

ANNEXE 2

Description du projet

(Révision)

Cette annexe est une révision du chapitre 3 de l'étude d'impact sur l'environnement du projet publiée en mai 2003. La numérotation originale du chapitre 3 a été conservée.

3. DESCRIPTION DU PROJET

3.1 DESCRIPTION GÉNÉRALE

Le lieu choisi pour l'implantation de la centrale est situé dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour. Il est borné au *nord* par le boulevard Raoul-Duchesne, au *sud* par RHI Canada Inc., à l'*est* par le boulevard Arthur-Sicard et à l'*ouest* par l'avenue Georges E. Ling. Ce site possède une superficie approximative de 10 hectares : 600 m de largeur (le long du boulevard Raoul-Duchesne) sur 170 m de profondeur (le long de l'avenue Georges E. Ling). Le niveau de référence de la centrale sera établi à une élévation d'environ 8 m.

Les plans 0532-GA001 et 0532-GA002 (plan d'aménagement général du site), 0532-GA003 (vue en plan du bâtiment principal de la centrale) et 0532-GA004 (vue en plan de la tour de refroidissement) montrent la disposition des bâtiments et des équipements de la centrale (voir en annexe).

Le bâtiment principal de la centrale couvrira une superficie d'environ 7 200 m². D'une hauteur maximale d'environ 32 m dans sa partie la plus haute, le bâtiment abritera les équipements de production tels que les turbines à gaz et à vapeur et les chaudières de récupération. Il comprendra également les systèmes de refroidissement, l'unité de déminéralisation, l'aire d'entreposage des produits chimiques (à l'exception de l'hydrogène, du CO₂, du diesel et de l'ammoniaque), des ponts roulants et des monorails servant à l'entretien des groupes turboalternateurs et la salle de commande. Les locaux réservés à l'administration seront situés à l'étage du bâtiment principal.

Un stationnement sera construit près de l'entrée principale de la centrale, soit du côté *nord-ouest*. Il comptera une quarantaine d'espaces de stationnement réservés aux employés de la centrale ainsi qu'aux visiteurs.

Le poste de départ sera adjacent au bâtiment principal de la centrale (côté *ouest*) et couvrira une superficie d'environ 95 x 160 m.

3.2 DESCRIPTION DES COMPOSANTES DE LA CENTRALE

En incluant la capacité de postcombustion installée, la centrale aura une puissance maximale de 547 MW et une capacité maximale de production de vapeur fournie aux clients d'environ 256 tonnes/heure. La puissance de base sera de 507 MW et une puissance de 40 MW en livraison « cyclable » pourra être fournie à la demande d'Hydro-Québec Distribution lorsque la température ambiante sera inférieure à 40 °F (4 °C). Sur une base annuelle, la centrale générera environ 4,5 TWh ce qui correspond à une disponibilité de 94 % ou à 8 240 heures de fonctionnement par année.

3.2.1 Approvisionnement de la centrale

Le combustible de la centrale sera le gaz naturel. L'exploitation de la centrale nécessitera approximativement 920 millions de mètres cubes de gaz naturel par année. Le gaz naturel sera livré au site par l'intermédiaire d'un branchement installé par Gaz Métropolitain Inc. (GMI). Pour la traversée fluviale, la capacité du réseau de GMI devra être augmentée afin de livrer les quantités de gaz requises par cette centrale. La centrale se chargera de l'ajustement définitif de la pression du gaz naturel à l'aide de compresseurs et d'une station de mesurage installés sur le site de la centrale, dans les limites de la propriété de TransCanada. Les installations pour le gaz incluront aussi le filtrage final et son chauffage.

3.2.2 Cycle thermique

Les centrales de cogénération à cycle combiné sont reconnues pour produire le rendement net le plus élevé, soit plus de 60 % rapporté au pouvoir calorifique inférieur du combustible (PCI). Ce rendement est obtenu en récupérant la chaleur des gaz d'échappement des turbines à gaz (ou turbine à combustion) et par l'utilisation d'une partie de la vapeur par des tiers. La chaleur est récupérée en dirigeant les gaz d'échappement à haute température des turbines à gaz vers des chaudières de récupération (générateurs de vapeur à récupération de chaleur ou HRSG¹) pour produire de la vapeur à haute, moyenne et basse pression. Les gaz d'échappement refroidis sont par la suite évacués à l'atmosphère par des cheminées.

La vapeur à haute, moyenne et basse pression provenant des chaudières de récupération servira à entraîner une turbine à vapeur pour produire de l'électricité. Une partie de la vapeur à moyenne pression extraite de la turbine à vapeur sera envoyée aux deux clients de vapeur (PCI Chimie Canada et Norsk Hydro) La vapeur à basse pression extraite de la

1 HRSG : Heat Steam Recovery Generator.

turbine à vapeur sera condensée par circulation d'eau froide dans un condenseur. Ce condensat sera ensuite retourné aux chaudières de récupération pour y être revaporisé. Environ 85 % de la vapeur envoyée à PCI et Norsk Hydro sera retournée sous forme de condensat aux chaudières de récupération (ou aux chaudières auxiliaires de la centrale). La vapeur consommée et les pertes du système seront compensées par de l'eau déminéralisée produite à partir de l'eau brute fournie par le réseau du Parc industriel et portuaire de Bécancour.

En général, pour ce type de centrale, environ deux tiers de l'électricité est produite à partir des turbines à gaz alors que la turbine à vapeur produit l'autre tiers.

3.2.3 Configuration générale

La centrale de TransCanada sera pourvue des principales composantes suivantes :

- deux turbo-génératrices industrielles au gaz à haut rendement avec systèmes de combustion à faible niveau d'oxyde d'azote (NOx);
- deux chaudières de récupération (générateurs de vapeur à récupération de chaleur ou HRSG) dotés de brûleurs à tuyères à faible niveau d'oxydes d'azote;
- une turbo-génératrice à vapeur avec capacité d'extraction de vapeur;
- deux chaudières modulaires (en cas de panne simultanée des deux turbines à gaz);
- une génératrice diesel d'urgence;
- un condenseur et une tour de refroidissement;
- un poste de départ avec transformateurs élévateurs;
- une motopompe diesel pour le réseau incendie;
- divers systèmes auxiliaires (déméralisation de l'eau et traitement des eaux usées).

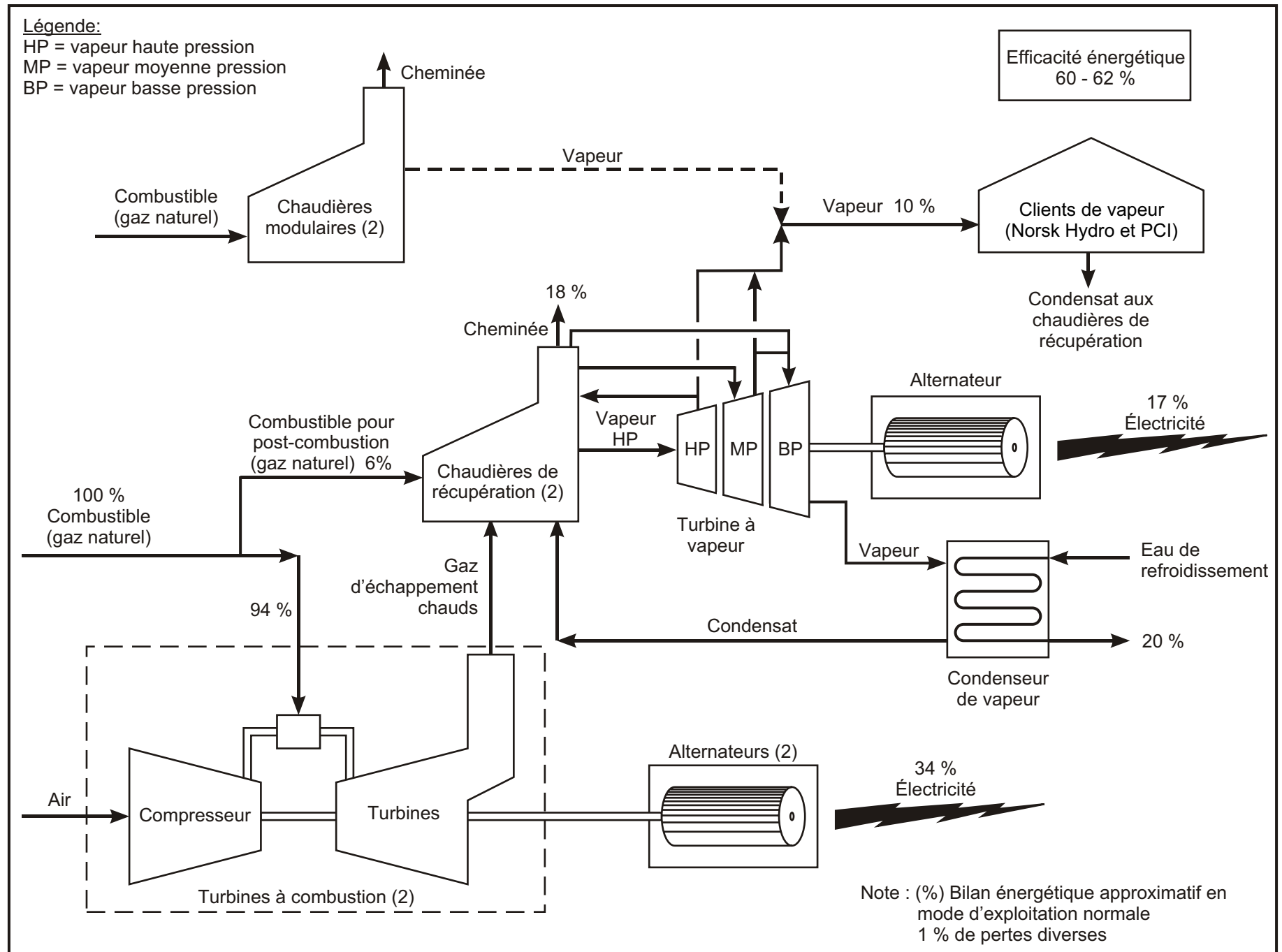
La Figure 3.1 présente un schéma de procédé simplifié de la centrale de cogénération de Bécancour.

3.2.3.1 Configuration à arbres multiples

La configuration prévue est de type à arbres multiples. Dans cette configuration, plus conventionnelle, la turbine à gaz et la turbine à vapeur sont assemblées sur deux arbres distincts et chacune des turbines entraîne son propre alternateur.

COGÉNÉRATION À CYCLE COMBINÉ (ARBRES MULTIPLES)

Figure 3.1



3.2.3.2 Effet de la température ambiante

Conformément aux exigences d'Hydro-Québec Distribution, la centrale aura une production d'électricité constante toute l'année. L'hiver, les températures froides densifient l'air ambiant. Pour un même volume d'air, un débit massique plus élevé peut être turbiné, ce qui entraîne une augmentation de puissance. Le système de postcombustion, inclus dans la chaudière de récupération de chaleur, fonctionnera de façon maximale l'été afin de combler la baisse de puissance de la turbine à gaz. Le système de postcombustion sera également utilisé l'hiver mais à un degré moindre. À la demande d'Hydro-Québec, la centrale pourra produire en hiver, lorsque la température ambiante est inférieure à 40 °F (4 °C), 40 MW supplémentaires en plus des 507 MW de base.

3.2.4 Turbine à gaz

La turbine à gaz constitue le cœur du cycle combiné et détermine les caractéristiques majeures des autres équipements de production.

Le modèle choisi pour les turbines à gaz est le modèle (Frame) 7 FA de General Electric (GE). Les turbines à gaz alimentées au gaz naturel seront conçues pour fournir un haut rendement dans un cycle combiné. Elles seront dotées d'une chambre de combustion à faible production d'oxydes d'azote («Dry Low NOx») et d'un système de combustion étagée avec prémélange du combustible avec l'air et les gaz de combustion («Lean Premix»), afin de réduire les émissions atmosphériques, ainsi que d'un système de suivi dynamique de la combustion.

Les turbines à gaz auront leur propre enceinte acoustique dotée de dispositifs de levage ainsi que de systèmes de ventilation et de protection contre l'incendie. Elles seront reliées à un alternateur à excitation statique refroidi à l'hydrogène ou à l'air. Le système de démarrage sera à convertisseur statique. L'entrée des turbines à gaz sera dotée d'un système de dégivrage et les filtres de l'air entrant à débit pulsé seront auto-nettoyants.

Le tableau 3.1 présente un sommaire des caractéristiques de la centrale.

