

Centrale à cycle combiné du Suroît

Complément de l'étude d'impact sur l'environnement

Réponses au ministère de l'Environnement du Québec

Mai 2002

Étude d'impact sur l'environnement

Centrale à cycle combiné du Suroît

Complément de l'étude d'impact sur l'environnement

Réponses aux questions du ministère de l'Environnement du Québec

Hydro-Québec Production

014393
Mai 2002

Préparé par:


Robert A. Auger, ing.

Date: 9/05/02

Vérifié par:


Sylvio Morelli

Date: 9/05/02



SNC-LAVALIN
Environnement

Membre du groupe SNC-LAVALIN

Avant-propos

Ce complément d'information répond aux questions et commentaires du ministère de l'Environnement (MENV) du Québec dans le cadre de l'analyse de recevabilité de l'étude d'impact du projet de centrale du Suroît proposé par Hydro-Québec. Outre cet avant-propos, on y trouve les questions et commentaires du MENV suivis des réponses d'Hydro-Québec Production, qui figurent en italique. Cinq annexes complètent ce document :

L'**annexe 1** contient les figures, dessins et tableaux de l'étude d'impact avec les précisions ou corrections demandées.

L'**annexe 2** présente une liste des projets de centrales énergétiques situés au Canada et aux États-Unis, en cours ou proposés, sur la période allant de 2001 à 2006.

L'**annexe 3** décrit les paramètres de conception hydraulique de l'émissaire pour toutes les configurations.

L'**annexe 4** présente une analyse comparative des alternatives de traitement de la moule zébrée.

L'**annexe 5** contient les logs de forage des puits d'observation et des tranchées effectués au cours de la campagne de caractérisation des sols et de l'eau souterraine du mois de novembre 2001.

La bibliographie révisée complète le document.

Depuis que le rapport d'impact a été déposé, les études techniques ont amené Hydro-Québec Production à agrandir l'aire qui sera utilisée pendant la période de chantier. Cette modification est décrite ci-après.

Modification du site d'implantation

Le site d'implantation de la centrale du Suroît englobe les espaces prévus pour les nouvelles installations (centrale, station de pompage, poste de départ, bassins de sédimentation, etc.) ainsi que les aires réservées pour les travaux de construction. Initialement, une superficie totale de 27 hectares était prévue pour le site, soit 13 hectares pour la centrale et ses installations connexes (les limites de cette zone correspondent au périmètre de la centrale sur les figures) et 14 hectares pour les aires réservées aux travaux. Compte tenu de la configuration des lots touchés par le projet, l'implantation de la centrale du Suroît entraînait en fait une perte de superficie totale

équivalente à 38 hectares, soit 15 hectares occupés par des terrains boisés et 23 hectares utilisés à des fins agricoles. Toutes ces terres appartiennent à Hydro-Québec.

Suite à une réévaluation des espaces requis lors des travaux, la superficie du site d'implantation de la centrale a été agrandie de 12 hectares pour un nouveau total de 50 hectares, afin de faciliter les manœuvres des grues et autres équipements lourds qui seront utilisés en période de construction. L'agrandissement proposé a été réalisé en intégrant au site les terres agricoles exploitées par bail (baux n° 110420 et 110432) localisées immédiatement au sud du périmètre initial du site d'implantation.

Les limites du site d'implantation ont également été légèrement modifiées afin de dégager entièrement l'emprise de la future autoroute 30, telle que prévue par le MTQ.

La figure 1 révisée, incluse en annexe 1, présente les nouvelles limites du site proposé. Les figures 5 (Affectation du territoire), 6, (Utilisation du territoire et milieu naturel), 10 (Composantes du paysage et résistances) et 16 (Effets sur le milieu visuel) illustrent également le nouveau périmètre du site d'implantation de la centrale.

En terme d'impact, l'agrandissement du site d'implantation aura pour conséquence d'entraîner la perte de 12 hectares additionnels (pour un total de 35 hectares) de terres agricoles louées par des agriculteurs de la région. Les baux n° 110420 et 110432 seront donc résiliés. L'agrandissement proposé ne modifiera toutefois pas le résultat de l'évaluation initiale qui concluait que l'implantation de la centrale occasionnerait un impact de faible importance sur l'utilisation du territoire (voir fiche d'impact H1 insérée à l'annexe I du volume 2 de l'étude d'impact).

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
COMMENTAIRES GENERAUX	1
COMMENTAIRES SPECIFIQUES	2
CHAPITRE 1 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE DU PROJET	2
Section 1.1 Présentation du projet.....	2
Section 1.2 Projets connexes.....	2
CHAPITRE 2 JUSTIFICATION DU PROJET ET ANALYSE COMPARATIVE DES VARIANTES	3
Section 2.1 Justification du projet.....	3
Section 2.2.1 Choix de la filière énergétique	7
Section 2.2.1.1 Le cycle combiné au gaz naturel	9
Section 2.2.1.2 Centrales de cogénération	9
Section 2.2.1.5 L'énergie éolienne.....	9
Section 2.2.1.6 Efficacité énergétique.....	11
Section 2.2.3 Combustible utilisé par la centrale.....	11
Section 2.2.4.3 Contrôle des émissions atmosphériques.....	12
CHAPITRE 3 DESCRIPTION DU PROJET	12
Section 3.2.2 Cycle thermique	12
Section 3.2.3 Configuration générale.....	13
Section 3.2.6 Postcombustion	13
Section 3.3.1.1 Approvisionnement en eau.....	14
Section 3.3.1.2 Émissaire.....	17
Section 3.3.2 Transformateurs et poste de départ	18
Section 3.3.3 Génératrices de secours.....	19
Section 3.3.4 Routes d'accès.....	19
Section 3.4 Entreposage des combustibles et des produits chimiques	20
Section 3.6.1 Calendrier des travaux de construction	21
Section 3.6.2 Préparation du site.....	21
Section 3.6.3 Installations temporaires	22

Section 3.6.5 Travaux en eau	22
Section 3.7.4 Déchets de construction	23
Section 3.8.1 Rejets atmosphériques de la centrale	23
Section 3.8.1.5 Gaz à effet de serre.....	24
Section 3.8.2.1 Eau de circulation.....	24
Section 3.8.2.2 Purge des chaudières	27
Section 3.8.2.3 Effluent du système de filtration	28
Section 3.8.2.5 Nettoyage des équipements.....	29
Section 3.8.2.6 Eaux usées domestiques.....	29
Section 3.8.2.7 Eaux de ruissellement.....	30
Section 3.8.3.1 Catalyseurs usés	30
Section 3.8.3.2 Rejets solides et semi-solides.....	31
Section 3.8.3.3 Boues du système de filtration	31
Section 3.8.3.4 Huiles usées et solvants usés.....	31
CHAPITRE 4 DESCRIPTION DU MILIEU.....	31
Section 4.2.4 Hydrographie.....	31
Section 4.2.5.1 Données historiques	32
Section 4.2.6 Nature et qualité des sédiments.....	32
Section 4.2.7.2 Qualité des sols	33
Section 4.3.3.2 Espèces floristiques.....	35
Section 4.4.2.2 Santé.....	35
Section 4.4.5.6 Adduction d'eau et d'égout.....	35
CHAPITRE 6 DESCRIPTION ET EVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX	36
Section 6.1.1 Qualité de l'air, émissions et scénarios de simulation.....	36
Section 6.1.1.2.1 Méthodologie d'évaluation des concentrations de contaminants dans l'air ambiant.....	37
Section 6.1.1.2.2 Concentrations de contaminants dans l'air ambiant.....	37
Section 6.1.2.1.1 Eaux pluviales	40
Section 6.1.2.2.2 Effet thermique du rejet des eaux de circulation et de refroidissement.....	40
Section 6.1.2.2.3 Effets du régime thermique sur le régime des glaces.....	41
Section 6.1.3 Dynamique et qualité des sédiments	41
Section 6.1.4 Qualité des sols	42

Section 6.2.2.2 Ichtyofaune.....	42
Section 6.3.1 Orientations d'aménagement et affectation du territoire.....	44
Section 6.3.4.1 Réseau routier.....	44
Section 6.3.4.3 Réseau gazier	44
Section 6.3.6 Santé humaine	45
Section 6.3.7.2 Niveau sonore prévu pendant la construction	47
Section 6.3.9 Paysage.....	48
Section 6.3.9.3 Mesures d'atténuation proposées	48
Section 6.3.10 Gaz à effet de serre.....	48
CHAPITRE 7 RISQUES TECHNOLOGIQUES.....	53
Section 7.5.1 Description des matières dangereuses et des équipements	53
Section 7.5.1.2 Diesel.....	53
Section 7.6 Évaluation des conséquences des scénarios d'accidents.....	54
Section 7.6.3 Critères de vulnérabilité	54
Section 7.6.4 Scénarios normalisés	55
CHAPITRE 8 SUIVI ENVIRONNEMENTAL	59
Section 8.1 Programme de surveillance pendant la construction.....	59
Section 8.2 Programme de suivi environnemental.....	59
Section 8.2.2 Qualité de l'air ambiant.....	60
Section 8.2.8 Diffusion des résultats.....	61
ANNEXE E Étude de courantométrie.....	61
ANNEXE H Données complémentaires – milieu visuel	63
ANNEXE I Fiches d'impact.....	63
ANNEXE J-3 Section 1 Effets sur la circulation routière	63
ANNEXE K Résultats du modèle Cormix	63
ANNEXE L Complément à l'analyse de risques technologiques.....	65
ANNEXE M Plan d'urgence préliminaire.....	65
ANNEXE N-10 Correspondance.....	66

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1	Tableaux, dessins, figures et photographies
Annexe 2	Liste des projets de centrale
Annexe 3	Conception hydraulique des diffuseurs
Annexe 4	Alternatives de traitement contre la moule zébrée
Annexe 5	Logs de forage
Bibliographie	

Réponses aux questions du ministère de l'Environnement

Le texte en caractères droits est la reproduction des questions du ministère de l'environnement. Les réponses figurent en caractères italiques.

INTRODUCTION

Le présent document comprend des questions et des commentaires adressés à Hydro-Québec dans le cadre de l'analyse de recevabilité de l'étude d'impact sur l'environnement pour le projet de Centrale à cycle combiné du Suroît.

Avant de rendre l'étude d'impact publique, le ministre d'État à l'Environnement et à l'Eau et ministre de l'Environnement doit s'assurer qu'elle contient tous les éléments requis à la prise de décision. C'est dans cette perspective que la Direction des évaluations environnementales, Service des projets industriels et en milieu nordique, a analysé la recevabilité du document « Centrale à cycle combiné du Suroît, Étude d'impact sur l'environnement », et qu'elle souligne maintenant à l'initiateur de projet les lacunes et les précisions à apporter à l'étude d'impact réalisée par SNC•Lavalin.

Les renseignements demandés portent principalement sur la justification du projet et l'évaluation des impacts. L'information requise doit être fournie préalablement à l'avis de recevabilité.

COMMENTAIRES GÉNÉRAUX

Aucune figure ne présente une vue en plan de la centrale pendant l'exploitation. Cette vue en plan aiderait à situer, entre autres, le bassin de décantation des boues de la centrale mentionné à la section 3.8.3.3, page 3-38, le poste de départ (section 3.1, page 3-2), ainsi que les fossés de drainage des eaux de ruissellement (section 3.8.2.7).

R-0 : La vue en plan montrée sur le dessin 41DD-0001 reproduite en annexe 1 montre le plan général ainsi que les installations de chantier. Les installations temporaires sont montrées en hachuré. Le poste de départ y a été identifié (item 24).

Pour ce qui est du bassin de récupération des boues (et non de décantation), il sera situé dans le bâtiment de traitement des eaux (dessins 40DD-0002, 0007, 0010 et 0022 du volume 3).

Un réseau d'égout pluvial sera mis en place sur le site de la centrale et sera dirigé vers le bassin de sédimentation. Il comprendra un seul point de rejet en rive du canal. Les dessins de drainage sur le site de la centrale seront soumis en temps et lieu pour fins d'autorisation en vertu de l'article 22.

COMMENTAIRES SPÉCIFIQUES**CHAPITRE 1 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE DU PROJET****Section 1.1 Présentation du projet**

QC-1. On spécifie que la centrale projetée a une puissance nominale d'environ 800 MW. Plus loin, à la section 3.2, on précise que « La centrale d'une puissance nominale d'environ 800 MW pourrait atteindre une capacité maximale de 900 MW en hiver selon le scénario retenu ». L'autorisation sollicitée devra être précise quant à la puissance autorisée. S'agira-t-il de 800 MW ou de 900 MW ? Les impacts ont-ils été évalués en fonction de la puissance de 900 MW ? Si ce n'est pas le cas, réviser les évaluations en fonction de la puissance maximale.

R-1 : La puissance brute autorisée devra être de 900 MW. Cette puissance est atteinte lorsque la température extérieure est de -25°C et correspond au cas GE, soit le manufacturier qui offre la puissance la plus élevée. La puissance brute moyenne annuelle, selon le scénario GE, sera de l'ordre de 870 MW. Tous les autres manufacturiers génèrent des puissances moins élevées. La moyenne des puissances moyennes annuelles correspondant à chacun des manufacturiers est de l'ordre de 800 MW.

Lors de l'évaluation des impacts, on considère le fournisseur qui produit le plus d'impact selon le problème étudié. Les impacts maxima sur l'environnement ne correspondent pas nécessairement à la puissance maximale générée par GE (exemple : qualité de l'air, voir réponses à la question 74).

Section 1.2 Projets connexes

QC-2. Il est dit que « Ces deux projets feront l'objet d'études et de processus d'autorisations distincts. Cependant, leurs effets cumulatifs avec le projet de la centrale de Suroît sont évalués dans le chapitre 6 du présent rapport. » On ne retrouve pas au chapitre 6 d'information sur ces effets, notamment sur le bruit associé à la ligne de transport d'électricité. Qu'en est-il ?

R-2 : Le bruit associé à la ligne de transport d'énergie est discuté à la section 6.3.7.4. On y mentionne que:

« Le niveau sonore de la ligne de transport d'électricité à 315 kV est de 46 dBA à 30 m du centre de la ligne, lorsque l'humidité est élevée ou lorsqu'il pleut. Le niveau sonore estimé au point R-2 situé à environ 1250 m de la ligne est faible (30 dBA), par rapport au niveau sonore de la centrale. »

L'impact sonore de la ligne de transport d'énergie n'est pas significatif.

D'autre part, l'ensemble des impacts cumulatifs de la centrale du Suroît avec les autres projets dans la zone d'étude (ligne, conduite de gaz et autoroute) sont récapitulés dans le tableau 6.18 du rapport principal.

CHAPITRE 2 JUSTIFICATION DU PROJET ET ANALYSE COMPARATIVE DES VARIANTES**Section 2.1 Justification du projet**

QC-3. Le fait qu'Hydro-Québec recoure à la production thermique d'électricité pour son réseau de base constitue un virage majeur par rapport à ses orientations passées. Ce virage doit être justifié par des données claires : besoins en électricité à l'interne et à l'externe, consommation projetée, possibilités de vente à l'extérieur de la province, etc. Cette justification devra démontrer que les besoins identifiés ne peuvent être comblés par d'autres filières énergétiques comme l'hydroélectricité, l'éolien et l'efficacité énergétique ou même l'achat d'électricité sur le marché extérieur, et ce, dans le contexte des orientations québécoises dans la lutte aux changements climatiques.

R-3 : Les orientations:

Les orientations d'Hydro-Québec Production sont clairement énoncées dans le Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec, lequel a été déposé auprès du gouvernement du Québec en novembre 2001 et a fait l'objet des travaux de la Commission parlementaire de l'économie et du travail, en janvier 2002.

La volonté d'atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés ainsi que la croissance des marchés accessibles et rentables, au Québec et dans tout le nord-est du continent expliquent la volonté d'Hydro-Québec Production de poursuivre le développement de sa capacité de production, en continuant de privilégier la mise en valeur du potentiel hydroélectrique du Québec. Il n'y a pas de changement d'orientation à cet égard par rapport au passé, le développement de projets hydroélectriques concurrentiels demeure la stratégie prioritaire de l'entreprise.

Les besoins en électricité à l'interne:

En vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie, le distributeur (Hydro-Québec Distribution) est tenu de faire approuver par la Régie de l'énergie son Plan d'approvisionnement, qui contient les prévisions des ventes d'électricité au Québec, avant et après économies d'énergie.

Cette Loi prévoit également qu'un volume maximal de 165 TWh soit rendu disponible par le producteur (Hydro-Québec Production) pour les besoins des marchés québécois à un prix établi à 2,79¢/kWh. Au-delà de ce bloc d'électricité dite « patrimoniale. », le distributeur est tenu d'aller en appel d'offres pour s'approvisionner.

Hydro-Québec Distribution a déposé son Plan d'approvisionnement 2002-2011 auprès de la Régie de l'énergie au mois de septembre 2001. Celui-ci prévoit des besoins additionnels au-delà du volume patrimonial de 165 TWh, dès 2005.

En novembre 2001, la Régie de l'énergie décidait de procéder en deux étapes distinctes à l'analyse du Plan. Dans un premier temps, elle a étudié les éléments reliés à un premier appel d'offres pour les besoins en électricité pour 2006-2007. Les résultats de cette première étape ont conduit au lancement, le 21 février 2002, d'un appel d'offres qui portait sur 600 MW de puissance garantie auquel ont été ajoutés par la suite 600 MW additionnels, afin de prendre en

compte les besoins en électricité découlant de la proposition de projet d'agrandissement de l'Aluminerie Alouette, retenue par le gouvernement du Québec.

Par ailleurs, la Régie de l'énergie a tenu à compter du 16 avril 2002, une audience publique relativement à la Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec Distribution. À cette occasion, le Plan dans son ensemble fera l'objet d'une analyse complète et détaillée. C'est donc le distributeur qui doit prévoir les besoins en électricité internes du Québec ainsi que les économies d'énergie à l'intérieur de son Plan d'approvisionnement et c'est la Régie de l'énergie qui approuve ce Plan.

Bien qu'il n'appartienne donc pas à Hydro-Québec Production d'établir des prévisions de la demande, quelques données de base, largement tirées du plan stratégique et du plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec Distribution, sont présentées ci-après.

De 1986 à 2001, la demande d'électricité au Québec a augmenté en moyenne de 2,7% par année, sous l'effet d'une forte progression de la demande du secteur industriel, tempérée par le développement de programmes d'économies d'énergie. Au cours des 15 prochaines années, la demande d'électricité au Québec devrait croître à un rythme moyen de 1,2% par année (voir figure ci-dessous¹). En 2011, les ventes d'électricité d'Hydro-Québec Distribution devraient s'élever à 174,6 TWh. Cela représente une augmentation de 20,0 TWh sur la période 2001-2011. Ces chiffres ne comprennent pas l'énergie nécessaire à l'alimentation de la nouvelle phase de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles (soit environ 500 MW ou 4,4 TWh). Par contre, ils tiennent compte des économies d'énergie qui seront vraisemblablement réalisées, y compris d'une estimation préliminaire des programmes prévus.



Ventes à l'externe:

La mission première d'Hydro-Québec Production est de fournir le volume d'électricité patrimoniale au marché du Québec. Par ailleurs, Hydro-Québec Production participe activement aux marchés régionaux de l'énergie dans le nord-est du continent. Ses activités sont

centrées sur la vente des surplus d'électricité produite au Québec, sur l'achat d'électricité à des fins de revente et sur les transactions d'arbitrage de prix à l'intérieur des marchés.

Les marchés d'Hydro-Québec Production sont en croissance. Les livraisons au Distributeur au Québec passeront de 151,9 TWh en 2001 à au-delà de 165 TWh en 2006 et le Distributeur prévoit toujours de la croissance au-delà. Le marché de l'Ontario qui devrait s'ouvrir en mai 2002 présente également une bonne occasion d'affaires. De plus, les marchés américains continuent d'offrir de bonnes occasions de ventes, à travers les interconnexions existantes.

En effet, d'après l'Energy Information Administration (Annual Energy Outlook 2002, Décembre 2001) des États-Unis, la croissance projetée de la demande en électricité pour l'ensemble des États-Unis sera de 1,8 % en moyenne par année jusqu'à 2020. Pour les états de la Nouvelle-Angleterre, la croissance prévue est de 1,5 % par année pour la même période. On prévoit également une croissance de 1,2 % par année pour les états du centre atlantique (New Jersey, New York, Pennsylvanie). Ces deux régions américaines prévoient également une croissance soutenue des importations d'électricité de 0,7 % par année en moyenne jusqu'à 2020.

Autres filières:

L'activité de base d'Hydro-Québec Production est de produire de l'électricité et de la vendre sur les marchés disponibles. En 2001, les ventes totales d'Hydro-Québec Production ont été de 194,3 TWh dont, 151,9 à Hydro-Québec Distribution et 42,4 TWh de ventes hors Québec.

Cette énergie provient en partie du parc de production d'Hydro-Québec Production, qui comptait en décembre 2001, 51 centrales hydroélectriques réparties sur les principaux bassins hydrographiques du Québec et cinq centrales thermiques, pour une puissance installée totale de 31 051 MW, à laquelle s'ajoute la majeure partie de la production de la centrale Churchill Falls, au Labrador, d'une puissance de 5 428 MW. Elle provient également d'achats auprès de producteurs privés (petites centrales hydroélectrique, parcs éoliens de Matane et Cap-Chat, cogénération, etc.) et d'achats à court terme dans des marchés hors Québec (2,2 milliards \$ en 2001).

Aucun des grands projets hydroélectriques prévus ne peut fournir une quantité d'énergie équivalente à celle de la centrale à cycle combiné du Suroît (6,5 TWh) pour la fin de 2006. C'est ce que montre le tableau 2.1 qui est discuté ci-dessous en réponse à la question QC-4.

De plus, la puissance et l'énergie de la centrale du Suroît ne peuvent être réalistement fournies par de l'énergie éolienne à l'horizon 2006. Hydro-Québec Production n'est d'ailleurs pas un producteur d'énergie éolienne mais tel qu'indiqué en 2.2.1.5 (volume 1 de l'étude d'impact) et en réponse à la question 9 ci-après, des approvisionnements ciblés échelonnés sur plusieurs années devraient permettre à l'industrie éolienne de continuer de se développer au Québec, particulièrement en Gaspésie.

Tel que mentionné ci-dessus, l'activité de base d'Hydro-Québec Production est de produire et de vendre de l'électricité sur les marchés. Ces ventes visent à combler les marchés et sont donc nettes des économies d'énergie effectuées chez les clients. Les économies d'énergie font partie de

la stratégie d'ensemble d'Hydro-Québec Distribution dont la mission consiste à fournir de l'électricité à la clientèle Québécoise.

On ne peut non plus envisager de remplacer l'énergie qui serait produite par la centrale du Suroît par des achats sur les marchés extérieurs. En effet, les interconnexions en mode importation font partie des outils essentiels de gestion en cas de faible hydraulicité. Utiliser ces mêmes actifs pour des fins d'importation en base compromettrait cet outil de gestion des risques. Dans la mesure où les centrales à cycle combiné sont devenues la technologie à la marge dans les marchés limitrophes, l'intérêt d'être acheteur plutôt que producteur dépend surtout de l'équilibre offre/demande de chacun de ces marchés. Cet équilibre offre/demande est difficile à évaluer avec certitude au-delà de l'horizon 2006. De plus, l'électricité achetée sur les marchés extérieurs serait produite, au mieux, par des centrales à cycle combiné comme la centrale du Suroît, et au pire, par des centrales au mazout ou au charbon, plus polluantes et produisant plus de gaz à effet de serre, que la centrale à cycle combiné du Suroît.

QC-4. Le tableau 2.1 explicite la croissance de la puissance installée jusqu'en 2010. Montrer que cette croissance ne suffira pas aux besoins actuels et futurs. Situer également, dans ce contexte, les annonces récentes comme l'entente Cris-Québec qui permet la construction d'une nouvelle centrale sur la rivière Eastmain, les accords avec les Inuit du Nunavik, ainsi que les besoins liés à l'agrandissement des alumineries. Où se situe le récent appel d'offres d'Hydro-Québec pour 600 MW dans cette perspective ?

R-4 : Le tableau 2.1, qui dresse la liste de tous les projets d'équipement en cours de construction, d'autorisation ou d'études, montre que la production associée aux principaux projets hydroélectriques n'est disponible que plus tard dans la décennie. Parmi les centrales de base, il n'y a que la centrale de la Toulmoustuc qui apportera un surplus d'énergie significatif (2,6 TWh) avant 2006. La centrale Sainte-Marguerite 3, dont la mise en service est prévue en 2003, est une centrale de pointe qui pourra fournir en moyenne 2,8 TWh par année.

L'énergie associée à la centrale Eastmain 1 (2,7 TWh), dont la construction a débuté en 2002 à la suite des ententes intervenues récemment avec les Cris, ne sera disponible qu'en 2008. Quant à la mise en service du projet Eastmain 1A – Rupert, lequel comprend la dérivation Rupert (6,5 TWh), on n'envisage pas sa mise en service avant 2010. Il s'agit en effet d'un avant-projet qui s'amorce en 2002 à la suite des ententes intervenues avec les Cris et le début de la construction ne peut être envisagée avant 2005, selon les délais habituels d'autorisation. De plus, la centrale nucléaire de Gentilly-2, qui fournit environ 4,5 TWh par année, devra faire l'objet d'un arrêt prolongé pour réfection majeure dans la fenêtre 2008-2009, ce qui réduit pour autant la production disponible pour les marchés d'Hydro-Québec Production sur cette période. Enfin, rappelons qu'Hydro-Québec Production maintient en tout temps une réserve en énergie suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et une réserve de puissance représentant 10 à 12 % de ses engagements contractuels.

Quant à l'entente de partenariat sur le développement économique et communautaire au Nunavik, intervenue le 9 avril dernier entre le Gouvernement du Québec, la Société Makivik et l'Administration régionale Kativik, elle dresse à son Annexe A les sites hydroélectriques potentiels du Nunavik. Cependant, ces sites n'ont pas encore fait l'objet d'études permettant de

déterminer la faisabilité tant au niveau technique, économique et environnemental, de l'exploitation de ce potentiel. L'entente prévoit donc que des études de préfaisabilité seront menées et ce n'est qu'à la suite de celles-ci que des projets pourront être identifiés et leur mise en service planifiée.

En ce qui a trait aux besoins liés à l'agrandissement des alumineries, rappelons qu'en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie, c'est le distributeur qui est responsable de prévoir les besoins en électricité du Québec et qu'Hydro-Québec Distribution a modifié son Plan d'approvisionnement et son appel d'offres, qui est ainsi passé de 600 MW à 1200 MW pour tenir compte de ces besoins à la suite de l'annonce du projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette.

QC-5. À la suite du tableau 2.1, il est dit que « La poursuite des objectifs de croissance soutenue des ventes d'électricité, conformément au Plan stratégique, incite donc Hydro-Québec Production à planifier, de manière sélective, des projets de centrales thermiques d'importance. » D'autres centrales thermiques sont-elles envisagées dans les prochaines années ? Quels sont les critères de sélection appliqués à ces projets ?

R-5 : La centrale à cycle combiné du Suroît est le seul avant-projet de centrale thermique en cours actuellement. Les critères de sélection appliqués à ces projets sont les mêmes que ceux appliqués à tous les projets d'Hydro-Québec. Ces critères se retrouvent dans le Plan stratégique 2002-2006 (page 72) et sont les suivants:

« Les projets devront remplir les trois conditions suivantes :

- être rentables compte tenu des conditions du marché ;
- être acceptables du point de vue environnemental ;
- être accueillis favorablement par les communautés locales. »

Section 2.2.1 Choix de la filière énergétique

QC-6. Cette section devrait présenter succinctement les avantages et inconvénients de chaque filière, y compris l'hydroélectricité. Ces avantages et inconvénients devraient comprendre entre autres les coûts de production et l'efficacité relative de chaque filière. La faisabilité de convertir la centrale de Tracy au gaz naturel a-t-elle été évaluée ?

R-6 : Afin de compléter l'information sur les différentes filières présentée dans la section 2.2.1, un tableau récapitulatif des avantages et inconvénients de chacune d'entre elles est fourni à la page suivante. Il faut noter que la filière nucléaire et les centrales au charbon ont été exclues de la comparaison parce qu'Hydro-Québec Production n'a aucun intérêt particulier à faire appel à ces technologies.

La conversion au gaz de la centrale de Tracy n'a pas été considérée dans le cadre de ce projet. La centrale de Tracy est une centrale à vapeur classique dont la conception fondamentale est reliée à l'utilisation du mazout. Sa mission n'est pas de produire de l'énergie en base mais de fournir de la puissance de pointe ou de l'énergie lorsque des conditions liées à la gestion du parc de production l'exigent. Produire de l'énergie à la centrale de Tracy à partir de gaz naturel est beaucoup moins économique qu'avec un cycle combiné comme le Suroît. De plus, la livraison de volumes importants de gaz à Tracy pose des problèmes techniques importants.

<i>Filière</i>	<i>Avantages</i>	<i>Inconvénients</i>	<i>Coûts de production ¢/kWh</i>	<i>Efficacité</i>
<i>Cycle combiné au gaz naturel</i>	<p><i>Faible coût d'installation</i> <i>Mise en service rapide</i> <i>Faibles coûts et délais de développement</i> <i>Haute efficacité énergétique</i> <i>Facteur d'utilisation élevé</i> <i>Utilisation du territoire limitée</i> <i>Centrale située près des sites de consommation.</i> <i>Faible coût d'intégration au réseau.</i> <i>Combustible propre et facilement disponible.</i> <i>Centrales standardisées conçues à l'avance</i></p>	<p><i>Coût d'exploitation en partie variable lié à l'utilisation d'un combustible.</i> <i>Génère des émissions atmosphériques.</i></p>	5 à 6 ¢/kWh	58 % (PCI)
<i>Hydroélectrique</i>	<p><i>Pas de combustible</i> <i>Stabilité et faible coût d'exploitation.</i> <i>Très faibles émissions atmosphériques</i></p>	<p><i>Coût d'installation élevé</i> <i>Généralement situé loin des sites de consommation (pertes dues au transport)</i> <i>Coût d'intégration au réseau élevé.</i> <i>Utilisation du territoire importante.</i> <i>Facteur d'utilisation moyen (lié à l'hydraulicité)</i> <i>Frais et délais de développement importants.</i></p>	3,5 ¢/kWh et +	N/A
<i>Cogénération au gaz naturel</i>	<p><i>Faible coût d'installation (mais relativement plus grand qu'un cycle combiné de grande puissance)</i> <i>Mise en service rapide</i> <i>Faible coût et délais de développement relativement courts.</i> <i>Haute efficacité thermique</i> <i>Facteur d'utilisation élevé</i> <i>Utilisation du territoire limitée</i> <i>Centrales situées relativement près des sites de consommation.</i> <i>Faible coût d'intégration au réseau.</i> <i>Combustible propre et facilement disponible.</i></p>	<p><i>Développement des projets liés à la qualité des clients vapeurs.</i> <i>Efficacité thermique liée aux caractéristiques de la vapeur fournie au client vapeur.</i> <i>Coût d'exploitation en partie variable lié à l'utilisation d'un combustible.</i> <i>Génère des émissions atmosphériques</i> <i>Centrales situées près des clients vapeur.</i></p>	6 ¢/kWh et +	Variable 65 %- 85 % (PCI)
<i>Éolien</i>	<p><i>Pas de combustible</i> <i>Faible coût d'exploitation.</i> <i>Émission atmosphérique nulle</i></p>	<p><i>Coût d'installation élevé</i> <i>Généralement situé loin des sites de consommation (pertes dues au transport)</i> <i>Utilisation du territoire importante.</i> <i>Facteur d'utilisation faible (intermittent)</i> <i>Impact visuel</i></p>	7 à 8 ¢/kWh	N/A

Section 2.2.1.1 Le cycle combiné au gaz naturel

QC-7. Il est dit que « Les centrales thermiques à cycle combiné sont en forte expansion sur le continent nord-américain. » Donner un aperçu de l'importance de cette filière : nombre de projets, puissance installée, etc.

R-7: Les tableaux de la page suivante listent l'ensemble des projets au Canada et aux États-Unis, en construction, à l'étude, en suspens et mis en service pour une période qui s'étend de 2001 à 2006. Le premier tableau porte uniquement sur les centrales alimentées au gaz naturel et le deuxième montre toutes les autres filières. À l'examen de ces tableaux, on constate que les centrales à cycle combiné dominent largement l'ensemble de la production considérée. L'annexe 2 contient une figure montrant l'emplacement des projets ainsi qu'une liste complète de chacun des projets y compris leur propriétaire, leur capacité, le combustible utilisé et leur emplacement.

Section 2.2.1.2 Centrales de cogénération

QC-8. Quelle puissance Hydro-Québec prévoit-elle obtenir par les « contrats d'approvisionnement à long terme auprès de cogénérateurs du Québec » ? Estimer le potentiel québécois en cogénération au gaz naturel et à la biomasse. Les importants projets de cogénération au gaz naturel ayant fait l'objet de l'appel de propositions restreint de 1991 (APR-91) totalisaient environ 800 MW. Quel est l'état de la situation de ces projets ?

R-8 : Les contrats d'approvisionnement dont il est question ici font référence à l'appel d'offres du distributeur (Hydro-Québec Distribution) présentement en cours. Les projets de cogénération retenus par Hydro-Québec Distribution seront connus à la fin de ce processus d'appel d'offres.

Lors de l'appel de proposition restreint de 1991, les propositions initiales soumises totalisaient une capacité totale de l'ordre de 3000 MW. À l'issue de ce processus, environ 110 contrats ont été signés et 66 ont été mis en service pour un total de 652 MW. Les contrats des projets qui n'ont pas été mis en service ont été soit rachetés, soit abandonnés ou soit résiliés par défaut.

En 1992, un rapport du ministère des Ressources naturelles estimait le potentiel de production électrique à partir de la biomasse à environ 200 MW. La capacité installée actuelle des centrales fonctionnant à la biomasse est de 236,8 MW. Une étude portant sur le bilan des écorces a été publiée par le ministère des Ressources naturelles en 2000. Le potentiel de production électrique additionnel avec de la biomasse n'a cependant pas été évalué.

Section 2.2.1.5 L'énergie éolienne

QC-9. On mentionne que les achats d'énergie éolienne pourraient atteindre 50 MW par année dès 2004 ou 2005. S'agit-il d'une quantité fixe ou de blocs additionnels d'année en année ? Quel est le potentiel éolien au Québec ?

R-9 : Hydro-Québec Production pourrait acheter de 50 à 75 MW de plus par année d'énergie éolienne, et ce, à compter de 2004, jusqu'à concurrence de 250 MW, en plus des 100 MW actuels générés par le Nordaïs.

Projets en cours au Canada et aux États-Unis - Centrales alimentées au gaz naturel (2001-2006)

	Mis en exploitation (2001)		En construction (2001)		À l'étude		En suspens	
	Nombre de centrales	Production totale (MW)	Nombre de centrales	Production totale (MW)	Production totale (MW)	Production totale (MW)	Production totale (MW)	Production totale (MW)
Cycle combiné	40	14 497	133	81 230	228	142 666	21	8 940
Cogénération	17	3 617	36	13 1740	28	7 904	1	95
Turbine à combustion	119	22 598	78	19 846	202	67 521	44	12 015
Chaudière additionnelle	2	440	0	0	1	7.5	0	0
Combustion interne	1	111	1	111	1	24.6	0	0
Total	179	41 263	248	114 361	526	218 123	66	21 050

Autres projets en cours (2001-2006)

	Mis en exploitation (2001)		En construction (2001)		À l'étude		En suspens	
	Nombre de centrales	Production totale (MW)	Nombre de centrales	Production totale (MW)	Nombre de centrales	Production totale (MW)	Nombre de centrales	Production totale (MW)
Solaire	8	1.9	3	0.7	2	0.6	0	0
Éolien	27	1 107	11	751	42	5 646	1	10
Charbon	2	640	5	1 308	50	27 044	5	1 552
Nucléaire	6	165	2	43	6	366	0	0
Hydro-électrique	2	93	8	1 433	19	2 935	2	566
Géothermique	0	0	0	0	2	350	1	44
Huile légère	4	258	1	140	2	160	3	44.2
Huile lourde	1	60	0	0	0	0	0	0
Biodiesel	1	6	0	0	0	0	0	0
Essence	1	40	0	0	0	0	0	0
Gaz de procédé	2	19.9	3	3.7	9	3 570	1	1 500
Bois	2	19.0	4	77	5	192	0	0
Déchets - Biomasse	2	25.1	0	0	2	72	3	121
Biogaz	10	37.8	0	0	16	56.4	0	0
Autres	2	45	4	593	13	4 721	3	115
Total	89	2 518	41	4 349	164	45 113	19	3 952

À notre connaissance, aucune étude n'a tenté d'établir le potentiel éolien du Québec en fonction du prix de revient. Les initiatives pour la réalisation de projets concrets qui seront prises par le secteur privé influenceront le développement du potentiel éolien au Québec.

QC-10. L'étude souligne dans cette section qu'Hydro-Québec est la plus grosse acheteuse d'énergie éolienne au Canada, l'entreprise ayant signé un contrat à long terme pour l'achat des quelque 100 MW produits par le parc éolien Le Nordais à Cap-Chat et à Matane. Il y a lieu de préciser que le 100 MW correspond à la puissance installée du parc et que les deux sites ne fourniront qu'une quantité maximale d'électricité de 40,52 MW, compte tenu de l'efficacité de la filière.

R-10 : La puissance installée du parc éolien le Nordais est effectivement de 100 MW. Cependant, la puissance livrée est très variable et dépend de l'intensité des vents. Lorsque les vents sont favorables, la puissance livrée peut dépasser 90 MW.

Section 2.2.1.6 Efficacité énergétique

QC-11. Peut-on être plus précis quant à la date de dépôt du Plan global en efficacité énergétique qui sera soumis à la Régie de l'énergie ?

R-11 : Le plan devrait être déposé à la fin de 2002.

Section 2.2.3 Combustible utilisé par la centrale

QC-12. On présente les inconvénients du mazout et les avantages du gaz naturel. Le mazout a-t-il des avantages ? Le gaz naturel a-t-il des inconvénients (fluctuation des prix, etc.) ? D'autres combustibles sont-ils envisageables ?

R-12 : Il n'y pas d'avantage significatif à utiliser le mazout léger dans le cadre de ce projet. Au début des études, l'utilisation du mazout fut d'abord envisagée dans le cadre d'une stratégie globale d'approvisionnement en combustible et également en vue d'améliorer la disponibilité de la centrale lors d'une interruption de la livraison du gaz venant du gazoduc.

Les problèmes liés à l'approvisionnement et à l'utilisation régulière du mazout léger dans les turbines à gaz, de même que des considérations environnementales ont amené Hydro-Québec Production à éliminer cette stratégie d'utilisation du combustible liquide. L'utilisation du mazout léger comme combustible de relève fut également écartée à cause de la faible probabilité d'interruption accidentelle de gaz venant du gazoduc.

Le gaz naturel est le combustible qui présente le moins d'inconvénients tant sur le plan technique qu'environnemental. Sur le plan commercial, des stratégies d'approvisionnement adéquates seront mises en place afin de réduire les impacts de la fluctuation des prix du gaz sur le coût d'exploitation de la centrale.

Le gaz naturel et le mazout léger sont les seuls principaux combustibles envisageables pour un cycle combiné de cette taille.

Section 2.2.4.3 Contrôle des émissions atmosphériques

QC-13. Discuter de la technologie d'adsorption catalytique en absence d'ammoniac commercialisée sous le nom de SCONOx. Les renseignements devront inclure une brève description de la technologie SCONOx et présenter, sur une base comparative avec la technologie de réduction catalytique sélective (SCR), les contraintes et avantages techniques et environnementaux.

R-13 : La technologie SCONOx fait partie de la catégorie des technologies en émergence, c'est-à-dire n'ayant pas encore été adaptées et mises à l'essai sur des turbines à combustion de la dimension de celles envisagées pour la centrale du Suroît. Le SCONOx, qui ne requiert pas d'injection d'ammoniac, utilise une technologie avancée de convertisseur catalytique qui oxyde tout le NO en NO₂ et l'adsorbe sur le catalyseur. Par la suite, une portion du catalyseur est isolée des gaz de combustion, afin de réduire le NO₂ adsorbé en azote (N₂), par réaction avec un gaz d'hydrogène dilué. Cette technologie a été mise à l'essai depuis 1997 sur des turbines de combustion d'environ 30 MW. Elle s'est avérée performante pour la réduction des NOx (moins de 2 ppm) et du CO (moins de 1 ppm). Cependant, ce système nécessite des pièces mobiles, dont la fiabilité à long terme reste à démontrer, et la technologie serait sensible au soufre, même aux faibles teneurs contenues dans le gaz naturel.

Hydro-Québec a l'intention de n'utiliser que des technologies éprouvées dans le cadre de son projet et de suivre la tendance actuelle observée dans les États du nord-est des États-Unis et en Ontario pour contrôler les émissions d'oxydes d'azote. La pratique courante consiste à utiliser des turbines à combustion à faible dégagement d'oxydes d'azote « Dry Low NOx » et à haute efficacité combinées à un convertisseur catalytique sélectif (SCR). Ces technologies permettent d'obtenir des concentrations de moins de 3 ppm en NOx et de 5 à 12 ppm en CO.

CHAPITRE 3 DESCRIPTION DU PROJET

Section 3.2.2 Cycle thermique

QC-14. Il est écrit que « Les centrales à cycle combiné sont reconnues pour produire le rendement net le plus élevé, soit environ 58 %, rapporté au pouvoir calorifique inférieur du combustible ». Nuancer ce propos pour tenir compte du rendement plus élevé associé aux projets de cogénération.

R-14 : L'efficacité thermique nette de 58 % correspond en fait au rendement électrique net et est effectivement le rendement maximal que peut produire une centrale thermique dans l'état actuel des technologies commercialement disponibles. L'efficacité des centrales de cogénération est généralement calculée en considérant deux formes d'énergie produites de nature et de qualité différentes, soit l'électricité et la chaleur (le plus souvent sous forme de vapeur). On ne peut donc pas comparer leur rendement à celui d'une centrale qui ne produit que de l'électricité.

La performance des centrales de cogénération peut également être mesurée en termes d'économie d'énergie primaire (ici le gaz naturel). Les économies d'énergie primaire varient

beaucoup selon les caractéristiques de la vapeur et ne dépassent pas en général 15 %, si on les compare à un cycle combiné haute performance.

Section 3.2.3 Configuration générale

QC-15. Exposer les critères de sélection qui seront utilisés pour le choix de la turbine. Ces critères tiennent-ils compte de paramètres « environnementaux » comme la consommation d'eau ou les émissions atmosphériques ?

R-15 : Les critères de sélection des technologies comprennent :

- les paramètres de performance, tels la puissance de sortie, la consommation spécifique et le rendement du cycle;*
- les moyens possibles d'augmenter la puissance du cycle;*
- les paramètres de fonctionnement, tels le temps de démarrage et les caractéristiques techniques de la centrale (débit et pression de vapeur, configuration de l'arbre, températures de fonctionnement, etc.)*
- les paramètres environnementaux tels les émissions de NOx, le système de combustion à faible dégagement de NOx, le débit d'eau de circulation et le niveau de réchauffement de l'eau circulée;*
- les considérations de fiabilité et de disponibilité, la dégradation des performances avec le temps, les coûts d'entretien et l'expérience en conditions d'exploitation;*
- le coût d'acquisition des turbines.*

Section 3.2.6 Postcombustion

QC-16. Les informations portant sur la postcombustion portent à confusion. À la page 3-9, il est indiqué que « la postcombustion est utilisée pour augmenter la puissance du cycle vapeur par l'accroissement du débit aux admissions de la turbine à vapeur. Ceci permet notamment de compenser la diminution de puissance de la centrale en été ». Or, il est mentionné que « dans le but d'augmenter la puissance de pointe de la centrale (si requis) les chaudières de récupération pourraient être munies d'un dispositif de postcombustion d'appoint au gaz » (page 2-8), que « ces brûleurs (d'appoint) ne sont utilisés que durant les périodes de pointe » (page 3-26) et que « la demande croît fortement en hiver avec l'abaissement des températures ambiantes » (page 3-4). À quel moment serait utilisée la postcombustion, l'été ou l'hiver ? La postcombustion sera-t-elle présente, peu importe le type de turbines choisies ? Jusqu'à combien pourra être augmentée la puissance nominale de la centrale ? La capacité maximale de 900 MW, mentionnée page 3-2, sera-t-elle excédée à l'occasion ?

R-16 : La postcombustion pourra être utilisée occasionnellement, et ce, à n'importe quelle période de l'année sauf en hiver, lorsque la température ambiante sera suffisamment basse pour que les gaz d'échappement de la turbine à gaz génèrent la quantité maximale de vapeur admissible à la turbine à vapeur.

La configuration Alstom ne prévoit aucun dispositif de postcombustion (voir tableau 3.1 et figure 3.2) contrairement aux autres manufacturiers.

Pour la configuration GE (celle qui génère le plus de puissance), la postcombustion ne pourra être utilisée à -25°C en conditions normales d'exploitation (3 turbines à combustion) étant donné que la quantité de vapeur générée à cette température est maximale (correspondant à la capacité de la turbine à vapeur). La capacité maximale brute de la centrale de 900 MW ne sera donc jamais excédée.

Section 3.3.1.1 Approvisionnement en eau

QC-17. Trois variantes sont suggérées pour l'approvisionnement en eau. La variante 3 avec structure d'amenée dans le canal de Beauharnois est retenue pour des considérations techniques et économiques. Élaborer sur les avantages et inconvénients des variantes 2 et 3 en tenant compte des considérations environnementales.

R-17 : Deux emplacements ont été considérés pour la station de pompage : le premier sur la berge du canal et le second à 80 m de la berge (à l'extérieur de l'emprise fédérale), sur le périmètre nord de la centrale, près des collecteurs d'entrée et de sortie d'eau de refroidissement du condenseur. Ces deux emplacements se trouvent du côté amont de l'estacade. Les trois variantes élaborées sur la base de ces emplacements sont présentées sur le dessin 014393-0000-40DD-0017 (voir annexe 1).

A) Caractéristiques des variantes

Variante 1 : Dans cette variante, la station de pompage est située sur la berge du canal. L'amenée d'eau vers la station de pompage est réalisée via un chenal de 95 m de longueur, excavé à même le fond du canal de manière à obtenir la profondeur d'eau voulue. Le profil du chenal intègre des pentes de 1\3, afin d'offrir plus de stabilité et de réduire au minimum le dragage d'entretien. Les conduites de refoulement des pompes de la station de pompage sont enfouies dans une tranchée et passent sous l'emprise fédérale pour rejoindre la centrale.

Le principal inconvénient de cette variante est le dragage qui devra être fait régulièrement pour éliminer les sédiments qui s'accumuleront à proximité des ouvertures de la conduite de prise d'eau. Au fur et à mesure que l'on se rapproche de la berge du canal de Beauharnois, la profondeur d'eau et la vitesse d'écoulement diminuent, ce qui risque de favoriser l'accumulation de sédiments dans la partie draguée du chenal d'amenée d'eau vers la station de pompage.

Variante 2 : Dans cette variante, la station de pompage est située sur le site des installations, à environ 80 m de la berge de façon à libérer l'emprise du fédéral. La prise d'eau comprend deux sections distinctes: 1) un chenal dragué de 95 m au fond du canal en direction de la berge et 2) un canal à écoulement libre de 80 m de longueur de la berge jusqu'à la station de pompage.

La conception de la première section de la prise d'eau est la même que celle décrite à la variante 1. La section menant à la station de pompage est sur la terre ferme et son profil est uniforme. Le concept prévoit un pont ou une plate-forme sur la portion en canal afin de permettre le

passage du trafic léger et de ne pas briser la continuité de l'emprise fédérale. Cette variante n'a pas été retenue principalement en raison de son coût élevé et des contraintes d'entretien.

***Variante 3 :** Dans cette variante, la station de pompage est située au même endroit que la variante 2. En raison des contraintes de construction, la portion en canal d'amenée de cette variante est remplacée par trois conduites de 95 m fabriquées de polyéthylène haute densité, à partir d'une structure d'admission d'eau en forme de caisson, située à environ 20 m de la berge du canal.*

Cette structure d'admission d'eau repose sur le fond du canal dans un secteur qui sera excavé de manière que la prise d'eau bénéficie de la hauteur de tête requise à son alimentation. Les trois conduites relient la station de pompage à l'ouvrage de prise d'eau et alimentent les pompes de la station de pompage. Cette conception élimine le pont ou la passerelle sur la voie de service du canal de Beauharnois vers la station de pompage ainsi que les préoccupations relatives à la sécurité d'une canalisation à écoulement libre, de même qu'elle réduit le dragage nécessaire à l'entretien comparé à un canal en eau libre. Une fois la construction terminée, la tranchée sera recouverte d'un remblai et la surface restaurée à son état original.

Considérations environnementales

En période de construction, les trois variantes considérées impliquent d'importants travaux d'excavation à même le lit du canal afin d'aménager le chenal d'amenée d'eau vers la station de pompage. Les variantes 1 et 2 proposent une alimentation à partir d'un chenal de 95 m de longueur, tandis que la variante 3, dont la partie la plus proche de la rive sera occupée par les conduites, nécessite un chenal d'environ 100 m de longueur. Mentionnons que la variante 2 implique également l'excavation d'un canal d'amenée de 80 m de longueur en rive du canal de Beauharnois. En ce qui a trait à la perturbation du milieu aquatique en période de construction, les variantes 1 et 3 ont été jugées légèrement préférables à la variante 2, puisque cette dernière implique des travaux de plus grande envergure en rive et en eau.

En période d'exploitation de la centrale, les critères d'analyse considérés pour le choix de la variante d'approvisionnement en eau de la centrale sont la perte d'habitat d'alimentation et d'alevinage attribuable à la présence des nouvelles installations et la mortalité de poissons par entraînement dans la prise d'eau. À cet effet, l'emplacement de la prise d'eau par rapport à la rive du canal a notamment été considéré.

En regard des impacts sur les habitats des poissons recensés dans le canal, les trois variantes proposées ont été jugées équivalentes puisque leur implantation à même le lit du cours d'eau implique la perte de superficies utilisées à des fins d'alimentation et d'alevinage qui sont relativement semblables (voir perturbations en phase de construction).

Relativement à la mortalité de poissons par entraînement dans la prise d'eau, l'emplacement de la station de pompage directement en rive du cours d'eau dans le cas de la variante 1 est jugé problématique puisque l'eau du canal sera pompée dans la zone de dérive des alevins, identifiée en rive immédiate du canal. Dans le cas de la variante 2, le canal d'amenée de 80 m de longueur aménagé à même la rive du canal de Beauharnois constituera pour sa part une aire

susceptible d'être utilisée à des fins d'alimentation et d'alevinage par les différentes espèces de poissons présentes dans le secteur. Cependant, les poissons qui fréquentent cette zone risqueront d'être entraînés par les pompes ce qui pourrait occasionner une mortalité importante.

Selon le concept proposé pour la variante 3, une structure d'admission d'eau vers la station de pompage (caisson en béton de 12 m sur 15 m) doit être aménagée à même le lit du canal à une vingtaine de mètres de la berge. L'emplacement de cet ouvrage en retrait de la rive du canal devrait permettre de minimiser l'entraînement des poissons (alevins et géniteurs) vers la prise d'eau et, de ce fait, réduire leur taux de mortalité. Par rapport au deux autres variantes considérées, la variante 3 s'avère donc l'option jugée préférable du point de vue environnemental.

QC-18. Spécifier la grosseur de maille prévue pour le grillage métallique amovible installé à l'entrée de la prise d'eau.

R-18 : Le concept retenu pour la prise d'eau de la centrale prévoit que l'admission d'eau sera munie de grillages métalliques amovibles destinés à limiter l'entraînement de gros débris vers la station de pompage. Les grilles occuperont 35 % de la surface d'entrée de structure d'admission d'eau. Par conséquent, 65 % de cette surface sera occupée par les ouvertures. Le dimensionnement exact des mailles des grillages qui équiperont la structure d'admission d'eau sera déterminé lors de la phase d'ingénierie détaillée du projet sur la base des informations disponibles relatives aux espèces de poissons présentes dans le secteur, du type de débris en dérive dans le canal et des directives de Pêches et Océans Canada quant à l'aménagement de la prise d'eau.

QC-19. On mentionne également que l'eau prélevée du canal de Beauharnois servira entre autres à l'approvisionnement en eau potable de l'usine. Doit-on comprendre que toute l'eau potable utilisée à la centrale proviendra du canal de Beauharnois ? Comparer cette eau aux normes du *Règlement sur la qualité de l'eau potable* et élaborer sur la nécessité d'un traitement. Notez que l'autorisation sectorielle pour la prise d'eau devra se faire en vertu de l'article 32 de la Loi sur la qualité de l'environnement.

R-19 : La qualité de l'eau brute puisée dans le canal est indiquée aux tableaux 4.7, 4.8 et 4.9. Ces tableaux ont été reproduits en annexe 1 ; on y a ajouté les normes d'eau potable. On y observe qu'en moyenne, la qualité bactériologique (coliformes) ne respecte pas les normes d'eau potable. L'eau brute sera donc chlorée et filtrée, de façon à respecter les normes d'eau potable du MENV.

Une autorisation sectorielle sera demandée en vertu de l'article 32 sur la Loi de la qualité de l'environnement avant le début des travaux de construction. Il faut souligner que la centrale mettra également des fontaines à la disposition des travailleurs.

QC-20. Également, on mentionne à cette section les pompes utilisées pour la protection incendie. Y a-t-il un réservoir prévu en cas d'incendie ? Quelle est sa capacité ? Où se situe-t-il ? Une prise d'eau indépendante est-elle aménagée à cette fin ? Et si c'est le cas, où est localisée cette prise d'eau et comment est-elle aménagée ?

R-20 : La centrale ne sera pas équipée de réservoir d'eau incendie séparé parce que le canal de Beauharnois constitue en fait une réserve infinie d'eau. Les deux pompes électriques utilisées pour la protection incendie sont situées dans la station de pompe et puisent l'eau à partir du puits de pompe raccordé directement au canal. Une pompe incendie directement couplée à un moteur diesel sera aussi installée au cas où l'alimentation électrique des pompes à incendie principales seraient coupée. La prise d'eau assurera donc tous les besoins en eau de la centrale, y compris la protection incendie. Le dessin 40DD-0011 (voir annexe 1) présente l'arrangement général proposé pour la station de pompe, y compris le système de protection incendie.

