

---

# Étude d'impact sur l'environnement

## Centrale de cogénération

Bécancour, Québec

Résumé

---

**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

Résumé

---

**TransCanada Energy Ltd.**

Notre dossier : 603215  
Août 2003

Préparé par:

\_\_\_\_\_  
Pascale Couroux-Smith, biologiste

Date:

\_\_\_\_\_

Vérifié par :

\_\_\_\_\_  
Robert A. Auger, ing., M.Sc.A.

Date:

\_\_\_\_\_



**SNC•LAVALIN**  
**Environnement**

Membre du Groupe SNC•LAVALIN

**TABLE DES MATIÈRES**

	<b>Page</b>
1. INTRODUCTION .....	1
1.1 Le projet.....	1
1.2 L'étude d'impact .....	1
1.3 TransCanada Corporation .....	2
2. JUSTIFICATION DU PROJET .....	3
2.1 Une technologie performante .....	3
2.2 Un site favorable.....	3
3. DESCRIPTION DU PROJET .....	5
3.1 Principales composantes du projet.....	5
3.2 Fonctionnement d'une centrale de cogénération .....	6
3.3 Rejets atmosphériques de la centrale .....	9
3.4 Gestion des eaux usées .....	13
3.5 Rejets solides et semi-solides .....	14
4. DESCRIPTION DU MILIEU .....	15
4.1 Délimitation de la zone d'étude .....	15
4.2 Travaux d'inventaire .....	15
4.3 Milieu physique.....	15
4.4 Milieu biologique.....	17
4.5 Milieu humain .....	20
5. EFFETS ENVIRONNEMENTAUX DU PROJET .....	22
5.1 Méthode d'analyse des effets environnementaux .....	22
5.2 Effets sur la qualité de l'air .....	22
5.3 Effets sur la santé.....	23
5.4 Gaz à effet de serre.....	24
5.5 Effets sur la qualité des eaux et les poissons.....	25
5.6 Climat sonore .....	25
5.7 Milieu visuel.....	27
5.8 Infrastructures routières.....	27
5.9 Activités de construction.....	27
5.10 Retombées économiques.....	29

**TABLE DES MATIÈRES (suite)**

	<b>Page</b>
6. RISQUES TECHNOLOGIQUES .....	30
7. PROGRAMMES DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI .....	31
7.1 Programme de surveillance pendant la construction.....	31
7.2 Suivi environnemental en phase d'exploitation .....	31
7.3 Diffusion des résultats .....	32
8. COMMUNICATION ET CONSULTATION DU MILIEU .....	33
GLOSSAIRE TERMINOLOGIQUE.....	34

**LISTE DES TABLEAUX**

	<b>Page</b>
Tableau 1	Bilan global des émissions du projet (tonnes / an) ..... 11
Tableau 2	Comparaison des émissions atmosphériques avec les normes en vigueur ..... 12
Tableau 3	Caractéristiques de l'effluent du bassin de rétention ..... 14

**LISTE DES FIGURES**

Figure 1	Emplacement prévu de la centrale ..... 4
Figure 2	Aperçu visuel de la centrale ..... 7
Figure 3	Représentation simplifiée de la centrale de cogénération de Bécancour ..... 8
Figure 4	Utilisation du sol ..... 21
Figure 5	Niveaux sonores calculés – Exploitation de la centrale ..... 26
Figure 6	Fréquence (nombre d'heures) de brouillard et de glaçage causés par les tours de refroidissement sur la période de 1994 à 1998 ..... 28

## **1. INTRODUCTION**

### **1.1 LE PROJET**

Afin de répondre à la demande croissante d'électricité prévue au cours des prochaines années, de nouveaux moyens de production doivent être mis en œuvre. En réponse à l'appel d'offres A/O 2002-01 d'Hydro-Québec Distribution, TransCanada Energy Ltd. (« TransCanada » ou « TCE ») propose la construction d'une centrale thermique de cogénération d'une puissance maximale de 547 MW opérant au gaz naturel. Cette centrale alimentera en vapeur (environ 256 tonnes/heure) deux industries du Parc industriel de Bécancour.

Compte tenu du délai nécessaire pour obtenir les autorisations gouvernementales requises, fabriquer les équipements et construire les installations, la centrale de cogénération de Bécancour pourrait être mise en service en septembre 2006. Cette centrale représente un investissement de l'ordre de 500 millions de dollars.

Le site choisi pour la centrale occupe une superficie d'environ 10 hectares et est situé dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour (voir la figure 1).

### **1.2 L'ÉTUDE D'IMPACT**

Afin d'évaluer les impacts du projet et d'élaborer les mesures d'atténuation nécessaires, une étude d'impact sur l'environnement a été préparée conformément à l'article 31.1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement du Québec* (L.R.Q., c. Q-2). La préparation de cette étude a fait suite au dépôt de l'avis de projet auprès du ministère de l'Environnement du Québec (MENV) le 12 juin 2002 et à l'émission par le MENV de la directive relative au projet, le 21 juin 2002. L'étude a été réalisée par SNC-Lavalin Environnement qui a été mandatée à cet effet par TransCanada. Au cours de la réalisation de l'étude d'impact, TransCanada a consulté et informé les communautés de la région et s'est efforcée de tenir compte des préoccupations exprimées.

Le rapport d'étude a été déposé au ministère de l'Environnement en mai 2003. Après l'avoir analysé, le MENV a adressé une série de questions et de commentaires à TransCanada. Les réponses à ces questions ont été regroupées dans un rapport complémentaire à l'étude d'impact qui a été déposé en août 2003.

Le présent document résume, sous une forme simplifiée, les principaux aspects de l'étude d'impact sur l'environnement du projet. Il tient compte des éléments d'information supplémentaires fournis dans le complément.

### **1.3        TRANSCANADA CORPORATION**

La compagnie TransCanada Corporation oeuvre dans les domaines de la distribution gazière et de la production d'énergie électrique. TransCanada Energy Ltd., une compagnie détenue par TransCanada Corporation, construit, acquiert, opère et détient des intérêts dans plusieurs centrales énergétiques au Canada et dans le nord des États-Unis. TransCanada a acquis une solide réputation pour la réalisation de projets dans le secteur énergétique, tout particulièrement pour les centrales à haut taux de conversion énergétique (ex : centrales avec récupération de chaleur). Ses compétences techniques incluent notamment les types d'installations suivantes : centrales hydroélectriques, centrales à turbines à gaz à cogénération et à cycle combiné et centrales avec récupération de chaleur.

## **2. JUSTIFICATION DU PROJET**

### **2.1 UNE TECHNOLOGIE PERFORMANTE**

Les centrales de cogénération sont des centrales dont la principale caractéristique consiste en la production simultanée, dans des proportions variables, de deux formes d'énergie utiles, en l'occurrence de l'électricité et de la chaleur, habituellement sous forme de vapeur. Elle possède tous les avantages de la centrale à cycle combiné soit un coût concurrentiel, une efficacité élevée, une mise en service rapide, des impacts sur l'environnement réduits (moins de contaminants atmosphériques et moins de gaz à effet de serre que les autres filières thermiques). Les centrales de cogénération permettent de maximiser le rendement énergétique en envoyant en partie ou totalement la vapeur des chaudières de récupération vers des industries consommatrices situées à proximité.

Les grandes centrales de cogénération à cycle combiné, telles que celle proposée dans le projet de Bécancour, bénéficient donc de toute une série de conditions favorables à leur réalisation, notamment : économies d'échelle dans le développement, la construction et l'exploitation, conditions de financement avantageuses découlant d'un niveau de risque plus limité, taux de conversion énergétique élevé dû à l'utilisation directe de la vapeur par deux industries du Parc industriel.

### **2.2 UN SITE FAVORABLE**

Le site du Parc industriel et portuaire de Bécancour s'est imposé par rapport à d'autres sites potentiels d'implantation d'une centrale de cogénération pour les raisons suivantes : il présente le plus faible coût d'aménagement; il est situé à proximité d'un poste de raccordement au réseau électrique; il est situé à proximité d'industries consommatrices de vapeur; il est situé dans une zone industrielle éloignée des habitations où les impacts en termes d'utilisation du territoire, du bruit, de rejets atmosphériques et thermiques sont réduits au minimum.

De plus, la centrale permettra de décentraliser la production d'électricité desservant le réseau d'Hydro-Québec en amenant de la production près des charges requises dans le *sud-est* du Québec.



**Figure 1**                      **Emplacement prévu de la centrale**

### 3. DESCRIPTION DU PROJET

#### 3.1 PRINCIPALES COMPOSANTES DU PROJET

La centrale de cogénération de Bécancour produira une puissance de base 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%<sup>1</sup> ou à 8 240 heures de fonctionnement par année.

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. Le gaz naturel est un combustible propre et pratiquement sans soufre. Les turbines seront dotées d'une chambre de combustion à faible dégagement 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.

La figure 2 donne un aperçu de la centrale de TransCanada qui sera pourvue des principales composantes suivantes :

- 2 turbines à gaz à haut rendement avec système de combustion à faible dégagement d'oxydes d'azote;
- 2 chaudières de récupération dotées de brûleurs à tuyères à faible dégagement d'oxydes d'azote;
- 1 turbine à vapeur avec capacité d'extraction de vapeur;
- 2 chaudières modulaires;
- 1 génératrice diesel d'urgence;
- 1 condenseur et 1 tour de refroidissement;
- 1 poste de départ, avec transformateurs élévateurs de tension;
- 1 motopompe diesel pour le réseau incendie;
- équipements auxiliaires (deminéralisation de l'eau et traitement des eaux usées).

---

<sup>1</sup> L'efficacité globale nette prévue est de l'ordre de 60% rapportée sur le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du combustible.

