

La centrale du Suroît, l'efficacité énergétique et l'énergie éolienne : analyse comparative des options

Préparé par :
Phillip U. Dunsky

Pour :
Association canadienne de l'énergie éolienne (ACÉE)
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)

Régie de l'énergie : Dossier n° R-3526-2004
Étude de l'opportunité de construire la centrale au gaz du Suroît

VERSION RÉVISÉE AU 15 JUIN 2004

Qualifications

Phillip Dunsky œuvre depuis plus d'une douzaine d'années dans le domaine de l'énergie. Au cours de sa carrière, il a agi à titre de chercheur et de consultant – en plus d'avoir été fréquemment conférencier invité et témoin expert – au sujet des outils et des occasions touchant le développement durable du secteur de l'énergie. Son expertise est axée principalement sur la conception et l'analyse de politiques, stratégies, programmes, mécanismes incitatifs et cadres réglementaires touchant l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

M. Dunsky a mené ou participé à près d'une centaine de mandats pour une quarantaine de

clients provenant de l'ensemble des acteurs du milieu : gouvernements, OBNLs, services publics d'électricité et de gaz naturel, etc. Il est également l'auteur de plusieurs dizaines de publications, en plus d'avoir été nommé à des comités et commissions de réflexion stratégique, dont celui du Débat public sur l'énergie et des Fonds municipaux verts du gouvernement du Canada.

Ancien directeur-général du Centre Hélios, monsieur Dunsky travaille maintenant sous l'égide de *P. Dunsky Expertise-conseil*. Il a fait ses études en économie à l'Université de Londres (G.-B.).

Remerciements

L'auteur voudrait remercier les personnes suivantes pour leurs commentaires, suggestions et contributions :

- > *M. Matthew BRAMLEY (Pembina Institute)*
- > *M. Philip BUDZIK (Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Energy Information Administration)*
- > *M. Louis ROBERT (Hélimax Énergie Inc.)*

Il demeure évidemment responsable de toutes erreurs ou omissions.

Table des matières

I. MANDAT	4
II. INTRODUCTION	5
III. LA CENTRALE DU SUROÎT	6
A. Contribution potentielle	6
B. Analyse économique	6
C. Impact sur la main-d'oeuvre	11
D. Impact sur l'environnement	12
E. Sommaire des coûts et bénéfices	13
IV. L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	15
A. Contribution potentielle	15
B. Analyse économique	15
C. Impact sur la main-d'oeuvre	16
D. Impact sur l'environnement	18
E. Sommaire des coûts et bénéfices	18
V. ÉNERGIE ÉOLIENNE	20
A. Contribution potentielle	20
B. Analyse économique	20
C. Impact sur la main-d'oeuvre	23
D. Impact sur l'environnement	24
E. Sommaire des coûts et bénéfices	24
VI. CONCLUSION : LA COMPARAISON DES OPTIONS	25
A. Introduction	25
B. La comparaison des options	26
C. Conclusion	27
VII. ANNEXE : SOMMAIRE DES OPTIONS	28

Tableaux

Tableau 1.	Prix du gaz naturel avant T&D (\$US de 2008)	9
Tableau 2.	Coût des permis d'émissions de GES du Suroît	10
Tableau 3.	Le Suroît : coût économique du projet	11
Tableau 4.	Le Suroît : creation d'emplois	12
Tableau 5.	Le Suroît : émissions atmosphériques (v. améliorée)	13
Tableau 6.	Le Suroît : sommaire des coûts et bénéfices	14
Tableau 7.	L'efficacité énergétique : coût économique	16
Tableau 8.	Efficacité énergétique : ratios provenant d'autres études	17
Tableau 9.	Efficacité énergétique : création d'emplois	18
Tableau 10.	Efficacité énergétique : sommaire des coûts et bénéfices	19
Tableau 11.	Coût de l'équilibrage de l'éolien	21
Tableau 12.	Valeur des crédits de CO ₂ e	22
Tableau 13.	L'éolienne : coût économique du projet.....	22
Tableau 14.	L'éolienne : création d'emplois	23
Tableau 15.	L'énergie éolienne : sommaire des coûts et bénéfices	24
Tableau 16.	Sommaire des coûts et bénéfices des trois options	28

I. Mandat

Mes clients, l'Association canadienne de l'énergie éolienne, le Regroupement national des conseils régionaux en environnement du Québec (RNCREQ) et le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE), m'ont mandaté afin d'examiner les coûts et bénéfices économiques, sociaux et environnementaux de différentes options pour équilibrer l'offre et la demande, à savoir :

- La centrale du Suroît (version améliorée, technologie GE-H)
- Des options de développement accéléré de l'efficacité énergétique
- Des options de développement accéléré de l'énergie éolienne

Plus particulièrement, on m'a demandé d'évaluer, pour chacune des options, les coûts économiques, les impacts environnementaux ainsi que, dans la mesure du possible et des données disponibles, les effets sur la main d'œuvre. Le tout afin d'élucider pleinement les arbitrages présents entre ces options et de faciliter le choix d'une stratégie équilibrée s'inscrivant pleinement dans le contexte du développement durable.