Section 3.3.1.2 Émissaire

QC-21. Les conduites installées en milieu aquatique devront être à joints subaquatiques ou fusionnées. Par ailleurs, nous nous interrogeons sur la capacité du type de diffuseur proposé à remplir son rôle en ce qui concerne l'étalement de la masse d'eau dans le canal, à cause de la répartition de la charge dans les orifices du diffuseur. Préciser les détails de la structure finale. La possibilité d'installer un système de type *tideflex* qui garantirait l'uniformité des rejets à chaque orifice, a-t-elle été évaluée ? Quelle sera la vitesse maximum des jets d'eau à la sortie du diffuseur ?

R-21 : Le système de type « tideflex » est un système flexible de diffuseurs, particulièrement efficace dans le cas des rejets à débits variables. Ce système assure un écoulement uniforme des rejets à chaque orifice. Dans le cas de la centrale du Suroît, le débit sera constant la plupart du temps (sauf pour la période de démarrage) et permet d'envisager un système différent du « tideflex ». Le concept proposé est optimisé en fonction de chaque turbinier, et assure une distribution uniforme de l'écoulement le long du diffuseur. Les conduites installées en milieu aquatique seront à joints subaquatiques ou fusionnées.

Les paramètres de conception hydraulique ayant servi de base à l'analyse du diffuseur sont présentés en annexe 3 de ce document, incluant les débits d'écoulement dans chacun des orifices pour chaque diffuseur étudié. En résumé, la configuration des diffuseurs est déterminée par un certain nombre de facteurs, soit :

- *Le nombre d'orifices doit être déterminé par les exigences de la première dilution, de concert avec les critères environnementaux et les modèles de dispersion.*
- *L'espacement entre les orifices doit permettre une séparation complète du panache d'effluent au moins jusqu'à la surface.*
- *Tous les orifices doivent conserver un nombre de Froude densimétrique plus grand que l'unité lorsqu'ils évacuent de l'eau, afin d'éviter une intrusion de l'eau de la rivière.*
- *Des vitesses de chasse convenables doivent être atteintes en conditions normales d'exploitation afin d'éliminer les sédiments déposés.*

La conception du réseau de diffuseurs a été faite à l'aide d'un logiciel itératif mis au point par le Groupe BAE-NEWPLAN Limited, division du groupe SNC-Lavalin. L'objectif général de ce logiciel est d'évaluer et de prévoir le rendement d'un réseau de diffuseurs à l'aide des

techniques décrites dans le Design Guide for Marine Treatment Schemes, WRC, 1990. Selon notre expérience, les diffuseurs ainsi conçus permettent une diffusion adéquate.

QC-22. La structure finale de l'émissaire inclut un remblai au fond du canal de Beauharnois. Il est proposé d'aménager celui-ci de façon à ce qu'il soit utilisable par la faune aquatique (frayère). Étant donné que toute infrastructure est sujette un jour ou l'autre à des interventions d'entretien, a-t-on considéré la possibilité d'une part d'enfouir la conduite de façon à éviter tout remblai et d'autre part de créer l'aménagement faunique à l'extérieur de l'emprise de l'émissaire ?

R-22 : Dans le canal de Beauharnois, les conduites de l'émissaire seront enfouies à l'intérieur d'une tranchée jusqu'au chenal principal, puis recouvertes d'un remblai granulaire et d'un enrochement de protection sur toute leur longueur. Comme l'illustrent les dessins 0016, 0019 et 0024 du volume 3 de l'étude d'impact, l'épaisseur du remblai prévu dans la portion en tranchée de l'émissaire sera minimale. Comme il a été précisé dans l'étude d'impact (section 6.2.2.2), ce remblai pourra être aménagé selon des profondeurs variables (haut-fonds versus fosses) afin de créer des habitats favorables à la fraie d'espèces d'eau vive (doré, achigan, etc.) dans ce secteur du canal qui en est dépourvu.

Les activités d'entretien de l'infrastructure en ce qui concerne les conduites et les diffuseurs seront réalisées soit à partir de l'intérieur des conduites de l'émissaire ou à l'aide de plongeurs. Elles ne nécessiteront donc pas d'intervention au niveau du remblai installé au fond du canal. D'autre part, mentionnons que les aménagements fauniques compensateurs sont proposés au droit du nouvel émissaire, afin de profiter des interventions en milieu aquatique déjà prévues à cet endroit.

Section 3.3.2 Transformateurs et poste de départ

QC-23. On mentionne que l'aire des transformateurs sera drainée vers un séparateur d'huile API (American Petroleum Institute). Fournir l'information sur :

- le mode de gestion des drains des digues de confinement ;
- la capacité totale de rétention des digues de confinement ;
- le débit maximal pouvant être traité par le séparateur d'huile API, ainsi que le temps de rétention minimal dans le séparateur ;
- l'évaluation du débit à traiter par le séparateur API ;
- les critères de performance garantis par le fabricant du séparateur API (concentration en huiles et graisses à la sortie du séparateur avant son rejet dans l'environnement) ;
- le mode de gestion prévu pour le surnageant (huiles et graisses) en provenance du séparateur.

R-23 : Ces détails seront connus lors de l'ingénierie détaillée. À ce jour, le séparateur n'a pas fait l'objet de conception particulière, ni d'appel d'offres auprès de fournisseurs. Les principes

qui seront appliqués seront conformes aux normes d'Hydro-Québec (Déc. 1995) contenues dans le guide « Protection des postes et centrales contre l'incendie, les déversements d'huile accidentels et les fuites d'huile provenant des transformateurs et inductances ». De façon générale, voici les règles qui s'appliqueront

- Chaque transformateur sera muni d'un bassin de rétention d'une capacité équivalente à 125 % du contenu en huile du transformateur (mentionné p. 7-40 de l'étude d'impact).
- Le temps de rétention minimal dans le séparateur sera d'une heure.
- La concentration maximale à la sortie du séparateur sera de 15 ppm en huiles et graisses.
- Les huiles récupérées dans le séparateur seront mises en baril et éliminées conformément à la réglementation (mentionné p. 3-39 de l'étude d'impact).

Section 3.3.3 Génératrices de secours

QC-24. Quelles sont les prévisions d'utilisation des génératrices de secours au diesel ? L'utilisation potentielle de diesel au groupe électrogène d'urgence a-t-elle été considérée dans l'évaluation des impacts de la centrale sur la qualité de l'air ?

R-24 : Une seule génératrice de secours devrait être installée, contrairement à ce qui est indiqué dans l'étude d'impact (possibilité de 3). La génératrice sera requise afin de maintenir opérationnels les automates et les systèmes vitaux critiques au moment d'un délestage à la centrale, en cas d'absence du réseau. La génératrice fonctionne alors moins d'une heure, le temps de fermer l'exploitation de façon sécuritaire. 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, le bon fonctionnement de la génératrice sera vérifié une fois par mois, à raison d'environ 30 minutes par vérification. Considérant le faible nombre d'heures de fonctionnement de la génératrice et les impacts minimes attendus, nous n'avons pas cru utile d'évaluer les impacts de la génératrice sur la qualité de l'air.

Section 3.3.4 Routes d'accès

QC-25. Il est mentionné à cette section que « des discussions sont présentement en cours avec le ministère des Transports du Québec » relativement à la nouvelle route d'accès permanente parce qu'elle franchit le tracé prévu de la future autoroute 30. Y a-t-il des développements récents ? Des solutions alternatives ont-elles été envisagées ?

R-25 : Une réunion de coordination a été tenue le 19 avril 2002 avec les représentants du ministère des Transports du Québec (MTQ) afin de s'enquérir des interfaces possibles entre le projet de centrale du Suroît et celui de l'autoroute 30. Dans le cadre de cette rencontre, la question de l'emplacement de la route d'accès permanente à la nouvelle centrale a notamment été discutée.

Sur cette question, le MTQ a précisé qu'il se devait de maintenir un lien de part et d'autre de la future autoroute 30, non seulement pour les utilisateurs de la route d'accès à la centrale mais également pour les véhicules d'entretien d'Hydro-Québec qui utilisent l'actuel chemin longeant le canal ainsi que pour les cyclistes qui utiliseront la piste cyclable prévue en rive droite du canal. Il a également été convenu que le MTQ communiquera sa position en ce qui concerne l'emplacement exact de ces liens routiers une fois que les résultats des études d'avant-projet en cours (géotechnique, structure, etc.) seront disponibles. Dans ce contexte et compte tenu de la faible capacité portante des sols en rive du canal, il est probable que le MTQ favorisera le regroupement de ces liens pour le franchissement de la future autoroute (passage probable sous l'autoroute, assez près de la rive du canal).

Section 3.4 Entreposage des combustibles et des produits chimiques

QC-26. Il est question de l'entreposage d'ammoniaque incluant une digue de confinement. Plus loin dans l'étude on retrouve des informations sur le plan d'urgence et les impacts d'un accident possible à ce réservoir, ainsi que des informations sur l'alarme de niveau et la cuvette de rétention. D'autres mesures de sécurité sont-elles prévues, comme des systèmes d'arrosage en cas d'émanations de gaz, des détecteurs d'ammoniac, etc. ?

R-26 : On prévoit ajouter, comme mesure additionnelle pour les réservoirs d'ammoniaque, la mise en place d'un lit de balles flottantes dans la cuvette de rétention (voir la réponse à la question QC-104 pour de plus amples détails).

QC-27. Par ailleurs, quel est le mode de gestion prévu pour le liquide déversé accidentellement (ammoniaque, diesel, etc.) à l'intérieur des digues de confinement ? Des mesures d'atténuation sont-elles prévues pour limiter les répercussions environnementales d'un déversement accidentel de diesel ?

Le diesel déversé accidentellement dans la cuvette, s'il ne peut pas être réutilisé, sera récupéré par une firme spécialisée et éliminé conformément à la réglementation. À noter que le réservoir pourrait aussi être de type à double paroi, éliminant ainsi le besoin d'une cuvette. Quant à l'ammoniaque, dépendamment de l'importance du déversement, il sera réutilisé dans le procédé ou neutralisé avant d'être récupéré par une firme spécialisée. De la même façon, tous les autres produits déversés seront réutilisés si possible, sinon éliminés de manière appropriée.

QC-28. Pour tous les réservoirs ou bacs énumérés au tableau 3.3 (intérieurs ou extérieurs), fournir les informations sur les mesures d'atténuation pour limiter les répercussions environnementales d'un déversement accidentel lors de la livraison des produits chimiques (quai de transbordement étanche avec drain de récupération, gestion du liquide récupéré, etc.).

R-28 : Les réservoirs d'ammoniaque sont pourvus d'une aire de déchargement imperméable et d'une pente qui se draine vers la cuvette de rétention des réservoirs. Les eaux pluviales sont vidangées périodiquement vers le réseau pluvial, après que leur qualité ait été vérifiée. Le réservoir de diesel sera pourvu d'une aire de déchargement similaire et les eaux pluviales seront gérées de la même façon.

Les réservoirs d'acide sulfurique et de soude caustique seront situés à l'intérieur, dans une aire ceinturée par une berme. L'aire de déchargement sera extérieure, mais sous un abri. Cette aire de déchargement sera imperméable et offrira un drainage vers l'aire ceinturée des réservoirs.

Tous les autres produits liquides se trouvent à l'intérieur, dans des petits réservoirs ou des barils. Les aires d'entreposage de ces produits sont imperméables et pourvues de puisards ou de caniveaux avec des drains en position fermée.

Enfin, tout le drainage des eaux pluviales sur le site, y compris les cuvettes de rétention et le séparateur huile/eau des transformateurs, est dirigé vers le bassin de sédimentation, ce qui permet une protection additionnelle. Celui-ci est muni d'une valve maintenue en position ouverte, mais qui peut être fermée en cas d'urgence afin d'isoler le site, par exemple au moment d'un incendie ou d'un déversement hors des aires protégées.

Section 3.6.1 Calendrier des travaux de construction

QC-29. On évoque la possibilité d'un horaire de deux quarts de travail après le 16^e mois. Spécifier les heures visées par ces deux quarts.

R-29 : Les heures visées par ces deux quarts seraient : de 7 h à 15 h 30 et de 15 h 30 à 24 h.

Section 3.6.2 Préparation du site

QC-30. On mentionne que des matériaux de déblai seront « acheminés à une aire de dépôt aménagée sur les terrains d'Hydro-Québec ». Où se situera cette aire ? Du transport hors site en résultera-t-il ? Si oui, quels en seront les impacts (bruit et poussières notamment) ?

R-30 : Aucun déblai généré dans le cadre des travaux de construction ne sera transporté hors du site. Tel que précisé dans l'étude d'impact, ces matériaux seront en partie utilisés pour réaliser des aménagements paysagers autour de la centrale (talus, buttes, etc.). Les matériaux de déblais excédentaires seront pour leur part épandus à l'intérieur des limites du site d'implantation de la centrale. Ces déblais seront nivelés et du gazon sera ensemencé.

QC-31. Dans le cas d'un déversement accidentel, le bassin de sédimentation temporaire pourra-t-il contenir les substances contaminantes (huiles ou autres substances liquides) afin d'éviter que ces substances ne se dirigent vers le canal Beauharnois ? Par ailleurs, le MENV demande généralement de respecter une concentration de MES (matières en suspension) de 25 mg/l à la sortie de bassins de sédimentation, ainsi qu'une concentration en huiles et graisses de 15 mg/l. Puisque le risque de déversements d'huiles et graisses est significatif, y a-t-il des moyens de prévention spécifiques mis en place pour respecter cette concentration ? La mise en place de boudins absorbants permanents en surface de tous les bassins de sédimentation, par exemple, pourrait s'avérer une solution intéressante.

R-31 : Nous prévoyons que le bassin de sédimentation aménagé en période de travaux sera conçu de façon à limiter les concentrations de matières en suspension à moins de 30 mg/l, soit le niveau prévu pour les rejets au réseau pluvial de la municipalité dans le règlement municipal (voir réponse à la question 34). Comme moyen de prévention, des boudins absorbants

permanents seront mis en place en surface de tous les bassins de sédimentation de sorte que la concentration d'huile et graisse ne devrait pas dépasser 15 mg/l à la sortie des bassins.

QC-32. Décrire les aires désignées pour les changements d'huile ainsi que la gestion des huiles usées (entreposage, disposition).

R-32 : Il n'y aura pas à proprement dit d'aire désignée pour les changements d'huile. Pour la majorité des véhicules, les changements d'huile auront lieu ailleurs, juste avant le début des travaux. Sur le site, les changements d'huile seront effectués seulement sur les véhicules peu mobiles (ex : pelle hydraulique) qui devront demeurer sur place un certain temps. Un géotextile absorbant sera alors disposé sur une toile imperméable (géomembrane ou toile de polypropylène) sous la pelle hydraulique et l'huile sera vidangée dans un contenant de récupération (ex : 20 litres) clairement identifié. Le contenant sera fermé et apporté par le camion de service de l'entrepreneur (responsable du changement de l'huile) à son garage pour y être entreposé dans un réservoir d'huiles usées. Une fois ce dernier rempli, un récupérateur pompe les huiles et les élimine selon la réglementation en vigueur.

Section 3.6.3 Installations temporaires

QC-33. Il faudra considérer que l'eau rejetée lors du lavage des bétonnières est basique (jusqu'à pH 12) et en tenir compte dans le traitement des eaux qui suit.

R-33 : Les bétonnières transportent l'eau de lavage dont elles ont besoin. L'eau de lavage (environ 0,1 m³ par bétonnière) sera déversée directement dans le bassin de sédimentation des eaux pluviales, dans un minimum de 1 000 m³ d'eau. Comme le critère de rejet pour le pH est de 9,0, il ne devrait pas y avoir de problème avec l'eau décantée du bassin. Si le critère de pH venait à être approché dans l'effluent du bassin de sédimentation, les eaux basiques seraient d'abord neutralisées (au pH 9) avant leur rejet dans le bassin.

Section 3.6.5 Travaux en eau

QC-34. La gestion des sédiments excavés doit se faire conformément à la *Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés* et à la grille de gestion l'accompagnant. Par ailleurs, quels paramètres seront contrôlés et analysés (en spécifier la fréquence) avant le rejet des eaux surnageantes dans l'environnement ? Quels seront les critères (en concentration) de tous les paramètres avant le rejet à l'environnement ?

R-34 : Les sédiments excavés au moment des travaux seront déposés dans des aires de dépôt des matériaux de dragage aménagés à l'intérieur des limites du site d'implantation de la centrale. Un géotextile sera installée au fond des bassins, pour séparer les sédiments des sols (voir réponse à la question 81).

Les eaux de décantation des bassins de sédimentation, générées dans le cadre des travaux, seront contrôlées avant leur rejet dans le milieu de manière qu'elles respectent les normes de qualité minimales prévues à l'article 7 (Effluents dans les réseaux d'égouts pluviaux) du Règlement relatif aux rejets dans les réseaux d'égouts de la municipalité de Melocheville

(Règlement 225). Des échantillons d'eau seront prélevés à la sortie des bassins de sédimentation sur une base mensuelle, afin de vérifier leur teneur notamment en regard des concentrations maximales prescrites pour les paramètres suivants :

<i>Paramètres</i>	<i>Limite municipale de rejet à l'égout pluvial</i>
<i>Huiles et graisses minérales</i>	<i>15 mg/l</i>
<i>Matières en suspension</i>	<i>30 mg/l</i>
<i>pH</i>	<i>5,5 - 9,0</i>
<i>Arsenic total</i>	<i>1 mg/l</i>
<i>Cadmium</i>	<i>0,1 mg/l</i>
<i>Chrome:</i>	<i>1 mg/l</i>
<i>Cuivre</i>	<i>1 mg/l</i>
<i>Nickel</i>	<i>1 mg/l</i>
<i>Zinc</i>	<i>1 mg/l</i>
<i>Plomb</i>	<i>0,1 mg/l</i>
<i>Mercurure</i>	<i>0,001 mg/l</i>
<i>Sulfates (SO₄)</i>	<i>1 500 mg/l</i>
<i>Composés phénoliques</i>	<i>0,02 mg/l</i>
<i>Cyanures totaux (HCN)</i>	<i>0,1 mg/l</i>
<i>Sulfures totaux (H₂S)</i>	<i>2,0 mg/l</i>
<i>Phosphore total:</i>	<i>1 mg/l</i>
<i>Chlorures (Cl)</i>	<i>1 500 mg/l</i>

Section 3.7.4 Déchets de construction

QC-35. Les activités de concassage des résidus de béton, dans le but de les utiliser comme matériau granulaire, devront être considérées dans le cadre du suivi en période de construction (bruit et poussières), s'il y a lieu.

R-35 : Aucune activité de concassage des résidus de béton à des fins de réutilisation comme matériau granulaire ne sera réalisée sur les lieux du chantier. Tous les résidus de béton produits dans le cadre des travaux seront évacués vers un dépôt de matériaux secs dûment autorisé par le ministère.

Section 3.8.1 Rejets atmosphériques de la centrale

QC-36. Il est question des brûleurs d'appoint des chaudières de récupération. S'agit-il des brûleurs utilisés pour la postcombustion ? Un schéma de procédé simplifié avec les équipements d'épuration et les points d'émission à l'atmosphère devrait être présenté.

R-36 : Il s'agit en effet des brûleurs de post-combustion (« duct burner ») installés dans les chaudières de récupération. La figure 3.1 ci-jointe en annexe 1 montre un schéma de procédé simplifié incluant le point d'émission à l'atmosphère. Cette figure a été modifiée afin de montrer le système de réduction catalytique des gaz dans les chaudières de récupération, ainsi que le système de mesure en continu des émissions.

Section 3.8.1.5 Gaz à effet de serre

QC-37. Préciser les gaz considérés dans le calcul des émissions annuelles de gaz à effet de serre (GES) ainsi que les quantités émises annuellement pour chacun.

R-37 : Les gaz à effet de serre considérés sont le CO₂, le CH₄ et le N₂O. Le tableau suivant dresse le bilan des émissions de chacun de ces gaz et présente les hypothèses de calcul pour la configuration qui consommera le plus de gaz naturel (General Electric).

Calcul des émissions de gaz à effet de serre (GES)

Gaz à effet de serre	Facteur d'émission (g/m ³)		Potentiel de réchauffement planétaire ⁽¹⁾
	Turbines	Post-combustion ⁽¹⁾	
CO ₂	1880 ⁽¹⁾	1880	1
CH ₄	0,14 ⁽²⁾	0,0048	21
N ₂ O	0,05 ⁽²⁾	0,02	310
Consommation de gaz naturel (x 10 ⁶ m ³ /an) ⁽³⁾	1290	2	
Émissions de GES (tonnes / année)	Turbines	Post-combustion	Total
CO ₂	2 425 279	3 671	2 428 950
CH ₄	181	0	181
N ₂ O	65	0	65
Total (CO₂ équivalent)	2 449 068	3 683	2 452 751

(1) Environnement Canada, Inventaire des émissions de GES de 1997.

(2) US-EPA, AP-42, Compilation of emission factors, Stationary Internal Combustion Sources - Gas Turbines.

(3) Sur la base du fonctionnement de toutes les turbines 95% du temps.

Section 3.8.2.1 Eau de circulation

QC-38. Le tableau 3.9 présente les caractéristiques des eaux brutes du canal. Spécifier la provenance des informations présentées et la période couverte par les données compilées.

R-38 : L'information provient de la station 00000072 du MENV et correspond aux teneurs moyennes compilées sur 11 ans, de 1990 à 2000 (voir le tableau 4.7 joint en annexe 1).

QC-39. On mentionne au début de la section que l'eau de circulation sera réchauffée de 10 °C entre son entrée et sa sortie de la centrale. Précédemment, à la section 3.3.1.2, on parle de « l'eau réchauffée d'environ 10 °C ». Présenter les valeurs extrêmes de réchauffement de l'eau et les conditions pouvant y conduire.

R-39 : La valeur de 10 °C constitue un maximum en conditions d'exploitation normale. Dans certaines conditions particulières, au moment d'un malfonctionnement ou d'un bris de la turbine à vapeur, la vapeur produite par la chaudière de récupération est évacuée directement au condenseur et peut faire augmenter la température de l'eau de quelque 17 °C (au lieu de 10 °C). Ces conditions pourraient être maintenues pour un court laps de temps lorsque les opérations du réseau l'exigeraient. Il faut souligner qu'il n'y a normalement pas d'intérêt économique à exploiter la centrale sans turbine à vapeur, l'efficacité étant alors très mauvaise. D'ailleurs, il est très peu probable que cette situation survienne en mai pendant la période de fraie, qui correspond alors à une période moins critique au niveau des opérations du réseau d'Hydro-Québec, de sorte que si la turbine à vapeur ne fonctionnait plus, l'exploitant déciderait probablement d'arrêter aussi les turbines à gaz.

QC-40. De l'hypochlorite de sodium sera administré par traitement choc afin de prévenir l'accumulation de micro-organismes dans les différentes conduites d'eau brute de la centrale. Quel est l'élément déclencheur pour initier un traitement choc ? Décrire les méthodes d'injection (efficacité de mélange et emplacement des injecteurs), de dosage et de contrôle de l'hypochlorite de sodium et du sulfite (ou métabisulfite) de sodium.

R-40 : La solution d'hypochlorite de sodium est injectée à la prise d'eau, directement dans les conduites, à l'aide d'une pompe dosimétrique. La fréquence du traitement choc (élément déclencheur) dépendra de la température et de la qualité biologique de l'eau du canal et sera basée sur les observations de l'exploitant (par exemple, présence d'algues visibles). Le dosage variera entre 2 et 5 mg/l, pour une durée de 30 à 60 minutes. L'objectif sera d'obtenir une teneur en chlore résiduel de 0,2 mg/l après le condenseur. Pour réduire la teneur en chlore résiduel à moins de 0,05 mg/l, on injectera du métabisulfite de sodium directement dans la conduite après le condenseur, par pompe dosimétrique, à raison d'environ 4 ppm par ppm de chlore résiduel. L'injection directe d'hypochlorite et de métabisulfite dans les conduites permet un mélange très efficace, en raison de la turbulence de l'écoulement dans les conduites.

QC-41. Il est dit en page 3-33 que « la moule zébrée ne semble pas s'avérer un fléau majeur dans le canal de Beauharnois » en précisant qu'à la prise d'eau que partagent la ville de Beauharnois et la société Alcan, aucune mesure n'a été prise jusqu'à maintenant pour contrer la moule. Comparer les deux prises d'eau (profondeur, débit pompé, etc.) pour démontrer qu'un tel rapprochement peut être fait. Pour l'ensemble du procédé de la centrale, quels sont les endroits susceptibles de nécessiter une intervention spécifique pour contrôler la moule zébrée ?

R-41 : Les prises d'eau de la ville de Beauharnois et de la société Alcan se retrouvent à proximité l'une de l'autre sur un éperon rocheux. Les prises d'eau consistent en un puits de pompage, à l'intérieur duquel les conduites d'alimentation en eau sont installées. Le tableau suivant donne les caractéristiques des deux prises d'eau. Les prises d'eau de la ville de Beauharnois et d'Alcan sont donc différentes du concept prévu pour la prise d'eau de la centrale, qui pourrait être davantage exposée à la moule zébrée.

Alcan procède à des inspections annuelles de ses conduites par des plongeurs et n'a pas de problèmes de moules zébrées. La ville de Beauharnois procédera à une inspection par un plongeur au courant du mois de mai 2002 et nous fera part des observations du plongeur.

Caractéristiques	Alcan	Ville de Beauharnois	Centrale du Suroît
Diamètre de la conduite	35 cm	60 cm	3 x 1,50 m
Profondeur de la prise d'eau	3-4 m	2-4 m	3-4 m
Distance de la rive	10 m	9 m	20 m
Débit d'eau pompé	Jusqu'à 680 m ³ /h	Jusqu'à 375 m ³ /h	47 300 m ³ /h
Inspection des moules zébrées	Annuellement : pas de moules	Aux 3 ans : pas de moules	À déterminer

Les endroits susceptibles de nécessiter une intervention spécifique pour contrôler la moule zébrée sont la prise d'eau, la station de pompage, les conduites de circulation d'eau et surtout les tubes du condenseur.

QC-42. On spécifie que si un contrôle de la moule zébrée devient nécessaire, une demande serait alors adressée au MENV, mais que ce contrôle se ferait à l'aide de chlore gazeux. Une déchloration serait-elle dans ce cas automatiquement réalisée? Présenter les différentes alternatives de traitement envisagées, avec leurs avantages et leurs inconvénients. Si le chlore gazeux est utilisé, quelle serait alors la concentration en chlore de l'effluent final, incluant le chlore résiduel en provenance du traitement de l'hypochlorite de sodium ?

R-42: La déchloration sera automatiquement réalisée si le chlore gazeux est utilisé. Le chlore gazeux serait utilisé seulement si des colonies établies de moules zébrées doivent être détruites pour ne pas nuire à l'exploitation de la centrale.

En principe, le système de nettoyage à boules préviendra l'encrassement des tubes du condenseur et permettra de réduire la consommation de produit chimique (voir p.3-31, volume 1). De plus, il est proposé de faire un traitement préventif en injectant en continu de l'hypochlorite de sodium pendant la période de reproduction des moules (entre 15 et 17 °C), à un dosage de 0,5 à 1 mg/l en chlore résiduel. Dans ce cas, le métabisulfite de sodium serait aussi injecté en continu, de façon à maintenir la teneur en chlore résiduel à moins de 0,05 mg/l.

Le chlore gazeux ne sera pas injecté en même temps que l'hypochlorite de sodium. Ce sera l'un ou l'autre. Avec la déchloration, on peut s'attendre à des teneurs en chlore résiduel inférieures à 0,05 mg/l dans les deux cas.

Les différentes alternatives de traitement envisagées sont présentées à l'annexe 4.

Section 3.8.2.2 Purge des chaudières

QC-43. La lecture du texte porte à comprendre que la purge de la chaudière de récupération est dirigée vers le bassin de neutralisation de la purge des lits résiniques avant d'être dirigée vers un système de traitement puis vers le réservoir de mélange. La figure 3-4 indique le contraire. Qu'en est-il ?

Q-43 : La purge de la chaudière de récupération ne sera pas dirigée vers le bassin de neutralisation de la purge des lits résiniques. Elle sera dirigée vers un système de traitement où elle sera neutralisée et traitée à l'alun puis vers le réservoir de mélange, comme l'indique la figure 3.4 (en annexe 1).

QC-44. L'étude mentionne que si l'utilisation de phosphates s'avère nécessaire pour les eaux des chaudières, la purge serait dirigée vers un traitement physico-chimique pour réduire la concentration de phosphore à moins de 1 mg/l. Décrire les boues générées à cette étape : quantité, mode de gestion, etc. Ces boues seront-elles déshydratées et quelle sera leur siccité avant expédition hors site ? Décrire également les modalités du programme d'échantillonnage (paramètres, méthodes et fréquences) de ces boues avant leur acheminement vers l'extérieur du site.

R44 : Il s'agira principalement de boues d'alun, contenant du phosphate d'aluminium et de l'hydroxyde d'aluminium déshydratées à 15-20% en solides et expédiées comme telles à un site d'enfouissement sanitaire. Environ 2 à 3 tonnes de boues par mois devraient être générées. Les boues contiendront aussi les matières contenues dans l'eau brute (chlorures, sulfates, sodium, calcium). Les boues seront caractérisées au début de l'exploitation de la centrale pour les paramètres du règlement sur les déchets solides. Il est à noter que plusieurs villes le long du Saint-Laurent prennent leur eau dans le fleuve et la traitent avec un système de filtration similaire à celui qui est proposé et retournent leurs eaux de lavage (incluant les boues) au fleuve via l'égout.

QC-45. On suggère dans cette section que de l'oxygène et de l'ammoniaque aqueux pourraient remplacer les agents de conditionnement initialement suggérés (Cortrol OS5900 et NA0280) pour les eaux des chaudières. Quelles seraient alors les caractéristiques des eaux de purge avant de les diriger vers le réservoir de mélange ? Quelles sont alors les concentrations de contaminants à la sortie du réservoir de mélange avant l'effluent final telles que présentées au tableau 3.9 ?

R-45 : En exploitation normale, les centrales utilisant de l'oxygène et de l'ammoniaque comme agents de conditionnement n'ont pas de purge en provenance de la chaudière. L'eau est refroidie, filtrée et retournée au réservoir d'eau déminéralisée.

L'utilisation d'oxygène et d'ammoniac nécessite des conduites fabriquées en titane pour la circulation du condensat. Seul Alstom utilise le titane comme matériau standard pour la fabrication des conduites.

Les concentrations de contaminants résultantes à la sortie du réservoir de mélange proviennent principalement du rejet neutralisé de l'unité de déminéralisation et sont présentées au tableau ci-après.

Tableau 3.9 Caractéristiques des effluents liquides de la centrale
Cas de l'utilisation d'ammoniaque et d'oxygène à la chaudière

Paramètre	Unité	Eau brute canal	Rejet thermique ⁽¹⁾	Rejet neutralisé ⁽²⁾
Débit moyen	L/s		13 100	0,2
Température	°C		T + 10 °C	20
PH		8,15	8,15	6,0 – 9,0
Calcium (Ca)	mg/l	33,6	33,5	340
Magnésium (Mg)	mg/l	7,8	7,8	78
Sodium (Na)	mg/l	11	15	2300
Potassium (K)	mg/l	1,4	1,4	2
Sulfates (SO ₄)	mg/l	26	34	5000
Chlorures (Cl)	mg/l	21,3	24,3	210
Chlore résiduel total	mg/l		< 0,05	-
MES	mg/l	17	17	
DBO ₅	mg/l	0,2	0,2	Trace
Phosphore (P)	mg/l	0,0185	0,0185	0,23

⁽¹⁾ Pendant l'injection d'hypochlorite de sodium et de métabisulfite de sodium (1 h par semaine ou 0,6 % du temps).

⁽²⁾ Rejet neutralisé de l'unité de déminéralisation. Les données fournies correspondent à la sortie du réservoir de mélange, avant la jonction avec les eaux de circulation.

QC-46. La figure 3.4 n'indique pas la présence d'un bassin de sédimentation avant le rejet des eaux pluviales du site dans le canal de Beauharnois. A-t-on considéré le maintien en permanence du bassin de sédimentation afin de limiter un apport en MES surtout au début de l'exploitation de la centrale, lors de la fonte printanière ou lors d'orages ?

R-46 : Hydro-Québec prévoit maintenant de maintenir en permanence le bassin de sédimentation afin de limiter un apport en MES surtout au début de l'exploitation de la centrale à la fonte printanière ou à la suite d'orages. La figure 3.4 (en annexe 1) a été modifiée en conséquence.

Section 3.8.2.3 Effluent du système de filtration

QC-47. On dit que les eaux de lavage des filtres du système de filtration seront traitées à l'alun pour y décanter les MES, puis acheminées au système de traitement des purges de la chaudière. Estimer l'efficacité de ce traitement.

R-47 : Le bilan d'eau (figure 3.4 en annexe 1) a été modifié pour tenir compte du fait que les eaux de lavage des filtres seront directement acheminées au système de traitement des eaux de la chaudière de récupération, qui comporte l'ajout d'alun. En ce qui concerne les MES, une efficacité d'enlèvement supérieure à 95% est attendue.

Section 3.8.2.5 Nettoyage des équipements

QC-48. Où sera situé le bassin vers lequel seront dirigées les eaux de service usagées ?

R-48 : Le bassin (ou le réservoir), d'une capacité d'environ 25 m³, sera situé à proximité du bâtiment de traitement des eaux.

Section 3.8.2.6 Eaux usées domestiques

QC-49. L'élément épurateur décrit comme un champ d'épuration classique devrait plutôt être désigné comme étant un filtre à sable classique hors sol puisque ce dernier est caractérisé par un rejet de surface.

R-49 : L'élément épurateur sera effectivement un filtre à sable classique hors sol.

QC-50. Décrire les éléments ayant servi à l'établissement du débit unitaire de 150 l/personne/jour (présence d'une cafétéria, de douches, etc.) ainsi que les critères de conception de la fosse septique et de l'élément épurateur. Le *Guide pour l'étude des technologies conventionnelles de traitement des eaux usées d'origine domestique*, disponible à l'adresse Internet : <http://www.menv.gouv.qc.ca/eau/eaux-usees/domestique/index.htm>, devra être consulté afin de procéder à l'ensemble de la conception du système épurateur des eaux usées domestiques. Par exemple, ce guide recommande un volume minimal de conception de la fosse septique de une fois et demie le débit journalier maximal. De plus, étant donné la présence d'huiles et graisses, l'installation d'une trappe à graisse en amont de la fosse septique pourrait être considérée.

R-50 : Un débit unitaire de 150 l/personne/jour a été retenu en raison des douches. Il n'y aura pas de cafétéria, mais seulement une salle de lunch, avec four micro-onde, réfrigérateur et lavabo. Il n'y a donc pas lieu d'installer une trappe à graisse en amont de la fosse septique puisqu'il n'y aura pratiquement pas d'huile et de graisse dans l'eau sanitaire à traiter. Le guide mentionné sera utilisé pour la conception des ouvrages, et le critère cité sera retenu pour fixer le volume de la fosse septique.

QC-51. Fournir les paramètres ou les références ayant permis d'établir les critères de rejet applicables spécifiés au dernier paragraphe de la section 3.8.2.6, et indiquer quel est le critère de rejet pour les coliformes totaux.

R-51 : En ce qui concerne les critères de rejet applicables aux eaux usées domestiques, ceux-ci sont des critères énoncés dans le Code de l'environnement d'Hydro-Québec et sont applicables à l'ensemble des projets de Hydro-Québec. Ce code ne contient pas de critère de rejet pour les coliformes totaux. Si le MENV n'y voit pas d'objection, un critère de 100 000 coliformes totaux par 100 ml d'eau pourrait être retenu, tel que mentionné dans le guide du MENV.

Section 3.8.2.7 Eaux de ruissellement

QC-52. Préciser les modes de gestion des eaux de ruissellement, y compris les neiges usées, en fonction de leur contamination potentielle : surfaces visées, modes de captage, traitements, modes d'entreposage et lieux de rejets, y compris la localisation et les caractéristiques de l'émissaire pluvial.

R-52 : L'emplacement de la centrale sera desservi par un réseau d'égout pluvial qui drainera les toitures des bâtiments, le stationnement, les chemins et les aires autour des bâtiments. L'égout pluvial acheminera les eaux pluviales au bassin de sédimentation, lui-même raccordé à un émissaire pluvial en rive du canal de Beauharnois.

Les aires d'entreposage des produits chimiques (ex : ammoniac – réservoirs de diesel) seront confinées, c'est-à-dire munies d'aire de rétention (voir réponse à la question 28). La qualité des eaux y sera vérifiée avant le rejet à l'égout pluvial. Si les eaux sont contaminées, celles-ci seront récupérées et traitées par une firme autorisée.

En ce qui concerne l'enlèvement de la neige, un contrat sera donné à un entrepreneur pour le déneigement. La neige sera poussée en bordure des chemins et du stationnement. S'il y a lieu, la neige sera enlevée et amenée au site de dépôt de neiges usées de la municipalité.

QC-53. Comment les eaux des bassins de rétention des transformateurs seront-elles rejetées au canal de Beauharnois ? Si ce n'est pas par l'émissaire pluvial, localiser le point de rejet et le justifier.

R-53 : L'eau accumulée dans les aires des transformateurs sera drainée vers un séparateur d'huile (API) avant d'être rejetée à l'égout pluvial.

QC-54. Afin de minimiser les perturbations du milieu naturel a-t-on considéré la possibilité de diriger les eaux domestiques traitées et l'effluent du séparateur API vers l'émissaire des eaux de circulation pour leurs rejets dans le canal ?

R-54 : Cette solution a été éliminée du fait qu'un branchement d'un faible débit (effluent du séparateur API et eaux domestique traitées) intermittent à une conduite à fort débit sous pression est techniquement plus difficile. Compte tenu de la qualité prévue de ces effluents, nous ne prévoyons donc pas que leur rejet dans l'égout pluvial pose des problèmes.

Section 3.8.3.1 Catalyseurs usés

QC-55. Ces catalyseurs usés sont-ils une matière résiduelle dangereuse au sens de la réglementation québécoise ?

R-55 : Le fournisseur de catalyseurs reprendra les catalyseurs usés pour des fins de régénération. Si tel n'est pas le cas, les catalyseurs usés seront caractérisés et gérés en fonction de la réglementation en vigueur.

Section 3.8.3.2 Rejets solides et semi-solides

QC-56. Le site d'élimination des débris végétaux utilisé par la centrale de Beauharnois est-il autorisé à recevoir les débris recueillis par le dégrilleur et les tamis rotatifs de la station de pompage ?

R-56 : Le site d'élimination des débris végétaux de la centrale de Beauharnois est autorisé à recevoir les débris végétaux recueillis dans le canal de Beauharnois. Les débris qui seront recueillis dans le tamis rotatif et le dégrilleur de la station de pompage de la centrale étant de même nature, une demande de modification de l'actuel certificat d'autorisation sera donc soumise auprès de la direction régionale du MENV afin de permettre le dépôt de ces débris à cet endroit.

Section 3.8.3.3 Boues du système de filtration

QC-57. Ces boues devront faire l'objet d'une caractérisation afin de confirmer qu'elles sont bien des déchets solides avant d'être acheminées à un lieu d'enfouissement sanitaire. Estimer les quantités et les caractéristiques de ces boues, notamment leur siccité, et donner un aperçu du programme de caractérisation envisagé.

R-57 : Les boues seront caractérisées au début de la période d'exploitation afin de confirmer qu'il s'agit bien de déchets solides (avec les paramètres du règlement sur les déchets solides) avant d'être acheminées à un lieu d'enfouissement sanitaire. Les quantités de boues produites seront d'environ deux tonnes par mois, tel que mentionné à la section 3.8.3.3. Les boues seront déshydratées à 15-20 % de solides et seront constituées principalement (à plus de 90 %) de boues d'alun, soit de l'hydroxyde d'aluminium ($Al(OH)_3$), le reste des boues étant constituées de matières retrouvées dans l'eau brute (sulfates, chlorures, calcium, sodium).

Section 3.8.3.4 Huiles usées et solvants usés

QC-58. Les demandes de certificat d'autorisation pertinentes devront spécifier les modes d'entreposage des huiles et solvants.

R-58 : Les modes d'entreposage des huiles et solvants seront spécifiés dans les demandes de certificat d'autorisation pertinentes.

CHAPITRE 4 DESCRIPTION DU MILIEU

Section 4.2.4 Hydrographie

QC-59. Localiser le ruisseau Vinet sur une figure.

R-59 : La figure 16 (voir annexe 1) montre l'emplacement du ruisseau Vinet, à l'est de la route 236.

Section 4.2.5.1 Données historiques

QC-60. Environnement Canada n'a plus de réseau de surveillance du fleuve Saint-Laurent depuis le début des années 1990. Corriger l'information à cet effet.

R-60 : Effectivement, Environnement Canada a interrompu son programme de surveillance à la fin de l'année 1992.

QC-61. Les tableaux 4.7 et 4.8 présentent des données de qualité de l'eau accompagnées de certains critères de qualité de l'eau. Ajouter la référence de ces critères au bas des tableaux. Également, le tableau 4.8 présente des données historiques provenant de NAQUADAT. Préciser la période couverte par les données présentées.

R-61 : Les références ont été ajoutées (voir tableaux en annexe 1). La période couverte par les données du tableau 4.8 s'étend de 1991 à 1992.

QC-62. Pour présenter les teneurs attendues des différents métaux-traces dans le milieu aquatique, il pourrait être opportun de présenter dans cette section les statistiques compilées à la station de Cornwall du document « Bilan massique des contaminants chimiques dans le fleuve Saint-Laurent » réalisé par Cossa et collaborateurs¹.

R-62 : La station de Cornwall est située à 70 km en amont de la centrale du Suroît. Ces données sont plus ou moins intéressantes étant donné la présence d'industries lourdes dans le parc industriel de Valleyfield, dont les effluents liquides peuvent influencer les teneurs des différents métaux traces dans le milieu aquatique. Par ailleurs, des analyses de métaux traces ont été réalisés dans le cadre de l'étude d'impact (voir tableau 4.9 ci-joint en annexe 1).

Section 4.2.6 Nature et qualité des sédiments

QC-63. Pour les cas de dragage en eau douce, le MENV utilise les *Critères intérimaires pour l'évaluation de la qualité des sédiments du Saint-Laurent* publiés par Environnement Canada et le ministère de l'Environnement du Québec² en mai 1992 afin de déterminer la qualité des sédiments et les modes de gestion de ceux-ci plutôt que les critères utilisés dans l'étude (RPQS et CEP). Ajouter les critères intérimaires aux tableaux 4.10 et 4.11 et discuter de la qualité des sédiments en relation avec ces critères.

R-63 : Les 'Recommandations canadiennes pour la qualité des sédiments : protection de la vie aquatique' utilisées dans l'étude d'impact (RPQS et CEP) ont été établies par le Conseil canadien des ministres de l'environnement en 1999 et mises à jour en 2001. Ces

¹ Cossa, D., T.-T. Pham, B. Rondeau, B. Quémerais, S. Proulx et C. Surette, 1998. *Bilan massique des contaminants chimiques dans le fleuve Saint-Laurent*, Environnement Canada – région du Québec, Conservation de l'environnement, Centre Saint-Laurent, rapport scientifique et technique ST-163, 258 p.

² Environnement Canada, Centre Saint-Laurent, et ministère de l'Environnement du Québec. *Critères intérimaires pour l'évaluation de la qualité des sédiments du Saint-Laurent*, mai 1992.

recommandations s'appuient sur les mêmes études que le document de 1992 cité par le MENV, et aussi sur l'information complémentaire disponible depuis lors, et, à ce titre elles constituent à notre avis une meilleure base pour l'évaluation de la qualité des sédiments. Selon notre compréhension, les recommandations de 2001 remplacent les critères intérimaires de 1992.

QC-64. Le texte de la section 4.2.6.1 indique qu'« un seul dépassement du RPQS est enregistré pour le cadmium, en ce qui concerne la teneur maximale » (p. 4-24) alors que trois dépassements du RPQS sont constatés (cadmium, cuivre et zinc) au tableau 4.10. Expliquer.

R-64 : Le texte de la section 4.2.6.1 devrait se lire : Les teneurs maximales dépassent légèrement le RPQS pour trois paramètres — le cadmium, le cuivre et le zinc — mais demeurent nettement inférieures au CEP.

QC-65. Pourquoi la qualité des sédiments du Canal de Beauharnois (données historiques) et celle des sédiments au voisinage du lieu d'implantation de la centrale (données récentes) sont-elles comparées à deux critères différents, le RPQS dans le premier cas et le CEP dans le second ?

R-65 : Les tableaux 4.#0 et 4.11 permettent en fait de comparer les données historiques et les données récentes tant avec les RPQS qu'avec les CEP. Le tableau 4.11 montre que les données récentes sur la qualité des sédiments prélevés aux abords de la centrale montrent que les concentrations sont en général inférieures au RPQS. Toutefois, de faibles dépassements du RPQS sont observés pour le cuivre. Les concentrations de chrome excèdent toutes le RPQS et l'une d'entre elles excède aussi légèrement le CEP. Deux des trois échantillons de sédiments analysés pour les BPC totaux dépassent le RPQS, l'un d'entre eux s'approchant du CEP.

Section 4.2.7.2 Qualité des sols

QC-66. Les piézomètres et les tranchées mentionnés dans le texte (p. 4-30) correspondent-ils respectivement aux puits d'observation et aux fossés d'exploration de la figure 4.5 ?

R-66 : Oui. Tous les piézomètres et les tranchées mentionnés dans le texte se rapportent à la figure 4.5.

QC-67. Puisque des activités agricoles ont été pratiquées sur le terrain, il serait pertinent de faire analyser les échantillons de sol et d'eau souterraine pour d'autres paramètres susceptibles de contaminer ces milieux à la suite des activités agricoles, tels que l'azote ammoniacal (eau souterraine) et les pesticides (eau souterraine et sol). Également, il pourrait s'avérer pertinent d'ajouter le fluorure, l'aluminium et le mercure qui pourraient provenir de l'Alcan et de PPG Industries via les émissions atmosphériques (eau souterraine et sol).

R-67 : À titre de dépistage, Hydro-Québec fera quelques analyses des concentrations en azote ammoniacal et en pesticides dans l'eau souterraine de puits d'observation représentatifs. Quelques échantillons de sols seront aussi prélevés et analysés pour les pesticides pour lesquels des critères ont été établis.

En ce qui concerne l'aluminium et le mercure, ils ont été tous deux analysés dans les eaux souterraines. Étant donné l'abondance de l'aluminium dans les sols naturels, nous ne croyons pas utile d'analyser ce paramètre dans les sols du site. Les concentrations en fluorures (eau et sol) et en mercure (sol) seront mesurés sur quelques échantillons avant le début des travaux de construction.

QC-68. Dans les analyses chimiques de sols, le rapport devrait préciser la profondeur à laquelle les échantillons ont été prélevés ainsi que la nature des dépôts (argile, silt, terre végétale, etc.).

R-68 : Voici la profondeur à laquelle les échantillons de sols ont été prélevés.

F8:	0 – 0,8 m
F19:	4,1 – 4,75 m
F20:	0,8 – 1,5 m
F21:	0,8 – 1,5 m
TP-01-01:	0,0 - 0,7 m
TP-01-02:	0,05 - 0,7 m
TP-01-03:	0,1 - 0,7 m
TP-01-04:	0,2 - 1,2 m
TP-01-05:	0,3 - 0,9 m
TP-01-06:	0,0 - 1,0 m
TP-01-07:	0,0 - 1,0 m
TP-01-08:	0,0 - 1,0 m

La nature des dépôts est indiquée dans les logs de forage présentés en annexe 5 de ce document.

QC-69. Seulement douze échantillons de sol ont été soumis à des analyses chimiques, ce qui est peu pour des installations qui occuperont une superficie de 13 hectares. Les échantillons ont tous été prélevés dans le secteur des installations futures. Il pourrait s'avérer pertinent de prélever des échantillons et d'installer des puits d'observations supplémentaires afin d'effectuer un suivi environnemental sur l'ensemble du site, de manière à pouvoir établir la teneur de fond pour une éventuelle réhabilitation du site à la fin des activités ou lors de déversements accidentels en cours d'exploitation. En effet, pour tous les paramètres qui n'ont pas été analysés dans les sols, le Ministère considère que la teneur initiale est égale ou inférieure au critère « A ». De la même manière, pour tous les paramètres qui n'ont pas été analysés au départ dans l'eau souterraine, le Ministère considère que leur présence au-delà de la limite de quantification constitue une contamination.

R-69 : Des puits d'observations supplémentaires seront forés et d'autres échantillons de sols seront prélevés à l'extérieur du secteur des installations futures pour compléter la caractérisation. Les puits d'observation seront aménagés à la fin des travaux de construction, afin de ne pas les perdre au cours des travaux. L'ensemble des paramètres à analyser cités dans la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés et pour lesquels des critères ont été établis, seront analysés dans les eaux et les sols de deux échantillons jugés

représentatifs. D'autres échantillons seront ajoutés par la suite pour les paramètres dont les concentrations excéderont le critère A.

Section 4.3.3.2 Espèces floristiques

QC-70. Il est dit qu'aucune espèce menacée ou vulnérable n'est répertoriée dans la zone d'étude. Cependant, la Figure 6 (Volume 3) identifie deux endroits dans la zone d'étude où il y aurait une espèce vulnérable ou menacée. Qu'en est-il ?

R-70 : Effectivement, il n'y a aucune espèce vulnérable ou menacée dans la zone d'étude. On y trouve seulement des espèces susceptibles d'être désignées vulnérables ou menacées. La légende de la figure 6 a été modifiée (voir annexe 1) afin d'afficher les nouveaux libellés suivants :

- Espèce susceptible d'être désignée vulnérable ou menacée (Flore)*
- Espèce susceptible d'être désignée vulnérable ou menacée (Faune)*

Section 4.4.2.2 Santé

QC-71. Présenter les statistiques pour les naissances et les mortalités en pourcentage ou en proportion, pour favoriser la comparaison avec le reste du Québec.

R-71 : En 1996, le taux de natalité s'établissait à 1,3 % (Beauharnois) et à 1,0 % (Melocheville) comparativement à 1,2 % pour l'ensemble du Québec. En ce qui concerne le taux de mortalité, celui-ci s'établissait en 1996 à 0,8 % (Beauharnois) et à 0,6% (Melocheville), comparativement à 0,7 % pour l'ensemble du Québec.

Section 4.4.5.6 Adduction d'eau et d'égout

QC-72. Le site pourrait-il être desservi par le système municipal d'aqueduc et d'égout ? Pourquoi ?

R-72 : Il est possible que le site soit desservi par le réseau municipal d'aqueduc. Par contre, il est peu probable que le site soit desservi par le réseau d'égouts, en raison de son éloignement et du fait que le raccordement entre les deux réseaux ne pourrait se faire d'une façon gravitaire.

CHAPITRE 6 DESCRIPTION ET ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX**Section 6.1.1 Qualité de l'air, émissions et scénarios de simulation**

QC-73. Les valeurs utilisées dans les simulations sont les émissions atmosphériques résultant de la production maximale d'électricité qui survient en hiver puisqu'il s'agirait du pire cas (« les émissions hivernales de contaminants constituent le pire cas, car elles sont supérieures aux émissions estivales », page 6-7). Pourtant, selon les informations des pages 3-9 et 3-27, les émissions avec la postcombustion, qui serait utilisée en été, sont plus importantes. Expliquer.

R-73 : Le tableau 3.5 de la page 3-37 présente les concentrations typiques sans postcombustion et avec postcombustion (débit des gaz aux brûleurs d'appoint : 10 % du débit aux turbines à gaz). Avec la postcombustion en été, la concentration de certains contaminants dans les gaz de combustion augmente, mais le débit des gaz d'échappement et la charge (kg/h) de contaminants demeurent inférieures au débit des gaz d'échappement et à la charge de contaminants sans postcombustion en hiver. Notez aussi que dans le tableau 6.1 de la section 6.1.1, une faible postcombustion a été considérée en hiver pour deux des quatre technologies à l'étude.

Tableau 6.1

QC-74. Aux pages 3-28 et 3-29, on présente le bilan annuel des émissions atmosphériques « dressé en considérant que les émissions seraient constamment égales aux valeurs maximales prévues ». Pourquoi les valeurs utilisées pour la simulation (NO₂, MP, SO₂, NH₃ et H₂SO₄ du tableau 6.1) sont-elles plus faibles alors qu'elles sont censées représenter le pire cas ?

R-74 : Le tableau 3.6 de la page 3-28 présente le bilan annuel des émissions, basé sur les valeurs maximales prévues pour la consommation moyenne annuelle de gaz naturel, de l'option qui émet le plus d'un contaminant donné sur une base annuelle. En fait, pour chaque contaminant, il peut s'agir d'une configuration différente. Il est alors possible que pour un contaminant particulier, les émissions du tableau 6.1, qui présente pour chaque configuration les émissions maximales en hiver, soient inférieures aux émissions du tableau 3.6. C'est le cas par exemple pour le CO des turbines Alstom. Pour chacun des contaminants, il y a toujours au moins une configuration au tableau 6.1 pour laquelle les émissions instantanées, lorsque ramenées sur une base annuelle, sont supérieures aux émissions annuelles du tableau 3.6. Les émissions présentées au tableau 6.1 représentent donc le pire cas de chacune des technologies à l'étude.

Tableau 6.2

QC-75. Pourquoi la valeur maximale pour l'air ambiant pour les PST (1 an) ne correspond-elle pas à la valeur maximale du tableau 4.6 ?

R-75 : Parce que la station jugée la plus représentative au point d'impact maximum de la centrale (page 6-10) est la station de l'aréna (maximum annuel de 37 µg/m³ au tableau 6.2) et non la station Valois (maximum annuel de 43 µg/m³ au tableau 4.6).

Section 6.1.1.2.1 Méthodologie d'évaluation des concentrations de contaminants dans l'air ambiant

QC-76. Fournir les sorties de BPIPPRIME (vues en plan et coupes schématiques BPIP, position des cheminées GE) et un exemplaire d'un fichier d'entrée du modèle, tel que demandé dans le *Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique*.

R-76 : Le programme BPIPPRIME de l'EPA ne crée pas de vues en plan ou de coupes schématiques. Les dessins 014393-0000-40DD-0002 et 014393-0000-40DD-0004 de la deuxième section du volume 3 présentent une vue en plan et une coupe des installations pour les turbines GE. Les dimensions des bâtiments et la position des cheminées y sont bien illustrées. Les autres configurations sont aussi présentées dans le volume 3.

Les fichiers d'entrée-sortie de BPIPPRIME et un exemplaire des fichiers d'entrée du modèle a été transmis par courrier électronique au MENV.

Section 6.1.1.2.2 Concentrations de contaminants dans l'air ambiant

QC-77. On mentionne (page 6-12) que la concentration des HAP est exprimée en HAP totaux, alors que le critère du MENV est en équivalent toxique par rapport au B(a)P. Est-il possible de calculer la contribution du projet en équivalent toxique, pour permettre la comparaison avec le critère ?

