'emplacement prévu de la centrale (p. 2-11) et « ce type d'habitat est vital pour la survie de plusieurs espèces comme zone de fraie ou comme zone d'alevinage » (p. 4-34). Le rejet de l'effluent du bassin de sédimentation dans ce fossé aura comme conséquence d'exposer, de façon chronique, la faune aquatique présente entre autres à des matières en suspension (MES) et des huiles et graisses pendant toute la période des travaux. Des solutions alternatives plus efficaces sont-elles envisageables?

R-37 : Les fossés de drainage du parc industriel ont comme fonction première de drainer les terrains du parc industriel. Ils peuvent être utilisés par la faune aquatique (principalement les menés et cyprinidés) mais ne constituent pas des habitats de bonne qualité en raison des travaux d'entretien effectués dans les fossés. Par ailleurs, l'augmentation des matières en suspension ne sera que temporaire (et non chronique) car elles seront surtout associées aux travaux de préparation du site, lesquels ne durent que quelques mois, à partir du mois d'août, en dehors des périodes importantes de fraie. Il faut préciser que les espèces en cause sont très peu exigeantes en terme de qualité du milieu et que les zones de fraie répertoriées sont bien identifiées à la figure 3 de l'étude d'impact et sont relativement éloignées du fossé longeant le site.

Le débit de ce fossé ne sera pas augmenté de façon importante par le drainage du site. Toutes les industries du parc industriel, dont certaines entreposent des matières premières à l'extérieur, se drainent dans les fossés, certaines n'ayant pas de bassin de sédimentation. De plus, le projet de centrale n'est pas le premier projet industriel à être construit dans le parc industriel et la construction de ces installations n'a pas constitué une exposition chronique pour la faune aquatique. De façon générale, on observe que les activités de construction entraînent davantage de MES au cours des travaux de préparation de site. Lorsque ces travaux de préparation de site seront terminés et que du gravier, béton et bitume recouvriront le site, les concentrations en MES seront moins élevées.

QC-38 La concentration en MES à la sortie du bassin de sédimentation temporaire doit être maintenue à 25 mg/l ou moins. De plus, l'initiateur du projet doit s'engager à maintenir la concentration en huiles et graisses à la sortie de ce bassin à 15 mg/l ou moins. Les mesures qui seront prises pour maintenir cette concentration en tout temps doivent être indiquées. Les concentrations en MES et en huiles et graisses devront être fixées en tenant compte de la sensibilité du milieu récepteur, ce qui pourrait conduire à des exigences plus sévères.

R-38 : La concentration en MES à la sortie des fossés de sédimentation sera maintenue à 25 mg/l ou moins. De plus, la concentration en huiles et graisses à la sortie de ces fossés de sédimentation sera maintenue à 15 mg/l ou moins. Nous sommes d'avis que ces limites

sont suffisantes étant donné la vocation industrielle des terrains et la faible sensibilité du milieu récepteur (fossé de drainage). Voir les détails de la conception des fossés à la réponse à la question 36.

Page 3-18, section 3.6.3 Installations temporaires

QC-39 Une aire de nettoyage pour les bétonnières et autres équipements sera installée et les eaux seront acheminées au bassin de sédimentation temporaire pour y être décantées et neutralisées au besoin. Le milieu récepteur étant sensible, nous considérons qu'il serait préférable de ne pas nettoyer les bétonnières sur le site, car les eaux de lavage seront chargées en MES, basiques (jusqu'à pH 12) et pourraient contenir des huiles et graisses.

Dans l'éventualité où le nettoyage des bétonnières est maintenu sur le terrain, la mise en place d'un bassin d'accumulation de ces eaux doit être envisagée afin de contrôler le pH, avant de les acheminer au bassin de sédimentation temporaire. Le pH doit être maintenu entre 6,0 et 9,5. Les mesures permanentes mises en place pour maintenir la concentration en huiles et graisses et le pH à l'intérieur des valeurs-cibles établies doivent être décrites.

R-39 : Un site de lavage d'environ 6 m par 6 m sera aménagé sur le site des travaux, muni d'une géomembrane et rempli d'un lit de sable. On lave l'auge des bétonnières après chaque livraison. Les rebuts sont ensuite disposés dans les conteneurs à rebuts de matériaux solides après évaporation de l'eau. S'il faut absolument diriger l'eau vers le fossé de sédimentation, on mesurera le pH à la sortie du fossé les jours de rejet de l'eau au fossé et on s'assurera que le pH soit maintenu entre 6,0 et 9,5, par l'ajout au besoin d'acide dilué. Les précautions pour les huiles et graisses sont présentées à la réponse à la question 36.

QC-40 Il faut prévoir une analyse de chlore à chaque livraison de citerne d'eau potable selon l'article 27 du Règlement sur la qualité de l'eau potable. Si l'alternative d'un réseau provisoire est retenue, une description de l'approvisionnement et de l'aménagement doit être fournie.

R-40 : L'eau destinée à la consommation humaine sera fournie à l'aide de buvettes et de bouteilles d'eau commerciales, tant que l'alimentation en eau potable ne sera pas branché temporairement au réseau d'eau potable du Parc industriel et portuaire de Bécancour. La façon usuelle de procéder pour des travaux de construction dans le parc industriel est de faire un branchement temporaire (ex : conduite de 25 mm de diamètre) sur le réseau d'eau potable permanent du parc industriel. Le réseau temporaire permet donc d'alimenter les roulottes en eau potable qu'il est possible de brancher à un réseau. À la fin des travaux, au moment d'enlever les roulottes de chantier, le réseau temporaire est démantelé.

QC-41 Il est prévu qu'un raccord électrique temporaire alimentera le chantier à partir d'une ligne électrique de 25 kV d'Hydro-Québec. Il faut transmettre le plan du trajet prévu et préciser qui sera responsable de ce raccordement et quel sera l'impact des structures de soutien de la ligne électrique sur les fossés avoisinants.

R-41 : Le raccordement électrique temporaire sera probablement effectué à partir du réseau de distribution 25 kV de Hydro Québec Distribution (HQD) longeant la voie ferrée ou

à partir de la ligne longeant l'avenue George Ling. Il faut comprendre ici que le raccordement est effectué par HQD qui décide du tracé à retenir. Les travaux nécessiteront possiblement l'implantation d'un ou deux poteaux. HQD effectue chaque année des milliers de branchements semblables à travers le Québec et l'impact de ces branchements sur des fossés n'est pas une source de préoccupation. Par souci de protection de l'environnement, Hydro Québec a développé et met en application des méthodes de construction permettant de réduire les incidences sur le milieu. Ainsi, les poteaux seront implantés à une distance raisonnable des ou fossés de drainage.

Page 3-20, section 3.7.1 Sources de bruit

QC-42 Il est estimé que quatre-vingts camions et vingt-neuf bétonnières par jour circuleront sur les routes locales entre 7 h et 19 h pendant une période d'environ quatre mois. Il faut présenter les différentes options possibles et les trajets potentiels. Ces derniers doivent être choisis en pensant à minimiser les impacts sur les populations locales au niveau du bruit et de la poussière.

R-42 : À l'heure actuelle, le fournisseur de béton n'est pas connu. Toutefois, les camions et bétonnières devraient selon toute vraisemblance emprunter l'autoroute 30. L'évaluation du bruit des camions et bétonnières est présentée à la section 6.3.7.2 à la rubrique <Camionnage hors site>. Il y est mentionné que l'importance de l'effet appréhendé sera très faible pour les résidences situées en bordure de l'autoroute 30.

Page 3-20, section 3.7.3 Déchets de construction et page 6-21, section 6.1.3 Qualité des sols

QC-43 Il faut prévoir un lieu d'entreposage temporaire des matières dangereuses résiduelles durant les activités de construction et en indiquer la localisation, la conception et la capacité.

R-43 : Il n'est pas prévu d'entreposer de telles matières sur le site. Les entrepreneurs verront à éliminer leurs huiles usées au fur et à mesure qu'elles seront générées tel qu'indiqué à la réponse à la question 44.

QC-44 Les vidanges d'huiles usées effectuées sur le site doivent faire l'objet d'une procédure particulière qui doit être présentée dans le programme de surveillance environnementale pour la construction. Celui-ci doit être complété avant le début des travaux sur le chantier, si le projet est autorisé.

R-44 : Pour la majorité des véhicules, les changements d'huile auront lieu ailleurs que sur le site, juste avant le début des travaux. Sur le site, les changements d'huile seront effectués seulement sur les véhicules peu mobiles (ex : pelle hydraulique) qui devront demeurer sur place un certain temps. Une procédure particulière sera établie pour les vidanges d'huiles usées effectuées sur le site. Elle comportera l'obligation de faire les vidanges à plus de 10 m des fossés et à utiliser un géotextile absorbant sur une toile imperméable (géomembrane ou toile de polypropylène). Le programme de surveillance environnementale pour la construction sera complété avant le début des travaux sur le chantier.

QC-45 Dans la section sur les déchets sanitaires, il est mentionné « qu'un registre tenu par le poste de garde indiquera le nom de l'entreprise effectuant le transport et l'élimination des boues de fosses septiques ». D'où proviennent ces boues si des toilettes chimiques sont utilisées et si des installations sanitaires temporaires sont raccordées au réseau d'égout sanitaire du parc industriel?

R-45 : Il n'y aura pas de fosses septiques. Les toilettes chimiques disposées sur le site seront vidangées régulièrement par l'entrepreneur. Le registre dont il était question concernait le va-et-vient de ces toilettes chimiques. Les roulettes seront raccordées temporairement au réseau d'égout sanitaire du parc industriel, le temps que durera la construction.

Page 3-22, section 3.8.1.1 Composition des gaz de combustion

QC-46 À la première phrase du deuxième paragraphe de la page 3-22, il y est indiqué que le tableau 3.5 présente la composition typique des gaz de combustion de turbines dans le cas de production de vapeur maximale. Ne s'agit-il pas plutôt du cas de production maximale d'électricité et de vapeur? Cette valeur doit être précisée en MW.

R-46 : Les données du tableau 3.5 concernent une production moyenne de 520 MW d'électricité et maximum de vapeur. Des informations plus détaillées sont fournies dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-47 Il faut préciser si les données du tableau 3.5 correspondent aux émissions maximales attendues d'un des groupes « turbine à gaz-chaudière de récupération » ou à la moyenne des maximums des deux groupes.

R-47 : Au tableau 3.5, les informations fournies considèrent que les paramètres d'opération des deux groupes "turbine à gaz – chaudière de récupération" sont identiques. Notez que le tableau 3.5 présente des caractéristiques typiques. Dans les faits, les paramètres d'opération des deux groupes pourraient être légèrement différents. Dans ce cas, les valeurs indiquées au tableau 3.5 seraient plutôt représentatives d'une moyenne des maximums des deux groupes. Des précisions plus détaillées sont apportées dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-48 Il faut indiquer quels sont les débits (m^3/h) sur base sèche de gaz de combustion par cheminée correspondant aux cas hiver et été du tableau 3.5

R-48 : L'information sur les débits de gaz de combustion a été ajoutée au tableau 3.5 dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-49 Il faut indiquer quelles sont les concentrations maximales (ppb, sec à 15% O₂) de formaldéhyde par groupe « turbine à gaz-chaudière de récupération » correspondant aux cas hiver et été du tableau 3.5, et ce, selon les données d'émissions obtenues pour la turbine GE 7F.

R-49 Cette information est incluse dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-50 Il faut préciser la base de temps correspondant aux valeurs des concentrations de contaminants du tableau 3.5 (valeur instantanée, moyenne sur une heure, sur 2 heures, ...).

R-50 : Les émissions (concentrations) présentées au tableau 3.5 sont basées sur le modèle d'émissions atmosphériques de General Electric pour les turbines à gaz et sur des facteurs d'émission généralement garantis par les fournisseuses de brûleurs pour la post-combustion. Il s'agit donc de concentrations pouvant être qualifiées de maximums sur une base horaire lors de l'opération normale des deux groupes "turbine à gaz – chaudière de récupération" avec les mêmes paramètres d'opération (voir réponse à la question 47).

Cette information est incluse dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-51 Le tableau 3.5 doit présenter aussi la composition typique des gaz émis dans l'atmosphère par la centrale avec un SCR.

R-51 : Cette information a été ajoutée au tableau 3.5 dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

Page 3-23, section 3.8.3.1 Bilan des émissions

QC-52 Il faut préciser que le bilan annuel de cette section se rapporte aux deux groupes « turbine à gaz-chaudière de récupération ».