II. Introduction

Le projet du Suroît est censé contribuer à répondre aux besoins en énergie et en puissance des clients d'Hydro-Québec.

Le présent rapport examine deux options de rechange au projet du Suroît, à savoir l'efficacité énergétique et l'énergie éolienne. Plus spécifiquement, nous traitons ici de :

- **Efficacité énergétique** : Une série d'options comprenant le lancement de nouveaux programmes non incorporés aux plans d'Hydro-Québec, ainsi que la bonification des programmes existants de façon à maximiser les économies projetées. Ces programmes et bonifications ont été développées par nous et consacrées dans une étude distincte, réalisée pour les clients RNCREQ, ROEE et RRSE¹ :

Voir P. DUNSKY EXPERTISE-CONSEIL, *Accelerated Electrical Energy Efficiency Options for Québec: 2005-2012*. Par E. Belliveau, C. Neme, J. Plunkett et P. Dunsky, v. révisée de mai 2004.

- **Énergie éolienne** : Une série d'options d'accélération du développement de l'énergie éolienne au Québec. Ces options d'accélération ont été développées par la firme Hélimax Énergie Inc. et consacrées dans une étude distincte, réalisée pour les mêmes clients que l'étude présente, soit RNCREQ, ROEE et ACÉE² :

Voir HÉLIMAX ÉNERGIE INC., *Étude sur l'évaluation du potentiel éolien, de son prix de revient et des retombées économiques pouvant en découler au Québec*, avril 2004.

Aux fins du présent rapport, nous avons adopté une perspective sociétale, soit celle à laquelle le Ministre des Ressources naturelles invite dans sa lettre à la Régie de l'énergie. Cette perspective sociétale comprend donc une analyse des coûts et bénéfices économiques des options, de même que de leurs implications environnementales et sociales. Soulignons d'ailleurs que cette perspective ne s'intéresse pas à la distribution des coûts et risques entre divisions d'Hydro-Québec (en l'occurrence, HQ Production et HQ Distribution).

¹ Il s'agit du *Regroupement national des Conseils régionaux en environnement du Québec*, du *Regroupement des organismes environnementaux en énergie* et du *Regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises*.

² Il s'agit du *Regroupement national des Conseils régionaux en environnement du Québec*, du *Regroupement des organismes environnementaux en énergie* et de l'*Association canadienne d'énergie éolienne*.

III. La centrale du Suroît

A. Contribution potentielle

La centrale du Suroît est censée produire quelque 6,5 TWh/an et offrir une puissance installée de 836 MW³ et ce, pour les 25 années de sa vie utile. Considérant le contexte de l'échéancier décisionnel annoncé par le gouvernement du Québec, nous estimons que la date de mise en service la plus rapprochée envisageable serait le 1^{er} octobre 2008 (présumant une décision favorable rendue à l'automne 2004). Notre analyse se base sur cet échéancier.

B. Analyse économique

1) Intrants non ajustés

Pour l'analyse des coûts du projet du Suroît, nous avons repris l'essentiel des hypothèses et paramètres d'analyse mis de l'avant par Hydro-Québec Production, y compris notamment :⁴

- Production d'électricité : 6,5 TWh/an
- Puissance installée (moy.) : 836 MW
- Pertes de transport : 0,0 %
- Coûts de construction : 550 M\$ (\$C2008)
- Période d'amortissement : 25 ans
- Taxe sur le capital : 0,6 %
- Taxe sur le revenu brut : 3,0 %
- Taux d'inflation (frais d'exploitation) : 2,5 %
- Taux d'inflation (construction) : 1,9 %
- Taux d'intérêt sur la dette à long terme : 6,6 %
- Taux de rendement requis sur l'équité : 15,0 %
- Ratio dette / équité : 70%/30%
- Taux d'actualisation nominal (WACC) : 9,1 %
- Taux d'actualisation réel : 6,5 %
- Inflation sur le prix de l'électricité (annuité croissante) : 2,5 %
- Taux d'intérêt durant la construction : 6,6 %
- Tarif de transport du gaz (HH à Mtl) : 0,50\$/mmBtu (\$US2008)
- Tarif de distribution du gaz (SCGM) : 0,17\$/mmBtu (\$US2008)
- Mise en service : 1^{er} octobre 2008

En ce qui concerne la consommation de gaz, nous utilisons la moyenne de deux valeurs fournies par Hydro-Québec en différentes bases (1200 Mm³/an et 42 Bcf/an)⁵, le tout converti en mmBtu/an. (Nous présumons que la différence, mineure, s'explique en raison des arrondissements dans la présentation et non d'une quelconque contradiction.)

³ Pouvant aller jusqu'à 925 MW à la pointe hivernale.

⁴ HYDRO-QUÉBEC, R-3526-2004, HQP-3, doc. 1, p.46.

⁵ Respectivement HYDRO-QUÉBEC, R-3526-2004, HQ-3, doc. RÉGIE, p.72, 6 avril 2004 et HYDRO-QUÉBEC, R-3526-2004, HQD-3, doc. ROEE, p.5, 2 avril 2004.