R-77 Le critère du MENV pour les HAP dans l'air ambiant correspond à un risque additionnel de cancer de 10^{-6} , soit un cas additionnel sur un million de personnes pour une exposition à très long terme. Le critère de $0,9 \text{ ng/m}^3$ sur une base annuelle est basé sur la toxicité à long terme du B(a)P. Les HAP sont considérés compte tenu de leur toxicité relative par rapport au B(a)P à partir de la relation suivante :

$$\text{Concentration HAP} = \sum (f_n \times I_n)$$

où : f_n = facteur d'équivalence de toxicité
 I_n = concentration de l'isomère i

Les facteurs d'équivalence de toxicité utilisés par le MENV sont présentés au tableau suivant. Seuls les HAP reconnus cancérigènes ou potentiellement cancérigènes sont considérés.

Bien que clairement défini, le critère du MENV pour les HAP demeure difficile à appliquer, puisque la plupart des composés ne sont pas mesurés par les réseaux de mesure de HAP dans l'air ambiant. À Beauharnois, seul le B(a)P fait l'objet d'un suivi dans l'air ambiant. Le même problème survient pour les mesures à la source.

Critère de toxicité de divers HAP par rapport au B(a)P

HAP (I)	Facteur (f)
Benzo(a)pyrène	1,0
Benzo(a)anthracène	0,1
Benzo(b)fluoranthène	0,1
Benzo(j)fluoranthène	0,1
Benzo(k)fluoranthène	0,1
Dibenzo(a,j)acridine	0,1
Dibenzo(a,h)acridine	0,1
7-H-dibenzo(c,g)carbazole	1,0
Dibenzo(a,e)pyrène	1,0
Dibenzo(a,h)pyrène	10,0
Dibenzo(a,i)pyrène	10,0
Dibenzo(a,l)pyrène	10,0
Indéno(1,2,3-c,d)pyrène	0,1
5-Méthylchrysène	1,0
Chrysène	0,01
1-Nitropyrene	0,1
4-Nitropyrene	0,1
1,6-Dinitropyrene	10,0
1,8-Dinitropyrene	1,0
6-Nitrochrysène	10,0
2-Nitrofluorène	0,01

Pour les émissions de la centrale, la base de données californienne de facteurs d'émission (California Air Toxics Emission Factor (CATEF))³ contient des facteurs d'émissions pour dix-sept composés de la famille des HAP pour la combustion du gaz naturel dans une turbine à gaz. Le tableau suivant présente ces facteurs exprimés en nanogrammes par mégajoule d'énergie à l'alimentation sur le pouvoir calorifique inférieur du gaz naturel. Le B(a)P ne représente que 0,6 % des HAP émis par une turbine à gaz. Le même tableau présente aussi le calcul du facteur d'émission de HAP exprimé en équivalent toxique par rapport au B(a)P. Les facteurs d'équivalence toxique définis dans le document de support au critère du MENV et des facteurs dérivés des critères californiens ont été utilisés dans le calcul. Ainsi, les 1 004 ng/MJ de HAP totaux émis par la combustion du gaz naturel dans les turbines correspondent à seulement 19,3 ng/MJ d'équivalent toxique de B(a)P, soit 1,9 % des HAP totaux.

³ http://www.arb.ca.gov/app/emsinv/catef_form.html

Calcul de l'équivalence toxique par rapport au B(a)P des HAP émis par la centrale

Composé	Facteur d'émission (ng/MJ)	% des HAP	Facteur d'équivalence toxique (MENV)	Facteur d'émission (ng B(a)P éq. /MJ)
Acénaphthène	8,2	0,8 %		0,0
Acénaphthylène	6,4	0,6 %		0,0
Anthracène	14,7	1,5 %		0,0
Benzo(a)anthracène	9,8	1,0 %	0,1	1,0
Benzo(a)pyrène	6,0	0,6 %	1,0	6,0
Benzo(b)fluoranthène	4,9	0,5 %	0,1	0,5
Benzo(e)pyrène	0,2	0,0 %		0,0
Benzo(g,h,i)perylène	5,9	0,6 %		0,0
Benzo(k)fluoranthène	4,8	0,5 %	0,1	0,5
Chrysène	10,9	1,1 %	0,01	0,1
Dibenz(a,h)anthracène	10,2	1,0 %	1,0 *	10,2
Fluoranthène	18,7	1,9 %		0,0
Fluorène	25,2	2,5 %		0,0
Indéno(1,2,3-cd)pyrène	10,2	1,0 %	0,1	1,0
Naphthalène	720,0	71,7 %		0,0
Phénanthrène	135,8	13,5 %		0,0
Pyrène	12,0	1,2 %	0,0	0,0
Total	1 004,0	100,0 %		19,3

* Basé sur le « Inhalation Unit Risk » du composé par rapport au B(a)P selon les « California Cancer Potency Values (December 2001) »

Les résultats de l'étude de dispersion atmosphérique pour les HAP présentés au tableau 6.3 à la page 6-12 de l'étude d'impact ont été révisés (voir le tableau ci-après) compte tenu de la toxicité des HAP émis par la centrale par rapport au B(a)P. La caractérisation du niveau ambiant est cependant uniquement basée sur les mesures du B(a)P dans l'air ambiant. Ces résultats sont présentés au tableau suivant. Ainsi, la contribution maximale de la centrale au niveau des HAP dans l'air ambiant exprimés en équivalent toxique par rapport au B(a)P ne représente que 0,12 % du critère du MENV, contrairement à la valeur de 6 % de l'étude d'impact qui ne considèrerait pas la toxicité relative des HAP par rapport au B(a)P.

**Contribution de la centrale au niveau de HAP dans l'air ambiant
(HAP exprimés en équivalent toxique par rapport au B(a)P)**

	Concentration B(a)P (ng/m ³)	% par rapport au critère du MENV (0,9 ng/m ³)
Niveau ambiant moyen B(a)P à la station de l'aréna (Alcan)	1,0	111 %
Contribution moyenne de la centrale au point d'impact maximum HAP (équivalent toxique par rapport au B(a)P)	0,0011	0,12 %

Section 6.1.2.1.1 Eaux pluviales

QC-78. Localiser le bassin de sédimentation temporaire.

R-78 ; Le bassin de sédimentation des eaux pluviales apparaît au dessin 41DD-0001 (volume 3).

Section 6.1.2.2.2 Effet thermique du rejet des eaux de circulation et de refroidissement

QC-79. Il est dit en page 6-23 que le MENV recommande une augmentation maximale de 0,5 °C à l'extérieur de la zone de mélange, comme critère de protection de la vie aquatique. Or, le MENV depuis plusieurs années n'a plus cette valeur, mais recommande plutôt que :

« Toute augmentation artificielle de la température ne doit pas :

- modifier la température de l'eau sur tout un tronçon de rivière ou une portion de lac avec pour résultat le déplacement prévisible ou la modification des populations aquatiques présentes ou potentielles ;
- altérer certaines zones sensibles localisées, telle une frayère ;
- tuer les organismes vivants à proximité d'un rejet.

De plus, le milieu ne doit pas subir de changements brusques de température occasionnés, par exemple, par un arrêt subi d'un rejet thermique en saison froide. »⁴.

R-79 : De façon à traduire en termes quantitatifs les objectifs du MENV, un seuil de 0,5 °C à la limite de la zone de mélange a été retenu. Ce seuil n'est pas un critère de qualité de l'eau, mais plutôt un indicateur utilisé pour l'évaluation des impacts thermiques.

La superficie touchée par le rejet thermique sera très faible en comparaison du canal. La zone de fraie la plus proche est située à environ 350 m en aval du rejet (voir figure 4, annexe F, volume 2). À proximité de la frayère, la hausse de température sera inférieure à 0,5 °C, soit un niveau qui n'altérera pas la fraie.

La hausse de température à la sortie est de 10 °C, mais cette hausse décroît rapidement quand on s'éloigne et n'est plus que de 1 °C à 5 m en aval de l'émissaire. Cette hausse de température dans une zone très restreinte n'entraînera pas la mortalité des organismes vivant à proximité du rejet.

Les arrêts complets de centrale seront peu fréquents, mais dans un tel cas, la diminution de température dans la zone de diffusion de l'eau de circulation sera de moins de 1 °C à plus de 5 m en aval du rejet. Le changement de température de l'eau n'entraînera donc pas de mortalité des organismes aquatiques.

⁴ Ministère de l'Environnement, 2001. *Critères de qualité de l'eau de surface au Québec*, ministère de l'Environnement, Direction du suivi de l'état de l'environnement, Québec, 430 p., www.menv.gouv.qc.ca/eau.

Les circonstances rares dans lesquelles l'augmentation de température dans l'émissaire pourrait atteindre 17 °C (voir réponse à la question 39) ne devraient pas non plus engendrer de mortalité, puisque le réchauffement de l'eau du canal ne sera que de 1 °C à 12 m de l'émissaire et de 0,6 °C à 300 m de celui-ci.

Section 6.1.2.2.3 Effets du régime thermique sur le régime des glaces

QC-80. On explique la façon dont le débit du canal de Beauharnois est géré de manière à empêcher la formation de frasil à l'amont de la centrale de Beauharnois. Les impacts du rejet liquide (compte tenu de sa toxicité, notamment) sont-ils évalués en tenant compte du débit minimum ?

R-80 : Pour les paramètres de la qualité de l'eau conventionnels, telle la température, les effets du rejet liquide sont évalués compte tenu du débit d'étiage 7Q2 (débit minimal pendant 7 jours consécutifs avec une récurrence d'une fois tous les deux ans – voir p. 6-23 et 6-24), tel que l'exige le MENV. Pour les paramètres toxiques, le débit 7Q10 (récurrence de 10 ans – voir tableau 6.8.) est utilisé pour évaluer l'effet de l'effluent. Exception faite du chlore résiduel, les critères de toxicité chronique sont respectés à la sortie de l'émissaire de la centrale. À la limite de la zone de mélange, à environ 20 m de l'émissaire, le critère de toxicité chronique du chlore résiduel est rencontré.

Section 6.1.3 Dynamique et qualité des sédiments

QC-81. Le rapport indique qu'environ 20 000 m³ de sédiments seront déposés dans des bassins de sédimentation aménagés en rive. Selon les résultats d'analyse des sédiments présentés à la section 4.6.2, il y a deux échantillons qui se retrouvent dans la plage « A-B » de la *Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés* pour les paramètres analysés, soit S-S-1 en chrome, cuivre et nickel et S-S-4 en BPC. Nous considérons que les sédiments déposés dans les bassins de sédimentation ne se retrouvent plus sur leur terrain d'origine, au sens de l'article 3 du *Règlement sur l'enfouissement des sols contaminés*.

R-81 : Les sédiments excavés lors des travaux seront déposés dans des aires de dépôt des matériaux de dragage aménagés à l'intérieur des limites du site d'implantation de la centrale. Un géotextile recouvrira le fond des aires de dépôt afin de séparer les sédiments des sols.

Il convient de noter que les concentrations de cuivre, de nickel et de chrome retrouvées dans l'échantillon SS-1 dépassent légèrement le critère A pour les sols, tout comme le tiers des échantillons de sols dépassent aussi légèrement le critère A pour un ou plusieurs paramètres. Des sédiments ayant possiblement une contamination légère dans la plage « A-B » seront donc déposés sur des sols ayant possiblement une contamination légère dans la plage « A-B ». Avant le début des travaux, une caractérisation détaillée sera réalisée dans les sédiments et les sols de l'aire de dépôt des sédiments afin d'évaluer la variation spatiale des paramètres d'intérêt, incluant les BPC, en vue de respecter l'esprit de la Politique.

QC-82. Les sédiments qui sont dragués et déposés en milieu terrestre doivent être considérés comme des sols. La majorité des sédiments dragués seront vraisemblablement sous le critère « A » et pourront être utilisés sans restriction. Lors du dragage, des échantillons

représentatifs de sédiments devront donc être prélevés et analysés, afin de séparer les sédiments qui sont sous le critère « A » des autres. Les sédiments dans la plage « A-B », dans la plage « B-C » ou supérieurs au critère « C » devront être gérés en respectant le tableau 2 de la *Politique* et le *Règlement sur l'enfouissement des sols contaminés*.

R-82 : Des échantillons représentatifs de sédiments seront prélevés et analysés lors du dragage, pour compléter les données recueillies lors de la caractérisation détaillée, s'il y a lieu. La gestion des sédiments excavés dans le canal sera faite selon leur qualité chimique, tel que décrit à la réponse de la question 81.

Section 6.1.4 Qualité des sols

QC-83. On présente des mesures de protection pour éviter la contamination des sols et préserver la qualité de l'eau souterraine. Dans le cas d'un déversement accidentel, en plus de récupérer le produit déversé, il est important d'excaver les sols souillés par le déversement, afin d'éviter toute migration des contaminants vers l'eau souterraine. Ces sols devront également être gérés selon la grille de gestion présentée au tableau 2 de la *Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés*.

R-83 : Dans le cas d'un déversement accidentel de contaminants en milieu terrestre, la récupération du produit déversé implique bien entendu l'excavation de la partie des sols souillés lors du déversement et leur gestion en conformité avec la grille de gestion des sols contaminés excavés intérimaire (Tableau 2 de la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés).

Section 6.2.2.2 Ichtyofaune

QC-84. On dit en page 6-34 que des mesures d'atténuation de la mortalité des alevins par entraînement dans la prise d'eau sont à l'étude avec Pêches et Océans. Présenter ces mesures.

R-84 : Le dernier paragraphe de la section 6.2.2.2 (page 6-34) est remplacé par le texte suivant :

« Le 19 novembre 2001, une demande d'autorisation au titre de la loi canadienne sur les pêches a été déposée auprès de Pêches et Océans Canada. Par la suite, en février 2002, dans le cadre du projet à l'étude, un rapport préliminaire a été transmis à Pêches et Océans afin de les informer des concepts retenus pour la prise d'eau et l'émissaire de la future centrale du Suroît. Une copie de la version préliminaire de l'étude d'impact du projet, datée du mois de mars 2002, a également été transmise pour permettre à Pêches et Océans de poursuivre l'étude de la demande d'autorisation.

Au cours d'une rencontre de travail avec Pêches et Océans, ces derniers ont remis aux représentants d'Hydro-Québec Production un guide fournissant certaines informations sur la conception des prises d'eau. Au cours des contacts récents avec les représentants de Pêches et Océans, ceux-ci ont indiqué à Hydro-Québec Production qu'ils n'avaient pas encore procédé à une revue technique détaillée des ouvrages en eau proposés. De ce fait, les mesures d'atténuation de la mortalité des alevins ne sont pas encore définies. Cependant, la variante 3 est configurée de telle sorte que la prise d'eau ne se trouve pas à proximité immédiate de la rive,

elle est donc en dehors de la zone principale d'alevinage. Par ailleurs, les grilles qui sont prévues réduiront l'entraînement des poissons adultes de taille telle qu'ils ne pourront les franchir. »

QC-85. En page 6-35, le critère de toxicité chronique applicable pour le chlore est de 0,003 mg/l et non de 0,0058 mg/l. Plus haut dans le même paragraphe, il est dit que « diverses solutions ont été envisagées » autre que la chloration pour le traitement de l'eau de circulation. Présenter ces alternatives avec leurs avantages et inconvénients.

R-85 : Nous prenons note du critère de 0,003 mg/l. Pour ce qui est des solutions envisagées pour le traitement du circuit d'eau de circulation, voir la réponse à la question QC-42.

QC-86. À la même page, le danger des additifs pour le milieu doit être évalué idéalement à partir des critères de qualité de l'eau de surface du Québec cités précédemment. Pour la morpholine, le critère assurant la protection de la vie aquatique à long terme est de 0,48 mg/l. Reprendre l'évaluation de l'impact de ce rejet sur cette base.

R-86 : Le critère de 0,48 mg/l est mentionné dans le rapport principal au tableau 6.8 (voir réponse à la question 87). L'effluent combiné avant son mélange aux eaux de circulation aura une concentration de 6,8 mg/l tel qu'indiqué au tableau 6.8. En considérant un facteur de dilution de 100 (alors que le facteur réel obtenu par le mélange avec les eaux de circulation est de 4 700), la concentration résultante sera de 0,07 mg/l (en réalité 0,0014 mg/l) à la sortie même de l'émissaire et respectera le critère de 0,48 mg/l.

QC-87. Au tableau 6.8, le critère de toxicité du MENV pour les matières en suspension est une augmentation de 5 mg/l et non une augmentation de 10 mg/l.

R-87 : Le critère de toxicité chronique pour les matières en suspension est effectivement de 5 mg/l. Le critère de toxicité aiguë (augmentation de 25 mg/l) a aussi été ajouté. Le tableau 6.8 corrigé figure ci-après.

Tableau 6.8 révisé Qualité de l'effluent selon les critères du MENV

Paramètre	Effluent combiné ⁽¹⁾	Critère de protection de la vie aquatique		
		Santé humaine (mg/l)	Toxicité aiguë (mg/l)	Toxicité chronique (mg/l)
Sulfates	245	500	300	Sans objet
Chlorures	28	250	860	230
Sodium	140	200	Sans objet	Sans objet
Matières en suspension	16	Sans objet	Augmentation de 25 mg/l	Augmentation de 5 mg/l
Huiles et graisses	5	Sans objet	Sans objet	0,01
Morpholine	6,8	Sans objet	11	0,48
Phosphore total	0,025	Sans objet	Sans objet	0,03

Note:

Critère de toxicité aigu : le critère s'applique à la sortie de l'émissaire.

Critère de toxicité chronique : le critère s'applique à la limite de la zone de mélange définie à partir du débit d'étiage 7Q10.

⁽¹⁾ Effluent liquide combiné avant mélange aux eaux de refroidissement. Cet effluent comprend les eaux de purge des chaudières et l'effluent de l'unité de déminéralisation. La comparaison avec le critère de toxicité chronique est faite à partir des caractéristiques réelles de l'effluent mélangé aux eaux de refroidissement, compte tenu du facteur de dilution de 1 000.

Section 6.3.1 Orientations d'aménagement et affectation du territoire

QC-88. On fait référence à la réglementation municipale qui interdit les centrales thermiques sur le territoire, réglementation que la municipalité entend modifier. Nous vous rappelons que toute demande de certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement devra être accompagnée d'un certificat de la municipalité attestant la conformité du projet aux règlements municipaux.

R-88 : Cette réglementation sera modifiée dans un proche avenir. La première demande de certificat d'autorisation présentée en vertu de l'article 22 sera accompagnée d'un certificat de la municipalité attestant que le projet ne contrevient pas aux règlements municipaux.

Section 6.3.4.1 Réseau routier

QC-89. Le ministère des Transports nous informe qu'il n'y a pas de conflit entre l'emprise prévue pour l'autoroute 30 et celle de la centrale. Cependant, un problème pourrait surgir si les deux projets sont construits simultanément, entre autres au niveau du chevauchement des routes d'accès. Préciser vos intentions à cet égard.

R-89 : Selon le calendrier des travaux proposé, la majeure partie des travaux de génie civil aura principalement lieu sur une période de 12 mois, l'année 2004 correspondant à la période de travaux la plus intense. D'autre part, selon les informations obtenues auprès du ministère des Transports, la construction de l'autoroute 30 dont la longueur totalise plus de 35 kilomètres ne pourra démarrer, dans le meilleur des scénarios, avant l'été 2004. Il est donc fort peu probable que la période de pointe des travaux de deux projets se chevauchent, particulièrement dans le secteur immédiat de la centrale du Suroît.

Toutefois, dans l'éventualité où les deux projets seraient réalisés simultanément, il a été convenu avec les représentants du ministère des Transports que les travaux prévus sur les chantiers de la centrale et de l'autoroute voisine feraient l'objet d'une coordination entre les deux organismes, de manière à éviter tout problème de chevauchement possible, notamment en regard des chemins d'accès aux différents sites de travaux.

Section 6.3.4.3 Réseau gazier

QC-90. Il est dit que l'exploitation de la centrale augmentera de 20 % la consommation québécoise de gaz naturel. Quel sera l'impact de cette augmentation sur la fluctuation des prix du gaz, sur la sécurité de l'approvisionnement, etc. ? Par ailleurs, l'évolution à long terme du prix du gaz naturel risque-t-elle d'avoir des impacts sur les coûts de production de la future centrale ?

R-90 : Le prix du gaz est fixé par l'offre et la demande dans l'ensemble du Canada et des États-Unis. Bien que la consommation de gaz naturel de la centrale du Suroît soit importante à l'échelle du Québec, elle n'est pas de nature à influencer les prix des principaux indices de la valeur du gaz. Au niveau du coût du transport et de la distribution, l'impact devrait être neutre ou positif. Par ailleurs, l'augmentation de la consommation n'aura pas d'impact sur la sécurité d'approvisionnement. Sur le plan commercial, des stratégies d'approvisionnement adéquates

seront mises en place afin de réduire les impacts des fluctuations du gaz sur les coûts d'exploitation.

Section 6.3.6 Santé humaine

QC-91. La référence mentionnée à la page 6-49, (FPWGAQOG, 1999) n'apparaît pas à la bibliographie. C'est le cas de beaucoup d'autres références.

R-91 : La bibliographie a été revue, corrigée et reproduite en annexe de ce document.

QC-92. L'utilisation des concentrations de particules de taille inférieure à $2,5\mu\text{m}$ ($\text{PM}_{2,5}$) mesurées à Sainte-Anne-de-Bellevue pour évaluer les concentrations avant-projet à Melocheville pourrait entraîner une certaine sous-estimation du résultat final puisque la zone à l'étude est plus industrialisée que le secteur de Sainte-Anne-de-Bellevue.

Les postes de mesures de l'Alcan à Beauharnois nous donnent des informations sur les niveaux de particules totales (PST) et inférieures à $10\mu\text{m}$ (PM_{10}) et il est possible d'estimer sommairement à partir de ces informations quelles pourraient être les concentrations de $\text{PM}_{2,5}$ correspondantes. Les valeurs observées à Beauharnois de PST et de PM_{10} présentent des moyennes supérieures à celles de Sainte-Anne-de-Bellevue (environ 25 %). En conservant les mêmes rapports $\text{PM}_{2,5}/\text{PST}$ et $\text{PM}_{2,5}/\text{PM}_{10}$ on peut extrapoler des valeurs au 98^e centile de $\text{PM}_{2,5}$ à Beauharnois de l'ordre de $35\mu\text{g}/\text{m}^3$ au lieu de $28\mu\text{g}/\text{m}^3$. On observe alors un dépassement du critère (MENV et standard pancanadien) sans l'apport de la future centrale. Même si cette extrapolation comporte un certain degré d'imprécision nous croyons qu'elle nous permet tout de même de croire que l'évaluation actuelle des concentrations avant-projet en $\text{PM}_{2,5}$ ($28\mu\text{g}/\text{m}^3$) pourrait être sous-estimée.

R-92 : En appliquant l'hypothèse du MENV à l'effet que les concentrations de $\text{PM}_{2,5}$ à Beauharnois soient systématiquement 25 % plus élevées que celles obtenues à Sainte-Anne-de-Bellevue, on obtiendrait une valeur 98^e centile de $\text{PM}_{2,5}$ de $36\mu\text{g}/\text{m}^3$ au lieu de $28\mu\text{g}/\text{m}^3$. Le tableau 6.4 a été révisé en fonction de cette hypothèse.

Compte tenu des niveaux ambiants et d'une conversion totale des gaz précurseurs (NH_3 , SO_2 et H_2SO_4) en particules fines, la centrale fait augmenter la valeur du 98^e centile journalier de $0,4\mu\text{g}/\text{m}^3$ à $1,9\mu\text{g}/\text{m}^3$ au plus, aux trois récepteurs considérés. Pour ce qui est de la moyenne annuelle, l'augmentation maximale varie entre $0,4$ et $1,2\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Compte tenu des hypothèses de travail, l'effet réel de la centrale serait de l'ordre de deux à dix fois inférieur aux résultats maximaux présentés au tableau 6.4. L'effet réel des émissions atmosphériques de la centrale sur les niveaux de particules fines dans l'air serait ainsi très faible et ces émissions ne compromettraient pas l'atteinte des standards pancanadiens en 2010.

Tableau 6.4 révisé Contribution potentielle de la centrale aux concentrations de particules fines ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) dans l'air ambiant

Récepteurs	Distribution en fréquence (centile)							Maximum	Moyenne
	50 ^e	75 ^e	85 ^e	90 ^e	95 ^e	98 ^e	99 ^e		
2,5 km à l'est, chemin Saint-Louis									
Niveau de fond ⁽¹⁾	9,6	15,3	19,3	24,6	30,6	36,0	46,5	73,5	12,3
Centrale ⁽²⁾ (émissions primaires)	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,6	1,1	0,09
Centrale (émissions primaires et secondaires potentielles)	0,1	1,3	3,0	4,7	6,2	7,9	9,0	15,3	1,2
Total (minimum) ⁽³⁾	9,7	15,3	19,3	24,6	30,6	36,0	46,5	73,5	12,3
Total (maximum)	11,3	16,2	19,7	24,8	31,0	36,4	46,5	73,5	13,5
4 km au nord-est, Beauharnois									
Niveau de fond ⁽¹⁾	9,6	15,3	19,3	24,6	30,6	36,0	46,5	73,5	12,3
Centrale ⁽²⁾ (émissions primaires)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,4	0,6	0,04
Centrale (émissions primaires et secondaires potentielles)	0,0	0,7	1,0	1,8	3,3	5,0	5,7	8,3	0,6
Total (minimum) ⁽³⁾	9,7	15,4	19,3	24,6	30,6	36,0	46,5	73,5	12,3
Total (maximum)	10,5	15,8	20,2	24,8	31,6	36,0	46,5	73,5	12,9
3 km au nord-ouest, Melocheville (Beauharnois)									
Niveau de fond ⁽¹⁾	9,6	15,3	19,3	24,6	30,6	36,0	46,5	73,5	12,3
Centrale ⁽²⁾ (émissions primaires)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,8	0,03
Centrale (émissions primaires et secondaires potentielles)	0,0	0,0	0,8	1,5	2,5	4,3	6,2	11,3	0,4
Total (minimum) ⁽³⁾	9,7	15,5	19,3	24,6	30,6	36,1	46,5	73,5	12,3
Total (maximum)	10,1	16,4	20,0	25,0	30,6	38,0	46,5	73,5	12,7

⁽¹⁾ Niveau de fond basé sur les mesures en continu de $\text{PM}_{2,5}$, en 1998 à Sainte-Anne-de-Bellevue. Les mesures ont été augmentées de 25 % pour tenir compte du caractère plus industriel de Beauharnois, selon l'hypothèse de travail suggérée par le MENV.

⁽²⁾ Basé sur les données météorologiques de Dorval en 1998, sur les taux d'émissions maximaux horaires en permanence et sur une conversion totale des gaz précurseurs de particules fines.

⁽³⁾ Total résultant de la somme des concentrations horaires calculées et mesurées disponibles simultanément

Minimum : niveau de fond et émissions primaires seulement.

Maximum : niveau de fond et émissions primaires et secondaires potentielles.

QC-93. Bien que la contribution relative de la centrale aux concentrations de $\text{PM}_{2,5}$ soit faible par rapport au critère, il y aurait lieu de bien évaluer son apport au secteur en termes de distribution en fréquence des moyennes journalières, de dépassements et de risques à la santé. Est-ce qu'un changement dans le niveau de fond pourrait amener une variation significative du risque pour la santé (mortalité, morbidité) ?

R-93 : En ce qui concerne les effets d'un bruit de fond plus élevé, les calculs des risques à la santé ont été repris à partir des données ayant servi à réviser le tableau 6.4 (voir Réponse-94). Les résultats obtenus sont présentés au tableau 6.9 révisé et montrent une légère augmentation des risques pour la santé. Ceux-ci deviendraient comparables, en termes d'ordre de grandeur, aux niveaux de risques calculés à partir des données d'air ambiant mesurées sur la rue Ontario,

à Montréal. Pour la population de la région de Beauharnois, et en considérant le niveau de risque maximal aux trois récepteurs considérés (tableau 6.4) en zone habitée, il s'ensuivrait que le nombre de décès additionnels s'établirait à une valeur comprise entre 0,0009 (émissions primaires) et 0,0184 décès par an (émissions primaires et secondaires) plutôt que la valeur comprise entre 0,0006 et 0,01 citée à l'étude d'impact (p.6-50).

**Tableau 6.9 révisé Risques pour la santé liés aux particules fines (PM_{2.5})
Centrale du Suroît**

Paramètre	Risques pour la santé (par million de personnes par an)			
	Mortalité	HR (1)	HC (2)	VU (3)
Facteur de risque individuel (4)	2,6 x 10 ⁻³	1,18 x 10 ⁻³	1,0 x 10 ⁻³	7,84 x 10 ⁻³
Niveau ambiant (5)	20,9	9,5	8,0	63,0
Niveau ambiant + centrale (6) Émissions primaires	21,0	9,5	8,1	63,3
Ambiant + centrale (7) Émissions primaires et secondaires potentielles	22,9	10,4	8,8	69,1
Montréal – Station 50104 – rue Ontario (8)	24,7	11,2	9,5	ND
Montréal – Station 50109 – angle des rues Duncan et Décarie (8)	43,3	19,6	16,7	ND

- Note :**
- (1) HR : Hospitalisations pour des troubles respiratoires.
 - (2) HC : Hospitalisations pour des troubles cardiaques.
 - (3) VU : Visites aux urgences d'hôpitaux liées à des troubles respiratoires ou cardiaques.
 - (4) Facteur de risque individuel : Probabilité / $\mu\text{g} \times \text{jour}/\text{m}^3$ (FPWGAQOG, 1999).
 - (5) Niveau ambiant : Année 1998 – Sainte-Anne de Bellevue x 1,25.
Risque pour la santé = facteur de risque individuel x SOM15
SOM15 : Sommation des concentrations journalières au-dessus de 15 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ soit 803,5 $\mu\text{g} \times \text{jour}/\text{m}^3$.
 - (6) Risque pour la santé = facteur de risque individuel x (SOM15 + SOM15-Prim)
SOM15-Prim : Incrément SOM15 de la centrale (émissions primaires) soit 3,7 $\mu\text{g} \times \text{jour}/\text{m}^3$.
 - (7) Risque pour la santé = facteur de risque individuel x (SOM15 + SOM15-Sec)
Som15-Sec : Incrément SOM15 de la centrale (émissions primaires et secondaires) soit 78,5 $\mu\text{g} \times \text{jour}/\text{m}^3$.
 - (8) Stations 50104 et 50109 à Montréal : le Groupe de travail sur les objectifs de qualité de l'air (FPWGAQOG, 1999) a calculé les risques à partir des concentrations mesurées de 1992 à 1994.

Section 6.3.7.2 Niveau sonore prévu pendant la construction

QC-94. La note (3) sous le tableau 6.11 voulant que l'impact sonore puisse être qualifié de très faible s'applique difficilement au point R-2 où les augmentations prévues sont respectivement de 7 et de 10 dB pour le jour et la nuit.

R-94 : Les travaux bruyants seront effectués de jour et de soir, entre 7 h et 19 h. Les augmentations de 7 et 10 dBA font référence aux périodes de jour et de soir seulement. L'évaluation de l'intensité de l'impact sonore n'est pas basée uniquement sur l'augmentation du niveau sonore. Elle tient également compte de la période du jour, de la continuité ou de l'intermittence du bruit émis, du type de bruit émis et de l'attitude de la communauté.

En considérant l'ensemble de ces facteurs (voir l'annexe G-6 du volume 2, page 2 de 5), le CNRn est de 50 ce qui correspond à une intensité faible qui aurait pu être qualifiée de très faible.

Notez toutefois que pour la suite de l'évaluation de l'importance de l'impact du bruit de la construction, on a considéré que l'intensité de l'impact est faible, en négligeant la note (3) du tableau 6.11. Cette approche permet de conclure, avec la méthodologie décrite au chapitre 5, que l'importance de l'impact sonore du bruit de la construction est faible, même si on considère que l'intensité est faible, au lieu de très faible.

Section 6.3.9 Paysage

QC-95. On énumère certaines rues (Dunant, Florent, Tisseur, etc.) où les résidences auront une vue sur la centrale projetée. Peut-on situer ces rues sur une figure ?

R-95 : La figure 16 a été modifiée (voir annexe 1) afin de localiser ces rues qui offriront une percée visuelle sur la centrale.

Section 6.3.9.3 Mesures d'atténuation proposées

QC-96. Des aménagements sont-ils prévus autour de la piste cyclable ?

R-96 Oui. Hydro-Québec Production entend aménager les abords de la centrale lorsque la piste cyclable passera à proximité du périmètre de la centrale, par la mise en place de talus ou d'écrans et d'aménagements paysagers.

Section 6.3.10 Gaz à effet de serre

QC-97. On dit (page 6-72) que « Le gaz naturel a le plus bas contenu en carbone des combustibles fossiles classiques, et la technologie de cycle combiné proposée pour la centrale du Suroît présente l'efficacité énergétique la plus élevée des technologies de production thermique disponibles sur le marché commercial pour des centrales de cette ampleur. » Un tableau comparant l'efficacité des différentes technologies de production électrique, y compris les technologies thermiques, aiderait à démontrer le bien-fondé de l'utilisation du gaz naturel.

R-97 : Le tableau suivant présente les émissions de GES en équivalent CO₂ par MWh d'électricité produite (électricité et vapeur dans le cas de la cogénération) pour diverses filières thermiques et pour différents combustibles. Les émissions de GES reliées aux réservoirs des barrages hydroélectrique sont également présentées. Une centrale à cycle combiné au gaz naturel émet environ trois fois moins de GES qu'une centrale classique au charbon. La centrale du Suroît émettra 50 % moins de GES par MWh produit que la moyenne des installations thermiques du nord-est des États-Unis.

Émissions de GES : comparaisons des filières thermiques et hydraulique

Filière thermique (efficacité nette)	Émissions de CO ₂ éq. (kg/MWh)
Centrale classique (chaudière) (35 %) ⁽¹⁾	
Charbon (nouvelles technologies)	900
Huile lourde	760
Gaz naturel	550
Turbine à gaz - Cycle simple (35 %) ⁽¹⁾	
Huile légère	750
Gaz naturel	550
Turbine à gaz - Cycle combiné (58 %) ⁽¹⁾	
Huile légère	470
Gaz naturel	350
Cogénération (65-85 %) ⁽²⁾	125
États-Unis ⁽³⁾	
Combustibles fossiles	910
Charbon	1 020
Huile	760
Gaz naturel	510
Northeast Power Coordinating Council ⁽³⁾ (Nouvelle-Angleterre et New-York)	
Combustibles fossiles	760
Charbon	1 000
Huile	825
Gaz naturel	540
Projet du Suroît (avec brûleurs "low-NOx") (58 %) ⁽¹⁾	350
Complexe La Grande ⁽⁴⁾	33
Hydro boréale ⁽⁴⁾	15
Éolien ⁽⁵⁾	8
Centrale Biomasse forêt ⁽⁵⁾	30
Centrale Biomasse plantation ⁽⁵⁾	25

(1) Basés sur les facteurs d'émission de Environnement Canada.

(2) L'efficacité d'une centrale de cogénération considère deux formes d'énergie de nature et de qualité différentes, soit l'électricité et la vapeur. Les émissions sont calculées en fonction de la quantité totale d'énergie utile.

(3) Emissions & Generation Resource Integrated Database (E-GRID), US-EPA

(4) Émissions de gaz à effet de serre (GES) des réservoirs boréaux, Hydro-Québec, direction Environnement, juillet 2000.

(5) Source : International Energy Association. (1998) Benign Energy ?

QC-98. Quantifier les réductions de GES attendues des mesures mentionnées au bas de la page 6-72. Est-il possible pour Hydro-Québec de mettre de l'avant un programme d'action permettant de compenser les augmentations annoncées par des réductions équivalentes, ou encore de soutenir le développement de formes d'énergie à faible émission de GES ?

Dans la même section, page 6-73, on conclut qu'il « n'est pas possible de déterminer l'importance de l'effet environnemental correspondant » aux émissions de GES. Nous croyons qu'il serait possible d'évaluer cet impact en considérant :

- le Plan d'action québécois sur les changements climatiques ;
- l'adhésion du Québec (décret numéro 1669-92 du 25 novembre 1992) aux objectifs de la convention des Nations Unies sur les changements climatiques (convention de Rio), qui sont entre autres de ramener les émissions de GES à leur niveau de 1990 pour l'an 2000 ;
- la position canadienne sur les accords de Kyoto.

R-98 : Quantification des réductions de GES

Les mesures mentionnées à la page 6-72 sont les suivantes :

- *Privilégier l'hydroélectricité*
- *Participation possible au marché des crédits de CO₂ lorsqu'un système de crédits sera mis en place au Canada*
- *Élaboration en partenariat avec d'autres intervenants de projets qui impliquent une réduction des émissions de CO₂ (promotion de véhicules électriques, achats d'électricité provenant de la valorisation des biogaz, développement de sources d'énergie alternative...)*

A) Hydroélectricité

Les projets hydroélectriques actuellement à l'étude ou en cours de construction permettront d'éviter des émissions importantes à l'avenir. Ainsi, en 2010, en supposant que les projets hydroélectriques énumérés au tableau 2.1 du chapitre 2 du rapport principal soient en service, les émissions évitées grâce à ces projets seraient de l'ordre de 7,4 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par an. Ce calcul est basé sur l'hypothèse que si les projets hydroélectriques n'étaient pas réalisés, ils seraient remplacés par des centrales à cycle combiné au gaz naturel ayant un facteur d'émission semblable à celui du projet du Suroît.

B) Participation au marché des crédits

Il n'est pas encore certain qu'un marché des crédits sera créé. De plus, les règles qui s'y appliqueront le cas échéant ainsi que le futur prix de la tonne de CO₂ équivalent évitée demeurent inconnus. Hydro-Québec examinera la possibilité de participer à ce marché quand il sera établi. Il n'est donc pas possible de faire des prévisions sur les émissions qui pourraient ainsi être évitées.

C) Développement de technologie

Hydro-Québec a investi directement ou indirectement, seule ou en partenariat, dans des entreprises ou projets dont les produits sont susceptibles de réduire les gaz à effet de serre. Les réductions potentielles de GES en terme numérique associées à ces investissements sont difficiles

à établir avec une précision convenable. Cependant, le tableau suivant inclut une liste partielle de ces projets ou entreprises, ainsi que les produits et investissements correspondant.

Entreprises	Produits	Montants investis par Hydro-Québec \$CAN
Hydro-Québec	Moteur roue - Utilisation potentielle pour les véhicules hybrides	66,000,000
Azure Dynamics Corporation	Technologie hybride destinée aux véhicules automobiles	2,000,000
Alternative Green Energy Systems	Système de combustion à base de biomasse	1,000,000
Avestor	Batterie au lithium-métal-polymère destiné aux véhicules électriques et hybrides	ND
CellTech Power	Pile à combustible (SOFC)	ND
Hera	Produits pour le stockage de l'hydrogène	5,625,000
H Power	Pile à combustible (PEM)	9,000,000
Metallic Power	Pile à combustible (ZNO)	2,775,000
Nanox	Systèmes antipollution / piles à combustibles	750,000
Capstone	Micro-turbines	12,000,000

Notons également qu'Hydro-Québec a participé activement au Projet véhicules électriques – Montréal 2000.

Impact des émissions de gaz à effets de serre

Il convient tout d'abord de noter qu'à quantité totale d'électricité consommée égale, la mise en service de la centrale du Suroît ne se traduira pas par une augmentation nette des émissions globales égale à la quantité de GES sortant des cheminées de la centrale. En effet, pour déterminer le changement net des émissions totales, il faut examiner comment l'énergie que produira la centrale serait produite si celle-ci n'était pas réalisée. Or, compte-tenu des délais de réalisation des grands projets hydroélectriques qui sont discutés au chapitre 2 du volume principal et des limites au niveau des autres sources d'énergie (petit projets hydrauliques, éolien, cogénération), il est probable que, si la centrale du Suroît n'était pas construite, la majorité de l'énergie qu'elle aurait produite serait alors générée par des projets thermiques privés au Québec ou importée. Ces projets privés pourraient avoir une efficacité moindre que la centrale du Suroît. Quant à l'énergie importée, elle pourrait être produite en tout ou partie par des centrales à charbon situées aux États-Unis ou en Ontario. Les émissions totales au Canada et aux États-Unis pourraient alors être plus élevées qu'en l'absence de la centrale du Suroît. Dans le cas où la centrale du Suroît serait remplacée par d'autres projets thermiques au Québec, les émissions à l'intérieur du Québec pourraient être plus élevées que sans la centrale.

Il n'est évidemment pas possible aujourd'hui de savoir avec précision comment serait remplacée l'énergie du projet du Suroît si celui-ci n'était pas réalisé.

Par ailleurs, il faut, pour évaluer les effets nets du projet du Suroît sur les émissions de GES, savoir quelle est, le cas échéant, la proportion de l'énergie qui serait exportée vers l'Ontario ou le Nord-Est des États-Unis. En effet, comme une partie importante de l'énergie qui circule sur ces réseaux est produite par des centrales au charbon dont les émissions sont très élevées, des exportations vers ces réseaux sont susceptibles d'entraîner une diminution de la production à base de charbon. Il y aurait donc une réduction des émissions dans la région importatrice qui viendrait diminuer d'autant les émissions nettes totales attribuables à la centrale du Suroît. Par exemple, si l'on suppose que pendant une année spécifique de la vie de la centrale, 25% de l'énergie produite est exportée vers des réseaux externes sur lesquels les émissions moyennes de GES sont de 730 t/MWh, les émissions évitées sur ce réseau sont d'environ 1,2 Mt qui viennent se déduire des émissions de la centrale du Suroît dans le calcul du total, toutes régions confondues.

La convention-cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques qui a été signée et ratifiée par le Canada et aux objectifs de laquelle le Québec a adhéré par décret a pour but d'établir une coordination internationale pour stabiliser les concentrations de GES dans l'atmosphère. En particulier, elle visait à stabiliser les émissions au niveau de 1990 pour l'an 2000. Le protocole de Kyoto, qui a été signé mais pas ratifié par le Canada et qui n'est pas en vigueur, prévoit notamment que le Canada doit réduire ses émissions de GES à un niveau inférieur de 6% à celui de 1990 d'ici 2008-2012.

Actuellement, les provinces sont divisées sur le principe de ratification du protocole de Kyoto par le Canada de sorte qu'il est impossible de savoir s'il s'y appliquera. Il semble que le Québec continuera à appuyer la ratification dans la mesure où les partages des coûts seront jugés équitables pour la province.

Ni la convention des Nations-Unies, ni le protocole de Kyoto, ni le plan d'action du Québec ne définissent d'objectif sectoriel quantitatif d'émission, que ce soit au niveau canadien ou au niveau du Québec. Il n'y a pas non plus eu de cible d'établir quant aux réductions qui seront demandées aux sources existantes afin de permettre l'arrivée de nouvelles sources, nécessaires pour permettre la poursuite du développement économique.

Les émissions de GES de la centrale du Suroît (2,17 à 2,45 millions de tonnes) représenteront environ 0,35% des émissions du Canada et 2,8% des émissions du Québec. Ces émissions n'auront en elles-mêmes aucun effet décelable sur le climat parce qu'elles ne représentent que des quantités infimes par rapport à celles qui sont en jeu globalement.

Si l'on considère que le gouvernement du Québec voudra atteindre un objectif de réduction d'émissions précis conséquemment aux résultats des négociations et discussions en cours, Hydro-Québec appuiera et respectera les directives du gouvernement du Québec dans la réalisation de ces objectifs.

QC-99. Les mesures d'atténuation envisagées par Hydro-Québec pour limiter les GES risquent-elles d'influencer les coûts de production de l'électricité par la centrale projetée ?

R-99 : Les mesures d'atténuation qui sont envisagées (voir rapport principal, page 6.72) sont des mesures qui seront gérées au niveau soit de la division Hydro-Québec Production soit d'Hydro-Québec dans son ensemble. Leur coût ne sera donc pas comptabilisé au niveau du projet. Ils n'auront donc pas d'influence directe sur le coût de l'énergie produite.

CHAPITRE 7 RISQUES TECHNOLOGIQUES

Cette section a été analysée en se basant sur le *Guide : Analyse de risques d'accidents technologiques majeurs*⁵ du Ministère.

Section 7.5.1 Description des matières dangereuses et des équipements

QC-100. Fournir un plan de localisation des matières dangereuses dont on prévoit l'utilisation au projet (réservoirs, conduite de gaz, aires d'entreposage, etc.).

R-100 : Le tracé de la conduite d'alimentation en gaz naturel est illustré à la figure 1 (voir annexe 1). L'emplacement des autres équipements dépend de la technologie retenue. Dans le cas de la technologie GE, le plan 40DD-0002 dans le volume 3 indique l'emplacement des deux réservoirs d'ammoniaque. Ce plan indique également l'emplacement de la salle de traitement des eaux où seront situés les réservoirs d'acide sulfurique et de soude caustique. Les mêmes informations peuvent être retrouvées sur le plan 40DD-0007 pour la technologie Alstom, sur le plan 40DD-0010 pour la technologie Siemens et sur le plan 40DD-0022 pour la technologie Mitsubishi. Les bouteilles de propane sont situées à l'intérieur du bâtiment principal, de même qu'une partie des bouteilles d'hydrogène. Le lieu d'entreposage des bouteilles d'hydrogène et du réservoir de diesel, de même que les aires d'entreposage des autres produits chimiques ne sont pas déterminés pour le moment.

Section 7.5.1.2 Diesel

QC-101. On parle d'un seul réservoir extérieur alors que la section 3.4 mentionne « un ou des réservoirs de combustible diesel d'environ 7 500 litres chacun ». Préciser le nombre de réservoirs prévus ainsi que la capacité de la (ou des) cuvette(s) de rétention.

R-101 : Il y aura un seul réservoir de diesel. Tel qu'indiqué à la section 7.7.1, le projet respectera, entre autres, le Règlement sur les produits pétroliers. Ce règlement indique que la cuvette de rétention qui ne protège qu'un seul réservoir de stockage doit être de dimension suffisante pour contenir un volume d'au moins 10 % supérieur à la capacité du réservoir. Il est également possible que ce réservoir soit de type à double paroi ; dans ce cas, il n'y a pas lieu de prévoir de cuvette de rétention.

⁵ Guide : Analyse de risques d'accidents technologiques majeurs, Document de travail, mai 2000, 58 p., version préliminaire.

Section 7.6 Évaluation des conséquences des scénarios d'accidents

QC-102. Préciser et justifier le classement du milieu retenu pour évaluer les conséquences. S'agit-il d'un milieu rural ou urbain ?

R-102 : Les conséquences ont été évaluées en considérant un milieu rural. Tel qu'indiqué à l'annexe L du volume 2, le coefficient de rugosité du sol a été fixé à 0,06, ce qui correspond à un terrain plat et sans arbres.

Section 7.6.3 Critères de vulnérabilité

QC-103. La définition du ERPG-2 devrait se lire « concentration maximale dans l'air sous laquelle ... » plutôt que « concentration maximale dans l'air à laquelle ... ».

R-103 : Les ERPG3 et ERPG2 ont été définis «concentration maximale dans l'air sous laquelle...» à la section 7.6.3, dernier paragraphe de la page 7-31, et «concentration maximale dans l'air à laquelle...» au dernier paragraphe de la page 7-32 ainsi qu'aux tableaux 7.12 et 7.13. Dans tous les cas, la définition doit se lire «concentration maximale dans l'air sous laquelle...».

QC-104. Le choix de la référence toxicologique est lié au délai d'exposition potentielle des populations. Le guide du MENV recommande l'utilisation des valeurs ERPG-3 et ERPG-2 (ou leur équivalent) pour les accidents pouvant mener à la formation de nuages toxiques. Ces concentrations sont associées à des délais d'exposition limités à une heure environ. Les délais d'exposition potentielle sont tributaires des caractéristiques de l'accident, notamment la quantité et le délai d'évaporation ou d'émission, et des interventions d'urgence, généralement peu définies à cette étape du projet. La quantité d'ammoniac associée au projet du Suroît pourrait entraîner la formation d'un nuage toxique durant plus d'une heure. Pour cette raison, la connaissance du ERPG-1 est souhaitable dès cette étape afin de permettre de délimiter le territoire qui pourrait éventuellement requérir une intervention d'urgence.

R-104 : Hydro-Québec envisage l'installation de balles flottantes dans la cuvette de rétention des réservoirs d'ammoniaque comme système de protection additionnelle. En cas de fuite, le liquide est déversé dans la cuvette et les balles flottantes forment un écran à la surface du liquide, ce qui permet de réduire l'évaporation de l'ordre de 90 %. Ce système a déjà été implanté dans des centrales thermiques récentes aux États-Unis, notamment au Massachusetts.

Les zones d'impact (ERPG-1, ERPG-2 et ERPG-3) des scénarios liés à l'ammoniaque avec ce système de protection additionnel sont indiquées aux tableaux ci-après (avec une réduction du taux d'évaporation de 90 %). La figure 18 (voir annexe 1) a été reprise pour indiquer avec plus de précision l'origine des accidents, compte tenu de la position exacte de la centrale.

Zones d'impact des scénarios normalisés - Conditions météorologiques défavorables⁽¹⁾

Matière	Équipement	Accident	Décès	Blessure	
			Vapeur toxique (ERPG3)	Vapeur toxique (ERPG2)	Vapeur toxique (ERPG1)
Ammoniaque	Réservoir d'entreposage	Rupture d'un réservoir	150 m	300 m	1 200 m

(1) Conditions météorologiques défavorables : vent de 1,5 m/s; stabilité atmosphérique F (très stable).

Zones d'impact des scénarios alternatifs - Conditions météorologiques typiques⁽¹⁾

Matière	Équipement	Accident	Décès	Blessure	
			Vapeur toxique (ERPG3)	Vapeur toxique (ERPG2)	Vapeur toxique (ERPG1)
Ammoniaque	Réservoir d'entreposage	Rupture d'un réservoir	40 m	100 m	270 m

(2) Conditions météorologiques les plus fréquentes dans la région de Montréal : vent de 3,0 m/s; stabilité atmosphérique D.

QC-105. Pour les explosions, les distances de projection de débris (associées à une surpression de 0,3 psi) doivent être présentées.

R-105 : Pour les scénarios de rupture de la conduite d'alimentation en gaz naturel (1^{ers} scénarios normalisé et alternatif), les explosions se produiraient à l'extérieur et seraient de type non-confiné (unconfined vapor cloud). Ce type d'explosion ne peut pas projeter de débris.

Pour le propane et l'hydrogène, les explosions surviendraient à l'intérieur d'un bâtiment, ce qui empêcherait la projection de débris. Les chaudières de récupération sont aussi situés à l'intérieur d'un bâtiment, ce qui empêcherait la projection de débris en cas d'une explosion confinée de gaz naturel dans cet équipement (2^e scénario alternatif).

Pour le 4^e scénario alternatif (explosion de vapeur présente dans le réservoir de diesel), la distance correspondant à 0,3 psi est de 40 m. Pour une explosion confinée de gaz naturel dans le bâtiment principal, il est indiqué au 2^e paragraphe de la page 7-35 que la distance correspondant à la projection de débris est de 600-700 m.

Section 7.6.4 Scénarios normalisés

QC-106. Dans cette section, on réfère aux « listes mentionnées à la section 7.7 ». De quelles listes s'agit-il ?

R-106 : On aurait dû lire ...les listes mentionnées à la section 7.5.3.

QC-107. Comme le demande le *Guide*, les scénarios normalisés doivent tenir compte des possibilités d'interconnexion entre les réservoirs et des impacts de la proximité des équipements. Les scénarios présentés dans l'étude d'impact doivent être revus à la lumière de ce commentaire.

Dans les différents guides d'analyse des risques, il y a deux définitions qui sont préconisées concernant le scénario normalisé. Dans les guides de l'EPA (Environmental Protection Agency), du CRAIM (Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs) et du CMMI (Comité mixte municipalité-industrie) de l'est de Montréal, le scénario normalisé est basé sur un seul contenant. Il y a une obligation de traiter du concept d'interconnexion ou de proximité qui pourrait faire en sorte que plusieurs (plus d'un) contenants pourraient être impliqués, mais ces accidents ne se nomment pas scénarios normalisés. Le scénario normalisé ainsi défini permet de relativiser les installations industrielles les unes par rapport aux autres sur la base de la grosseur des équipements et non pas sur la base du nombre d'équipements. D'autres guides publiés par différents ministères au Québec, dont celui du MENV, font plutôt intervenir le concept d'interconnexion ou de proximité au niveau des scénarios normalisés.

Afin de tenter de concilier ces deux définitions, SNC-Lavalin a utilisé l'approche suivante dans les études réalisées au cours des dernières années :

- *Notre définition du scénario normalisé est la même que celle de l'EPA (1998), du CRAIM (2001) et du CMMI de l'est de Montréal(1999), ce qui permet de respecter le concept original de l'EPA d'un seul contenant.*
- *Le concept d'interconnexion ou de proximité est traité au niveau des scénarios alternatifs. S'ils s'avèrent possibles, ces scénarios sont réalisés utilisant les hypothèses des scénarios normalisés, ce qui permet de tenir compte des préoccupations du ministère de l'Environnement et du ministère de la Sécurité publique.*

Il ne nous apparaît donc pas nécessaire de changer la présentation des scénarios puisque que les scénarios impliquant plusieurs contenants ont été pris en compte et évalués dans l'étude.

Sections 7.6.4 et 7.6.5

QC-108. Les scénarios normalisés et les scénarios alternatifs doivent être détaillés, c'est-à-dire que le volume des équipements, la quantité totale émise ou concernée ainsi que la durée prévue de l'événement doivent être précisés et expliqués lorsque pertinent. La durée pour l'évaporation et la dispersion de l'ammoniac (annexe L, volume 2) doit notamment être justifiée. Les « autres scénarios alternatifs » cités en page 7-35 doivent être décrits. Les conséquences des incendies (feu de nappe, feu en chalumeau) doivent être analysées et présentées.

R-108 : Les tableaux de l'annexe L contiennent déjà la plupart des informations demandées. Ces tableaux sont repris ci-dessous en y ajoutant quelques informations additionnelles.