Par ailleurs, deux options sont présentées dans l'étude d'impact, soit avec et sans système de réduction catalytique (SCR) des gaz de combustion. Le SCR est un catalyseur dans lequel on injecte de l'ammoniac (en solution) qui réagit avec les oxydes d'azote pour former de l'azote ( $N_2$ ) et de la vapeur d'eau ( $H_2O$ ). Les impacts sur l'environnement découlant de l'utilisation ou non d'un SCR sont traités dans les sections portant sur les émissions atmosphériques et la qualité de l'air, ainsi que dans la section sur les risques technologiques.

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. Par ailleurs, le projet nécessitera la mise en place des infrastructures suivantes :

- conduites d'alimentation de vapeur et de retour du condensat reliant la centrale à PCI Chimie Canada et Norsk Hydro. En plus de ces deux conduites, une conduite similaire sera installée afin d'approvisionner PCI en gaz de combustion qui en extraira le  $CO_2$  requis pour son procédé de fabrication de carbonate de sodium. Finalement, l'émissaire des rejets liquides de TCE sera relié à l'émissaire de Norsk Hydro.
- conduite sous-fluviale afin de livrer les quantités de gaz requises par cette centrale (environ 920 millions  $m^3/an$ ) et par d'autres clients potentiels. La construction du branchement et de la nouvelle conduite sera sous la responsabilité de Gaz Métropolitain.
- ligne d'attache aux lignes à 230 kV qui relie le poste Bécancour d'Hydro-Québec à l'usine de magnésium de Norsk Hydro. Cette nouvelle ligne sera construite par TransÉnergie, la division de Hydro-Québec responsable des lignes de transmission.

### **3.2 FONCTIONNEMENT D'UNE CENTRALE DE COGÉNÉRATION**

La centrale de cogénération possède deux cycles distincts : un cycle gaz et un cycle vapeur (voir la figure 3). Chacun de ces cycles produit de l'électricité en activant un alternateur. La centrale de cogénération se différencie de celle à cycle combiné par le fait qu'une partie de la vapeur qu'elle génère est envoyée à des industries consommatrices situées à proximité, dans ce cas-ci PCI Chimie Canada et Norsk Hydro. L'explication suivante fait appel à la figure 3 présentée ci-après.

**Figure 2**      **Aperçu visuel de la centrale**

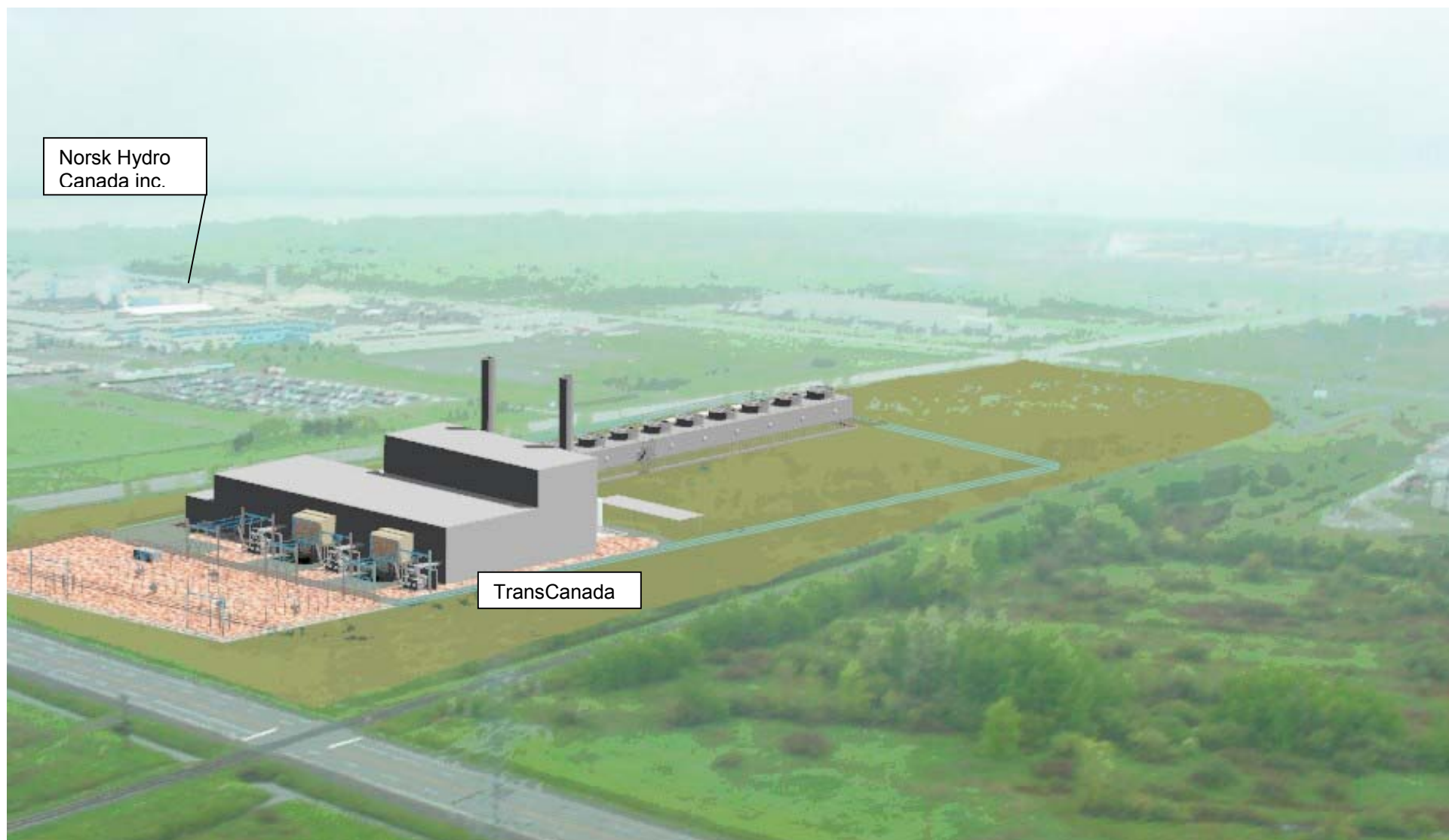
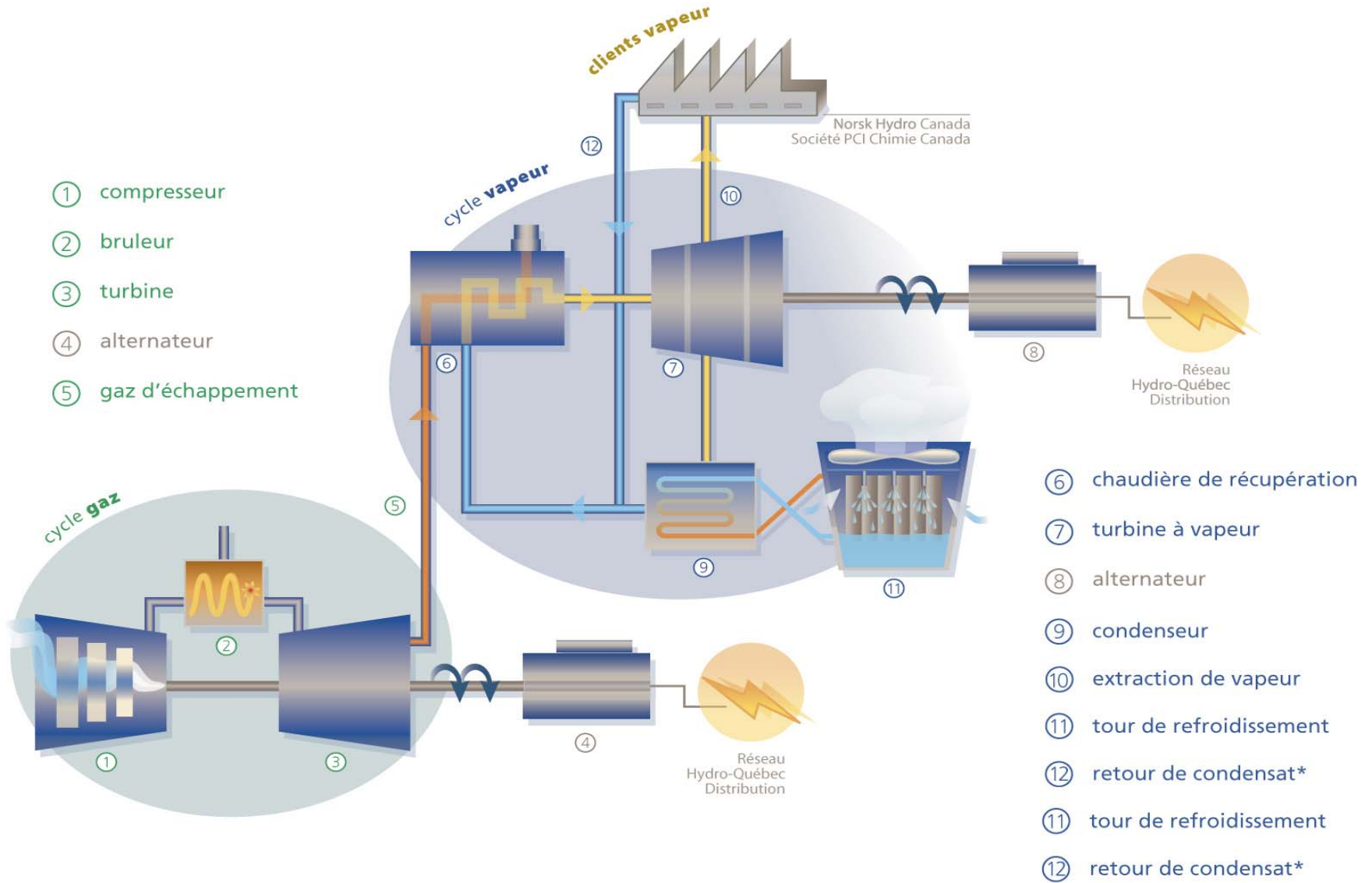


Figure 3 Représentation simplifiée de la centrale de cogénération de Bécancour



## Cycle gaz

Le gaz naturel est brûlé dans la chambre à combustion (2) des turbines à gaz (3) avec de l'air provenant d'un compresseur (1). Chaque turbine à gaz est couplée à un alternateur (4). La puissance totale générée par les turbines à gaz de la centrale sera d'environ 366 MW<sup>2</sup>.