Toutefois, nous ne pouvons emprunter l'hypothèse d'Hydro-Québec quant aux prix *spot* du gaz naturel (voir ci-dessous). De plus, nous devons également tenir compte du coût éventuel pour Hydro-Québec de l'achat de permis d'émissions de gaz à effet de serre, et ce, sur la durée d'opération du projet. Ci-après nous présentons les deux ajustements effectués et les scénarios qui en résultent.

2) Ajustement : Prix spot du gaz naturel

Il est largement reconnu dans l'industrie nord-américaine de l'énergie que la tendance à la hausse des prix du gaz des dernières années risque de continuer à l'avenir. Cette situation s'explique principalement en raison de la hausse très importante de la demande associée à la mise en service de projets de centrale au gaz à cycle combiné. Qui plus est, les stocks de gaz naturel semblent être moins robustes qu'on ne le pensait, et les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) connaissent eux aussi des difficultés.

Hydro-Québec Production, dans le cadre de son analyse du coût global du projet du Suroît, prévoit que les prix spot du gaz naturel, lors du lancement du projet prévu en 2008, seraient de 5,00 \$USD/mmBtu (en dollars constants de 2008). De plus, on prévoit que ce tarif croîtra de l'ordre de 3,0 % par année par la suite. Il s'agit, en termes réels, d'une augmentation annuelle de l'ordre de 0,9 %.⁶ L'entreprise n'indique pas les sources de cette prévision.

La prévision d'Hydro-Québec a été réalisée à l'été 2003. Depuis, de nouvelles données tant sur la demande que sur l'offre du gaz invitent à une mise à jour des prévisions. Aux fins de notre analyse, nous avons utilisé comme base les prévisions les plus récentes de l'*Energy Information Administration*, ou EIA, du Département d'énergie états-unien. Plus particulièrement :

- Pour les années 2004-05, nous avons utilisé la dernière prévision de court terme (projection sur 2 ans, mise à jour mensuelle), datée d'avril 2004.⁷
- Pour les années suivantes (2006-2025), nous avons appliqué, à partir de la prévision 2005, le taux de croissance implicite à la dernière prévision de moyen terme (projection à l'horizon 2025, mise à jour annuelle), datée de janvier 2004.⁸
- Pour les années résiduelles d'opération du Suroît (2026-2033), à défaut de prévisions de l'EIA pour ces années, nous avons appliqué, à partir des résultats de 2025, le taux d'inflation

⁶ Hydro-Québec Distribution, dans le cadre de ses propres analyses, prévoit un taux d'inflation de long terme de 2,1 % pour l'économie en général, soit près du milieu de la fourchette cible de 1,0 % à 3,0 % de la Banque du Canada. Nous utilisons ici le taux d'HQ Distribution, présumant que les taux utilisés par HQ Production aux fins de l'analyse du projet du Suroît, soit 1,9 % (construction) et 2,5 % (exploitation), sont plutôt spécifiques aux coûts du projet.

⁷ U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Short-term Energy Outlook – April 2004*, 8 avril 2004. Soulignons que depuis la réalisation de notre analyse, l'EIA a publié sa mise à jour de mai 2004. Cette mise à jour prévoit un rehaussement substantiel – de l'ordre de 80¢US/mmBtu à l'horizon 2005 – des prix par rapport à la prévision que nous avons utilisée.

⁸ U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025*, janvier 2004. Soulignons que malgré la date de publication de janvier 2004, les prévisions à long terme des prix du gaz naturel ont été arrêtées trois mois auparavant.

des prix du gaz à long terme d'Hydro-Québec, soit 3 % en dollars courants, ou 0,9 % en dollars constants de 2008.⁹

Notons qu'il s'agit ici des prévisions du prix spot aux *market hubs* tel que le Henry Hub, soit la même base que la prévision qu'utilise Hydro-Québec.

Enfin, afin de traduire ces prévisions en coûts à l'achat pour Hydro-Québec, il y a lieu de tenir compte du coût de la couverture de la volatilité des prix réels (que l'on peut assimiler à une prime d'assurance).

Ces coûts ne sont pas académiques. Alors que les prévisions sont utiles pour permettre à divers acteurs de regarder vers l'avenir, l'opérateur de la centrale devra acheter son gaz sur le marché. Afin de se prémunir contre des fluctuations trop importantes, les opérateurs de centrales achètent normalement des produits financiers permettant la couverture des prix. Or, les prix de ces produits dépassent typiquement les prix des prévisions, incorporant comme il se doit une prime de risque. Puisqu'il s'agit ici de déterminer non pas le prix fictif sur le marché spot mais bien le prix réel auquel l'opérateur de la centrale achètera le gaz naturel, il importe d'incorporer à la prévision la prime qu'il devra payer aux intermédiaires pour la couverture des prix.¹⁰

La prime de volatilité, c'est à dire la prime que la communauté financière demande afin de garantir les prix futurs du gaz aux prix prévus, a récemment fait l'objet d'une analyse par la *Lawrence Berkeley National Laboratory*.¹¹ Cette analyse concluait, au sujet des plus récentes prévisions de l'EIA (les *Annual Energy Outlook* de 2001, 2002 et 2003), à une prime moyenne de l'ordre de 0,63\$/mmBtu. Il s'agit d'une prime de près de 20 % sur les prévisions.