Tableau 3.1 Sommaire des caractéristiques de la centrale de cogénération de Bécancour

Caractéristique	Modèle GE 7 FA ⁽²⁾
Puissance nominale brute des turbines à gaz (combustion) (MW) ⁽¹⁾	2 x 183
Puissance nominale brute de la turbine à vapeur (MW) ⁽¹⁾	167
Vapeur générée par les chaudières de récupération (t/h) ⁽¹⁾	2 x 450
Capacité calorifique à l'alimentation maximale de la postcombustion (MWt)	2 x 135
Équipement intérieur	
- Turbines à combustion	2
- Turbine à vapeur	1
- Alternateurs	3
- Chaudières de récupération	2
- Chaudières modulaires	2
Autres équipements intérieurs	Unité de déminéralisation d'eau Systèmes auxiliaires
Équipement extérieur	Cheminées Transformateurs Poste de départ Tour de refroidissement
Contrôle des émissions atmosphériques	Chambres de combustion des turbines à gaz à faible dégagement d'oxydes d'azote

⁽¹⁾ Puissance brute pour des conditions d'exploitation en base au gaz naturel, à une température ambiante de 4 °C.

⁽²⁾ Ces données pourraient être légèrement modifiées au cours de l'étape d'ingénierie détaillée.

3.2.5 Chaudières de récupération (HRSG)

Les deux turbines à gaz de la centrale seront chacune équipées d'une chaudière de récupération. Cette dernière produit de la vapeur à trois niveaux de pression différents, ce qui permet une récupération très poussée de l'énergie thermique contenue dans les gaz d'échappement de la turbine à gaz en limitant au maximum les pertes d'énergie à la cheminée. Les chaudières de récupération seront installées à l'intérieur du bâtiment principal.

Les chaudières de récupération (HRSG) à circulation naturelle d'eau et à flux horizontal de gaz seront dotées de brûleurs à gaz pour la postcombustion. Ils ne comprendront aucune cheminée de dérivation.

La hauteur minimale de chaque cheminée (environ 55 m) d'où sortent les gaz d'échappement correspondra à environ 1,7 fois celle du toit du bâtiment principal. Chaque cheminée sera dotée de systèmes de suivi continu des émissions et, si nécessaire, d'un silencieux pour respecter les critères d'atténuation du bruit.

Le tableau 3.2 présente les débits et les charges thermiques de la vapeur qui sera livrée aux clients (PCI Chimie Canada et Norsk Hydro). Ces valeurs sont valables pour des conditions ambiantes moyennes. Pour une production de vapeur maximale de 900 t/h, au plus 256 t/h seront envoyée aux clients de vapeur.

Tableau 3.2 Débits et charges thermiques de la vapeur livrée aux clients

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

3.2.6 Chaudières auxiliaires (modulaires)

La centrale sera aussi équipée de deux chaudières modulaires utilisées pour fournir la vapeur à PCI et Norsk-Hydro lorsque les deux turbines à gaz seront à l'arrêt suite à une urgence ou lors des périodes d'entretien majeur des turbines à gaz ou à vapeur. Les années d'entretien majeur, typiquement aux six ans, les chaudières modulaires pourraient être utilisées simultanément jusqu'à 20% des heures de l'année.

L'utilisation d'une chaudière modulaire à environ 20% de sa capacité nominale sera aussi requise lors du démarrage à froid des turbines à gaz de la centrale afin de fournir de la vapeur pour préchauffer les chaudières de récupération et remplir les conduites de vapeur. Pour cet usage, la fréquence d'utilisation des chaudières modulaires ne sera que de trois à quatre fois par année, pendant quelques heures seulement. Lorsqu'une des turbines à gaz

est en fonction, cette vapeur pourrait aussi provenir de la chaudière de récupération en fonction au lieu d'une chaudière modulaire.

Lorsque la centrale fonctionnera normalement, les deux chaudières modulaires seront arrêtées. Lors de l'arrêt d'une des turbines à gaz à cause d'un problème d'opération, les chaudières modulaires seront mises en attente en cas d'arrêt de la deuxième turbine à gaz.

Chaque chaudière modulaires utilisera uniquement le gaz naturel et aura une capacité calorifique fournie par le combustible d'environ 94 MW pour une production de 113 t/h de vapeur (environ 91,5 MWt) et une efficacité thermique nette¹ d'environ 82%. Les chaudières seront munies de brûleurs « low-NOx » et les gaz de combustion de chaque chaudière seront évacués par une cheminée de 40 mètres de hauteur et d'un diamètre au sommet de 1,34 mètres afin d'obtenir une vitesse minimale d'éjection des gaz de 15 m/s à la puissance nominale.

Les chaudières seront installées à l'extérieur, du côté nord du bâtiment principal, mais seront protégées contre le climat hivernal (abri à revêtement d'acier sur le ballon et les commandes, enceinte d'acier autour de l'escalier principal, embase chauffée sous la chaudière, conduites de condensat isolées et chauffées).

3.2.7 Postcombustion

La puissance de la centrale sera augmentée par postcombustion. Cette dernière est assurée par la présence de brûleurs d'appoint au gaz naturel dans le conduit de transition situé entre l'échappement de la turbine à gaz et l'entrée de la chaudière de récupération. Elle est utilisée pour augmenter la puissance du cycle vapeur par l'accroissement du débit aux admissions de la turbine à vapeur. La postcombustion sera maximale en été, lorsque la production des turbines à combustion diminue à cause de l'air ambiant plus chaud et moins dense. La postcombustion sera aussi utilisée habituellement une puissance moindre durant l'hiver pour répondre aux besoins des clients de vapeur ou pour produire le 40 MW d'électricité cyclable additionnelle.

3.2.8 Turbine à vapeur et condenseur

La turbine à vapeur sera de type à « condensation avec resurchauffe ». La vapeur produite dans les chaudières de récupération sera injectée dans la turbine où elle sera détendue. La

¹ Efficacité thermique nette :

(Énergie à la sortie (91,4 MW) – Énergie à l'entrée (14,3 MW)) / Chaleur fournie par le combustible (93,4MW) = 83%

turbine à vapeur étant de type à arbres multiples, elle sera équipée d'un alternateur à excitation statique refroidi à l'hydrogène ou à l'air.

Environ deux tiers de la vapeur saturée sortant de la turbine à vapeur sera condensée dans un échangeur à faisceau tubulaire refroidi par une circulation continue d'eau provenant des pompes de circulation de la tour de refroidissement. Le condensat, qui circule en circuit fermé, sera retourné aux chaudières de récupération afin d'y être de nouveau évaporé, pressurisé et surchauffé aux conditions requises par la turbine à vapeur.

Environ un tiers de la vapeur sortant de la turbine à vapeur sera en partie envoyée aux clients de vapeur de la centrale (PCI et Norsk Hydro) et l'autre partie sera acheminée dans la partie basse pression de la turbine. Les clients retournent vers la centrale une partie de la vapeur utilisée (environ 85%) sous forme de condensat. Le condensat retourné à la centrale est traité, puis retourné aux chaudières de récupération.

3.2.9 Tour de refroidissement

La tour de refroidissement permettra de refroidir les eaux réchauffées ayant servi à condenser la vapeur. L'eau à refroidir sera mise en contact avec de l'air circulant à contre courant. La vaporisation d'une partie de cette eau absorbe de l'énergie contenue dans l'eau restante, ce qui résultera en une baisse de la température de l'eau.

La tour de refroidissement par évaporation à tirage mécanique (ventilateurs) sera dotée d'un système de protection contre le gel. Des ventilateurs à deux vitesses dont une inverse, dotés d'un système de protection contre l'incendie, seront aussi nécessaires.

L'eau d'appoint de la tour de refroidissement proviendra du circuit d'eau brute du Parc industriel et portuaire de Bécancour, lequel exploite un poste de pompage puisant l'eau dans le fleuve Saint-Laurent. La centrale sera dotée d'un système de traitement des eaux brutes afin d'optimiser le nombre de cycles de l'eau dans la tour de refroidissement.

3.2.10 Refroidissement des équipements auxiliaires

Un système de refroidissement en circuit fermé permettra de refroidir les équipements auxiliaires comme les turbines, les alternateurs, le circuit d'huile de lubrification, les pompes et les compresseurs. Deux (2) pompes auxiliaires de recirculation de la tour de refroidissement alimenteront le système par l'intermédiaire d'échangeurs de chaleur à plaques.

3.3 DESCRIPTION DES ÉQUIPEMENTS CONNEXES

Les sections suivantes présentent les infrastructures connexes qui seront nécessaires pour assurer le fonctionnement de la centrale.

3.3.1 Utilisation de l'eau

3.3.1.1 Approvisionnement en eau

L'approvisionnement en eau de la centrale se fera à partir des canalisations d'alimentation en eau brute et des canalisations combinées pour l'eau potable et l'eau de protection contre l'incendie, déjà installées sur le site.

L'eau du Parc industriel et portuaire de Bécancour sera utilisée comme suit :

eau brute (329 m³/h) :

- combler les purges effectuées à différents endroits dans la centrale (tour de refroidissement, système de filtration, unité de déminéralisation, etc.) et les pertes par évaporation à la tour de refroidissement qui sert à refroidir l'eau de circulation du condenseur et des systèmes auxiliaires;
- eau d'appoint aux chaudières de récupération;
- eau de service (nettoyage des équipements, lavage des planchers, etc.).

eau potable (3 m³/j) :

- eau potable pour consommation et toilettes.

Les installations du Parc industriel et portuaire de Bécancour ont la capacité de fournir environ 200 000 m²/jour (8 330 m²/h) en eau brute. Elles fournissent actuellement moins de la moitié de cette capacité maximale.

Les pompes utilisées pour la protection incendie alimentent un système séparé et ne sont normalement pas en opération.

3.3.1.2 Déminéralisation de l'eau

L'eau d'appoint des chaudières de récupération sera déminéralisée afin d'éviter l'entartrage des conduites et des échangeurs de chaleur. Un débit en eau déminéralisée d'environ 23 m³/h sera requis en exploitation normale. L'unité de déminéralisation possédera trois (3)

chaînes de traitement installées en parallèle qui fonctionneront en alternance afin d'assurer une production continue d'eau déminéralisée pendant la régénération des lits. Un réservoir hors-terre d'eau déminéralisée d'environ 1 100 m³ permettra d'absorber les pointes de demande.

Avant le traitement de déminéralisation, l'eau sera prétraitée en passant par une unité d'ultrafiltration. Le traitement de déminéralisation consistera ensuite à faire passer l'eau filtrée à travers des unités d'osmose inverse suivi d'un polissage par une succession de lits résiniques fixes (lits cationiques, lits anioniques et lits mixtes de polissage).

Afin d'assurer une efficacité optimale du traitement, les lits résiniques doivent être régénérés lorsqu'ils sont saturés. La régénération des résines s'effectuera par l'injection d'un acide fort (acide sulfurique) et d'une base forte (soude caustique) selon le type de lits. Les eaux de purge et de lavage du système de déminéralisation seront rejetées dans un réservoir de neutralisation. Les eaux y seront mélangées et des bases ou acides y seront injectées pour obtenir un pH entre 6,0 et 9,0. Le réservoir de neutralisation aura une capacité suffisante pour retenir deux volumes de régénération (eau de purge et de lavage) de l'unité de déminéralisation.

Les eaux du système de filtration de l'unité de déminéralisation et les eaux du réservoir de neutralisation seront acheminées vers un réservoir collecteur pour être ensuite envoyées vers le bassin de rétention.

3.3.1.3 Traitement de la purge de la tour de refroidissement

La purge de la tour de refroidissement sera filtrée pour réduire son contenu en matières en suspension. Une fois la purge filtrée, celle-ci sera dirigée vers le bassin de rétention avant d'être rejetées avec l'effluent de Norsk-Hydro.

3.3.2 Transformateurs et poste de départ

Afin d'élever la tension de livraison à 230 kV, un poste de départ sera érigé à l'extérieur, le long du mur du bâtiment principal de la centrale (côté *ouest*). Ce poste comprendra principalement trois transformateurs élévateurs de tension et différents appareils de commande. Chacun de ces transformateurs contiendra de 38 000 à 67 000 litres d'huile de refroidissement et sera installé au-dessus d'une cuvette de rétention en béton munie d'un lit coupe-feu fait de pierre concassée, afin de contenir tout déversement accidentel. Chaque cuvette aura la capacité de retenir un volume équivalent à 125% du contenu du transformateur (voir section 3.8.2.7 pour la gestion des eaux pluviales).

L'huile utilisée ne contiendra aucun biphényle polychloré (BPC). Tous les transformateurs présents à l'usine ainsi que leurs installations de sûreté et de rétention seront conçus selon les normes d'Hydro-Québec.