Description des scénarios normalisés

Équipement	Hypothèse	État physique	Température (°C)	Pression (psi)	Débit ou quantité
Conduite d'alimentation de gaz naturel sur le site de l'usine	<ul style="list-style-type: none"> Rupture totale de la conduite (29 cm de diamètre) pendant 10 minutes Explosion avec délai 	Gaz	25	800	105 kg/s
Cylindre d'hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> Explosion d'un cylindre (0,05 m³) 	Gaz	25	2 400	0,55 kg
Bonbonne de propane	<ul style="list-style-type: none"> Explosion d'une bonbonne (0,68 m³) 	Gaz liquéfié	25	Liquide	40 kg
Réservoir de diesel	<ul style="list-style-type: none"> Rupture complète du réservoir (7,5 m³) dans la cuvette (50 m²) Explosion de la quantité évaporée pendant 10 minutes (sans dispersion) 	Liquide	25	Liquide	1 kg
Réservoir d'ammoniaque 19 %	<ul style="list-style-type: none"> Rupture complète du réservoir (189 m³) dans la cuvette Évaporation et dispersion pendant 10 minutes 	Solution	25	Solution	0,522 kg/s

Description des scénarios alternatifs

Équipement	Hypothèse	État physique	Température (°C)	Pression (psi)	Débit ou quantité
Conduite d'alimentation de gaz naturel sur le site de l'usine	<ul style="list-style-type: none"> Rupture partielle avec un diamètre équivalent à 10 % du diamètre de la conduite pendant 10 minutes Explosion avec délai 	Gaz	25	800	10,6 kg/s
HRSG (Heat Recovery Steam Generator)	<ul style="list-style-type: none"> Explosion confinée de gaz accumulée accidentellement dans le HRSG Volume dans HRSG (5000 m³) 	Gaz	25	atmosphérique	720 kg
Hydrogène	<ul style="list-style-type: none"> Explosion de plusieurs cylindres (170 cylindres, 8,5 m³) 	Gaz	25	2 400	94 kg
Réservoir de diesel	<ul style="list-style-type: none"> Explosion confinée de vapeur dans le réservoir (7,5 m³) 	Vapeur	25	atmosphérique	0,75 kg
Réservoir d'ammoniaque 19 %	<ul style="list-style-type: none"> Rupture complète des 2 réservoirs (378 m³) dans la cuvette Évaporation et dispersion pendant 10 minutes 	Solution	25	Solution	0,896 kg/s

* Dispersion réalisée avec un coefficient de rugosité du sol de 0,06

La durée du scénario d'évaporation et de dispersion de l'ammoniac a été fixée à 10 minutes, soit la durée recommandée dans les guides de l'EPA pour les liquides toxiques en solution aqueuse. Les zones d'impact sont évaluées avec des critères (ERPG) qui ne dépendent pas de la durée. Ainsi, peu importe que l'évaporation dure 10, 30 ou 60 minutes, les résultats ne changent pas. Si on augmente la durée de l'évaporation, la concentration maximale ne change pas à un récepteur donné, seul le temps d'exposition varie.

Les fuites de gaz propane à partir de la conduite sont aussi définies pour une durée de 10 minutes. Après 10 minutes, le panache de gaz délimité par la limite inférieure d'explosivité est déjà pleinement développé. Une durée plus longue n'a donc pas pour effet d'augmenter la masse impliquée dans l'explosion et les conséquences.

Tous les scénarios alternatifs cités à la page 7-35 sont décrits au tableau 7.15 et à l'annexe L. Tel qu'indiqué, les conséquences d'une explosion dans le bâtiment principal sont similaires à celles d'une explosion dans la chaudière de récupération (HSRG), soit le deuxième scénario alternatif dans le tableau 7.15.

Les zones d'impact liées aux radiations thermiques en cas d'incendie n'ont pas été présentées car elles sont toujours inférieures aux zones d'impact liées aux surpressions en cas d'explosion. Le tableau ci-dessous indique les zones d'impact correspondant aux radiations thermiques d'un feu en chalumeau pour les scénarios normalisé et alternatif correspondant à une rupture de la conduite d'alimentation en gaz naturel suivi d'incendie.

Matière	Équipement	Accident	Distance maximale (m)	
			Décès 13 kW/m ²	Blessure 5 kW/m ²
Gaz naturel	Conduite d'alimentation principale	Rupture complète de la conduite et feu en chalumeau	180	210
Gaz naturel	Conduite d'alimentation principale	Rupture partielle de la conduite et feu en chalumeau	65	75

QC-109. Pourrait-il y avoir accumulation de gaz dans d'autres équipements que la chambre de combustion de la chaudière de récupération d'énergie (HRSG) ou dans le bâtiment ? Le cas échéant, les conséquences résultantes (incendie et explosion) seraient-elles plus importantes que celles du scénario présenté au tableau 7.15 ? Si c'est le cas, présenter les conséquences de ces accidents et leurs impacts sur les équipements voisins, incluant la projection de débris.

R-109 : Il pourrait y avoir accumulation dans les turbines, mais les conséquences d'une explosion dans la turbine seraient moindres que celles d'une explosion dans la chaudière de récupération.

Un scénario d'explosion de gaz naturel dans le bâtiment principal avec comme hypothèse de base une masse de gaz accumulée équivalente au débit de gaz pendant environ 10 minutes a également été considéré. Cette masse correspond approximativement à la quantité nécessaire pour remplir l'espace libre du bâtiment avec un mélange stœchiométrique air-gaz. Tel qu'indiqué, les résultats obtenus avec ce scénario sont comparables au scénario d'une explosion de gaz dans la chaudière de récupération (volume plus grand mais confinement moindre). Mentionnons que le système d'alimentation en gaz naturel est relié à un détecteur de pression de gaz qui active immédiatement une valve d'arrêt d'urgence en cas de chute anormale de pression dans le circuit d'alimentation en gaz. Par conséquent, la probabilité d'une défaillance totale du système de fermeture qui conduirait à l'accumulation d'une quantité de gaz suffisante pour remplir le bâtiment d'un mélange stœchiométrique est très faible.

CHAPITRE 8 SUIVI ENVIRONNEMENTAL**Section 8.1 Programme de surveillance pendant la construction**

QC-110. Préciser ce qu'on entend par un échantillonnage *régulier* de l'eau des bassins de sédimentation. Un suivi pour les MES et les huiles et graisses sera-t-il effectué à chacun des bassins ?

R-110 : Un suivi mensuel est proposé pendant la période de construction pour l'eau des bassins de sédimentation (MES). Les huiles et graisses seront suivies seulement pour le bassin de rétention des eaux pluviales.

QC-111. Il serait opportun, pendant les travaux en eau, de faire une surveillance de la qualité de l'eau brute dans le canal, en aval du site mais en amont de la prise d'eau potable de Beauharnois, afin de s'assurer que la perturbation des sédiments n'entraîne pas de dégradation significative de la qualité de l'eau, et plus spécialement de contamination au chrome.

R-111 : Un suivi régulier de la qualité de l'eau brute du canal en aval du site des travaux sera réalisé durant les interventions en milieu aquatique afin de s'assurer que ces dernières n'occasionnent d'impact sur la prise d'eau potable de la municipalité de Beauharnois, située à 2,5 kilomètres en aval de la future centrale. Les échantillons d'eau brute prélevés dans le cadre de ce suivi seront analysés pour les paramètres de qualité des eaux de surface présentés à la réponse 34.

Section 8.2 Programme de suivi environnemental

QC-112. Prévoir un suivi de la qualité de l'eau potable.

R-112 : Le suivi de la qualité de l'eau potable sera ajouté au programme de suivi environnemental, si l'eau du canal est utilisée pour fins de consommation humaine.

QC-113. L'échantillonnage du système de traitement des eaux usées devra être conforme aux recommandations du *Guide pour l'étude des technologies conventionnelles de traitement des eaux usées d'origine domestique* cité précédemment. Indiquer la façon dont le débit de cet effluent sera mesuré.

R-113 : Le débit de cet effluent sera trop faible pour être mesuré. Par contre, il est prévu de mettre en place un compteur sur la conduite principale d'eau potable ou d'eau servant à des besoins domestiques (toilettes, douches).

QC-114. Le programme de suivi du rejet liquide (sortie du réservoir de mélange) devrait couvrir, en plus des contaminants prévus, tous les additifs susceptibles de se retrouver dans ce rejet. Compléter l'information en spécifiant le type de débitmètre prévu, la fréquence des analyses prévues en début d'exploitation ainsi que les limites de détection de toutes les méthodes d'analyse prévues.

R-114 : Initialement, le programme de suivi du rejet liquide couvrira les additifs et les composés mentionnés à la page 8-3. Au début de l'exploitation, les analyses seront faites sur une base mensuelle, dans les six premiers mois suivant la mise en service complète de la centrale. Par la suite, les analyses des paramètres listés au règlement municipal (voir réponse à question 34) et des autres paramètres trouvés en concentrations significatives seront faites une fois par an. Ces analyses seront également faites dans les cas où des changements interviendraient dans l'utilisation ou le traitement de l'eau.. Les limites de détection des méthodes d'analyse seront fournies avec la demande de certificat d'exploitation de la centrale, lorsque les additifs utilisés seront précisés. Le débitmètre à la sortie du réservoir de mélange sera un débitmètre magnétique.

QC-115. Le programme de suivi du rejet d'eau de circulation devrait, quant à lui, comprendre les tests de toxicité aiguë et chronique recommandés dans les *Critères de qualité de l'eau de surface*. Spécifier le type de débitmètre prévu pour mesurer cet effluent, ainsi que le type et la fréquence des échantillonnages de l'effluent pendant un épisode de chloration.

R-115 : Les tests de toxicité aiguë et chronique feront partie du programme de suivi du rejet d'eau de circulation. Le type de débitmètre est à l'étude. La teneur en chlore résiduel sera mesurée en continu pendant les épisodes de chloration.

QC-116. Au dernier paragraphe de la page 8-3, doit-on comprendre que la température sera mesurée en continu à l'entrée et à la sortie à la centrale, pour quantifier la différence de température ?

R-116 : La température sera mesurée en continu à l'entrée et à la sortie de la centrale.

Section 8.2.2 Qualité de l'air ambiant

QC-117. L'installation d'un poste de mesure en continu des particules de taille inférieure à $2,5\mu\text{m}$ ($\text{PM}_{2,5}$) sera très utile pour préciser le suivi de ce paramètre. Nous croyons qu'il faudrait mettre en place ce poste de mesure le plus tôt possible, avant même la mise en opération de la centrale, pour connaître de façon précise les concentrations actuelles du secteur et la contribution réelle de la centrale. En cas de valeurs élevées de $\text{PM}_{2,5}$, Hydro-Québec prévoit-elle des mesures de mitigation ?

R-117 : La station de mesure des $\text{PM}_{2,5}$ sera mise en place lorsque Hydro-Québec Production aura toutes les autorisations nécessaires pour débiter les travaux. Les niveaux de particules dans l'air ambiant dans le secteur sont très variables, comme le démontrent les mesures de PST aux trois stations d'Alcan à Beauharnois. Avant de choisir le site de la station de mesure, il faudra déterminer si la station servira principalement à mesurer les niveaux maxima à Beauharnois ou à mesurer l'impact de la centrale. Dans ce dernier cas, la station devra être située en dehors de la zone d'influence directe des sources industrielles et résidentielles de la zone urbaine, par exemple dans le secteur de l'aréna de Beauharnois. De cette façon, il sera aussi possible d'isoler l'effet de la centrale de l'effet des sources locales. La station de Sainte-Anne-de-Bellevue servira aussi à évaluer l'apport du transport à longue distance et des sources de la grande région montréalaise.

Selon les résultats de l'évaluation des impacts de la centrale sur les niveaux de particules fines, il apparaît que de la contribution de la centrale sera imperceptible, c'est-à-dire que l'augmentation prévue pour la centrale ne sera pas statistiquement représentative. Par ailleurs, avec les mesures de réductions des émissions de $PM_{2.5}$ et de leurs précurseurs prévues par les divers gouvernements au Canada et aux États-Unis, il est raisonnable de s'attendre à une baisse des concentrations ambiantes de $PM_{2.5}$ d'ici 2010, même avec l'exploitation de la centrale.

Lorsque la centrale sera en exploitation, les mesures élevées de $PM_{2.5}$ seront analysées en fonction de la direction et la vitesse des vents. S'il advenait que le vent soit en provenance de la centrale, les causes potentielles ayant mené à ces valeurs élevées seront investiguées, pour établir si un lien peut être fait avec la centrale.

QC-118. Avez-vous considéré l'ajout d'une tour météorologique ? Le Ministère est intéressé à discuter de l'emplacement éventuel des stations (météo, qualité de l'air), ainsi que des équipements et procédures requis.

R-118 : Étant donné le très faible impact appréhendé des émissions de la centrale sur la qualité de l'air, il n'est pas prévu d'installer une station météorologique. Il serait probablement possible de collaborer avec la Corporation de gestion de la voie maritime du Saint-Laurent qui exploite déjà deux stations aux écluses du canal, dont une à proximité du site proposé pour la centrale, si cette station répond aux exigences de localisation du MENV. Il serait aussi possible de collaborer avec les industries de la région pour l'installation d'une station météorologique commune.

Section 8.2.8 Diffusion des résultats

QC-119. Quelles seront les modalités de communication des résultats du programme de suivi auprès du public ? La Direction de la santé publique a exprimé son intérêt à recevoir ces résultats.

R-119 : Ces modalités seront définies en accord avec le milieu. Les résultats du programme de suivi seront résumés dans un rapport environnemental annuel destiné au grand public. Ce rapport sera distribué à ceux qui en font la demande, y compris la Direction de la santé publique. Si le milieu manifeste de l'intérêt, les résultats pourraient être présentés lors d'une journée portes ouvertes ou lors d'une réunion d'information publique.

ANNEXE E Étude de courantométrie

QC-120. Contrairement à ce qui est dit dans le texte, la courantométrie ne couvre pas le secteur de la prise d'eau et de l'émissaire, mais uniquement celui de l'émissaire. Il serait intéressant d'ajouter à l'étude de courants les conditions météorologiques et le débit du canal qui prévalaient au moment des relevés.

R-120 : La courantométrie couvre seulement le secteur de l'émissaire. Le débit du canal prévalant au moment des relevés était indiqué à la page 4-18 (entre 5900 et 6000 m^3/s). Les conditions météorologiques qui prévalaient au moment des relevés sont énumérées au tableau suivant.

Conditions météorologiques à l'aéroport de Dorval durant les relevés de courantométrie sur le Canal de Beauharnois

<i>Date</i>	<i>Heure (HAE)</i>	<i>Température (°C)</i>	<i>Vents</i>	
			<i>Vitesse (km/h)</i>	<i>Direction (provenance)</i>
<i>30 août 2001</i>	<i>18:00</i>	<i>24.4</i>	<i>19</i>	<i>SSE</i>
	<i>19:00</i>	<i>23.3</i>	<i>17</i>	<i>S</i>
<i>31 août 2001</i>	<i>12:00</i>	<i>27.6</i>	<i>26</i>	<i>SSO</i>
	<i>13:00</i>	<i>27.2</i>	<i>19</i>	<i>SO</i>
	<i>14:00</i>	<i>27.2</i>	<i>33</i>	<i>OSO</i>
	<i>15:00</i>	<i>24.8</i>	<i>31</i>	<i>O</i>
	<i>16:00</i>	<i>21.9</i>	<i>28</i>	<i>O</i>
	<i>17:00</i>	<i>23.3</i>	<i>13</i>	<i>O</i>
	<i>18:00</i>	<i>22.8</i>	<i>6</i>	<i>OSO</i>
<i>1 septembre 2001</i>	<i>19:00</i>	<i>22.4</i>	<i>17</i>	<i>S</i>
	<i>13:00</i>	<i>17.5</i>	<i>19</i>	<i>NO</i>
	<i>14:00</i>	<i>17.3</i>	<i>6</i>	<i>ONO</i>
	<i>15:00</i>	<i>18.0</i>	<i>13</i>	<i>NO</i>
	<i>16:00</i>	<i>18.2</i>	<i>22</i>	<i>ONO</i>
	<i>17:00</i>	<i>18.2</i>	<i>15</i>	<i>NO</i>
	<i>18:00</i>	<i>17.6</i>	<i>19</i>	<i>NNO</i>
<i>2 septembre 2001</i>	<i>19:00</i>	<i>16.2</i>	<i>19</i>	<i>NO</i>
	<i>10:00</i>	<i>13.8</i>	<i>Calme</i>	<i>Calme</i>
	<i>11:00</i>	<i>15.1</i>	<i>4</i>	<i>SE</i>
	<i>12:00</i>	<i>15.3</i>	<i>11</i>	<i>S</i>
	<i>13:00</i>	<i>15.7</i>	<i>7</i>	<i>SO</i>
	<i>14:00</i>	<i>16.8</i>	<i>15</i>	<i>SO</i>
	<i>15:00</i>	<i>17.6</i>	<i>13</i>	<i>SO</i>
	<i>16:00</i>	<i>17.2</i>	<i>11</i>	<i>OSO</i>
	<i>17:00</i>	<i>17.8</i>	<i>15</i>	<i>O</i>
	<i>18:00</i>	<i>18.1</i>	<i>15</i>	<i>OSO</i>
<i>19:00</i>	<i>16.9</i>	<i>13</i>	<i>OSO</i>	
<i>20:00</i>	<i>17.1</i>	<i>9</i>	<i>SO</i>	

ANNEXE H Données complémentaires – milieu visuel

QC-121. Les photos 1 et 3 ont été inversées.

R121 : Les photos ont été corrigées et reproduites en annexe 1.

ANNEXE I Fiches d'impact

QC-122. La fiche d'impact P-5 parle de « l'aménagement de la prise d'eau potable ». Il s'agit sans doute de la prise d'eau ?

R-122 : Effectivement, il s'agit de la prise d'eau de circulation.

ANNEXE J-3 Section 1 Effets sur la circulation routière

QC-123. On mentionne que le modèle ISC3-PRIME a été utilisé pour chacune des trois configurations à l'étude. S'agit-il des quatre (et non trois) types de turbines envisagées ? Si c'est le cas, la modélisation pour l'autre type de turbine doit être effectuée.

R-123 : En effet, il s'agit des quatre types de turbines. La modélisation a été effectuée et les résultats ont été présentés pour les quatre types de turbines.

ANNEXE K Résultats du modèle Cormix

QC-124. La modélisation de la diffusion de l'effluent dans le canal de Beauharnois est présentée pour un des scénarios de rejet (diffuseur de 47 mètres de long à 16 ouvertures). Comme les trois scénarios conduisent à des émissaires de grosseur différente et à des diffuseurs différents, présenter la modélisation du rejet pour chacun des trois scénarios.

R-124 : La configuration de l'émissaire dépend principalement du débit rejeté et du nombre de turbines. Les résultats ont été présentés dans l'étude pour la technologie GE qui génère la charge thermique rejetée la plus élevée. Ainsi les débits rejetés pour Siemens, Alstom et Mitsubishi sont respectivement de 10,4 m³/s, 12,5 m³/s et 11,6 m³/s, comparativement à 13,1 m³/s pour GE. La configuration de l'émissaire influe relativement peu sur les résultats en aval du rejet. Les hausses de température en aval avec les autres technologies sont similaires ou inférieures à celles obtenues avec GE, mais les panaches sont un peu moins larges.

QC-125. La sortie informatique présentée permet difficilement à un lecteur non initié de comprendre les éléments ayant servi à la modélisation. Il pourrait s'avérer avantageux de joindre au rapport le « CORMIX session report » qui est beaucoup plus clair pour le lecteur.

R-125 : Le tableau de la page suivante présente le « CORMIX session report ».

CORMIX SESSION REPORT**AMBIENT PARAMETERS:**

Cross-section		bounded
Width	BS	950 m
Channel regularity	ICHREG	1
Ambient flowrate	QA	3970 m3/s
Average depth	HA	9 m
Depth at discharge	HD	10 m
Ambient velocity	UA	0.4643 m/s
Darcy-Weisbach friction factor	F	0.0235
Calculated from Manning's	n	0.025
Wind velocity	UW	2 m/s
Stratification Type	STRCND	U
Surface temperature		20 degC
Bottom temperature		20 degC
Calculated FRESH-WATER DENSITY values:		
Surface density	RHOAS	998.2051 kg/m3
Bottom density	RHOAB	998.2051 kg/m3

DISCHARGE PARAMETERS: Submerged Multiport Diffuser Discharge

Diffuser type	DITYPE	unidirectional perpendicular
Diffuser length	LD	47 m
Nearest bank		right
Diffuser endpoints	YB1, YB2	172 m, 219 m
Number of openings	NOPEL	16
Spacing between risers/openings	SPAC	3.13 m
Port/Nozzle diameter	D0	0.41 m
with contraction ratio		1
Equivalent slot width	B0	0.0449 m
Total area of openings	A0	0.1320 m2
Discharge velocity	U0	6.20 m/s
Total discharge flowrate	Q0	13.1 m3/s
Discharge port height	H0	2 m
Nozzle arrangement	BETYPE	unidirectional without fanning
Diffuser alignment angle	GAMMA	90 deg
Vertical discharge angle	THETA	45 deg
Horizontal discharge angle	SIGMA	0 deg
Relative orientation angle	BETA	90 deg
Discharge temperature (freshwater)		30 degC
Corresponding density	RHO0	995.6470 kg/m3
Density difference	DRHO	2.5580 kg/m3
Buoyant acceleration	GPO	.0251 m/s2
Discharge concentration	C0	10 degC
Surface heat exchange coeff.	KS	0.000005 m/s
Coefficient of decay	KD	0 /s

FLUX VARIABLES PER UNIT DIFFUSER LENGTH:

Discharge (volume flux)	q0	0.278723 m2/s
Momentum flux	m0	1.728481 m3/s2
Buoyancy flux	j0	0.007005 m3/s3

DISCHARGE/ENVIRONMENT LENGTH SCALES :

lq = 0.04 m	lm = 8.01 m	IM = 47.03 m
lm' = 99999.0 m	lb' = 99999.0 m	la = 99999.0 m

NON-DIMENSIONAL PARAMETERS:

Slot Froude number	FR0	184.52
Port/nozzle Froude number	FRD0	61.09
Velocity ratio	R	13.35

MIXING ZONE / TOXIC DILUTION ZONE / AREA OF INTEREST PARAMETERS:

Toxic discharge	no
Water quality standard specified	no
Regulatory mixing zone	no
Region of interest	10000 m downstream

ANNEXE L Complément à l'analyse de risques technologiques

QC-126. Pourquoi utiliser 303°K pour l'estimation du taux d'évaporation de l'ammoniac alors que dans le texte de la première page de l'annexe et dans le tableau à la page suivante, la température ambiante est fixée à 25°C (278°K) ?

R-126 : Le taux d'évaporation de l'ammoniaque a été évalué à une température de 25 °C tel que recommandé dans le guide méthodologique de l'EPA. Tel qu'indiqué dans le texte, la pression de vapeur a été calculée pour une température de 25 °C, mais on aurait dû lire dans la liste des paramètres T : Température (298 K).

ANNEXE M Plan d'urgence préliminaire

QC-127. La ligne 15 du scénario minuté présenté ne donne aucun détail sur l'intervention prévue. Quoiqu'il soit difficile, à cette étape de la procédure, de fournir toutes les informations qui apparaîtront au plan d'urgence final, les éléments suivants pourraient être inclus pour détailler l'intervention de l'équipe interne :

- Quel est l'état de la fermeture de valves entre les deux réservoirs ? Peut-on colmater les brèches ? En combien de temps le personnel requis peut-il être sur place, après avoir revêtu l'équipement de protection adéquat ? Quel est le temps d'autonomie du personnel avec cet équipement ?
- De la mousse sera-t-elle utilisée pour rabattre le nuage d'ammoniac ? La mousse est-elle disponible en quantité suffisante, sinon d'où proviendrait-elle ? Combien de temps est nécessaire pour amener la mousse sur place et installer l'appareillage permettant de l'utiliser ?

R-127 : Chaque réservoir alimente le procédé avec une conduite spécifique. Il y a uniquement une conduite de dérivation (by-pass) entre les deux réservoirs dont la valve est normalement fermée. Il y aura probablement des trousseaux de réparation, mais qui pourront servir uniquement pour les petites fuites. Les informations relatives aux interventions d'urgence (temps requis, équipements de protection des intervenants ne sont pas encore disponibles. Elles seront fournies lors de la préparation du plan final des mesures d'urgence.

Il n'y aura pas de mousse, l'équipement de protection privilégié étant un lit de balles flottantes (voir réponse à la question QC-104).

QC-128. En page M-20, on indique que l'évaporation de l'ammoniac peut être atténuée avec de l'eau ou de l'acide dilué. Serait-ce possible dans le cas de la fuite majeure étudiée au scénario minuté ? Discuter de la quantité d'eau nécessaire pour diluer suffisamment le contenu d'un des deux réservoirs d'ammoniaque, et de la capacité de la cuvette de rétention d'absorber ce volume de liquide supplémentaire. Quel espace de temps cela laisse-t-il à l'équipe d'intervention pour fermer l'alimentation en provenance du deuxième réservoir ? Peut-il y avoir débordement de la digue et, si oui, comment cela modifie-t-il le calcul des conséquences ?

R-128 : Tel que mentionné à la réponse à la question QC-104, un lit de balles flottantes sera mis en place dans le bassin de rétention afin de réduire l'évaporation. La dilution ou la neutralisation pourra tout de même être utilisée comme moyen d'intervention, mais uniquement dans le cas de fuites mineures et contrôlées. La mise en place du lit de balles fait en sorte qu'il n'y aura pas de possibilité de débordement de la cuvette de rétention. Par ailleurs, il y a uniquement une conduite de dérivation (by-pass) entre les deux réservoirs dont la valve est normalement fermée : l'équipe d'intervention n'a donc pas à se préoccuper de la fermeture de l'alimentation du 2^e réservoir.

ANNEXE N-10 Correspondance

QC-129. On trouve dans cette annexe des lettres en rapport avec des projets de serres qui pourraient utiliser les rejets d'eau chaude de la centrale. Le texte de l'étude ne mentionne pas cet élément susceptible, en théorie, d'augmenter l'efficacité énergétique de la centrale. Élaborer sur la possibilité d'utiliser l'énergie des rejets d'eau « chaude » de la centrale à des fins serricoles ou autres.

R-129 : Des serriculteurs ont manifesté de l'intérêt à Hydro-Québec Production en vue d'utiliser l'eau chaude générée par la centrale à des fins de chauffage et ainsi économiser du gaz naturel. Les technologies qui seront utilisées à la centrale du Suroît utilisent au maximum l'énergie contenue dans le gaz naturel. Par conséquent, l'énergie résiduelle contenue dans la vapeur est transférée à l'eau de circulation à basse température. En hiver, la température de l'eau rejetée sera d'environ 10°C ce qui complique la possibilité d'une utilisation à des fins de chauffage. Cependant, tel qu'indiqué dans les lettres en réponse aux intervenants concernés, Hydro-Québec Production est disposée à participer à des discussions sur ce sujet.

Figure 10 du Volume 3

QC-130. Les trois éléments suivants ont été intervertis dans la légende : marina, centre d'interprétation d'Hydro-Québec, musée Nicolas-Manny.

R-130 : La figure 10 a été corrigée et reproduite en annexe 1.

Tableaux, dessins, figures et photographies

Liste des photos

Photos 1	Simulation visuelle – La centrale vue depuis la piste cyclable en rive gauche du canal (lieu d'observation stratégique n° 1)
Photos 3	Simulation visuelle – La centrale vue depuis la montée Saint-Joseph (lieu d'observation stratégique n° 3)

Liste des tableaux

Tableau 4.7	Qualité des eaux du canal de Beauharnois à la station d'échantillonnage # 00000072
Tableau 4.8	Qualité des eaux du canal de Beauharnois à la station d'échantillonnage # 9029
Tableau 4.9	Qualité des eaux de surface du canal de Beauharnois aux abords de l'emplacement de la centrale projetée

Liste des figures

Figure 3.1 :	Configuration de type à arbres multiples
Figure 3.4 :	Bilan d'eau – Centrale du Suroît
Figure 1 :	Emplacement prévu de la centrale
Figure 5 :	Affectation du territoire
Figure 6 :	Utilisation du territoire et milieu naturel
Figure 10 :	Composantes du paysage et résistances
Figure 16 :	Effets sur le milieu visuel
Figure 18 :	Zones maximales d'impact – Scénarios normalisés

Liste des dessins

014393-0000-40DD-0011	Station de pompage - Plans et coupes
014393-0000-40DD-0017	Ouvrages d'amenée d'eau - Plans, coupes et détails variantes 1, 2, 3
014393-0000-41DD-0001	Plan général et installations de chantier

Note : Les numérotations utilisées sont celles de l'étude d'impact

Photo 1 : Simulation visuelle - La centrale vue depuis la piste cyclable en rive gauche du canal (lieu d'observation stratégique n° 1)



Photo 3 : Simulation visuelle - La centrale vue depuis la montée Saint-Joseph (lieu d'observation stratégique n° 3)



Tableau 4.7 Qualité des eaux du canal de Beauharnois à la station d'échantillonnage # 0000072 (1^{ère} partie)

Paramètres	Données de qualité (1990-2000) ⁽¹⁾														Critères de qualité ⁽²⁾			
	N	Valeur minimale	Valeur moyenne	Valeur maximale	Valeur médiane	Écart type	Q1	Q5	Q10	Q25	Q75	Q90	Q95	Q99	A	B	C	D
Métaux																		
Aluminium (mg/l)	30	0,005	0,0275	0,08	0,03	0,0202	0,005	0,005	0,0075	0,01	0,04	0,055	0,08	0,08	0,75	0,087	—	—
Fer (mg/l)	30	0,005	0,0375	0,13	0,04	0,027	0,005	0,005	0,005	0,018	0,05	0,065	0,086	0,13	—	0,3	—	—
Manganèse (mg/l)	30	0,0005	0,0045	0,01	0,005	0,0019	0,0005	0,0005	0,0005	0,005	0,005	0,005	0,006	0,01	—	—	—	—
Ions																		
Calcium (mg/l)	22	31,6	33,5636	36	33,35	1,1491	31,6	32	32,6	32,7	34,7	35	35,3	36	La sensibilité du milieu à l'acidification varie en fonction de la concentration : >8 : faible; 4-8 : moyenne; < 4 : élevée			
Chlorures (mg/l)	51	18	21,2745	24	22	1,3576	18	19	20	20	22	23	23	24	860	230	—	—
Magnésium (mg/l)	22	7,2	7,7909	8,2	7,8	0,2793	7,2	7,4	7,5	7,6	8	8,2	8,2	8,2	—	—	—	—
Potassium (mg/l)	22	1,2	1,3591	1,6	1,4	0,0908	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	—	—	—	—
Sodium (mg/l)	22	9,6	10,95	12,2	11,1	0,7063	9,6	9,9	9,9	10,5	11,3	11,9	11,9	12,2	—	—	—	—
Sulfates dissous (mg/l)	7	24	26	27	26	1,118	24	24	24	25,5	27	27	27	27	300	—	—	—
Substances nutritives																		
Azote ammoniacal (mg/l)	164	0,01	0,0223	0,21	0,02	0,0202	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,04	0,05	0,09	Pour un pH moyen de 8,2 : à 0°C : 4,15; à 0°C : 0,799; à 20°C : 3,61 à 20°C : 0,491		—	—
Azote total filtré (mg/l)	158	0,22	0,4463	0,67	0,45	0,0887	0,23	0,3	0,32	0,38	0,51	0,56	0,58	0,65	—	—	—	—
Carbone organique dissous (mg/l)	99	1,2	2,1414	4	2,1	0,3796	1,2	1,6	1,8	2	2,3	2,5	2,9	4	—	—	—	—
Phosphore dissous (mg/l)	162	0,005	0,0092	0,115	0,005	0,0117	0,005	0,005	0,005	0,005	0,01	0,015	0,02	0,07	—	—	—	—
Phosphore particulaire (mg/l)	163	0,001	0,0093	0,125	0,007	0,011	0,002	0,003	0,003	0,004	0,011	0,017	0,022	0,035	—	—	—	—
Phosphore total (mg/l)	162	0,006	0,0185	0,24	0,015	0,0208	0,007	0,008	0,008	0,009	0,02	0,031	0,038	0,054	—	0,03	0,03	—
Nitrates nitrites (mg/l)	95	0,1	0,2733	0,48	0,27	0,0915	0,1	0,13	0,16	0,2	0,33	0,41	0,43	0,48	La concentration totale ne doit dépasser 10 mg/l			
Nitrates nitrites dissous (mg/l)	63	0,1	0,2437	0,45	0,25	0,0847	0,1	0,12	0,13	0,17	0,3	0,36	0,38	0,45				

Tableau 4.7 Qualité des eaux du canal de Beauharnois à la station d'échantillonnage # 00000072 (suite)

Paramètres	Données de qualité (1990-2000) ⁽¹⁾														Critères de qualité ⁽²⁾			
	N	Valeur minimale	Valeur moyenne	Valeur maximale	Valeur médiane	Écart type	Q1	Q5	Q10	Q25	Q75	Q90	Q95	Q99	A	B	C	D
Descripteurs biologiques																		
Chlorophylle α active (mg/m ³)	47	0,42	1,2738	5	1,09	0,8223	0,42	0,62	0,69	0,88	1,4	1,68	3,35	5	—	—	—	—
Chlorophylle α totale (mg/m ³)	47	0,74	1,8511	8,67	1,82	1,2262	0,74	1,01	1,08	1,24	1,96	2,29	3,41	8,67	—	—	—	—
Colliformes fécaux (UFC/100ml)	205	0	51,6782	5000	2	721,9912	0	0	0	0	4	8	13	5000	—	—	200	10
DBO ₅ (mg/l)	25	0,1	0,212	0,5	0,2	0,1333	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5	—	3,0	—	—
Phéophytines (mg/m ³)	47	0,06	0,5772	3,67	0,46	0,5342	0,06	0,12	0,21	0,31	0,73	0,97	1,11	3,67	—	—	—	—
Descripteurs physiques																		
Conductivité (mS/cm)	158	93	295,6899	594	295	30,2478	230	284	285	290	300	305	306	310	—	—	—	—
Couleur vraie (UCV)	15	1	1,9333	3	2	0,4577	1	1	1	2	2	2	3	3	—	—	—	—
Oxygène dissous (mg/l)	15	8,3	9,8	11,2	9,7	0,7171	8,3	8,3	9,2	9,2	10,4	10,6	11,2	11,2	—	4,0-7,0	—	—
pH (unités)	131	7,4	8,1557	8,8	8,1	0,151	7,9	8	8	8,1	8,3	8,3	8,4	8,5	5,0-9,0	6,5-9,0	0,65-0,85	0,65-0,85
Résidus non filtrables (mg/l)	155	1	2,129	17	1	2,4751	1	1	1	1	2	4	5	15	—	—	—	—
Température (°C)	219	0	9,6055	25	10	8,0008	0	0	0	1	17	21	22	24	—	—	—	—
Turbidité (uTN)	208	0,2	0,8774	4,9	0,7	0,6428	0,3	0,4	0,4	0,5	1,1	1,5	1,9	4,5	Augmentation de la turbidité naturelle de:			
															8	2	Pour une turb. nat. \leq 50 uTN :	5

Note : (2) Critères de qualité :

A Toxicité aiguë pour la vie aquatique.

B Effets chroniques pour la vie aquatique.

C Activités récréatives.

D Eau potable.

Les valeurs ~~ambres~~ constituent des dépassements de ces critères.

Dureté moyenne : 115 mg/l.

Source (1) : Banque de données sur la qualité du milieu aquatique, Direction du suivi de l'état de l'environnement, Ministère de l'Environnement du Québec.

Source (2) : Critères de qualité de l'eau de surface au Québec, Ministère de l'Environnement du Québec, mai 2001; Règlement sur la qualité de l'eau potable, Ministère de l'Environnement du Québec, L.R.Q. c. Q-2, mai 2001.

Tableau 4.8 Qualité des eaux du canal de Beauharnois à la station d'échantillonnage # 9029

Paramètres	Données de qualité (1991-1992) ⁽¹⁾						Critères de qualité ⁽²⁾			
	N	Valeur minimale	Valeur moyenne	Valeur maximale	Valeur médiane	Écart type	A	B	C	D
Ions										
Chlorures (mg/l)	4	19,8	21,2	22,2	21,4	1,1	860	230	—	—
Substances nutritives										
Phosphore (mg/l)	4	0,010	0,015	0,019	0,015	0,005	—	0,02-0,03	0,02-0,03	—
Nitrates et nitrites (mg/l)	4	0,14	0,21	0,26	0,22	0,06	La concentration totale en nitrates et nitrites ne doit pas dépasser 10 mg/l.			
Descripteurs physiques										
pH (unités)	4	8,2	8,3	8,4	8,3	0,1	5,0-9,0	6,5-9,0	6,5-8,5	6,5-8,5
MES (mg/l)	4	3,0	4,1	6,3	3,5	1,5	Augmentation de la teneur naturelle de:			—
							25	5	—	
Turbidité (uTN)	4	1,6	2,3	3,7	2,0	0,9	Augmentation de la turbidité naturelle de:			5
							8	2	Pour une turb. nat. ≤50 uTN : 5	

Note (2) : Critères de qualité :

- A Toxicité aiguë pour la vie aquatique.
- B Effets chroniques pour la vie aquatique.
- C Activités récréatives.
- D Eau potable.

Source (1) : Environnement Canada, Centre Saint-Laurent, 1998.

Source (2) : Critères de qualité de l'eau de surface au Québec, Ministère de l'Environnement du Québec, mai 2001; Règlement sur la qualité de l'eau potable, Ministère de l'Environnement du Québec, L.R.Q. c. Q-2, mai 2001.

Tableau 4.9 Qualité des eaux de surface du canal de Beauharnois aux abords de l'emplacement de la centrale projetée

Paramètres	Données de qualité (2001) ⁽¹⁾				Critères de qualité ⁽²⁾			
	Juin		Juillet		A	B	C	D
	S-E-1	S-E-2	S-E-1	S-E-2				
Métaux								
Cadmium (mg/l)	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,053	0,0027	—	0,005
Chrome (mg/l)	0,35	0,81	< 0,01	< 0,01	0,75	0,007	—	0,05
Cuivre (mg/l)	0,010	< 0,001	< 0,001	< 0,001	0,016	0,010	—	—
Mercuré (mg/l)	< 0,0002	< 0,0002	< 0,0002	< 0,0002	0,0016	9,1 x 10 ⁻⁴	—	0,001
Nickel (mg/l)	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,53	0,059	—	—
Plomb (mg/l)	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,097	0,0038	—	0,01
Zinc (mg/l)	0,27	0,24	0,39	0,21	0,13	0,13	—	—
Ions								
Calcium (mg/l)	32	32	32	32	La sensibilité du milieu à l'acidification varie avec la concentration en calcium : > 8 : faible; 4-8 : moyenne; < 4 : élevée.			
Magnésium (mg/l)	7,9	8,3	9,4	9,3	—	—	—	—
Chlorures (mg/l)	22	22	22	21	860	230	—	—
Sulfates (mg/l)	33	32	40	30	300	—	—	—
Azote total Kjehdal (mg/l)	1,2	0,6	1,1	0,8	—	—	—	—
Phosphore total (mg/l)	0,005	0,007	0,10	0,08	—	0,03	0,03	—
Nitrates et nitrites (mg/l)	0,33	0,34	0,95	1,1	La concentration totale en nitrates et nitrites ne doit pas dépasser 10 mg/l			
Descripteurs physiques								
Conductivité (µmhos/cm)	260	260	260	260	—	—	—	—
pH (unités)	7,5	7,5	7,5	8,3	5,0-9,0	6,5-9,0	6,5-8,5	—
Dureté (mg/l)	110	110	120	120	—	—	—	—
Matière en suspension (mg/l)	17	16	4	6	Augmentation de la teneur naturelle de:			
					25	5	—	—
Solides dissous (mg/l)	200	200	190	180	—	—	—	—
Autres								
Cyanures (mg/l)	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,022	0,005	—	0,2
Fluorures (mg/l)	0,1	< 0,1	0,1	0,1	4,0	0,2	—	1,5
C10-C50 (mg/l)	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	—	—	—	—

Note : (2) Critères de qualité :

- A Toxicité aiguë pour la vie aquatique.
- B Effets chroniques pour la vie aquatique.
- C Activités récréatives.
- D Eau potable.

Les valeurs **0,10** et **0,08** constituent des dépassements de ces critères.

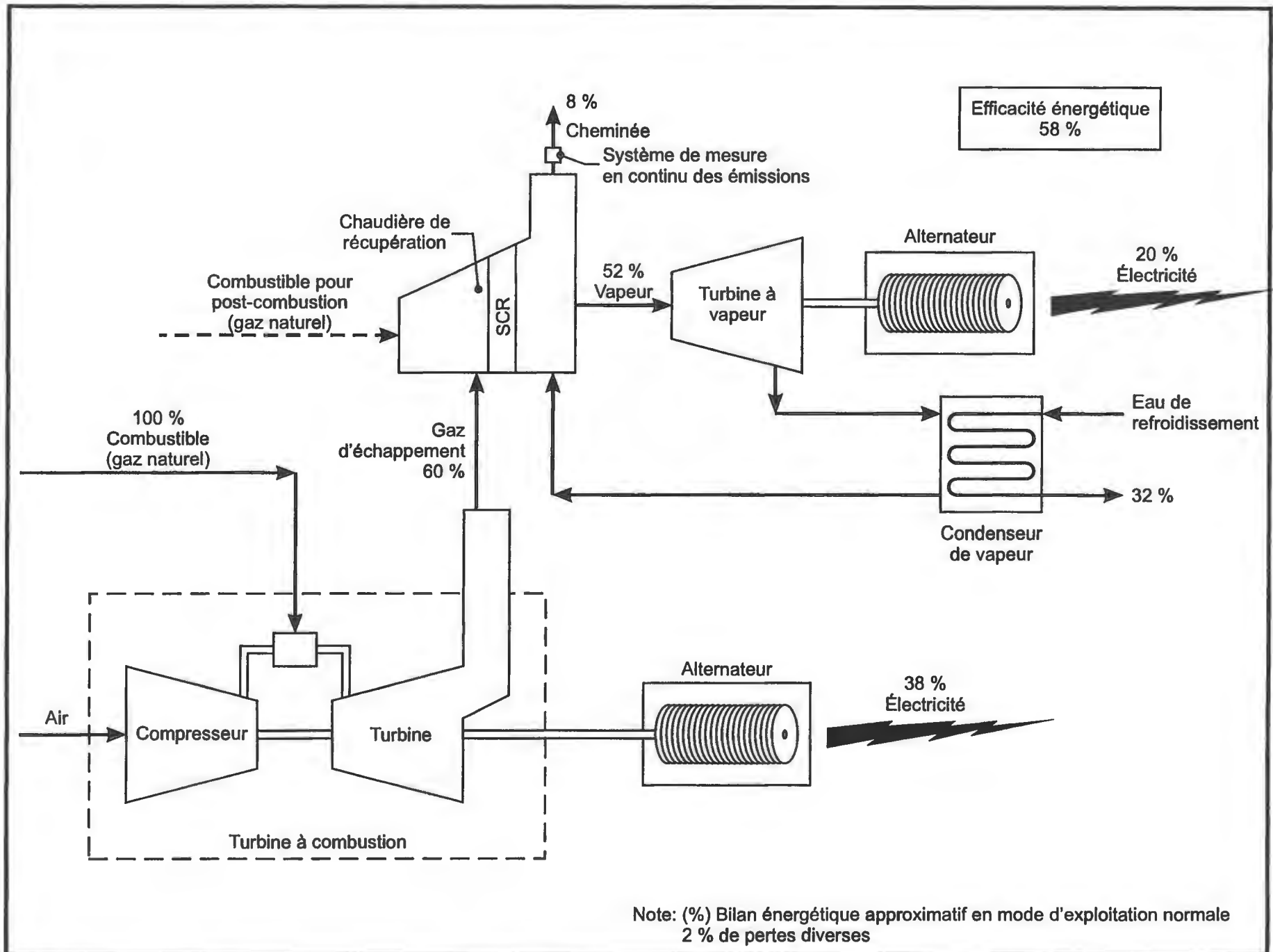
Pour le cadmium, le cuivre, le nickel, le plomb et le zinc, les valeurs des critères ont été calculées à partir de formules édictées par le ministère de l'Environnement du Québec.

Source (1) : SNC-Lavalin Environnement inc., 2001.

Source (2) : Critères de qualité de l'eau de surface au Québec, Ministère de l'Environnement du Québec, mai 2001; Règlement sur la qualité de l'eau potable, Ministère de l'Environnement du Québec, L.R.Q. c. Q-2, mai 2001.

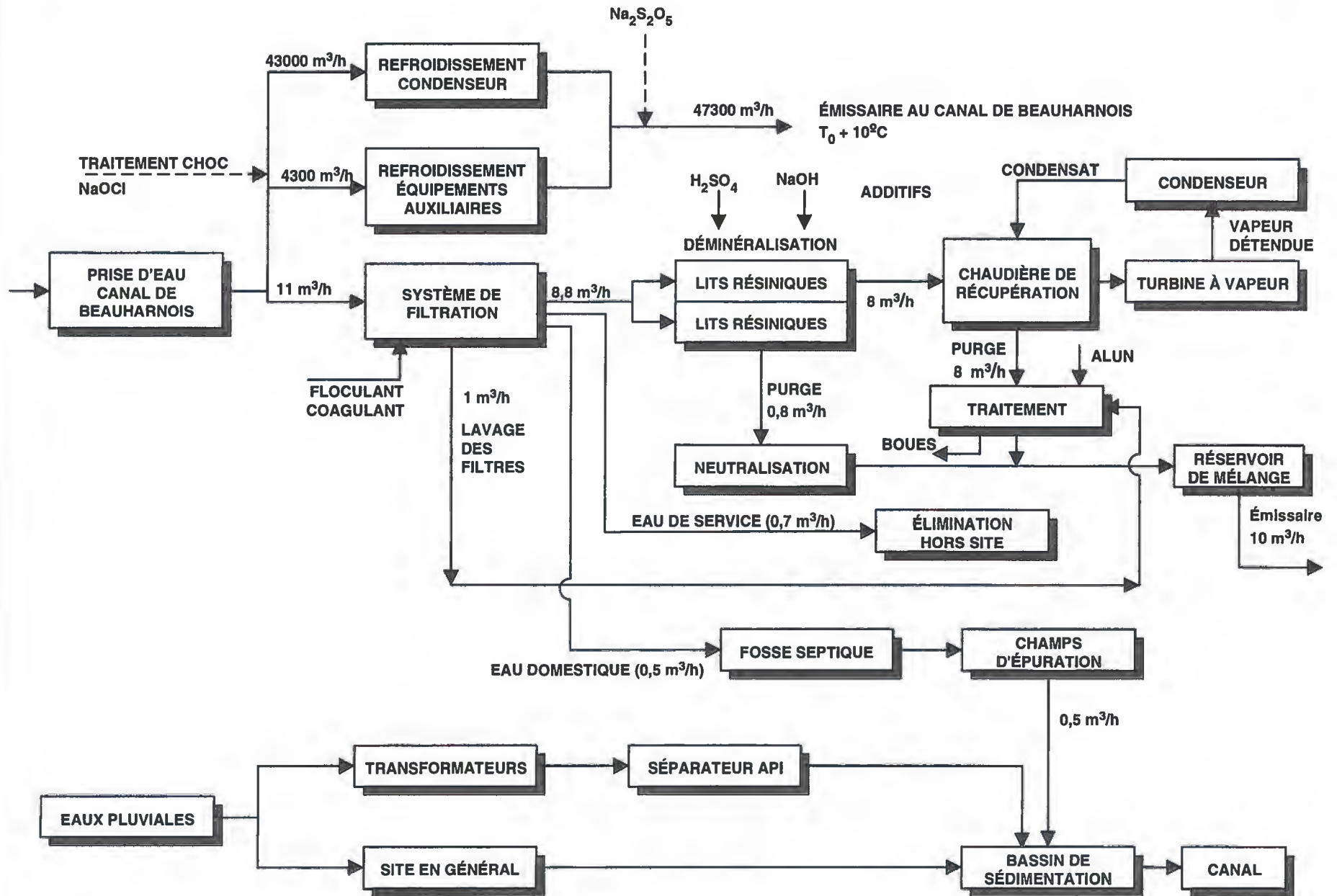
CONFIGURATION DE TYPE À ARBRES MULTIPLES

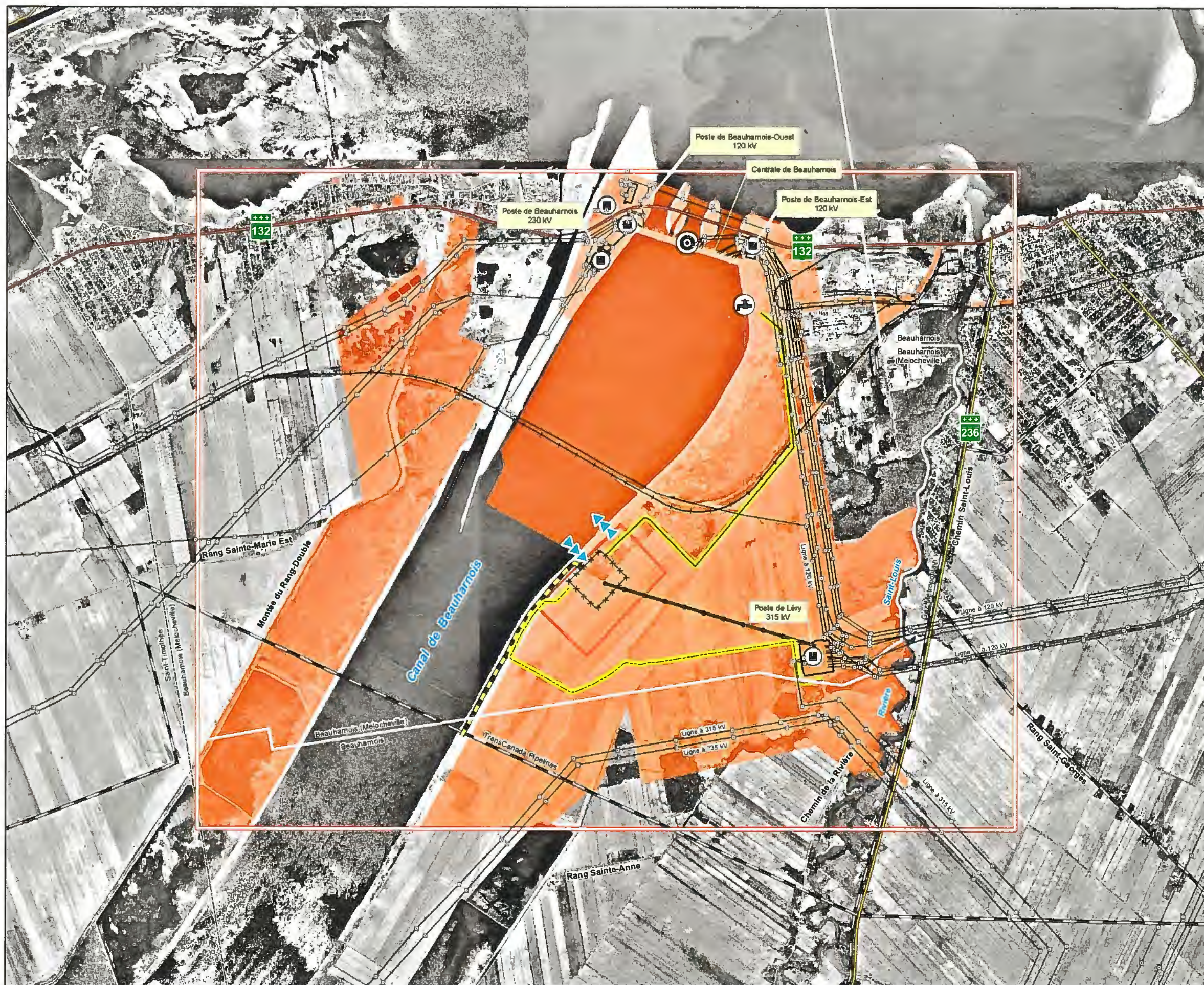
Figure 3.1



Bilan d'eau - Centrale du Sûroit

Figure 3.4





PROJET ET TRAVAUX CONNEXES

- Zone d'étude
- Site d'implantation
- Périmètre de la centrale
- Propriété d'Hydro-Québec
- ▶▶ Prise d'eau
- ◀◀ Rejet d'eau
- Route d'accès permanente
- Route d'accès temporaire
- Ligne de raccordement de la centrale au réseau
- Conduite latérale de gaz naturel

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

- Route nationale
- Route régionale
- Voie ferrée
- Gazoduc
- Limite municipale
- Ancienne limite municipale
- Ligne de transport d'énergie électrique
- Centrale hydroélectrique
- Poste de transformation
- Prises d'eau (Beauharnois-PPG-Alcan)

Source: orthophoto MRN août 1999; Limites de propriétés du fichier map001.dwg de Hydro-Québec de mai 1996 et révision 25 août 1998

Titre
Emplacement prévu de la centrale

Projet
**CENTRALE À CYCLE COMBINÉ
DU SUROÏT**

Directeur - Client B. Soucy	Directeur - Consultant R. Auger
---------------------------------------	---

--	--

Échelle 0 300 600 m	Projet 014393	Dept. 0350	Dessin localisation.mxd
------------------------	------------------	---------------	----------------------------

1	30/04/2002	Rapport final	R.A.	C.L.
No.	Date	Description	Dessiné	Vérifié

Figure 5



- PROJET**
- Site d'implantation
 - ▶▶▶ Prise d'eau
 - ◀◀◀ Rejet d'eau
- INFRASTRUCTURES ET LIMITES**
- Route nationale
 - Route régionale
 - Emprise du MTQ
 - Bande supplémentaire adjacente à l'emprise du MTQ
 - Voie ferrée
 - Gazoduc
 - Ancienne limite municipale
 - Ligne de transport d'énergie électrique
 - Centrale hydroélectrique
 - Poste de transformation
 - Piste cyclable
 - Prise d'eau (Beauharnois-PPG-Alcan)

- AFFECTATION DU SOL**
- Agricole
 - Urbaine
 - Industrielle
 - Utilité publique
 - Récréative

AFFECTATION	Superficie (km ²)	Proportion %
Agricole	8.35	25.89
Urbaine	2.72	8.45
Industrielle	8.77	27.20
Utilité publique	1.16	3.59
Récréative	3.63	11.26
Territoire non-affecté	7.61	23.61

Source: orthophoto MRN août 1999; Schéma d'aménagement MRC Beauharnois-Salaberry mars 2000 inventaire terrain été 2001.