Par souci de prudence, nous intégrons plutôt dans notre analyse une prime plus conservatrice de 15 %. De plus, nous retenons également un scénario sans ajustement (donc qui évalue la prime à zéro).

Le tableau suivant indique les prix du gaz que nous utilisons aux fins de notre analyse :

⁹ HYDRO-QUÉBEC, R-3526-2004, HQP-3, doc. 1, p. 46. 19 mars 2004.

¹⁰ Soulignons que les prévisions d'Hydro-Québec Production semblent déjà tenir compte, implicitement, de ces primes, puisque selon le Producteur, ces prévisions sont basées sur les prix à terme. En appliquant une prime pour la couverture du risque à *nos prix futurs*, nous apportons une correction nécessaire aux prévisions de l'EIA, et non à celles d'Hydro-Québec Production, que nous ne pouvons retenir pour d'autres raisons (les prévisions étant trop datées et contredites par les plus récentes).

¹¹ Pour un résumé, voir M. BOLINGER, R. WISER, W. GOLOVE avec la participation de P. DUNSKY. "Centrales au gaz et énergies renouvelables : comparer des pommes avec des pommes", *Cahiers de l'énergie* (Centre Hélios), vol. 1, no 3, octobre 2003.

Tableau 1. Prix du gaz naturel avant T&D (\$US de 2008)

	EIA (ref.) ajusté	EIA (ref.) ajusté + prime volatilité		EIA (ref.) ajusté	EIA (ref.) ajusté + prime volatilité		EIA (ref.) ajusté	EIA (ref.) ajusté + prime volatilité
2001 (a)	5,07 \$		2012 (c)	6,18 \$	7,11 \$	2023 (c)	7,29 \$	8,39 \$
2002 (a)	3,68 \$		2013 (c)	6,48 \$	7,45 \$	2024 (c)	7,28 \$	8,38 \$
2003 (a)	6,15 \$		2014 (c)	6,62 \$	7,61 \$	2025 (c)	7,26 \$	8,35 \$
2004 (b)	6,03 \$		2015 (c)	6,91 \$	7,95 \$	2026 (d)	7,18 \$	8,25 \$
2005 (b)	5,84 \$		2016 (c)	6,96 \$	8,01 \$	2027 (d)	7,08 \$	8,15 \$
2006 (c)	5,73 \$		2017 (c)	6,98 \$	8,03 \$	2028 (d)	6,98 \$	8,02 \$
2007 (c)	5,82 \$		2018 (c)	6,88 \$	7,91 \$	2029 (d)	6,86 \$	7,89 \$
2008 (c)	6,00 \$	6,90 \$	2019 (c)	6,80 \$	7,82 \$	2030 (d)	6,72 \$	7,73 \$
2009 (c)	5,71 \$	6,57 \$	2020 (c)	7,06 \$	8,12 \$	2031 (d)	6,58 \$	7,56 \$
2010 (c)	5,60 \$	6,44 \$	2021 (c)	7,34 \$	8,44 \$	2032 (d)	6,41 \$	7,38 \$
2011 (c)	5,87 \$	6,75 \$	2022 (c)	7,29 \$	8,38 \$	2033 (d)	6,24 \$	7,17 \$

Notes :

- (a) : Prix réel moyen (\$US/mmBtu) aux *market hubs* des É-U (e.g. Henry Hub)
- (b) : Prévission EIA de court terme (avril 2004)
- (c) : (b) + croissance des prix prévue dans prévission EIA de long terme (janvier 2004)
- (d) : (c) + inflation du prix du gaz long terme prévu par Hydro-Québec.

Enfin, rappelons que nous retenons, pour les fins de l'analyse, l'évaluation des coûts de transport et de distribution mise de l'avant par Hydro-Québec.

3) Ajustement : Coût des permis d'émissions (GES)

L'analyse et l'évaluation de la valeur des externalités fait l'objet d'un débat important qui dure depuis de nombreuses années. Il s'agit d'ailleurs d'une science imprécise et sujette à l'influence de méthodologies souvent diverses, surtout lorsqu'il s'agit de la filière hydroélectrique.

Compte tenu de la nature des délais inhérents à ce mandat, nous ne revenons pas sur cette question. Ainsi, nous traitons les externalités à part, dans la section sur les impacts environnementaux, sans effort pour les traduire en termes monétaires.

Ceci dit, il est fort probable que la plus importante source d'impacts environnementaux – les gaz à effet de serre (GES) – sera *internalisée*, du moins en partie, aux échanges commerciaux sur la durée de vie de la centrale du Suroît. Cette internalisation, par le biais de mécanismes d'échanges de crédits d'émissions, viendra ajouter aux coûts économiques d'opération de la centrale.

L'internalisation d'une partie des coûts des émissions de GES se fera par le biais d'un mécanisme d'échange de crédits. Les coûts spécifiques associés à un tel mécanisme ne seront connus que lorsque les détails du mécanisme – l'ampleur des obligations de réduction, la nature et l'étendue des activités générant des crédits, les règles d'échanges, la période de temps couverte, etc. – seront annoncés.