3.3.3 Génératrice de secours

La centrale sera équipée d'une génératrice diesel de 1000 kW d'une puissance nominale à l'alimentation (combustible) d'environ 3 MW. Elle sera alimentée à partir d'un réservoir de diesel de 7,6 m³, soit une quantité équivalente à 24 heures d'utilisation. Ce réservoir sera localisé dans une enceinte confinée ayant la capacité de contenir un volume équivalent à 110% du contenu du réservoir (voir section 3.8.2.7 pour la gestion des eaux pluviales). Toutes les exigences du Règlement sur les produits pétroliers seront appliquées pour cette installation d'entreposage.

La génératrice est requise afin de maintenir opérationnels les automates et autres systèmes vitaux critiques au moment d'un délestage à la centrale, en cas d'absence du réseau, afin de fermer l'exploitation de façon sécuritaire sans endommager les équipements. Les systèmes vitaux critiques comportent principalement les batteries du système d'alimentation électrique sans coupures, les pompes d'urgence pour l'huile de lubrification des turbines, le vireur de la turbine à vapeur (moteur d'entraînement à basse vitesse de la turbine à vapeur utilisé pour assurer un refroidissement uniforme de la turbine afin d'éviter une déformation de l'axe de la turbine) et les systèmes de chauffage, ventilation, climatisation des équipements informatiques. La génératrice fonctionne alors jusqu'à ce que le réseau soit de nouveau fonctionnel. Pendant une fermeture d'urgence, les émissions de la génératrice ne s'additionnent pas aux émissions des turbines à gaz, puisque celles-ci sont alors arrêtées.

Par ailleurs, la génératrice sera démarrée jusqu'à quelques heures par mois afin de vérifier son bon fonctionnement et d'effectuer l'entretien préventif.

3.3.4 Infrastructures du projet

3.3.4.1 Conduites de vapeur et de condensat

Les conduites d'alimentation de vapeur et de retour du condensat reliant la centrale à PCI Chimie Canada et Norsk Hydro seront en acier et elles seront isolées contre le gel. En plus de ces deux conduites, une conduite similaire sera installée afin d'approvisionner PCI en gaz de combustion (environ 17 000 m³/h) qui en extraira le CO₂ requis pour son procédé. Les conduites à l'extérieur du site de la centrale seront gérées par TransCanada.

Ces conduites seront placées sur des ponts de tuyauterie à une hauteur approximative de 1,5 m du sol et une hauteur de 4 à 5 m du sol aux croisements routiers et ferroviaire. Les supports seront espacés d'environ 5 m et seront installés à 3 m ou plus des fossés. Le dessin 1236-M-2 en annexe montrent les détails de ces conduites et des ponts de tuyauterie. Les tracés préliminaires de ces conduites sont illustrés à la figure 15 en annexe.

3.3.4.2 Routes d'accès

La centrale étant située à l'intérieur du Parc industriel et portuaire de Bécancour, elle ne nécessite aucune construction de routes.

3.3.4.3 Conduite de gaz naturel

Pour la traversée fluviale, la capacité du réseau de Gaz Métropolitain devra être augmentée afin de livrer les quantités de gaz requises par la centrale de cogénération (voir section 3.2.1).

3.3.4.4 Livraison de l'électricité

Le poste de départ de la centrale comprendra également de l'équipement raccordant les transformateurs élévateurs aux lignes à haute tension de 230 kV. Ces lignes relient le poste de Bécancour aux principaux clients industriels de la région. Le raccordement sera sous la responsabilité de TransÉnergie, la division de Hydro-Québec responsable des lignes de transmission.

3.4 ENTREPOSAGE DES COMBUSTIBLES ET DES PRODUITS CHIMIQUES

Les utilisations principales de produits chimiques sont associées à la production d'eau déminéralisée et au traitement de l'eau des chaudières et de la tour de refroidissement (produits pour flocculer les matières en suspension, ajuster le pH, favoriser le transfert de chaleur, prévenir la croissance bactérienne, empêcher la corrosion ou la formation de dépôts, etc.). L'exploitation de l'usine requerra également des quantités limitées d'huiles hydraulique et de lubrification, de diesel et de gaz comprimés. Le tableau 3.3 présente de l'information sur les produits chimiques et les combustibles qui seront utilisés à la centrale. Les fiches signalétiques de ces produits sont présentées à l'Annexe C de l'étude.

Parmi les divers produits chimiques nécessaires à l'exploitation de la centrale, l'alun et l'hypochlorite de sodium sont ceux dont la consommation sera la plus élevée. L'acide sulfurique et l'hydroxyde de sodium, nécessaires pour la régénération des lits résiniques de l'unité de déminéralisation, feront aussi sujet à une consommation significative.

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. Une cuvette de rétention étanche est prévue pour chacun de ces produits, avec une capacité 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 plusieurs réservoirs. Chaque circuit de lubrification des turbines comportera également un réservoir muni d'une cuvette de rétention étanche avec une capacité équivalente à 110% du contenu.

Les autres matières citées dans le tableau 3.3 sont gazeuses ou présentes en petites quantités. Elles seront entreposées à l'intérieur dans les 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.

3.5 EXPLOITATION

La centrale proposée est conçue pour fonctionner de façon continue, 24 heures sur 24, et pour une durée de vie de 25 à 30 ans.

L'exploitation de la centrale créera une vingtaine d'emplois spécialisés comprenant des postes d'ingénieurs, d'opérateurs et de techniciens d'entretien. La composition typique de l'ensemble du personnel est la suivante :

- 1 chef de centrale;
- 1 chef de l'exploitation;
- 1 chef de l'entretien;
- 3 opérateurs/superviseurs;
- 5 opérateurs;
- 2 techniciens d'entretien;
- 4 mécaniciens – électriciens – ouvriers;
- 1 technicien de laboratoire;
- 1 ingénieur;
- 1 secrétaire - commis.

Tableau 3.3 Combustibles et produits chimiques utilisés à la centrale

Produits	État physique ¹	Utilisation	Type d'entreposage	Quantité maximale entreposée	Quantité entreposée dans le procédé	Consommation annuelle	Unités
Gaz naturel	G	Turbine à gaz	n.a.			920 000	m ³
Diesel	L	Génératrice d'urgence	Réservoir localisé dans une enceinte confinée		7,6	-	m ³
Huiles de lubrification pour les turbines à gaz et le générateur	L	Lubrification des éléments en rotation	Dans la tuyauterie et 1 réservoir. Barils d'huile de réserve dans la zone d'entreposage des matières dangereuses.	2	49	0,2	m ³
Huiles de lubrification pour la turbine à vapeur et le générateur	L	Lubrification des éléments en rotation	Dans la tuyauterie et 1 réservoir. Barils d'huile de réserve dans la zone d'entreposage des matières dangereuses.	1	19	0,2	m ³
Huiles de lubrification pour la génératrice d'urgence	L	Lubrification des éléments en rotation	Huile de réserve entreposée dans des bidons de 20 L dans la zone d'entreposage des matières dangereuses	0,08	0,05	0,05	m ³
Huile de lubrification pour le compresseur à gaz	L	Lubrification des éléments en mouvement dans le compresseur	Huile de réserve entreposée dans des bidons dans la zone d'entreposage des matières dangereuses	0,2	0,1	0,11	m ³
Huile hydraulique pour la turbine à vapeur	L	Valves et autres équipements de contrôle	Dans la tuyauterie et 1 réservoir. Barils d'huile de réserve dans la zone d'entreposage des matières dangereuses.	0,2	1,1	0,1	m ³
Huile pour transformateurs	L	Réfrigérant	Dans les transformateurs des turbines à gaz, aire de confinement prévue		114	0	m ³
Huile pour transformateurs	L	Réfrigérant	Dans les transformateurs des turbines à vapeur, aire de confinement prévue		64	0	m ³
Huile pour transformateurs	L	Réfrigérant	Dans les transformateurs auxiliaires, aire de confinement prévue		38	0	m ³
Connnect 6000	L	Nettoyage périodique des aubes de la turbine	Barils situés dans l'aire confinée d'entreposage des matières dangereuses	2		3	m ³
Connnect AF100	L	Nettoyage périodique des aubes de la turbine	Barils situés dans l'aire confinée d'entreposage des matières dangereuses	2		3	m ³
Hydrogène	G	Réfrigérant pour les générateurs des turbines à gaz et à vapeur	Bouteilles de gaz		27	0	kg
Oxygène (gaz test à 1,5 %)	G	Gaz pour calibrer le système de contrôle en continu des émissions	Gaz comprimé entreposé dans des bouteilles de gaz dans un bâtiment contrôlé	91	91	363	kg
Oxygène (gaz test à 21 %)	G	Gaz pour calibrer le système de contrôle en continu des émissions	Gaz comprimé entreposé dans des bouteilles de gaz dans un bâtiment contrôlé	91	91	363	kg
Azote (gaz test à 100%)	G	Gaz pour calibrer le système de contrôle en continu des émissions	Gaz comprimé entreposé dans des bouteilles de gaz dans un bâtiment contrôlé	91	91	363	kg
177 ppm monoxyde de carbone / azote	G	Gaz pour calibrer le système de contrôle en continu des émissions	Gaz comprimé entreposé dans des bouteilles de gaz dans un bâtiment contrôlé	91	91	363	kg
Dioxyde de carbone	G	Protection contre le feu	Gaz comprimé entreposé dans des bouteilles de gaz dans l'aire des matières dangereuses			0	kg
Éthylène glycol	L	Additif pour l'eau de refroidissement des équipements électriques auxiliaires	Réservoir surélevé muni d'une zone de confinement, barils entreposés dans l'aire des matières dangereuses	0,4	1	0,08	m ³
Soude caustique (50%)	L	Système de traitement des eaux	1 ou 2 réservoirs munis d'une zone de confinement	30		117	m ³
Acide sulfurique (93%)	L	Système de traitement des eaux	1 ou 2 réservoirs munis d'une zone de confinement	30		80	m ³
Control OS5900	L	Contrôle la corrosion due à la présence d'oxygène dissous contenu dans l'eau d'appoint alimentée aux chaudières	1 bac confiné relié au procédé et 1 autre bac entreposé dans l'aire des matières dangereuses	1,14	1,14	1,7	m ³
Steamate NA9680 (morpholine)	L	Contrôle la corrosion due à l'eau d'appoint alimentée aux chaudières	1 réservoir relié au procédé avec une zone de confinement	3,8		5	m ³

Produits	État physique ¹	Utilisation	Type d'entreposage	Quantité maximale entreposée	Quantité entreposée dans le procédé	Consommation annuelle	Unités
Hypochlorite de sodium (solution à 12%)	L	Biocide - Tour de refroidissement	1 ou 2 réservoirs munis d'une zone de confinement	45		270	m ³
Optisperse HP54354 (phosphate)	L	Traitement de l'eau d'alimentation aux chaudières (ajustement à la baisse du pH)	1 bac ou réservoir relié au procédé et muni d'une zone de confinement	2		0,95	m ³
Optisperse HP54674 (phosphate)	L	Traitement de l'eau d'alimentation aux chaudières (ajustement à la hausse du pH)	1 bac ou réservoir relié au procédé et muni d'une zone de confinement	3,8		5,7	m ³
Foamatrol	L	Agent anti-mousse pour la tour de refroidissement	Barils situés dans l'aire d'entreposage des matières dangereuses	0,4		0,4	m ³
Klaraid CDA 2702 (polymère liquide)	L	Coagulant - Traitement des eaux	1 ou 2 réservoirs reliés au procédé munis d'une aire de confinement	19		19	m ³
Alun	L	Traitement des eaux	1 réservoir relié au procédé avec une zone de confinement	45		720	m ³
Continuum AEC3136	L	Traitement pour l'eau de circulation de la tour de refroidissement (contre l'encrassement et la corrosion)	1 ou 2 réservoirs reliés au procédé munis d'une aire de confinement	1,5	1,5	31	m ³
Produits chimiques pour les tests de laboratoire	L	Tests pour l'eau	Petites bouteilles et fioles localisées dans le laboratoire des produits chimiques pour le traitement de l'eau	1 lot		1 lot	-
Shell Idusol	L	Solvant pour le nettoyage	Barils situés dans l'aire d'entreposage des matières dangereuses	1		0,95	m ³
Esso Varsol	L	Solvant pour le nettoyage	Bidons de 20 L situés dans la zone d'entreposage des matières dangereuses	0,1		0,2	m ³

1. L: liquide G: gaz S: solide

Un stationnement d'une capacité d'une quarantaine de véhicules permettra aux employés et aux visiteurs de stationner sur le site. La circulation de véhicules sur le site sera faible, en raison du nombre limité d'employés requis.