R-52 : Effectivement, le bilan annuel présenté à la section 3.8.1.3. et aux tableaux 3.6 et 3.7 ne considère que les émissions des groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération », les émissions des chaudières auxiliaires et des groupes électrogènes d'urgence étant négligeables sur une base annuelle. Le bilan annuel présenté est donc bien représentatif des émissions de toutes les sources de la centrale.

QC-53 Il faut indiquer au tableau 3.6 les émissions annuelles d'ammoniac (en t/année) lors de la première année de vie utile du catalyseur pour le cas avec SCR.

R-53 : Cette information est incluse au tableau 3.6 dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-54 Il faut détailler les calculs qui ont été effectués pour estimer les valeurs présentées au tableau 3.6. S'agit-il de conditions maximales hivernales et estivales ou de conditions maximales estivales seulement ?

R-54 : Plus de détails sur la méthode de calcul ont été ajoutés dans cette section dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda. Un bilan annuel révisé y est aussi présenté. Le bilan annuel au tableau 3.6 de l'étude d'impact était basé sur une production moyenne de 521 MW d'électricité et sur les productions moyennes mensuelles de vapeur, sur les paramètres d'opération moyens mensuels et en supposant une disponibilité annuelle de 95%.

QC-55 Au tableau 3.7 de la page 3-24, la valeur d'émission de 1,067 t/an de formaldéhyde qui apparaît dans la colonne « Turbines avec brûleur sans contrôle » nous apparaît erronée. Une émission de 10,67 t/an nous apparaît plus réaliste pour le cas de turbines avec brûleurs à flamme diffuse.

R-55 : Effectivement, la bonne valeur est 10,67 t/an. La correction a été apportée au tableau 3.7 présentant le bilan annuel révisé de composés organiques toxiques dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

Page 3-25, Tableau 3.8 Comparaison des émissions atmosphériques avec les normes en vigueur

QC-56 Il faut préciser que les normes indiquées s'appliquent aux émissions provenant de chaque groupe « turbine à gaz-chaudière de récupération » et non à la génératrice d'urgence et aux deux chaudières modulaires de secours.

QC-57 Il faut ajouter au tableau la norme d'émission d'ammoniac prévue au PRMRQA qui est de 5 ppm, moyenne sur 3 heures, sur base sèche à 15 % d'oxygène.

QC-58 Il faut indiquer que les valeurs limites prévues au PRMRQA pour le NO_x, le CO et le NH₃ sont des moyennes sur 3 heures.

QC-59 Il faut indiquer que la colonne « Projet » réfère aux émissions atmosphériques maximales du projet sans SCR.

QC-60 Il faut préciser à quoi correspondent les données de la colonne « Projet » du tableau : aux émissions maximales attendues de chacun des groupes « turbine à gaz-chaudière de récupération » ou à la moyenne des maximums des deux groupes.

QC-61 Il faut ajouter les valeurs d'émissions prévues se rapportant au cas avec SCR.

QC-62 Il faut préciser quelle est la base de temps des données de la colonne « Projet sans SCR » et celle pour le cas avec SCR (valeur instantanée, moyenne sur une heure, sur 2 heures, ...).

R-56 à 62 : Le tableau 3.8 a été corrigé pour tenir compte de l'ensemble des commentaires exprimés de QC-56 à QC-62 (voir chapitre 3 à l'annexe 2 de cet addenda). Pour la question QC-59, notez que le titre de la colonne « Projet » était exact puisque que, pour les matières particulaires, la valeur citée réfère au cas avec SCR.

Page 3-25, section 3.8.1.5 Bilan global des émissions et choix technologiques

QC-63 Il y a confusion sur la quantité prévue de dioxyde de carbone (CO₂) qui sera émise par la centrale (pages 3-25 et 3-26). Sera-t-elle de 1,77 ou de 1,71 Mt/an? Le bilan pourrait aussi être expliqué plus clairement au niveau des oxydes d'azote. Le texte de la page 3-25 et le tableau 3.9 portent à confusion.

R-63 Au bas de la page 3-25, on devrait remplacer « émissions totales de gaz carbonique » par « émissions nettes de gaz à effet de serre (exprimés en équivalent CO₂) ». Il est vrai que le texte concernant la baisse d'émissions de NO_x au bas de la page 3-25 mérite

quelques précisions. Les mêmes précisions doivent être aussi apportées à la baisse des émissions de gaz à effet de serre. En effet, on devrait plutôt dire « émissions nettes d'oxydes d'azote » au lieu de « émissions totales d'oxydes d'azote ». Le texte au bas de la page 3-25 a été clarifié dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-64 La note (1) du tableau 3.9 précise que les émissions de NO_x et de CO sont représentatives d'une production moyenne de vapeur. Ne s'agit-il pas plutôt d'une production moyenne d'électricité (507 MW) et de vapeur (200 t/h)?

R-64 : Il s'agit en fait d'une production moyenne pondérée d'électricité de 521 MW (547 MW en hiver et 507 MW en été) et d'une production moyenne de vapeur de 200 t/h. La note concernant la livraison de 40 MW ne devrait pas apparaître en bas de tableau. Les corrections appropriées ont été apportées dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

QC-65 Le tableau 3.6 présente le bilan des émissions atmosphériques annuelles de la centrale de cogénération en supposant une disponibilité de 95 % à pleine charge et l'utilisation des brûleurs de post-combustion durant toute l'année. Le tableau 3.9 présente le même bilan des émissions, mais en précisant à la note (1) au bas du tableau que les émissions reliées à la livraison de 40 MW d'électricité additionnelle pouvant être requise par Hydro-Québec sont exclues. Il semble y avoir contradiction. Des explications sont nécessaires pour mieux comprendre de quoi il s'agit.

R-65 : Les bilans annuels des tableaux 3.6 et 3.9 pour les émissions de TCE sont basés sur les mêmes hypothèses : production moyenne pondérée d'électricité de 521 MW (547 MW en hiver et 507 MW en été) et production moyenne de vapeur de 200 t/h. La note concernant la livraison de 40 MW additionnels ne devrait pas apparaître en bas de tableau. Les corrections appropriées ont été apportées dans la réédition du chapitre 3 de l'étude d'impact présentée à l'annexe 2 de cet addenda.

Page 3-27, section 3.8.1.5.2 Bilan global des oxydes d'azote (production d'électricité)

QC-66 Au deuxième paragraphe de la page 3-27, il est écrit « ...lutte contre les précurseurs de l'azote troposphérique. ». Il faut apporter la correction nécessaire.

R-66 Il s'agit bien sûr de l'ozone troposphérique.

QC-67 Il faut présenter au tableau 3.10 les données d'émissions annuelles de NO_x pour la centrale du Suroît avec et sans SCR pour que la base de comparaison avec la centrale de Bécancour soit la même.

R-67 : Les émissions annuelles de NO_x de la centrale de cogénération avec SCR ont été ajoutées au tableau 3.10. Quant aux émissions de la centrale du Suroît sans SCR, elles se chiffrent à près de 2000 tonnes par an. Comme le projet de centrale du Suroît n'a pas été présenté sans SCR ; qu'il ne fait pas de cogénération et ne remplace aucune chaudière alimentée à l'huile ; et que s'il est autorisé il aura obligatoirement un SCR, il n'est pas approprié de le présenter au tableau 3.10.

Page 3-28, section 3.8.2 Gestion des eaux usées

QC-68 Dans cette section, le promoteur n'a pas inclus de sous-section sur les eaux de purge de la tour de refroidissement alors que tous les autres rejets liquides sont décrits. Une sous-section sur ces eaux doit être ajoutée.

R-68 : Une sous-section a été ajoutée à la version révisée du chapitre 3 (annexe 2 de cet addenda) pour les eaux de purge de la tour de refroidissement.

QC-69 Il faut préciser quelles sont les capacités et le temps de séjour des bassins de rétention et de sédimentation. Ces bassins sont-ils imperméables?

R-69 : Il faut tout d'abord clarifier le fait qu'il n'y ait plus qu'un seul bassin extérieur, que nous avons décidé d'appeler bassin de rétention. Ce bassin servira en fait de bassin de pompage pour les pompes qui transféreront l'effluent vers l'émissaire de Norsk Hydro. La conception n'est pas finalisée mais on anticipe que sa capacité sera inférieure à 1300 m³. Le temps de séjour moyen sera donc inférieur à 16 heures. Au minimum, ce bassin sera équipé d'une membrane recouvrant le fond du bassin, pour prévenir les fuites. Au fur et à mesure de l'évolution du design, il est possible que ce bassin devienne un puits de pompage en béton, couvert pour prévenir le gel en hiver, qui collecterait l'ensemble des rejets liquides de la centrale avant qu'ils ne soient pompés à l'émissaire de Norsk Hydro.

QC-70 Il faut fournir les données de conception et la capacité des systèmes de prétraitement et de traitement (neutralisation, déphosphatation, séparateur d'huile, etc.) ainsi que le suivi préconisé pour chacun de ces équipements.

R-70 : Les informations sur le système de prétraitement seront disponibles seulement à l'étape d'ingénierie détaillée.

Pour la capacité du réservoir de neutralisation, voir réponse à la question 23. Il y aura un contrôle du pH à la sortie du réservoir de neutralisation.

Il n'y aura pas de système de déphosphatation.

La capacité de traitement du séparateur d'huile sera de l'ordre de 20 m³/h. Voir réponse à la question 134 pour le suivi de cet équipement.

QC-71 Il faut préciser si le bassin de mélange et le bassin de rétention mentionnés dans cette section correspondent au même équipement.

R-71 : Le bassin de mélange correspondait au bassin de rétention de la figure 3.3. Ce bassin, désormais appelé réservoir collecteur, sera localisé dans le bâtiment du traitement d'eau. Les dessins et le chapitre 3 ont été corrigés en conséquence.

QC-72 En page 3-15, il est précisé qu'il y aura quelques journées d'arrêt complet ou partiel de la centrale (groupes turboalternateur, production). Lors de ces événements, les caractéristiques de l'effluent mentionnées au tableau 3.11 changeront-elles ? Si oui, il faut préciser le détail de ces modifications.

R-72 : Voir le tableau 3.11 modifié à l'annexe 2 de ce document.

QC-73 Il faut donner plus de détails sur les traitements chocs à l'hypochlorite de sodium décrit à la page 3-31: la fréquence de ceux-ci, la concentration de chlore dans le système et leur durée. Il est dit qu'une déchloration sera effectuée « au besoin », quels sont les critères qui définiront ce besoin? Peut-on définir tout de suite le besoin de déchloration?

R73 : Contrairement à ce qui avait été indiqué à la p.3-31, le programme de chloration consistera probablement en une combinaison de dosage en continu et de traitement choc, afin de contrôler la croissance microbologique. La concentration en chlore résiduel dans l'eau de la tour de refroidissement sera maintenue continuellement à une concentration variant entre 0,05 et 0,15 mg/l en injectant en continu de l'hypochlorite de sodium en solution (12%) dans l'eau de la tour de refroidissement. Le niveau le plus bas de l'échelle de chlore résiduel est préférable aussi longtemps que le système d'eau de refroidissement est gardé propre.

En addition au dosage continu d'hypochlorite de sodium, un traitement choc est recommandé (chlore résiduel de 1 à 2 mg/l) deux fois par jour pour une période de 10 à 15 minutes chacune. Pour prévenir une perte d'eau à concentration élevée de chlore résiduel dans la purge de la tour de refroidissement, il faudra maintenir la vanne de la purge de la tour en position fermée pour au moins 30 minutes à partir du début du traitement choc.

Il faut souligner que le programme de traitement final sera défini en collaboration avec le professionnel en traitement d'eau qui fournit les produits chimiques (ex : Betz, Nalco, etc.), lorsque toutes les composantes de la tour seront connues du fournisseur retenu.

Du bisulfite de sodium ou du sulfite de sodium seront injectés dans la conduite de purge de la tour de refroidissement, tant que chlore résiduel qui y sera mesuré dépassera l'OER (0,3 mg/l). Tout le chlore résiduel non réagi ou non déchloré sera consommé quand la purge de la tour de refroidissement sera mélangée avec le reste des effluents dans le bassin de rétention.

Le chlore sera mesuré en continu dans la conduite de la purge de la tour de refroidissement et à l'effluent final.