Titre				
Affectation du territoire				
Projet CENTRALE À CYCLE COMBINÉ DU SUOÏT				
Directeur - Client B. Soucy		Directeur - Consultant R. Auger		
Client Hydro Québec		Consultant SNC-LAVALIN Environnement		
Échelle 0 200 400 m		Projet	Dept.	Dessin
		014393	0350	affect.mxd
1	30/04/2002	Rapport final	R.A.	C.L.
No.	Date	Description	Dessiné	Vérifié



PROJET

- Site d'implantation
- ▶▶ Prise d'eau ◀◀ Rejet d'eau

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

- Route nationale
- Régionale
- Voie ferrée
- Gazoduc
- Ancienne limite municipale
- Ligne de transport d'énergie électrique
- Centrale hydroélectrique
- Poste de transformation
- Usine de filtration
- Usine de traitement des eaux usées
- Prises d'eau (Beauharnois-PPG-Alcan)
- Voie maritime
- Marina
- Piste cyclable
- SB-10** Bassin de sédimentation

UTILISATION DU SOL

- Agricole
- Utilité publique
- Résidentielle
- Parc municipal
- Commerciale
- Vacant
- Institutionnelle
- Carrière
- Industrielle

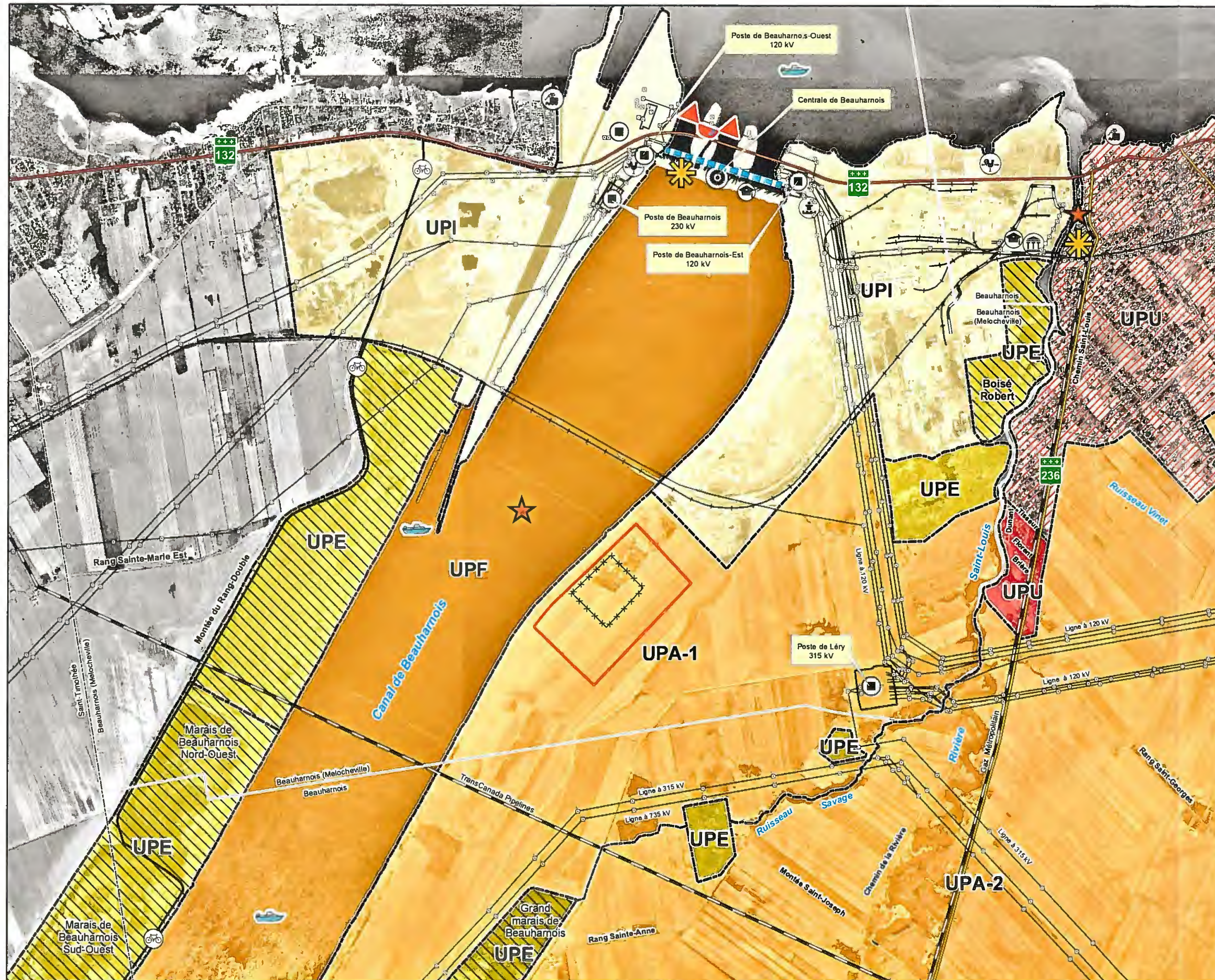
MILIEU NATUREL

- Peuplement forestier
- Friche
- Milieu humide
- Boisé Robert
- Espèce susceptible d'être désignée vulnérable ou menacée (flore)
- Espèce susceptible d'être désignée vulnérable ou menacée (faune)

Source: orthophoto MRN août 1999; plantes menacées du centre de données sur le patrimoine naturel du Québec, Schéma d'aménagement MRC Beauharnois-Salaberry mars 2000; inventaire terrain été 2001

Titre				
Utilisation du territoire et milieu naturel				
Projet				
CENTRALE À CYCLE COMBINÉ DU SUOÏT				
Directeur - Client		Directeur - Consultant		
B. Soucy		R. Auger		
Client		Consultant		
Échelle		Projet		
0 200 400 m		014393	0350	inventaire.mxd
		Dessin		
1	30/04/2002	Rapport final	R.A.	C.L.
No	Date	Description	Dessiné	Vérifié

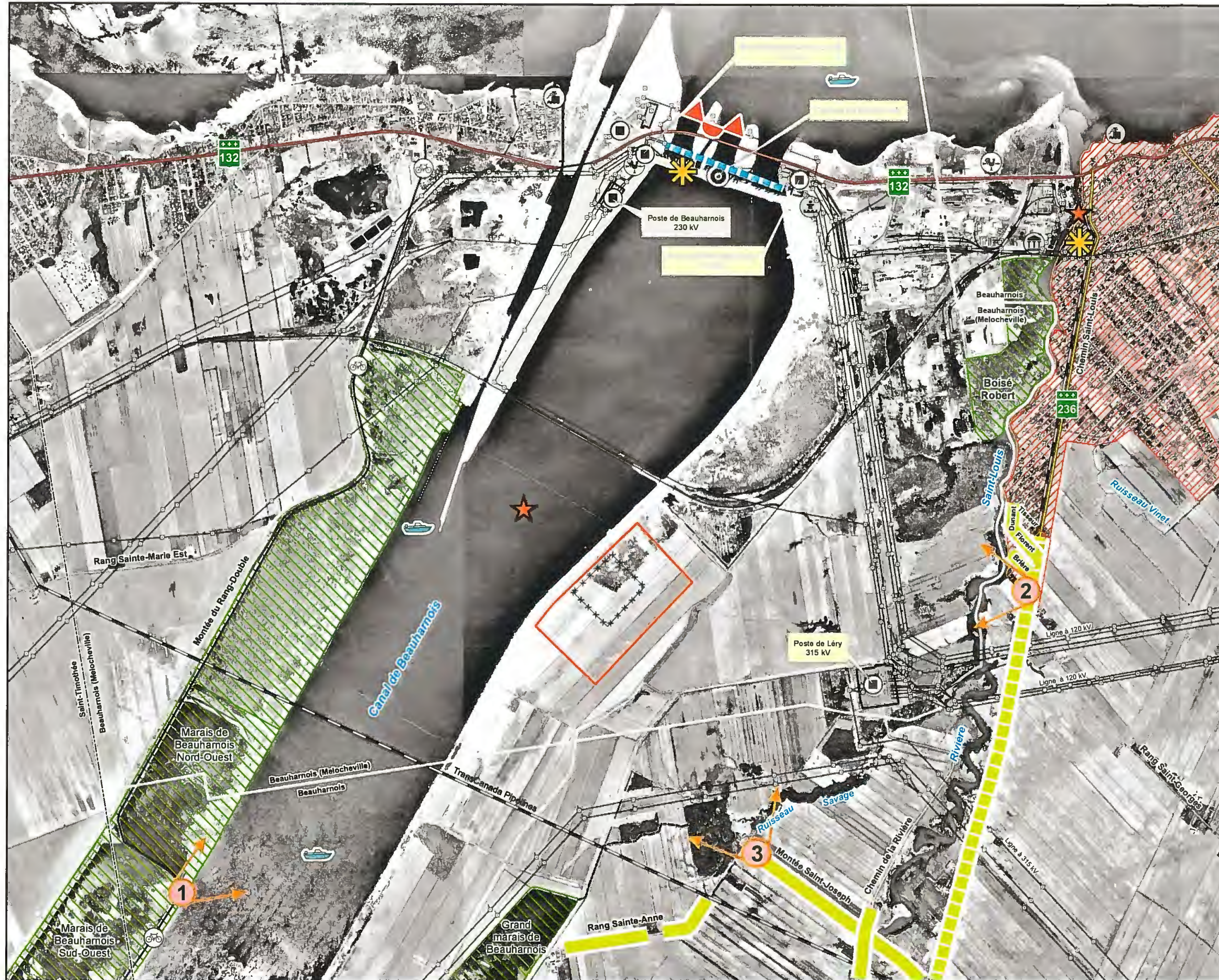
Figure 10



- PROJET**
- Site d'implantation
 - Périmètre de la centrale
- COMPOSANTES DU PAYSAGE ET RÉSISTANCES**
- Limite des unités de paysage
 - Résistance très faible
 - Résistance faible
 - Résistance moyenne
 - Résistance très forte
 - ★ Lieu d'attrait visuel
 - ✱ Point de repère visuel
 - Ligne de force
 - ▲ Vue panoramique
- INDICATEURS DES VALEURS**
- 🚴 Lieu à vocation récréotouristique
 - Zone de conservation écologique
 - Zone urbaine
 - 🏠 Lieu à vocation éducative
- UNITÉS DE PAYSAGE**
- UPI Caractère industriel
 - UPU Caractère urbain
 - UPA Caractère agricole
 - UPF Caractère fluvial
 - UPE Intérêt écologique
- INFRASTRUCTURES ET LIMITES**
- Route nationale
 - Régionale
 - Voie ferrée
 - Gazoduc
 - Limite municipale
 - Ancienne limite municipale
 - Ligne de transport d'énergie électrique
 - ⊙ Centrale hydroélectrique
 - ⊠ Poste de transformation
 - ⊞ Centre d'interprétation d'Hydro-Québec
 - ⊞ Musée Nicolas-Manny
 - ⊞ Marina
 - ⊞ Site ou bâtiment d'intérêt patrimonial

Source: orthophoto MRN août 1999, plantes menacées du centre de données sur le patrimoine naturel du Québec, Schéma d'aménagement MRC Beauharnois-Salaberry mars 2000, inventaire terrain été 2001

Composantes du paysage et résistances				
Projet CENTRALE À CYCLE COMBINÉ DU SUROÏT				
Directeur - Client B. Soucy		Directeur - Consultant R. Auger		
Client Hydro Québec		Consultant SNC-LAVALIN Environnement		
Échelle 0 250 500 m		Projet 014393	Dept. 0350	Dessin Visuel1.mxd
1	30/04/2002	Rapport final	R.A.	C.L.
No	Date	Description	Dessiné	Vérifié



LIMITES

- Site d'implantation
- Périmètre de la centrale

IMPORTANT DE L'IMPACT

- Moyenne

COMPOSANTES DU PAYSAGE

- Portion des zones d'observation touchée
- Portion des zones d'observation touchée de façon discontinue
- Lieu d'attrait visuel
- Point de repère visuel
- Lieu à vocation récréotouristique
- Ligne de force
- Vue panoramique
- Zone de conservation écologique
- Zone urbaine
- Lieu d'observation stratégique

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

- Route nationale
- Voie ferrée
- Gazoduc
- Limite municipale
- Ancienne limite municipale
- Ligne de transport d'énergie électrique
- Centrale hydroélectrique
- Poste de transformation
- Marina
- Centre d'interprétation d'Hydro-Québec
- Musée Nicolas-Manny
- Site ou bâtiment d'intérêt patrimonial
- Régionale

Source: orthophoto MRN août 1999; plantes menacées du centre de données sur le patrimoine naturel du Québec; Schéma d'aménagement MRC Beauharnois-Salaberry mars 2000; inventaire terrain été 2001

Titre
Effets sur le milieu visuel

Projet
CENTRALE À CYCLE COMBINÉ DU SUROÏT

Directeur - Client
B. Soucy

Directeur - Consultant
R. Auger

Client
Hydro Québec

Consultant
SNC-LAVALIN Environnement

Échelle
0 250 500 m

No	Date	Description	Dessiné	Vérifié
1	30/04/2002	Rapport final	R. A.	C.L.



PROJET

⊠ Périmètre de la centrale

INFRASTRUCTURES ET LIMITES

- Route nationale
- Route régionale
- ⋯ Emprise du MTQ
- ▨ Bande supplémentaire adjacente à l'emprise du MTQ
- Voie ferrée
- Gazoduc
- Ancienne limite municipale
- Ligne de transport d'énergie électrique
- ⊙ Centrale hydroélectrique
- ⊠ Poste de transformation

ZONES MAXIMALES D'IMPACT POUR LES BLESSURES

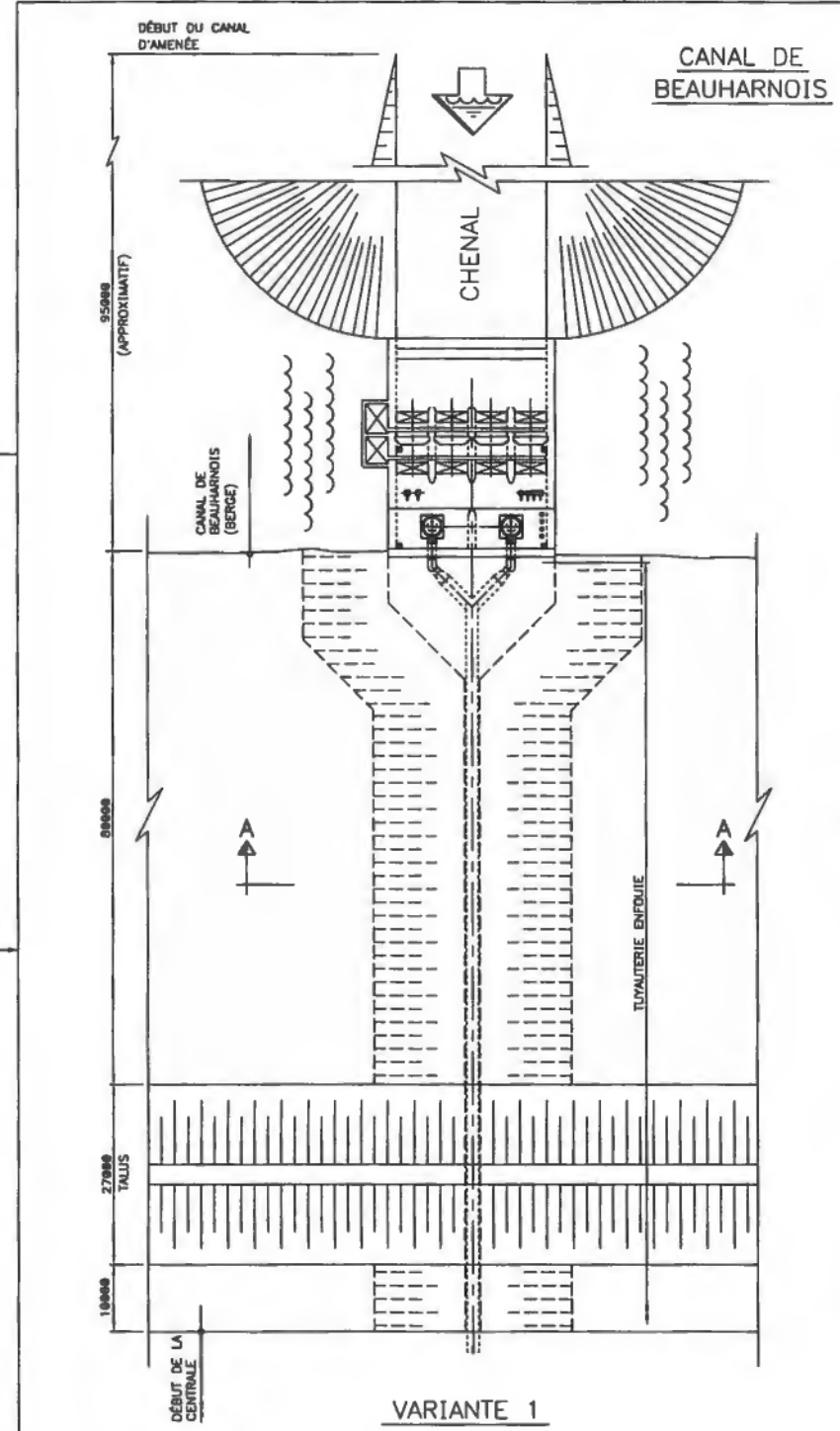
- Ammoniac ERPG2 (rayon de 300 m)
- Ammoniac ERPG1 (rayon de 1 200 m)
- Gaz naturel (rayon de 430 m)

UTILISATION DU SOL

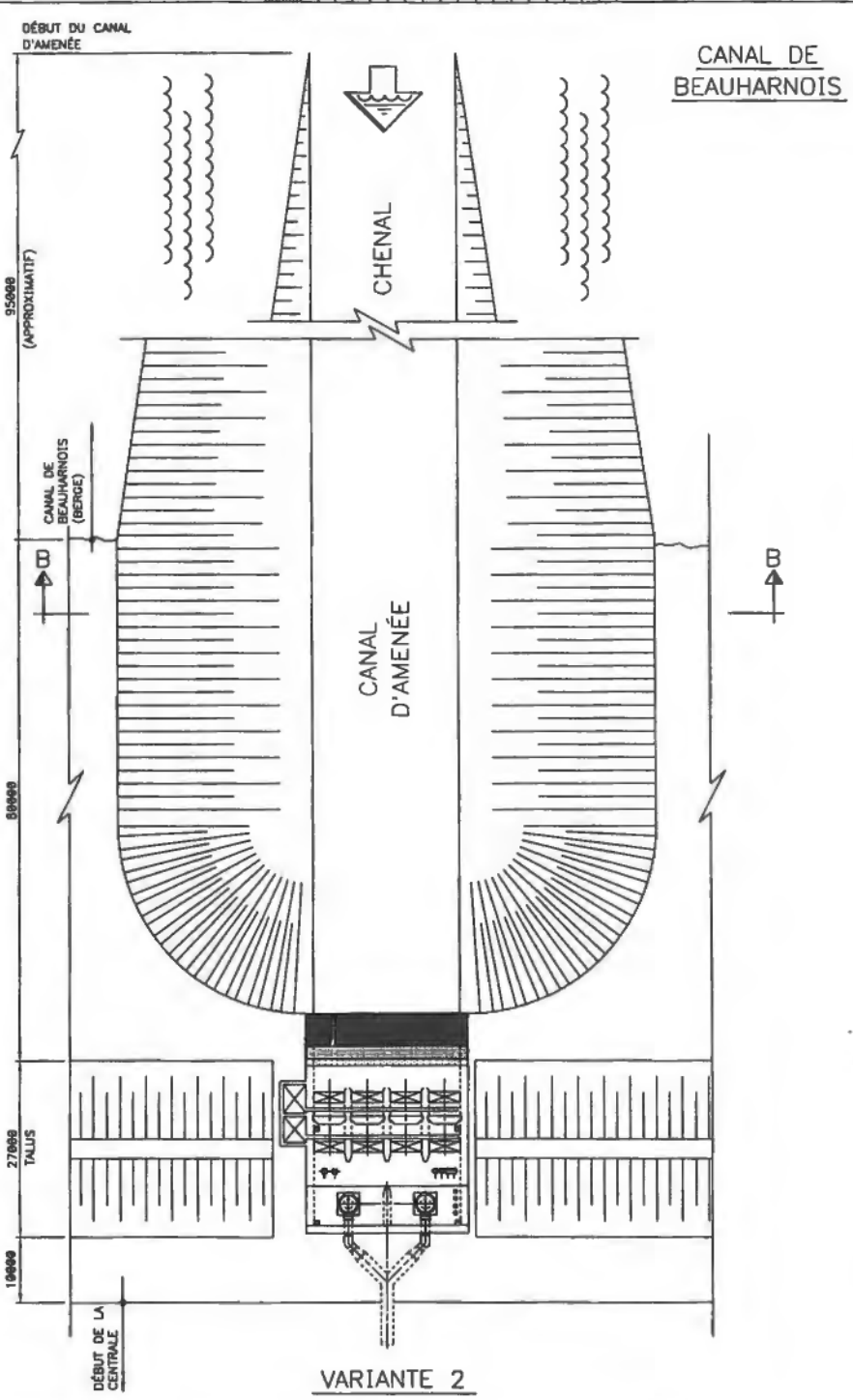
- Agricole
- Résidentielle
- Commerciale
- Institutionnelle
- Industrielle
- Peuplement forestier
- Friche
- Milieu humide
- Utilité publique
- Parc municipal
- Vacant
- Carrière

Note: Cette carte doit être interprétée conjointement avec le texte qui l'accompagne
 Source: orthophoto MRN août 1999 Schéma d'aménagement MRC Beauharnois Salaberry mars 2000 inventaire terrain été 2001

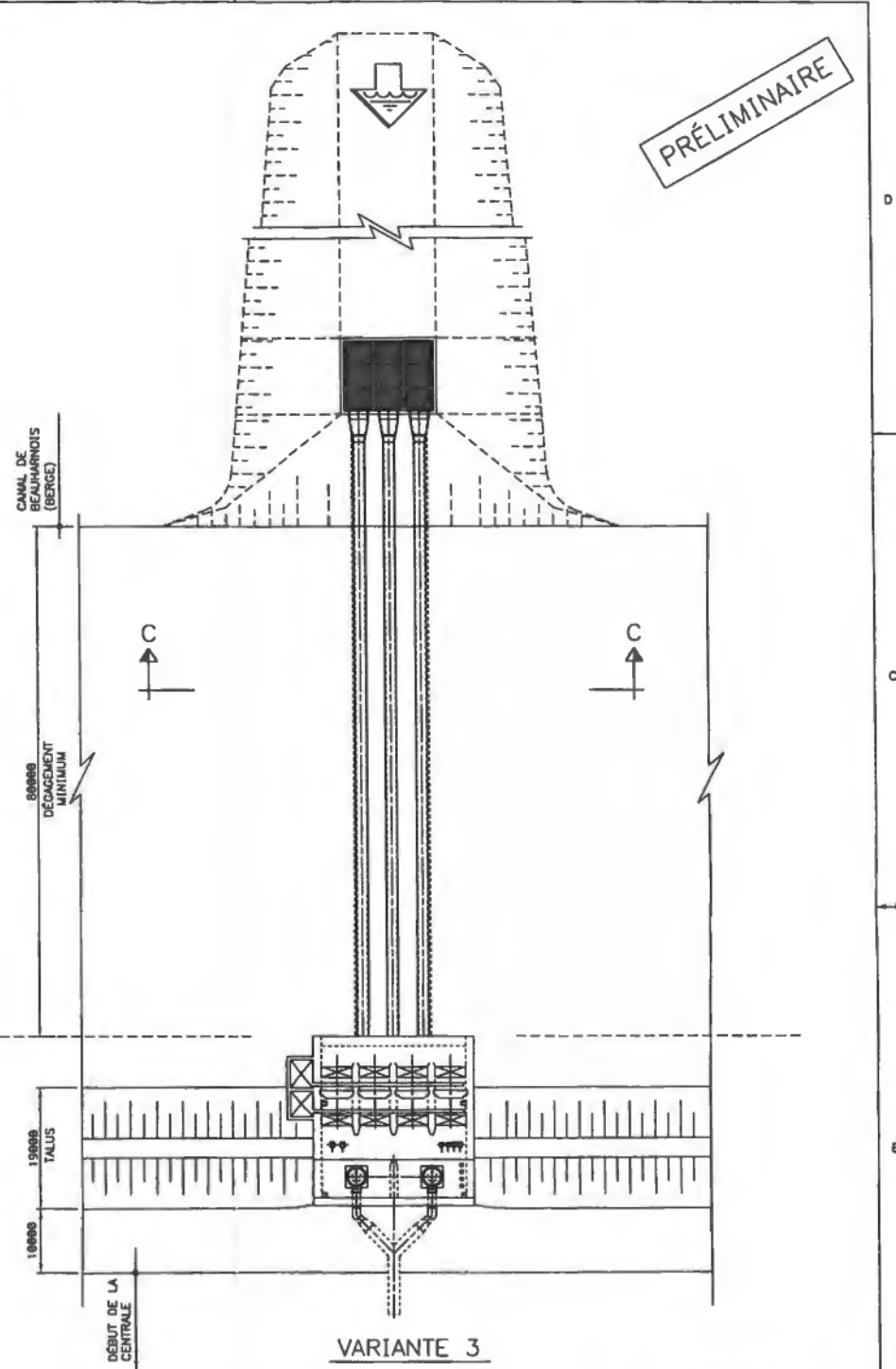
Titre				
Zones maximales d'impact Scénarios normalisés				
Projet				
CENTRALE À CYCLE COMBINÉ DU SUROÏT				
Directeur - Client		Directeur - Consultant		
B. Soucy		R. Auger		
Client		Consultant		
Hydro Québec		SNC-LAVALIN Environnement		
Échelle		Projet Dept. Dessin		
0 200 400 m		014393 0350 rsque.mxd		
1	02/05/2002	Rapport final	R.A	C.L.
No.	Date	Description	Dessiné	Vérifié



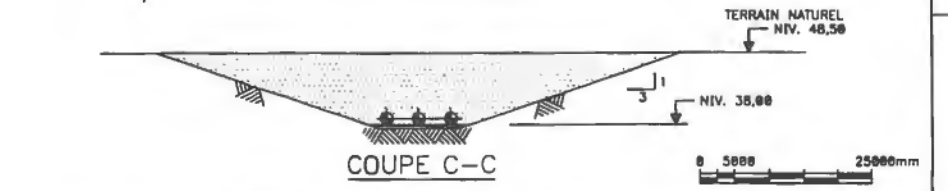
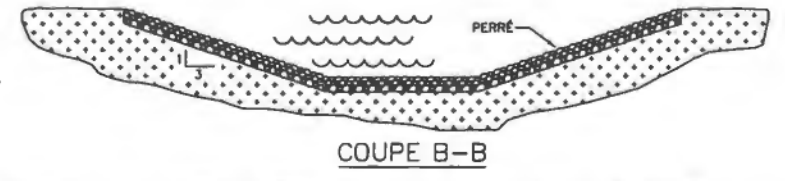
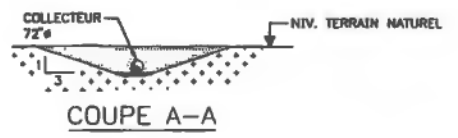
VARIANTE 1



VARIANTE 2



VARIANTE 3

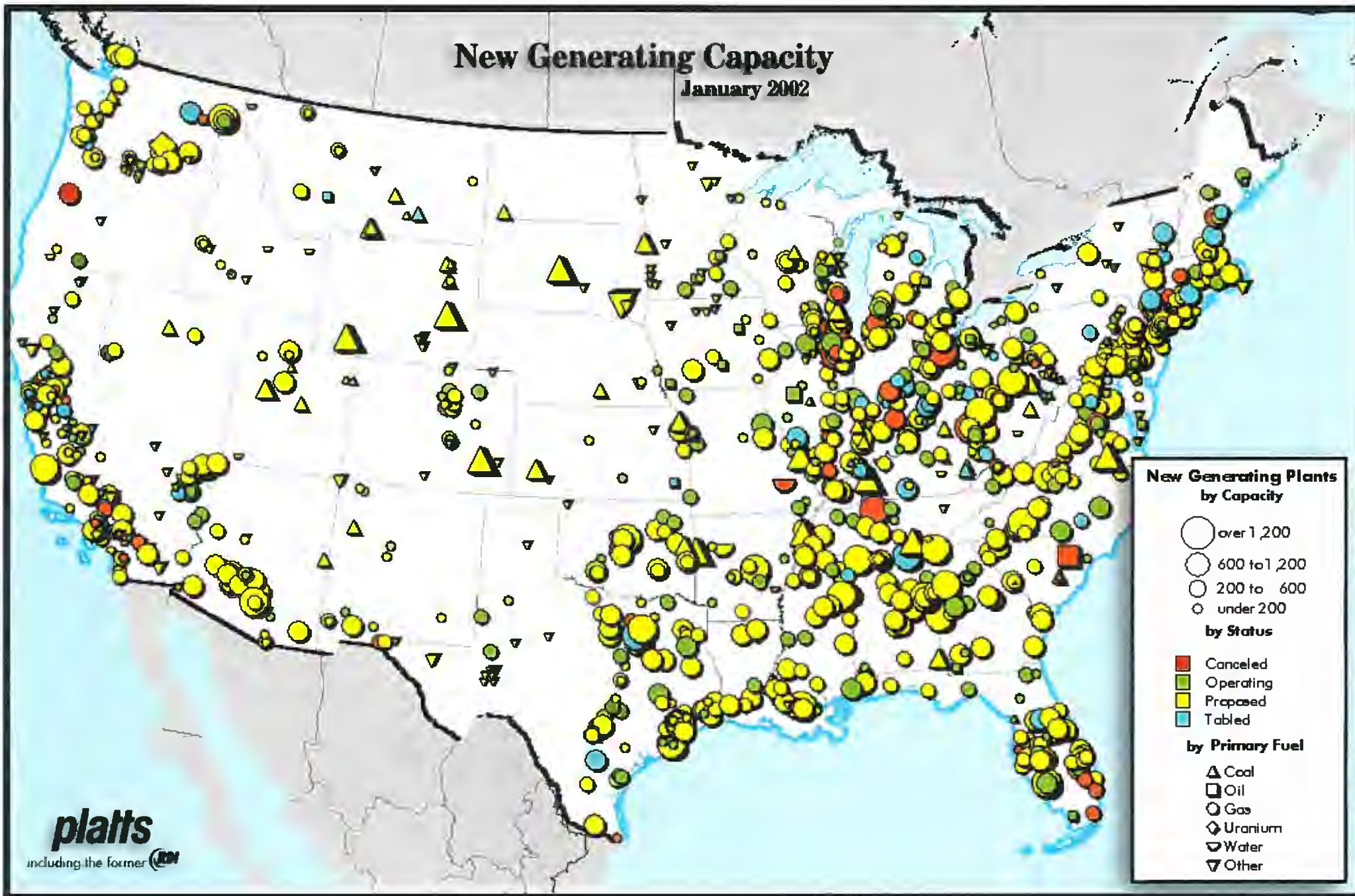


DÉSIGNÉ: SAUVERAND; 2002/05/03 - 1037m
 CHEMIN: \SU-INT-CAD\01\03\04\05\06\07\08\09\10\11\12\13\14\15\16\17\18\19\20\21\22\23\24\25\26\27\28\29\30\31\32\33\34\35\36\37\38\39\40\41\42\43\44\45\46\47\48\49\50\51\52\53\54\55\56\57\58\59\60\61\62\63\64\65\66\67\68\69\70\71\72\73\74\75\76\77\78\79\80\81\82\83\84\85\86\87\88\89\90\91\92\93\94\95\96\97\98\99\100\101\102\103\104\105\106\107\108\109\110\111\112\113\114\115\116\117\118\119\120\121\122\123\124\125\126\127\128\129\130\131\132\133\134\135\136\137\138\139\140\141\142\143\144\145\146\147\148\149\150\151\152\153\154\155\156\157\158\159\160\161\162\163\164\165\166\167\168\169\170\171\172\173\174\175\176\177\178\179\180\181\182\183\184\185\186\187\188\189\190\191\192\193\194\195\196\197\198\199\200\201\202\203\204\205\206\207\208\209\210\211\212\213\214\215\216\217\218\219\220\221\222\223\224\225\226\227\228\229\230\231\232\233\234\235\236\237\238\239\240\241\242\243\244\245\246\247\248\249\250\251\252\253\254\255\256\257\258\259\260\261\262\263\264\265\266\267\268\269\270\271\272\273\274\275\276\277\278\279\280\281\282\283\284\285\286\287\288\289\290\291\292\293\294\295\296\297\298\299\300\301\302\303\304\305\306\307\308\309\310\311\312\313\314\315\316\317\318\319\320\321\322\323\324\325\326\327\328\329\330\331\332\333\334\335\336\337\338\339\340\341\342\343\344\345\346\347\348\349\350\351\352\353\354\355\356\357\358\359\360\361\362\363\364\365\366\367\368\369\370\371\372\373\374\375\376\377\378\379\380\381\382\383\384\385\386\387\388\389\390\391\392\393\394\395\396\397\398\399\400\401\402\403\404\405\406\407\408\409\410\411\412\413\414\415\416\417\418\419\420\421\422\423\424\425\426\427\428\429\430\431\432\433\434\435\436\437\438\439\440\441\442\443\444\445\446\447\448\449\450\451\452\453\454\455\456\457\458\459\460\461\462\463\464\465\466\467\468\469\470\471\472\473\474\475\476\477\478\479\480\481\482\483\484\485\486\487\488\489\490\491\492\493\494\495\496\497\498\499\500\501\502\503\504\505\506\507\508\509\510\511\512\513\514\515\516\517\518\519\520\521\522\523\524\525\526\527\528\529\530\531\532\533\534\535\536\537\538\539\540\541\542\543\544\545\546\547\548\549\550\551\552\553\554\555\556\557\558\559\560\561\562\563\564\565\566\567\568\569\570\571\572\573\574\575\576\577\578\579\580\581\582\583\584\585\586\587\588\589\590\591\592\593\594\595\596\597\598\599\600\601\602\603\604\605\606\607\608\609\610\611\612\613\614\615\616\617\618\619\620\621\622\623\624\625\626\627\628\629\630\631\632\633\634\635\636\637\638\639\640\641\642\643\644\645\646\647\648\649\650\651\652\653\654\655\656\657\658\659\660\661\662\663\664\665\666\667\668\669\670\671\672\673\674\675\676\677\678\679\680\681\682\683\684\685\686\687\688\689\690\691\692\693\694\695\696\697\698\699\700\701\702\703\704\705\706\707\708\709\710\711\712\713\714\715\716\717\718\719\720\721\722\723\724\725\726\727\728\729\730\731\732\733\734\735\736\737\738\739\740\741\742\743\744\745\746\747\748\749\750\751\752\753\754\755\756\757\758\759\760\761\762\763\764\765\766\767\768\769\770\771\772\773\774\775\776\777\778\779\780\781\782\783\784\785\786\787\788\789\790\791\792\793\794\795\796\797\798\799\800\801\802\803\804\805\806\807\808\809\810\811\812\813\814\815\816\817\818\819\820\821\822\823\824\825\826\827\828\829\830\831\832\833\834\835\836\837\838\839\840\841\842\843\844\845\846\847\848\849\850\851\852\853\854\855\856\857\858\859\860\861\862\863\864\865\866\867\868\869\870\871\872\873\874\875\876\877\878\879\880\881\882\883\884\885\886\887\888\889\890\891\892\893\894\895\896\897\898\899\900\901\902\903\904\905\906\907\908\909\910\911\912\913\914\915\916\917\918\919\920\921\922\923\924\925\926\927\928\929\930\931\932\933\934\935\936\937\938\939\940\941\942\943\944\945\946\947\948\949\950\951\952\953\954\955\956\957\958\959\960\961\962\963\964\965\966\967\968\969\970\971\972\973\974\975\976\977\978\979\980\981\982\983\984\985\986\987\988\989\990\991\992\993\994\995\996\997\998\999\1000\1001\1002\1003\1004\1005\1006\1007\1008\1009\1010\1011\1012\1013\1014\1015\1016\1017\1018\1019\1020\1021\1022\1023\1024\1025\1026\1027\1028\1029\1030\1031\1032\1033\1034\1035\1036\1037\1038\1039\1040\1041\1042\1043\1044\1045\1046\1047\1048\1049\1050\1051\1052\1053\1054\1055\1056\1057\1058\1059\1060\1061\1062\1063\1064\1065\1066\1067\1068\1069\1070\1071\1072\1073\1074\1075\1076\1077\1078\1079\1080\1081\1082\1083\1084\1085\1086\1087\1088\1089\1090\1091\1092\1093\1094\1095\1096\1097\1098\1099\1100\1101\1102\1103\1104\1105\1106\1107\1108\1109\1110\1111\1112\1113\1114\1115\1116\1117\1118\1119\1120\1121\1122\1123\1124\1125\1126\1127\1128\1129\1130\1131\1132\1133\1134\1135\1136\1137\1138\1139\1140\1141\1142\1143\1144\1145\1146\1147\1148\1149\1150\1151\1152\1153\1154\1155\1156\1157\1158\1159\1160\1161\1162\1163\1164\1165\1166\1167\1168\1169\1170\1171\1172\1173\1174\1175\1176\1177\1178\1179\1180\1181\1182\1183\1184\1185\1186\1187\1188\1189\1190\1191\1192\1193\1194\1195\1196\1197\1198\1199\1200\1201\1202\1203\1204\1205\1206\1207\1208\1209\1210\1211\1212\1213\1214\1215\1216\1217\1218\1219\1220\1221\1222\1223\1224\1225\1226\1227\1228\1229\1230\1231\1232\1233\1234\1235\1236\1237\1238\1239\1240\1241\1242\1243\1244\1245\1246\1247\1248\1249\1250\1251\1252\1253\1254\1255\1256\1257\1258\1259\1260\1261\1262\1263\1264\1265\1266\1267\1268\1269\1270\1271\1272\1273\1274\1275\1276\1277\1278\1279\1280\1281\1282\1283\1284\1285\1286\1287\1288\1289\1290\1291\1292\1293\1294\1295\1296\1297\1298\1299\1300\1301\1302\1303\1304\1305\1306\1307\1308\1309\1310\1311\1312\1313\1314\1315\1316\1317\1318\1319\1320\1321\1322\1323\1324\1325\1326\1327\1328\1329\1330\1331\1332\1333\1334\1335\1336\1337\1338\1339\1340\1341\1342\1343\1344\1345\1346\1347\1348\1349\1350\1351\1352\1353\1354\1355\1356\1357\1358\1359\1360\1361\1362\1363\1364\1365\1366\1367\1368\1369\1370\1371\1372\1373\1374\1375\1376\1377\1378\1379\1380\1381\1382\1383\1384\1385\1386\1387\1388\1389\1390\1391\1392\1393\1394\1395\1396\1397\1398\1399\1400\1401\1402\1403\1404\1405\1406\1407\1408\1409\1410\1411\1412\1413\1414\1415\1416\1417\1418\1419\1420\1421\1422\1423\1424\1425\1426\1427\1428\1429\1430\1431\1432\1433\1434\1435\1436\1437\1438\1439\1440\1441\1442\1443\1444\1445\1446\1447\1448\1449\1450\1451\1452\1453\1454\1455\1456\1457\1458\1459\1460\1461\1462\1463\1464\1465\1466\1467\1468\1469\1470\1471\1472\1473\1474\1475\1476\1477\1478\1479\1480\1481\1482\1483\1484\1485\1486\1487\1488\1489\1490\1491\1492\1493\1494\1495\1496\1497\1498\1499\1500\1501\1502\1503\1504\1505\1506\1507\1508\1509\1510\1511\1512\1513\1514\1515\1516\1517\1518\1519\1520\1521\1522\1523\1524\1525\1526\1527\1528\1529\1530\1531\1532\1533\1534\1535\1536\1537\1538\1539\1540\1541\1542\1543\1544\1545\1546\1547\1548\1549\1550\1551\1552\1553\1554\1555\1556\1557\1558\1559\1560\1561\1562\1563\1564\1565\1566\1567\1568\1569\1570\1571\1572\1573\1574\1575\1576\1577\1578\1579\1580\1581\1582\1583\1584\1585\1586\1587\1588\1589\1590\1591\1592\1593\1594\1595\1596\1597\1598\1599\1600\1601\1602\1603\1604\1605\1606\1607\1608\1609\1610\1611\1612\1613\1614\1615\1616\1617\1618\1619\1620\1621\1622\1623\1624\1625\1626\1627\1628\1629\1630\1631\1632\1633\1634\1635\1636\1637\1638\1639\1640\1641\1642\1643\1644\1645\1646\1647\1648\1649\1650\1651\1652\1653\1654\1655\1656\1657\1658\1659\1660\1661\1662\1663\1664\1665\1666\1667\1668\1669\1670\1671\1672\1673\1674\1675\1676\1677\1678\1679\1680\1681\1682\1683\1684\1685\1686\1687\1688\1689\1690\1691\1692\1693\1694\1695\1696\1697\1698\1699\1700\1701\1702\1703\1704\1705\1706\1707\1708\1709\1710\1711\1712\1713\1714\1715\1716\1717\1718\1719\1720\1721\1722\1723\1724\1725\1726\1727\1728\1729\1730\1731\1732\1733\1734\1735\1736\1737\1738\1739\1740\1741\1742\1743\1744\1745\1746\1747\1748\1749\1750\1751\1752\1753\1754\1755\1756\1757\1758\1759\1760\1761\1762\1763\1764\1765\1766\1767\1768\1769\1770\1771\1772\1773\1774\1775\1776\1777\1778\1779\1780\1781\1782\1783\1784\1785\1786\1787\1788\1789\1790\1791\1792\1793\1794\1795\1796\1797\1798\1799\1800\1801\1802\1803\1804\1805\1806\1807\1808\1809\1810\1811\1812\1813\1814\1815\1816\1817\1818\1819\1820\1821\1822\1823\1824\1825\1826\1827\1828\1829\1830\1831\1832\1833\1834\1835\1836\1837\1838\1839\1840\1841\1842\1843\1844\1845\1846\1847\1848\1849\1850\1851\1852\1853\1854\1855\1856\1857\1858\1859\1860\1861\1862\1863\1864\1865\1866\1867\1868\1869\1870\1871\1872\1873\1874\1875\1876\1877\1878\1879\1880\1881\1882\1883\1884\1885\1886\1887\1888\1889\1890\1891\1892\1893\1894\1895\1896\1897\1898\1899\1900\1901\1902\1903\1904\1905\1906\1907\1908\1909\1910\1911\1912\1913\1914\1915\1916\1917\1918\1919\1920\1921\1922\1923\1924\1925\1926\1927\1928\1929\1930\1931\1932\1933\1934\1935\1936\1937\1938\1939\1940\1941\1942\1943\1944\1945\1946\1947\1948\1949\1950\1951\1952\1953\1954\1955\1956\1957\1958\1959\1960\1961\1962\1963\1964\1965\1966\1967\1968\1969\1970\1971\1972\1973\1974\1975\1976\1977\1978\1979\1980\1981\1982\1983\1984\1985\1986\1987\1988\1989\1990\1991\1992\1993\1994\1995\1996\1997\1998\1999\2000\2001\2002\2003\2004\2005\2006\2007\2008\2009\2010\2011\2012\2013\2014\2015\2016\2017\2018\2019\2020\2021\2022\2023\2024\2025\2026\2027\2028\2029\2030\2031\2032\2033\2034\2035\2036\2037\2038\2039\2040\2041\2042\2043\2044\2045\2046\2047\2048\2049\2050\2051\2052\2053\2054\2055\2056\2057\2058\2059\2060\2061\2062\2063\2064\2065\2066\2067\2068\2069\2070\2071\2072\2073\2074\2075\2076\2077\2078\2079\2080\2081\2082\2083\2084\2085\2086\2087\2088\2089\2090\2091\2092\2093\2094\2095\2096\2097\2098\2099\2100\2101\2102\2103\2104\2105\2106\2107\2108\2109\2110\2111\2112\2113\2114\2115\2116\2117\2118\2119\2120\2121\2122\2123\2124\2125\2126\2127\2128\2129\2130\2131\2132\2133\2134\2135\2136\2137\2138\2139\2140\2141\2142\2143\2144\2145\2146\2147\2148\2149\2150\2151\2152\2153\2154\2155\2156\2157\2158\2159\2160\2161\2162\2163\2164\2165\2166\2167\2168\2169\2170\2171\2172\2173\2174\2175\2176\2177\2178\2179\2180\2181\2182\2183\2184\2185\2186\2187\2188\2189\2190\2191\2192\2193\2194\2195\2196\2197\2198\2199\2200\2201\2202\2203\2204\2205\2206\2207\2208\2209\2210\2211\2212\2213\2214\2215\2216\2217\2218\2219\2220\2221\2222\2223\2224\2225\2226\2227\2228\2229\2230\2231\2232\2233\2234\2235\2236\2237\2238\2239\2240\2241\2242\2243\2244\2245\2246\2247\2248\2249\2250\2251\2252\2253\2254\2255\2256\2257\2258\2259\2260\2261\2262\2263\2264\2265\2266\2267\2268\2269\2270\2271\2272\2273\2274\2275\2276\2277\2278\2279\2280\2281\2282\2283\2284\2285\2286\2287\2288\2289\2290\2291\2292\2293\2294\2295\2296\2297\2298\2299\2300\2301\2302\2303\2304\2305\2306\2307\2308\2309\2310\2311\2312\2313\2314\2315\2316\2317\2318\2319\2320\2321\2322\2323\2324\2325\2326\2327\2328\2329\2330\2331\2332\2333\2334\2335\2336\2337\2338\2339\2340\2341\2342\2343\2344\2345\2346\2347\2348\2349\2350\2351\2352\2353\2354\2355\2356\2357\2358\2359\2360\2361\2362\2363\2364\2365\2366\2367\2368\2369\2370\2371\2372\2373\2374\2375\2376\2377\2378\2379\2380\2381\2382\2383\2384\2385\2386\2387\2388\2389\2390\2391\2392\2393\2394\2395\2396\2397\2398\2399\2400\2401\2402\2403\2404\2405\2406\2407\2408\2409\2410\2411\2412\2413\2414\2415\2416\2417\2418\2419\2420\2421\2422\2423\2424\2425\2426\2427\2428\2429\2430\2431\2432\2433\2434\2435\2436\2437\2438\2439\2440\2441\2442\2443\2444\2445\2446\2447\2448\2449\2450\2451\2452\2453\2454\2455\2456\2457\2458\2459\2460\2461\2462\2463\2464\2465\2466\2467\2468\2469\2470\2471\2472\2473\2474\2475\2476\2477\2478\2479\2480\2481\2482\2483\2484\2485\2486\2487\2488\2489\2490\2491\2492\2493\2494\2495\2496\2497\2498\2499\2500\2501

Liste des projets de centrale

New Generating Capacity

January 2002



New Generating Plants by Capacity

- over 1,200
 - 600 to 1,200
 - 200 to 600
 - under 200
- by Status**
- Canceled
 - Operating
 - Proposed
 - Tabled
- by Primary Fuel**
- ▲ Coal
 - Oil
 - Gas
 - ◇ Uranium
 - ▽ Water
 - ▽ Other

2001-2006
Projets en cours au Canada et aux États-Unis - Centrales alimentées au gaz naturel

Type de centrale	En exploitation (2001)		En construction (2001)		À l'étude		En suspens	
	Nbre de centrales	Production totale (MW)	Nbre de centrales	Production totale (MW)	Nbre de centrales	Production totale (MW)	Nbre de centrales	Production totale (MW)
Cycle combiné	40	14 497	133	81 230	228	142 666	21	8 940
Cycle simple	0	0	0	0	0	0	0	0
Cogénération	17	3 617	36	13 174	28	7 904	1	95
Turbine à combustion	119	22 598	78	19 846	202	67 521	44	12 015
Chaudière additionnelle	2	440	0	0	1	7.5	0	0
Combustion interne	1	111	1	111	1	24.6	0	0
Total	179	41 263	248	114 361	460	218 123	66	21 050

2001-2006
Autres projets en cours

Type de centrale	En exploitation (2001)		En construction (2001)		À l'étude		En suspens	
	Nbre de centrales	Production totale (MW)	Nbre de centrales	Production totale (MW)	Nbre de centrales	Production totale (MW)	Nbre de centrales	Production totale (MW)
Solaire	8	1.9	3	0.7	2	0.6	0	0
Éolien	27	1 107	11	751	42	5 646	1	10
Charbon	2	640	5	1 308	50	27 044	5	1 552
Nucléaire	6	165	2	43	6	366	0	0
Hydro-électrique	2	93	8	1 433	19	2 935	2	566
Géothermique	0	0	0	0	2	350	1	44
Huile légère	4	258	1	140	2	160	3	44.2
Huile lourde	1	60	0	0	0	0	0	0
Biodiesel	1	6.0	0	0	0	0	0	0
Essence	1	40	0	0	0	0	0	0
Gaz de procédé	2	19.9	3	3.7	9	3 570	1	1 500
Bois	2	19.0	4	77	5	192	0	0
Déchets - Biomasse	2	25.1	0	0	2	72	3	121
Biogaz	10	37.8	0	0	16	56.4	0	0
Autres	2	45	4	593	9	4 721	3	115
Total	70	2 518	41	4 349	164	45 113	19	3 952

Nouvelles centrales au gaz naturel au Canada et aux États-Unis, 2001-2006

Source: Platts NEWGen, parution de décembre 2001

Projets en construction

Centrale	Propriétaire	Province/état	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Sarnia Joint Venture	TransAlta Energy Corp.	ON	440	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	Canada
Calgary Energy Centre	Calpine Corp.	AB	250	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
Brandon	Manitoba Hydro-Electric Board	MB	225	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Cold Lake	Imperial Oil, Ltd.	AB	170	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Muskeg River Cogeneration	ATCO Power Canada, Ltd.	AB	170	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Queen Elizabeth	Saskatchewan Power Corporation	SK	150	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Scotford Cogen	ATCO Power Canada, Ltd.	AB	150	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Potash	ATCO Power Canada, Ltd.	SK	114	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Potash	Saskatchewan Power Corporation	SK	114	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Cavaller Cogen	PanCanadian Petroleum, Ltd.	AB	105	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
Balzac Cogen	Nexen Inc.	AB	53	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Balzac Cogen	PanCanadian Petroleum, Ltd.	AB	53.0	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Redwater Cogen (TRPOLP)	TransCanada Power, L.P.	AB	40	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Sanford (FPL)	Florida Power & Light Company	FL	2060	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Mystic	Sithe Energy New England Holdings, L.L.C.	MA	1501	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fort Myers	Florida Power & Light Company	FL	1440	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Forney	FPL Energy, Inc.	TX	1425	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Murray Energy Facility (Duke)	Duke Energy North America	GA	1200	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Redbud	InterGen North America, L.P.	OK	1200	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Kendall County Project	NRG Energy, Inc.	IL	1160	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sempra Mesquite	Sempra Energy Resources	AZ	1160	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Covert	Covert Generating Co., L.L.C.	MI	1152	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cottonwood Energy	InterGen North America, L.P.	TX	1140	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Goat Rock (GPCO)	Southern Company Services Inc	AL	1140	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wansley	Georgia Power Co.	GA	1132	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Kiamichi Energy Facility	Kiowa Power Partners	OK	1126	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Redhawk	Pinnacle West Energy	AZ	1124	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Mountainview Power	AES Corp.	CA	1100	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Pike	NRG Energy, Inc.	MS	1100	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Harquahala Valley	PG&E Generating Co.	AZ	1083	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Athens Generating Plant	PG&E Generating Co.	NY	1080	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Duke Energy Moapa	Duke Energy North America	NV	1080	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Linden (PSEGF)	PSEG Fossil, L.L.C.	NJ	1080	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Moss Landing	Duke Energy Power Services, L.L.C.	CA	1060	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Gila River Power Station	TECO Power Services Corp.	AZ	1020	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Gila River Power Station	Panda Energy International Inc	AZ	1020	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lawrenceburg	Lawrenceburg Energy, L.L.C.	IN	1020	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Redbud (Energetix)	Energetix	OK	1020	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Dear Park Energy	Calpine Corp.	TX	1000	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Freestone	Calpine Corp.	TX	1000	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
La Paloma	PG&E Generating Co.	CA	1000	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Oneta Generating Station	Calpine Corp.	OK	1000	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Ashland (MAGNEN)	InterGen North America, L.P.	MS	900	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Delta Energy Center (CFN)	Calpine Corp.	CA	855	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Lindsay Hill Generating Station	Tenaska Alabama Partners, L.P.	AL	846	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Baytown Power Plant	Calpine Corp.	TX	830	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Red Oak	AES Red Oak, Inc.	NJ	830	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Zeeland (MIR)	Mirant Corp.	MI	830	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Caledonia	Cogentrix, Inc.	MS	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

Green Country Energy Project	Cogentrix, Inc.	OK	800	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hunterstown	Reliant Energy, Inc.	PA	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Reliant Energy Choctaw County	Reliant Energy, Inc.	MS	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rolling Hills	Rolling Hills Generating, Llc	OH	800	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Southaven (COGENT)	Cogentrix, Inc.	MS	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sterlington Power Station	Cogentrix, Inc.	LA	800	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lake Road	PG&E Generating Co.	OT	792	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wise County Power LLC	Tractebel Power, Inc.	TX	770	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Pastoria Power Project	Calpine Corp.	CA	755	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fore River	Silhe Energies USA, Inc.	MA	750	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rio Nogales	Constellation Power, Inc.	TX	750	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Renaissance Power Project	Renaissance Power Llc	MI	744	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
AES Wolf Hollow	AES Wolf Hollow Lp	TX	730	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Marcus Hook Refinery Cogen	FPL Energy Marcus Hook, L.L.C.	PA	725	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
AES Londonderry	AES Corp.	NH	720	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Decatur Energy Center	Calpine Corp.	AL	700	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Hillabee Energy Center	Calpine Corp.	AL	700	2003	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Ironwood Project	AES Ironwood Llc	PA	700	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lagoon Creek	Tennessee Valley Authority	TN	700	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gannon	Tampa Electric Co.	FL	690	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Central Alabama Generating Station	Tenaska Alabama Partners, L.P.	AL	688	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Magic Valley Power Plant	Calpine Corp.	TX	687	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Oleander Power Facility	Constellation Power, Inc.	FL	680	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Vandolah Power Project	El Paso Energy Corp.	FL	680	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Dresden Energy Center	Dominion Energy Inc	OH	668	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Armstrong County	Consolidated Natural Gas Co.	PA	660	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Enterprise Energy Facility	Duke Energy North America	MS	640	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Marshall County (DUENMC)	Duke Energy Marshall County, L.L.C.	KY	640	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
McAdams Power Station (Sallis)	TECO Power Services Corp.	MS	640	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sandersville Station (Duke)	Duke Energy North America	GA	640	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Southaven (DUENNO)	Duke Energy North America	MS	640	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Dynegy - Bluegrass	Dynegy, Inc.	KY	624	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Washington (Dupc)	Duke Energy Washington, L.L.C.	OH	620	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Apex (MIR)	Mirant Corp.	NV	600	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Dell	TECO Power Services Corp.	AR	600	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wood County	Consolidated Natural Gas Co.	OH	600	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Acadia	Cleco Midstream Resources, L.L.C.	LA	580	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Acadia	Calpine Corp.	LA	580	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bellingham	American National Power, Inc.	MA	580	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Reliant Energy Bighorn	Reliant Energy Power Generation, Inc.	NV	575	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Brazos Valley Project (Clodine)	NRG Energy, Inc.	TX	570	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Holland Energy	Holland Energy, L.L.C.	IL	556	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hays (AMNAPO)	American National Power, Inc.	TX	550	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Midlothian Project	American National Power, Inc.	TX	550	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Equistar Channelview	Equistar Chemicals, L.P.	TX	549	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Ontelaunee Energy Center	Calpine Corp.	PA	545	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Whiting Refinery (PRIENE)	Primary Energy, Inc.	IN	545	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Osprey Energy Center	Calpine Corp.	FL	540	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Springdale	Allegheny Energy Supply Company LLC	PA	540	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Channel Energy Center	Calpine Corp.	TX	539	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Corpus Christi Energy Center	SkyGen Services	TX	530	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Fremont Energy Center	Calpine Corp.	OH	530	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Satsop Combined Cycle	Duke Energy North America	WA	530	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Newington (GOEDDE)	Consolidated Edison Development Corp.	NH	525	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Carville Energy Center	SkyGen Services	LA	522	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Wansley (OGLE)	Oglethorpe Power Corp.	GA	521	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Chehalis Power Station	Tractebel Power, Inc.	WA	520	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