## Cycle vapeur

La chaleur des gaz d'échappement (5) à haute température des turbines à gaz est récupérée en dirigeant ces gaz vers des chaudières de récupération (6) (générateurs de vapeur à récupération de chaleur ou HRSG<sup>3</sup>) 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 entraîne une turbine à vapeur (7), qui fait tourner un autre alternateur (8). La puissance totale générée par la turbine à vapeur sera d'environ 167 MW. Une partie de la vapeur à moyenne pression extraite de la turbine à vapeur sera envoyée aux deux clients de vapeur (10).

À la sortie de la turbine à vapeur, la vapeur saturée est condensée par circulation d'eau froide dans un condenseur (9). Ce condensat est ensuite retourné aux chaudières de récupération pour y être revaporisé. Environ 85% de la vapeur envoyée aux clients sera retournée sous forme de condensat aux chaudières de récupération (12). Une tour de refroidissement (11) permettra de refroidir l'eau réchauffée ayant servi à condenser la vapeur. Il s'agira d'une tour de refroidissement par évaporation à tirage mécanique (ventilateurs) où l'eau à refroidir est mise en contact avec de l'air circulant à contre-courant.

### 3.3 REJETS ATMOSPHÉRIQUES DE LA CENTRALE

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

---

<sup>2</sup> Puissance brute pour des conditions d'exploitation en base au gaz naturel, à une température ambiante de 4°C.

<sup>3</sup> HRSG : Heat Recovery Steam Generator.

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 (NO<sub>x</sub>), des oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>), de matières particulaires (MP) et de composés organiques volatils (COV). D'autres contaminants organiques sont également présents dans une proportion encore plus faible. Dans le cas où un système de réduction catalytique est utilisé pour le contrôle des NO<sub>x</sub>, l'ammoniaque et l'acide sulfurique sont deux gaz additionnels émis en faible quantité.

Les émissions de gaz à effet de serre pour la centrale sont estimées à environ 1,74 millions de tonnes de CO<sub>2eq</sub>. 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<sub>2eq</sub>. 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.

Le bilan net global des émissions de la centrale (émissions de la centrale moins les émissions actuelles reliées à la production de vapeurs des clients) est présenté au tableau 1 et permet de mettre en évidence les points suivants :

- émission nette de gaz à effet de serre, exprimé en équivalent CO<sub>2</sub>, de 1,54 Mt/an comparativement à 1,74 Mt/an pour la centrale de TransCanada, soit une diminution de 11% des émissions reliées à la cogénération de vapeur;
- émission nette d'oxydes d'azote de 280 t/an au lieu de 550 t/an pour la centrale sans SCR, soit une diminution d'environ 50% des émissions reliées à la cogénération de la vapeur;
- suppression de 725 t/a de dioxyde de soufre également reliée à la cogénération de la vapeur.

Dans le cas où un système de réduction catalytique est requis pour le contrôle des NO<sub>x</sub>, 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'ammoniaque pur ou 2 000 t/a d'ammoniaque à 19%.

**Tableau 1 Bilan global des émissions du projet (tonnes / an)**

Paramètre	Avant projet <sup>(1)</sup>	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 <sub>x</sub> , en NO <sub>2</sub> )	270	0	550	280
Matières particulaires (MP)	65	0	150	85
Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )	770	0	45	(- 725)
Composés organiques volatils (COV)	10	0	40	30
<b>Gaz à effet de serre (CO<sub>2eq</sub>)</b>				
Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	204 300	0	1 725 000	
Protoxyde d'azote (N <sub>2</sub> O)	550	0	14 200	
Méthane (CH <sub>4</sub> )	60	0	2 700	
Récupération de CO <sub>2</sub> par PCI <sup>(2)</sup>	(-4 600)	6 200	(-10 800)	0
<b>Total</b>	<b>200 310</b>	<b>6 200</b>	<b>1 731 100</b>	<b>1 536 990</b>
		<b>1 737 300</b>		

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

Le projet répond à toutes les normes d'émission ou recommandations gouvernementales relatives aux émissions de contaminants dans l'atmosphère actuellement en vigueur au Québec et au Canada, tel qu'illustré au tableau 2.



Tableau 2 Comparaison des émissions atmosphériques avec les normes en vigueur

Règlements	Limites permises, prévues ou recommandées	Projet <sup>(1)</sup>	
		Sans SCR	Avec SCR
<b>Groupes « turbine à gaz – chaudière de récupération »</b>			
<b>Règlement sur la qualité de l'atmosphère</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NO<sub>x</sub></li> <li>▪ Matières particulaires</li> <li>▪ Opacité</li> </ul>	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%
<b>Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NO<sub>x</sub> - dans la ZGEP<sup>(5)</sup></li> <li>▪ NO<sub>x</sub> - hors ZGEP</li> <li>▪ CO</li> <li>▪ NH<sub>3</sub></li> <li>▪ Opacité</li> </ul>	4 ppm, sec, 15% O <sub>2</sub> <sup>(2)</sup> 15 ppm, sec, 15% O <sub>2</sub> <sup>(2)</sup> 16 ppm, sec, 15% O <sub>2</sub> <sup>(2)</sup> 5 ppm, sec, 15% O <sub>2</sub> <sup>(2)</sup> 20%	12 14 0 ≤ 10%	< 4 14 2,5 à ≤5 ≤ 10%
<b>CCME<sup>(6)</sup>, Recommandation nationale sur les émissions des turbines à combustion fixes</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NO<sub>x</sub></li> <li>▪ CO</li> <li>▪ SO<sub>2</sub></li> </ul>	140 g/GJ d'énergie produite 50 ppm, sec, 15% O <sub>2</sub> 800 g/GJ d'énergie produite	36 14 2,6	12 14 2,2
<b>Chaudières auxiliaires (93,4 MW à l'alimentation chacune)<sup>(3)</sup></b>			
<b>Règlement sur la qualité de l'atmosphère</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NO<sub>x</sub></li> <li>▪ Matières particulaires</li> <li>▪ Opacité</li> </ul>	200 ppm, sec, 3% O <sub>2</sub> 45 mg/MJ à l'alimentation 20%	67 3 ≤ 10%	
<b>Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NO<sub>x</sub></li> <li>▪ Opacité</li> </ul>	40 g/GJ à l'alimentation 20%	35 ≤ 10%	
<b>Génératrice d'urgence (1 MW, 3 MW à l'alimentation)<sup>(3)</sup></b>			
<b>Règlement sur la qualité de l'atmosphère</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NO<sub>x</sub></li> <li>▪ CO</li> <li>▪ Hydrocarbures</li> <li>▪ Opacité</li> </ul>	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%	
<b>Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère<sup>(4)</sup></b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ NO<sub>x</sub></li> <li>▪ CO</li> <li>▪ COV</li> <li>▪ Opacité</li> </ul>	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.
5. ZGEP : zone de gestion des émissions polluantes (corridor Windsor Québec).
6. CCME : Conseil canadien des ministres de l'environnement.

### 3.4 GESTION DES EAUX USÉES

Les rejets liquides générés à la centrale seront ségrégués selon leur provenance afin d'être traités de manière à répondre aux exigences du ministère de l'Environnement.

Les rejets liquides comprennent :

1. la purge de la tour de refroidissement;
2. la purge des chaudières de récupération;
3. l'effluent de l'unité de filtration;
4. l'effluent de l'unité de neutralisation;
5. les eaux de lavage des équipements;
6. les eaux usées domestiques;
7. 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 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. Celui-ci se déverse dans le fleuve St-Laurent, à proximité du chenal de navigation.

Le débit total maximal du rejet d'eau de circulation sera d'environ 100 m<sup>3</sup>/h. Périodiquement, le système d'eau de la tour de refroidissement sera chloré, avec de l'hypochlorite de sodium, afin de prévenir l'accumulation de microorganismes (algues, bactéries). Une déchloration de la purge de la tour de refroidissement sera effectuée avec du sulfite de sodium ou du bisulfite de sodium lorsque le chlore résiduel mesuré dans la purge dépassera l'objectif environnemental de rejet.

Les caractéristiques de l'effluent du bassin de rétention rencontrent les objectifs environnementaux de rejet, tels que présentés au tableau 3.