Les travaux d'entretien nécessiteront l'arrêt à tour de rôle des groupes turboalternateurs de la centrale, pendant trois à quinze jours par année selon les années. L'entretien préventif et les réparations courantes nécessiteront des arrêts de production pour environ trois jours, alors que les réparations et les remplacements majeurs de pièces d'équipements, réalisés à intervalle périodique, pourront exiger des arrêts annuels à tour de rôle, des groupes allant jusqu'à quinze jours. On prévoit également que les interruptions non planifiées se produiront en moyenne au rythme d'un jour par mois au maximum.

3.6 ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION

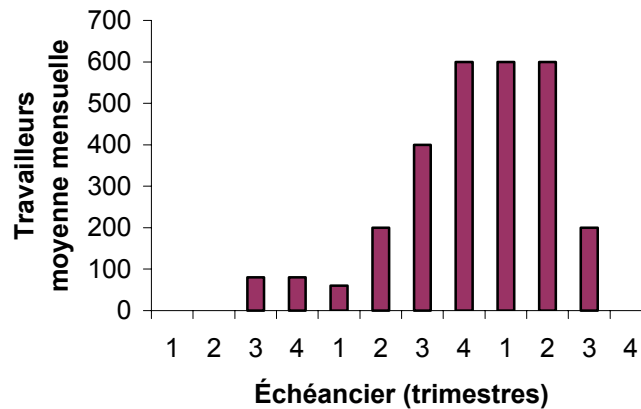
3.6.1 Calendrier des travaux de construction

Les principales phases de construction sont les suivantes :

Préparation du site :	Mois 1 à 2
Mise en place des fondations	Mois 3 à 14
Montage des structures d'acier :	Mois 9 à 15
Mise en place des équipements	Mois 6 à 20
Mise en service	Mois 21 à 26

Les travaux liés à la construction de la centrale s'étaleront sur une période d'environ vingt six (26) mois. Le début de la construction est prévu à l'été 2004, et la mise en service de la centrale en septembre 2006.

La main-d'œuvre nécessaire pour la construction de la centrale variera de 60 à 600 personnes au cours des trimestres. La Figure 3.2 montre la répartition approximative du personnel de construction requis dans le temps. À cet effectif, s'ajoutera le personnel de gestion et de supervision évalué à une cinquantaine de personnes.

Figure 3.2 Travaillleurs requis pour la construction de la centrale

Le chantier sera normalement ouvert entre 7 h et 19 h du lundi au vendredi, pour la période initiale de construction de 12 mois. De façon sporadique, du travail pourra être effectué la fin de semaine, si requis. À partir du 12^e mois, il est probable qu'un horaire comportant deux quarts de travail sera adopté.

Certaines activités moins bruyantes (ex : travaux de soudure, électrique, instrumentation, etc.) ou des travaux exécutés à l'intérieur de bâtiments, pourraient alors être réalisés en dehors de la période de 7 h à 19 h. Pendant la période de démarrage et par la suite, la centrale sera en exploitation 24 heures par jour, 365 jours par an.

3.6.2 Préparation du site

Les travaux de préparation du site comprennent les travaux d'arpentage, le terrassement et le nivellement, le creusage des fossés de drainage et l'aménagement du bassin temporaire de sédimentation. Le site sera clôturé pendant et après la construction.

Les travaux de préparation du site commenceront par les travaux de l'aménagement de l'aire de l'usine. La terre végétale sera mise en tas à proximité pour y être conservée pour un usage ultérieur. Un premier nivellement brut du terrain sera par la suite effectué. Ces travaux produiront un volume de déblai évalué à environ 10 000 m³. Des travaux d'aménagement paysager seront effectués à la fin des travaux de construction.

Du matériel granulaire de classe 'A' (gravier ou sable) sera utilisé pour la construction des fondations, des routes internes au site, du stationnement et des aires d'entreposage des équipements. Les quelques 6 600 m³ de matériel granulaire et de sable requis proviendront de carrières et sablières autorisées de la région. Il en résultera un passage moyen

d'environ 50 camions (de 7 m³) par jour. Des mesures seront prises afin de minimiser le transit de camions dans les secteurs résidentiels de la ville de Bécancour.

Les équipements prévus pour les travaux de préparation du site sont présentés au Tableau 3.4.

Tableau 3.4 Équipements utilisés pour la préparation du site et des fondations

Type d'équipement	Quantité
Camion	12
Bétonnière	8
Chargeuse	6
Excavatrice	6

Le système de drainage de surface du terrain sera aménagé au début des travaux de préparation du site. Le terrain sera aménagé en pente douce, ce qui permettra l'écoulement des eaux de ruissellement vers des fossés de sédimentation 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. 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. Ces installations seront conçues de façon à limiter les concentrations à moins de 25 mg/l pour les matières en suspension et à moins de 15 mg/l pour les huiles et graisses. Le volume utile total des fossés de sédimentation sera de l'ordre de 3000 m³ et pourra être évacué en 24 heures.

Ces fossés de sédimentation seront laissés en place pour gérer les eaux de ruissellement pendant toute la période de construction. 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 prévu que les eaux pluviales collectées par le réseau de fossés de la centrale seront très peu chargées en matières en suspension. Les fossés de sédimentation pourraient être laissés en place après la période de construction afin de gérer les eaux pluviales, ou pourraient être démantelés si le suivi démontre que les eaux pluviales peuvent rencontrer les critères de rejet sans cette installation.

3.6.3 Installations temporaires

Durant la période de construction, un certain nombre de bâtiments temporaires seront requis. La plupart des ces bâtiments sont du type « roulotte de chantier ». Parmi ceux-ci, mentionnons un bureau principal de projet, un poste de garde, et un bâtiment pour les relations de travail, la sécurité et l'infirmierie ainsi qu'une vingtaine de roulottes de chantier pour les divers entrepreneurs.

Une plate-forme sera aménagée pour l'entreposage des équipements à l'est de la centrale. Un stationnement temporaire sera également aménagé à l'est du site.

Des toilettes chimiques seront disponibles sur le chantier. Elles resteront en place pendant tous les travaux de construction et seront changées périodiquement par une firme autorisée. Un raccordement temporaire au réseau d'égout sanitaire du Parc industriel et portuaire de Bécancour sera effectué pour les roulottes de chantier.

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 permanent du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Les entrepreneurs fourniront les salles de repas et les équipements nécessaires (réfrigérateurs, réchauds, etc.).

Chaque entrepreneur disposera d'une aire pour les bâtiments temporaires et pour l'entreposage de matériaux. Ces entrepreneurs seront en charge des différentes activités telles que le bétonnage, le montage de la structure, la mise en place des services souterrains, les travaux de maçonnerie, etc.

Une aire de nettoyage des équipements sera aménagée pour le nettoyage des bétonnières et autres équipements. Celle-ci sera munie d'une géomembrane et remplie d'un lit de sable. Les bétonnières seront lavées après chaque livraison. Les rebuts seront ensuite disposés dans les conteneurs à rebuts de matériaux solides après évaporation de l'eau. S'il faut absolument diriger l'eau résiduelle vers un des fossés de sédimentation, le pH sera mesuré à la sortie des fossés de sédimentation les jours de rejet de l'eau au fossé du Parc industriel et portuaire de Bécancour et celui-ci sera maintenu entre 6,0 et 9,5, par l'ajout au besoin d'acide dilué.

Un raccordement électrique temporaire alimentera le chantier dont les besoins sont estimés à environ 2 000 kVa. La distribution temporaire sur le chantier se fera au moyen de lignes aériennes. 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. Le raccordement sera effectué par HQD qui décidera du tracé à retenir. Les travaux nécessiteront possiblement l'implantation d'un ou deux poteaux, lesquels seront implantés à une distance raisonnable des fossés de drainage.

Les installations temporaires seront démantelées à la fin des travaux. Les zones d'installations temporaires qui seront réaménagées à la fin des travaux comprennent notamment le stationnement temporaire, la plate-forme pour les roulottes de chantier et les aires d'entreposage des équipements en attente de leur installation.

3.6.4 Construction des bâtiments et mise en place des équipements

Le béton nécessaire à la construction des fondations et autres composantes de l'usine sera fourni par des entrepreneurs. La quantité totale de béton requise est estimée à environ 7 000 m³, ce qui représente un total de près de 1 800 voyages de bétonnières.

Lorsque les fondations et les dalles sur sol seront coulées, les travaux se poursuivront avec l'érection des charpentes d'acier. Les murs et toitures seront constitués d'un revêtement métallique.

La plupart des équipements seront livrés au site en larges sections pré-assemblées, ce qui permettra de réduire les délais d'installation sur site. Il est possible que la livraison des équipements volumineux et lourds soit effectuée par voie ferrée ou par bateau.

Les turbines à gaz, les turbines à vapeur de même que les chaudières de récupération seront constituées de larges modules pré-assemblés qui doivent être installés avant que l'érection du bâtiment ne soit complétée. Cette phase majeure de construction aura lieu au cours de la dernière année de construction.

Les travaux de mise en place des râteliers, des conduites et des raccords électriques commenceront en parallèle avec l'alignement final des équipements majeurs. Lorsque ces travaux seront à peu près terminés, on effectuera les travaux d'aménagement extérieurs comme le pavage des routes et du stationnement, et les travaux d'aménagement paysager.

3.7 NUISANCES ET REJETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION

3.7.1 Sources de bruit

Durant la construction, des équipements tels que des pelles mécaniques, des bétonnières, des camions et des grues, seront utilisés sur le chantier. Les travaux de préparation du site et de mise en place des fondations représentent les activités les plus susceptibles de

causer un impact sonore. Par ailleurs, le transport de matériaux granulaires pour la préparation du site et des fondations nécessitera le passage de quatre-vingts camions par jour et vingt-neuf bétonnières par jour sur les routes locales de 7 h à 19 h, pour une durée estimée à un mois pour les travaux de préparation du site et à trois mois pour les fondations. Les camions et les bétonnières emprunteront probablement l'autoroute 30.

3.7.2 Sources de poussières

La circulation de camions sur le site durant les travaux de préparation du terrain constituera une source d'émission de poussières qui sera réduite au moyen d'abats poussières (eau, chlorure de calcium ou autre substance autorisée) au besoin.

3.7.3 Déchets de construction

Durant la construction de la centrale, divers déchets seront générés et pour lesquels un mode de gestion et de contrôle sera mis en place. Les principaux déchets de construction sont les suivants :

Huiles usées de vidange

La plupart des équipements roulants seront vidangés dans des garages situés à l'extérieur du site des travaux. Par contre, pour certains équipements peu mobiles tels que les pelles hydrauliques ou les grues, les vidanges pourraient être effectuées sur le site par les propriétaires des équipements (entrepreneurs).

Une procédure particulière sera établie pour les vidanges d'huile usées sur le site. Entre autres, elles comportera l'obligation de faire les vidanges à plus de 10 mètres des fossés et à utiliser un géotextile absorbant sur une toile imperméable. Il n'y aura pas d'entreposage sur le site, puisque les entrepreneurs verront à éliminer leurs huiles usées au fur et à mesure qu'elles seront générées. Ces entrepreneurs auront l'obligation d'en disposer en conformité avec le réglementation en vigueur.

Matériaux de construction

Les matériaux de construction sont composés principalement de bois de coffrage et de résidus de béton. Ces déchets sont récupérés par les entrepreneurs pour réutilisation, recyclage ou disposition. Dans le cas des résidus de béton, ceux-ci peuvent être éliminés dans un dépôt de matériaux secs ou récupérés et concassés pour réutilisation comme remblai granulaire.

Déchets domestiques

Les déchets domestiques proviennent principalement des roulottes des entrepreneurs et sont composés surtout de résidus de table. Ces déchets seront éliminés dans un site d'enfouissement sanitaire. Les rebuts de papier et les cartons seront recyclés par des compagnies spécialisées.

Déchets sanitaires

Dès le début de la construction on raccordera les installations sanitaires des roulottes temporaires au réseau d'égout sanitaire du Parc industriel et portuaire de Bécancour.

Des toilettes chimiques seront également utilisées sur le chantier par les différents entrepreneurs. L'élimination de leur contenu sera également gérée par des entreprises spécialisées. La tenue d'un registre permettra de gérer adéquatement ces toilettes chimiques.

3.8 DESCRIPTION DES REJETS ET DES NUISANCES LIÉS À L'EXPLOITATION

Cette section décrit les rejets atmosphériques, liquides et solides liés à l'exploitation de la centrale de Bécancour de même que les technologies de traitement qui seront installées afin de minimiser ces rejets. Cette section se termine par une description des diverses sources de nuisances de la centrale pendant son exploitation.