Page 3-28, section 3.8.2 Gestion des eaux usées et Figure 3.3 Bilan d'eau préliminaire

QC-74 Les descriptions des modes de gestion de cette section ne correspondent pas toujours au diagramme d'écoulement présenté à la figure 3.3. Il faut apporter les corrections nécessaires. Entre autres, si le bassin de rétention correspond au bassin de mélange, il serait préférable d'utiliser la même appellation à la figure 3.3 et partout dans le texte. L'utilisation d'appellations différentes porte à confusion.

R-74 : Le bassin de mélange correspondait au bassin de rétention de la figure 3.3. Ce bassin, désormais appelé réservoir collecteur, sera localisé dans le bâtiment du traitement d'eau. Les dessins et le chapitre 3 ont été corrigés en conséquence. Le texte du chapitre 3 et la figure 3.3 ont été harmonisés (voir l'annexe 2 de cet addenda).

QC-75 Le bilan d'eau doit être complété par l'ajout des intrants et des extrants des divers équipements. Les points d'ajout de produits chimiques (alun, métabisulfite de sodium, etc.) doivent figurer de même que les points de contrôle (pH, huiles et graisses, MES, etc.). La source des eaux de nettoyage des compresseurs doit être ajoutée. En considérant les commentaires précédents, il faut fournir un schéma révisé incluant un bilan massique complet correspondant à la description énoncée dans le document tant au niveau de l'eau que de la vapeur.

R-75 : Un schéma modifié apparaît au chapitre 3 révisé (voir l'annexe 2 de cet addenda). Les principaux points de contrôle et les principaux points d'ajout des principaux produits chimiques (H_2SO_4 , NaOH, NaClO, autres additifs) y ont été ajoutés.

Page 3-29, Tableau 3.11 Caractéristiques des effluents liquides de la centrale

QC-76 Il faut préciser si les caractéristiques des effluents liquides de la centrale présentées au tableau 3.11 doivent être considérées comme des concentrations de rejet moyennes à long terme ou des concentrations de rejet maximales quotidiennes.

R-76 : Voir réponse à la question 72.

QC-77 Dans ce tableau, il est surprenant que la concentration en phosphore de l'eau du parc soit à 0,5 mg/l alors que, selon les données du MENV, celle-ci serait plutôt de 0,026 mg/l en moyenne avec un maximum de 0,05 mg/l. Il faut préciser quelle est la concentration en phosphore à l'effluent s'il n'y a pas de déphosphatation.

R-77 : La valeur a été corrigée à 0,05 mg/l. La concentration de phosphore à l'effluent sera d'environ 1,0 mg/l en moyenne, avec une valeur maximale de moins de 1,5 mg/l, et ceci sans déphosphatation. Ces niveaux rencontrent l'objectif environnemental de rejet (OER) de 4,6 mg/l présenté à la réponse de la question 110.

QC-78 Le tableau 3.11 présente les caractéristiques des effluents liquides de la centrale. Est-ce que ces caractéristiques reflètent la composition lors d'un événement de chloration ou non? Si oui, avec ou sans déchloration? Il faut préciser.

R-78 : Les valeurs présentées au tableau 3.11 reflètent bien la composition de l'effluent final durant la chloration de l'effluent. Lors d'un traitement choc, l'effluent de la tour de refroidissement subira une déchloration, si la concentration en chlore résiduel est supérieure à l'OER (0,3 mg/l) (voir réponse à la question 110).

Page 3-33, section 3.8.2.6 Eaux de ruissellement

QC-79 En page 3-33, il est mentionné que « les eaux de ruissellement seront captées en fonction de l'utilisation de la surface drainée ». Or, outre les eaux des bassins de rétention des transformateurs, quelles eaux seront éliminées avec les autres eaux usées? Quels sont les critères qui seront utilisés pour déterminer quelles seront les surfaces dont l'eau de drainage sera considérée comme de l'eau usée? Ces critères s'appliquent à la gestion des neiges usées.

R-79 : Le site de la centrale sera desservi par un réseau de fossés d'eau pluviale qui drainera le stationnement, les chemins et les aires autour des bâtiments, où l'eau de drainage sera non contaminée. Les eaux des bassins de transformateurs seront acheminées successivement vers le séparateur d'huile, le réservoir collecteur et le bassin de rétention. Quant aux eaux pluviales accumulées dans l'aire de confinement des réservoirs extérieurs, elles seront dirigées vers le réservoir collecteur puis le bassin de rétention. Voir la réponse à la question 82 pour les neiges usées.

QC-80 À la section 3.6.2, on mentionne qu'un bassin de rétention temporaire sera installé pour recevoir les eaux de surface pendant la construction. Nous recommandons que ce bassin soit permanent et conçu pour recevoir les eaux de ruissellement du site pendant l'exploitation de la centrale.

R-80 : En période d'exploitation, le site de l'usine sera essentiellement occupé par les bâtiments, les surfaces asphaltées ou gazonnées. De plus, les activités de la centrale ne sont pas de nature à générer des poussières qui s'accumuleraient sur le site et qui contamineraient les eaux pluviales. Par conséquent, il est anticipé que les eaux pluviales collectées par le réseau de fossés de la centrale seront très peu chargées en matières en suspension.

Il est envisagé de conservé le fossé de sédimentation des eaux pluviales (voir réponse à la question 36) pendant la période d'exploitation si le suivi démontre que le critère de rejet n'est pas rencontré. Dans le cas contraire, le fossé de sédimentation serait plutôt démantelé et les eaux pluviales seraient rejetées directement dans les fossés de drainage du parc industriel.

QC-81 Le mode de gestion des eaux pluviales accumulées dans les digues de confinement des réservoirs extérieurs doit être indiqué.

R-81 : Voir réponse à la question 79.

Page 3-34, section 3.8.3 Rejets solides et semi-solides

QC-82 Il faut préciser comment seront gérées les neiges usées lors de la construction et de l'exploitation de la centrale.

R-82 : En ce qui concerne l'enlèvement de la neige, un contrat sera donné à un entrepreneur pour le déneigement. La neige sera poussée en bordure des chemins et du stationnement.

Page 3-34, section 3.8.3.1 Huiles usées et solvants usés

QC-83 Les huiles et les solvants usés doivent être entreposés dans un lieu d'entreposage de matières dangereuses résiduelles conforme à la réglementation.

R-83 : Toutes les matières dangereuses résiduelles, incluant les huiles et les solvants usés, seront gérées conformément au Règlement sur les matières dangereuses. Ceci a été mentionné à la section 3.8.3 de l'étude d'impact.

Chapitre 4 - Description du milieu**Page 4-16, section 4.2.4 Hydrographie**

QC-84 La section portant sur l'hydrographie locale doit décrire au moins brièvement les canaux du parc industriel.

R-84 : Les fossés et canaux situés dans le plus grand parc industriel à grand gabarit du Québec suivent les lotissements des anciennes terres agricoles. Ces fossés et canaux sont illustrés à la figure 16 présentée à l'annexe 1 de cet addenda. De façon générale, ils sont orientés parallèlement ou perpendiculairement au fleuve et ils s'écoulent vers le fleuve. En bordure du Saint-Laurent et sur une bonne partie de l'île Montesson, les fossés se trouvent en plaine inondable, un milieu propice à la fraye et à l'alevinage de certaines espèces de poissons, tel que mentionné à l'étude d'impact à la page 4-34. Tel que montré à la figure 3 du volume 2, les zones de fraie répertoriées sont en bordure du parc industriel, dans les parties basses près du fleuve et sur l'île Montesson. La fraie a lieu surtout dans la période des hautes eaux au printemps. Soulignons que la construction de la rue Pierre-Thibault (qui forme une digue) a eu pour conséquence de soustraire de la zone inondable les terrains situés au sud de cette dernière.

La fonction première des fossés de drainage situés dans le parc industriel est de drainer les terrains industriels et les infrastructures routières qui les bordent. Toutes les eaux de pluie qui tombent sur les terrains des industries sont rejetées aux fossés de drainage, certaines industries étant dotées de bassins de sédimentation qui permettent de sédimenter les particules ayant pu être entraînées par les pluies. Certaines des industries du Parc industriel y rejettent également leurs eaux de refroidissement. D'ailleurs, le règlement de la ville de Bécancour pour les rejets à l'égout pluvial ne s'appliquent pas dans le Parc Industriel. Le Parc industriel entretient régulièrement ses fossés. Ces travaux ont lieu ordinairement à la saison sèche, lorsque le niveau de l'eau dans les fossés est bas.

Page 4-17, section 4.2.5 Qualité des eaux de surface

QC-85 Le tableau 4.9 présente les fréquences et les amplitudes de dépassement pour quelques métaux. Celui-ci doit être complété par les données compilées et les critères de qualité de l'eau retenus dans l'interprétation. La provenance des critères doit être indiquée.

*R-85 : Les données du tableau 4.9 proviennent intégralement du document intitulé **Synthèse des connaissances sur les aspects physiques et chimiques de l'eau et des sédiments du secteur d'étude Trois-Rivières-Bécancour, rapport technique**. Ce rapport a été produit en 1998 par Pelletier et Fortin dans le cadre du plan d'action Saint-*

Laurent Vision 2000. Les données compilées ne sont pas présentées dans ce rapport et les critères de qualité de l'eau utilisés sont les critères pour l'eau brute et pour la vie aquatique et faune associée (toxicité chronique) élaborés par le ministère de l'Environnement et de la Faune (MEF) du Québec (1990 rév. 1992). Ces deux usages peuvent être résumés comme suit :

- *Eau brute : Un objectif pour l'eau brute est la concentration aqueuse d'un produit à ne pas dépasser dans le milieu pour préserver à long terme les usages (alimentation en eau et consommation d'organismes aquatiques) reliés à la santé humaine et pour maintenir la qualité esthétique de l'eau à un niveau acceptable pour les usages domestiques*
- *Vie aquatique et faune associée (toxicité chronique) : Ce critère correspond à la concentration aqueuse d'une substance à laquelle les organismes et leur progéniture peuvent être exposés indéfiniment sans subir d'effets néfastes.*

Page 4-32, section 4.3.2.3 Faune ichtyenne

QC-86 Il faut préciser à la page 4-35 où se trouve la figure 4.6.

R-86 : Il n'y a pas de figure 4.6. Le texte fait référence à la figure 3 du volume 2.

Page 4-44, section 4.4 Milieu humain

QC-87 Plusieurs municipalités sont mentionnées dans cette section, une carte du secteur permettrait de mieux comprendre la description du milieu et de mieux situer les municipalités.

R-87 : La figure 17 à l'annexe 1 de cet addenda montre les diverses municipalités et secteurs de Bécancour.

Page 4-44, section 4.4.1 Cadre administratif

QC-88 Il est précisé dans cette section que la réserve amérindienne Abénakis de Wôlinak est enclavée dans la MRC de Bécancour. Cette communauté a-t-elle été invitée à participer aux rencontres d'information organisées par TransCanada?

R-88 : Il n'y a pas eu d'invitations spéciales transmises à la réserve amérindienne Abénakis de Wôlinak. Ceux-ci ont été informés de la tenue de la rencontre du 10 juin 2003 par le biais des journaux régionaux locaux.

Page 4-55, section 4.4.6 Patrimoine historique et archéologique

QC-89 Il faut expliquer comment les recommandations de l'étude de potentiel archéologique du futur site de l'usine réalisé par la firme Arkéos seront suivies compte tenu de l'échéancier serré.

R-89 : TransCanada mandatera Arkéos de procéder aux fouilles dès l'automne 2003.

Page 4-56, section 4.5 Climat sonore

QC-90 Il faut préciser si la Ville de Champlain, située sur la rive nord du Saint-Laurent en face du Parc industriel de Bécancour, peut être influencée par le bruit de la construction et de l'exploitation de la centrale de cogénération de Bécancour.

R-90 : Cette précision relève de l'évaluation des impacts. Or les figures 8, 9 et 10 du volume 2 de l'étude d'impact montrent bien que la ville de Champlain, sur la rive nord du Saint-Laurent ne peut être influencée par le bruit de la construction et de l'exploitation de la centrale de cogénération de Bécancour.