Arlington Valley	Duke Energy Power Services, L.L.C.	AZ	520	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Blythe Energy Power Plant Project	FPL Energy, Inc.	CA	520	2003	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Duke Energy Luna (Deming)	Duke Energy North America	NM	520	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hot Spring Energy Facility (Duke)	Duke Energy North America	AR	520	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Union Power Partners	Panda Energy International Inc	AR	516	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Union Power Partners	TECO Power Services Corp.	AR	516	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Union Power Partners	TECO Power Services Corp.	AR	516	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Union Power Partners	Panda Energy International Inc	AR	516	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Olay Mesa	Calpine Corp.	CA	510	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Van Wert County	National Power Cooperative, Inc.	OH	510	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Waterford (psepp)	PSEG Global Inc	OH	501	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Arrow Canyon	Reliant Energy Power Generation, Inc.	NV	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bergen	PSEG Fossil, L.L.C.	NJ	500	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Columbia Energy Center	SkyGen Services	SC	500	2003	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
John S Rainey Generating Station	South Carolina Public Service Authority	SC	500	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Lansing Smith (GUPC)	Gulf Power Co.	FL	500	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Liberty Electric Project	Orion Power Holdings Inc	PA	500	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Payne Creek Generating Facility	Seminole Electric Coop, Inc.	FL	500	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Ri Hope Energy	FPL Energy, Inc.	RI	500	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Zion Energy Center	Calpine Corp.	IL	495	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Washington Parish Energy Center	Calpine Corp.	LA	490	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Morgan Energy Center	Calpine Corp.	AL	480	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Pasco Power Project	Mirant Corp.	FL	470	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Richmond Plant (CPLC)	Carolina Power & Light Co.	NC	470	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rowan	Carolina Power & Light Co.	NC	470	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Elgin	AmerenEnergy Generating Co.	IL	468	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Jackson	Kinder Morgan Power Co.	MI	456	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Pittsburg Power Plant	Kinder Morgan, Inc.	OK	450	2003	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Poasum Point	Virginia Electric & Power Co.	VA	450	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Urquhart - SCEG	South Carolina Electric & Gas Co.	SC	450	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Eastex Cogeneration Facility	CSW Energy, Inc.	TX	440	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Harmiston Power Project	Calpine Corp.	OR	430	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cecil County	Old Dominion Electric Coop	MD	425	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Slanton	Mirant Corp.	FL	416	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Crete Energy Park	Power Energy Partners, L.L.C.	IL	391	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Molntosh (LALW)	Lakeland Electric	FL	369	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
High Desert	Constellation Energy Inc	CA	350	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
High Desert	Inland Energy, Inc.	CA	350	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Ennis-Tractebel #1	Ennis-Tractebel Power Co., Inc.	TX	343	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Desoto Generating Co. (PRENCO)	Energy Ventures	FL	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Pleasants County	Dominion Energy Inc	WV	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Scooba Peaker	Tennessee Valley Authority	MS	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sugar Creek	Mirant Corp.	IN	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sumpter Township	FirstEnergy Services Corp.	MI	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Raccoon Creek Energy Center	Mep Flora Power Llc	IL	339	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Milford (EPPSCO)	El Paso Power Services Co.	CT	333	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Foothills Generating Project	Dynegy, Inc.	KY	330	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bayou Cove	NRG Energy, Inc.	LA	320	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Belle River	Detroit Edison Co.	MI	320	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Crossroads Energy Center	Clarksdale Public Utilities Commission	MS	320	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cook County	Calumet Energy Team	IL	300	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
John S Rainey Generating Station	South Carolina Public Service Authority	SC	300	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Trimble County	Louisville Gas & Electric Company	KY	300	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Black Dog	Northern States Power Company	MN	290	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Aries	Aquila Power Corp.	MO	287	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Longview (MIF)	Mirant Corp.	WA	286	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Texas City (BP Amoco/CInergy)	BP Amoco Chemical Corp.	TX	285	2004	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis

Texas City (BP Amoco/Cinergy)	Cinergy Solutions	TX	285	2004	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Sunrise Power Project	Edison Mission Energy Co.	CA	280	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sunrise Power Project	Texaco Global Gas & Power	CA	280	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Coastal Power Bastrop	FPL Energy, Inc.	TX	275	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Coastal Power Bastrop	Coastal Power Co.	TX	275	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Hays (AMNAPO)	American National Power, Inc.	TX	275	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Aries	Calpine Corp.	MO	272	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Kyrene Generating Station	Salt River Project	AZ	260	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rawhide	Platte River Power Authority	CO	260	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Perryville Power Station	Cleco Corp.	LA	250	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Perryville Power Station	Mirant Corp.	LA	250	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Centralia (TRAENE)	TransAlta Energy Corp.	WA	248	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Frederickson Power	Frederickson Power	WA	248	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Goldendale	Calpine Corp.	WA	248	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wrightsville Power Facility	Kinder Morgan, Inc.	AR	247	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Front Range Power - Nixon	Coastal Power Co.	CO	240	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Front Range Power - Nixon	Colorado Springs Utilities	CO	240	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Montana First Megawatts	NorthWestern Energy Corp.	MT	240	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Santa Rosa (SKYSEF)	SkyGen Energy, L.L.C.	FL	240	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Elk Hills Power Project	Sempra Energy Resources	CA	239	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Elk Hills Power Project	Occidental Energy Ventures Co.	CA	239	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Kendall Square	Mirant Energy New England, L.L.C.	MA	234	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Georgia	Tenaska, Inc.	GA	234	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cane Island Power Park	Kissimmee Utility Authority	FL	224	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
RS Cogen	PPG Industries, Inc.	LA	224	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
RS Cogen	Entergy Wholesale Operations	LA	224	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Las Vegas Cogeneration (BLHIGE)	Black Hills Generation, Inc.	NV	222	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Milford (EPPSCO)	Power Development Co.	CT	211	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wrightsville Power Facility	Mirant Corp.	AR	203	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wallingford	PPL Global Inc	CT	200	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lake Worth Generation	AES Corp.	FL	186	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Stanton	Orlando Utilities Commission	FL	179	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Reliant Energy Aurora LP	Reliant Energy Power Generation, Inc.	IL	171	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Linden Cogen Plant (ECOAST)	Eastcoast Power	NJ	170	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Reliant Energy Osceola	Reliant Energy Power Generation, Inc.	FL	170	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Rockford II	NRG Energy, Inc.	IL	166	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Darby Generating Station	DPL Energy, Inc.	OH	160	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Montana First Megawatts	NorthWestern Energy Corp.	MT	160	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Richmond Plant (CPLC)	Carolina Power & Light Co.	NC	155	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Elk Hills Power Project	Occidental Energy Ventures Co.	CA	153	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Elk Hills Power Project	Sempra Energy Resources	CA	153	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Afton Generation Station	PSC of New Mexico	NM	140	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Brighton	Tri-State G & T Association, Inc.	CO	140	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Limon (TSGT)	Tri-State G & T Association, Inc.	CO	140	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Baytown Power Plant	Calpine Corp.	TX	130	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Great River Energy - Pleasant Valley	Great River Energy	MN	124	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Arapahoe (Blhige)	Black Hills Generation, Inc.	CO	119	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Georgia	Continental Energy Services, Inc.	GA	117	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Georgia	Illinova Generating Co.	GA	117	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Coyote Springs II	Mirant Corp.	OR	116	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Coyote Springs II	Avista Utilities	OR	116	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Central Alabama Generating Station	Diamond Generating Corp	AL	112	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Plains End	PG&E National Energy Group, Inc.	CO	111	2002	Combustion interne	Gaz naturel	États-Unis
Auburndale Power Partners LIm	Calpine Corp.	FL	100	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hazleton	Williams Generation-Hazleton Co.	PA	100	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Cecil County	Consolidated Edison Development Corp.	MD	85	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
West Valley City	PacifiCorp	UT	80	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Forney	Cobisa Corp.	TX	75	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Brush Power Project	Colorado Power Partners	CO	60	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Benicia Refinery Cogen	Valero Energy Corp.	CA	51	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Indiana Harbor Works (Ltv Steel)	Primary Energy, Inc.	IN	50	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
King City	Calpine King City Cogeneration, L.L.C.	CA	50	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Panoche (Los Banos Peaker)	Wellhead Power LLC	CA	50.0	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Two Elks Plant	Two Elk Power	WY	50	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Vaca-Dixon Peaker	Calpeak Llp	CA	49	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Escondido Peaker (RAMCO)	RAMCO Inc	CA	46	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gates Peaker	Wellhead Power LLC	CA	46	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Smyrna	Delaware Municipal Electric Corp.	DE	45	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Carlson	Jamestown Board of Public Utilities	NY	43	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Redding Power	Redding Electric Utility	CA	43	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Springs	Riverside Public Utilities Dept.	CA	30	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Finley	Benton Public Utilities District	WA	27	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
University of Missouri-Columbia	University of Miesouri	MO	26	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cane Island Power Park	Florida Municipal Power Agency	FL	25.6	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Stanton	(Not Reported)	FL	22.4	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Stanton	Kissimmee Utility Authority	FL	22.4	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Pasco (Franklin)	PUD No. 1 of Franklin County	WA	22	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wayne County Airport	Metro Energy Group, L.L.C.	MI	17	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lake Worth Generation	Lake Worth Utilities	FL	16.3	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Russell Industrial Park	Russell Municipal Power & Light	KS	15	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Mankato	Cenex Harvest States Cooperatives	MN	11.7	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Murray City	Murray City Power Dept.	UT	11	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
18th Street	Springfield Utility Board	OR	10	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Springs	Alliance Power Inc.	CA	10	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bountiful	Bountiful City Light & Power	UT	5.3	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Centrales en exploitation

Centrale	Propriétaire	Province/état	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Bayside Power Generation Project	Westcoast Power, Inc.	NB	265	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
Island Cogeneration Project	Calpine Canada Power Holdings Ltd.	BC	240	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
Cavalier Cogen	PanCanadian Petroleum, Ltd.	AB	85.05	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Carseland Cogen	TransCanada Power, L.P.	AB	80	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Poplar Creek (Millennium)	TransAlta Energy Corp.	AB	65	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	Canada
Sturgeon (AB)	ATCO Electric, Ltd.	AB	46.0	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Rainbow Lake	Husky Energy Inc.	AB	23	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Rainbow Lake	ATCO Power Canada, Ltd.	AB	23.0	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Victor J. Daniel	Guif Power Co.	MS	1000	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fort Myers	Florida Power & Light Company	FL	900	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Reliant Energy Aurora LP	Reliant Energy Power Generation, Inc.	IL	783	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lagoon Creek	Tennessee Valley Authority	TN	700	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lee Generating Station	Duke Energy Lee, L.L.C.	IL	640	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Richmond Plant (OPLC)	Carolina Power & Light Co.	NC	620	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Elwood	Peoples Gas, Light & Coke Co.	IL	585	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Blackstone (AMNAPO)	American National Power, Inc.	MA	580	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Dearborn Industrial Generation LLC	CMS Generation Co.	MI	570	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Riverside	Dynegy, Inc.	KY	560	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lakefield Junction Generation Facility	Great River Energy	MN	550	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Midlothian Project	American National Power, Inc.	TX	550	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Midlothian Project	American National Power, Inc.	TX	550	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Grand Tower	AmerenEnergy Generating Co.	IL	543	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Westbrook Power Plant	Calpine Corp.	ME	540	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cordova Energy	CalEnergy Co., Inc.	IL	537	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Barry (ALAP)	Alabama Power Co.	AL	537	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Audrain	NRG Energy, Inc.	MO	533.3	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Attala Energy Center	PG&E National Energy Group, Inc.	MS	510	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Brandy Branch Generating Station	Jacksonville Electric Authority	FL	510	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Los Medanos Energy Center	Calpine Corp.	CA	510	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Reliant Energy Osceola	Reliant Energy Power Generation, Inc.	FL	510	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Rockgen Energy Center	SkyGen Energy, L.L.C.	WI	510	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Caredo	Orlon Power Holdings Inc	WV	500	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Heard County Power Plant	Dynegy, Inc.	GA	500	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hinds Energy Facility	Duke Energy Hinds, L.P.	MS	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Odessa/Ector Power Partners	Panda Energy International Inc	TX	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Odessa/Ector Power Partners	PSEG Global USA, Inc.	TX	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Panda Guadalupe Power Plant	Panda Energy International Inc	TX	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Panda Guadalupe Power Plant	PSEG Global Inc	TX	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
South Point Power Plant	Calpine Mojave	AZ	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sutter Power Plant	Calpine Corp.	CA	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Desert Basin	Reliant Energy Power Generation, Inc.	AZ	490	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Northeastern	PSC of Oklahoma	OK	467	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rowan	Carolina Power & Light Co.	NC	465	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Klamath Cogen Project	Klamath Falls, City of	OR	464	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Monroe (LGEPOI)	LG&E Power, Inc.	GA	450	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Huntington Beach	AES Huntington Beach, L.L.C.	CA	440	2001	Chaudière additionnelle	Gaz naturel	États-Unis
West Lorain	Ohio Edison Company	OH	425	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
McClain Energy Facility	NRG Energy, Inc.	OK	385	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Broad River Energy Center	SkyGen Energy, L.L.C.	SC	350	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Millennium Power Partners, LP	PG&E Generating Co.	MA	348	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Marlin (FLPL)	Florida Power & Light Company	FL	340	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wilmington	Conectiv	DE	333	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Caroline County II (DOMGEN)	Dominion Generation, Inc.	VA	320	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Stateline (EMDE)	Empire District Electric Co.	MO	301	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Chicago (Conpow)	University Park Energy, L.L.C.	IL	300	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
ONEOK - Logan County Peaking Facility	ONEOK, Inc.	OK	300	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Warren Power Project (ENWHOP)	Entergy Wholesale Operations	MS	300	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wayne County (CONPOW)	Constellation Power, Inc.	WV	300	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Zeeland (MIR)	Mirant Corp.	MI	300	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Great River Energy - Pleasant Valley	Great River Energy	MN	280	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hays (AMNAPO)	American National Power, Inc.	TX	275	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Equistar Chahneview	Equistar Chemicals, L.P.	TX	271	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Griffith Energy Project	Duke Energy North America	AZ	270	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Griffith Energy Project	PPL Global Inc	AZ	270	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Gateway Generating Station	Coral Energy, L.P.	TX	254	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fort St. Vrain	PSC of Colorado	CO	250	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Harbor Generating Station	Los Angeles Dept. of Water & Power	CA	250	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lost Pines I	Calpine Corp.	TX	250	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lost Pines I	GenTex Power Corporation	TX	250	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rockland Township	Constellation Operating Services, Inc.	PA	250	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wolf Hills	Constellation Power, Inc.	VA	250	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
McIntosh (LALW)	Lakeland Electric	FL	249	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Boesque County Peaking Plant	Mirant Corp.	TX	248	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Gateway Generating Station	Diamond Generating Corp	TX	246	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Gateway Generating Station	Tenaska, Inc.	TX	245	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sabine River Works (COGLPO)	Coroco Global Power	TX	244	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Big Cajun 1	NRG Energy, Inc.	LA	240	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fountain Valley (BLHIGE)	Black Hills Generation, Inc.	CO	240	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Patoka	AmerenEnergy Generating Co.	IL	234	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Georgia	Tenaska, Inc.	GA	234	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hog Bayou Energy Center	SkyGen Services	AL	220	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Pine Bluff Energy Center (SKYSER)	SkyGen Energy, L.L.C.	AR	220	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Rathdrum (COGENT)	Cogentrix, Inc.	ID	208	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Stateline (EMDE)	Western Resources Inc	MO	201	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Chester Township	DPL Energy, Inc.	IN	200	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Aries	Aquila Power Corp.	MO	191	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Channel Energy Center	Calpine Corp.	TX	186	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sandhill Power Project	Austin Energy	TX	183	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Aries	Calpine Corp.	MO	181	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Nantwa	Morgan Stanley Capital Group, Inc.	NV	180	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Nantwa	Kansai Electric Power Company	NV	180	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sabine River Works (COGLPO)	NRG Energy, Inc.	TX	176	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Doaswell Combined Cycle Facility	FPL Energy, Inc.	VA	171	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Kearny (PSEGF)	PSEG Fossil, L.L.C.	NJ	169	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Calcasieu Generation Project	Dynegy, Inc.	LA	165	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Elwood	Dominion Energy Inc	IL	165	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
J.K. Smith	East Kentucky Power Coop, Inc.	KY	165	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Dahiberg	Georgia Power Co.	GA	160	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Darby Generating Station	DPL Energy, Inc.	OH	160	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Darby Generating Station	DPL Energy, Inc.	OH	160	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
ExTex Power Station Project	Exelon Generation	TX	160	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Monroe (MONPOW)	Monroe Power Co.	GA	160	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sunrise Power Project	Texaco Global Gas & Power	CA	160	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sunrise Power Project	Edison Mission Energy Co.	CA	160	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fulton (AEC)	Arkansas Electric Coop Corp.	AR	153	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cane Island Power Park	Kissimmee Utility Authority	FL	153	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Paddy's Run	Louisville Gas & Electric Company	KY	151	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gordon Evans	KPL, A Western Resources Company	KS	151	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fredrickson	Pierce Power LLC	WA	150	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Pinckneyville	AmerenEnergy Generating Co.	IL	144	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gilroy (CPN)	Calpine Corp.	CA	135	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Indigo Energy Facility	InterGen North America, L.P.	CA	135.0	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Brown (KUC)	Kentucky Utilities Co.	KY	133	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
St Francis	Associated Electric Coop, Inc.	MO	130	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
St Francis	Duke Energy Power Services, L.L.C.	MO	130	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Columbia Substation	AmerenEnergy Generating Co.	MO	120	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
West Phoenix (AZPS)	Arizona Public Service Company	AZ	120	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Georgia	Continental Energy Services, Inc.	GA	117	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tenaska Georgia	Ilinova Generating Co.	GA	117	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
McClain Energy Facility	Oklahoma Municipal Power Authority	OK	115	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sterlington (NRG)	NRG South Central Generating, L.L.C.	LA	111.1	2001	Combustion interne	Gaz naturel	États-Unis
John R. Kelly	Gainesville Regional Utilities	FL	110	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Audrain	Duke Energy North America	MO	107	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gadaby	PacificCorp	UT	100	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Anadarko I	WFEC Genco	OK	90	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hanford Energy Park	GWF Power Systems Co., Inc.	CA	90	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Larkspur Energy Facility	InterGen North America, L.P.	CA	90.0	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Mountain Home (IDPC)	Idaho Power Co.	ID	90	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gullford Township	Allegheny Energy Supply Company LLC	PA	88	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Kraft Foods Cogeneration	NRG Energy, Inc.	DE	88.0	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Perryville Power Station	Mirant Corp.	LA	85	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Perryville Power Station	Cleco Corp	LA	85	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Ray Olinger	Garland Power & Light System	TX	85	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Eik Mound Station	Dairyland Power Coop	WI	82	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
23rd Street	New York Power Authority	NY	79.9	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Harlem Hall	New York Power Authority	NY	79.9	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hell Gate	New York Power Authority	NY	79.9	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Vernon Boulevard	New York Power Authority	NY	79.9	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Columbia Peaking Facility	Columbia River Peoples Utility District	WA	77	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
De Moss Petrie	Tucson Electric Power Co	AZ	75	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gaylord (WPSC)	Wolverine Power Supply Coop, Inc.	MI	75	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Henry	Cinergy Capital & Trading, Inc.	IN	67.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Henry	Duke Energy North America	IN	67.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sweeny Cogeneration Facility	CSW Energy, Inc.	TX	60.5	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Sweeny Cogeneration Facility	GE Capital Services Structured Finance Group, Inc.	TX	60.5	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Georgetown	DTE Georgetown, LLC	IN	59.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Rathdrum (COGENT)	Avista Power, L.L.C.	ID	51.8	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Chino Mines Co.	Phelps Dodge Corp.	NM	50	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Valley Generating Station	Los Angeles Dept. of Water & Power	CA	50	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Calpeak Border	Calpeak Llp	CA	49.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Calpeak Enterprise #7 Project	Calpeak Llp	CA	49.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gallon	PG&E Generating Co.	OH	49.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Pancho Peaker	Calpeak Llp	CA	49	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Chowchilla Peaker	NRG Energy, Inc.	CA	48.6	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Red Bluff Peaker	NRG Energy, Inc.	CA	48.6	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Chula Vista Peaker	RAMCO Inc	CA	46	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Pilgrim State Hospital	New York Power Authority	NY	44	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Procter & Gamble	Sacramento Municipal Utility District	CA	44	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
River Street (NYPA)	New York Power Authority	NY	44	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Virginia Avenue	New York Power Authority	NY	44	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
AESMedina Valley	Central Illinois Light Co.	IL	40	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Alliance Century Peaker	Alliance Power Inc.	CA	40	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Alliance Drews Peaker	Alliance Power Inc.	CA	40	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Neil Simpson 2	Black Hills Generation, Inc.	WY	40	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Valmont	Black Hills Generation, Inc.	CO	40	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
AESMedina Valley	Central Illinois Light Co.	IL	31.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Murray City	Murray City Power Dept.	UT	30	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Ashtabula (TRCISO)	Trigen-Cinergy Solutions, L.L.C.	OH	28	2001	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Beaver Eight	Portland General Electric	OR	24.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Burnips	Wolverine Power Supply Coop, Inc.	MI	24	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fresno Cogeneration Partners	Fresno Cogeneration Partners LP	CA	23	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Archibald Cogeneration Plant	PEI Power Corp.	PA	22.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Archibald Cogeneration Plant	Cayuga Energy, Inc.	PA	22.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Georgetown	Indianapolis Power & Light Co.	IN	20.5	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wilmington Peaker	Harbor Cogeneration Co.	CA	20.0	2001	Chaudière additionnelle	Gaz naturel	États-Unis
Cane Island Power Park	Florida Municipal Power Agency	FL	17.4	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sandhill Power Project	Enron Sandhill Lp	TX	17.2	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Quantum Dynamics Group Inc	Quantum Dynamics Group, Inc.	NV	3.4	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Projets à l'étude

Centrale	Propriétaire	Province/état	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Beauharnois 2	Hydro-Québec	QC	800	2006	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
Hudson Energy	Genpower	NS	800	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
Southdown Station (SITHE)	Sithe Energies Power Services, Inc.	ON	800	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
Goreway	Sithe Energies Power Services, Inc.	ON	791	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Brighon Beach	ATCO Power Canada, Ltd.	ON	580	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	Canada
AES Calgary	AES Corp.	AB	525	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Thorold	Northland Power	ON	240	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Sarnia (Impoll)	Imperial Oil, Ltd.	ON	106	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Tilbury	Agstar Power Inc.	ON	88	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Medicine Hat (Pancan)	PanCanadian Petroleum, Ltd.	AB	85.1	2004	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Mackay River	TransCanada PipeLine USA, Ltd.	AB	82.5	2003	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Mackay River	Petro Canada	AB	82.5	2003	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Bear Creek (Transcanada)	TransCanada Energy, Ltd.	AB	80	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	Canada
Fort Macleod	Altek	AB	55	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	Canada
Tufts Cove	Nova Scotia Power Inc.	NS	47	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	Canada
Lonoke (TENASK)	Tenaska, Inc.	AR	1700	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Kelson Ridge	Orion Power Holdings Inc	MD	1650	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Marshall County (MARPOW)	Marshall Power L.L.C.	WV	1600	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Randolph County	Morgan Stanley Capital Group, Inc.	AL	1500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Koolenal	Newport Generation	ID	1300	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Panda Black Prairie Project	Panda Energy International, Inc.	MS	1300	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Autaugaville	Alabama Power Co.	AL	1260	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bonnet Carre Power	Sempra Energy Resources	LA	1200	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Columbiana County Energy	Columbiana County Energy, Llc	OH	1200	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Gastonia	Mirant Corp.	NC	1200	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Morro Bay	Duke Energy Power Services, L.L.C.	CA	1200	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
PPL Starbuck	PPL Global Inc	WA	1144	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Goat Rock (GPOO)	Southern Company Services Inc	AL	1140	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bourbonnais I Energy Center	NRG Energy, Inc.	IL	1121	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tesla Power Project	Midway Power Llc	CA	1120	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bethlehem (CIV)	Conectiv	PA	1100	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Henry County	Cogentrix, Inc.	VA	1100	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lancaster County	Conectiv	PA	1100	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lee County (LSNEEN)	NRG Energy, Inc.	IL	1100	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Linden (Liberty Gen)	Liberty Generating Co., L.L.C.	NJ	1100	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Person County Industrial Park	Dominion Energy Inc	NC	1100	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Port Of Stockton	Calpine Corp.	CA	1100	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Ramapo (ANP)	American National Power, Inc.	NY	1100	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Toquop Energy	Cogentrix, Inc.	NV	1100	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
York	Conectiv	PA	1100	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
GenPower Kelley	Genpower	AL	1086	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Badger Generating	PG&E Generating Co.	WI	1080	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
La Paz (Alensu)	Allegheny Energy Supply Company LLC	AZ	1080	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Oak Point Yard	ABB Equity Ventures AG	NY	1075	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Panda Mount Vernon	Panda Shiloh Power LLC	IL	1070	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Dickerson	Mirant Corp.	MD	1066	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Gannon	Tampa Electric Co.	FL	1045	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Blue Heron Energy Center	Calpine Corp.	FL	1040	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hanging Rock	Duke Energy North America	OH	1040	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Benton Harbor	Calpine Corp.	MI	1030	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Randolph County	Morgan Stanley Capital Group, Inc.	AL	1020	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Astoria	Astoria Energy, L.L.C.	NY	1000	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

Bismarck	Southwestern Power Group II	ND	1000	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bowie Power Station	Southwestern Power Group II	AZ	1000	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Leesburg	Panda Energy International Inc	FL	1000	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Meadow Valley Generating Project	Meadow Valley Generating Co LLC	NV	1000	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Midway - Fort Pierce	Panda Energy International Inc	FL	1000	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Mona	Panda Energy International Inc	UT	1000	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Panda Culloden LP	Panda Energy International, Inc.	WV	1000	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Panda Montgomery Power	Panda Energy International Inc	MO	1000	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Pardomen	Panda Energy International Inc	PA	1000	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Port Washington (Wep)	Wisconsin Electric Power Company	WI	1000	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wallula	Newport Northwest	WA	1000	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Grizzly Power	Grizzly Power LLC	OR	980	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Central Valley Generating Center	Calpine Corp.	CA	930	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Buckingham (Tenaska)	Tenaska, Inc.	VA	900	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Dow Plaquemine (AEP)	American Electric Power Co., Inc.	LA	900	2003	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Fluvanna County	Tenaska, Inc.	VA	900	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Greenville Generating	Greenville Generation Company	SC	900	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Indiana (TENASK)	Tenaska Indiana L.P.	IN	900	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rowan County	Entergy Power Generation Corp	NC	900	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Steme	Steg Power LLC	TX	900	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Talladega	Tenaska Alabama Iv Partners	AL	900	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Jasper County	South Carolina Electric & Gas Co.	SC	875	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hardee County Generation Facility	NRG Energy, Inc.	FL	870	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
East Altamont Energy Center	Calpine Corp.	CA	866	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lawrence Energy Center (CPN)	Calpine Corp.	OH	850	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Mercer Ranch	Cogentrix, Inc.	WA	850	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Waukegan (EXEGEN)	Exelon Generation	IL	850	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Martin (FPL)	Florida Power & Light Company	FL	838	2008	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Santan	Salt River Project	AZ	825	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fork Shoals	Cogentrix, Inc.	SC	810	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Amelia Energy Center	Calpine Corp.	TX	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Augusta (Skygen)	SkyGen Services	GA	800	2003	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Bedford	Cogentrix, Inc.	IN	800	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Franklin Township	Cogentrix, Inc.	OH	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lone Oak Energy Center	Calpine Corp.	MS	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Mantua Creek Project	PG&E Generating Co.	NJ	800	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Savannah	Competitive Power Ventures, Inc.	GA	800	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Thunderbird	Energetix	OK	795	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Chippokes	Calpine Corp.	VA	790	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Broadford	Competitive Power Ventures, Inc.	VA	780	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Elwood	Peoples Gas, Light & Coke Co.	IL	780	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Palmetto Energy Center	Calpine Corp.	SC	780	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Taft Project	Occidental Chemical Corp.	LA	778	2002	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Blount County Energy	Cogentrix, Inc.	AL	770	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Haywood Energy Center	Calpine Corp.	TN	770	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Moapa Paiute Energy Center	Calpine Corp.	NV	760	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Remington Marsh Run	Old Dominion Electric Coop	VA	760	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Island Power Project	Calthness Energy, L.L.C.	NY	751	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Heritage Station	Sithe Energies Power Services, Inc.	NY	750	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Albany Steam Station	PSEG Power NY, L.L.C.	NY	750	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bowline Point	Mirant Energy Bowline, L.L.C.	NY	750	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
BP Cherry Point Refinery	BP Cherry Point Refinery	WA	750	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hyperion Generating Facility	Dpc Northeast Power	OH	750	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
New Roads (Enede)	Energy Development Group	LA	750	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Waterford (peegp)	PSEG Global Inc	OH	750	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bellingham (FPL)	FPL Energy, Inc.	MA	700	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Phoenixville (Interger)	Cypress Energy LP	PA	700	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

Redondo Beach	AES Redondo Beach, L.L.C.	CA	700	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Ennis-Tractebel #2	Ennis-Tractebel Power Co., Inc.	TX	700	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hot Springs Power	Tractebel Power, Inc.	AR	700	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Loudoun	Tractebel Power, Inc.	VA	700	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Loudoun	Tractebel Power, Inc.	VA	700	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tiger Creek (LG&E)	LG&E Power, Inc.	GA	686	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sumas 2 Generation Facility	National Energy Systems Co. (NESCO)	WA	669	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Niles	Indeck Operations, Inc.	MI	652	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Anderson (Genpower)	Genpower Anderson L.L.C.	SC	640	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bloomfield (JACGEN)	Jackson Generating Co., L.L.C.	OH	640	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Frederick	Duke Energy North America	MD	640	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Manatee County	Duke Energy North America	FL	640	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Mill Creek Station	Duke Energy North America	SC	640	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hammond (CPN)	Calpine Corp.	IN	630	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Calhoun Power Co (FPL)	FPL Energy, Inc.	AL	628	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Yuma County	Dome Valley Energy Partners	AZ	621	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fort Pierce	Duke Energy Power Services, L.L.C.	FL	620	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Poster Falls Energy Project	Duke Energy North America	VA	620	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Glynn	Duke Energy Glynn LLC	GA	620	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Jackson (DENA)	Duke Energy Jackson	AR	620	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Prattville	Duke Energy Autauga LLC	AL	620	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Pioneer Power	Matrix Power Development Company, L.L.C.	UT	602	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Apex (MIR)	Mirant Corp.	NV	600	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Avenal	Duke Energy North America	CA	600	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Centerville	Dominion Energy Inc	TN	600	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lower Mount Belhel	PPL Generation LLC	PA	600	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Metcalf Energy Center	Calpine Corp.	CA	600	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Orient	Entergy Wholesale Operations	IA	600	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Parker County	Mirant Corp.	TX	600	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Plaquemine (Enede)	Energy Development Group	LA	600	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sherry Energy Center	SkyGen Energy, L.L.C.	WI	600	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Smith Pocola Energy Project	Smith Cogeneration, Inc.	OK	600	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Teayawa Energy Center	Calpine Corp.	CA	600	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Toltec Power Station	Southwestern Power Group II	AZ	600	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Trimble County	Louisville Gas & Electric Company	KY	600	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Winter Haven	Reliant Energy Power Generation, Inc.	FL	600	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hertford County	Genpower Earleys, L.L.C.	NC	598	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Louisville (ENTPG)	Entergy Power Generation Corp	IL	588	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Rocky Mountain Energy Center	Calpine Corp.	CO	585	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Montgomery Energy	Sempra Energy Resources	TX	580	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Signal Peak	Reliant Resources	AZ	580	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Convent Plant	Occidental Chemical Corp.	LA	575	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Boswells Tavern (Louisa County)	Old Dominion Electric Coop	VA	570	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Plover	Mirant Corp.	WI	570	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Russell City Energy Center	Calpine Corp.	CA	570	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Silverhawk	Pinnacle West Energy	NV	570	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bourbonnais II Energy Center	NRG Energy, Inc.	IL	561	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Newport Power Facility	Kinder Morgan Power Co.	AR	560	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Inland Empire Energy	Calpine Corp.	CA	552	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bergen	PSEG Fossil, L.L.C.	NJ	550	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Brunswick County (Kmeopl)	Kinder Morgan Power Co.	VA	550	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Campbell County	Kinder Morgan Power Co.	VA	550	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Chickasha	Genova Power Company LP	OK	550	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
China Township	(Not Reported)	MI	550	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
China Township	St Clair Energy Projects LLC	MI	550	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cumberland County	Kinder Morgan Power Co.	VA	550	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Darville (MIR)	Mirant Corp.	VA	550	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

Falls Township	Dominion Energy Inc	PA	550	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Falls Township	Dominion Energy Inc	PA	550	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Okeechobee County	PG&E Generating Co.	FL	550	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Umatilla Generating	PG&E Generating Co.	OR	550	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Granda Prairie	ABB Equity Ventures AG	IL	542	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
New Carlisle (Alensu)	Allegheny Energy Supply Company LLC	IN	542	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Brookhaven	Brookhaven Energy	NY	540	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Greater Des Moines Energy Center	MidAmerican Energy Company	IA	540	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Kankakee Generating Station (Duke)	Duke Energy Kankakee Llc	IL	540	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Mt Vernon	SkyGen Services	IN	540	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Potrero	Mirant Corp.	CA	540	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Smith Lawton	Smith Cogeneration, Inc.	OK	540	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Vigo Energy	Duke Energy Vigo L.L.C.	IN	540	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Washoe Energy	Duke Energy North America	NV	540	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wawayanda Energy Center	Calpine Corp.	NY	540	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
West Medway	Sithe Energy New England Holdings, L.L.C.	MA	540	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Harris (KMINC)	Kinder Morgan Power Co.	TX	535	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Harris (KMINC)	Kinder Morgan Power Co.	TX	535	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Astoria Generating Station (ORION)	Orion Power Holdings Inc	NY	531	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Astoria Generating Station (ORION)	Orion Power Holdings Inc	NY	531	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Kaukauna (MIDAMH)	Fox Energy Llc	WI	530	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Nearman Creek	Entergy Wholesale Operations	KS	530	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
McIntosh	Genpower	GA	529	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
GenPower Keo	Genpower	AR	528	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
PPL Sundance	PPL Global Inc	AZ	528	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cunningham Creek	Competitive Power Ventures, Inc.	VA	520	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Glenville	Vermont Energy Park Holdings, L.L.C.	NY	520	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Harrison County Power Project	Entergy Power Development Corp.	TX	520	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hot Spring Energy Facility (Duke)	Duke Energy North America	AR	520	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
New Britain	Competitive Power Ventures, Inc.	CT	520	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Nichols	Twin Tier Power, L.L.C.	NY	520	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Summit/Westward Energy Project	Westward Energy LLC	OR	520	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sunset Fleet	Sunset Energy Fleet, L.L.C.	NY	520	2006	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Thompson Creek Energy Center	SkyGen Services	LA	520	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Warren	Competitive Power Ventures, Inc.	VA	520	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Redhawk	Pinnacle West Energy	AZ	515	2008	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Broward County I (EPG)	El Paso Energy Corp.	FL	510	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Coosa	Tenaska Alabama Partners, L.P.	AL	510	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gratiot	Dominion Energy Inc	MI	510	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Kalkaska	ERORA Group	MI	510	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Panda Tailmadge Power	Alliant Energy Corp.	MI	510	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Panda Tailmadge Power	Panda Energy International, Inc.	MI	510	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tullahoma	Tennessee Valley Authority	TN	510	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wise County (KN)	Kinder Morgan Power Co.	TX	510	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hardee County Generation Facility	NRG Energy, Inc.	FL	510	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wansley (Meag)	Municipal Electric Authority of Georgia	GA	503	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Beaver Dam	Williams Companies, Inc.	AZ	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Charles Poletti	New York Power Authority	NY	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Chicago Heights Energy Center	Indeck Operations, Inc.	IL	500	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Colts Neck	Reliant Energy, Inc.	NJ	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Colusa	Reliant Energy Power Generation, Inc.	CA	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cosumnes (SMUD)	Sacramento Municipal Utility District	CA	500	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fayetteville (Newgen)	Newport Generation	NC	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fond Du Lac (CPN)	Calpine Corp.	WI	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Freedom (Midam)	MidAmerican Energy Company	WI	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Goose Creek Energy Center	Aquila Energy Corp.	IL	500	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Granda Prairie	ABB Equity Ventures AG	IL	500	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

Great Plains Energy Project	Energetix	OK	500	2004	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Hines Energy Complex	Florida Power Corp.	FL	500	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Hines Energy Complex	Florida Power Corp.	FL	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Joshua Falls	Decker Energy International, Inc.	VA	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Kaufman (Mesquite)	NRG Energy, Inc.	TX	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lake Township	Sempra Energy Resources	MI	500	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lawton Plant	Calpine Corp.	OK	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
New Smyrna Beach (REENPO)	Reliant Energy Power Generation, Inc.	FL	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
North First Street	York Research Corp.	NY	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Oceanside	FPL Energy, Inc.	NY	500	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Palomar (Sempra)	Sempra Energy Resources	CA	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Port St Lucie	Decker Energy International, Inc.	FL	500	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Portland	Reliant Energy, Inc.	PA	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Power Iowa	Alliant Energy Applications, Inc.	IA	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Putnam Energy Center	Putnam Energy L.L.C.	IN	500	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Rio Linda/Elverta	FPL Energy Sacramento Power LLC	CA	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sewaren	PSEG Fossil, L.L.C.	NJ	500	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Shreveport-Bossier	Port Of Shreveport-Bossier	LA	500	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Silver Bow	Continental Energy Services, Inc.	MT	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
South Carolina	South Carolina Public Service Authority	SC	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
South Point 2	Biomass Energy Co.	OH	500	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
St Clair County	Decker Energy International, Inc.	MI	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sugar Creek	Mirant Corp.	IN	500	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Sugar Creek	Mirant Corp.	IN	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Three Mountain Power	Covanta Power Pacific, Inc.	CA	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Towantic Energy Center	Calpine Corp.	CT	500	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Valley Generating Station	Los Angeles Dept. of Water & Power	CA	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
West Phoenix	Pinnacle West Energy	AZ	500	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Wilmington	Conectiv	DE	500	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cape Island Power Park	Kissimmee Utility Authority	FL	494	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Harrod Electric Generating Facility	DPL Energy, Inc.	OH	480	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Effingham County	Monroe Power Co.	GA	475	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cape Girardeau	Kinder Morgan, Inc.	MO	450	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Riverside Energy Center	SkyGen Energy, L.L.C.	WI	450	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
West Earl Township	PPL Global Inc	PA	450	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Talbot Energy Facility	Oglethorpe Power Corp.	GA	440	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cecil County	Old Dominion Electric Coop	MD	425	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gila Bend (INPOTE)	Industrial Power Technology	AZ	423	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Gila Bend (INPOTE)	Power Development Enterprises	AZ	423	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Aquila Metamora Energy Center	Aquila Energy Corp.	OH	400	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Dundee	Dominion Energy Inc	MI	400	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Dundee	CME North American Merchant Energy, L.L.C.	MI	400	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lakewood Cogeneration L/P	Consolidated Edison Development Corp.	NJ	400	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Palm Beach	AES Corp.	FL	392	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fox River Peaking Station	Coastal Power Co.	IL	390	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wyandotte (MIR)	Mirant Corp.	MI	390	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Duval County	CCNG, Inc.	TX	385	2004	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Saltillo (Aquila)	El Paso Energy Corp.	MS	375	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Saltillo (Aquila)	Aquila Energy Corp.	MS	375	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
McIntosh (LALW)	Lakeland Electric	FL	369	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Beloit (MIDPOW)	Midwest Power LLC	WI	365	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Hellgate/Bruckner	Millennium Power Generating Co	NY	360	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Island End Cogeneration Project	Cabot Power Corp.	MA	350	2003	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Iatan	Kansas City Power & Light Company	MO	346	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
AES South City	AES South City, L.L.C.	CA	345	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Augusta Energy Center	El Paso North America	MI	340	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Belle Glade	El Paso Energy Corp.	FL	340	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Dickerson	Mirant Corp.	MD	340	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fort Myers	Florida Power & Light Company	FL	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Greater Das Molnes Energy Center	MidAmerican Energy Company	IA	340	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Manatee County (EPG)	El Paso Energy Corp.	FL	340	2004	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Smith Lawton	Smith Cogeneration, Inc.	OK	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Smith Pocola Energy Project	Smith Cogeneration, Inc.	OK	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Blue Spruce Energy Center	SkyGen Services	CO	336	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Canal (SENEG)	Montaup Electric Co.	MA	333	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Canal (SENEG)	Mirant Energy New England, L.L.C.	MA	333	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Oraville	Cinergy Capital & Trading, Inc.	IL	330	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tacoma (Mecg)	Morgan Stanley Capital Group, Inc.	WA	324	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Holden Power Plant	Associated Electric Coop. Inc.	MO	321	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Danville (MIR)	Mirant Corp.	VA	320	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Martinsville	Cinergy Capital & Trading, Inc.	VA	320	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tait	Dayton Power & Light Company	OH	320	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
West Frankfort	Genpower West Frankfort, LLC	IL	320	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Effingham County	Monroe Power Co.	GA	314	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cedar Power	Sempra Energy Resources	TX	309	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Plover	Mirant Corp.	WI	308	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Dowagiac (Inenpa)	International Energy Partners, L.P.	MI	300	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Howell Peaker	DPL Energy, Inc.	OH	300	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Kings Park (PPLGL)	PPL Global Inc	NY	300	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Noblesville	PSI Energy, Inc.	IN	300	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Power Iowa 2	Alliant Energy Applications, Inc.	IA	300	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sherry Energy Center	SkyGen Energy, L.L.C.	WI	300	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Batesville Generation Facility	NRG Energy, Inc.	MS	292	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
East River	Consolidated Edison Company Of New York Inc	NY	288	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tontitown	Hunt Power LP	AR	275	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Tontitown	Genova Arkansas I LLC	AR	275	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Meriden Power	Power Development Co.	CT	272	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Meriden Power	El Paso Power Services Co.	CT	272	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cedar Power	Doane Products Co.	TX	271	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Frederickson (Tahoma)	Tahoma Energy	WA	270	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Indian Point 3	Energy Nuclear Generating Co.	NY	270	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Melville	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	270	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Shoreham Generating Station	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	270	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Port Of Sacramento Peaker	Ameresco	CA	269	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Garnet Energy Facility	Ida West Energy Company	ID	260	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Los Esteros	Calpine Corp.	CA	260	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Waterford Energy	SkyGen Energy, L.L.C.	NY	260	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
De Pere Energy Center	SkyGen Energy, L.L.C.	WI	255	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Paola	Kansas City Power & Light Company	KS	252	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Paola	Kansas City Power & Light Company	KS	252	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Empire State Newsprint	Besicorp Development, Inc.	NY	251	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Stoneman	Mid-American Power, L.L.C.	WI	250	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Archer Power Partners	PSEG Global Inc	TX	250	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Archer Power Partners	Panda Energy International Inc	TX	250	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Archer Power Partners	PSEG Global Inc	TX	250	2008	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Archer Power Partners	Panda Energy International Inc	TX	250	2008	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Belle Glade	El Paso Energy Corp.	FL	250	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Broward County I (EPG)	El Paso Energy Corp.	FL	250	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Opv Fort Pierce	CPV Pierce Ltd	FL	250	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fort Meade	Nations Energy Corp.	FL	250	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fort Meade	Decker Energy International, Inc.	FL	250	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Henderson County	Orion Power Holdings Inc	KY	250	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Magnolia (BURB)	Southern California Public Power Authority	CA	250	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Manatee County (EPG)	El Paso Energy Corp.	FL	250	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

Midway Sunset Cogen West	Edison International	CA	250	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Perryville Power Station	Mirant Corp.	LA	250	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Perryville Power Station	Cleco Corp	LA	250	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Port Manatee (CPVG)	CPV Gulfcoast, L.P.	FL	250	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Reedy Creek	Constellation Power, Inc.	NC	250	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
St. Lucie (ORION)	Orion Power Holdings Inc	FL	250	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wanapa Energy Center	Williams Companies, Inc.	OR	250	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wanapa Energy Center	Hermiston, City of	OR	250	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wanapa Energy Center	Confederated Umatilla Tribes	OR	250	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wanapa Energy Center	Eugene Water & Electric Board	OR	250	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Everett Delta Power Project	FPL Energy, Inc.	WA	248	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cpv Cana	Cpv Cana Ltd	FL	245	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Midway Sunset Cogen West	AERA Energy, L.L.C.	CA	245	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Empire State Newsprint	Empire State Newsprint	NY	242	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Ravenwood	KeySpan Energy Corp.	NY	242	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
John S Rainey Generating Station	South Carolina Public Service Authority	SC	240	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
NPPD Combined Cycle	Nebraska Public Power District	NE	229	2005	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Alton Generation Station	PSC of New Mexico	NM	225	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Elwood	Dominion Energy Inc	IL	220	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Talbot Energy Facility	Oglethorpe Power Corp.	GA	220	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Coburg	Enron North America Corp.	OR	201	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Paducah	Marubeni	KY	200	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Columbia River 1 & Columbia River 2	Nordic Electric, L.L.C.	WA	200	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Mesquite (Uamp)	Utah Associated Municipal Power Systems	NV	200	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Paducah	United States Enrichment Corporation	KY	200	2005	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Paducah	Constellation Energy Inc	KY	200	2006	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Memphis Refinery	Williams Energy	TN	186	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Los Esteros	Calpine Corp.	CA	180	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Morgan Energy Center	Calpine Corp.	AL	180	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Sam Rayburn	South Texas Electric Coop, Inc.	TX	180	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
West Hempfield Township	PPL Global Inc	PA	180	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
South Chicago	Exelon Generation	IL	176	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
South Chicago	Peoples Energy Resources	IL	176	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wyandotte (MIR)	Wyandotte Municipal Service Commission	MI	170	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
AES South City	AES South City, L.L.C.	CA	170	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Magnolia (BURB)	Southern California Public Power Authority	CA	170	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Rio Puerco Power Project	Cobisa Corp.	NM	170	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tracy Project	GWF Energy L.L.C.	CA	169.0	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Chino Organic Power	Chino Organic Power	CA	166	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Marion (SIPC)	Southern Illinois Power Coop	IL	166	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Brown (KUC)	Kentucky Utilities Co.	KY	164	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Goldendale Smelter	Westward Energy LLC	WA	160	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Pyramid Generating Project	Tri-State G & T Association, Inc.	NM	160	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Superior (MPL)	Minnesota Power Inc	WI	160	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Polk	Tampa Electric Co.	FL	160	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Vail Generating Station	Tucson Electric Power Co	AZ	150	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Solano County Peaker	Panda Energy International, Inc.	CA	147	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
California Peakers	Mega Energy	CA	145	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Basin Creek Power Services	Mile High Energy Solutions	MT	140	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gilroy (CPN)	Calpine Corp.	CA	135	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Palm Beach	Thermo Ecotek Corp.	FL	128	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Gadsby	PacificCorp	UT	120	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Vernon (Los Angeles 3 Peaker)	City Of Vernon	CA	120	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Salt Valley Generating Station	Lincoln Electric System	NE	118	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Chalmette	Acetex Energy	LA	110	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Thomas Fitzhugh	Arkansas Electric Coop Corp.	AR	110	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Frederickson (USGECO)	PG&E Generating Co.	WA	100	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Lakewood Cogeneration L/P	Tomen Power Corporation	NJ	100	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
South Star Cogeneration I & II	South Star Cogeneration, LLC	CA	100	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Wisconsin Natural Gas 1 (Alliant)	Alliant Energy Corp.	WI	100	2006	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Coburg	Coburg Power	OR	99	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Spartan I Energy Center	Spartan Power, LLC	CA	96	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
UAE Lowell Power	UAE Lowell Power, L.L.C.	MA	96	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Henrietta	GWF Energy L.L.C.	CA	95	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Eden Township	PPL Global Inc	PA	90	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lancaster (CALPOWP)	California Power Partners	CA	90	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
University Of Wisconsin Plant	Madison Gas & Electric Co.	WI	90	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Upper Hanover Township	PPL Global Inc	PA	90	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
New Carlisle (Alensu)	Allegheny Energy Supply Company LLC	IN	88	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cecil County	Consolidated Edison Development Corp.	MD	85.0	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Anderson (IMPA)	Indiana Municipal Power Agency	IN	80	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Brown (SIGE)	Southern Indiana Gas & Electric Company	IN	80	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Marina Island Project	Power Dynamics, Inc.	CA	80	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Mountain Home	Power Development Associates	ID	80	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Astoria Gas Turbines	NRG Energy, Inc.	NY	79.9	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bronx (1stroc)	1st Rochdale Cooperative Group, Ltd.	NY	79	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
E.F. Barrett	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	79	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Edgewood Electric Generating Facility	PPL Global Inc	NY	79	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Glenwood	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	79	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Memphis Refinery	Williams Energy	TN	79	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Port Jefferson	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	79	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Riverhead	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	79	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Southampton	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	79	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Donaldson Cogen	CF Industries Inc	LA	78	2005	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Hatfield Township	PPL Global Inc	PA	78	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
South Star Cogeneration I & II	South Star Cogeneration, LLC	CA	75	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Energy Development Corporation	Energy Development Corp.	FL	74	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Woodland	Modesto Irrigation District	CA	58	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cane Island Power Park	Florida Municipal Power Agency	FL	56.4	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
DFW Airport	Dallas Fort Worth Airport	TX	55	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
DFW Airport	Dallas Fort Worth Airport	TX	55	2008	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bloomfield (AMERA)	Ameramex Energy Group Inc	NM	50	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Burbank Water & Power	Burbank Public Service Dept.	CA	50	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Empire Energy Center	Empire District Electric Co.	MO	50	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Empire Energy Center	Empire District Electric Co.	MO	50	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fresno Medical Center Plant	City Of Fresno	CA	50	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Martell Peaker	Permanente	CA	50	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Traverse City	Michigan Public Power Agency	MI	50	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Venice (AUEP)	AmerenUE	IL	50	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Calpeak El Cajon	Calpeak Llp	CA	49	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Midway Peaker	Calpeak Llp	CA	49	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Mission Peaker	Calpeak Llp	CA	49	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
NyCyberCenter	Trigen Energy Solutions	NY	47	2004	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Ambos Nogales Generating Plant	Maestros Group LLC	AZ	44	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bayswater Clean Energy Center	FPL Energy, Inc.	NY	44	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bethpage (TBG - Grumman)	Gas Energy, Inc.	NY	44	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cabazon Resource Recovery Park	Fantasy Springs Development Services	CA	44	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Payson	Utah Associated Municipal Power Systems	UT	42.7	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Payson	Payson City Corp.	UT	42.7	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Payson	Questar Energy Trading Co.	UT	42.7	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Glendive	Montana Dakota Utilities Co.	MT	40	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Nisa Electrical Generation	Allegheny Energy Supply Company LLC	NY	40.0	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Nisa Electrical Generation	NYC Energy Group, L.P.	NY	40.0	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Salt Valley Generating Station	Lincoln Electric System	NE	35	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

Texas Bayou Energy Center	Texas Bayou Energy	TX	25	2003	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Boulder Park	Avista Utilities	WA	24.6	2002	Combustion interne	Gaz naturel	États-Unis
Iatan	St. Joseph Light & Power Co.	MO	23.2	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Iatan	Empire District Electric Co.	MO	15.4	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fullerton	Kimberly Clark Tissue Co.	CA	13.4	2002	Cogénération/CT**	Gaz naturel	États-Unis
Horseshoe Run	Mega Energy	WV	10.6	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Seaford Expansion	Chesapeake Utilities Corp., Delaware Div.	DE	9.5	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Louisiana Tech University Powe	Louisiana Tech University	LA	7.5	2002	Chaudière additionnelle	Gaz naturel	États-Unis
Midway Sunset Cogen West	Atlantic Richfield Co.	CA	5	2004	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis

Projets en suspens

Centrale	Propriétaire	Province/état	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Constellation Power	Constellation Power, Inc.	NY	1080	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Rutland (VEENPA)	Vermont Energy Park Holdings, L.L.C.	VT	1080	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Creston (NWPE)	Northwest Power Enterprise, Inc.	WA	838	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Nickel Hill Energy	Constellation Power, Inc.	MA	750	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Cataula	Sonat Energy Services Co.	GA	680	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Desoto (DUKEDESO)	Duke Energy Desoto, L.P.	IN	640	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Duke Metcalfe	Duke Energy Metcalfe LLC	KY	640	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Lake County	Duke Energy North America	FL	640	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Madison II	Duke Energy Madison, L.L.C.	OH	640	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Montgomery	Dominion Energy Inc	TN	600	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Gallagher Road	Indeck Operations, Inc.	MI	550	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Stateline (MIR)	Mirant Corp.	IN	550	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
AES Cypress	AES Corp.	AR	540	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Arlington (ENRNA)	Enron North America Corp.	TN	510	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Contra Costa	Mirant Corp.	CA	510	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Calvert (ENCATR)	Enron Corporation	KY	500	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Indiana (SYCPOW)	Sycamore Power Corp.	IN	500	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Long Beach District Energy Facility	Enron Corporation	CA	500	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Palmetto Power Project	Dynegy, Inc.	FL	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
W.F. Wyman	FPL Energy Maine, Inc.	ME	500	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Yarmouth	Indeck Operations, Inc.	ME	500	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Fairmount	DPL Energy, Inc.	IN	400	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
North Smithfield	Tuspani Water Co.	RI	350	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Los Banos Peaker 1 (EP)	Electricityprovider Inc	CA	340	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Morristown	PSEG Global Inc	IN	340	2003	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Reliant Energy Bighorn	Reliant Energy Power Generation, Inc.	NV	310	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fayetteville	Fayetteville Public Works Commission	NC	300	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Newark Energy Center	Calpine Corp.	CA	300	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Newark Energy Center	Bechtel Enterprises, Inc.	CA	300	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Brockton Power LLC	Brockton Power, L.L.C.	MA	272	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
EI Segundo	NRG Energy, Inc.	CA	270	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Bennington	Vermont Energy Park Holdings, L.L.C.	VT	270	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
EI Segundo	Dynegy, Inc.	CA	270	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Henderson County	Orlon Power Holdings Inc	KY	250	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
New Bedford	ESI New Bedford, L.L.C.	MA	250	2003	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Pastoria Power Project	Calpine Corp.	CA	240	2004	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Williamson	MCN Energy Group, Inc.	WV	240	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Columbus (MCN Energy)	Columbus Power Partners	OH	220	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Fayetteville	SCANA Energy Marketing, Inc.	NC	200	2004	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Midway Peaker	CC Hinckley	CA	196	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Petaluma Peaker	CC Hinckley	CA	196	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Tesla Peaker	CC Hinckley	CA	196	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Sprague Newington	Tractebel Power, Inc.	NH	170	2001	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Lancaster (EP)	Electricityprovider Inc	CA	140	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Chino Correctional Facility	Pegasus Power Partners	CA	135	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
SFO Peaker	Electricityprovider Inc	CA	114	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Coalinga Peaker	Power Innovators	CA	100	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Salem	Navitas Energy	IA	100	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Salem	Navitas Energy	IA	100	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Salfinas	Power Innovators	CA	100	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Solano	Power Innovators	CA	100	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
US Dataport Gainesville (CPN)	Calpine Corp.	VA	100	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis

US Dataport Gainesville (CPN)	US Dataport	VA	100	2002	Cycle combiné	Gaz naturel	États-Unis
Harford Energy Park	GWF Power Systems Co., Inc.	CA	94.8	2001	Cogénération/CC*	Gaz naturel	États-Unis
Concord Peaker	International Factoring	CA	90	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
West End (WHOLE)	Cinergy Capital & Trading, Inc.	OH	90	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Erlanger	Cinergy Capital & Trading, Inc.	KY	80	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Melville	KeySpan Generation, L.L.C.	NY	79	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Susanville Peaker	Power Innovators	CA	75	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Cenco Electric	Cenco Electric Company	CA	50	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Madera Peaker	Power Innovators	CA	50	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
McClellan	Power innovators	CA	50	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Vaca-Dixon Peaker (Tenaska)	Tenaska, Inc.	CA	49.9	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Chula Vista Peaker (PG&E)	PG&E National Energy Group, Inc.	CA	49	2001	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
Bowling Green (USGECO)	PG&E Generating Co.	OH	45	2002	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis
US Dataport San Jose	US Dataport	CA	30	2008	Turbine à combustion	Gaz naturel	États-Unis

* : Cogénération/CC = Cogénération à cycle combiné

** : Cogénération/CT = Cogénération, centrale avec turbine à combustion et récupération de chaleur

Nouvelles centrales au Canada et aux États-Unis - Combustible autre que gaz naturel, 2001-2006

Source: Platts NEWGen, parution de décembre 2001

Projets en construction

Centrale	Propriétaire	Province/État	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Sainte-Marguerite	Hydro-Québec	QC	870	2002	Hydro-électrique	Eau	Canada
Grand-Mère	Hydro-Québec	QC	220	2004	Hydro-électrique	Eau	Canada
Seven Mile	British Columbia Hydro & Power Authority	BC	210	2004	Hydro-électrique	Eau	Canada
High Falls	Great Lakes Power, Ltd.	ON	45	2002	Hydro-électrique	Eau	Canada
Oldman	ATCO Energen, Ltd.	AB	32.0	2002	Hydro-électrique	Eau	Canada
Senneterre	Boralex, Inc.	QC	32	2002	Chaudière additionnelle	Bois	Canada
Miller Creek	EPCOR Power Development Corp.	BC	26	2003	Hydro-électrique	Eau	Canada
Cowley Ridge Wind Farm	Canadian Hydro Developers, Inc.	AB	19.5	2001	Éolien	Vent	Canada
Pingston Creek	Canadian Hydro Developers, Inc.	BC	15	2002	Hydro-électrique	Eau	Canada
Pingston Creek	Great Lakes Power, Ltd.	BC	15	2002	Hydro-électrique	Eau	Canada
Sinnot	Canadian Hydro Developers, Inc.	AB	6.5	2001	Éolien	Vent	Canada
SunBridge Wind Power Project	Suncor Energy, Inc.	SK	5.5	2002	Éolien	Vent	Canada
SunBridge Wind Power Project	Enbridge Pipelines, Inc.	SK	5.5	2002	Éolien	Vent	Canada
Seward (RELIANT)	Reliant Energy Power Generation, Inc.	PA	520	2004	Charbon	Déchets de charbon	États-Unis
Vann Power Plant	Alabama Electric Coop, Inc.	AL	500	2002	Cycle combiné		États-Unis
Red Hills Generation Facility	Choctaw Generation, L.P.	MS	439.9	2002	Charbon	Charbon	États-Unis
Stateline Wind Project	FPL Energy, Inc.	OR	264	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Two Elks Plant	Two Elk Power	WY	250	2003	Charbon	Déchets de charbon	États-Unis
Enron Indian Mesa I & II	Enron Wind Corp.	TX	160.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Brunot Island	Orion Power Holdings Inc	PA	140	2002	Cycle combiné	Hulle légère	États-Unis
Gray County	FPL Energy, Inc.	KS	110	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Llano Estacado	Cielo Wind Power, L.L.C.	TX	80	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Shell Gelsamar	Shell Chemical Co.	LA	80	2002	Cogénération/CT**	Autre	États-Unis
Wygen No 1	Black Hills Generation, Inc.	WY	80	2003	Charbon	Charbon	États-Unis
Nine Canyon Wind Project	Energy Northwest	WA	50	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Harris (CPLC)	Carolina Power & Light Co.	NC	36.0	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Sherman County Wind Farm	Northwest Aluminum Co.	OR	25	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Condon Wind Project	SeaWest Windfarms, Inc.	OR	24.6	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Northome Wood Plant	Itasca Power Company	MN	20	2002	Déchets	Bois	États-Unis
Marion (SIPC)	Southern Illinois Power Coop	IL	18	2002	Charbon	Charbon	États-Unis
Market Street Energy Company	Market Street Energy Company	MN	12.5	2002	Chaudière additionnelle	Bois	États-Unis
Market Street Energy Company	Trigen-Cinergy Solutions, L.L.C.	MN	12.5	2002	Chaudière additionnelle	Bois	États-Unis
Mississippi Fuel Cell Plant (TVA)	Tennessee Valley Authority	MS	12	2003	Autre	Autre	États-Unis
Harris (CPLC)	North Carolina Eastern Municipal Power Agency	NC	7.0	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Douglas County Landfill	Omaha Public Power District	NE	3.2	2002	Turbine à combustion	Gaz de proc.	États-Unis
LADWP Headquarters Fuel Cell Plant	Los Angeles Dept. of Water & Power	CA	0.5	2002	Autre	Autre	États-Unis
Springerville	Tucson Electric Power Co	AZ	0.34	2002	Solaire	Solaire	États-Unis
Springerville	Salt River Project	AZ	0.34	2002	Solaire	Solaire	États-Unis
Top Deck Holsteln	Alliant Energy Corp.	IA	0.28	2002	Turbine à combustion	Gaz de proc.	États-Unis
Amherst Digester	Alliant Energy Corp.	WI	0.2	2002	Turbine à combustion	Gaz de proc.	États-Unis
Springerville	Southwest Energy Solutions	AZ	0.0004	2002	Solaire	Solaire	États-Unis

Centrales en exploitation

Centrale	Propriétaire	Province/État	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Castle River Wind Farm	Vision Quest Windelectric, Inc.	AB	29.04	2001	Éolien	Vent	Canada
Pickering	Ontario Power Generation Inc	ON	1.8	2001	Éolien	Vent	Canada
Toronto Waterfront Wind Turbines	Toronto Renewable Energy Cooperative	ON	0.08	2001	Éolien	Vent	Canada
Toronto Waterfront Wind Turbines	Toronto Hydro Energy Services Inc.	ON	0.08	2001	Éolien	Vent	Canada
Hawthorn	Kansas City Power & Light Company	MO	540	2001	Charbon	Charbon	États-Unis
King Mountain Wind Ranch	Texas Wind Power Company	TX	279.5	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Woodward Mountain (West Texas)	FPL Energy, Inc.	TX	160	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Trent Mesa	American Electric Power Co., Inc.	TX	150	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Crystal River	Florida Power Corp.	FL	100	2001	Charbon	Charbon	États-Unis
Commonwealth Chesapeake Project	Commonwealth Chesapeake Co., L.L.C.	VA	90	2001	Turbine à combustion	Huile légère	États-Unis
Commonwealth Chesapeake Project	TM Power Ventures, L.L.C.	VA	90	2001	Turbine à combustion	Huile légère	États-Unis
Indian Mesa Wind Farm	American National Wind Power, Inc.	TX	82.5	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Gauley River	Catamount Energy Corp.	WV	80	2001	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Mountain View (PG&E)	PG&E National Energy Group, Inc.	CA	66	2001	Éolien	Vent	États-Unis
San Geronio	SeaWest Windfarms, Inc.	CA	66	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Hudson Avenue	Consolidated Edison Company Of New York Inc	NY	60	2001	Chaudière additionnelle	Huile lourde	États-Unis
La Salle	Exelon Generation	IL	50	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Rock Creek I (Seegr)	SeaWest Energy Group, Inc.	WY	50	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Three Mile Island	AmerGen Energy Company, L.L.C.	PA	45	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Bellingham Division	Georgia Pacific Corp.	WA	40	2001	Combustion interne	Essence	États-Unis
Field Street	New Smyrna Beach Utilities Commission	FL	40	2001	Turbine à combustion	Huile légère	États-Unis
Top Of Iowa Wind Farm	Zilka Renewable Energy	IA	40	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Top Of Iowa Wind Farm	Midwest Renewable Energy Corporation	IA	40	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Dearborn Dist Gen Facility	CMS Distributed Power, L.L.C.	MI	38	2001	Turbine à combustion	Huile légère	États-Unis
Duane Arnold	IES Utilities, Inc.	IA	31.5	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Peetz	PSC of Colorado	CO	30	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Montfort Wind Farm	FPL Energy, Inc.	WI	25.5	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Perry (CEI)	Cleveland Electric Illuminating Co.	OH	25	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Potlatch Cloquet Cogen	Minnesota Power Inc	MN	24	2001	Cogénération/CT**	Vapeur	États-Unis
North Loop	Tucson Electric Power Co	AZ	21	2001	Turbine à combustion	Autre	États-Unis
Canastota	Atlantic Renewable Energy Corp.	NY	15	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Canastota	CHI Energy Inc.	NY	15	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Mill Run Windpower	Mill Run	PA	15	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Carbon Limestone Landfill	Energy Developments, Ltd.	OH	14.3	2001	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Madera Power Plant	Volkar/Coombs Partners	CA	13.8	2001	Déchets	Biomasse	États-Unis
Diamond Valley	Metropolitan Water District	CA	13	2001	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Soledad Energy Partnership	Soledad Energy Partnership	CA	12	2001	Chaudière additionnelle	Bols	États-Unis
Madera Power Plant	NRG Energy, Inc.	CA	11.3	2001	Déchets	Biomasse	États-Unis
Village Creek Wastewater Treat	Fort Worth, City of	TX	10.4	2001	Turbine à combustion	Gaz de proc.	États-Unis
Simpson Ridge	Terra Moya Aqua, Inc.	WY	10	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Green Knight Energy Center	Green Knight	PA	9.5	2001	Turbine à combustion	Gaz de proc.	États-Unis
Duane Arnold	Central Iowa Power Coop	IA	9	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Somerset Wind Project	Somerset Windpower L.L.C.	PA	9	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Ponsequin Wind Plant	PSC of Colorado	CO	8.35	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Lorain Landfill	Energy Developments, Ltd.	OH	7.8	2001	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Fibreboard Corporation	Sierra Pacific Industries, Inc.	CA	7	2001	Chaudière additionnelle	Bois	États-Unis
University Of California	Riverside Public Utilities Dept.	CA	6	2001	Combustion Interne	Biodesel	États-Unis
Middlepoint Landfill	Energy Developments, Ltd.	TN	5.2	2001	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Duane Arnold	Corn Belt Power Coop	IA	4.5	2001	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Chandler Wind Turbine	enXco	MN	4	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Model Landfill Project	Energy Developments, Ltd.	OH	3.9	2001	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Mackinaw City	Bay Windpower, L.L.C.	MI	3.3	2001	Éolien	Vent	États-Unis

Ottawa Landfill	Energy Developments, Ltd.	OH	2.6	2001	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Prairiewinds	East River Electric Power Coop, Inc.	SD	2.6	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Horry County Landfill	South Carolina Public Service Authority	SC	2.2	2001	Déchets	Biogaz	États-Unis
Hueco Mountain Wind Ranch	Cielo Wind Power, L.L.C.	TX	2	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Ponsequin Wind Plant	Energy Unlimited, Inc.	CO	1.65	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Moorhead Wind Turbines	Moorhead Public Service Dept.	MN	0.75	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Santa Rita Jail Solar	Alameda County	CA	0.64	2001	Solaire	Solaire	États-Unis
Lopez Canyon Sanitary Landfill	NRG Energy, Inc.	CA	0.61	2001	Déchets	Biogaz	États-Unis
Lopez Canyon Sanitary Landfill	Fortistar Capital, Inc.	CA	0.60	2001	Déchets	Biogaz	États-Unis
Springerville	Tucson Electric Power Co	AZ	0.35	2001	Solaire	Solaire	États-Unis
Springerville	Salt River Project	AZ	0.35	2001	Solaire	Solaire	États-Unis
The Burbank Landfill Gas Microturbine Power Plant	Burbank Public Service Dept.	CA	0.3	2001	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Lopez Canyon Sanitary Landfill	Los Angeles Dept. of Water & Power	CA	0.30	2001	Déchets	Biogaz	États-Unis
Neutrogena Solar	Neutrogena Corporation	CA	0.2	2001	Solaire	Solaire	États-Unis
Embry Riddle Solar (APS)	Arizona Public Service Company	AZ	0.175	2001	Solaire	Solaire	États-Unis
Gilbert Solar Facility	Arizona Public Service Company	AZ	0.13	2001	Solaire	Solaire	États-Unis
Glendale Airport-Aps	Arizona Public Service Company	AZ	0.1	2001	Solaire	Solaire	États-Unis
Springerville	Southwest Energy Solutions	AZ	0.00042	2001	Solaire	Solaire	États-Unis

Projets à l'étude

Centrale	Propriétaire	Province/État	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Québec Rfp	Hydro-Québec	QC	1000	2006	Autre	Autre	Canada
Keephills	TransAlta Utilities Corp.	AB	900	2005	Charbon	Charbon	Canada
Churchill Falls Phase II	Churchill Falls (Labrador) Corp.	NF	500	2006	Hydro-électrique	Eau	Canada
Genesee	Edmonton Power, Inc.	AB	450	2005	Charbon	Charbon	Canada
Rivière Touinustouc	Hydro-Québec	QC	440	2005	Hydro-électrique	Eau	Canada
Outarde 3	Hydro-Québec	QC	280	2006	Hydro-électrique	Eau	Canada
Brooks Power Project (Enmax)	Fording Coal, Ltd.	AB	200	2005	Charbon	Charbon	Canada
Brooks Power Project (Enmax)	Enmax Corp.	AB	200	2005	Charbon	Charbon	Canada
Pincher Creek (Wind Power Inc)	Wind Power Incorporated	AB	100.8	2002	Éolien	Vent	Canada
Bersimis 1 & 2	Hydro-Québec	QC	90	2002	Hydro-électrique	Eau	Canada
Dunvegan Hydro	Glacier Power, Ltd.	AB	80	2003	Hydro-électrique	Eau	Canada
Kwolek Creek	Kanaka Bar Indian Band	BC	80	2004	Hydro-électrique	Eau	Canada
Brilliant Expansion Project	Columbia Basin Trust	BC	50	2005	Hydro-électrique	Eau	Canada
Brilliant Expansion Project	Columbia Power Corporation	BC	50	2005	Hydro-électrique	Eau	Canada
Exploit River Hydro	Abitibi-Consolidated Sales Corp.	NF	30	2003	Hydro-électrique	Eau	Canada
Cascade Heritage Power Park	Powerhouse Energy Corp	BC	25	2003	Hydro-électrique	Eau	Canada
Pincher Creek (Benign Energy)	B9 Energy Services	AB	22.75	2002	Éolien	Vent	Canada
Pincher Creek (Benign Energy)	Benign Energy Canada	AB	22.75	2002	Éolien	Vent	Canada
Boralex Thunder Bay	Boralex, Inc.	ON	22	2003	Chaudière additionnelle	Biomasse	Canada
Grande Prairie Wood Waste Facility	Canadian Forest Products, Ltd.	AB	20	2003	Chaudière additionnelle	Bols	Canada
English River	Ontario Power Generation Inc	ON	12	2003	Hydro-électrique	Eau	Canada
Otonabee Hydroelectric Project	Canadian Hydro Developers, Inc.	ON	5.8	2003	Hydro-électrique	Eau	Canada
Huron Wind	British Energy	ON	5	2002	Éolien	Vent	Canada
Huron Wind	Ontario Power Generation Inc	ON	5	2002	Éolien	Vent	Canada
Vancouver Island	Axor	BC	5	2003	Éolien	Vent	Canada
Vancouver Island	British Columbia Hydro & Power Authority	BC	5	2003	Éolien	Vent	Canada
Toronto Waterfront Wind Turbines	Toronto Hydro Energy Services Inc.	ON	0.16	2002	Éolien	Vent	Canada
Toronto Waterfront Wind Turbines	Toronto Renewable Energy Cooperative	ON	0.16	2002	Éolien	Vent	Canada
Rolling Thunder	Clipper Windpower LLC	SD	3000	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Utah Coal (Composite Power)	Composite Power Corp.	UT	3000	2008	Charbon	Charbon	États-Unis
Sussex	LS Power, L.L.C.	VA	1600	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Arch Coal	Arch Coal, Inc.	IL	1500	2008	Charbon	Charbon	États-Unis
Prairie State Energy Campus	Peabody Energy Corp.	IL	1500	2008	Charbon	Charbon	États-Unis
Thoroughbred Energy Center	Peabody Energy Corp.	KY	1500	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Cash Creek	Cash Creek Lic	KY	1080	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Nevada (Soupow)	Southwestern Power Group II	NV	1000	2004	Autre	Autre	États-Unis
Pierre 1	Black & Veatch Corp.	SD	1000	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Pierre 1	Siemens Power Corp.	SD	1000	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Plum Point Energy Station	LS Power, L.L.C.	AR	1000	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Sabina Power I	Port Arthur CoGen, Inc.	TX	1000	2005	Charbon	Gaz de proc.	États-Unis
Ashlaba	Nordic Electric, L.L.C.	OH	850	2006	Cogénération	Charbon	États-Unis
Logan River Mountain Project	AES Corp.	AR	720	2005	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Northwestern Minnesota	(Not Reported)	MN	600	2005	Autre	Gaz de proc.	États-Unis
Norton Mine	Norton Energy Storage, L.L.C.	OH	600	2004	Autre	Air comprimé	États-Unis
Norton Mine	Norton Energy Storage, L.L.C.	OH	600	2005	Autre	Air comprimé	États-Unis
Norton Mine	Norton Energy Storage, L.L.C.	OH	600	2006	Autre	Air comprimé	États-Unis
Norton Mine	Norton Energy Storage, L.L.C.	OH	600	2003	Autre	Air comprimé	États-Unis
Sand Sage	Sand Sage Power	KS	600	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Pee Dee (Lapow)	LS Power, L.L.C.	SC	550	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Lima Project	Global Energy, Ltd.	OH	540	2003	Cycle combiné	Gaz de proc.	États-Unis
Kentucky Pioneer Energy Project	Global Energy, Ltd.	KY	520	2005	Charbon	Gaz de proc.	États-Unis
Calvert City Riverport	EnviroPower	KY	500	2005	Charbon	Charbon	États-Unis

Campbell	North American Power Group	WY	500	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Chattahoochee	LS Power, L.L.C.	GA	500	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Franklin County	Enviropower	IL	500	2004	Charbon	Déchets de charbon	États-Unis
Greenfield (GNP)	Great Northern Power	ND	500	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Perry (Kmp)	Kentucky Mountain Power	KY	500	2003	Charbon	Charbon	États-Unis
Sequoyah (Lsp)	LS Power, L.L.C.	OK	500	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Sullivan County	Enviropower	IN	500	2005	Charbon	Déchets de charbon	États-Unis
Two Elks Plant	Two Elk Power	WY	500	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Weston Bend 1	Great Plains Power, Inc	MO	500	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Wisconsin Coal (Alliant)	Alliant Energy Corp.	WI	500	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Wygen 2	Black Hills Capital Group, Inc.	WY	500	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Upshur County	Dominion Energy Inc	WV	450	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Nantucket	Cape Wind Associates LLC	MA	420.0	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Clark County Pump Storage	Blue Diamond SPS Co., Inc.	NV	400	2004	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Bull Mountains	Bmp Investments	MT	350	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Bull Mountains	Bmp Investments	MT	350	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Big Cajun 2	NRG Energy, Inc.	LA	348	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
The CITGO Energy Project	TECO Power Services Corp.	LA	335	2005	Cogénération/CC*	Gaz de proc.	États-Unis
The CITGO Energy Project	Texaco Power And Gasification	LA	335	2005	Cogénération/CC*	Gaz de proc.	États-Unis
Salton Sea Unit #6	Salton Sea Power Generation, L.P. IV	CA	300	2003	Géothermique	Vapeur	États-Unis
Matagorda	Ridge Energy Storage	TX	270	2003	Autre	Air comprimé	États-Unis
Big Cajun 2	Entergy Gulf States, Inc.	LA	252	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Spurlock	East Kentucky Power Coop, Inc.	KY	250	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Sweetwater	Enron Wind Corp.	TX	250	2003	Éolien	Vent	États-Unis
Seattle (Globaltex)	Globaltex Industries Inc.	WA	249	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Browns Ferry	Tennessee Valley Authority	AL	240	2005	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Taconite Harbor Power Plant	LTV Steel Co., Inc.	MN	225	2002	Charbon	Charbon	États-Unis
Turkey Ridge	Clipper Windpower LLC	SD	200	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Springerville	Tucson Electric Power Co	AZ	190.1	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Springerville	Tucson Electric Power Co	AZ	190.1	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Springerville	Salt River Project	AZ	189.7	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Springerville	Salt River Project	AZ	189.7	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
AES BV Partners Beaver Valley	AES BV Partners Beaver Valley	PA	175	2003	Cogénération	Charbon	États-Unis
Culberson Wind Ranch	Orion Power Holdings Inc	TX	175	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Blandin Paper Plant	Rainy River Energy Corporation	MN	160.9	2005	Cogénération	Charbon	États-Unis
Horse Heaven	Washington Winds Inc.	WA	150	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Northwestern Minnesota	Itasca Power Company	MN	150	2005	Autre	Gaz de proc.	États-Unis
Sweetwater	Enron Wind Corp.	TX	150	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Pipestone Wind	Navitas Energy	MN	130.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Table Mountain Wind Project	M & N Wind Power, Inc.	NV	120	2003	Éolien	Vent	États-Unis
Irvine	Calla Energy Partners	KY	110	2003	Charbon	Déchets de charbon	États-Unis
Hardin	Rocky Mountain Power Inc.	MT	100	2002	Charbon	Charbon	États-Unis
McCartin Plant	Manitowoc Public Utilities	WI	99	2003	Chaudière additionnelle	Charbon	États-Unis
Sleeping Bear	Chermac Energy Group	OK	96	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Sleeping Bear	Chermac Energy Group	OK	96	2005	Éolien	Vent	États-Unis
South Point	Biomass Energy Co.	OH	95	2003	Chaudière additionnelle	Bols	États-Unis
Prairie Energy Low Emission Boiler System Project	Corn Belt Energy Corp.	IL	91	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Nevada Test Site Wind Farm	Siemens Westinghouse Power Corporation	NV	87.5	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Nevada Test Site Wind Farm	M & N Wind Power, Inc.	NV	87.5	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Smithland	Smithland Hydroelectric Partners, Ltd.	KY	83	2005	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Cannelton	Cannelton Hydroelectric Project	KY	80	2005	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Los Banos Peaker 2 (CW)	Cummins West	CA	80	2002	Turbine à combustion	Huile légère	États-Unis
Rangeley (DGT)	Deseret Generation & Transmission Coop	CO	80	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Shoreham	PPL Global Inc	NY	79.9	2002	Turbine à combustion	Huile légère	États-Unis
Chanaramble Wind Plant	enXco	MN	79.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Susquehanna	PPL Generation LLC	PA	70.2	2004	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Blandin Paper Plant	Blandin Paper Co.	MN	64.1	2005	Cogénération	Charbon	États-Unis

Backbone Mountain	Atlantic Renewable Energy Corp.	WV	55	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Benson Biomass	Fibrominn	MN	50	2002	Déchets	Déchets	États-Unis
Mendota	Navitas Energy	IL	50	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Power Iowa 2	Alliant Energy Applications, Inc.	IA	50	2005	Autre	Autre	États-Unis
Saint Peter Biomass	Northern States Power Company	MN	50	2004	Chaudière additionnelle	Bois	États-Unis
Medicine Lake	Calpine Corp.	CA	49.9	2004	Géothermique	Vapeur	États-Unis
Buchanan County (Allegheny)	Allegheny Energy Supply Company LLC	VA	45	2002	Turbine à combustion	Gaz de proc.	États-Unis
Buchanan County (Allegheny)	Consol Energy Inc.	VA	44.973	2002	Turbine à combustion	Gaz de proc.	États-Unis
Nevada Test Site Wind Farm	Siemens Westinghouse Power Corporation	NV	42.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Nevada Test Site Wind Farm	M & N Wind Power, Inc.	NV	42.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Blackfeet I Wind Power Project	SeaWest Windfarms, Inc.	MT	36	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Sequoyah (Tva)	Tennessee Valley Authority	TN	26	2005	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Condon Wind Project	SeaWest Windfarms, Inc.	OR	25.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Flat Rock (ATRE)	International Wind Corp.	NY	25	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Flat Rock (ATRE)	Atlantic Renewable Energy Corp.	NY	25	2002	Éolien	Vent	États-Unis
MILLER RANCH	Cielo Wind Power, L.L.C.	TX	25	2003	Éolien	Vent	États-Unis
South Buffalo	Chermac Energy Group	OK	22.5	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Reddington Wind Farm	Endless Energy	ME	20	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Susquehanna	PPL Generation LLC	PA	19.8	2003	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Beverly	PEPCO Energy Services, Inc.	WV	15	2003	Chaudière additionnelle	Bois	États-Unis
South Buffalo	Chermac Energy Group	OK	15	2005	Éolien	Vent	États-Unis
Kimball Wind	Municipal Energy Agency of Nebraska	NE	14	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Nashwauk	City Of Nashwauk	MN	12	2004	Chaudière additionnelle	Bois	États-Unis
Southwestern Minnesota Wind Farm	enXco	MN	10.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Southwestern Minnesota Wind Farm	Project Resources Corporation	MN	10.5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Atascocita Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	10	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Coastal Plains Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	10	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Susquehanna	Continental Cooperative Services	PA	7.8	2004	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Security Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	6	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Zephyr Wind Farm	Zephyr Energy	WY	5.25	2004	Éolien	Vent	États-Unis
Teseman Road Landfill	Energy Developments, Ltd.	TX	5.2	2002	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Little Equinox	Endless Energy	VT	5	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Mackinaw City	Bay Windpower, L.L.C.	MI	4.95	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Quail Creek Hydro Plant #2	Washington County Water Conservancy District	UT	3.6	2008	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Chester Dam	Symbiotics LLC	ID	3	2004	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Mackay Reservoir	Symbiotics LLC	ID	3	2004	Hydro-électrique	Eau	États-Unis
Graber Family Wind Farm	Native Energy, LLC	SD	2.7	2002	Éolien	Vent	États-Unis
Hutchins Landfill	Energy Developments, Ltd.	TX	2.6	2002	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Whispering Pines Landfill	Energy Developments, Ltd.	TX	2.6	2002	Turbine à combustion	Biogaz	États-Unis
Susquehanna	Continental Cooperative Services	PA	2.2	2003	Nucléaire	Uranium	États-Unis
Blue Bonnet Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Columbus Landfill	Resource Technology Corp.	GA	2	2002	Combustion interne	Biogaz	États-Unis
Comal County Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Conroe Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Eastside Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Hillside Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Lacy Lakeview Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Pecan Prairie Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Temple Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
Williamson County Landfill	Reliant Energy, Inc.	TX	2	2002	Déchets	Biogaz	États-Unis
King County Fuel Cell Plant	Fuel Cell Energy Inc	WA	1	2002	Autre	Autre	États-Unis
Santa Rita Jail Solar	Alameda County	CA	0.5	2002	Solaire	Solaire	États-Unis
Springerville	Southwest Energy Solutions	AZ	0.228	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Springerville	Southwest Energy Solutions	AZ	0.23	2005	Charbon	Charbon	États-Unis
Yuma Solar (APS)	Arizona Public Service Company	AZ	0.1	2002	Solaire	Solaire	États-Unis

Projets en suspens

Centrale	Propriétaire	Province/état	Production min. (MW)	Mise en fonction	Type de centrale	Combustible primaire	Pays
Gull Island	Newfoundland & Labrador Hydro Corp.	NF	372.4	2006	Hydro-électrique	Eau	Canada
Gull Island	Hydro-Québec	NF	193.6	2006	Hydro-électrique	Eau	Canada
Bellefonte	Tennessee Valley Authority	AL	1500	2005	Chaudière additionnelle	Gaz de proc.	États-Unis
Bearcreek	Composite Power Corp.	MT	500	2004	Charbon	Charbon	États-Unis
Bearcreek	Composite Power Corp.	MT	500	2006	Charbon	Charbon	États-Unis
Crow Tribe Coal Reserve	Westmoreland Energy, Inc.	MT	260	2002	Charbon	Charbon	États-Unis
Hazard	East Kentucky Power Coop, Inc.	KY	250	2003	Charbon	Charbon	États-Unis
Wiloxco	Wiloxco Corp.	CO	83	2003	Turbine à combustion	Déchets	États-Unis
Corona	Corona Water Utility	CA	60	2002	Turbine à combustion	Autre	États-Unis
Nevada Green Energy Project	Composite Power Corp.	NV	50	2003	Autre	Autre	États-Unis
Telephone Flat	California Energy General Corp.	CA	44	2001	Géothermique	Vapeur	États-Unis
Mt Vernon (Posey)	Southern Indiana Gas & Electric Company	IN	42	2002	Cogénération	Charbon	États-Unis
Clark County Sanitation District	NTS Development Corp.	NV	30	2002	Autre	Déchets	États-Unis
Erie Energy Center II	Erie Municipal Light & Power	KS	25	2003	Combustion interne	Huile légère	États-Unis
Horseshoe Run	Mega Energy	WV	10	2001	Éolien	Vent	États-Unis
Sappington Junction Peaker	Montana Rail Link, Inc.	MT	9.6	2001	Combustion interne	Huile légère	États-Unis
Trident Peaker	Montana Rail Link, Inc.	MT	9.6	2001	Combustion interne	Huile légère	États-Unis
Auberry Energy Inc.	Auberry Energy, Inc.	CA	7.5	2001	Déchets	Biomasse	États-Unis
Colton Peaker	Colton Electric Utility Dept.	CA	5	2001	Turbine à combustion	Autre	États-Unis

* : Cogénération/CC = Cogénération à cycle combiné

** : Cogénération/CT = Cogénération, centrale avec turbine à combustion et récupération de chaleur

Conception hydraulique des diffuseurs

Annexe 3 : Conception hydraulique des diffuseurs

La configuration des diffuseurs est déterminée par un certain nombre de facteurs, soit :

- le nombre d'orifices doit être déterminé par les exigences de la première dilution, de concert avec les critères environnementaux et les modèles de dispersion;
- l'espacement entre les orifices doit permettre une séparation complète du panache d'effluent montant au moins jusqu'à la surface;
- tous les orifices doivent conserver un nombre de Froude densimétrique plus grand que l'unité lorsqu'ils évacuent de l'eau, afin d'éviter une intrusion de l'eau de la rivière;
- des vitesses de chasse convenables doivent être en conditions normales d'exploitation afin d'éliminer les sédiments déposés.

La conception du réseau de diffuseurs a été faite à l'aide d'un logiciel itératif mis au point par le Groupe BAE-NEWPLAN Limited, division du groupe SNC-Lavalin, qui a pour objectif général d'évaluer et de prévoir le rendement d'un réseau de diffuseurs à l'aide des techniques décrites dans le « Design Guide for Marine Treatment Schemes », WRC, 1990.

Le programme fournit des conceptions entièrement analysées, itérées avec le logiciel CORMIX (pour Cornell Mixing Zone Expert System) de prévision de la première dilution et les considérations d'ingénierie, telles que la construction, l'entretien et le coût. Les principaux choix qui ont été faits au cours du processus de conception de l'émissaire pour maximiser le mélange et la dilution sont :

- la profondeur d'eau;
- la longueur du diffuseur et la dimension des conduites;
- l'orientation du diffuseur;
- la distance de la berge;
- la vitesse de décharge;
- le diamètre des orifices et leur espacement;
- les exigences de pompage.

Les pertes de charge dans l'émissaire sont aussi calculées et sont dues aux facteurs suivants :

- les pertes par frottement dans la conduite d'évacuation et celle du diffuseur;
- les pertes de charge en raison d'une contraction du diffuseur;
- le changement de hauteur dynamique en raison des contractions;
- les pertes de charge dans les jonctions en T des orifices et des conduites du diffuseur;
- la différence de hauteur dynamique entre la conduite du diffuseur et l'orifice de sortie;
- la différence de densité entre l'eau réchauffée et celle de la rivière.

Des diffuseurs à plusieurs orifices ont été proposés pour l'émissaire. Une structure classifiée a été choisie pour empêcher le dépôt de sédiments.

Conception pour la proposition de GE

Pour la variante de GE, il y a un diffuseur à l'extrémité de la conduite d'évacuation. Ce diffuseur est constitué de trois sections de 15 mètres de longueur chacune. La première section a le même diamètre que la conduite d'évacuation, soit 2,2 m (86 pouces). Le diamètre des deuxième et troisième sections est respectivement de 1,5 m (60 pouces) et de 1,1 m (42 pouces).

Il y aura un total de 16 colonnes montantes; cinq seront installées sur chaque section du diffuseur et une sera à son extrémité (voir la figure 3). Ces colonnes montantes ont un diamètre de 0,41 m (16 pouces) et elles sont réparties le long du diffuseur à 3 mètres l'une de l'autre. La longueur totale du diffuseur est de 48 mètres. La figure 1 montre l'évacuation sur chaque colonne montante.

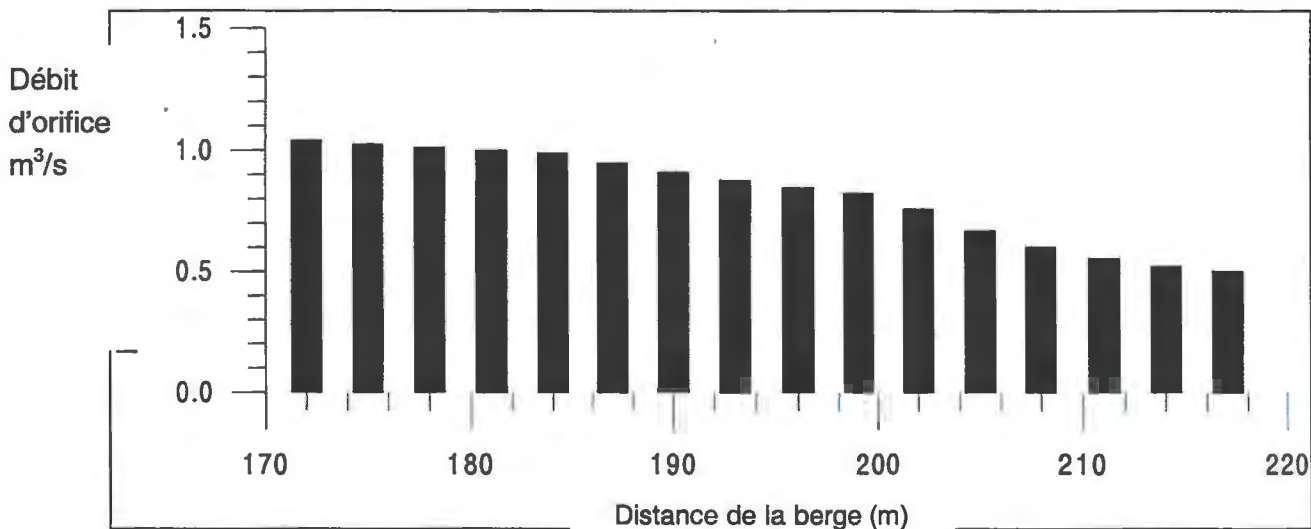


Figure 1 : Répartition des orifices d'évacuation dans le scénario pour GE

Conception pour la proposition de Siemens

Dans le scénario de Siemens, la configuration du diffuseur est identique à celle de GE (voir figure 3). La figure 2 montre l'évacuation sur chaque colonne montante.

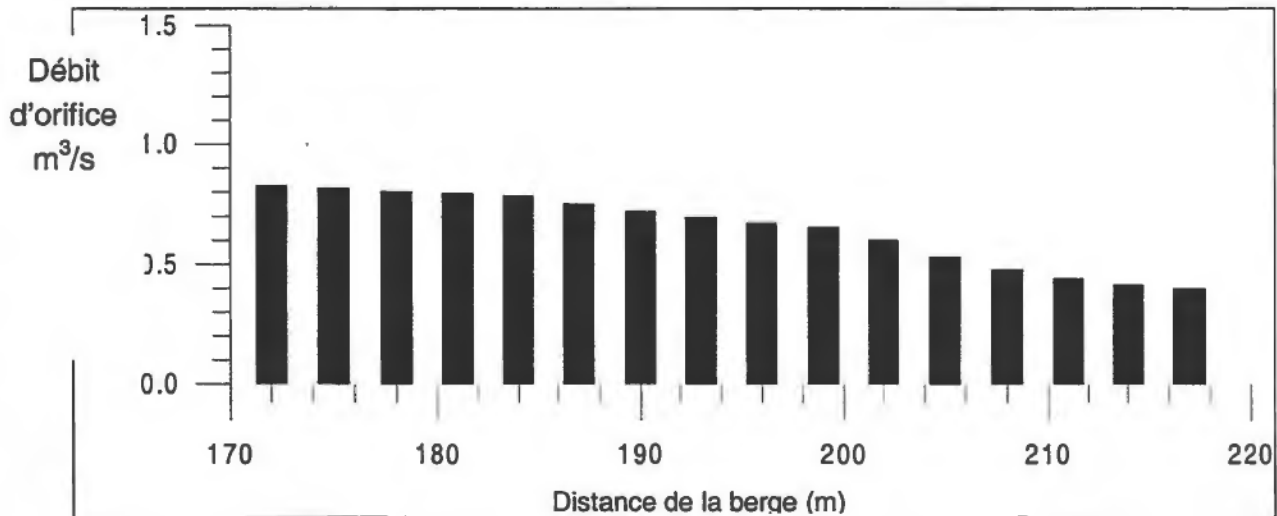


Figure 2 : Répartition des orifices d'évacuation dans le scénario pour Siemens

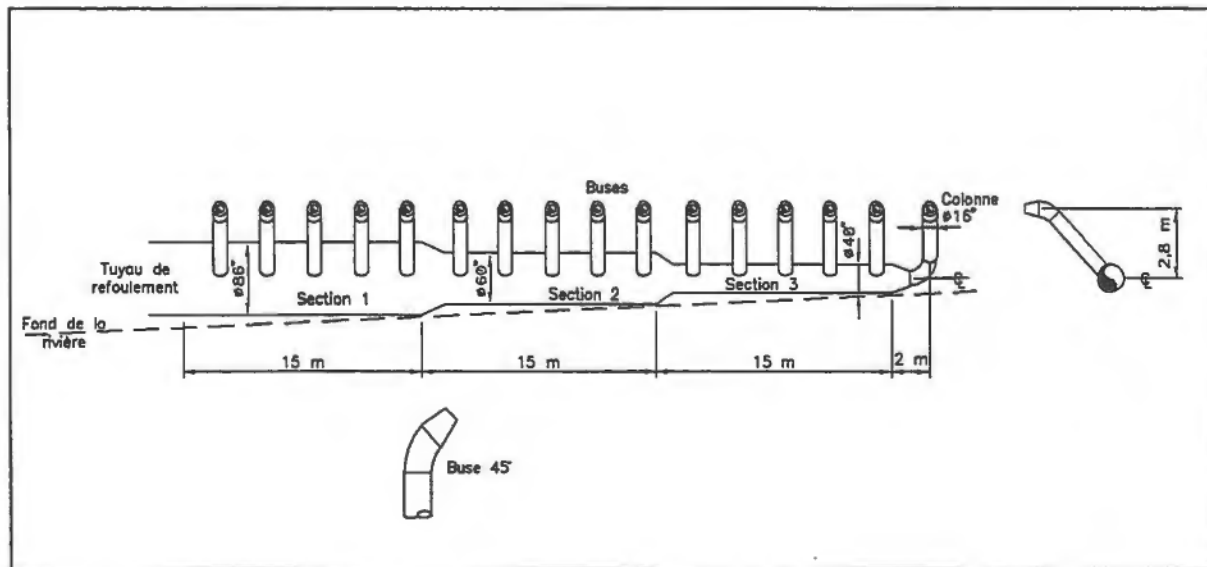


Figure 3 : Configuration des diffuseurs – scénarios de GE et Siemens

Conception recommandée pour Alstom

Dans la conception que nous recommandons pour le scénario d'Alstom, chaque conduite d'évacuation aura 1,2 m (48 pouces) de diamètre et trois diffuseurs seront raccordés à ces trois conduites. Chaque diffuseur comprend deux sections de 8 mètres de longueur (figure 4). La première section a le même diamètre que la conduite d'évacuation, soit 1,2 m (48 pouces), alors que le diamètre de la deuxième section est réduit à 0,9 m (36 pouces). Cinq colonnes montantes de 16 pouces de diamètre sont installées sur le diffuseur. Ces colonnes, dont une est placée à l'extrémité du diffuseur, seront réparties le long du diffuseur à 3 mètres l'une de l'autre. La longueur du diffuseur de chaque émissaire est de 12 mètres. La longueur efficace totale des trois diffuseurs formant l'émissaire, configurés de manière qu'un total de 15 colonnes montantes soient placées à trois mètres l'une de l'autre, est de 42 mètres. La figure 5 montre l'évacuation sur chaque colonne montante.

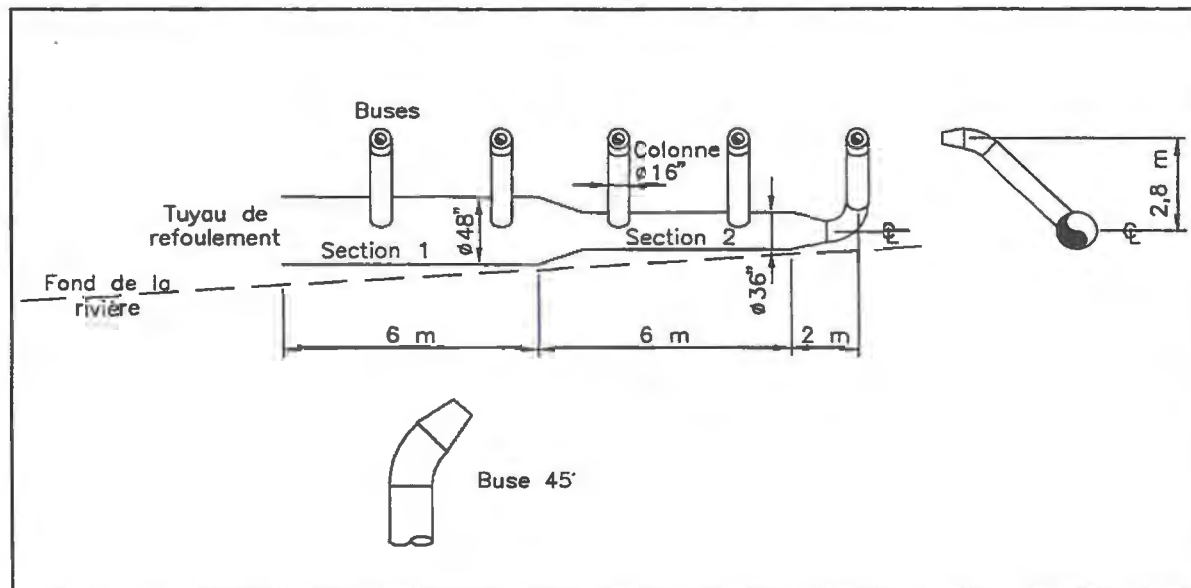


Figure 4 : Configuration recommandée du diffuseur – scénario d'Alstom

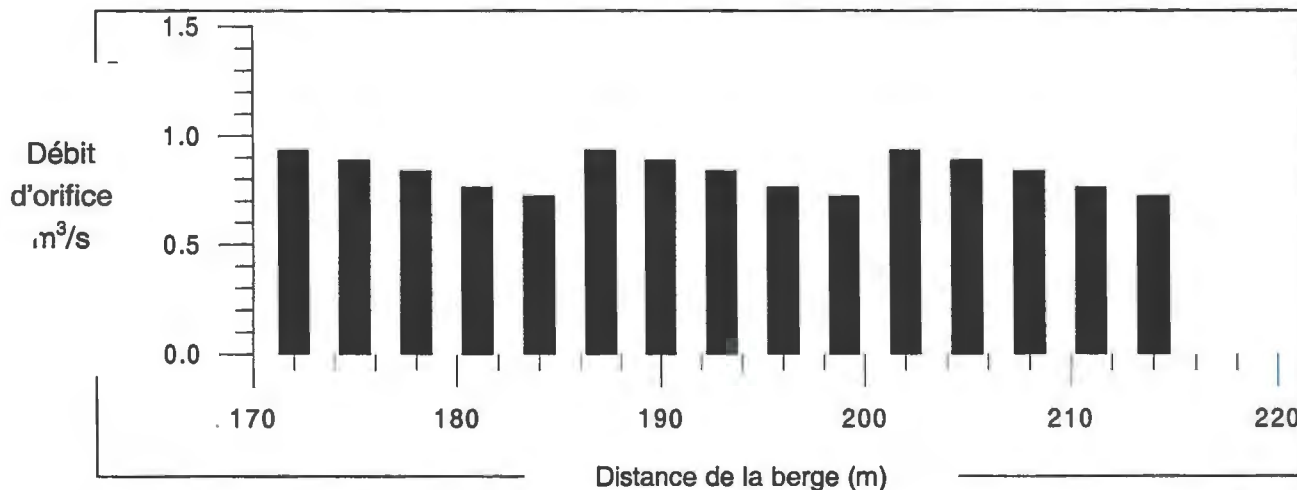


Figure 5 : Répartition des orifices d'évacuation – conception recommandée pour le scénario d'Alstom

Conception pour la proposition de Mitsubishi

Les conduites d'évacuation proposées par Mitsubishi à la sortie des condenseurs auront un diamètre de 1,5 m (60 pouces) de diamètre. Il y aura deux (2) diffuseurs reliés à (2) conduites de rejet. Chaque diffuseur sera constitué de deux (2) sections de 21 m (10+9+2 m) de longueur. La première section a le même diamètre que la conduite d'évacuation, soit 1,5 m (60 pouces). Le diamètre de la deuxième section est réduite à 1,1 m (44 pouces).

Il y aura un total de 7 colonnes montantes installées sur chaque section du diffuseur, chacune avec un diamètre de 0,41 m (16 pouces). Les colonnes montantes, dont une est installée à son extrémité (voir la figure 6) sont réparties le long du diffuseur à 3 mètres l'une de l'autre. La longueur totale du diffuseur est de 21 mètres. La longueur effective des deux (2) diffuseurs est

de 39 m ((14-1)*3), et est constituée d'un total de 14 colonnes montantes séparées de 3 m l'une de l'autre. La figure 7 montre l'évacuation sur chaque colonne montante.

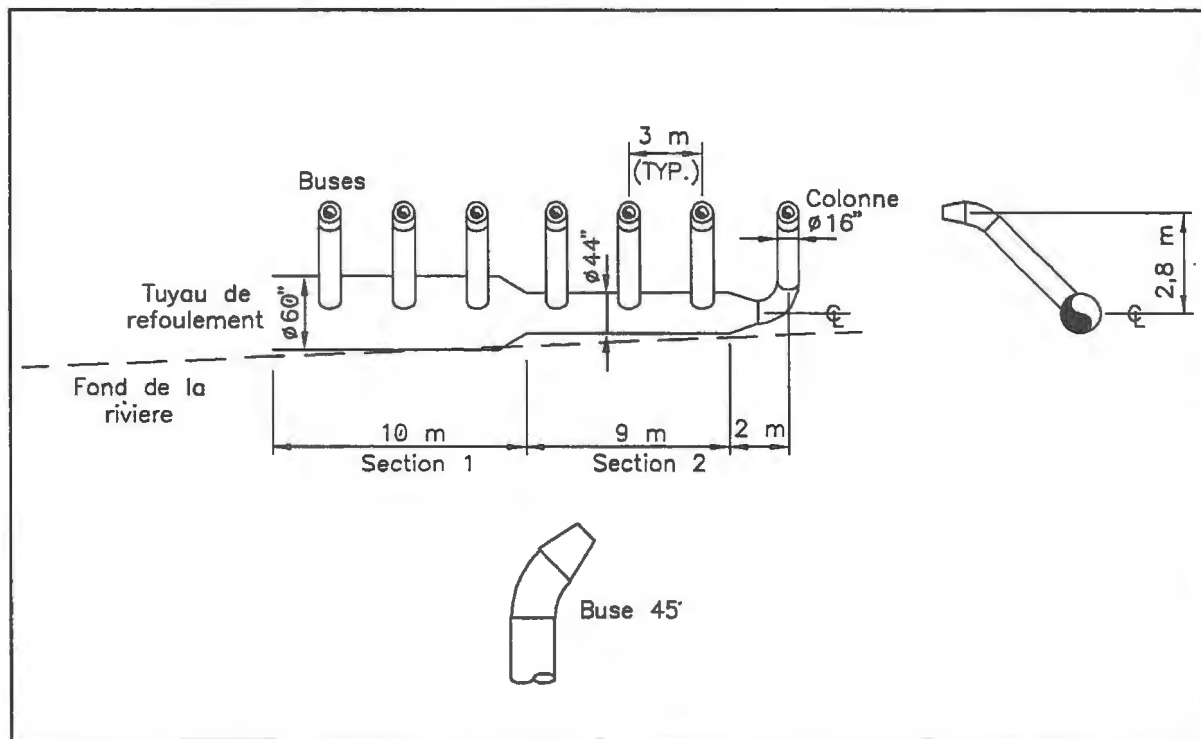


Figure 6 : Configuration recommandée du diffuseur – scénario de Mitsubishi

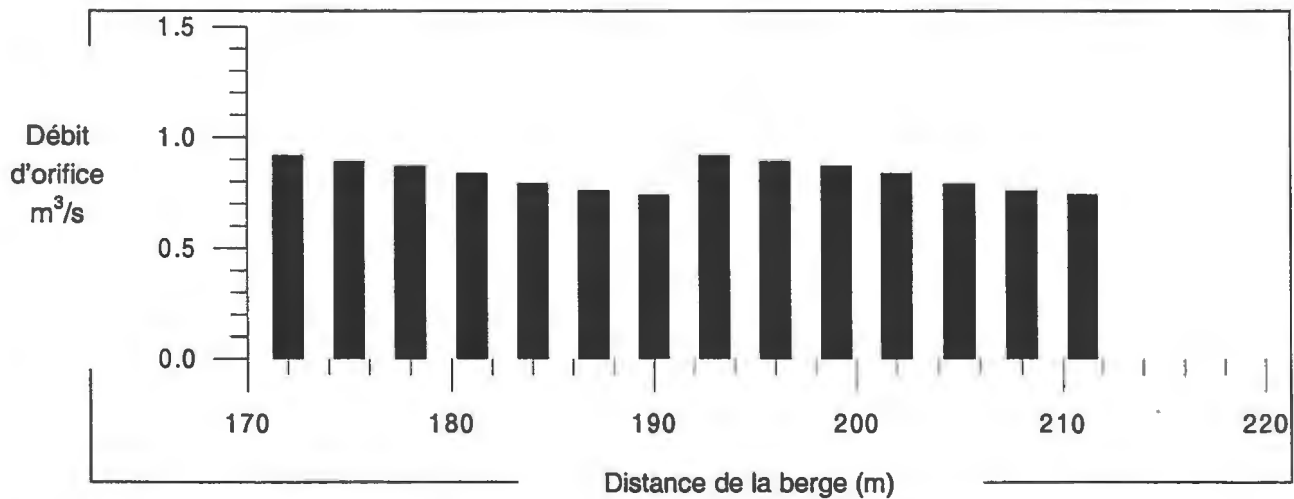


Figure 7 : Répartition des orifices d'évacuation dans le scénario pour Mitsubishi

Alternatives de traitement contre la moule zébrée

Annexe 4 : Lutte contre la moule zébrée et les autres organismes vivants susceptibles d'envahir le circuit d'eau

Les moules d'eau douce ou moules zébrées comptent parmi les plus dommageables pour les prises d'eau et les conduites. On les a détectées à plusieurs endroits dans les eaux des Grands Lacs et du Saint-Laurent souvent sous forme de larves. La principale raison du contrôle des moules zébrées est leur impact dévastateur sur la capacité hydraulique des prises d'eau. En effet, elles s'attachent aux structures solides, telles les prises d'eau et les conduites et, éventuellement, bouchent celles-ci.

Le succès d'une méthode ou d'un produit de contrôle dépend de plusieurs facteurs et varie d'un cas à l'autre. Les procédés conçus pour les cours d'eau s'écoulant librement représentent un intérêt particulier pour la centrale du Suroît. Les méthodes de contrôle des moules zébrées les plus populaires dans les structures à écoulement libre, sont :

- le micro-dégrillage mécanique;
- l'inactivation chimique;
- les traitements thermiques.