3.8.1 Rejets atmosphériques de la centrale

3.8.1.1 Composition des gaz de combustion

3.8.1.1.1 Groupes « turbines à gaz – chaudière de récupération »

Les émissions atmosphériques de la centrale seront essentiellement composées des gaz d'échappement provenant des turbines à gaz et des brûleurs d'appoint des chaudières de récupération.

Les gaz de combustion sont composés principalement d'azote (75 % en % volumique) d'oxygène (12 %) de vapeur d'eau (8 %), de dioxyde de carbone (4 %) et d'argon (1 %), soit les produits d'une combustion complète du gaz naturel. D'autres produits ou contaminants sont aussi présents, mais en très faible quantité (moins de 0,001 %). Il s'agit principalement du monoxyde de carbone (CO), des oxydes d'azote (NOx), des oxydes de soufre (SO_x), de matières particulaires (MP) et de composés organiques volatils (COV).

D'autres contaminants organiques sont également présents dans une proportion encore plus faible.

Le tableau 3.5 présente la composition typique des gaz de combustion s'échappant des cheminées des groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération » pour divers scénarios de production. Les caractéristiques des gaz présentées au tableau 3.5 comprennent l'utilisation des brûleurs de postcombustion à la chaudière de récupération. Les brûleurs d'appoint ne nécessitent pas d'apport d'air supplémentaire et utilisent l'oxygène, contenu dans les gaz de combustion de la turbine à combustion.

Les scénarios de production, décrits ci-après, et d'émissions présentés au tableau 3.5 couvrent une vaste gamme de paramètres d'opération et de production de vapeur et d'électricité. En général, les émissions et les concentrations de contaminants augmentent avec les taux de production d'électricité et de vapeur et augmentent aussi en fonction de la température ambiante. En effet, pour un même niveau de production, plus la température ambiante est élevée, plus le recours à la postcombustion devient important et plus la consommation de carburant augmente, ce qui se traduit par une augmentation du taux d'émission et de la concentration des contaminants dans les gaz de combustion.

Les scénarios de production présentés au tableau 3.5 sont les suivants :

- A. Livraison maximale d'électricité (547 MWe) et maximale de vapeur (138,2 MWt) pour une température moyenne de janvier. Pour une température plus faible ou pour une production moindre d'électricité ou de vapeur, le besoin en postcombustion est moindre, de même que les émissions et les concentrations de contaminant.
- B. Livraison maximale d'électricité (547 MWe) et maximale de vapeur (138,2 MWt) pour la température maximale (40°F) prévue au contrat avec Hydro-Québec Production pour la production de 547 MW. Ce scénario présente les émissions maximales de contaminants pour la production de 547 MWe d'électricité
- C. Livraison maximale d'électricité en été (507 MWe) et moyenne de vapeur (83,9 MWt) pour la température moyenne de juillet. Ce scénario est le plus représentatif des conditions d'opération estivales.
- D. Livraison maximale d'électricité en été (507 MWe) et maximale de vapeur (138,2 MWt) pour la température moyenne de juillet. Ce scénario est peu probable, puisque la demande des clients vapeurs est habituellement nettement inférieure à la demande maximale prévue.

- E. Livraison maximale d'électricité en été (507 MWe) et maximale de vapeur (138,2 MWt) pour une température élevée en été. Ce scénario considère l'utilisation de toute la puissance installée des brûleurs de postcombustion. Il s'agit du cas extrême, puisque à cette température ambiante, les besoins des clients vapeurs seraient inférieurs à leur demande totale moyenne de vapeur pour le mois (83,9 MWt).

Les émissions (concentrations), à l'exception du formaldéhyde, présentées au tableau 3.5 sont basées sur le modèle d'émissions atmosphériques du fournisseur des turbines à gaz (General Electric) et sur des facteurs d'émission généralement garantis par les fournisseurs de brûleurs pour la postcombustion. 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. Dans les faits, les paramètres d'opération des deux groupes pourraient être légèrement différents, principalement au niveau de la postcombustion. Dans ce cas, les valeurs indiquées au tableau 3.5 seraient plutôt représentatives d'une moyenne des maximums des deux groupes. Notez cependant que pour le scénario E, qui considère la capacité de postcombustion maximale de chaque groupe, les concentrations présentées sont les concentrations maximales prévues pour chacun des deux groupes.

Tableau 3.5 Composition typique des gaz de combustion émis à l'atmosphère par les groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération » de la centrale

Paramètres	Hiver 547 MW Vapeur maximum		Été - 507 MW		
	A	B	Vapeur moyenne C	Vapeur maximale D E	
Scénario					
Paramètres de production					
Température ambiante (°C)	-12,4	4,3	19,8	19,8	27,0
Production totale nette d'électricité (MWe)	547	547	507	507	507
Production totale de vapeur (MWt)	138,2	138,2	83,9	138,2	138,2
Chaleur totale consommée par la centrale (GJ/h, PCI)	4 150	4 145	3 726	3 878	3 988
Chaleur totale consommée aux turbines à gaz (GJ/h, PCI)	3 720	3 544	3 324	3 324	3 124
Chaleur totale consommée à la postcombustion (GJ/h, PCI)	448	611	402	554	864
Caractéristiques des gaz aux cheminées (5,4 m de diamètre)					
Température (°C)	90,6	88,3	90,6	88,3	82,2
Vitesse des gaz (m/s)	22,6	21,5	20,4	20,3	19,4
Débit de gaz de combustion par cheminée (x 1000 m³/h)	1 867	1 769	1 683	1 675	1 603
Débit de gaz de combustion par cheminée (x 1000 Nm³/h, base sèche)	1 286	1 217	1 145	1 142	1097
Composition (% volume)					
N ₂ +Ar	75,7	75,3	74,8	74,7	74,0
O ₂	11,8	11,4	11,6	11,3	10,5
H ₂ O	8,3	9,0	9,4	9,7	10,9
CO ₂	4,2	4,4	4,2	4,3	4,6
Concentration de contaminants					
Base sèche, % O₂ réel					
NOx (ppmv)	14,2 (5,4)	15,7 (5,7)	14,2 (5,4)	15,5 (5,7)	18,3 (5,9)
NOx (mg/Nm³)	29,2 (11,2)	32,3 (11,8)	29,3 (11,2)	31,9 (11,7)	37,8 (12,1)
CO (ppmv)	14,3	16,8	14,5	16,5	21,2
CO (mg/Nm³)	17,9	21,1	18,2	20,8	26,6
MP (mg/Nm³)	7,6 (8,2)	8,5 (9,2)	8,4 (9,1)	8,9 (9,6)	10,3 (11,0)
NH ₃ (ppmv)	N.A. (6,8)	N.A. (7,1)	N.A. (6,8)	N.A. (7,1)	N.A. (7,4)
NH ₃ (mg/Nm³)	N.A. (5,2)	N.A. (5,4)	N.A. (5,2)	N.A. (5,4)	N.A. (5,6)
Formaldéhyde (ppbv)	64,9	68,6	65,5	68,3	73,1
Formaldéhyde (µg/m³)	87,4	92,2	88,1	91,9	98,4
COT (mg/Nm³) ⁽¹⁾	8,2	9,4	8,5	9,6	12,4
COV (mg/Nm³) ⁽²⁾	2,3	2,9	2,4	2,9	3,9
Base sèche, 15 % O₂					
NOx (ppmv)	10,5 (4)	11,0 (4)	10,4 (4)	10,9 (4)	11,8 (4)
CO (ppmv)	10,5	11,8	10,6	11,6	13,7
MP (mg/Nm³)	5,6 (6,1)	6,0 (6,4)	6,1 (6,7)	6,2 (6,7)	6,6 (7,5)
NH ₃ (ppmv)	N.A. (5)	N.A. (5)	N.A. (5)	N.A. (5)	N.A. (5)
Formaldéhyde (ppbv)	47,8	48,0	48,0	48,0	47,1
COT (mg/Nm³) ⁽¹⁾	6,1	6,6	6,2	6,7	8,0
COV (mg/Nm³) ⁽²⁾	1,7	2,0	1,8	2,1	2,5

Note : les valeurs entre parenthèses se rapportent uniquement au cas avec système de réduction catalytique des NOx (SCR)

(1) COT : composés organiques totaux.

(2) COV : composés organiques volatils.

Dans le cas du formaldéhyde, les émissions présentées au tableau 3.5 sont basés sur l'utilisation d'un facteur d'émission (exprimé en lb/MMBtu ou en g/MJ à l'alimentation) moyen dérivé des facteurs d'émission publiés dans la base de données de l'US-EPA pour des turbines GE7A et des facteurs d'émissions fournis par General Electric pour des turbines GE7A et GE7 avec postcombustion. Il existe une très grande variabilité dans les émissions de formaldéhyde d'un même modèle de turbine et dans une même turbine sous différentes conditions d'opération (charge, température ambiante, formaldéhyde dans l'air ambiant, etc.). À titre indicatif, les concentrations de formaldéhyde (exprimées en partie par milliard (ppb), sur base sèche et 15% d'oxygène) des turbines GE7F varient de 7 à 150 ppb (moyenne de 43 ppb) dans la base de données de l'EPA, de 5 à 106 ppb (moyenne de 55 ppb) dans la base de données de GE et de 12 à 81 ppb (moyenne de 46 ppb) dans la base de données de GE avec postcombustion. Les concentrations de formaldéhyde présentées au tableau 3.5 représentent donc une estimation raisonnable de la concentration moyenne à long terme pour le formaldéhyde dans les gaz de combustion. À titre indicatif, la concentration moyenne pour des turbines à flammes diffuses (modèles de turbines plus anciens) seraient de l'ordre de 300 ppb selon les facteurs d'émission publiées dans la compilation AP-42 de l'US-EPA.

3.8.1.1.2 Chaudières auxiliaires et génératrice d'urgence

Le tableau 3.5b présente les caractéristiques typiques des émissions atmosphériques des chaudières auxiliaires et la génératrice d'urgence. Ces caractéristiques sont basées sur la consommation de carburant et des données techniques fournies par les fournisseurs pour les NO_x, le CO, les matières particulaires. Les émissions de SO₂ sont basées sur le contenu en soufre maximum du carburant et les émissions de COV et de COT sont basées sur les facteurs d'émissions de l'US-EPA (AP-42) pour les chaudières et selon les données du fabricant pour la génératrice d'urgence (pire cas selon divers modèles pour chaque contaminant). Notez qu'il s'agit de valeurs typiques pouvant être considérées comme maximale sur une base horaire lors de l'opération normale des équipements, c'est-à-dire en excluant les périodes de démarrage.

Tableau 3.5b Caractéristiques typiques des émissions atmosphériques des chaudières auxiliaires et la génératrice d'urgence

Paramètres	Chaudières auxiliaires (chacune)	Génératrice d'urgence
Puissance à l'alimentation (MW)	93,4	3,0
Carburant	Gaz naturel	Diesel
Consommation de carburant (kg/h)	6 244	235
Température (°C)	149	524
Diamètre de cheminée (m)	1,34	0,25
Hauteur de cheminée (p/r au sol) (m)	40	4
Vitesse des gaz (m/s)	15,2	40,4
Débit de gaz humide (m ³ /h)	154 279	14 278
Débit de gaz sec (Nm ³ /h)	82 871	4 543
Composition (% volume)		
N ₂ +Ar	72,2	76,1
H ₂ O	17,0	7,1
O ₂	2,5	9,0
CO ₂	8,4	7,8
Concentration de contaminants		
Base sèche, %O₂ réel		
NOx (ppmv)	69	2 258
NOx (mg/Nm ³)	142	4 657
CO (ppmv)	113	2 220
CO (mg/Nm ³)	142	2 788
SO ₂ (ppmv)	1,8	180
SO ₂ (mg/Nm ³)	5,1	518
MP (mg/Nm ³)	12	131
COT (mg/Nm ³)	19	328
COV (mg/Nm ³)	9,3	< 328
Base sèche, %O₂	3%	15%
NOx (ppmv)	69	1192
CO (ppmv)	113	1172
SO ₂ (ppmv)	1,8	95,2
MP (mg/m ³)	12	71
COT (mg/m ³)	19	178
COV (mg/m ³)	9,3	< 178
Taux d'émission de contaminants		
NOx (kg/h)	11,8	21,2
CO (kg/h)	11,8	12,7
SO ₂ (kg/h)	0,4	2,4
MP (kg/h)	1,0	0,6
COT (kg/h)	1,5	1,5
COV (kg/h)	0,8	< 1,5

Notes:

Valeurs estimées à partir des données fournies par les fabricants.