Page 4-64, section 4.5.5.1 Ministère de l'Environnement du Québec (MENV) et page 4-68, Tableau 4.28 Résumé des limites de bruit pour l'exploitation de la future centrale

QC-91 Les mesures initiales démontrent que les résidences situées aux points P2 et P3 bénéficient actuellement d'un climat sonore nettement inférieur aux critères de la note d'instruction 98-01 sur le bruit. Si l'introduction d'une nouvelle source porte les niveaux sonores à 50 dB la nuit et à 55 dB le jour, ce que la note d'instruction permet en zone industrielle, les résidents subiront une détérioration brusque et significative du climat sonore. Dans ce contexte et en vertu des principes de précaution et de réduction à la source, il nous semble opportun d'établir des critères plus restrictifs. Nous préconisons de limiter la contribution sonore de la centrale, telle que ressentie aux points P2 et P3, aux niveaux ambiants actuels. Ceci assure à ces résidences la même protection à laquelle elles auraient droit si elles se situaient en zone résidentielle. Cet objectif nous apparaît faisable. Il assure aux points de réception P2 et P3 une meilleure protection contre une détérioration soudaine et marquée du climat acoustique advenant la réalisation du projet actuel ou d'autres projets futurs dans le Parc de Bécancour.

Il faut tenir compte de ces nouveaux critères d'évaluation à la section 4.5.5.1 et au tableau 4.28.

R-91 : Les critères de climat sonore devraient être maintenus aux niveaux indiqués dans la note d'instruction. Il n'y a pas lieu de tenir compte de nouveaux critères d'évaluation. En pratique, le critère contraignant est le critère de 70 dBA à la limite de propriété. Avec une atténuation requise de 7 dBA pour respecter le critère de 70 dBA, les niveaux attendus du bruit de la centrale pendant la période d'exploitation sera aux points P2 et P3 seront respectivement de 42 dBA et de 40 dBA (voir tableau 6.13 de l'étude d'impact), soit des niveaux inférieurs aux niveaux de bruit mesurés la nuit soit de 42 à 49 dBA au point P2 et 43 à 48 dBA au point P3, (soit un impact faible tel qu'indiqué au tableau 6.14).

Chapitre 6 - Description et évaluation des effets environnementaux**Page 6.1, section 6.1.1.1 Période de construction (Qualité de l'air)**

QC-92 Le lavage des roues de camion est-il envisagé afin de contrôler les émissions de poussière?

R-92 : Non, pour le moment, le lavage des roues de camions n'est pas une mesure envisagée pour contrôler les émissions de poussières. La mesure envisagée est

d'aménager aussitôt que possible l'accès au site sur du concassé, de sorte que les roues de camion seront propres avant de quitter le site. Autrement, il faudrait gérer l'eau de lavage avant son retour au fossé, alors que l'ensemble des infrastructures ne sera pas encore aménagé.

Page 6-5, section 6.1.1.2.1 Méthodologie d'évaluation des concentrations de contaminants dans l'air ambiant, Données d'air ambiant

QC-93 Existe-t-il des données d'acroléine, d'acétaldéhyde et de formaldéhyde mesurées dans l'air ambiant, au voisinage ou à l'intérieur du Parc de Bécancour? Existe-t-il des données plus récentes que celles présentées sur les concentrations de benzène ou de HAP dans le Parc de Bécancour.

R-93 : Au meilleur de notre connaissance, il n'existe pas de résultats de mesures d'acroléine, d'acétaldéhyde ou de formaldéhyde dans l'air ambiant dans la région de Bécancour. Des mesures de benzène et de HAP dans l'air sont effectués respectivement par Petresa Canada inc. (usine d'alkylbenzène linéaire) et l'Aluminerie de Bécancour dans le cadre de leurs programmes de suivi environnemental.

Selon le MENV, les résultats des mesures de benzène dans l'air ambiant effectuées par Petresa à Bécancour, sur le site de la station météorologique d'Hydro-Québec, sont plus élevées que celles présentées dans l'étude d'impact, ces dernières étant mesurées dans le village de Bécancour. La qualité (validité) des mesures effectuées par Petresa est cependant mise en doute par le MENV. Aussi, bien qu'il soit prévisible que les concentrations de benzène dans l'air ambiant à proximité de l'usine de Petresa soient plus élevées qu'au village de Bécancour, la contribution du projet de TCE contribue à moins de 0,03% et 0,12% respectivement des critères journalier et annuel du MENV alors que le niveau de fond mesuré dans le village de Bécancour représente déjà 800% du critère annuel du MENV. Étant donnée que la contribution maximale du projet est tellement faible par rapport au niveau ambiant, l'ajout de résultats de mesures supplémentaires, dont la qualité peu être qualifiée de douteuse, n'apporterait pas à notre avis d'éléments supplémentaires pouvant modifier les conclusions de l'analyse des impacts du projet sur la qualité de l'air ambiant.

Dans le cas des mesures de HAP effectuées par l'Aluminerie de Bécancour, ABI ayant acquiescé à notre demande mais ne pouvant pas nous transmettre les résultats avant le retour de vacances estivales du personnel chargé de ce dossier, les résultats seront transmis dès que possible.

Page 6-8, Tableau 6.1 Paramètres d'émission utilisés dans l'étude de dispersion atmosphérique

QC-94 Le tableau 6.1 doit indiquer les débits (m^3/s), sur base humide et base sèche, des gaz de combustion émis par cheminée ainsi que les pourcentages d'oxygène.

R-94 : Ces informations ont été ajoutées au tableau 6.1 révisé, ci-joint en annexe 3.

Page 6-10, tableau 6.3 Sommaire des résultats pour le dioxyde d'azote

QC-95 Le tableau 6.3 doit présenter les résultats pour le cas avec SCR.

R-95 : Les résultats pour le cas avec SCR ont été ajoutés au tableau 6.3 révisé (voir l'annexe 3 cet addenda.

Page 6-11, tableau 6.4 Sommaire des résultats de l'étude de dispersion atmosphérique

QC-96 Il est écrit à la page 6.13 : « Avec un système de réduction de NO_x, les résultats présentés aux tableaux 6.3 et 6.4, de même que ceux présentés aux figures 5 à 7 seraient environ 3 fois plus faibles ». Quels sont les paramètres du tableau 6.4 qui sont visés par cette affirmation?

R-96. Seulement le dioxyde d'azote (NO₂).

QC-97 Le tableau devrait être complété pour inclure les NO_x et le SO₂ pour le cas avec SCR.

R-97 : Le tableau 6.4 a été scindé en deux : le tableau 6.4 a) cas avec SCR et le tableau 6.4 b) cas sans SCR. Les deux tableaux apparaissent en annexe 3.

QC-98 Afin d'éviter toute confusion, deux tableaux doivent être présentés, l'un pour le cas sans SCR et l'autre avec SCR.

R-98 : Voir réponse 97.

Page 6-13, section 6.1.1.2.3 Effets anticipés sur les concentrations de contaminants secondaires (ozone et particules fines)

QC-99 Sans prendre en considération la diminution des sources actuelles de NO_x résultant de la fermeture des chaudières de Norsk Hydro et de PCI, pouvez-vous estimer l'augmentation de la concentration horaire d'ozone à des distances plus ou moins grandes de la centrale (3 km et 10 km)?

R-99 : La méthodologie d'évaluation pour l'augmentation des concentrations d'ozone reliée aux émissions de NO_x (typiquement 10% de NO₂ et 90% de NO) est basée sur un calcul de la conversion du NO en NO₂ dans l'atmosphère, puis en posant l'hypothèse que tout le NO₂ ainsi formé se transforme instantanément de l'ozone, en négligeant le quasi-équilibre chimique NO₂ ↔ NO + O₃.

Dans un premier temps, la concentration maximale horaire de NO₂ dans la zone d'étude a été calculée en considérant une conversion partielle du NO en NO₂, suivant la méthode de Jannsen (1988) indiquée dans le Guide de modélisation du MENV. Cette méthode permet d'estimer le taux de conversion du NO (90% des émissions de NO_x de la centrale sont en fait du NO) en NO₂ durant le jour en fonction de la concentration d'ozone, de la vitesse du vent et de la distance de la source. Le calcul de conversion a été effectué pour chaque

heure modélisée en fonction de la vitesse du vent pour une concentration d'ozone élevée (> 90 ppb ($180 \mu\text{g}/\text{m}^3$)), ce qui maximise le taux de conversion. La concentration d'ozone a été supposée constante dans la modélisation, ce qui maximise aussi le taux de conversion du NO en NO_2 .

Le taux de conversion en NO_2 est donné par $A(1-e^{-\alpha x})$, où A est égal à 0,88, α varie de 0,20 par vent faible à 0,45 par vent fort et x est la distance de la source en kilomètre. Étant donné que la production d'ozone nécessite un rayonnement solaire fort et que les épisodes d'ozone surviennent en été, seules les concentrations calculées le jour entre mai et septembre sont considérées.

En second lieu, la concentration d' O_3 potentiellement formée est obtenue en supposant que tout le NO_2 se transforme en ozone, en multipliant le résultat pour le NO_2 par le rapport des masses molaires (48/46).

Finalement, afin de considérer le temps de réaction pour produire l'ozone à partir du NO_2 , seuls les résultats obtenus entre 3 et 10 km de la source sont considérés.

La concentration maximale horaire d'ozone additionnel ainsi calculée est de 5 à $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$ à 3 km de la source et de 6 à $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ à 10 km de la source pour le cas sans système de réduction catalytique(SCR) des NOx. Sur une base de 24 heures, les résultats sont de 1 à $2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ à 10 km de la source et de 1 à $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ à 3 km de la source. Avec un SCR, ces résultats seraient trois fois plus faibles.

Par rapport aux concentrations observées au cours d'épisodes de pollution par l'ozone (dépassement de la norme) ou par rapport à la norme horaire de l'ozone dans l'air ambiant ($160 \mu\text{g}/\text{m}^3$), ces résultats sont plutôt faibles (de 4 à 6% à 10 km pour le cas sans SCR).

Il faut également tenir compte du fait qu'un appliquant la même méthodologie aux émissions actuelles des chaudières de Norsk-Hydro et de Pionneur, on obtiendrait des concentrations additionnelles d'ozone plus élevées, puisque les concentrations de NOx calculées pour ces sources sont plus élevées que celles calculées pour le projet de TCE (voir tableau 6.3 de l'étude d'impact).

Ainsi, bien que les émissions de NOx de TCE puisse contribuer localement à une légère augmentation des niveaux horaires d'ozone à un endroit donné, au même moment, la fermeture des chaudières de Norsk-Hydro et de Pionneur entraînerait une baisse comparable des niveaux d'ozone à un autre endroit.

Selon ces résultats, il est clair que le projet n'entraînerait pas d'épisodes supplémentaires de pollution par l'ozone et que la durée de ces épisodes ne serait pas influencée par le projet.

Page 6-19, section 6.1.2.1 Période de construction

QC-100	Comme indiqué dans nos commentaires à la section 3.6.2, les eaux rejetées du bassin de sédimentation temporaire des eaux de ruissellement devront contenir un niveau maximal en MES de 25 mg/l. Toutefois, compte tenu de la sensibilité du milieu récepteur, il est possible que des concentrations plus faibles de MES soient exigées.
--------	--

R-100 : Nous sommes d'avis que les exigences du MENV devraient être maintenues à 25 mg/l pour les MES compte tenu de la vocation industrielle des terrains et de la faible sensibilité du milieu récepteur (fossés de drainage). Les milieux sensibles sont situés à 1400 m en aval du point de rejet, il s'agit des frayères situées le long du fleuve ou sur l'île Montesson. Considérant la distance des milieux sensibles, que ceux-ci sont inondés au printemps, alors que les travaux générant davantage de MES se dérouleront l'automne, aucun impact n'est appréhendé à leur égard relativement aux matières en suspension.

QC-101 À la page 6-20, premier paragraphe, il faut modifier « Ces mesures sont décrites à la section 6.1.4 » par « Ces mesures sont décrites à la section 6.1.3 ».

R-101 : La référence aurait dû être à la section 6.1.3.

Page 6-23, section 6.2.2.2 Ichtyofaune

QC-102 Il est mentionné que l'effluent de la centrale de cogénération refroidira légèrement celui de Norsk Hydro. Il faut fournir plus de détails sur les variations de température envisagées au cours d'une même journée et selon les saisons.

R-102 : L'effluent de la centrale aura une température moyenne d'environ 12 °C l'hiver et d'environ 22 °C l'été, avec une température maximale de l'ordre de 38 °C. Au cours d'une même journée, les variations de température du rejet suivront les écarts enregistrés pour la température de l'air ambiant, mais avec une amplitude de seulement 3 à 5 °C.

Par ailleurs, la charge thermique de l'effluent de la centrale sera très faible par rapport à la charge thermique de Norsk Hydro. En y ajoutant le rejet de la centrale, la température du rejet de Norsk Hydro devrait diminuer de l'ordre de 1,5 °C.