Pour la période 2008-2012, il est peu probable, comme l'indique Hydro-Québec dans sa preuve, que les règles qui seront adoptées aient un impact négatif important sur le projet du Suroît.¹² Toutefois, cette période ne couvre que 4.25 des 25 années d'opération de la centrale, et il est largement reconnu que les règles, lorsque couplées aux obligations de réduction des émissions, deviendront de plus en plus contraignantes à l'avenir. La question qui se pose est donc *quel serait le coût des crédits dans d'éventuels systèmes d'échange post-2012 ?*

¹² Elles pourraient même générer un surplus de crédits pour l'entreprise.

Nos clients nous ont pas demandé d'examiner à fond cette question dans le cadre du présent mandat. Toutefois, nous sommes en mesure de l'ajouter à notre analyse puisque nous avons pris connaissance, grâce à la collaboration du *Groupe de recherche appliquée en macro-écologie*, du rapport réalisé à ce sujet précis par le D^r Matthew Bramley qui est censé être déposé dans le cadre du dossier actuel de la Régie de l'énergie.¹³

Le rapport du Dr Bramley étudie quatre périodes à l'intérieur de la durée de vie projetée de la centrale du Suroît, à savoir : 2008-2012 (la première période couverte par le protocole de Kyoto), 2013-2017, 2018-2022 et 2023-2032.¹⁴ De plus, le rapport évalue trois scénarios, tenant compte de différentes hypothèses concernant l'allocation des émissions et le coût des réductions.

Pour les fins de notre analyse, nous utilisons les hypothèses du scénario 1, soit le scénario que l'on pourrait appeler « de référence » puisque ses résultats se situent environ à mi-chemin entre ceux des scénarios 2 et 3. Le lecteur notera que le coût total actualisé que nous attribuons au projet du Suroît est inférieur d'environ 20 % aux résultats présentés dans le rapport de M. Bramley. Deux choix analytiques expliquent cette différence : (a) pour les fins de l'actualisation des flux, nous utilisons, puisqu'il s'agit de coûts internalisés et non pas d'une estimation de la valeur des externalités, le taux d'actualisation d'Hydro-Québec, qui correspond au coût moyen pondéré de son capital (9,1%) et (b) nous présumons que le projet entre en service à l'automne 2008 (plus précisément au 1^{er} octobre), alors que l'analyse de M. Bramley semble présumer une entrée en service au 1^{er} janvier de cette même année.

Nous présentons également, à titre indicatif, un scénario de rechange selon lequel aucun coût n'est associé aux émissions de GES, et ce, sur toute la durée de vie utile de la centrale. Le tableau qui suit résume les implications économiques projetées.

Tableau 2. Coût des permis d'émissions de GES du Suroît

	Scénario 1	Scénario 2
	Scénario de référence Bramley	Aucun coût
M\$ courants	2 515 M\$	--
M\$ constants de 2008	538 M\$	--

4) Coût global

Sur la base des intrants indiqués ci-dessus, nous avons évalué le coût probable du projet du Suroît selon les paramètres de quatre scénarios. Pour des fins d'analyse comparative, nous présentons les résultats en dollars actualisés de 2008.

¹³ Référence à venir.

¹⁴ Puisque notre évaluation porte sur la production de la centrale jusqu'à l'horizon 2033, nous étendons les résultats pour sa dernière période d'une année.

Tableau 3. Le Suroît : coût économique du projet

	Scénario A-1	Scénario A-2	Scénario B-1	Scénario B-2
<i>Hyp : prix du gaz</i>	EIA (réf.)		EIA (réf.) + prime	
<i>Hyp : coût des GES</i>	Bramley (réf.)	aucun	Bramley (réf.)	aucun
Total (M\$ de 2008)	6 331	5 793	6 983	6 446
Unitaire (¢/kWh de 2008)	8,31	7,61	9,17	8,46

Soulignons que la valeur moyenne des quatre scénarios est de 6 388 M\$ ou de 8,39 ¢/kWh. Rappelons que cette évaluation *exclut* les externalités environnementales.

C. Impact sur la main-d'oeuvre

L'effet sur la main d'oeuvre de la centrale du Suroît est estimé d'abord à partir des données présentées par Hydro-Québec au sujet du projet d'origine.¹⁵

1) Intrants non ajustés

Plus particulièrement, nous retenons comme hypothèses :¹⁶

- Emplois directs et indirects durant la construction : 1 955 (personnes-année)
- Période de construction : 3 ans
- Emplois directs durant l'exploitation : 875 a-p
- Emplois indirects durant l'exploitation : 10 325 a-p
- Période d'exploitation : 25 ans

Selon ces données, le projet d'Hydro-Québec tel que présenté créerait en moyenne 2,6 a-p d'emploi par million de \$. Toutefois, afin d'évaluer les emplois créés en fonction des paramètres corrigés (prix du gaz et coût des GES), nous avons dû apporter certains ajustements.

2) Ajustement : impact des coûts de GES

Pour tenir compte de l'impact des coûts d'achat de permis de GES plus élevés que ceux prévus par Hydro-Québec, il nous a fallu émettre des hypothèses quant aux effets sur l'emploi de ces dépenses.