Émissions de SO₂ basées sur un contenu en soufre maximum dans le carburant (24 mg/m³ pour le gaz naturel et 0,5% pour le carburant diesel).

3.8.1.2 Contrôle des émissions

Les systèmes de contrôle des émissions atmosphériques prévus sont les suivants :

- contrôle des paramètres de combustion;
- brûleurs avec pré-mélange à combustion étagée (« Dry Low NOx ») pour réduire les émissions de NOx des turbines à gaz et des chaudières auxiliaires (garantie < 9 ppmv¹, base sèche, 15 % O₂ pour une opération aux turbines à gaz en base). Ce type de brûleurs permet aussi de réduire les émissions de CO et de composés organiques par rapport aux brûleurs conventionnels.

3.8.1.3 Bilan des émissions

Les tableaux 3.7 et 3.8 présentent le bilan annuel des émissions atmosphériques de la centrale avec et sans système de réduction catalytique (SCR) des oxydes d'azote. Les hypothèses de travail suivantes ont été posées pour dresser ce bilan :

- Les émissions des chaudières auxiliaires ne sont pas considérées puisque celles-ci ne seront utilisées qu'à l'occasion, excepté les années d'entretien majeur (au six ans) durant lesquelles elles pourraient être utilisées jusqu'à 20% de l'année. Les émissions de ces chaudières étant inférieures aux émissions des groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération », elles ne sont donc pas considérées.
- Les émissions des groupes deux « turbine à gaz – chaudière de récupération » ont été comptabilisées sur une base mensuelle en considérant la température ambiante moyenne mensuelle, la livraison de vapeur moyenne mensuelle et la livraison d'électricité de 547 MW de novembre à mars et de 507 MW d'avril à octobre.
- Les émissions annuelles sont obtenues en additionnant les émissions mensuelles obtenues à l'étape précédente et en appliquant un facteur de disponibilité annuelle de 95%, c'est-à-dire en considérant l'opération de la centrales avec deux groupes turbine à gaz – chaudière de récupération » 90% de l'année et l'opération avec un seul groupe 10% de l'année (5% pour chaque groupe) pour permettre d'effectuer l'entretien annuel sur ces équipements.
- Les émissions de gaz à effet de serre (GES), présentées plus loin au tableau 3.9, sont comptabilisées en considérant la consommation annuelle de gaz naturel selon le

1 ppmv : partie par million en volume.

scénario de production décrit plutôt, soit environ 920 millions de mètres cubes par année. Les facteurs d'émission de CO₂ d'Environnement Canada pour la combustion du gaz naturel et ceux de l'US-EPA (AP-42) pour le N₂O et le CH₄ pour la combustion du gaz naturel dans des turbine à gaz ont été utilisés pour le calcul des émissions de GES. Dans le calcul des émissions en équivalent CO₂, des potentiels de réchauffement planétaire de 1, 21 et 310 ont été utilisés respectivement pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O.

- Pour le cas sans système de réduction catalytique (SCR) des NOx :
 - Les émissions mensuelles de CO, de NOx, de matières particulaires, de COT et de COV sont estimées à partir des résultats (kg/h) du modèle d'émissions du fournisseur de turbines (GE) et de facteurs d'émissions (lb/MMBTU ou g/MJ provenant du combustible) habituellement garantis par les fournisseurs de brûleurs pour la postcombustion et de la consommation moyenne mensuelle de carburant pour la postcombustion.
 - Les émissions mensuelles de SO₂ sont estimées à partir de la consommation totale de gaz naturel en supposant que tout le soufre contenu (maximum 24 mg/m³ de gaz selon Gaz Métropolitain) dans le gaz naturel forme du SO₂ lors de la combustion.
 - Les émissions mensuelles de composés organiques toxiques sont estimées à partir de la consommation totale de gaz naturel et des facteurs d'émission (lb/MMBTU ou g/MJ provenant du combustible) AP-42 de l'US-EPA, établis pour les composés considérés toxiques par la loi américaine. Ces facteurs ont été développés à partir de tests effectués majoritairement sur des turbines à gaz à flamme diffuse sans aucun système de réduction des émissions, surestimant les émissions de la centrale proposée qui sera munie de turbine à pré-mélange. Lorsque disponibles, les émissions annuelles obtenues à partir des facteurs d'émission dérivés des tests effectués sur des turbines identiques (GE 7F) ou des facteurs d'émission pour des brûleurs à pré-mélange similaires à ceux utilisés dans le présent projet sont aussi présentées.
- Pour le cas avec système de réduction catalytique (SCR) des NOx :
 - Les émissions de CO, de COT, de COV et de composés organiques toxiques sont considérées similaires aux émissions sans SCR.
 - Les émissions mensuelles de NOx sont estimées en posant que la concentration dans les gaz de combustion après traitement est de 4 ppmv, sur base sèche corrigée à 15% d'oxygène.

- Les émissions mensuelles de NH_3 sont estimées en posant que la concentration dans les gaz de combustion après traitement est de 5 ppmv, sur base sèche corrigée à 15% d'oxygène. Une valeur de 2 ppmv a aussi été utilisée pour estimer les émissions durant la première année d'utilisation du catalyseur.
- Les émissions mensuelle de SO_2 sont estimées en supposant que 15% du SO_2 présent dans les gaz de combustion serait transformé en SO_3 par le catalyseur du SCR. Les émissions de SO_2 ainsi calculées sont donc de 15% inférieures aux émissions sans SCR.
- Les émissions de matières particulaires sont estimées en supposant que le tout le SO_3 potentiellement formé dans le catalyseur réagit avec le NH_3 dans le SCR pour former du sulfate d'ammonium ($(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$), s'ajoutant aux émissions de particules sans SCR.
- Les émissions de H_2SO_4 sont estimées en supposant que le tout le SO_3 formé dans le catalyseur réagit avec la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion pour former du H_2SO_4 .

Notez que dans la formation de matières particulaires supplémentaires ($(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$) et de H_2SO_4 dans le cas avec SCR, le soufre sur forme de SO_3 est comptabilisé deux fois. Le SCR pourrait donc apporter une émission supplémentaire jusqu'à 20 t/an de matières particulaires ou une émission de H_2SO_4 pouvant atteindre 10 t/an.

Tableau 3.6 Bilan des émissions atmosphériques annuelles de la centrale de cogénération

Contaminant	Émission annuelle (t/an) ⁽¹⁾	
	Sans SCR	Avec SCR
Monoxyde de carbone (CO)	320	320
Oxydes d'azote (NOx, en NO_2)	550	220
Matières particulaires (MP)	150	170 ⁽²⁾⁽³⁾
Dioxyde de soufre (SO_2)	45	37
Composés organiques totaux (COT)	150	150
Composés organiques volatils (COV)	40	40
Ammoniac	-	40 à 100 ⁽⁴⁾
H_2SO_4	-	10 ⁽³⁾

(1) SCR : système de réduction catalytique des oxydes d'azote.

(2) N'inclut pas les émissions secondaires de particules (voir section 6.1.1.2.3)

(3) Augmentation des émissions de matières particulaires jusqu'à 20 t/an ou émissions de H_2SO_4 jusqu'à 10 t/an.

(4) Variation en fonction de l'âge du catalyseur du SCR : neuf (40 t/an, 2 ppmv), vieux (100 t/an, 5 ppmv)

Tableau 3.7 Bilan des émissions annuelles de composés organiques toxiques de la centrale de cogénération

Composé	Émissions annuelles (t/an)	
	Turbines avec brûleur sans contrôle ⁽¹⁾	Turbines avec brûleur à prémélange ⁽²⁾
Acétaldéhyde	0,603	0,524 ⁽³⁾
Acroléine	0,0964	< 0,0770 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾
Benzène	0,181	0,0429 ⁽⁵⁾
Ethylbenzène	0,482	< 0,0703 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾
Formaldéhyde	10,7	1,71 ⁽⁶⁾
Naphthalène	0,0196	< 0,0107 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾
HAP	0,0331	0,00217 ⁽⁵⁾
Toluène	1,958	0,199
Xylènes	0,964	0,152 ⁽⁵⁾
HAP (équiv. toxique) (kg/an) ⁽⁷⁾	0,676	

(1) Facteurs d'émission originaux de AP-42 (US-EPA) pour des turbines équipées de brûleurs à flamme diffuse, alimentées avec du gaz naturel, charge de 80% et plus.

(2) Facteurs d'émission de l'US-EPA pour des turbines équipées de brûleurs à prémélange, alimentées avec du gaz naturel, charge de 80% et plus.

(3) Turbine GE 7FA, un seul test.

(4) Composé non détecté. Estimation basée sur la limite de détection divisée par deux.

(5) Facteur d'émission basé sur un seul test.

(6) Facteur d'émission basé sur les facteurs de l'US-EPA et de General Electric pour une turbine GE 7FA.

(7) Hydrocarbures aromatiques polycycliques exprimés en équivalent toxique par rapport au benzo-(a)-pyrène selon la définition du MENV. (voir annexe H-3 de l'étude d'impact, volume 2).

3.8.1.4 Normes d'émission

Le tableau 3.8 présente et compare les émissions de la centrale proposée avec les normes du *Règlement sur la qualité de l'atmosphère*, du Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère (juin 2000) et des recommandations du Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME). Comme le montre Le tableau, le projet répond à toutes les normes ou recommandations gouvernementales actuellement en vigueur au Québec et au Canada. Pour ce qui est des oxydes d'azote, le projet rencontre la norme proposée pour les régions à l'extérieur de la Zone de Gestion des Émissions de Polluants (ZGEP). La région de Bécancour étant située à l'intérieur de la ZGEP, le promoteur reconnaît que le MENV pourrait exiger de rencontrer la norme proposée de 4 ppm pour les oxydes d'azote. D'un strict point de vue environnemental, il faut aussi reconnaître que l'arrêt d'installations de production de vapeur alimentées au mazout fait partie du projet, et qu'à ce titre, le mérite de la réduction anticipée des polluants émis par ces installations lui devrait être reconnu. La recommandation du CCME pour les turbines à gaz reconnaît le gain environnemental de la cogénération en fixant la limite acceptable d'émission de contaminants en fonction de l'énergie utile produite.

Tableau 3.8 Comparaison des émissions atmosphériques avec les normes en vigueur

Règlements	Limites permises, prévues ou recommandées	Projet ⁽¹⁾	
		Sans SCR	Avec SRC
Groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération »			
Règlement sur la qualité de l'atmosphère			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x ▪ Matières particulaires ▪ Opacité 	1,3 g/MJ à l'alimentation 0,2 g/MJ à l'alimentation 20%	0,021 0,0057 ≤ 10 %	0,007 0,0061 ≤ 10 %
Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x - dans la ZGEP ▪ NO_x - hors ZGEP ▪ CO ▪ NH₃ ▪ Opacité 	4 ppm, sec, 15 % O ₂ ⁽²⁾ 15 ppm, sec, 15 % O ₂ ⁽²⁾ 16 ppm, sec, 15 % O ₂ ⁽²⁾ 5 ppm, sec, 15 % O ₂ ⁽²⁾ 20%	12 14 0 ≤ 10 %	< 4 14 2,5 à ≤5 ≤ 10 %
CCME, Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x ▪ CO ▪ SO₂ 	140 g/GJ d'énergie produite 50 ppm, sec, 15 % O ₂ 800 g/GJ d'énergie produite	36 14 2,6	12 14 2,2
Chaudières auxiliaires (93,4 MW à l'alimentation chacune)⁽³⁾			
Règlement sur la qualité de l'atmosphère			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x ▪ Matières particulaires ▪ Opacité 	200 ppm, sec, 3% O ₂ 45 mg/MJ à l'alimentation 20%		67 3 ≤ 10 %
Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x ▪ Opacité 	40 g/GJ à l'alimentation 20%		35 ≤ 10 %
Génératrice d'urgence (1 MW, 3 MW à l'alimentation)⁽³⁾			
Règlement sur la qualité de l'atmosphère			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x ▪ CO ▪ Hydrocarbures ▪ Opacité 	4,5 g/MJ à l'alimentation 1,8 g/MJ à l'alimentation 0,28 g/MJ à l'alimentation 10%		2,0 1,2 0,14 ≤ 10 %
Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère⁽⁴⁾			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ NO_x ▪ CO ▪ COV ▪ Opacité 	2,5 g/MJ à l'alimentation 1,8 g/MJ à l'alimentation 0,28 g/MJ à l'alimentation 20%		2,0 1,2 < 0,14 ≤ 10 %

(1) Valeur horaire maximale prévue, excluant les démarrages, par groupe « turbine à gaz – chaudière de récupération » ou par chaudière auxiliaire; même unités que la limite permise, prévue ou recommandée.