Page 6-25, section 6.2.2.2 Ichtyofaune, Paramètres de rejet

QC-103 Il faut expliquer pourquoi le débit de l'effluent de TransCanada mentionné en page 6-25 (100 m³/h) ne correspond pas au débit d'effluent véhiculé ailleurs dans l'étude d'impact qui est de (79,2 m³/h).

R-103 : Les débits de 79,2 et 100 m³/h correspondent respectivement au débit moyen en hiver et au débit maximum en été. Après discussion avec la spécialiste du MENV, il a été convenu que les modélisations avec Cormix devraient être faites avec des conditions moyennes de débit de rejet l'hiver et l'été, soit respectivement 79,2 et 89 m³/h. Voir les résultats à la réponse à la question 104.

QC-104 Il faut expliquer pourquoi le débit de 43 200 m³/jour (1 800 m³/heure) a été retenu pour l'effluent de Norsk Hydro lors de la modélisation estivale alors que, selon la Direction régionale du MENV, le débit moyen de l'entreprise entre juin et octobre 2002 est de 28 416 m³/jour et au maximum de 30 072 m³/jour. La modélisation CORMIX, faite en conditions hivernales et présentée à l'annexe I, ne reflète pas le débit hivernal de Norsk Hydro donné en page 6-25. La modélisation avec CORMIX et l'interprétation des données doivent être reprises sur ces bases.

R-104 : Norsk Hydro nous avait fourni ces données. Après vérification, Norsk Hydro confirme la représentativité des valeurs mentionnées par le MENV, pour leur capacité de production de magnésium actuelle. Bien que le cas réel constitue un cas plus favorable pour la dilution de l'effluent dans les eaux du fleuve (comparativement au scénario de l'étude d'impact), la modélisation avec le modèle Cormix a été reprise avec les paramètres suivants :

- Débit de l'émissaire : 79,2 m³/h (TCE) et 1 000 m³/h (Norsk Hydro) pour un total de 1 079 m³/h l'hiver. La température moyenne du rejet de TCE sera d'environ 12 °C, une valeur nettement inférieure à celle du rejet de Norsk (35 °C). Une température de rejet de 35 °C a été utilisée pour la modélisation.
- Débit de l'émissaire : 89 m³/h (TCE) et 1 184 m³/h (Norsk Hydro) pour un total de 1 273 m³/h l'été. La température moyenne du rejet de TCE sera d'environ 22 °C, une valeur inférieure à celle du rejet de Norsk (45 °C). Une température de rejet de 45 °C a été utilisée pour la modélisation.

La zone de mélange tolérée d'un émissaire est limitée par la plus sévère des contraintes suivantes: une longueur de 300 m, la demi-largeur du cours d'eau jusqu'à concurrence de 50 m ou une dilution de 1/100. Tel qu'indiqué dans le tableau ci-dessous, les résultats des simulations indiquent que le facteur de dilution à 300 m en aval du point de rejet varie entre 240 et 300, tandis que le facteur de dilution au point où le panache atteint 50 m de largeur varie entre 590 et 700. Les résultats de la modélisation (voir annexe 5 du présent document) confirment que les conclusions de l'étude d'impact ne changent pas à savoir que le critère le plus restrictif pour les composés toxiques est le facteur de dilution maximal de 1/100.

Localisation	Facteur de dilution	
	Été (valeurs moyennes)	Hiver (valeurs moyennes)
300 m en aval	1/240	1/300
50 m de largeur	1/590	1/700

Page 6-25, section 6.2.2.2 Ichtyofaune, Évaluation de la toxicité des rejets liquides

QC-105 Le bassin de mélange mentionné dans cette page correspond-il au bassin de rétention de la figure 3.3?

R-105 : Le bassin de mélange correspondait au bassin de rétention de la figure 3.3. Ce bassin, désormais appelé réservoir collecteur, sera localisé dans le bâtiment du traitement d'eau. Les dessins et le chapitre 3 ont été corrigés en conséquence.

Page 6-26, Tableau 6.8 Qualité de l'effluent selon les critères du MENV

QC-106 Le tableau 6.8 doit traiter du chlore résiduel total et de l'aluminium. Certains produits de dégradation tels les trihalométhanes éventuellement formés lors de la chloration et la N-nitrosomorpholine doivent aussi y figurer.

R-106 : Une version révisée du tableau 6.8 apparaît ci-dessous. Le chlore résiduel a été ajouté au tableau, mais l'aluminium et les produits de dégradation ont été considérés uniquement dans le calcul des objectifs environnementaux de rejet (voir réponse à la question 110).

Le tableau 6.8 a pour but de montrer les hausses des concentrations attendues dans le milieu récepteur, afin de les comparer aux critères de qualité des eaux de surface. Pour faciliter cette comparaison, le tableau 6.8 a été modifié pour faire apparaître les concentrations attendues dans le milieu récepteur à 100 mètre en aval du point de rejet. Cette évaluation est basée sur les conditions moyennes en été et le facteur de dilution à 100 mètres en aval du point de rejet (1/85). Ces résultats démontrent que les hausses dues au rejet de la centrale seront faibles par rapport aux critères de qualité des eaux de surface.

Tableau 6.8 Concentrations dans l'effluent et hausses des concentrations dans le milieu récepteur en comparaison aux critères de qualité des eaux de surface du MENV

Paramètre	Concentration (mg/l)		Critère de qualité des eaux de surface (mg/l)		
	Effluent de TCE ⁽¹⁾	À 100 m en aval du point de rejet ⁽²⁾	Prévention de la contamination	Critère de vie aquatique aigu	Critère de vie aquatique chronique
Sulfates	294	0,24	500	300	Sans objet
Chlorures	123	0,10	250	860	230
Sodium	186	0,15	200	Sans objet	Sans objet
Matières en suspension	25	0,020	Sans objet	Augmentation de 25 mg/l	Augmentation de 5 mg/l
Huiles et graisses	< 5	< 0,0041	Sans objet	Sans objet	0,01
Morpholine	5	0,0041	Sans objet	11	0,48
Phosphore total	< 1,5	< 0,0012	Sans objet	Sans objet	0,03
Chlore résiduel	< 0,15	< 0,00012	0,6	0,1	0,003

(1) Effluent liquide combiné de la centrale avant mélange au rejet de Norsk-Hydro. Cet effluent tient compte de tous les rejets liquides envoyés au bassin de rétention.

(2) Hausses des concentrations évaluées avec les conditions moyennes en été, en tenant compte de la dilution par l'effluent de Norsk Hydro et du milieu récepteur.

QC-107 Le titre du tableau 6.8 doit préciser qu'il s'agit des critères de qualité des eaux de surface (MENV, 2001).

R-107 : Le titre a été modifié. Voir réponse à la question 106.

QC-108 La note (1) au bas du tableau 6.8 précise que la comparaison entre l'effluent et les critères de toxicité chronique est faite en considérant une dilution de 1 000. Pourquoi utiliser le facteur de dilution de 1 000 alors qu'à la page précédente, il est précisé que le facteur de dilution à retenir est de 100?

R-108 : Sans considérer le projet de la centrale, les simulations réalisées démontrent que le critère applicable à l'émissaire de Norsk Hydro pour définir la zone de mélange tolérée des composés toxiques est le facteur de dilution maximal de 1/100 (voir réponse à la question 104). Selon les conditions simulées, cette dilution est observée à une distance variant entre 100 et 150 mètres en aval du point de rejet. La dilution 1/1000 mentionnée dans la note au bas du tableau 6.8 avait pour but d'indiquer qu'elle serait la dilution réelle du rejet de la centrale à cette distance si en plus de la dilution dans le milieu (1/100), on ajoutait la dilution par l'effluent de Norsk Hydro (environ 1/10).

QC-109 La note (1) au bas du tableau 6.8 précise que l'effluent liquide combiné de la centrale comprend les eaux de purge des chaudières et des tours de refroidissement et l'effluent de l'unité de déminéralisation. À la figure 3.3, la purge du traitement du condensat et les eaux de lavage sont aussi acheminées au bassin de rétention. Il faut préciser quelle sera la composition de l'effluent de la centrale rejeté dans le tunnel de Norsk Hydro.

R-109 : Le tableau 6.8 représente la composition de l'effluent final en tenant compte de tous les rejets liquides envoyés au bassin de rétention, incluant la purge du traitement du condensat et les eaux de lavage.

QC-110 L'impact du projet sur le milieu aquatique ne peut pas être évalué à partir du tableau 6.8. Tel qu'il est demandé dans la directive, les effets sur la qualité des eaux de surface doivent être évalués en se basant sur les objectifs environnementaux de rejet (OER) spécifiques au projet.

R-110 : Les objectifs environnementaux de rejet du projet ont été calculés selon la méthode du MENV, i.e. en tenant compte de la concentration amont dans le milieu, et sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Paramètre	Usage	Critère (mg/l)	Amont (mg/l)	OER Concentration max. dans l'effluent (mg/l) ⁽¹⁾	Charge max. dans l'effluent (kg/j) ⁽²⁾
Chlorures	CVAA	860	19 ⁽³⁾	860	1 840
Sulfates	CVAA	300	23,5 ⁽³⁾	300	641
Phosphore total	CVAC	0,03	0,011 ⁽⁴⁾	4,6	9,8
Aluminium	CVAC	0,087	0,041 ⁽⁵⁾	4,6	9,8
Huiles et graisses	CVAC	0,01	0	1,0	2,1
Morpholine	CVAC	0,48	0	48	102
Nitrosamines	CPC(O)	0,00124	0	0,124	0,26
Chlore résiduel	CVAC	0,003	0	0,3	0,64
Bromodichlorométhane	CPC(O)	0,046	0	4,6	9,8
Dibromochlorométhane	CPC(O)	0,034	0	3,4	7,3
Dichlorométhane	CVAC	0,56	0	56	119
Tribromométhane	CVAC	0,065	0	6,5	13,9
Trichlorométhane	CVAC	0,08	0	8,0	17,1
Toxicité aiguë	CVAA	1 UTa	-	1 UTa	-
Toxicité chronique	CVAC	1 UTc	-	100 UTc	-

CVAA Critère de vie aquatique aigu.

CPC(O) Critère de prévention de la contamination des organismes aquatiques.

CVAC Critère de vie aquatique chronique.

UTa Unité toxique aiguë.

UTc Unité toxique chronique.

(1) Le facteur de dilution maximal de 1/100 a été utilisé lorsque l'usage est défini par CPC(O) ou CVAC, sauf dans le cas du phosphore, pour lequel le facteur de dilution à la limite de la zone de mélange tolérée a été utilisé (dans ce cas 1/240).

(2) Évaluée avec un débit de procédé moyen en été de 89 m³/h.

(3) Concentrations médianes mesurées à la station d'échantillonnage 00000092 de mai à octobre pour les années 1990 à 2002.

(4) Le MENV utilise une valeur de 0,011 mg/l de phosphore comme valeur amont dans l'évaluation des projets qui lui sont soumis.

(5) Données sur la qualité des eaux du fleuve Saint-Laurent 1990-1991, Serge Hébert (1993), avec un facteur de correction de 0,33 appliqué à la forme totale pour estimer la fraction du métal soluble à l'acide (donc plus bio-disponible).

QC-111 Il est écrit en page 6-26 que « l'effluent de la centrale n'aura aucun effet environnemental significatif sur l'ichtyofaune du canal de Beauharnois ». Il faut faire les corrections nécessaires.

R-111: Il aurait effectivement fallu conclure à un effet environnemental faible sur l'ichtyofaune du fleuve St-Laurent.

Page 6-27, section 6.3.2 Utilisation du sol et agriculture

QC-112 L'étude d'impact n'a pas couvert de façon satisfaisante le volet agricole présent à plus de 37 % de la superficie de la zone étudiée. Il faut compléter cette section par une description des activités agricoles présentes dans le secteur. Il faut également préciser si des impacts à long terme sont possibles sur les animaux ou sur les cultures horticoles présentes dans le secteur, consommées directement par les humains.

R-112 : En termes de production agricole, l'élevage laitier et la grande culture dominant dans la MRC de Bécancour. Tel que montré au tableau ci-dessous, les grandes cultures y sont, par ordre d'importance de superficie, le foin, le maïs en grain, la luzerne, le soja, l'orge, l'avoine, le maïs à ensilage, les céréales et le blé (Statistiques Canada, 2001). Selon le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation (Michel Dumont, technicien au MAPAQ, communication personnelle), les pratiques agricoles à l'intérieur du parc industriel de Bécancour ont été abandonnées depuis plus de sept ans. Les terres cultivées les plus rapprochées du parc se trouvent à l'ouest de la rivière Gentilly et le foin y est la culture dominante.