**Tableau 3**                    **Caractéristiques de l'effluent du bassin de rétention**

Paramètre	Unité	OER Concentration max. dans l'effluent (mg/l) <sup>(5)</sup>	Eau du Parc industriel et portuaire	2 turbines + 2 HRSG	1 turbine + 1 HRSG	Chaudières modulaires seulement
Débit moyen	l/s		-	22 – 25 <sup>(1)</sup>	18	14
Température	°C		9,55	12-22 <sup>(2)</sup>	12-22 <sup>(2)</sup>	12-22 <sup>(2)</sup>
Ph	-		7,8	6 - 9	6 - 9	6 – 9
Calcium (Ca) <sup>(3)</sup>	mg/l		42	119	90	42
Magnésium (Mg) <sup>(3)</sup>	mg/l		6,74	36	28	13
Sodium (Na) <sup>(3)</sup>	mg/l		11,09	186	194	196
Potassium (K) <sup>(3)</sup>	mg/l		1,84	12	9	4
Sulfates (SO <sub>4</sub> ) <sup>(3)</sup>	mg/l	300	24,31	294	276	235
Chlorures (Cl) <sup>(3)</sup>	mg/l	860	19,27	123	93	44
Chlore résiduel <sup>(3)</sup>	mg/l	0,3	-	< 0,15	< 0,15	< 0,15
MES <sup>(3)</sup>	mg/l		15,99	< 30	< 27	5
DBO <sub>5</sub> <sup>(3)</sup>	mg/l		-	-	-	-
Phosphore (P) <sup>(3)</sup>	mg/l	4,6	0,05	< 1,5	< 1	< 0,7
Amine <sup>(3,4)</sup>	mg/l		-	5	6	7
Morpholine <sup>(3)</sup>	mg/l	48	-	5	6	7
Huiles et graisses <sup>(3)</sup>	mg/l	1,0	-	< 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.

5. Le facteur de dilution maximal de 1/100 a été utilisé lorsque l'usage est défini par CPC(O) (critère de prévention de la contamination des organismes aquatiques) ou CVAC (critère de vie aquatique chronique), 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).

### 3.5 REJETS SOLIDES ET SEMI-SOLIDES

La centrale générera certains déchets solides et semi-solides. Ces déchets sont les suivants :

- les huiles usées et solvants usés;
- les boues de l'unité de traitement des eaux;
- le catalyseur;
- les déchets domestiques et de bureau;
- les contenants vides.

Les matières résiduelles potentiellement dangereuses seront entreposées selon le *Règlement sur les matières dangereuses* et acheminées à des éliminateurs-recycleurs autorisés.

## **4. DESCRIPTION DU MILIEU**

### **4.1 DÉLIMITATION DE LA ZONE D'ÉTUDE**

La zone d'étude retenue dans le cadre de ce projet a été délimitée de façon à inclure l'ensemble des composantes environnementales susceptibles d'être affectées par les activités de construction et d'exploitation de la centrale projetée. Elle a été établie sur la base de critères qui tiennent compte des préoccupations associées à un tel projet dont celles, entre autres, de l'utilisation du territoire, des émissions atmosphériques et des retombées économiques.

La zone d'étude, à l'intérieur de laquelle une analyse exhaustive a été réalisée, a été définie par un rectangle de 10 km par 7 km, centré sur l'emplacement de la centrale proposée. Elle couvre une superficie d'environ 70 km<sup>2</sup>. Elle comprend notamment l'ensemble du Parc industriel de Bécancour, ainsi que les secteurs résidentiels de Bécancour et de Gentilly.

### **4.2 TRAVAUX D'INVENTAIRE**

L'étude d'impact a pris en compte les informations disponibles sur le milieu physique, biologique et humain dans la zone d'étude. Des travaux d'inventaire ont aussi été réalisés au cours des années 2002-2003 sur l'emplacement de la centrale et aux environs. Les travaux d'inventaire ont comporté :

- une caractérisation de la qualité des sols et des eaux souterraines;
- une caractérisation du milieu sonore autour de la centrale projetée;
- un inventaire du couvert végétal à l'emplacement de la centrale, comprenant la recherche des espèces de plantes vulnérables, menacées ou susceptibles d'être désignées comme telles.

### **4.3 MILIEU PHYSIQUE**

#### **Données météorologiques et qualité de l'air**

La région de Bécancour est caractérisée par un climat modéré sub-humide continental, selon la classification numérique des climats mondiaux adoptée par le ministère de l'Environnement du Québec. La station de la centrale nucléaire de Gentilly a été retenue pour fournir les données météorologiques requises pour l'étude de dispersion atmosphérique.

Les données de qualité de l'air recueillies par le MENV dans la zone d'étude entre 1995 et 1997 ont été utilisées pour cette étude. Ces données ont été actualisées à l'aide des données provenant de trois stations du MENV et de la station de l'Aluminerie de Bécancour Inc. (ABI). Les stations de mesure retenues pour la caractérisation sont celles du ministère de l'Environnement du Québec à Bécancour (aréna) (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, PST, PM<sub>10</sub> et PM<sub>2,5</sub>), à Trois-Rivières (Ursulines) (PST, PM<sub>10</sub> et PM<sub>2,5</sub>) et à Saint-Zéphirin (O<sub>3</sub>), et de l'Aluminerie ABI (SO<sub>2</sub>, PST et PM<sub>10</sub>).

### **Géologie et dépôts meubles**

La zone d'étude se trouve dans la zone géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les Basses-Terres présentent une succession de terrasses à partir d'une altitude de 14 m au-dessus du niveau du lac Saint-Pierre. La ville de Bécancour se trouve à une altitude d'environ 18 m. Cette vaste plaine, dont la pente n'excède pas 5%, est formée par les dépôts de l'ancienne mer de Champlain.

À l'emplacement retenu pour la centrale, on trouve le roc à une profondeur variant entre 0,6 et 1,4 m au-dessous de la surface. Le roc est très facturé dans sa partie supérieure, sur une épaisseur pouvant varier de 2 à 3 m. Le roc est recouvert par endroit de sable ou encore de silt argileux. Un remblai d'une épaisseur maximale de 60 cm composé de sable, de silt et d'argile en proportions variables recouvre la couche de sable ou de silt argileux.

Les résultats de la campagne de caractérisation des sols démontrent que l'emplacement retenu pour la centrale rencontre les critères de la *Politique de protection des sols* du MENV pour une utilisation industrielle ou commerciale du terrain.

### **Hydrographie et hydrogéologie**

Le Parc industriel et portuaire de Bécancour est situé sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent. Le réseau hydrographique de la zone d'étude se draine vers le fleuve Saint-Laurent. Ce réseau est composé principalement de la rivière Bécancour, à environ 2,3 km à l'ouest du site, et de la rivière Gentilly, à environ 5 km à l'est du site. Ces rivières possèdent des débits relativement faibles et présentent de fortes variations saisonnières. Les débits moyens mensuels des rivières Bécancour et Gentilly sont respectivement de 56 et 5,5 m<sup>3</sup>/s.

La zone d'étude englobe une partie du fleuve Saint-Laurent. À la hauteur de Trois-Rivières, le fleuve Saint-Laurent possède un débit mensuel moyen de 10 820 m<sup>3</sup>/s. L'influence de la

marée dans ce secteur est très faible, puisque son amplitude moyenne s'établit à environ 0,3 m.

Les fossés et canaux du parc industriel 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 de Montesson, les fossés se trouvent en plaine inondable.

La principale unité hydrostratigraphique pour les eaux souterraines à l'emplacement de la centrale est le roc. L'aquifère du roc est maintenu sous pression par un aquitard constitué de l'horizon de silt qui le recouvre. Au cours de la période d'échantillonnage (15 mai 2003), l'eau souterraine s'écoulait de l'est vers l'ouest, en direction de la rivière Bécancour et parallèlement au fleuve.

#### 4.4 MILIEU BIOLOGIQUE

##### Végétation

La zone d'étude se trouve dans la zone de végétation tempérée nordique et dans la sous-zone de la forêt décidue. De même, elle appartient au domaine bioclimatique de l'érablière à tilleul. Un inventaire sommaire des peuplements colonisant l'emplacement proposé pour la centrale a été effectué en août 2002. Les deux types de communautés végétales présentes sur le site sont la forêt immature de feuillus (15%) et la friche arbustive (85%). La friche arbustive est composée d'un mélange typique d'herbes agricoles, de légumes et d'une variété d'espèces colonisatrices, généralement associées à des terres agricoles abandonnées. La forêt immature de feuillus, retrouvée en bordure *sud* du site, comprend les espèces suivantes : le Frêne rouge (*Fraxinus pennsylvanica*), l'Ormes d'Amérique (*Ulmus americana*), le Peuplier faux-tremble (*Populus tremuloides*), le Cerisier de Virginie (*Prunus virginiana*), l'Impatiente du Cap (*Impatiens capensis*), la Glycérie striée (*Glyceria striata*) et la Galéopside à tige carrée (*Galeopsis tetrahit*).

##### Faune

Les inventaires effectués par la Société de la faune et des parcs du Québec (FAPAQ) ont porté uniquement sur le Cerf de Virginie (*Odocoileus virginianus*), l'Ours noir (*Ursus americanus*) et l'Original (*Alces alces*). Le Cerf de Virginie et l'Original sont les deux seules espèces qui y ont été inventoriées. Des petits mammifères (ex. rat musqué, raton-laveur, vison d'Amérique, campagnol, souris, musaraigne) sont d'autres espèces susceptibles de se trouver dans la zone d'étude.

Au total, 101 espèces d'oiseaux ont été observées dans les limites de la zone d'étude, une quarantaine sont des espèces aquatiques ou utilisant les milieux humides. Les milieux humides de la zone d'étude constituent dans l'ensemble des habitats propices à l'alimentation et au repos de la sauvagine lors des migrations printanière et automnale. Neuf espèces de canards barboteurs sont susceptibles de se reproduire dans la zone d'étude. Quatre espèces de canards plongeurs sont aussi présentes dans le secteur.

L'aire d'étude compte trois aires de concentration d'oiseaux aquatiques (ACOA) reconnues en vertu du *Règlement sur les habitats fauniques*. Ces aires sont réparties le long de la rive droite du fleuve Saint-Laurent. Canards Illimités Canada a procédé à l'aménagement de deux secteurs de la zone d'étude pour la faune avienne. Un des aménagements est situé sur l'île Montesson et le second est situé à Bécancour sur la rive *est* de la rivière Bécancour.