(2) Concentration moyenne sur trois heures consécutives.

(3) Les chaudières auxiliaires et la génératrice d'urgence n'ont pas été définitivement sélectionnées. Les valeurs mentionnées sont des valeurs typiques des spécifications de ces types d'équipement.

(4) Non applicable aux génératrices d'urgence.

3.8.1.5 Bilan global des émissions et choix technologiques

La centrale de cogénération produira de la vapeur qui sera livrée à Norsk Hydro et à PCI. Ces derniers pourront ainsi procéder à la fermeture de leurs installations, laquelle entraînera une diminution des émissions de certains contaminants dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour.

3.8.1.5.1 Bilan global des émissions sans système de réduction catalytique

Le bilan net global des émissions associées au projet sans SCR est présenté au Tableau 3.9.

Le bilan net des émissions de la centrale (émissions de la centrale moins les émissions actuelles reliées à la production de vapeurs des clients de vapeur) permet de mettre en évidence les points suivants :

- émission nette de gaz à effet de serre, exprimés en équivalent CO₂, de 1,54 Mt/an comparativement à 1,74 Mt/an pour la centrale de TCE, soit une diminution de 11 % des émissions reliée à la cogénération de vapeur;
- émission nette d'oxydes d'azote de 280 t/an au lieu de 550 t/an pour la centrale de TCE sans SCR, soit une diminution d'environ 50 % des émissions reliée à la cogénération de la vapeur;
- suppression de 725 t/a de dioxyde de soufre également reliée à la cogénération de la vapeur.

3.8.1.5.2 Bilan global des émissions avec système de réduction catalytique

Dans le cas où un système de réduction catalytique est requis pour le contrôle des NO_x, le bilan global se traduit par les éléments suivants :

- émission nette d'oxydes d'azote de -50 t/a (soit une réduction supplémentaire de 330 t/a associée au traitement des oxydes d'azote);
- émission nette supplémentaire de 40 à 100 t/a d'ammoniac (ammoniac résiduel dans les gaz de combustion);
- production, transport et consommation de 370 t/a d'ammoniac pur ou 2 000 t/a d'ammoniac à 19 %.

Tableau 3.9 Bilan global des émissions du projet (tonnes / an)

Paramètre	Avant projet ⁽¹⁾	Après projet		Bilan global net
	PCI et Norsk Hydro	PCI et Norsk Hydro	Trans Canada (sans SCR)	
Monoxyde de carbone (CO)	115	0	320	205
Oxydes d'azote (NO _x , en NO ₂)	270	0	550	280
Matières particulaires (MP)	65	0	150	85
Dioxyde de soufre (SO ₂)	770	0	45	(- 725)
Composés organiques volatils (COV)	10	0	40	30
Gaz à effet de serre (CO₂eq)				
Dioxyde de carbone (CO ₂)	204 300	0	1 725 000	
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	550	0	14 200	
Méthane (CH ₄)	60	0	2 700	
Récupération de CO ₂ par PCI ⁽²⁾	(-4 600)	6 200	(-10 800)	0
Total	200 310	6 200	1 731 100	1 536 990
		1 737 300		

(1) Émissions basées sur la consommation de carburants en 2001 et les facteurs d'émissions de l'US-EPA (AP-42) pour des brûleurs "low-Nox" pour les contaminants conventionnels et sur les facteurs d'Environnement Canada pour les gaz à effet de serre.

(2) PCI récupère actuellement 4 600 t/an de CO₂ en provenance de ses chaudières dans ses procédés. Avec le projet, environ 10 800 t/an de CO₂ (provenant des gaz de combustion des turbines à gaz de TCE) seront dirigées vers PCI qui récupérera alors 4 600 t/an de CO₂ dans ces procédés et émettra à l'atmosphère les 6 200 t/an non absorbées.

3.8.1.5.3 Bilan global des oxydes d'azote (production d'électricité)

Le Québec¹ doit respecter un plafond de 5 000 tonnes par an, à compter de 2007 pour les émissions totales d'oxyde d'azote attribuables aux centrales électriques à combustible fossile de plus de 25 MW situées dans la zone de gestion des émissions de polluants (ZGEP) du Québec.

Ce plafond a été fixé dans le Protocole signé en l'an 2000 entre le gouvernement des États-Unis d'Amérique et le Gouvernement du Canada modifiant l'« Accord entre le Gouvernement des États-Unis d'Amérique et le Gouvernement sur la qualité de l'air ». Ce protocole fixe, pour chacun des pays, des objectifs spécifiques pour la lutte contre les

1 Document DQ 1.1, Centrale à cycle combiné du Suroît; Réponses aux questions du BAPE transmises le 27 septembre 2002.

précurseurs de l'ozone troposphérique. En particulier, il limite les émissions de NO₂ dans la partie du Québec située au sud du 48^{ème} parallèle et à l'ouest de la ville de Québec.

Dans cette zone, se trouvent les centrales présentées au Tableau 3.10.

Tableau 3.10 Émissions de NOx des centrales électriques situées dans la ZGEP

Centrale électrique	Émissions annuelles de NOx (t/a)		Commentaires
Hydro Québec – Tracy	2 100		Maximum autorisé
Hydro Québec – Bécancour	117		Maximum autorisé
Hydro Québec – La Citière	229		Basé sur la production maximale entre 1994 et 2001
Boralex – Kingsey Falls	700		Maximum devant être autorisé Basé sur les émissions d'une turbine à faible dégagement de NOx avec brûleur à pré-mélange, avec et sans SCR
Hydro Québec – Suroît	320		
TCE – Bécancour	Avec SCR 220	Sans SCR 550	
Total	3 686	4 016	

Le total des émissions d'oxydes d'azote des centrales à combustion actuelles et futures situées dans la ZGEP est de 4 016 t/a. La quantité résiduelle, soit 984 t permettrait la construction de centrales à combustion pour une capacité totale d'environ 1 000 MW (en considérant les émissions de turbines avec des performances similaires à celles du projet de Bécancour).

3.8.1.6 Gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre pour la centrale sont estimées à environ 1,74 millions de tonnes de CO_{2eq}. Le bilan net global du projet, c'est-à-dire en soustrayant les émissions des chaudières de Norsk Hydro et PCI, est d'environ 1,54 millions de tonnes de CO_{2eq}. Cet ajout net correspond à 1,7 % des émissions québécoises (90 millions de tonnes) et 0,21 % des émissions canadiennes (720 millions de tonnes) en 2001.

3.8.2 Gestion des eaux usées et des eaux de ruissellement

La Figure 3.3 illustre le bilan d'eau de la centrale (ces valeurs peuvent être modifiées lors de l'ingénierie détaillée et peuvent varier en fonction des saisons). Les eaux générées à la centrale seront ségréguées selon leur provenance afin d'être traitées de manière à répondre aux exigences du MENV.

Les rejets liquides comprennent :

- la purge de la tour de refroidissement;
- la purge des chaudières de récupération;
- l'effluent de l'unité de filtration;
- l'effluent de l'unité de neutralisation;
- Les eaux de lavage des équipements;
- les eaux usées domestiques;
- les eaux de ruissellement.

Toutes les eaux usées de procédé, les eaux de lavage des équipements et les eaux pluviales accumulées dans les cuvettes de rétention extérieures seront acheminées vers le bassin de rétention situé à l'est du site. Le tableau 3.11 présente les caractéristiques de l'effluent du bassin de rétention en fonction des équipements de production en opération.

Le bassin de rétention recevra les eaux usées en provenance du réservoir collecteur et de la purge de la tour de refroidissement. Il servira de bassin de rétention et de bassin de pompage pour les pompes qui transféreront l'effluent vers l'émissaire de Norsk Hydro. La capacité de ce bassin sera inférieure à 1300 m³ et le temps de séjour moyen sera inférieur à 16 heures. Ce bassin sera équipé d'une membrane recouvrant le fond du bassin pour l'imperméabiliser ou sera construit en béton. Une station d'échantillonnage sera située à la station de pompage de l'effluent. Le débit, la température et le pH seront mesurés en continu à la sortie de ce bassin, tandis que d'autres paramètres de la qualité de l'eau feront l'objet de mesures périodiques (voir section 8.2.3).

Avant d'être envoyées vers le réservoir collecteur, les eaux pluviales accumulées dans les cuvettes des transformateurs et les eaux de lavage des équipements seront passées dans un séparateur d'huile. La capacité de ce séparateur d'huile sera de l'ordre de 20 m³/h et sera conçu pour respecter un rejet maximal en huiles et graisses de 15 mg/l. Un détecteur de haut niveau sera installé dans le compartiment de récupération d'huile du séparateur.

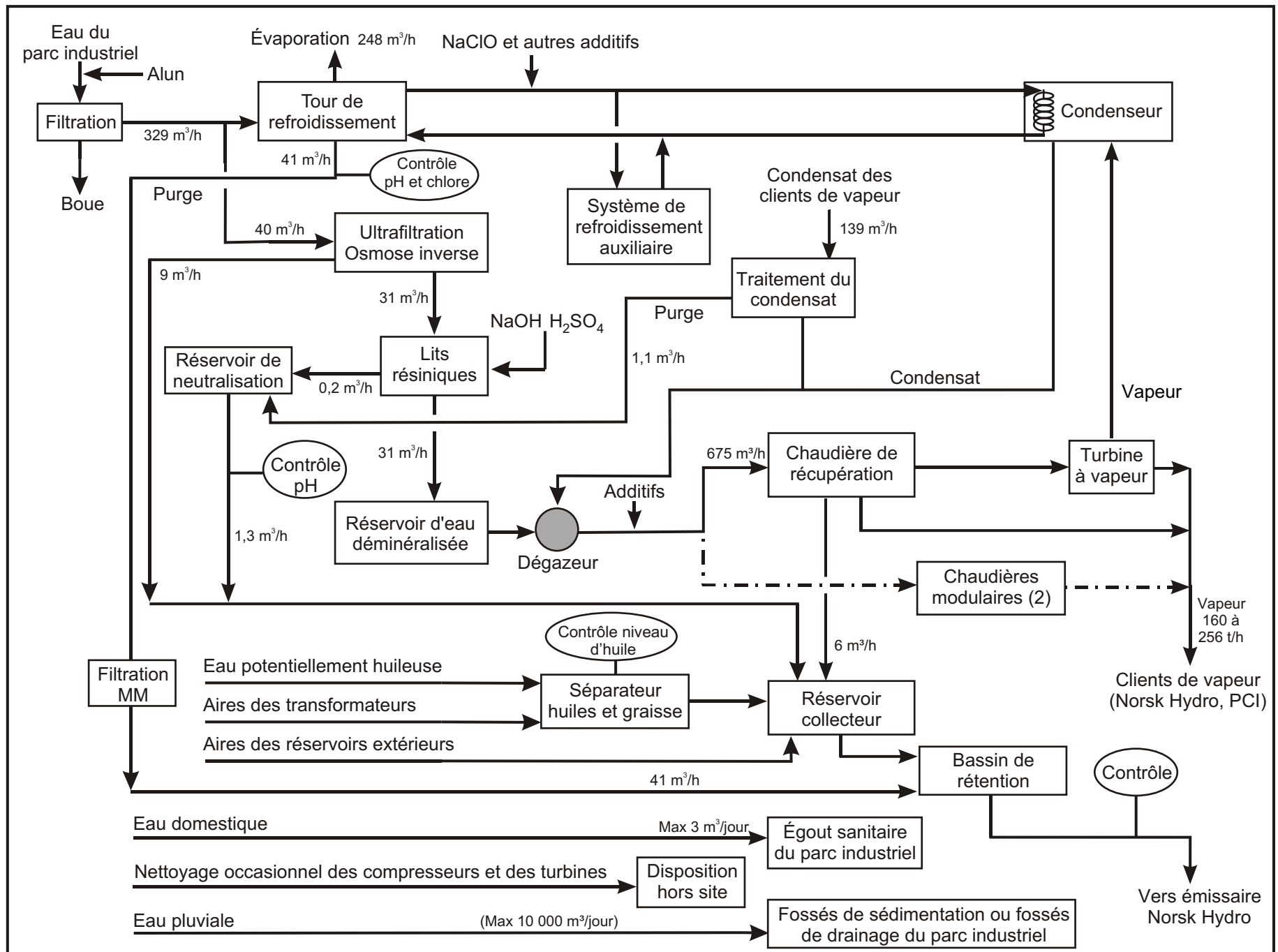
Tableau 3.11 Caractéristiques de l'effluent du bassin de rétention