Statistiques portant sur les grandes cultures dans la M.R.C. de Bécancour, 2001

Culture	Nombre de fermes déclarantes	Superficie (ha)
Foin	277	9 819
Maïs en grain	180	7 009
Luzerne	155	4 228
Soja	103	3 543
Orge	164	2 882
Avoine	163	2 681
Maïs à ensilage	92	780
Céréales	36	684
Blé	19	534

Source : STATISTIQUE CANADA (2001). Agriculture 2001 recensement : Données sur les exploitations agricoles : première diffusion. Division de l'agriculture, Ottawa, 145 p.

On ne retrouve aucun élevage d'animaux à l'intérieur des limites du parc industriel de Bécancour. La ferme la plus rapprochée du parc se trouve à proximité de la rivière de Gentilly et l'élevage laitier y est pratiqué. Le tableau ci-dessous présente les différents types d'élevage dans la MRC et leur importance.

Statistiques portant sur les élevages d'animaux dans la M.R.C. de Bécancour, 2001

Type d'élevage	Nombre de fermes déclarantes	Nombre d'animaux
Bovins et veaux	313	24 757
Total des vaches :	295	11 795
Vaches laitières	206	8 902
Vaches de boucherie	101	2 893
Porcs	28	55 786
Moutons et agneaux	20	3 155
Poules et poulets	29	484 086

Source : STATISTIQUE CANADA (2001). Agriculture 2001 recensement : Données sur les exploitations agricoles : première diffusion. Division de l'agriculture, Ottawa, 145 p.

Pour ce qui est de l'impact de la centrale sur les cultures et les animaux, étant donné que l'on ne s'attend pas à une détérioration de la qualité de l'air ambiant par rapport à la

situation actuelle, il ne devrait pas y avoir d'impact sur les cultures ou les animaux, ni à court ou à long terme.

Page 6-30, section 6.3.4.1 Réseau routier et Page 6-50, section 6.3.9.2 Effets du panache de vapeur sur le milieu visuel

QC-113 Il serait important d'informer les entreprises avoisinantes de la présence occasionnelle d'un panache de vapeur et d'évaluer avec elles quels seront les effets possibles du brouillard et du glaçage sur leurs activités de production. RHI et Silicium Bécancour, entre autres, entreposent leurs matières premières à l'extérieur et effectuent beaucoup de manutentions.

R-113 : Une séance d'information sera tenue au cours de l'automne, au cours d'une rencontre avec Comité des Entreprises et des Organismes du Parc Industriel (CEOP).

Page 6-32, section 6.3.4.4 Aqueduc et égouts

QC-114 Il faut préciser si le système de traitement des eaux usées du Parc industriel de Bécancour possède une capacité suffisante pour accepter l'effluent de l'usine de cogénération. Il faut préciser également si les eaux usées sanitaires sont acheminées vers le réseau d'égouts de la ville ou vers celui du Parc industriel de Bécancour.

R-114 : Le Parc industriel possède son propre réseau d'égout desservant le parc industriel, indépendant du réseau de la ville de Bécancour. Le débit des eaux usées sanitaires de la centrale (de 2 ou 3 m³/j) est minime et sera acheminé par le réseau d'égout du parc industriel vers le système de traitement des eaux usées sanitaires du parc Industriel. Le débit moyen traité est moins de 3000 m³/jour. Le système de traitement des eaux usées du parc possède donc la capacité de traitement nécessaire pour accepter ce rejet de TCE.

Page 6-34, section 6.3.6 Santé humaine, Contaminants classiques

QC-115 La référence au tableau 6.2 est inexacte.

R-115 : Il fallait référer au tableau 6.4.

Page 6-46, section 6.3.8 Retombées économiques

QC-116 Il est mentionné à la page 6-47 que le projet de cogénération pourrait attirer de nouvelles industries consommatrices de vapeur. Il faudrait préciser si la centrale de cogénération de Bécancour, telle que conçue présentement, peut fournir de la vapeur à d'autres industries que Norsk Hydro et PCI tout en respectant son contrat actuel de production d'électricité signé avec Hydro-Québec.

R-116 : La centrale de cogénération, telle que conçue présentement, peut fournir de la vapeur à d'autres industries que Norsk Hydro et PCI tout en respectant son contrat actuel de production d'électricité signé avec Hydro-Québec. Tout dépendant de la quantité de vapeur requise, il est possible toutefois que des chaudières modulaires additionnelles soient requises, en cas d'arrêt simultané des deux chaudières de récupération.

Page 6-48, section 6.3.9.2 Effets du panache de vapeur sur le milieu visuel

QC-117 On indique à la figure 3.3 qu'il y aura 294 m³/h d'eau évaporée par les tours de refroidissement. À la page 6-49, au premier paragraphe, on constate qu'environ 200 t/h d'eau seront évaporées en raison de la combustion et du brûleur à gaz. Comme cette vapeur semble émise par la cheminée et non par les tours, la modélisation effectuée en tient-elle compte?

R-117 : Une modélisation avec le modèle ISC_PRIME (voir texte explicatif p. 6-49 de l'étude d'impact) a été faite spécifiquement sur la dispersion du panache de vapeur émis par les cheminées des turbines à gaz. Les résultats de cette modélisation sont présentés au tableau 6.16 de l'étude d'impact à la page 6-50.

Page 6-51, section 6.3.10 Gaz à effet de serre

QC-118 L'importance des effets environnementaux des gaz à effet de serre n'est pas qualifiée dans le texte ni à la page 2 du tableau 6.17. La mention « indéterminée » est indiquée aux colonnes indiquant l'importance des effets et celle des effets résiduels. Il s'agit du seul, parmi tous les effets répertoriés, à ne pas bénéficier d'une évaluation. L'importance des effets doit être évaluée.

R-118 : L'effet du projet sur la capacité du gouvernement à rencontrer ses objectifs en matière de réduction de gaz à effet de serre n'est pas simple à déterminer. Il dépend entre autres de la quantité de gaz à effets de serre par secteur que le gouvernement attribuera, ce qu'il n'a pas encore fait. Par exemple, un groupe de travail sur les émissions de gaz à effet de serre avait étudié divers scénarios de réduction (statu quo et réduction de 6% par rapport à 1990) pour le Québec, dont deux comportaient une allocation de 5 millions de tonnes de CO₂ pour les projets de centrales alimentées au gaz naturel, qu'il faudrait compenser par l'achat de crédits d'émission. Si tel est le cas, on pourrait en déduire un impact faible, car les émissions de la centrale resteraient à l'intérieur de l'allocation prévue. Par contre, si une telle allocation n'est pas possible, on pourrait en venir à la conclusion que l'impact est moyen, car la société devra trouver d'autres façons de réduire ses émissions. Comme la position du Québec n'est pas bien définie et semble évoluer au fil du temps, il est difficile de préciser. L'impact pourrait donc être faible ou moyen selon le cas.

Page 6.53, section 6.4 Bilan environnemental

QC-119 Les effets résiduels du projet sur la qualité des eaux du Saint-Laurent doivent apparaître au tableau 6.17. Il est important de noter toutefois que le respect des OER signifie que le projet a un impact acceptable sur le milieu et non qu'il est sans effet.

R-119 : Le tableau 6.17 a été reproduit à l'annexe 3 avec les modifications demandées.

Chapitre 7 - Risques technologiques

Page 7-20, section 7.5.1 Description des matières dangereuses et des équipements

QC-120 Le commentaire portant sur l'entreposage des combustibles et des produits chimiques mentionné à la section 3.4, page 3-12, s'applique ici aussi.

R-120 : Voir réponse à la question 32.

Pages 7-20, section 7.5.1.1 Gaz naturel

QC-121 Quelle est la consommation annuelle de gaz naturel à la centrale? La valeur donnée ici ne correspond pas aux valeurs indiquées ailleurs dans l'étude d'impact (page 3-2 et tableau 3.3 par exemple). Dans ce contexte, les estimations de conséquences des accidents associés au gaz naturel sont-elles correctes?

R-121 : La consommation annuelle de gaz naturel est maintenant estimée à environ 920 millions de mètres cubes, soit légèrement moins que la consommation indiquée à la section 3.2.1, page 3-2 (955 millions de mètres cubes). La valeur indiquée à la page 7-20 est erronée. Il s'agit d'une donnée initiale du projet, qui a changé par la suite mais qui n'a pas été corrigée lors de l'édition finale de cette section. Toutefois, l'évaluation des conséquences est bel et bien basée sur une consommation annuelle de 955 millions de mètres cubes.

QC-122 Quel est le débit de gaz naturel en kg/s dans la conduite d'alimentation principale?

R-122 : Sur la base d'une consommation de 920 millions de m³ par année et d'une disponibilité de 95%, le débit moyen sera de l'ordre de 110 000 m³/heure (1 atmosphère et 15°C). Le débit maximal sera d'environ 86 000 kg/heure.

Pages 7-29 à 7-33, sections 7.6.4 Scénarios normalisés et 7.6.5 Scénarios alternatifs

QC-123 Les scénarios normalisés et alternatifs relatifs au gaz naturel doivent être précisés, notamment en ce qui concerne les quantités émises ou considérées dans l'estimation des conséquences et les durées d'émission. Il y a lieu de décrire l'incendie potentiel découlant de la rupture de la conduite d'alimentation en gaz naturel.

R-123 : L'annexe J2 de l'étude d'impact, qui a été omise lors de l'édition du rapport de l'étude d'impact, est présentée à l'annexe 7 de cet addenda. Les deux tableaux de cette annexe indiquent les débits de fuite ou les quantités considérées dans les scénarios relatifs au gaz naturel.

À noter que la pression et le diamètre de la conduite d'alimentation ont été changés par rapport aux données utilisées dans l'étude d'impact. Toutefois, ces changements ne modifient pas de façon significative les débits de fuite et les zones d'impact des scénarios d'accidents liés à la conduite d'alimentation qui ont été présentés dans l'étude d'impact.

Dans les scénarios de rupture de la conduite principale d'alimentation, la durée de la fuite a été fixée à 10 minutes. La quantité totale relâchée est donc de 36 000 kg (60 kg/s) dans le cas du scénario normalisé et de 1 800 kg (3 kg/s) dans le cas du scénario alternatif. Seule une partie de la quantité totale relâchée est impliquée dans l'explosion, soit la masse comprise entre les limites d'explosibilité.

Après 10 minutes de fuite, la dimension du nuage de gaz naturel définie par les limites supérieure et inférieure d'explosibilité est maximale et la quantité de gaz à l'intérieur de ces limites n'augmente plus, de sorte qu'une durée de fuite supérieure à 10 minutes ne cause pas une explosion avec des conséquences plus importantes que celles déjà évaluées.

Si la fuite de gaz subissait une ignition immédiate, il en résulterait un feu en chalumeau dont les radiations thermiques sont indiquées aux tableaux 7.14 et 7.15 de l'étude d'impact. Par contre, si la fuite de gaz subissait une ignition retardée, il en résulterait une explosion dont les surpressions sont aussi indiquées aux tableaux 7.14 et 7.15.

Chapitre 8 - Programme de surveillance et de suivi

QC-124 Le choix des paramètres et la fréquence du suivi ne sont pas définitifs à cette étape. L'initiateur de projet doit prendre en considération qu'en cours d'analyse du projet, des paramètres de suivi peuvent être enlevés, modifiés ou ajoutés selon la conception finale du projet.

R-124 : La conception finale du projet n'est pas faite. Lorsque le choix définitif des additifs sera finalisé, les paramètres de suivi pourront être ajustés au besoin.

QC-125 Il est prévu que le programme de suivi sera révisé deux ans après le début de l'exploitation. Dans l'éventualité où le panache de vapeur se comportait différemment de ce qu'avait prévu la modélisation et provoquait des nuisances (brouillard ou verglas) au niveau du réseau routier supérieur, un comité chargé de mettre en place des mesures appropriées à la situation devrait être mis en place dès le premier événement, et ce, avant la fin des deux années. Ce comité pourrait être formé de représentants du ministère de l'Environnement, du ministère des Transports et du ministère de la Sécurité publique auxquels pourrait s'associer un représentant de l'initiateur de projet.