La communauté ichtyenne rencontrée dans la portion du fleuve Saint-Laurent entre Trois-Rivières et Gentilly regroupe 62 espèces tandis qu'on note la présence de 43 espèces de poissons dans la rivière Bécancour. La plupart de ces espèces sont communes dans le *sud-ouest* du Québec.

Les herbiers et les marais sur la rive droite du fleuve ainsi que les battures de Gentilly sont tous considérés comme des sites de fraye potentiels pour huit espèces de poissons. Les frayères les plus rapprochées du site se trouvant à 1 400 m en aval de la zone d'étude. La plaine inondable est utilisée par le grand brochet et la perchaude. Les affluents du fleuve dans la zone d'étude sont aussi des sites importants pour la fraye.

Au début des années 1990, la moule zébrée (*Dreissena polymorpha*) était pratiquement absente de la zone d'étude, par contre le nombre d'individus dans le secteur est en forte croissance.

Vingt sept espèces d'herpétofaune (amphibiens et reptiles) du Québec ont un potentiel de présence dans la zone d'étude. Toutefois, la banque de donnée de l'Atlas, gérée par la Société d'histoire naturelle de la vallée du Saint-Laurent, n'y rapporte aucune mention.

### **Espèces menacées, vulnérables ou en péril**

Selon les bases de données du Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec (CDPNQ), il n'y a aucune mention d'espèce menacée ou vulnérable dans la zone d'étude. On trouve par contre trois mentions d'espèces de plantes susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables à l'intérieur de la zone d'étude. Ces espèces sont le bident

discoïde (*Bidens discoidea*), l'éragrostis hypnoïde (*Eragrostis hynoides*) et la lindernie litigieuse variété estuarienne (*Lindernia dubia var. inundata*). Aucune des mentions répertoriées ne concerne toutefois l'emplacement envisagé pour la centrale. Enfin, selon la base de données sur les espèces en péril au Canada, établie à partir de la liste du Comité sur la situation des espèces en péril au Canada, aucune espèce floristique en péril ne serait présente dans la zone d'étude.

Un inventaire effectué sur le site de la centrale en août 2002 a permis de confirmer l'absence d'espèces de plantes susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables. Une espèce végétale susceptible d'être désignée menacée ou vulnérable a été observée au nord de l'usine Norsk Hydro. Il s'agit de l'Élyme des rivages (*Elymus riparius*).

Les bases de données du CDPNQ contiennent une seule mention d'espèce faunique susceptible d'être désignée menacée ou vulnérable relative à la zone d'étude. Il s'agit du fouille-roche gris (*Percina copelandi*). La mention répertoriée par le CDPNQ ne concerne pas l'emplacement envisagé pour la centrale de cogénération.

Selon les observations issues de la banque de données de l'Atlas des oiseaux nicheurs du Québec tenue par l'Association Québécoise des Groupes d'Ornithologues (AQGO), le Grèbe jougris (*Podiceps grisegena*) aurait été également observé. Cette espèce est désignée comme étant susceptible d'être désignée menacée ou vulnérable. Les banques de données du ministère de l'Environnement et d'Environnement Canada ne font cependant aucune mention de cette espèce pour la région à l'étude.

Au niveau fédéral, le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada (COSEPAC) a développé une liste officielle des espèces fauniques et floristiques en péril. Au total, onze espèces se trouvant sur cette liste sont susceptibles de se trouver dans la zone d'étude. De ces onze espèces seulement trois ont le statut d'espèce menacée, les autres ayant le statut d'espèce préoccupante. Ces trois espèces sont le Petit blongios (*Ixobrychus exilis*), le Dard des sable (*Ammocrypta pellucida*) et le Fouille-roche gris (*Percina copelandi*). L'emplacement prévu pour la centrale n'est pas un habitat intéressant pour ces espèces.

Aucune espèce faunique en péril n'a été vue à l'emplacement de la centrale projetée, au cours des inventaires de terrain réalisés en août 2002.



## 4.5 MILIEU HUMAIN

L'emplacement prévu pour la centrale de cogénération de Bécancour est situé dans la ville de Bécancour, à l'intérieur des limites du Parc industriel et portuaire de Bécancour. La ville de Bécancour fait partie de la Municipalité régionale de Comté de Bécancour (MRC Bécancour), dans la région administrative Centre-du-Québec (17). La réserve amérindienne Abénakis de Wôlinak d'une superficie de moins d'un kilomètre carré est enclavée dans la MRC de Bécancour. La zone d'étude définie pour le projet couvre en grande majorité le territoire de la ville de Bécancour et du Parc industriel et portuaire de Bécancour. La zone recoupe aussi le territoire agricole protégé de la ville de Bécancour.

### Affectation du territoire

Le schéma d'aménagement de la MRC de Bécancour ainsi que la carte d'affectation du territoire qui lui est associée montrent que l'emplacement proposé pour la centrale de Bécancour est affecté à l'industrie puisqu'il se trouve au cœur même du Parc industriel et portuaire de Bécancour.

Les terres en friche (23,9%) sont l'utilisation du sol dominante dans la zone d'étude suivies de près par les peuplements de feuillus (20%). Par contre, l'utilisation du sol est marquée par la présence de l'industrie lourde de la métallurgie et de l'industrie chimique qui occupe près de 10% du territoire. L'espace agricole occupe environ 7,6% du territoire et se concentre dans la partie *sud-ouest*. Le milieu urbain représente 2% du territoire et se concentre essentiellement à l'*ouest* de la zone d'étude. La figure 4 présente l'utilisation du territoire et le milieu naturel de la zone d'étude.

Dans la zone d'étude, l'île Montesson située à l'embouchure de la rivière Bécancour a déjà fait l'objet de travaux d'aménagement de Canards Illimités pour augmenter les sites propices à la nidification de la sauvagine. Ce territoire, localisé à plus de 2 km de la centrale, est identifié dans le schéma d'aménagement comme zone de conservation. L'île Montesson est utilisée pour la villégiature et la récréation. La zone du parc industriel est traversée par un réseau d'infrastructures bien développé.

**Figure 4**                      **Utilisation du sol**

## **5. EFFETS ENVIRONNEMENTAUX DU PROJET**

### **5.1 MÉTHODE D'ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX**

Une approche scientifique systématique a été utilisée pour évaluer les impacts éventuels de la centrale sur son environnement. Les effets environnementaux qui peuvent être évalués de façon quantitative font l'objet de calculs prévisionnels, à l'aide de modèles appropriés. C'est le cas par exemple des calculs de dispersion atmosphérique et de bruit.

Ensuite, on caractérise l'importance des impacts en se basant sur des grilles d'analyse qui tiennent compte de la sensibilité du milieu ainsi que de l'intensité, de l'étendue et de la durée des effets appréhendés.

Les sections suivantes présentent les résultats de l'analyse des effets environnementaux attendus du projet notamment de ceux qui font l'objet de préoccupations exprimées par la communauté au cours des consultations menées en cours d'étude.

### **5.2 EFFETS SUR LA QUALITÉ DE L'AIR**

Pour les contaminants classiques (dioxyde d'azote, monoxyde de carbone, dioxyde de soufre, particules en suspension) et les particules fines ( $PM_{10}$  et  $PM_{2,5}$ ), les concentrations dans l'air, calculées à l'aide du modèle de dispersion (ISC3\_PRIME), sont toutes inférieures aux normes en vigueur ou aux critères du ministère de l'Environnement. Les concentrations d'ammoniac et de  $H_2SO_4$  ont aussi été calculées afin de tenir compte de la variante du projet comprenant l'installation d'un SCR.

Les résultats obtenus pour la variante du projet sans SCR indiquent clairement que le projet proposé devrait améliorer la qualité de l'air, puisque les concentrations maximales et moyennes projetées seront inférieures à la contribution actuelle des chaudières de Norsk-Hydro et de PCI. Le  $NO_x$  est le contaminant dont l'augmentation des émissions est la plus grande. Pour les autres contaminants classiques tels que CO et les particules, le projet aura un impact encore plus positif sur la qualité de l'air puisque les émissions vont augmenter dans une proportion beaucoup plus faible que pour les  $NO_x$ . Pour le  $SO_2$ , le projet apporte une réduction relativement importante (plus de 700 t/an) par rapport aux émissions totales de la zone industrielle due à la fermeture des chaudières alimentées à l'huile lourde.

Pour la variante avec SCR, la réduction des concentrations ambiantes de NO<sub>x</sub> sera plus importante. Les émissions de NH<sub>3</sub> et de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> entraîneront des concentrations ambiantes très inférieures aux critères du MENV.

En conclusion, pour les contaminants classiques, les particules fines, l'ammoniac et le H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, les résultats obtenus pour la centrale projetée (avec ou sans SCR) sont tous très inférieurs aux normes en vigueur ou aux critères du MENV.

Pour les composés organiques toxiques, la contribution du projet est généralement inférieure à 0,5% des critères du MENV, à l'exception de la formaldéhyde (2,7%) sur 15 minutes.

Étant donné les taux d'émission utilisés, qui surestiment les émissions de COV toxiques et de HAP, et la très faible contribution du projet, il appert que les effets potentiels additionnels sur la qualité de l'air attribuables à la centrale seront négligeables.

La contribution de la centrale aux contaminants secondaires, soit l'ozone et les particules a aussi été évaluée. L'effet réel des émissions atmosphériques de la centrale sur les niveaux de particules fines dans l'air sera très faible et ces émissions ne compromettraient pas l'atteinte des standards pancanadiens en 2010. Au point de vue du secteur à l'étude ainsi que de la grande région de Bécancour et Trois-Rivières, l'effet de la centrale sur les concentrations d'ozone sera négligeable étant donné que les émissions de la centrale ne représentent qu'une très faible proportion des émissions régionales de contaminants précurseurs d'ozone et de particules fines. Il appert que le projet n'apportera pas de changement significatif, que ce soit à la hausse ou à la baisse, de la fréquence et de l'intensité des épisodes de pollution par l'ozone dans la région.