À cette fin, nous avons pris comme hypothèse un ratio de 7,5 p-a/M\$. Ce ratio est très approximatif, et se base sur la présomption qu'environ 70 % des droits d'émissions seraient achetés au Québec, l'autre 30 % devant être achetée soit d'entreprises canadiennes hors-

¹⁵ Hydro-Québec n'a pas, à notre connaissance, fourni de mise à jour pour le projet revu utilisant la turbine GE-H. Toutefois, rien ne porte à croire que ce projet présenterait un portrait en main d'oeuvre sensiblement différent du projet d'origine.

¹⁶ HYDRO-QUÉBEC, *Centrale à cycle combiné du Suroît -- Étude d'impact sur l'environnement*, Volume 1 Rapport principal, mars 2002, p.6-63

Québec, soit d'entreprises étrangères. Nous présumons également que les activités québécoises devant générer lesdits crédits présentent un ratio de l'ordre de 11 p-a/M\$, soit un ratio semblable à celui des programmes d'efficacité énergétique dans leur ensemble. Autrement dit, c'est comme si les deux tiers des droits d'émissions qu'Hydro-Québec aurait à acheter lui serait vendue par des entreprises ou entités québécoises qui les auraient générées grâce à la réalisation de programmes d'efficacité énergétique ou d'autres activités semblables réalisées au Québec.

- Achats de permis de GES : 7,5 p-a/M\$

Il s'agit évidemment d'une approximation qui nous permet d'ajuster à la hausse l'estimation du nombre d'emplois créés par le projet du Suroît, et ce, pour tenir compte de notre évaluation plus élevée du coût du projet en raison du coût futur des permis de GES.

3) Impact global

Sur la base des intrants et analyses indiqués précédemment, nous avons évalué l'impact probable de la centrale du Suroît sur l'emploi. Pour des fins d'analyse comparative, nous présentons les résultats en personnes-année d'emploi ainsi qu'en emplois par million de dollars actualisés de 2008.

Tableau 4. Le Suroît : création d'emplois

	Scénario A-1	Scénario A-2	Scénario B-1	Scénario B-2
<i>Hyp : prix du gaz</i>	EIA (ref.)		EIA (ref.) + prime	
<i>Hyp : coût des GES</i>	Bramley (réf.)	aucun	Bramley (réf.)	aucun
Total (années-pers.)	17 187	13 155	17 187	13 155
Unitaire (p-a / M\$)	2,5	2,1	2,3	1,9

Soulignons que la valeur moyenne des quatre scénarios est de 15 171 personnes-années d'emploi réparties sur les 28 années combinées de construction et d'opération, ou de 2,2 p-a/M\$. Quelque 80 % de ces emplois sont toutefois des emplois indirects.

D. Impact sur l'environnement

Les impacts environnementaux repris pour les fins de notre analyse sont les plus récents présentés par Hydro-Québec. Pour simplification, nous omettons les impacts associés à la consommation et les rejets d'eau chaude.

Dans sa preuve, Hydro-Québec a présenté les émissions de gaz à effet de serre (en CO₂ équivalent, ou CO₂e) de même que les émissions de SO₂ et de NO_x associées au projet « revu et amélioré » du Suroît (turbines série H de GE).¹⁷ Pour les autres émissions atmosphériques, soit les particules (PM), le monoxyde de carbone (CO) et les composés organiques volatiles (COV), nous avons utilisé les données fournies par Hydro-Québec pour le projet original.¹⁸

¹⁷ Hydro-Québec (2004), R-3526-2004, HQP-1, doc. 1, p.9.

¹⁸ Hydro-Québec (2002). Centrale à cycle combiné du Suroît -- Étude d'impact sur l'environnement, Volume 1 Rapport principal, mars 2002, p.6-19.

Le tableau suivant présente les émissions prévues.

Tableau 5. Le Suroît : émissions atmosphériques (v. améliorée)

	CO₂é	SO₂	NO_x	PM	CO	COV
Tonnes/an	2 250 000	60	290	240	540	65
Tonnes tot.	56 250 000	1 500	7 250	6 000	13 500	1 625

Soulignons toutefois que, dans la mesure où Hydro-Québec devait revenir au projet original, les émissions de gaz à effet de serre augmenteraient de près de 3 % (à 2,31 Mt/an). Les émissions de SO₂ et de NO_x, quant à elles, se verraient diminuer d'environ 17 % chacune (à 50 et 240 t/an, respectivement).¹⁹

Soulignons également que pour éviter la confusion, nous présentons ici l'ensemble des émissions réelles de la centrale. Toutefois, dans la mesure où les scénarios de coût que nous examinons internalisent déjà une partie des émissions de CO₂é (par des provisions pour l'achat de permis d'émissions), les émissions nettes seraient moindres. Plus spécifiquement, nos scénarios de coût intégrant un coût à l'achat de permis, soit les scénarios A-1 et B-1, prévoient des achats de permis couvrant 64 % des émissions réelles de la centrale. C'est ainsi que les émissions nettes, dans le cadre de ces scénarios uniquement, seraient plutôt de l'ordre de 19,1 millions de tonnes CO₂é.