R-125 : Un comité de suivi de la situation du panache est souhaitable, s'il advenait que le panache de vapeur venait à causer des nuisances à la circulation de l'autoroute 30. TransCanada assurera son entière collaboration au comité.

Page 8-1, section 8.1 Programme de surveillance pendant la construction

QC-126 L'étude d'impact mentionne que des échantillons d'eau seront prélevés sur une base mensuelle à la sortie du bassin de sédimentation temporaire pour vérifier le contenu en MES et en huiles et graisses. Étant donné la sensibilité du milieu récepteur, une fréquence hebdomadaire de suivi des MES, des huiles et graisses et du pH sera plus appropriée. De plus, le pH devra être vérifié tous les jours où des eaux de lavage de bétonnières seront acheminées directement au bassin de sédimentation temporaire afin d'assurer la neutralisation de l'effluent si nécessaire. Le pH devra être maintenu entre 6,0 et 9,5.

R-126 : Nous proposons une fréquence de suivi aux 2 semaines au cours de la durée des travaux de terrassement, pendant laquelle les MES peuvent être particulièrement élevées. Une fois le terrain stabilisé et recouvert de concassé, béton et bitume, et qu'on aura démontré que les concentrations de MES, d'huiles et graisses sont basses, nous proposons d'adopter une fréquence de suivi mensuelle. En ce qui concerne le pH, il sera vérifié à la sortie du fossé de sédimentation tous les jours où des eaux de lavage des auges des bétonnières sont acheminées au fossé de sédimentation et le pH sera maintenu entre 6,0 et 9,5..

QC-127 Il faut établir quelles seront les « concentrations maximales applicables » en MES et en huiles et graisses dans l'effluent du bassin de sédimentation temporaire.

R-127 : Les concentrations maximales applicables en MES et en huiles et graisses seront de 25 mg/l et 15 mg/l respectivement.

Page 8-2, section 8.2 Programme de suivi environnemental

QC-128 Il faut tenir un registre de mise en service des chaudières modulaires utilisées comme chaudières de relève. Ce registre doit indiquer la durée d'utilisation des chaudières et la quantité de gaz naturel utilisé.

R-128 : Un registre indiquant la durée d'utilisation des chaudières et la quantité de gaz naturel utilisé sera tenu.

Page 8-3, section 8.2.2 Qualité de l'air ambiant

QC-129 Il faut préciser si le suivi de la qualité de l'air (avant et après la mise en opération de la centrale) prévoit des mesures de $PM_{2.5}$ et de certains COV qui dépassent présentement les critères (benzène, acétaldéhyde, acroléine).

R-129 : Étant donné les très faibles impacts appréhendés sur la qualité de l'air, le projet ne prévoit pas d'ajouter de stations d'échantillonnage de la qualité de l'air, ni d'ajouter de paramètre aux stations existantes. Les $PM_{2.5}$ font déjà l'objet d'un suivi à Bécancour à la station du MENV (aréna de Bécancour, station 04504). Concernant la mesure pour les substances qui dépassent déjà les critères du MENV (benzène, acétaldéhyde, acroléine), et ce probablement dans toutes les régions urbaines, industrielles et même rurales de la Vallée du St-Laurent entre l'Ontario et la Ville de Québec, il apparaît que de la contribution de la centrale sera imperceptible. Il n'est donc pas prévu d'effectuer de suivi pour ces substances.

QC-130 Il faut préciser quelles stations d'air ambiant seront retenues.

R-130 : Il s'agit de la station du MENV (station 04504) à l'aréna de Bécancour.

Page 8-3, section 8.2.3 Rejets liquides (Programme de suivi environnemental)

QC-131 Il est déjà envisageable qu'en plus des additifs, un suivi sur tous les sous-produits susceptibles de se retrouver à l'effluent (trihalométhanés, N-nitrosomorpholine, etc.) soit exigé. Compte tenu de l'absence de critères de qualité de l'eau pour plusieurs produits, le suivi à l'aide de bioessais et tests de toxicité chronique et aiguë est important et devrait être effectué plus régulièrement.

R-131 : Les tests de toxicité chronique et aiguë auront lieu aux 6 mois les 2 premières années.

QC-132 La durée (six mois) du programme de suivi du début de l'exploitation doit être prolongée et la fréquence du suivi (une fois par an) pour la toxicité chronique et aiguë doit être augmentée.

R-32 : La fréquence du suivi pour la toxicité chronique et aiguë sera fixée à une fois par 6 mois, pour les 2 premières années d'exploitation. Quant au suivi mensuel, celui-ci sera augmenté à 12 mois, mais les paramètres non détectés au cours des 6 premiers mois seront abandonnés après la période initiale de 6 mois.

QC-133 Il faut spécifier le suivi applicable au chlore résiduel pendant les épisodes de chloration, avant et après la déchloration.

R-133 : Le chlore résiduel sera mesuré en continu à la sortie de la tour de refroidissement.

QC-134 Quel est le suivi préconisé pour le séparateur d'huile installé à la station électrique?

R-134 : Un suivi visuel du gravier coupe-feu de la cuvette de rétention du transformateur et du contenu du séparateur sera effectué une fois par semaine. Un détecteur de haut niveau sera installé dans le compartiment de récupération d'huile du séparateur.

QC-135 Afin de pouvoir identifier plus facilement les causes de dépassements qui pourraient être mesurés au niveau de l'effluent final de la centrale, une surveillance spécifique des différents effluents internes de l'usine doit être prévue. Entre autres, la surveillance du pH des effluents provenant du réservoir de neutralisation et de la purge de la tour de refroidissement avant leur rejet dans le bassin de rétention doit être mise en place dès le démarrage de l'usine.

R-135 : Le pH sera mesuré pour les effluents du réservoir de neutralisation, dans une boucle de recirculation, afin de pouvoir compléter la neutralisation par l'addition d'acide ou de base au besoin. La surveillance du pH sera aussi effectuée pour la purge de la tour de refroidissement. Le chlore résiduel sera mesuré en continu dans la purge de la tour de refroidissement.

QC-136 Un débitmètre magnétique sera installé pour mesurer les eaux de procédé. L'initiateur de projet doit indiquer quelle est la procédure prévue pour vérifier la précision de ce débitmètre. Nous préconisons l'installation d'un canal de mesure (Parshall, Palmer-Bowlus, etc.) ou d'un déversoir à paroi mince pour mesurer ces eaux, car il est très facile de vérifier la précision de ces équipements.

R-136 : S'il était possible physiquement d'installer une conduite avec un écoulement gravitaire jusqu'au point de branchement avec l'émissaire de Norsk Hydro, on préconiserait l'installation d'un canal de mesure. Toutefois, à la demande de Norsk Hydro, la conduite de rejet devrait être installée sur le râtelier de conduites. L'effluent devra alors être pompé, et il n'y aura pas d'autre choix que d'installer un débitmètre à l'intérieur de la conduite sous pression. Puisque le MENV ne suggère pas l'utilisation de débitmètre magnétique, nous suggérons l'utilisation d'un senseur de débit non magnétique, avec des pièces mécaniques. Ce senseur peut être facilement enlevé de la conduite pour vérification. Les spécifications techniques de l'appareil proposé apparaissent à l'annexe 11.

Page 8-3, section 8.2.4 Rejets solides et semi-solides

QC-137 Le Guide d'entreposage de déchets dangereux et de gestion des huiles usées ne s'applique plus. Ce dernier a été abrogé à la suite de l'adoption du Règlement sur les matières dangereuses résiduelles.

R-137 : L'entreposage des déchets dangereux sera effectué en fonction des exigences du Règlement sur les matières dangereuses.

Page 8-4, Section 8.2.6 Eaux souterraines

QC-138 Étant donné le dépassement du critère d'usage pour l'aluminium dans l'eau souterraine en PO-2, l'initiateur de projet devra réaliser, comme le recommande la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés, un contrôle de la qualité de l'eau souterraine en cours d'exploitation? Le programme de contrôle doit comprendre, entre autres, l'identification des puits surveillés, les paramètres vérifiés, la fréquence ainsi que la durée des contrôles. Il devra être déposé au ministère de l'Environnement pour approbation.

R-138 : Le MENV a conclu prématurément à un dépassement du critère d'usage pour l'aluminium dans l'eau souterraine. D'autres échantillons ont été prélevés et analysés pour mesurer les teneurs en aluminium et aucun dépassement n'a été observé (voir annexe 10 de cet addenda).

Par ailleurs, les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel ne font pas partie de la liste des secteurs d'activité industrielle et commerciale susceptible de contaminer les sols et les eaux souterraines apparaissant à l'annexe 1 de la Politique et pour lesquels la Politique s'applique.

Nous ne croyons donc pas qu'un contrôle de la qualité de l'eau souterraine doive être réalisé en cours d'exploitation.

Chapitre 9 - Communication et consultation du milieu

Page 9-8, Tableau 9.2 Champs de préoccupations

QC-139	Il faut corriger dans le tableau de la page 9-9 la hauteur de la cheminée.
--------	--

R-139 : La hauteur de cheminées des chaudières de récupération est de 55 m et non 5 m.

Annexes

Annexe D

QC-140 Le rapport de caractérisation doit incorporer une courte section sur l'historique d'utilisation du terrain. La recherche ou la découverte de certains contaminants exotiques qui n'ont pas de lien avec l'activité prévue, mais plutôt avec une ou des activités passées, peut parfois s'expliquer par la revue de l'occupation du terrain. Ce pourrait être le cas pour l'aluminium décelé dans l'eau souterraine.

R-140 : Un historique sur l'utilisation du terrain a été inclus à l'annexe 9 de cet addenda. Il n'y a pas lieu de suspecter une contamination en raison d'activités passées.

Annexe F

QC-141 La section 6.3.5.1 indiquée en référence sur plusieurs fiches n'existe pas.

R-141 : La référence aurait dû être faite à la section 6.3.7.1. Les fiches ont été revues et incluses à l'annexe 3 de cet addenda.

Annexe F, fiche P-4, page F-16

QC-142 Il faut revoir la fiche P4 sur la base des OER et en considérant la formation possible de sous-produits. Les critères de qualité de l'eau du MENV ne sont pas respectés à la sortie du bassin et ne doivent pas figurer comme mesure d'atténuation. Par ailleurs, un projet qui respecte ses OER n'est pas un projet sans effet, mais doit être considéré comme un projet à impact faible ou très faible sur le milieu.

R-142 : La fiche P4 a été revue et reproduite à l'annexe 3.

Annexe J.1

QC-143 L'analyse de risques liée à l'ammoniaque doit être intégrée au chapitre 7 de l'étude d'impact puisqu'il n'a pas encore été établi qu'il n'y aurait pas utilisation de cette substance. Dans cette optique, à ce stade-ci de l'évaluation environnementale, les risques liés à l'ammoniaque font partie des impacts potentiels du projet, au même titre que les risques liés au gaz naturel ou à l'hydrogène.

R-143 : De l'ammoniaque à une concentration de 19% est maintenant prévu dans le projet, au lieu d'ammoniaque à une concentration de 35%. Compte tenu de ce changement, l'annexe J1 de l'étude d'impact portant spécifiquement sur les risques liés à l'ammoniaque a été révisé et la nouvelle version apparaît à l'annexe 7 de cet addenda.

L'analyse spécifique concernant l'ammoniaque à l'annexe J1 a été réalisée en observant les mêmes étapes que l'analyse principale et cette analyse spécifique traite des effets dominos potentiels en fonction des autres sources de risque du projet liées au gaz naturel et à l'hydrogène.

La présentation séparée de l'analyse concernant l'ammoniaque ne signifie pas que cet aspect du projet a été exclu de l'analyse globale du projet et une présentation intégrée n'apporte pas nécessairement une meilleure compréhension des risques technologiques du projet.

Page J-1, Section J1.1.1 Description de l'ammoniaque et des équipements d'entreposage

QC-144 Quelle sera la consommation annuelle d'ammoniaque si un SCR est utilisé?

R-144 : La consommation en ammoniaque était indiquée au tableau J1.2 de l'annexe J1 (voir version modifiée à l'annexe 7 de cet addenda). La consommation en ammoniaque 19% sera d'environ 43 m³ par semaine, soit l'équivalent d'une consommation annuelle d'environ 2200 m³.

QC-145 Quel est le nombre de conduites d'alimentation en ammoniaque ainsi que la conception de celles-ci, notamment au niveau des mesures de protection contre les bris et des mesures de confinement en cas de rupture?