Paramètre	Unité	Eau du Parc industriel et portuaire	2 turbines + 2 HRSG	1 turbine + 1 HRSG	Chaudières modulaires seulement
Débit moyen	l/s	-	22 – 25 ⁽¹⁾	18	14
Température	°C	9,55	12-22 ⁽²⁾	12-22 ⁽²⁾	12-22 ⁽²⁾
pH	-	7,8	6 - 9	6 - 9	6 - 9
Calcium (Ca) ⁽³⁾	mg/l	42	119	90	42
Magnésium (Mg) ⁽³⁾	mg/l	6,74	36	28	13
Sodium (Na) ⁽³⁾	mg/l	11,09	186	194	196
Potassium (K) ⁽³⁾	mg/l	1,84	12	9	4
Sulphate (SO ₄) ⁽³⁾	mg/l	24,31	294	276	235
Chlorures (Cl) ⁽³⁾	mg/l	19,27	123	93	44
Chlore résiduel ⁽³⁾	mg/l	-	< 0,15	< 0,15	< 0,15
MES ⁽³⁾	mg/l	15,99	< 30	< 27	5
DBO ₅ ⁽³⁾	mg/l	-	-	-	-
Phosphore (P) ⁽³⁾	mg/l	0,05	< 1,5	< 1	< 0,7
Amine ^(3,4)	mg/l	-	5	6	7
Morpholine ⁽³⁾	mg/l	-	5	6	7
Huiles et graisses ⁽³⁾	mg/l	-	< 5	< 5	< 5

- (1) Débits moyens l'hiver et l'été respectivement
(2) Températures moyennes l'hiver et l'été respectivement
(3) Concentrations journalières maximales
(4) Propanamine / Diéthylhydroxylamine

BILAN D'EAU PRÉLIMINAIRE - CENTRALE DE BÉCANCOUR

Figure 3.3



3.8.2.1 Purge de la tour de refroidissement

La purge de la tour de refroidissement aura un débit moyen d'environ 41 m³/h. Trois produits chimiques seront ajoutés au circuit de la tour de refroidissement :

- Un produit afin de contrôler la croissance microbologique (hypochlorite de sodium en solution à une concentration de 12%);
- un agent anti-mousse (Foamatrol AF3001);
- un produit pour prévenir la formation de dépôts et de la corrosion (Continuum AEC3136).

L'hypochlorite de sodium sera injecté en continu dans l'eau de la tour de refroidissement de sorte que la concentration en chlore résiduel sera maintenue à une concentration variant entre 0,05 et 0,15 mg/l. Le chlore sera mesuré en continu dans la conduite de la purge de la tour de refroidissement et à l'effluent final.

En addition au dosage continu d'hypochlorite de sodium, un traitement choc pourrait être réalisé (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, la vanne de la purge de la tour sera maintenue en position fermée pour au moins 30 minutes à partir du début du traitement choc.

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'objectif environnemental de rejet. 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 rejets liquides dans le bassin de rétention.

Le programme de traitement final sera défini en collaboration avec le professionnel en traitement d'eau qui fournira les produits chimiques, lorsque toutes les composantes de la tour seront connues.

3.8.2.2 Purge des chaudières de récupération

Une purge continue (6 m³/h en exploitation normale) des chaudières sera nécessaire afin de prévenir l'accumulation de sels et d'impuretés et d'assurer un fonctionnement optimal.

Elle sera acheminée au réservoir collecteur puis dirigée avec les autres rejets liquides vers le bassin de rétention.

Les additifs communément utilisés pour conditionner l'eau des chaudières de récupération des centrales de cogénération à cycle combiné sont :

- les réducteurs d'oxygène qui corrigent le pH de l'eau et réduisent l'oxygène libre, ces deux facteurs étant les principales causes de la corrosion dans les chaudières;
- les amines, qui agissent comme films de protection anti-corrosion des surfaces métalliques;
- les phosphates, qui réduisent l'accumulation de dépôts de minéraux dans les tubes et corrigent le pH de l'eau.

Le premier additif (exemple : Cortrol OS5900) permet de contrôler la corrosion due à la présence d'oxygène dissous contenu dans l'eau d'appoint. Cet additif ne contient pas d'hydrazine et ne contribue pas aux solides dissous inorganiques dans les circuits d'eau des chaudières. Le dosage se fait en fonction de la qualité des eaux déminéralisées introduites dans le système. Cet additif est composé de n-hydroxy-2-propanamine et de diéthylhydroxylamine.

Le deuxième additif (exemple : Steamate NA 9680) permet de contrôler la corrosion des équipements et des faisceaux tubulaires de la chaudière. Il neutralise rapidement les composantes acides de la vapeur. Cet additif est composé principalement de morpholine. Ce produit est très volatil et ne se retrouverait dans les eaux de purge que sous forme de trace.

Les deux autres additifs utilisés sont des phosphates (exemples : Optisperse HP 54354 et Optisperse HP 54674) qui servent à corriger le pH de l'eau et à prévenir les dépôts de minéraux.

Comme dans le cas de la tour de refroidissement, le programme de traitement final sera défini en collaboration avec le professionnel en traitement d'eau lors de l'ingénierie détaillée du projet.

3.8.2.3 Effluent de l'unité de filtration

Les eaux de nettoyage de l'unité de filtration seront acheminées, à raison d'environ 9 m³/h, au réservoir collecteur, puis dirigées avec les autres rejets liquides vers le bassin de rétention.

3.8.2.4 Effluent de l'unité de neutralisation

L'unité de neutralisation recevra la purge de l'unité de traitement du condensat et les acides/bases ayant servi à la régénération des lits résiniques. L'effluent du réservoir de neutralisation sera acheminé au réservoir collecteur à un débit de 1,4 m³/h, puis dirigé vers le bassin de rétention avec les autres rejets liquides.

3.8.2.5 Eaux de lavage des équipements

Un débit de 7,2 m³/j sera requis pour nettoyer les compresseurs des turbines à gaz (environ une heure à tous les jours). Habituellement, le nettoyage est effectué lorsque les turbines sont en marche : l'eau, les traces d'huile et autres organiques sont alors évaporées ou brûlées dans la turbine.

Sur une base occasionnelle, le nettoyage des compresseurs doit être effectué pendant que les turbines sont en arrêt : un nettoyage plus efficace est ainsi obtenu. Les eaux de nettoyage seront dirigées vers un réservoir ou un puisard qui sera vidangé régulièrement par une firme autorisée par le MENV, qui en assurera la disposition.

Le débit des eaux de lavage des planchers et de l'extérieur des autres équipements sera d'environ 24 m³/j (2-3 heures de nettoyage à une fréquence hebdomadaire). Ces eaux passeront à travers un séparateur d'huile avant d'être acheminées au réservoir collecteur puis au bassin de rétention.

3.8.2.6 Eaux usées domestiques

Les eaux usées domestiques proviendront des installations sanitaires de la centrale. Le débit maximal prévu est de 150 litres par personne par jour. À raison de 20 employés, les débits journaliers moyen et maximal d'eaux usées domestiques seront d'environ 2 et 3 m³/j. Le tableau 3.12 présente les caractéristiques des eaux usées domestiques de la centrale.

Ces eaux seront déversées dans le réseau d'égout sanitaire du Parc industriel et portuaire de Bécancour.

Tableau 3.12 Caractéristiques des eaux usées domestiques

Caractéristiques	Unités	Valeur moyenne	Valeur maximum
Débit	(m ³ /j)	2	3
DBO total	(mg/l)	200	450
Solides en suspension	(mg/l)	180	380
Phosphore total	(mg/l)	10	20
Azote total Kjeldahl	(mg/l)	25	100
Azote ammoniacale	(mg/l)	20	25
Température	(°C)	15	25

3.8.2.7 Eaux de ruissellement

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. Le débit est estimé à un maximum de 10 000 m³/j. Ces eaux seront rejetées dans les fossés de sédimentation, si ces fossés sont maintenus en fonction après la période de construction, ou directement dans les fossés de drainage du Parc industriel et portuaire de Bécancour (voir section 3.6.2).

Les eaux pluviales accumulées dans les cuvettes de rétention des transformateurs seront acheminées successivement vers le séparateur d'huile et le réservoir collecteur. Quant aux eaux pluviales accumulées dans les cuvettes de rétention des réservoirs extérieurs, elles seront dirigées directement vers le réservoir collecteur. À partir du réservoir collecteur, ces eaux seront dirigées avec les autres rejets liquides vers le bassin de rétention, pour être ensuite pompées vers l'émissaire de Norsk Hydro.

3.8.3 Rejets solides et semi-solides

La centrale générera certains déchets solides et semi-solides. L'origine de ces déchets, les quantités produites ainsi que leurs modes de gestions sont décrits aux sections suivantes. Les matières résiduelles potentiellement dangereuses seront entreposées selon le Règlement sur les matières dangereuses et acheminées à des éliminateurs/recycleurs autorisés.

3.8.3.1 Huiles usées et solvants usés

Les huiles récupérées au séparateur d'huile ainsi que les huiles usées provenant des divers équipements seront mises en barils, entreposées temporairement sur le site, puis transportées hors du site par une firme autorisée. Il est estimé que la centrale générera quelques tonnes d'huiles usées par année.

L'entretien des équipements nécessitera également l'usage de solvants. Les solvants usés seront entreposés temporairement sur le site puis transportés hors du site par une firme autorisée. La quantité de solvants usés est estimée à 10 tonnes par année.

3.8.3.2 Boues de l'unité de traitement des eaux

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 toutefois atteindre 86 tonnes par mois. Un filtre presse sera utilisé pour épaissir les boues jusqu'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.

3.8.3.3 Catalyseur

Le projet pourrait utiliser un convertisseur catalytique sélectif dont le catalyseur a une durée de vie habituelle d'environ 5 ans et peut dans certains cas atteindre 8 à 10 ans. En principe, le fournisseur de catalyseurs reprendrait les catalyseurs usés pour des fins de régénération. Si tel n'est pas le cas, les catalyseurs usés seraient caractérisés, entreposés et gérés en fonction de la réglementation en vigueur. Ces catalyseurs ne sont habituellement pas classés comme déchets dangereux.

3.8.3.4 Déchets domestiques et de bureau

Les déchets domestiques générés à la centrale seront éliminés dans un site d'enfouissement sanitaire. Par contre, les rebuts de bureau, tels le papier et le carton seront récupérés pour le recyclage. Une quantité d'environ 35 tonnes de déchets domestiques et de bureau sera générée par année.

3.8.3.5 Contenants vides

Les contenants vides tels les barils, dont la quantité est estimée à environ 20 tonnes par année seront transportés hors du site par une firme autorisée. Ils seront gérés sur le site conformément au Règlement sur les matières dangereuses.

3.8.4 Bruit pendant l'exploitation

Certaines composantes de la centrale sont des sources de bruit qui peuvent affecter le milieu sonore environnant. Les principales sources de bruit de la centrale sont :

- les cheminées d'évacuation des gaz de combustion et les aspirations d'air de combustion des turbines à gaz;
- la tour de refroidissement;
- les turbines, les chaudières de récupération et les équipements auxiliaires, qui sont à l'intérieur du bâtiment isolé;
- les transformateurs;
- les chaudières auxiliaires;
- la ventilation du bâtiment de la centrale assurée par des unités de toit;
- le délestage de vapeur lors des arrêts et départs de la centrale.

La centrale sera également munie d'une génératrice d'urgence et de compresseurs de gaz d'appoint. Ces équipements ne seront pas utilisés pour l'opération de base de la centrale.

Les caractéristiques détaillées des sources servant d'intrants à l'évaluation des impacts sur le milieu sonore sont présentées à la section 6.3.7.4.

3.8.5 Nuisances visuelles

La perception visuelle sera modifiée par la présence de la centrale. En ce qui concerne la luminosité en période nocturne, les valeurs recommandées par le Illuminating Engineering Society seront appliquées, soit :

- | | |
|-----------------|-----------------|
| • stationnement | 1 pied-bougie |
| • route d'accès | 0,6 pied-bougie |
| • clôture | 0,2 pied-bougie |

À titre de comparaison, les niveaux d'illumination couramment employés sur les routes, et qui sont conformes au Illuminating Engineering Society, sont :

- autoroute 1,2 pied-bougie
- route collectrice 0,9 pied-bougie
- rue résidentielle 0,5 pied-bougie
- stationnement avec circulation 1 pied-bougie

Autant que possible, un éclairage surbaissé sera privilégié pour les principaux bâtiments de la centrale afin d'atténuer l'impact visuel de la centrale.