E. Sommaire des coûts et bénéfices

Le tableau suivant résume les principaux coûts et bénéfices de l'option de la centrale du Suroît :

¹⁹ Il existe, dans la preuve soumise par Hydro-Québec, une certaine confusion quant aux émissions de SO₂.

Tableau 6. Le Suroît : sommaire des coûts et bénéfices

	Scénario A-1	Scénario A-2	Scénario B-1	Scénario B-2
<i>Hyp : prix du gaz</i>	EIA (ref.)		EIA (ref.) + prime	
<i>Hyp : coût des GES</i>	Bramley (réf.)	Aucun	Bramley (réf.)	aucun
Contribution				
Énergie et Puissance – 2008	1,6 TWh / 836 MW			
Énergie et Puissance – 2010	6,5 TWh / 836 MW			
Énergie et Puissance – 2012	6,5 TWh / 836 MW			
Énergie – durée de vie (act.)	76,2 TWh			
Coût économique				
Total (M\$ de 2008)	6 331 M\$	5 793 M\$	6 983 M\$	6 446 M\$
Unitaire (¢/kWh de 2008)	8,31 ¢	7,61 ¢	9,17 ¢	8,46 ¢
Création d'emplois				
Total (années-pers.)	17 187	13 155	17 187	13 155
Unitaire (p-a / M\$)	2,5	2,1	2,3	1,9
Impact environnemental				
Gaz à effet de serre (Mt CO ₂ e)	56,25 Mt			
Autres émissions atmosph. (t SO ₂ / NO _x / PM / CO / COV)	1500 / 7250 / 6000 / 13500 / 1625 tonnes			
Autres impacts	Bruit, rejets d'eau chaude, etc.			
Notes				
> L'énergie sur la durée de vie est actualisée (taux réel)				
> Les impacts environnementaux ne tiennent pas compte du cycle de vie complet des équipements.				
> GES : théoriquement, il faudrait plutôt lire 19,1 pour les scénarios A-1 et B-1.				

IV. L'efficacité énergétique

A. Contribution potentielle

La contribution potentielle de l'efficacité énergétique que nous examinons ici est celle qui est présentée dans un rapport distinct que nous avons publié en même temps que le présent (voir référence en p. 5). Plus particulièrement, nous examinons le scénario « budget-constrained » – soit un scénario limitant l'effort financier d'Hydro-Québec à des niveaux semblables aux *leaders* de l'industrie ainsi qu'à ses propres engagements du début des années 1990 – présenté dans ledit rapport.

Soulignons toutefois qu'alors que l'autre rapport présente souvent les économies totales (les nôtres plus celles prévues par le plan actuel d'Hydro-Québec, nettes de toute duplication), pour les fins de la présente analyse nous reprenons uniquement les économies qui viendraient *en sus* du présent plan d'Hydro-Québec en cette matière. Ainsi, les économies ci-dessous sont en sus des économies tendanciennes, des économies générées par les programmes passés d'Hydro-Québec, des économies prévues par le présent plan d'Hydro-Québec ainsi que des économies supplémentaires prévues par les nouvelles propositions déposées par Hydro-Québec le 30 mars 2004.

Contrairement aux centrales à gaz ou aux parcs éoliens, les gains en efficacité énergétique doivent croître avec le temps. Ainsi, nous présentons les résultats pour quatre années : 2006, 2008, 2010 et 2012.

- 2006 : 0,5 TWh et environ 179 MW (hiver)
- 2008 : 1,7 TWh et environ 499 MW (hiver)
- 2010 : 3,4 TWh et environ 911 MW (hiver)
- 2012 : 5,3 TWh et environ 1376 MW (hiver)

Soulignons par ailleurs que les économies sont présentées au niveau de la production, c'est-à-dire bonifiés des pertes de transport et distribution évitées afin de tenir compte de leur réelle contribution au réseau et ainsi assurer la comparabilité avec les autres options étudiées. Enfin, soulignons également que les valeurs en puissance ne tiennent pas compte d'éventuels chevauchements avec celles prévues par le plan actuel d'Hydro-Québec.

B. Analyse économique

Aux fins de la présente analyse, nous reprenons les résultats présentés dans l'étude réalisée à ce sujet par Belliveau, Neme, Plunkett et Dunsky, et ce, pour le scénario dit « budget-constrained ». Ce scénario limite l'effort financier en efficacité énergétique à un niveau semblable à ce qu'Hydro-Québec s'est engagé à faire au début des années 1990, de même qu'à un niveau qui, aujourd'hui, placerait l'entreprise parmi les *leaders* nord-américains en ce sens.

Présentés en dollars constants de 2008, et toujours pour ce qui est de la contribution *en sus* du présent plan et des récentes propositions d'Hydro-Québec, les coûts sont les suivants :

Tableau 7. L'efficacité énergétique : coût économique

	Plan 2005-2012
	<i>en sus du plan et des propositions d'Hydro-Québec</i>
Total (M\$ de 2008)	1 832
Unitaire (¢/kWh de 2008)	2,8*

* Il s'agit du coût de nos programmes seulement. Le coût global incluant les programmes d'Hydro-Québec non remplacés est évidemment moindre.