R-145 : Du réservoir d'ammoniaque jusqu'au bâtiment principal, il y aura une seule conduite. À l'intérieur du bâtiment, cette conduite se divisera en deux pour rejoindre chacun des HRSG.

La conduite extérieure sera installée dans une tranchée avec drainage vers le bassin de rétention du réservoir, ou sera aérienne sans système de protection particulier. À l'intérieur du bâtiment, les conduites seront installées sur des râteliers.

La conduite d'alimentation en ammoniaque sera pourvu de valves d'arrêt manuelles situées aux pompes de transfert et aux valves de contrôle du débit et des valves d'arrêt automatiques.

Page J-8, Hypothèses utilisées pour l'évaluation des scénarios d'accidents

QC-146 Le taux d'émission utilisé pour estimer les conséquences de la rupture d'une conduite d'alimentation en ammoniaque (0,0083 kg/s) nous apparaît faible en comparaison à celui utilisé pour un déversement dans une cuvette (0,79 kg/s). Il faut présenter la méthodologie d'évaluation des taux d'évaporation de l'ammoniaque utilisés à l'annexe J1 pour les différents scénarios d'accidents et justifier les taux retenus, particulièrement celui pour l'estimation des conséquences de la rupture d'une conduite d'alimentation d'ammoniaque.

R-146 : La méthodologie d'évaluation est explicitée ci-dessous en utilisant les nouvelles données pour l'ammoniaque 19% (voir annexe J1 modifiée de l'étude d'impact à l'annexe 7 de cet addenda).

Tel qu'indiqué dans l'annexe J1, les taux d'évaporation ont été calculés avec le logiciel Evaporation Calculator (www.response.restoration.noaa.gov/comeo/evapcalc/evap.html). Pour le réservoir situé dans un bassin de rétention d'une superficie de 100 m² et en

supposant l'absence de balles flottantes dans le bassin, on obtient un taux d'évaporation initial de 0,17 kg/sec en fournissant les valeurs suivantes au logiciel :

- vitesse du vent 1,5 m/s
- concentration 19%
- température 25 °C
- longueur et largeur de la nappe 10m x 10m (100 m²)

Ce taux d'évaporation a été considéré constant dans le scénario de rupture du réservoir même si en réalité il diminue dans le temps.

Pour le scénario de rupture de la conduite, il faut d'abord signaler que la consommation en ammoniacque est nettement inférieure à celle observée dans des projets similaires, ce qui résulte en une petite conduite et un faible débit dans la conduite, donc un faible volume déversé. Ainsi, le faible taux d'évaporation dans ce scénario s'explique en partie par la faible superficie de la nappe formée, car la quantité correspondante au contenu de la conduite plus la quantité débitée pendant 10 minutes (133 litres ou 120 kg) formerait une nappe d'une superficie de seulement 13 m² en supposant son épaisseur à 1 cm.

De plus, pour ce scénario de rupture de la conduite, un taux d'évaporation moyen sur les 10 premières minutes a été utilisé dans le calcul du taux d'évaporation, tel que l'autorise la méthodologie préconisée dans le guide de l'EPA. En effet, la grande superficie de la nappe par rapport à son épaisseur (1 cm) fait en sorte que la perte en ammoniac par évaporation est significative par rapport à la quantité présente dans la nappe et que la diminution du taux d'évaporation sera rapide. Il nous est donc apparu important dans ce cas-ci de tenir compte de ce phénomène. Le tableau ci-dessous indique l'évolution du taux d'évaporation pendant les 10 premières minutes.

Période de temps (sec)	Concentration NH ₃ dans la nappe (%)	Taux d'évaporation (kg/sec)	Quantité NH ₃ évaporée (kg)	Quantité NH ₃ restante dans la nappe (kg)
0 – 60	19	0,0253	1,518	21,5
60 – 120	18,1	0,0235	1,410	20,1
120 – 180	17,1	0,0214	1,284	18,6
180 – 240	16,1	0,0194	1,164	17,4
240 – 300	15,2	0,0175	1,050	16,4
300 – 360	14,5	0,0161	0,966	15,4
360 – 420	13,7	0,0148	0,888	14,5
420 – 480	13,0	0,0139	0,834	13,7
480 – 540	12,4	0,0131	0,786	12,9
540 - 600	11,7	0,0122	0,732	12,2

Dans ce cas-ci, les taux d'évaporation ont aussi été obtenus avec le logiciel Evaporation Calculator. Par exemple, dans la première minute, on obtient un taux d'évaporation initial de 0,0253 kg/sec en fournissant les valeurs suivantes au logiciel :

- vitesse du vent 1,5 m/s
- concentration 19%
- température 25 °C
- longueur et largeur de la nappe 3,6 m x 3,6m (13 m²)

Le taux moyen pendant les 10 premières minutes calculé avec cette approche est de 0,018 g/sec.

Dans une seconde étape, les taux qui précèdent ont été utilisés dans le modèle de dispersion afin d'obtenir les zones d'impact de ce scénario d'accident.

QC-147 Le choix d'un coefficient de rugosité de 0,1 doit être justifié.

R-147 : Le tableau ci-dessous présente les valeurs recommandées dans le guide du logiciel PHAST pour le coefficient de rugosité à utiliser dans la dispersion atmosphérique.

Type de surface	Coefficient de rugosité
Océans	0,06
Terrains plats avec peu d'arbres	0,06
Terres agricoles ou campagnes libres	0,09 - 0,11
Forêts, zones rurales ou zones industrielles	0,17
Zones très urbanisées	0,33

Dans un rayon d'environ 1,5 km autour du site de l'usine, on retrouve un mélange de terrains industriels, de terres agricoles et de boisés. Le coefficient de rugosité correspondant à ces surfaces varie entre 0,09 et 0,17. Ce type de surface représente environ 85% de la superficie totale dans un rayon de 3 km autour du site et environ 70% de la superficie totale dans un rayon de 5 km, le reste de la superficie totale étant occupé par le fleuve.

Le coefficient a été fixé approximativement à la limite inférieure de la plage représentant les terrains industriels, les terres agricoles et les boisés, soit 0,10. La valeur retenue représente à notre avis une pondération conservatrice de l'ensemble du territoire autour du site de l'usine jusqu'à la distance maximale de dispersion définie par les ERPG.

Annexe K

QC-148 Il faudrait prévoir développer un plan d'intervention identifiant la procédure à suivre en cas de fuite ou de déversement des conduites sur les terrains n'appartenant pas à TransCanada.

R-148 : La conduite d'alimentation en gaz naturel à l'extérieur du site sera construite et gérée par Gaz Métropolitain qui aura la responsabilité d'intervenir en cas d'accident.

Les autres conduites à l'extérieur du site seront celles du CO₂, de la vapeur d'eau et du retour du condensat (voir figure 15 à l'annexe 1 de ce document). Dans les deux premiers cas, une fuite n'aurait pas de conséquences particulièrement importantes et l'intervention se limiterait à arrêter l'alimentation de la conduite. Dans le cas du condensat liquide, une fuite importante serait détectée en raison de la perte de pression ou de débit. L'alimentation de la conduite serait d'abord arrêtée et la fuite serait ensuite localisée, ce qui serait facilité par la vapeur formée par la fuite de liquide chaud. Si la quantité perdue était importante et qu'elle rejoignait un fossé de drainage, l'équipe d'intervention tenterait d'abord

d'isoler le fossé et ferait ensuite appel à un entrepreneur spécialisé dans la récupération de déversement.

Un plan d'intervention détaillé sera ajouté dans la version finale du plan de mesures d'urgences, lorsque l'ingénierie détaillée permettra de connaître précisément les alarmes en place, le tracé exact des conduites de condensat, etc.

QC-149 L'annexe K contient le plan des mesures d'urgence préliminaire. Il faut faire mention des mesures d'urgence applicables durant la construction. Dans l'éventualité où l'initiateur de projet considère que son plan préliminaire est applicable à la phase de la construction, peut-il nous préciser le processus d'alerte?

R-149 : Le plan d'urgence de l'annexe K s'applique uniquement pour la période d'opération. En période de construction, les intervenants internes et les risques ne seront pas les mêmes. Les intervenants internes feront partie du personnel de l'entrepreneur et les risques seront essentiellement limités à des déversements en raison de :

- l'utilisation de machinerie lourde et de véhicule de chantier contenant des huiles ou du carburant (camion de service, remorque, bétonnière, grue, chariot élévateur, etc.);
- l'utilisation d'équipement stationnaire contenant des huiles ou du carburant (génératrice, compresseur, grue, etc.);
- l'utilisation d'outils hydrauliques contenant des huiles;
- l'approvisionnement en carburant et l'entretien de la machinerie lourde et des véhicules de chantier (changement d'huile, plein en carburant, etc.);
- l'approvisionnement en carburant des réservoirs de réserve (essence et diesel);
- la manutention, l'entreposage temporaire et le transport de produits contaminants (lubrifiant, peinture, enduit, résine, adjuvant, etc.) et de matières résiduelles dangereuses (huiles usées, solvants, résidus de peinture, etc.).

Le promoteur établira ce plan en collaboration avec l'entrepreneur et l'exécution de ce plan sera sous la responsabilité d'un coordonnateur des interventions. Les intervenants externes se limiteront aux autorités environnementales à aviser en cas de déversement (ministère de l'Environnement, Environnement Canada) et à des entrepreneurs spécialisés dans les travaux de récupération et de nettoyage.

Avant le début des travaux, un plan d'intervention complet en cas de déversement sera soumis pour approbation au ministère de l'Environnement.

QC-150 La figure K-1 inclut des intervenants externes alors qu'elle est destinée à décrire les relations des intervenants internes. Cette contradiction est confirmée par les fiches signalétiques qui ne font aucune mention des intervenants externes. Par contre, si les intervenants externes sont conservés sur cette figure, il y a lieu d'y ajouter le MTQ.

R-150 : La figure montre effectivement les relations entre les différents intervenants internes, mais en plus le processus de diffusion d'une alerte, tel qu'indiqué au début de la

section K-3. C'est pourquoi les liens directs des intervenants internes avec les premiers intervenants externes y apparaissent.

Le ministère des Transports est un intervenant externe qui serait éventuellement contacté par un autre intervenant externe, soit le service de police ou le service des incendies. Le ministère des Transports n'apparaît pas sur la figure K-1 puisqu'il s'agit d'un lien entre intervenants externes.

La figure K-1 (voir l'annexe 7 de cet addenda) a été modifiée afin de faire apparaître l'ensemble de ces intervenants.

QC-151 La section K-3 et plus spécifiquement les articles K-3.2.1 à K-3.2.5, du plan préliminaire, comportent plusieurs imprécisions quant aux rôles joués par chacun des intervenants externes. Les rôles et responsabilités des différents intervenants en situation d'urgence doivent être précisés.

R-151 : Cette version préliminaire du plan des mesures d'urgence indique les responsabilités générales des principaux intervenants externes. Tel que précisé à la page 7-39 de l'étude d'impact, la version finale du plan des mesures d'urgence sera élaborée en collaboration avec les intervenants externes et le rôle de chacun sera alors précisé.

QC-152 La Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour a développé avec les années sa propre façon de faire en matière de plan d'urgence. L'initiateur de projet doit prendre connaissance de cette approche pour assurer une bonne intégration de son entreprise dans le milieu.

R-152 : Bien que la Société puisse être consultée lors de la planification des mesures d'urgence, elle n'est pas appelée à jouer un rôle majeur lors des interventions d'urgence. La planification et les interventions d'urgence sont de la responsabilité de la ville de Bécancour et des compagnies. Si des secours externes sont requis lors d'un accident industriel, c'est le Service des incendies de la ville de Bécancour qui est appelé à intervenir, ou encore l'entraide industrielle.

Il est mentionné à la page 7-39 (item 11) de l'étude d'impact que la version finale du plan des mesures d'urgence sera réalisée en consultation avec les divers organismes concernés. La ville de Bécancour, les compagnies Norsk Hydro et PCI, ainsi que les compagnies à proximité seront principalement consultées à cet égard. La Société du Parc industriel et portuaire de Bécancour pourra être consultée au même titre que les autres organismes.

QC-153 Un scénario d'intervention minute par minute pour une fuite d'ammoniaque (scénario alternatif) doit être présenté.

R-153 : Un scénario d'intervention minute par minute pour un scénario de rupture d'un réservoir d'ammoniaque est montré à l'annexe 7 de cet addenda. Ce scénario assume que le réservoir est situé dans un bâtiment et que des balles flottantes sont en place dans la cuvette.