### **5.3 EFFETS SUR LA SANTÉ**

Les concentrations maximales de NO<sub>2</sub>, de SO<sub>2</sub> et de CO, y compris les niveaux de fond et la contribution de la centrale projetée, estimées dans les zones habitées autour de la centrale seront inférieures aux normes et aux objectifs prescrits. En outre, elles décroissent rapidement à mesure que l'on s'éloigne de l'emplacement de la centrale. Ces normes et objectifs ont été établis par les autorités pour assurer la protection de l'environnement et de la santé. On peut conclure que les contaminants classiques (NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> et CO) rejetés par la centrale projetée n'engendreront donc aucun effet significatif sur la santé humaine, et ce, même pour les personnes les plus vulnérables.

Les contributions de la centrale de Bécancour aux concentrations de composés organiques toxiques dans l'air ambiant sont largement inférieures aux valeurs cibles fixées par le ministère de l'Environnement pour protéger la santé et seront imperceptibles en regard des concentrations maximales déjà présentes dans l'air ambiant. Les contributions de la centrale aux concentrations de composés organiques toxiques sont donc négligeables, de même que leurs effets sur la santé.

L'étude d'impact comprend une analyse en profondeur des effets potentiels sur la santé associés aux particules respirables de 2-3  $\mu\text{m}$  et moins ( $\text{PM}_{2,5}$ ) capables d'atteindre les alvéoles des parties distales du poumon. De telles particules sont déjà présentes dans l'air ambiant. L'étude a tenu compte des émissions de particules fines provenant directement de la centrale ainsi que des particules fines susceptibles de se former par réaction de gaz émis par la centrale tels que l'ammoniac avec des composés déjà présents dans l'atmosphère. Les contributions directes et indirectes de la centrale ont été ajoutées aux concentrations dans l'air ambiant mesurées à la station de Bécancour en 2002. Les résultats de l'analyse montrent que l'augmentation des risques pour la santé due aux particules respirables provenant directement et indirectement de la centrale sera faible et que les niveaux de risque pour la santé à Bécancour, lorsque la centrale sera en exploitation, seraient au moins trois à quatre fois plus faibles que les risques additionnels calculés par le Groupe de travail sur les objectifs de qualité de l'air pour le centre de la région de Montréal.

#### **5.4 GAZ À EFFET DE SERRE**

Depuis la révolution industrielle, les concentrations de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère terrestre se sont accrues de façon substantielle, augmentant ainsi les températures moyennes à la surface du globe. La communauté scientifique est d'avis qu'au cours du  $\text{xx}^{\text{e}}$  siècle, le climat de la planète a changé, vraisemblablement sous l'effet des émissions dues au développement industriel et à l'accroissement de la consommation d'énergie. La communauté scientifique estime également que le climat de la terre continuera à se réchauffer et que les changements climatiques auront des effets importants sur les milieux naturels et les activités humaines. Elle estime qu'afin de minimiser ces changements, il importe de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le protocole de Kyoto prévoit d'ailleurs que le Canada réduise, pour la période 2008-2012, ses émissions de gaz à effet de serre de 6% par rapport aux niveaux de 1990.

Le gaz naturel a le plus bas contenu en carbone des combustibles fossiles conventionnels, et la technologie du cycle combiné proposée pour la centrale de cogénération de Bécancour présente une efficacité énergétique élevée.

Les émissions nettes annuelles de GES de la centrale de Bécancour sont estimées à 1,54 millions de tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>. Cela représente 1,7% des émissions de GES du Québec en 2001 (90 millions de tonnes) et environ 0,2% des émissions de GES du Canada en 2001 (720 millions de tonnes).

## **5.5 EFFETS SUR LA QUALITÉ DES EAUX ET LES POISSONS**

En phase d'exploitation, l'eau de la tour de refroidissement devra être traitée périodiquement pour enlever les bactéries et les algues. On effectuera une déchloration de la purge de la tour de refroidissement si l'OER est dépassé. Les additifs (morpholine) utilisés pour l'eau des chaudières présentent un certain potentiel de toxicité pour la vie aquatique. Des éléments phosphatés sont ajoutés à l'eau des chaudières pour augmenter le pH. Comme la centrale respectera les objectifs environnementaux de rejet (OER) à la sortie de l'émissaire, on peut conclure que l'effluent de la centrale aura un faible impact environnemental sur l'ichtyofaune (poissons) du fleuve.

## **5.6 CLIMAT SONORE**

Les niveaux sonores prévus pendant la période de construction, associés au bruit du chantier et du camionnage hors du site, occasionneront un effet environnemental de très faible importance dans les zones habitées les plus rapprochées de la centrale. Les résultats des simulations réalisées indiquent en effet que les niveaux sonores dans ces zones seront compris entre 38 dBA et 47 dBA, soit des niveaux situés sous les objectifs du ministère de l'Environnement (55 dBA) pour la construction de jour et de soir. Il est à noter que les travaux de construction bruyants ne seront pas réalisés la nuit.

La mise en service de la nouvelle centrale (détente de vapeur sous pression, purge des conduites de vapeur) de même que les arrêts et les départs des groupes turbo-alternateurs pourraient générer des niveaux sonores élevés qui seront généralement de courte durée (effet environnemental de très faible importance).

Enfin, compte tenu des mesures d'atténuation qui seront intégrées au projet (tours de refroidissement moins bruyantes, utilisation de silencieux sur les équipements, etc.), l'exploitation de la centrale générera des niveaux sonores compris entre 33 dBA et 42 dBA dans les zones habitées les plus rapprochées (voir la figure 5). L'importance de ces effets sur le milieu sonore des zones habitées est jugée faible.

**Figure 5**                      **Niveaux sonores calculés – Exploitation de la centrale**

## 5.7 MILIEU VISUEL

D'une hauteur d'environ 32 m dans sa partie la plus élevée, le bâtiment principal de la centrale abritera les équipements de production, tels que les turbines et les chaudières de récupération. Les cheminées auront une hauteur maximale de 55 m. Ces installations seront principalement visibles (autres qu'à l'intérieur du parc industriel) de l'autoroute 30 (ou route 132) et de l'île de Montesson.

Le panache sortant des cheminées sera invisible pendant les belles journées ensoleillées d'été. Le reste du temps, sa longueur restera inférieure à 1 km et ne dépassera donc pas les limites de la zone industrielle. La seule exception se produira dans des conditions extrêmes d'humidité ou par des nuits très froides d'hiver avec ciel dégagé et vent faible, alors que le panache pourrait être visible sur de plus longues distances.

## 5.8 INFRASTRUCTURES ROUTIÈRES

La centrale occasionnera peu de nuisances (brouillard, glaçage) pour les routes locales, les effets étant limités aux routes bordant la centrale. Tel que montré à la figure 6, du brouillard pourrait affecter des sections limitées des boulevard George E. Ling, Arthur-Sicard et Raoul-Duchesne de 1 à 3 heures par année, selon l'endroit. Le nombre d'heures additionnelles de glaçage serait limité à environ une heure par année sur un petit tronçon du boulevard Arthur-Sicard.