À la prise d'eau et à la station de pompage de la centrale du Suroît, des équipements mécaniques éprouvés seront inclus pour enlever les déchets, les poissons et les corps étrangers de l'eau du fleuve afin de protéger le condenseur ainsi que les autres systèmes. Il sera toutefois nécessaire de faire subir à l'eau un traitement périodique à forte dose à l'aide de produits chimiques non nuisibles à l'environnement afin de contrôler la croissance et la propagation de micro-organismes et de macro-organismes, et ce, dans le but d'empêcher l'encrassement des tubes du condenseur et des systèmes d'adduction.

TRAITEMENT CHIMIQUE

L'inactivation chimique est une pratique courante aujourd'hui dans les centrales qui utilisent l'eau d'un lac ou d'une rivière dans leurs systèmes de refroidissement. Les méthodes de contrôle de la croissance de substances vivantes dans les systèmes comprennent les biocides et, depuis peu, les molluscicides. Les principaux oxydants chimiques employés comme biocides sont :

- l'ozone;
- le chlore et ses dérivés;
- le brome;
- le permanganate de potassium.

La méthode normale de traitement consiste à injecter les produits chimiques dans l'eau au moment de son entrée dans les systèmes. Pour la centrale du Suroît, l'injection de produits chimiques se fera à la prise d'eau ou à la station de pompage, directement à la sortie des pompes principales de circulation d'eau. Les dosages dépendent des produits chimiques employés et des caractéristiques physiques de

l'eau. En pratique, de fortes doses de produits chimiques sont d'abord appliquées sur une courte période, suivies de doses plus faibles sur une base continue. Les biocides sont normalement employés pour contrôler la croissance des micro-organismes et les molluscicides pour maîtriser les moules zébrées et les larves.

L'emploi d'un produit chimique donné dépend des règlements environnementaux et des questions liées à la santé des utilisateurs de l'eau en aval de l'évacuation traitée aux produits chimiques. Mais si on choisit le chlore, un programme de déchloration des composés chlorés produits sera conçu pour contrer les concentrations, particulièrement au moment des traitements à forte dose.

En raison de son prix élevé, l'ozone est le produit le moins employé. Dans les municipalités où la réglementation interdit le transport et/ou le stockage de chlore, les autorités favorisent l'emploi d'oxydants, tel le permanganate de potassium, comme substituts des hypochlorites.

Produit chimique	Avantages	Inconvénients	Expérience
Ozone*	<ul style="list-style-type: none"> • Oxydant très fort • Désinfectant très fort • Ne produit aucun composé halogéné 	<ul style="list-style-type: none"> • Prix d'achat élevé • Frais d'exploitation élevés • Doit être produit sur place et exige de grandes installations • Produit des bromates dans les eaux riches en bromure • Produit des matières organiques biodégradables qui doivent être contrôlées • Les gaz résiduels doivent être contrôlés et traités. 	<ul style="list-style-type: none"> • Agent antibactérien efficace et puissant souvent utilisé pour améliorer le goût et la clarté de l'eau potable. • Des concentrations d'ozone de 0,25 à 0,5 ppm détruisent la moule bleue. • Des études démontrent que 0,5 mg/l peuvent produire un taux de mortalité de 94 % des moules zébrées.
Chlore gazeux	<ul style="list-style-type: none"> • Oxydant fort • Désinfectant fort • Peu coûteux • D'utilisation facile • Employé depuis longtemps • Disponible en petits cylindres ou en grands contenants d'une tonne 	<ul style="list-style-type: none"> • Produit des traces de composés halogénés • Déchloration exigée • Doit être stocké dans un bâtiment séparé possédant une bonne ventilation • Une demande élevée en chlore exige un bâtiment chauffé et des évaporateurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydro-Ontario résout le problème des moules zébrées par une application continue de chlore à une concentration de 0,3 ppm pendant la saison de reproduction et, à la fin de la saison, par un traitement à une concentration de 2 ppm pendant deux à trois semaines. • Les colonies adultes bien établies peuvent être éliminées par une concentration de 0,5 à 1 ppm appliquée continuellement pendant deux semaines.
Hypochlorite de sodium ou de calcium	<ul style="list-style-type: none"> • Oxydant fort • Désinfectant fort • D'utilisation facile • Employé depuis longtemps • Disponible en petits ou grands contenants 	<ul style="list-style-type: none"> • Produit des traces de composés halogénés • Déchloration exigée • Plus coûteux que le chlore gazeux 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisé depuis longtemps. • Efficace en général, mais insuffisant pour éliminer des colonies de moules zébrées.

Produit chimique	Avantages	Inconvénients	Expérience
Chloramines (produit d'une réaction chimique entre le chlore et les composés azotés présents dans l'eau)	<ul style="list-style-type: none"> • Ne produisent pas de trihalométhane • Contrôlent la croissance microbienne • D'utilisation facile • Employés depuis longtemps 	<ul style="list-style-type: none"> • Faible oxydant, ne produit donc pas d'autres matières organiques chlorées • Faible désinfectant • Produit un halogène organique total non identifié 	<ul style="list-style-type: none"> • D'après les recherches, le monochloramine semble avoir une efficacité semblable à celle du chlore, ou plus grande, pour contrôler les moules zébrées et d'autres organismes causant l'encrassement. • Expérience limitée par rapport au chlore.
Brome (bromure de sodium) Acide hypobromeux (HOBr)	<ul style="list-style-type: none"> • Ont fait leurs preuves comme option rentable à la chloration / déchloration pour le contrôle micro-biologique des eaux de refroidissement et la désinfection des systèmes de traitement des résidus. 	<ul style="list-style-type: none"> • Plus sujet à former des trihalométhanes que le chlore 	<ul style="list-style-type: none"> • Des biocides à base de bromure de sodium activé ont été mis au point pour pallier les déficiences du chlore et de ses dérivés. L'activité des biocides activés n'est pas vraiment affectée par le pH ou les niveaux d'ammoniac qu'on retrouve couramment dans les tours de refroidissement, les eaux usées et les bouches d'eau. Ils sont en outre rentables lorsqu'on les compare au chlore et à d'autres biocides oxydants et non oxydants. • Des études comparatives démontrent que le bromure est un peu moins efficace que le chlore en tant que molluscicide.

Tableau - Caractéristiques de base des produits chimiques couramment utilisés dans le traitement de l'eau (suite)

Produit chimique	Avantages	Inconvénients	Expérience
Dioxyde de chlore	<ul style="list-style-type: none"> Oxydant fort Désinfectant fort Ne réagit pas avec l'ammoniac Plus coûteux que le chlore gazeux 	<ul style="list-style-type: none"> Produit du chlorite Doit être produit au point d'utilisation Exige la manutention et le stockage d'un produit chimique dangereux, le chlorite de sodium Exige la manutention et le stockage d'acides 	<ul style="list-style-type: none"> Des études pratiques démontrent que le dioxyde de chlore est un agent molluscicide efficace pour l'éradication de la moule zébrée. D'autres études concluent que la température de l'eau est un paramètre essentiel pour déterminer le temps qu'il faut pour obtenir un taux de mortalité de la moule zébrée de 100 %. Des compagnies d'électricité du Midwest américain ont obtenu un taux de mortalité important de la moule zébrée en deux à quatre jours par une injection continue de dioxyde de chlore à une concentration entre 0,15 et 0,5 ppm au-dessus du pouvoir oxydant de l'eau testée.
Permanganate de potassium	<ul style="list-style-type: none"> Facile à introduire Ne produit pas de composé halogéné 	<ul style="list-style-type: none"> Produit du dioxyde de manganèse Capacités de désinfection limitées Problèmes potentiels reliés à l'utilisation. Lorsqu'on ajoute ce produit à un grand cours d'eau, il y a toujours un risque d'endommager d'autres formes de vie aquatique. 	<ul style="list-style-type: none"> Produit chimique couramment utilisé par les centrales de traitement d'eau pour l'élimination des moules zébrées et d'autres organismes dans l'eau. Son utilité est limitée par sa tendance à former des dépôts de bioxyde de manganèse qui sont à la fois isolants et corrosifs.

Tableau - Caractéristiques de base des produits chimiques couramment utilisés dans le traitement de l'eau (suite)

TRAITEMENT THERMIQUE

Deux stratégies de traitement thermique permettent d'atténuer l'encrassement des systèmes d'eau brute par les moules zébrées. La première consiste à maintenir la température de l'eau dans le système à un niveau létal constant pendant une longue période, ce qui produit un taux de mortalité de 100 % chez les moules zébrées. La deuxième stratégie consiste à élever la température de l'eau à un rythme constant, jusqu'à ce qu'une température létale tue instantanément 100 % des moules zébrées. La température nécessaire pour atteindre ce taux de mortalité dans chaque stratégie est considérée respectivement comme la température de létalité chronique et la température de létalité aiguë.

Les conditions suivantes sont nécessaires à la vie des moules zébrées :

- un pH de l'eau de $\geq 7,2$;
- une aire où la teneur en calcium est > 12 mg/l ;
- une température d'au moins 15 °C (59 °F) pour le sperme et les œufs ;
- une température inférieure à 32 °C (89,6 °F).

Toutes ces exigences se retrouvent dans l'eau des Grands Lacs et du St-Laurent.

La possibilité d'utiliser le traitement thermique hors circuit dans les baies et galeries de la prise d'eau est une option intéressante qui n'a pas été pleinement explorée dans l'industrie. Avec une alimentation convenable de vapeur, il est possible de faire monter rapidement, dans une des baies, la température jusqu'à un niveau létal pour les mollusques.

Au cours d'une étude de cas menée à la centrale à combustible fossile de Shawnee, près de Paducah au Kentucky, un traitement thermique a été employé dans la galerie de la prise d'eau de la centrale où l'infestation de moules zébrées atteignait des concentrations de 3 au pouce carré. Les coquilles des moules zébrées avaient une dimension moyenne de 0,612 pouce, avec une longueur minimale de 0,118 pouce et une longueur maximale de 1,23 pouces.

À Shawnee, la galerie de prise d'eau commence à la soupape de décharge de la pompe d'eau de circulation et se termine dans les caisses d'eau du condenseur. L'infestation la plus grave a eu lieu au bout de la galerie de prise d'eau, là où l'eau entre dans une cavité plus grande avant son entrée dans les caisses d'entrée du condenseur. Ils n'ont trouvé aucune moule zébrée dans la première partie de la galerie, en raison des vitesses d'eau plus élevées dans la section circulaire plus étroite.

TRAITEMENT THERMIQUE – PROCÉDÉ ZIETREN

Le traitement qui a été mis en application à Shawnee exige que la centrale ou le système refroidisseur soit isolé et hors circuit. Le procédé Zietren est un traitement à chaleur contrôlée à la source qui peut être installé sur place dans n'importe quelle situation où le volume d'eau peut être isolé. Il consiste en un fluide thermique spécialement préparé qui agit comme agent de transfert de chaleur. Il circule

continuellement à travers un serpentin hélicoïdal de grande efficacité. La chaleur développée sert à chauffer l'eau contenue dans le réseau de prise d'eau. Une fois que la température de l'eau a atteint le niveau voulu, elle est pompée à contre-courant dans la galerie de la prise d'eau et dans la source d'eau de refroidissement, soit la rivière Ohio.

Au cours du procédé, la température de l'eau passe de 13 °C à 44 °C dans une période d'environ deux heures, puis elle est acheminée en circulation inversée et drainée dans la galerie de la prise d'eau, exposant ainsi les moules zébrées à l'eau plus chaude et les obligeant à lâcher le mur ou mourir.

L'inspection qui a suivi le procédé a révélé que le traitement thermique était un succès. Il avait éradiqué les moules zébrées et les avait fait partir avec l'eau de drainage. Référence : Zebra Musel Research Technical Note ZMR-2-16.

Par ailleurs, les traitements thermiques en circuit doivent être faits avec beaucoup de soin, tant pour l'équipement que pour le milieu aquatique. Il est à noter que cette option génère un effluent de 44 °C pendant un certain temps.

Conclusion

Compte tenu de leur efficacité et du fait que ces méthodes sont bien éprouvées, on préviendra l'incrustation de la moule zébrée avec de l'hypochlorite de sodium, suivie d'une déchloration de l'effluent. Si des colonies de moules établies devaient être éliminées, on recourrait alors au mode de traitement avec du chlore gazeux, suivi d'une déchloration de l'effluent.

Logs de forage

Annexe 5

Projet: HQ TAG - Beauharnois		No. de projet (SLEI): 0104393-0032		Technicien: M. Soupras	
Localisation: Beauharnois, Québec		Date: 27-11-2001		Approuvé par: P. Fréchette	
Méthode de forage: Rétrocaveuse					
Méthode d'échantillonnage: CF <input checked="" type="checkbox"/> TS <input type="checkbox"/> CD <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/>			Types d'essais AC: Analyses chimiques		IPH: Indice de présence d'hydrocarbures
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm			en laboratoire: AG: AG: Analyses granulométriques		
Profondeur totale: 3,00 m		Coordonnées:		Remarque:	
Élévation du sol: --		Est (x): --			
		Nord (y): --			
		Élév. géodésique: <input checked="" type="checkbox"/> Arbitraire: <input type="checkbox"/>			
Niveau d'eau:					
Prof.: SEC		Élév.: --		Date: --	

Prof. en (m)	Profil stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives			IPH Observ. visuelles					
										Essai en laboratoire			Essai en laboratoire			Essai en laboratoire		
										0	1	2	0	1	2			
0		Racines de roseaux																
0,03		Remblai: Argile silteuse brune remaniée et ferme avec gravier et cailloux, un peu de racines. Présence d'oxydation, quelques blocs.				TP-01-01-01	-	-	AC	•			•					
0,73		Remblai: Argile grise remaniée et raide, traces d'oxydation, quelques coquillages et quelques racines.		0,73		TP-01-01-02	-	-	-	•			•					
1,75				1,75														
2,00				2,00		TP-01-01-03	-	-	-	•			•					
3,00		Fin de la tranchée d'exploration		3,00														

EGT01 J:\proj\014393\Environnement\Carto\AutoCAD\Log\TP-01-01.dwg
Factor scale = 1=0.031 (échelle:1/30) 1=0,1 (Échelle 1:100)
12-12-2001

Notes:

Projet: HQ TAG - Beauharnois		No. de projet (SLEI): 0104393-0032		Technicien: M. Soupras	
Localisation: Beauharnois, Québec		Date: 27-11-2001		Approuvé par: P. Fréchette	
Méthode de forage: Rétrocaveuse					
Méthode d'échantillonnage: <input checked="" type="checkbox"/> CF <input type="checkbox"/> TS <input type="checkbox"/> CD <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/>		Types d'essais en laboratoire: AC: Analyses chimiques		IPH: Indice de présence d'hydrocarbures	
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm		AG: AG: Analyses granulométriques			
Profondeur totale: 3,10 m		Coordonnées:		Remarque:	
Élévation du sol: --		Est (x): -- Nord (y): --			
		Élev. géodésique: <input checked="" type="checkbox"/> Arbitraire: <input type="checkbox"/>			
Niveau d'eau:					
Prof.: SEC		Élev.: --		Date: --	

Prof. en (m)	Profil stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives			IPH Observ. visuelles		
										0	1	2	0	1	2
0		Racines de roseaux		0,05											
0,05		Remblai: Argile silteuse brune avec gravier, un peu peu de racines. Présence d'oxydation.				TP-01-02-01	-	-	AC	•			•		
0,70		Remblai: Argile grise raide et remaniée, traces d'oxydation, quelques coquillages, traces de racines, un peu de sable dans l'argile.				TP-01-02-02	-	-	-	•			•		
1				1,70											
2				2,00											
3				3,10		TP-01-02-03	-	-	-	•			•		
3,10		Fin de la tranchée d'exploration													

Factor scale = 1=0.03R (Scale 1:100)

EGT01 J:\proj\014393\Environnement\Carto\AutoCAD\Legal\TP-01-02.dwg

12-12-2001

Notes:

Projet: HQ TAG - Beauharnois		No. de projet (SLEI): 0104393-0032		Technicien: M. Soupras	
Localisation: Beauharnois, Québec		Date: 27-11-2001		Approuvé par: P. Fréchette	
Méthode de forage: Rétrocaveuse					
Méthode d'échantillonnage: CF <input checked="" type="checkbox"/> TS <input type="checkbox"/> CD <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/>			Types d'essais en laboratoire: AC : Analyses chimiques		IPH: Indice de présence d'hydrocarbures
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm			AG: AG: Analyses granulométriques		
Profondeur totale: 3,10 m		Coordonnées:		Remarque:	
Élévation du sol: --		Est (x): --			
		Nord (y): --			
		Élev. géodésique: <input checked="" type="checkbox"/> Arbitraire: <input type="checkbox"/>			
Niveau d'eau:					
Prof.: SEC		Élev.: --		Date: --	

Prof. en (m)	Profil stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives			IPH Observ. visuelles		
										0 1 2			0 1 2		
										Profondeur					
0		Remblai: Terre végétale brune et racines		0,10											
		0,10 Remblai: Argile brune silteuse ferme avec gravier et cailloux et petits blocs.				TP-01-03-01	-	-	AC	•			•		
		0,70 Remblai: Matière organique (foin, racines) au sommet de la couche, argile silteuse grise et ferme. Présence de racines, souche, un petit morceau de roche de grosseur gravier.				TP-01-03-02	-	-	-	•			•		
		1,70				TP-01-03-03	-	-	-	•			•		
		2,80													
3		3,10 Fin de la tranchée d'exploration													

12-12-2001 EGT01 J:\proj014393\Environnement\Carto\AutoCAD\Logal_TP-01-03.dwg Factor scale = 1=0,03[Echelle=1:100] 1=0,1 [Echelle 1:100]

Notes:

Projet: HQ TAG - Beauharnois		No. de projet (SLEI): 0104393-0032		Technicien: M. Soupras	
Localisation: Beauharnois, Québec		Date: 27-11-2001		Approuvé par: P. Fréchette	
Méthode de forage: Rétrocaveuse					
Méthode d'échantillonnage: <input checked="" type="checkbox"/> CF <input type="checkbox"/> TS <input type="checkbox"/> CD <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/>			Types d'essais AC: Analyses chimiques		
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm			en laboratoire: AG: AG: Analyses granulométriques		
Profondeur totale: 3,20 m		Coordonnées:		Remarque:	
Élévation du sol: --		Est (x): --			
		Nord (y): --			
		Élév. géodésique: <input checked="" type="checkbox"/> Arbitraire: <input type="checkbox"/>			
Niveau d'eau:					
Prof.: SEC		Élév.: --		Date: --	

Prof. en (m)	Prof. stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives			IPH Observ. visuelles		
										0	1	2	0	1	2
0		Remblai: Argile brune et racines.													
0,20		Remblai: Mélange argile silteuse brun-gris avec gravier, cailloux et petit blocs, traces de racines.													
1,20		Remblai: Matière organique au sommet de la couche; sable argileux brun. Présence de racines et de roseaux.				TP-01-04-01	--	--	AC	•			•		
1,80		Remblai: Argile silteuse grise-brune marbrée et raide, traces de coquillages, quelques racines de roseaux. Petits lits de sable brun argileux.				TP-01-04-02	--	--	--	•			•		
3,00		Remblai: Argile silteuse grise-brune marbrée et raide, traces de coquillages, quelques racines de roseaux. Petits lits de sable brun argileux.				TP-01-04-03	--	--	--	•			•		
3,20		Fin de la tranchée d'exploration													

 EGT01 J:\proj\014393\Environnement\Carto\AutoCAD\Logo\TP-01-04.dwg
 Factor scale = 1=0.031 (échelle 1:30) (échelle 1:100)

Notes:

Projet: HQ TAG - Beauharnois		No. de projet (SLEI): 0104393-0032		Technicien: M. Soupras	
Localisation: Beauharnois, Québec		Date: 27-11-2001		Approuvé par: P. Fréchette	
Méthode de forage: Rétrocaveuse					
Méthode d'échantillonnage: CF <input checked="" type="checkbox"/> TS <input type="checkbox"/> CD <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/>			Types d'essais AC: Analyses chimiques		IPH: indice de présence d'hydrocarbures
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm			en laboratoire: AG: AG: Analyses granulométriques		
Profondeur totale: 3,30 m		Coordonnées:		Remarque:	
Élévation du sol: --		Est (x): --			
		Nord (y): --			
		Élev. géodésique: <input checked="" type="checkbox"/> Arbitraire: <input type="checkbox"/>			
Niveau d'eau:					
Prof.: SEC		Élev.: --		Date: --	

Prof. en (m)	Prof. stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives			IPH Observ. visuelles		
										0	1	2	0	1	2
0		Remblai: Silt argileux gris et racines. Présence de poutres de bois pourri.													
0,30		Remblai: Argile grise remaniée sèche, traces de racines.													
0,90		Remblai: Sable brun fin à grossier, gravier et cailloux. Présence de coquillages. Horizon de racines à 1,30 m.													
1															
1,90		Remblai: Argile grise molle et humide.													
2															
2,70		Matière organiques (herbes), argile silteuse gris-bleu, traces d'argile rougeâtre, traces de matière organique noire.													
3															
3,30		Fin de la tranchée d'exploration													
4															

Factor scale = 1=0.03 (Echelle: 1:100) 12-12-2001 EGT01 J:\proj014393\Environnement\Carto\AutoCAD\Logal\TP-01-05.dwg

Projet: HQ TAG - Beauharnois		No. de projet (SLEI): 0104393-0032		Technicien: M. Soupras	
Localisation: Beauharnois, Québec		Date: 27-11-2001		Approuvé par: P. Fréchette	
Méthode de forage: Rétrocaveuse					
Méthode d'échantillonnage: CF <input checked="" type="checkbox"/> TS <input type="checkbox"/> CD <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/>		Types d'essais AC: Analyses chimiques		IPH: Indice de présence d'hydrocarbures	
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm		en laboratoire: AG: AG: Analyses granulométriques			
Profondeur totale: 4,00 m		Coordonnées:		Remarque:	
Élévation du sol: --		Est (x): --			
		Nord (y): --			
		Élev. géodésique: <input checked="" type="checkbox"/> Arbitraire: <input type="checkbox"/>			
Niveau d'eau:					
Prof.: SEC		Élev.: --		Date: --	

Prof. en (m)	Profil stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives			IPH Observ. visuelles		
										0	1	2	0	1	2
0		Remblai: Argile silteuse grise, racines, cailloux, blocs.													
0,15		Remblai: Mélange de cailloux et blocs (Ø 40 cm) avec sable et gravier. Présence d'argile silteuse grise et brune, un peu de racines jusqu'à 1,10 m.				TP-01-06-01	--	--	AC	•			•		
1				1,00											
1,70		Remblai: Cailloux et blocs. Présence de sable fin moyen brun à gravier.				TP-01-06-02	--	--	--	•			•		
2				2,00											
3,00		Remblai: Argile silteuse bleu-vert ferme. Présence de racines.				TP-01-06-03	--	--	--	•			•		
3,12		Remblai: Argile grise molle, un peu de sable gris et gravier, traces de cailloux.				TP-01-06-04	--	--	--	•			•		
4		Fin de la tranchée d'exploration		4,00											

Factor scale = 1=0,03 (Échelle 1:100)

EGT01 J:\proj\014393\Environnement\Caro\AutoCAD\Legh\TP-01-06.dwg

12-12-2001

Notes:

Projet: HQ TAG - Beauharnois No. de projet (SLEI): 0104393-0032 Technicien: M. Soupras

Localisation: Beauharnois, Québec Date: 27-11-2001 Approuvé par: P. Fréchette

Méthode de forage: **Rétrocaveuse**

Méthode d'échantillonnage: CF TS CD T Types d'essais AC: Analyses chimiques IPH: Indice de présence d'hydrocarbures
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm en laboratoire: AG: AG: Analyses granulométriques

Profondeur totale: 3,20 m Coordonnées: Est (x): - Nord (y): -
Élévation du sol: - Élev. géodésique: Arbitraire:

Niveau d'eau: Prof.: SEC Élev.: - Date: -

Remarque:

Prof. en (m)	Prof. stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives		IPH Observ. visuelles	
										0	1	2	0

0		Remblai: Terre végétale noire. Présence de cailloux et blocs.											
0,15		Remblai: Mélange de sable et gravier avec argile silteuse grise remanié, cailloux et blocs (Ø 40 cm). Présence de racines.				TP-01-07-01	-	-	AC	•			•
0,76		Remblai: Sable et gravier, cailloux et blocs.											
1				1,00									
						TP-01-07-02	-	-	-	•			•
2				2,00									
2,10		Remblai: Argile silteuse grise-brune raide et sèche. Présence d'oxydation, traces de racines.											
						TP-01-07-03	-	-	-	•			•
3				3,00									
3,40		Fin de la tranchée d'exploration											
4													

EGT01 J:\proj\014393\Environnement\Carto\AutoCAD\Logal TP-01-07.dwg 12-12-2001 Factor scale = 1=0,031(Echelle) 1=0,1 (Echelle 1:100)

Notes:

Projet: HQ TAG - Beauharnois		No. de projet (SLEI): 0104393-0032		Technicien: M. Soupras	
Localisation: Beauharnois, Québec		Date: 27-11-2001		Approuvé par: P. Fréchette	
Méthode de forage: Rétrocaveuse					
Méthode d'échantillonnage: CF <input checked="" type="checkbox"/> TS <input type="checkbox"/> CD <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/>			Types d'essais AC: Analyses chimiques		IPH: Indice de présence d'hydrocarbures
Dimension: Longueur: 61 cm Diamètre: 51 mm			en laboratoire: AG: AG: Analyses granulométriques		
Profondeur totale: 4,40		Coordonnées:		Remarque:	
Élévation du sol: --		Est (x): --			
		Nord (y): --			
		Élev. géodésique: <input checked="" type="checkbox"/> Arbitraire: <input type="checkbox"/>			
Niveau d'eau:					
Prof.: SEC		Élev.: --		Date: --	

Prof. en (m)	Profil stratigraphique	Description	Niveau d'eau (m)	Prof. (m)	États	No. lab.	% Récupération	N/RQD	Essai en laboratoire	IPH Observ. olfactives			IPH Observ. visuelles		
										0	1	2	0	1	2
0		Remblai: Argile silteuse grise et matière organique. Présence de racines. 0,20													
		Remblai: Argile silteuse remaniée. Présence d'oxydation, traces de coquillages. Présence de sable à gravier, cailloux et blocs, traces de racines surtout dans les premiers centimètres.				TP-01-08-01	-	-	AC	•			•		
1,00						TP-01-08-02	-	-	-	•			•		
2,00						TP-01-08-03	-	-	-	•			•		
2,40		Remblai: Interlits d'argile grise molle avec un peu de gravier et cailloux arrondis, traces de coquillages, et sable brun moyen à gravier, traces d'oxydation.													
3,00															
3,20		Matière organique, argile silteuse ferme marbrée gris-bleu, rouge et brune, un peu de coquillages, racines entre 3,2 à 3,8 m.													
3,40		Fin de la tranchée d'exploration													
4															

Factor scale = 1=0.031 (Échelle 1:100)

EGT01 J:\proj\014393\Environnement\Carto\AutoCAD\Logal TP-01-08.dwg

12-12-2001

Notes:



Terratech

PROJET : Centrale à cycle combiné du Suroît FORAGE : **F-2-01**

SITE : Melocheville, Québec PAGE : 1 DE 2

DOSSIER NO : T-616 (602762) TUBAGE : HW

DATE DU FORAGE : 2001-11-19 AU 2001-11-21 CAROTTIER : HQ

RAPPORT DE FORAGE

NIVEAU DE RÉFÉRENCE : Géodésique COORDONNÉES : 5016907.74 N 271956.08 E

ÉTAT DE L'ÉCHANTILLON		TYPE D'ÉCHANTILLONNEUR		ESSAIS DE LABORATOIRE ET IN SITU			Scissomètre (Su) ◇ intact	
	Remanié	CF	Carottier fendu	AG	Analyse granulométrique	(Sur) ◆ remanié		
	Non remanié	TS	Tube à paroi mince (Shelby)	C	Consolidation	(Cu) ▽ intact		
	Perdu	EM	Échantillonnage manuellement	Pv	Poids volumique (kN/m³)	(Cur) ▼ remanié		
	Carotte	CD	Carottier à diamants	K	Perméabilité (cm/s)	Pén Dyn. - cône × - - - - ×		

PROFONDEUR - m	STRATIGRAPHIE			ÉCHANTILLONS				TENEUR EN EAU et LIMITES (%)	ESSAIS DE LABORATOIRE ET IN SITU	PÉN. DYN. - CÔNE (coups/0.3m)				
	NIVEAU - m	PROF. - m	DESCRIPTION	SYMBOLE	NIVEAU D'EAU - m	TYPE ET NUMÉRO	ÉTAT			RÉCUPÉRATION %	N ou RQD	W _p	W	W _L
	47.89		SURFACE DU TERRAIN											
	47.66	0.23	Sol végétal. REMBLAI HYDRAULIQUE: Argile silteuse généralement grise, de plasticité élevée (CH), contenant occasionnellement des racines. Argile caractérisée localement par une structure vacuolaire.											
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8	39.69	8.20	TERRAIN NATUREL: Argile silteuse grise de plasticité élevée (CH). Présence de lits d'argile rosée de 25 à 38cm d'épaisseur. Traces de matières organiques disséminées sous la forme de petites inclusions noirâtres.											
9														
10														
11														
12														
13														
14														

VISOBELG 616-BH-PIEZO-616

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

AGENCE CANADIENNE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE, (2000). Guide de référence : Déterminer la probabilité des effets environnementaux négatifs importants d'un projet, à jour au 2000-09-01, 12p.

ARMELLIN, A. ET MOUSSEAU, P. (1998). Synthèse des connaissances sur les communautés biologiques du secteur d'étude Valleyfield–Beauharnois. Zones d'intervention prioritaire 3 et 4. Rapport technique. Environnement Canada – Région du Québec, Centre Saint-Laurent.

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES GROUPES D'ORNITHOLOGUES, SOCIÉTÉ FAPAQ, (février 2001). Banque de données sur les oiseaux menacés du Québec – BDOMQ Service canadien de la faune d'Environnement Canada, région du Québec.

BAPE (BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR ENVIRONNEMENT), (1998). Prolongement de l'autoroute 30 entre Châteauguay et l'autoroute 20, dans la MRC de Vaudreuil-Soulanges. Rapport d'enquête et d'audience publique, 2 janvier 1998.

BEAUDIN, L. ET M. QUINTIN, (1983). Mammifères terrestres du Québec, de l'Ontario et des maritimes. Éditions Michel Quintin. 299p.

BEAULIEU, H. ET HUOT, M. (1992). Liste des espèces de la faune vertébrée susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérables. Gouvernement du Québec, Ministère de l'environnement et de la faune.

BÉRUBÉ, N. ET PEARSON, J. (2001). Communication personnelle. Canards Illimités, Canada.

BÉRUBÉ, N., (2001). Communication personnelle. Canards Illimités, Canada.

BIDER, J.R. ET S. MATTE. (1994). Atlas des amphibiens et des reptiles du Québec. Société d'histoire naturelle de la vallée du Saint-Laurent et ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec, Direction de la faune et des habitats, Québec, 106p.

BMU-CUM (BUREAU DES MESURES D'URGENCE- COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL), (1996). État de la situation sur le transport des matières dangereuses dans la région de Montréal. octobre 1996.

BMU-CUM (BUREAU DES MESURES D'URGENCE/COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL) (2001). (Internet) Adresse : www.cum.qc.ca/cum-fr/bmu.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

BOLT, R. (2001). Database reflects recent trends in European gas-pipeline failures. Oil and Gas Journal, January 2001.

BOURGEOIS, J.-C, DOLAN, D. ET HOUDE, L. (1992). Rapport des inventaires de couvées de canards barboteurs au lac Saint-Pierre en 1984 et 1985. Ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche, Direction régionale de Trois-Rivières. Document informatique.

BROUSSEAU, P. (2001). Communication personnelle, biologiste au service canadien de la faune.

BST (BUREAU SUR LA SÉCURITÉ DES TRANSPORTS AU CANADA), (2001). (Internet) Adresse : www.bst.gc.ca

CCAIM (CONSEIL CANADIEN DES ACCIDENTS INDUSTRIELS MAJEURS) , (1995). Lignes directrices sur l'aménagement du territoire en fonction des risques.

CCME, (1999). Recommandations canadiennes pour la qualité des sédiments (RCQSe), (Internet) Adresse : www.ec.gc.ca/cegg-rcqe/Francais/cegg/Sediment/default.cfm

CCME, (2000). Standards pancanadiens relatifs aux particules (PM) et à l'ozone, Approuvé par le Conseil des ministres du CCME, les 5-6 juin 2000, à Québec.

CENR, (2000). Atmospheric Ammonia: Sources and Fate - A Review of Ongoing Federal Research and Future Needs, Air Quality Research Subcommittee Meeting Report (Notes from the October 1999 meeting of the CENR Air Quality Research Subcommittee), Prepared by Committee on the Environment and Natural Resources, Air Quality Research Subcommittee, (Internet) Adresse: <http://www.al.noaa.gov/AQRS/reports/Ammonia.pdf>

CHAMPAGNE, J. ET MELANÇON, M. (1985). Les milieux humides de la région de Montréal, 1966-1981. Environnement Canada, Direction générale des terres. Document de travail no 39.

CHAMPOUX, L. ET SLOTERDYK, X. (1988). Étude de la qualité des sédiments du Lac Saint-Louis 1984-1985. Rapport technique no. 1. Géochimie et contaminants.

CNRC (CONSEIL NATIONAL DE RECHERCHE DU CANADA) (1995). Code National du Bâtiment.

COMITÉ SUR LA SITUATION DES ESPÈCES EN PÉRIL AU CANADA (COSEPAC) (2001). Espèces canadiennes en péril, 36 p.

COMITÉ SUR LA SITUATION DES ESPÈCES EN PÉRIL AU CANADA (COSEPAC) (2000). Espèces canadiennes en péril.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

COMITÉ TECHNIQUE ESPÈCES (1995). Rapport sur les espèces de faune et de flore prioritaires au plan d'action Saint-Laurent Vision 2000. Pour le Comité d'harmonisation sur la biodiversité.

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA, (2001). (Internet) Adresse : www.seismo.nrcan.gc.ca.

COMMISSION INTERNATIONALE DES NOMS FRANÇAIS DES OISEAUX (CINFO) (1993). Noms français des oiseaux du monde. Éditions MultiMondes et édition Chambaud.

COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL (1999). Rapport annuel de la qualité de l'air 1998.

COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL (2000). Rapport annuel de la qualité de l'air 1999.

COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL (2001). Rapport annuel de la qualité de l'air 2000.

COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL (2001). Service de l'environnement - Assainissement de l'air et de l'eau, Données 1998-2000 de la station de Ste-Anne-de-Bellevue.

CORPORATION DE GESTION DE LA VOIE MARITIME DU SAINT-LAURENT (2001). (Internet) Adresse : – www.grandslacs-voiemaritime.com.

CRAIM (CONSEIL POUR LA RÉDUCTION DES ACCIDENTS INDUSTRIELS MAJEURS) (2001). Guide de gestion des risques d'accidents majeurs à l'intention des municipalités et de l'industrie.

CRAIM-MM (CONSEIL RÉGIONAL DES ACCIDENTS INDUSTRIELS MAJEURS DU MONTRÉAL MÉTROPOLITAIN) (1999). Guide de gestion des risques d'accidents majeurs à l'intention des municipalités et de l'industrie.

CYR, A. ET LARIVÉE, J. (1995). Atlas saisonnier des oiseaux du Québec. Les Presses de l'Université de Sherbrooke et la Société de loisir ornithologique de l'Estrie.

DAVID, N. (1996). Liste commentée des oiseaux du Québec. Association québécoise des groupes d'ornithologues.

DE GRANDMONT (1994). Étude préliminaire sur les risques d'écrasements d'avions sur le territoire de la Communauté urbaine de Montréal. Étude réalisée pour le Bureau des mesures d'urgence de la CUM, novembre 1994.

DESGRANGES, J.-L. ET TARDIF, B. (1995). « Les oiseaux nicheurs des milieux aquatiques et riverains du Saint-Laurent », dans J. Gauthier. et Y. Aubry (éd.), Les oiseaux nicheurs du Québec. : Atlas des oiseaux nicheurs du Québec méridional. Association québécoise des

BIBLIOGRAPHIE (suite)

groupes d'ornithologues, Société québécoise de la protection des oiseaux et Environnement Canada, Service canadien de la faune, pp.1223-1230.

DNV (2001). PHAST (Process Hazard Analysis Software Tools) user manual. Det Norske Veritas.

DUQUETTE, G. ET BOMBARDIER, M. (1995). «Gallinule poule-d'eau » dans J. Gauthier et Y. Aubry (éd.). Les oiseaux nicheurs du Québec : Atlas des oiseaux nicheurs du Québec méridional. Association québécoise des groupes d'ornithologues, Société québécoise de la protection des oiseaux et Environnement Canada – Région du Québec, Service canadien de la faune. Pp.450-453.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) (1998). General Guidance for Risk Management Programs. Code of Federal Regulation, 40CFR part 68.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) (1995). User's Guide for the Industrial Source Complex (Isc3) Dispersion Models -Volume I - User Instructions, Office of Air Quality Planning and Standards, EPA-454/B-95-003a.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) (1995). User's Guide for the Industrial Source Complex (Isc3) Dispersion Models - Volume II - Description of Model Algorithms, Office of Air Quality Planning and Standards, EPA-454/B-95-003b.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) (2000). Meteorological Monitoring Guidance for Regulatory Modeling Applications. Office of Air Quality Planning and Standards. EPA 454 /R-99-005.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) (2001). Guideline on Air Quality Models, Appendix W to Part 51, 40 CFR Ch.I (7-1-01 Edition).

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) (2001). Hazardous Air Pollutant (HAP) Emission Control Technology for New Stationary Combustion Turbines. Memorandum de Sim Roy à Docket A-95-51. (Internet) Adresse :

<http://www.epa.gov/ttx/atw/combust/turbine/cttech6.pdf>.

ENVIRONNEMENT CANADA (1992). Réhabilitation de la centrale de Beauharnois, Rapport d'environnement, Volume I: Synthèse, Le groupe Urbatique, 164p.

ENVIRONNEMENT CANADA (1992). Normales climatiques 1961 à 1990. Sur rapport informatique des services climatologiques d'Environnement Canada.

ENVIRONNEMENT CANADA (1998). Ambient Air Measurements of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAH), Polychlorinated Dibenzop-dioxins (PCDD) and Polychlorinated

BIBLIOGRAPHIE (suite)

ENVIRONMENTAL TECHNOLOGY CENTRE, (juillet 1998). Dibenzofurans in Canada (1987-1997), Report Series no. AAQD 98-3, Analysis and Air Quality Division.

ENVIRONNEMENT CANADA (2000). A numerical simulation of impacts on ambient ground-level ozone concentrations from the proposed Sumas Energy 2, Inc. power generation facility, Colin di Cenzo and Joanne Pottier, Atmospheric Sciences Section, Environment Canada, Vancouver, British Columbia, Unpublished Manuscript, (Internet) Adresse :http://www.efsec.wa.gov/Sumas2/s2revjan00/s2gf_ozone.pdf.

ENVIRONNEMENT CANADA (2001a). Données d'ozone de St-Anicet pour l'année 2000, Centre de technologie environnementale, Division des analyses et de la qualité de l'air.

ENVIRONNEMENT CANADA (2001b). Precursor Contributions to ambient Fine Particulate Matter in Canada, Service Météorologique du Canada.

ENVIRONNEMENT CANADA (2001c). Liste des substances d'intérêt prioritaire - rapport d'évaluation, Ammoniac dans le milieu aquatique, Environnement Canada et Santé Canada.

ENVIRONNEMENT CANADA ET ENVIRONNEMENT QUÉBEC (1992). Guide de caractérisation des sédiments, plan d'action, Saint-Laurent, 160p.

ENVIRONNEMENT ILLIMITÉ (2001). Caractérisation du patron d'écoulement dans le secteur adjacent au pont Conrail. Rapport technique. 6p + annexes.

ÉTUDE DES POPULATIONS D'OISEAUX DU QUÉBEC – ÉPOQ (2001). Données des feuillets d'observation pour la période 1995 à 2000 pour les lieux : barrage de Beauharnois, Beauharnois, Melocheville, Saint-Louis-de-Gonzague, Saint-Timothée, Marasis et Saint-Étienne-de-Beauharnois. Associations québécoise des groupes d'ornithologues.

FACTORY MUTUAL SYSTEM (1982). Waste Heat Boilers. Loss Prevention Data, Data Sheet 12-14.

FACTORY MUTUAL SYSTEM (1990). Fire Protection for Steam Turbines and Electric Generators. Loss Prevention Data, Data Sheet 7-101.

FACTORY MUTUAL SYSTEM (1997). Transformers. Loss Prevention Data, Data Sheet 5-14.

FACTORY MUTUAL SYSTEM (1998). Natural Gas and Gas Piping. Loss Prevention Data, Data Sheet 7-54.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

FACTORY MUTUAL SYSTEM (2000). Fire Protection for Gas Turbine Installation. Loss Prevention Data, Data Sheet 7-79.

FACTORY MUTUAL SYSTEM (2001). Steam Turbines. Loss Prevention Data, Data Sheet 13-3.

FORTIN R., GUY, LORRAIN, S. ET PELLETIER, M. (1998). Synthèse des connaissances sur les aspects physiques et chimiques de l'eau et des sédiments du secteur d'étude Valleyfield-Beauharnois. Zones d'intervention prioritaire 3 et 4. Rapport technique. Environnement Canada – Région du Québec, Centre Saint-Laurent. 152p.

FPWGAQOG - FEDERAL-PROVINCIAL WORKING GROUP ON AIR QUALITY OBJECTIVES AND GUIDELINES (1999). National Ambient Air Quality Objectives for Particulate matter. Addendum to the Science Assessment Document, Santé Canada et Environnement Canada, December 1997, Revised April 1999.

FRAGNIER, P ET ROBERT, M. (1995). «Troglodyte à bec court » dans J. Gauthier et Y. Aubry (éd.). Les oiseaux nicheurs du Québec : Atlas des oiseaux nicheurs du Québec méridional. Association québécoise des groupes d'ornithologues, Société québécoise de la protection des oiseaux et Environnement Canada – Région du Québec, Service canadien de la faune.

GAUTHIER, J. ET AUBRY, Y. (2001). Les oiseaux nicheurs du Québec : Atlas des oiseaux nicheurs du Québec méridional. Association québécoise des groupes d'ornithologues, Société québécoise de la protection des oiseaux et Environnement Canada – Région du Québec, Service canadien de la faune. Base de données.

GERVAIS, D. ET HOGUE, A. (1993). Étude des populations d'oiseaux des rives du canal de Beauharnois. Société d'observation de la faune ailée du sud-ouest du Québec.

GERVAIS, D. (2001). Communication personnelle. Comité ZIP Haut-Saint-Laurent.

GIEC (1996). Le changement climatique. Dimensions économiques et sociales. Contribution du Groupe de travail III au Deuxième rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. (version française sous responsabilité de CIREN, France). Dossiers et débats pour le développement durable 4D-Paris, 544p.

GLOBENSKY, Y. (1987). Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent. Direction générale de l'Exploration géologique et minérale, ministère de l'Énergie et des ressources, 62p.

GREBE (1990). Étude de la fréquentation et de la dispersion des Carouges à épaulettes dans le secteur du canal de Beauharnois et de leur impact sur les cultures environnantes. Pour Hydro-Québec, région Maisonneuve.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

GROUPE DE TRAVAIL SUR L'ÉVALUATION DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX CUMULATIFS ET AXYS ENVIRONMENTAL CONSULTING LTD. (1998). Évaluation des effets cumulatifs, Guide du praticien.

GROUPE VIAU INC. en collaboration avec LE GROUPE CONSEIL ENTRACO INC. (1992), Méthode d'étude du paysage pour les projets de lignes et de postes de transport et de répartition. Pour le service Ressources et Aménagement du territoire, direction Recherche et Encadrements, Vice-présidence Environnement, Hydro-Québec, 325 pages

GUIDE DE REFERENCE, (1994) : Évaluer les effets environnementaux cumulatifs. Agence canadienne de l'évaluation environnementale.

HAINAULT, P. (1995). «Bruant sauterelle » dans J. Gauthier et Y. Aubry (éd.). Les oiseaux nicheurs du Québec : Atlas des oiseaux nicheurs du Québec méridional. Association québécoise des groupes d'ornithologues, Société québécoise de la protection des oiseaux et Environnement Canada – Région du Québec, Service canadien de la faune. pp.982-985.

HEGMAN, G., C. COCKLIN, R. CEASY, S. DUPUIS, A. KENNEDY, L. KINGSLEY, W. ROSS, H. SPALING ET D. STALKER, (1999). Guide des praticiens en matières d'évaluation des effets cumulatifs. Rédigé par AXYS Environmental Consulting Ltd. Et le groupe de travail sur l'évaluation des effets cumulatifs à l'intention de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, Hull (Québec), 76p. + annexes.

HOGUE, A. (2001). Communication personnelle. Société d'observation de la faune ailée du sud-ouest.

HYDRO-QUÉBEC (1990). Méthode d'évaluation environnementale, lignes et postes. Démarche d'évaluation environnementale - techniques et outils, Montréal, Hydro-Québec. 332p.

HYDRO-QUÉBEC (1992). Méthode d'évaluation environnementale, lignes et postes. Le paysage, méthode spécialisée, 325p.

HYDRO-QUÉBEC (2000). Rapport de performance environnementale, 65p.

HYDRO-QUÉBEC (2001). Plan stratégique 2002 – 2006, 13p.

HYDRO-QUÉBEC (2001). Plan stratégique 2002 – 2006. Hydro-Québec, une société d'État à vocation commerciale.

JANSSEN, L. ET AL. (1988). A classification of NO oxidation rates in power plant plumes based on atmospheric conditions, Atmospheric Environment, (22), pp.43-53.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

JOURDAIN, A. (1998). Synthèse des connaissances sur les aspects socio-économiques du secteur d'étude Valleyfield-Beauharnois. Zones d'intervention prioritaire 3 et 4. Rapport technique. Environnement Canada – Région du Québec,. Centre Saint-Laurent.

LANDRY, B. ET MERCIER, M. (1992). Notions de géologie. Modulo éditeur, 3^e édition.

LAVOIE, G. (1992). Plantes vasculaires susceptibles d'être désignées menacées ou vulnérable au Québec. Ministère de l'environnement, Direction de la conservation et du patrimoine écologique, division de la diversité biologique.

LEDUC, RICHARD (1998), Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique, Direction de l'expertise scientifique, Ministère de l'environnement du Québec.

LEROUX, D., BEAUDOIN, M., PHANEUF, L., HABEK, Z. (1999). Intégration des risques liés au transport des marchandises dangereuses dans la programmation des interventions sur le réseau routier. Rapport d'étape I, présenté au Ministère des Transports, Direction de l'Ouest-de-la-Montérégie.

LIMOGES, B. (2001). Les ZICO du Parc régional canal de Beauharnois, plan de conservation. Union québécoise pour la conservation de la nature, la société Velo Berge, la fédération canadienne de la nature et études d'oiseaux, Canada. V + 59 pages.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT (1987). Climatologie du Québec méridional, Envirodoq 870317.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, mai 2001. Critères de qualité de l'eau de surface au Québec.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DIRECTION DU SUIVI DE L'ÉTAT DE L'ENVIRONNEMENT (2001). Banque de données sur la qualité du milieu aquatique, statistiques descriptives calculées à partir d'échantillons prélevés depuis 1990 à la station # 000 00072.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, mai 2001. Règlement sur la qualité de l'eau potable, Loi sur la qualité de l'environnement, L.R.Q. c. Q-2.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA FAUNE DU QUÉBEC (1996). Directive pour la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement d'un projet industriel, 25p.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT (1999). Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés. 132p.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT (2001a). Communication personnelle.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT (2001b). Communication personnelle.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT (2001c). Communication personnelle.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT (2001). Direction du suivi de l'environnement, Statistiques sur les mesures de qualité de l'air à Beauharnois, Varennes, Ste-Anne-de-Bellevue et St-Anicet.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC (1990). Outils d'estimation de l'importance des impacts environnementaux, Québec, MTQ, 73p. et annexes.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC (2001). Données de circulation, communication personnelle, André Vanier, ministère des transports du Québec. Direction de l'ouest de la Montérégie, service des inventaires et du plan.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS, SERVICE DE L'ENVIRONNEMENT (1993). Prolongement de l'autoroute 30 entre Châteauguay et l'autoroute 20 dans la M.R.C. de Vaudreuil-Soulanges. Étude d'impact sur l'environnement, tracé retenu et impacts – Volume 1.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS, SERVICE DE L'ENVIRONNEMENT (1993). Prolongement de l'autoroute 30 entre Châteauguay et l'autoroute 20 dans la M.R.C. de Vaudreuil-Soulanges. Étude d'impact sur l'environnement, tracé retenu et impacts – Volume 2 (annexes).

MINISTÈRE DES TRANSPORTS, SERVICE DE L'ENVIRONNEMENT (1993). Prolongement de l'autoroute 30 entre Châteauguay et l'autoroute 20 dans la M.R.C. de Vaudreuil-Soulanges. Étude d'impact sur l'environnement, tracé retenu et impacts – Volume 2 (annexes cartographique).

MOUSSEAU, P. (1996). Analyse des inventaires de couvées de canards réalisés en 1995 dans 18 habitats du lac Saint-Jean. Rapport préparé pour la Société d'électrolyse et de chimie Alcan Ltée, Programme de stabilisation des berges du lac Saint-Jean. 42 p. et annexes.

MOUSSEAU, P. ET J.F. NOULIN , (2001). Rapport de terrain inventaire de nids de sauvagine et des cadavres d'oiseaux. 4 pages.

MOUSSEAU, P. (1991). Collision de la sauvagine avec les conducteurs de lignes à 5 sites dans le couloir fluvial du Saint-Laurent. Rapport présenté à la Vice-présidence Environnement, Hydro-Québec. 42 p. + annexe.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

MOUSSEAU, P. (2001). Inventaire de nids de sauvagine et de cadavres d'oiseaux. rapport de terrain. Études complémentaires. Étude d'impact. Nouvelle centrale – Canal de Beauharnois. Rapport présenté à SNC-LAVALIN Environnement Inc. 4 p.

MOZURKEWICH, M. (1993), The dissociation constant of ammonium nitrate and its dependance on temperature, relative humidity and particulate size, Atmospheric Environment, (27A), pp.261-270.

MUNICIPALITÉ RÉGIONALE DE COMTÉ (MRC) DE BEAUHARNOIS-SALABERRY (2000). Schéma d'aménagement.

OFFICE OF PIPELINE SAFETY (2001). (Internet) Adresse: <http://www.ops.dot.gov> US Department of Transportation.

OUELLET, H. (1974). Les oiseaux des collines montréalaises et de la région de Montréal. Musées nationaux du Canada.

PHANEUF, L. (2000). Le Schéma d'aménagement révisé de la MRC de Beauharnois-Salaberry. Seconde version.

PRESCOTT J. ET RICHARD, P. (1982). Mammifères du Québec et de l'Est du Canada. Les éditions France Amérique. 429p.

ROBITAILLE, J. (1998). Bilan régional - Valleyfield-Beauharnois. Zones d'intervention prioritaire 3 et 4. Environnement Canada – Région du Québec, Centre Saint-Laurent.

ROOT, T. (1988). Atlas of Wintering North American Birds. An Analysis of Christmas Bird Count Data. University of Chicago Press, Chicago.

SCHULMAN, L.L., STRIMAITIS, D.G., ET SCIRE, J.S. (1997). Addendum to ISC3 User's Guide - The Prime Plume Rise And Building Downwash Model, Electric Power Research Institute.

SECAL (2001). Communication personnelle, Résultats du suivi de la qualité de l'air d'avril 1999 à octobre 2001. Usine de Beauharnois.

SECRETARIAT ARCHIPEL (1986). Projet d'aménagement des eaux de l'archipel de Montréal - Histoire et géographie. Secrétariat à l'aménagement et à la décentralisation du Québec.

SÉRODES, J.B. (1978). Qualité des sédiments de fond du fleuve St-Laurent entre Cornwall et Montmagny. Environnement Canada, comité d'étude sur le fleuve St-Laurent. Rapport technique no. 15.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

SERVICE CANADIEN DE LA FAUNE (SCF) ET UNITED STATES FISH AND WILDLIFE SERVICE (USFWS) (1985). Plan nord-américain de gestion de la sauvagine.

SNC-LAVALIN INC. (1993). Prolongement de l'autoroute 30 entre Châteauguay et l'autoroute 20 dans la M.R.C. de Vaudreuil-Soulanges. Étude d'impact sur l'environnement tracé retenu et impacts – Volume I, 401p. + annexes.

SNC-LAVALIN INC. (2001). Campagne d'échantillonnage aux abords du site d'implantation. Résultats d'analyse.

STATISTIQUE CANADA (1996). Recensement 1996. (Internet) Adresse: <http://www.statcan.ca>

THÉBERGE, M-C. (2000). Guide : Analyse de risques d'accidents technologiques majeurs. Document de travail, Direction des évaluations environnementales, Ministère de l'environnement.

THIBAUT, M. (1989). Végétation et facteurs du milieu dans les régions écologiques du Québec méridional. Première partie : la zone feuillue. Rapport interne No 313, tome 1. Gouvernement du Québec, ministère de l'Énergie et des Ressources, direction de la Recherche et du Développement, service de la recherche appliquée.

UNION QUÉBÉCOISE POUR LA CONSERVATION DE LA NATURE, (2000). (Internet) Adresse : <http://www.ecoroute.uqcn.qc.ca/zico>.

VAILLANCOURT, P. (1985). Étude climatologique – Temps violent estival. Centre météorologique du Québec, Environnement Canada.

VALLEYPACK (2001). Communication personnelle.

WHITE, D.J., HABER, E. ET KEDDY, C. (1993). Plantes envahissantes des habitats naturels du Canada. Aperçu global des espèces vivant en milieu humide et en milieu sec et de la législation visant leur élimination. Rapport préparé pour le Service canadien de la faune, Ottawa, Canada. 136p.

WORLD BANK, (1991). Environmental Assessment Sourcebook. Volume I: Policies, Procedures, and Cross-Sectoral Issues. Volume II: Sectoral Guidelines. Volume III: Guidelines for Environmental Assessment of Energy and Industry Projects, Washington (DC), World Bank, Environment Department, 227p., pp. 281 et 227.

WORLD HEALTH ORGANIZATION (2000). Guidelines for Air Quality., Geneva, 190 p.