## 5.9 ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION

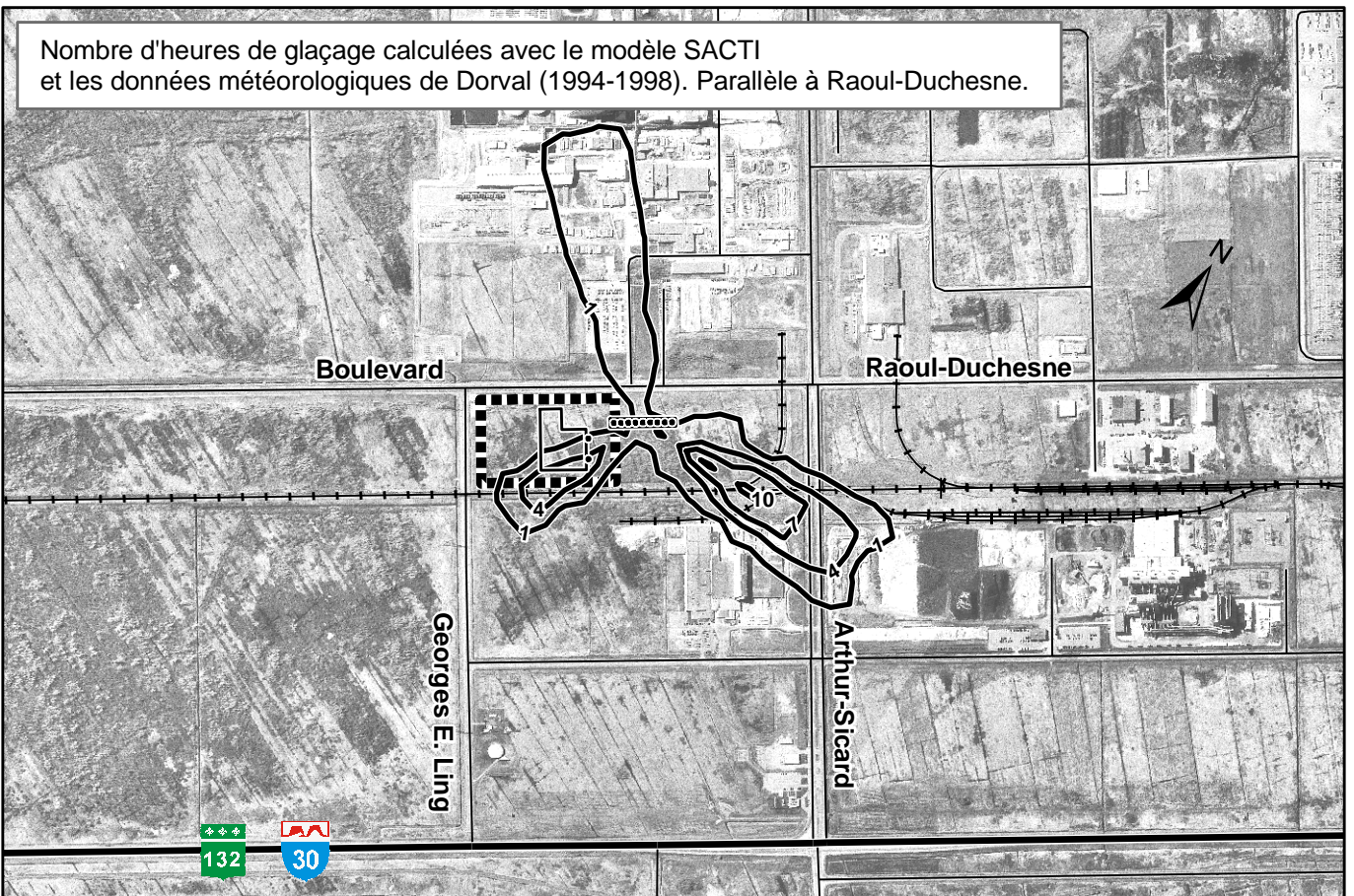
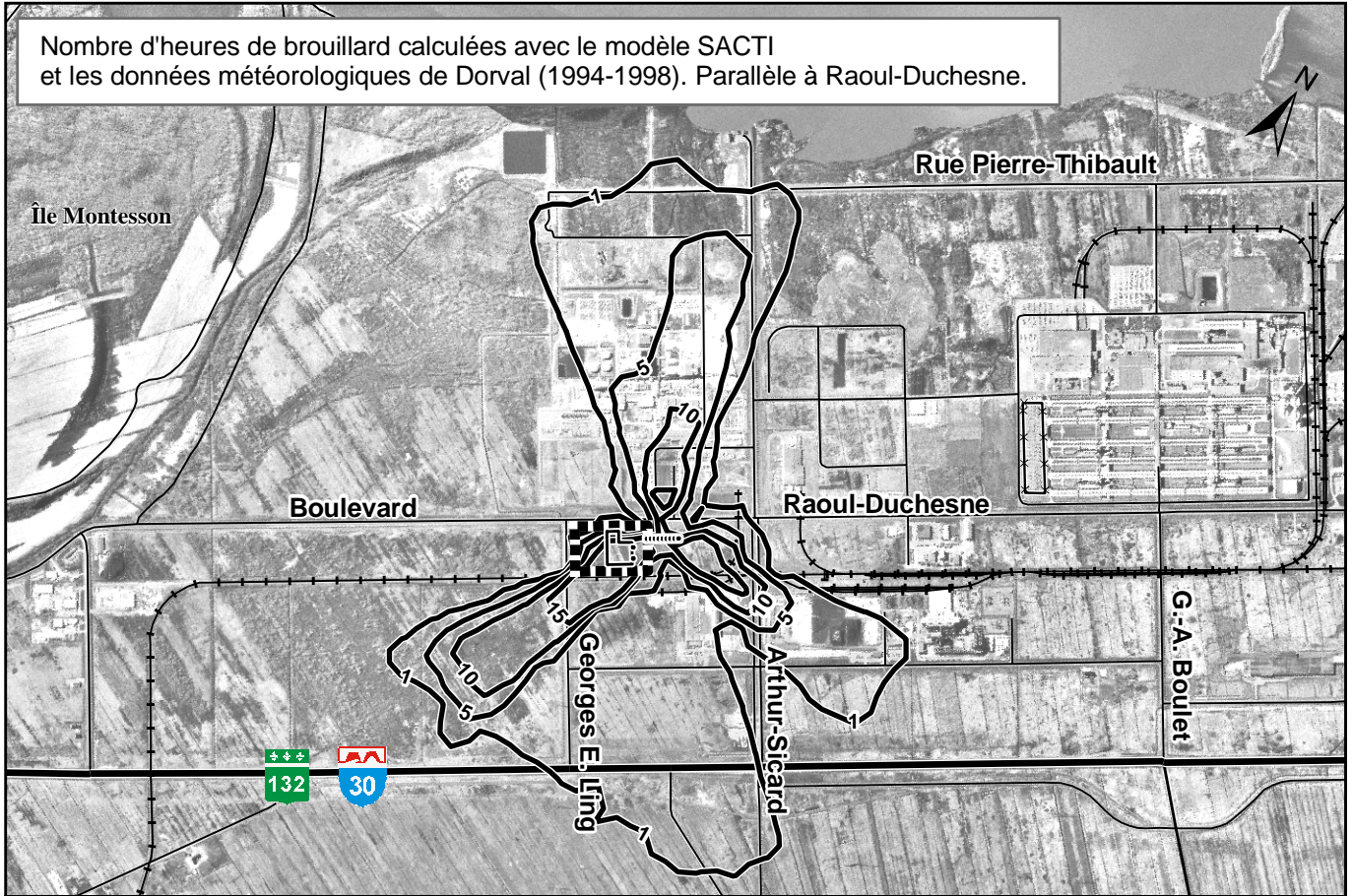
Tout chantier de construction occasionne inévitablement des nuisances de nature à perturber temporairement la qualité de vie du voisinage. Dans le cas de la centrale projetée, ces nuisances sont notamment :

- mise en suspension de particules dans l'eau de drainage du site rejetée dans les fossés se drainant au fleuve Saint-Laurent;
- soulèvement possible de poussières causé par les travaux de terrassement ou par la circulation des véhicules;
- génération de déchets de construction qu'il faudra gérer de façon appropriée;
- l'émission de poussières et les odeurs provenant du chantier;
- les vibrations et le bruit occasionnés par les engins de chantier et le camionnage;
- la circulation accrue de camions.



**Fréquence (nombre d'heures) de brouillard et de glaçage causés par les tours de refroidissement sur la période de 1994 à 1998.**

**Figure 6**





Les mesures suivantes permettront de minimiser les poussières durant la préparation du terrain : utilisation d'abat-poussières et recouvrement des camions de transport de matériaux.

En ce qui a trait au bruit, le chantier sera normalement actif entre 7 h et 19 h, du lundi au vendredi, durant la période initiale de construction de 26 mois pendant laquelle les activités bruyantes auront lieu. Il n'y aura donc pas d'activités bruyantes la nuit.

Compte tenu que les résidences ne se retrouvent pas à proximité des aires de travaux et que des mesures d'atténuation seront mises en œuvre, la perturbation de la qualité de vie des résidents de la municipalité de Bécancour sera très faible.

### **5.10 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES**

Durant la phase de construction, estimée à 26 mois incluant la période de démarrage, le projet créera des emplois pour en moyenne 400 travailleurs (avec une pointe s'élevant à 600), dont on peut s'attendre à ce que 90% soient occupés par des travailleurs de la région. À l'échelle du Québec, les activités de construction engendreront des retombées économiques estimées à 1 616 personnes-années, pour un impact économique global de 118 M\$ (en dollars 2003).

En période d'exploitation, les retombées régionales prévues correspondent à environ 25 emplois pour chaque année d'exploitation, soit l'équivalent d'un impact économique annuel total de 2 M\$ (en dollars 2003).

Les retombées économiques régionales ne se produiront pas automatiquement. Dans le but de les maximiser, Trans-Canada fera des efforts particuliers pour informer efficacement les fournisseurs potentiels de la région et pour faciliter la participation des entreprises régionales qualifiées.

Le projet de cogénération amènera des bénéfices à long terme, car il sera une source économique de vapeur pour les deux industries du parc industriel, qui leur permettra d'améliorer leur compétitivité.

## 6. RISQUES TECHNOLOGIQUES

L'analyse des risques technologiques a pour but d'identifier l'ensemble des accidents pouvant se produire au cours de l'exploitation d'une telle centrale, d'en évaluer les conséquences possibles et de juger de l'acceptabilité du projet en matière de risques technologiques. Elle sert également à élaborer des mesures de protection afin d'éviter ces accidents ou d'en réduire la fréquence et les conséquences.

L'historique des accidents indique que les risques les plus importants dans les centrales fonctionnant au gaz naturel sont dus à l'utilisation du gaz naturel et de l'hydrogène, particulièrement en cas de fuite dans des espaces confinés.

L'analyse des conséquences des accidents potentiels démontre que les zones d'impact les plus importantes sont associées à la rupture de la conduite d'alimentation en gaz naturel ou d'un réservoir d'ammoniaque liquide (si un SCR est installé) ainsi qu'à l'explosion de gaz naturel accumulé accidentellement dans un équipement comme la chaudière de récupération d'énergie.

Les zones de risques de blessure en cas d'accident associé au gaz naturel de la centrale sont limitées à la zone du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Aucun des scénarios d'accidents évalués n'entraînerait de conséquences pour les secteurs résidentiels et les habitations isolées.

En cas d'accident majeur à la centrale de Bécancour, les effets dominos potentiels seraient limités aux équipements de la centrale, ainsi qu'au transport de matières dangereuses sur les voies routières qui longent le site et à la voie ferroviaire du Canadien National. En cas d'accident impliquant l'ammoniaque, le nuage de vapeur toxique pourrait atteindre les sites des industries voisines, mais ce type d'accident ne génère pas d'effet domino. À l'extérieur du site, le transport ferroviaire et routier de matières dangereuses à proximité du site et le transport de gaz naturel par le réseau local de Gaz Métropolitain sont les sources de risques d'origine anthropique (humaine) qui pourraient, par effet domino, affecter l'intégrité de la centrale.

Toute une série d'équipements de protection seront mis en place à la centrale afin de réduire les risques que ce soit au niveau des conséquences ou des probabilités d'accidents. De plus, un programme de gestion des risques sera élaboré afin de gérer les risques résiduels qui n'auront pas pu être éliminés. Ce programme inclut un plan des mesures d'urgence harmonisées avec celles de la municipalité et des industries à proximité.

## 7. PROGRAMMES DE SURVEILLANCE ET DE SUIVI

### 7.1 PROGRAMME DE SURVEILLANCE PENDANT LA CONSTRUCTION

Un programme de surveillance sera élaboré afin de s'assurer que les mesures de protection de l'environnement prévues sont bien mises en œuvre pendant la construction de la centrale.

Des clauses relatives à la protection de l'environnement seront incluses dans les différents documents contractuels qui régiront la construction de la centrale. Ces clauses permettront d'assurer que l'entrepreneur qui construira la centrale mettra en œuvre les mesures d'atténuation prévues dans l'étude d'impact.

La surveillance environnementale du chantier sera axée sur le respect des plans et devis, les rejets (émissions de poussières et déchets) liés aux activités de construction, le niveau sonore des activités, le contrôle et le traitement des eaux de drainage du site, la gestion des sols excavés, la protection contre les déversements accidentels, le bon fonctionnement des installations sanitaires.

### 7.2 SUIVI ENVIRONNEMENTAL EN PHASE D'EXPLOITATION

Afin de suivre les performances environnementales de la centrale, d'assurer le respect de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et des exigences du ministère de l'Environnement (MENV), et de faciliter la mise en œuvre des correctifs nécessaires s'il y a lieu, TransCanada élaborera un programme de suivi environnemental.

Ce programme de suivi sera mis en place au début de la phase d'exploitation de la centrale et fera l'objet d'une révision avec le ministère de l'Environnement après deux ans, afin que l'on tienne compte des résultats obtenus. Il portera sur les émissions atmosphériques, les effluents liquides, les déchets solides et semi-solides, les matières dangereuses et le bruit.

Les paramètres suivants seront mesurés :

- **émissions atmosphériques** : mesures en continu de l'oxygène, des NO<sub>x</sub>, du CO et de l'ammoniac (si applicable) aux cheminées des chaudières de récupération; échantillonnage annuel de ces paramètres et des particules pour valider le fonctionnement des appareils de mesures en continu; échantillonnage des composés organiques volatils (toxiques) au cours des deux premières années d'exploitation de la centrale;

- **effluents liquides** : suivi annuel de l'effluent sanitaire; pour le rejet liquide, mesure en continu de la température et mesure journalière du débit et du pH; suivi mensuel des divers paramètres pour les douze premiers mois suivants la mise en exploitation de la centrale pour ensuite effectuer un suivi trimestriel de plusieurs des paramètres initiaux; tests de toxicité aiguë et chronique deux fois l'an durant les deux premières années d'exploitation;
- **déchets solides et semi-solides et matières dangereuses résiduelles** : caractérisation détaillée des matières dangereuses résiduelles et tenue d'un registre des déchets produits;
- **bruit** : mesures de bruit pour les premiers mois estivaux suivants la mise en service de la centrale.

### 7.3 DIFFUSION DES RÉSULTATS

Les résultats du programme de suivi des émissions atmosphériques et des rejets liquides seront transmis au ministère de l'Environnement dans des délais qui feront l'objet d'une entente mutuelle. De plus, à la fin de chaque année, un sommaire des résultats du programme de suivi sera transmis au ministère. Les résultats du programme de suivi seront également résumés dans un rapport environnemental annuel destiné au grand public. Le rapport sera transmis aux citoyens, aux groupes ou aux institutions qui en feront la demande.

## 8. COMMUNICATION ET CONSULTATION DU MILIEU

La démarche de communication et de consultation adoptée par TransCanada pour son projet de centrale de cogénération de Bécancour est fondée sur l'information et les échanges avec les citoyens et les représentants du milieu. Dès l'annonce publique du projet, l'entreprise a établi une collaboration étroite avec des intervenants du milieu afin de tenir compte des réactions et des attentes des personnes concernées.

Le 30 mai 2003, trente personnes représentant des organismes gouvernementaux, municipaux, environnementaux, socio-économiques et autres ont aussi été rencontrées, afin d'échanger sur le projet. TransCanada a tenu une rencontre d'information publique (soirée portes ouvertes et ateliers d'information), le 10 juin 2003 à Bécancour (St-Grégoire), afin de présenter le projet et de répondre aux questions de la population.

Au cours de la rencontre du 10 juin, TransCanada a échangé avec la population sur tous les aspects du projet, dont, notamment, les émissions atmosphériques et la qualité de l'air, le panache de vapeur de la centrale et son effet possible sur l'autoroute 30, les retombées économiques, les emplois pendant la construction et l'exploitation, les contrats par sous-traitance, la technologie de la centrale de cogénération, les raisons d'être du projet, la santé publique, le développement du futur Parc industriel et la traversée sous-fluviale d'un pipeline de gaz naturel.

Les principaux outils d'information utilisés dans le cadre de la démarche de communication et de consultation comprennent un document d'information générale remis au cours des rencontres publiques et des rencontres avec les représentants du milieu, des panneaux explicatifs lors des rencontres avec le public, un bulletin d'information distribué aux résidences des municipalités concernées par le projet (environ 5 000 foyers) et des présentations PowerPoint utilisées en support lors des rencontres avec les différents groupes d'intervenants.

## GLOSSAIRE TERMINOLOGIQUE

**capacité (électrique)** – La puissance maximale qu'un instrument peut générer, utiliser ou transférer, exprimée en mégawatts (MW).

**charge (ou alimentation)** – Puissance électrique fournie ou requise en tout point d'un système.

**charge maximale de base** – Appareil générateur d'électricité qui alimente la charge durant la plus grande partie de l'année.

**cogénération** – Procédé qui produit de la chaleur utilisable sous forme de vapeur et d'électricité.

**demande** – Taux auquel un système fournira ou recevra de l'énergie électrique à un instant donné ou moyenné sur une période de temps donnée.

**demande de pointe** – Quantité maximale de la demande (MW ou GW) durant une période de temps donnée.

**dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)** – Gaz non-toxique essentiel à la vie. La combustion de matière organique, incluant les combustibles fossiles, constitue une source de CO<sub>2</sub>.

**effet de serre** – Phénomène naturel se produisant lorsque des gaz à effet de serre emprisonnent de la chaleur rayonnante dans l'atmosphère. L'effet de serre maintient l'atmosphère chaude et rend possible la vie sur Terre.

**facteur de charge** – Le rapport entre la charge moyenne durant une période donnée et la charge maximale durant cette même période (habituellement exprimé en pourcentage).

**gaz à effet de serre (GES)** – Gaz tels que le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), la vapeur d'eau, le méthane (CH<sub>4</sub>), le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et autres qui emprisonnent la chaleur dans l'atmosphère, produisant ainsi l'effet de serre.

**gaz de combustion** – Mélange des principaux gaz suivants : azote, dioxyde de carbone, oxygène et vapeur d'eau, provenant de la combustion de combustible fossile.

**génération de chaleur** – Procédé dans lequel un combustible est brûlé pour générer de l'énergie thermique.

**génération électrique** – La quantité d'énergie électrique, habituellement exprimée en gigawattheure (GWh), produite durant une période donnée.

**génération à cycle-combiné** – Production d'électricité à partir de turbines de combustion et de chaudières de récupération de chaleur produisant de la vapeur, et de turbines à vapeur.

**gigajoule (GJ)** – Unité d'énergie équivalant à un milliard de joules.

**gigawatt (GW)** – Unité de puissance équivalant à un milliard de watts.

**joule** – Unité d'énergie. Un watt heure équivaut à 3 600 joules.

**kilowatt (kW)** - Mille watts.

**kilowatt heure (kWh)** – Unité d'énergie produite ou consommée pendant une heure.

**livraison cyclable** – Livraison d'électricité additionnelle pouvant à l'occasion être demandée par le client, sous certaines conditions définies à l'avance.

**mégawatt (MW)** – Un million de watts.

**mégawatt heure (MWh)** – Unité d'énergie servant à mesurer la puissance au cours du temps. Par exemple, l'utilisation de 400 MW pour une période de 24 heures équivaut à 9 600 MWh d'énergie.

**oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)** – Mélange de NO et de NO<sub>2</sub> formé lorsque l'azote (N<sub>2</sub>) réagit avec l'oxygène (O<sub>2</sub>). La source la plus importante d'oxyde d'azote provient des gaz d'échappement des automobiles.

**oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>)** – Formé lorsque du soufre, ou des combustibles fossiles contenant du soufre, brûlent dans l'air.

**pouvoir calorifique inférieur (PCI)** – Quantité totale d'énergie dégagée par unité de masse ou de volume du combustible, excluant la chaleur latente de vaporisation de la vapeur d'eau formée par la combustion de l'hydrogène contenu dans le combustible.

**pouvoir calorifique supérieur (PCS)** – Quantité totale d'énergie dégagée par unité de masse ou de volume du combustible.



**purge** – Évacuation de l'eau d'une conduite afin d'éliminer les dépôts solides et de contrôler leur concentration.

**térawatt (TW)** – Un billion ( $10^{12}$ ) de watts.

**volt** – Unité qui mesure la force électromotrice d'un courant électrique. L'analogie peut être faite avec la pression pour un écoulement d'eau dans une conduite.

**watt** – Unité de puissance qui mesure le taux de transfert ou de transformation d'énergie au cours du temps. Un watt équivaut à un joule par seconde. 746 watts équivalent à un cheval vapeur.