Soulignons que l'analyse des coûts a été réalisée en ajustant pour l'inflation seulement, alors que les autres options ont été analysées en utilisant un taux d'actualisation. C'est ainsi que le coût total exprimé ici surestime le coût de cette option par rapport aux alternatives.

C. Impact sur la main-d'oeuvre

Ci-dessous nous présentons un survol de diverses études réalisées au Québec au sujet de l'impact sur la main d'oeuvre de programmes d'efficacité énergétique (dans le marché de l'électricité).

1) Intrants non ajustés

Bureau de la statistique du Québec (1996)²⁰

L'étude du BSQ de l'époque a été réalisée pour le compte du Ministère des Ressources naturelles, plus spécifiquement sa Direction de l'efficacité énergétique. L'étude (modèle intersectoriel) concernait l'impact de la rénovation éconergétique des bâtiments.

Groupe Secor (1993)²¹

L'étude de Secor de l'époque a été réalisée pour le compte d'Hydro-Québec, plus spécifiquement à son Service des Études de marché et planification. L'étude concernait le Programme d'installation directe qui était composé de mesures d'installation de thermostats, de pommes de douche, d'aérateurs de robinets et de minuteriers de piscine.

Hydro-Québec (1992)²²

Le document d'Hydro-Québec présente les résultats d'études réalisées par le Bureau de la statistique du Québec (modèle intersectoriel) pour le compte d'Hydro-Québec. Les résultats sont regroupés selon le secteur d'intervention, à savoir le secteur résidentiel, le secteur commercial et

²⁰ Bureau de la statistique du Québec (1996). *Étude d'impact économique pour le Québec de la rénovation éconergétique de bâtiments*, pour le Ministère des Ressources naturelles du Québec, 9 juillet 1996.

²¹ Groupe SECOR (1993). *Les retombées économiques du Programme d'installation directe*, présenté au Service des Études de marché et planification d'Hydro-Québec, 13 juillet 1993.

²² Hydro-Québec (1992). *Retombées économiques du projet d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec*, Vice présidence Planification générale, janvier 1992.

institutionnel et le secteur industriel, de même que pour les services de support (ce que l'on appelle aujourd'hui le « tronc commun »).

Aux fins de notre analyse de l'impact sur la main d'œuvre, nous avons utilisé les résultats de celle qui traite de l'ensemble des secteurs de consommation, soit celle réalisée par Hydro-Québec.

2) Ajustement : structure de l'industrie

Même si les résultats de ces études datent de plusieurs années, nous ne croyons pas que, dans l'intérim, l'économie québécoise ait connu des modifications structurelles permettant de réduire de façon importante l'ampleur de ces résultats. Au contraire, il est fort possible que les résultats aujourd'hui et au cours des prochaines années d'implantation soient plus importants que les conclusions de ces études, et ce, en raison de la capacité d'adaptation en vue de produire au Québec même davantage des produits et services impliqués. Comme le souligne Hydro-Québec dans son rapport de 1992 (voir note de bas de page 22) :

« En raison du caractère embryonnaire de l'industrie des produits économiseurs d'énergie et de l'importance relativement faible du marché québécois à l'échelle continentale, la fabrication de ces produits technologiquement plus sophistiqués est très peu intégrée à l'économie québécoise, ce qui réduit sensiblement les impacts qui découleront de leur consommation » (p.2).

« (Ce modèle) reflète la structure actuelle de l'économie québécoise. En raison de l'ampleur du projet d'efficacité énergétique, on pourrait s'attendre à ce qu'il se développe au Québec une nouvelle industrie de biens et services orientés vers l'efficacité énergétique, d'autant plus qu'Hydro-Québec entend utiliser son levier pour encourager ce développement qui pourrait accroître les retombées économiques québécoises de ses interventions. » (p.4)

Comme nous l'avons déjà indiqué, le programme d'Hydro-Québec fut à toutes fins pratiques abandonné au milieu des années 1990. Néanmoins, les investissements des premières années, couplés à ceux à venir advenant un réinvestissement important tel qu'étudié ici, devrait conduire à un niveau de retombées économiques domestiques plus important qu'en 1992. Nous tenons compte de cette possibilité dans nos hypothèses d'impact sur l'emploi, en bonifiant certains de ces résultats selon la nature de l'industrie dont il s'agit.

Tableau 8. Efficacité énergétique : ratios provenant d'autres études

Efficacité énergétique : Ratios de création d'emplois				
	a-p/M\$	Sources	Bonifiés pour intensification de la prod. domestique a-p/M\$	Bonification
Résidentiel - rénovations éconerg. :	15,2	BSQ 1996	15,2	0%
Résidentiel - main-d'oeuvre légère :	20,8	SECOR 1993	20,8	0%
Résidentiel - thermostats :	12,8	SECOR 1993	14,1	10%
Résidentiel - pommes de douche, aérateurs de rob., minuteriers de piscine :	9,6	SECOR 1993	11,5	20%
Résidentiel - général :	14,0	HQ 1992	16,8	20%
C&I - général :	10,8	HQ 1992	13,0	20%
Industriel - général :	7,2	HQ 1992	8,6	20%
Activités de support :	17,4	HQ 1992	20,9	20%

Pour estimer l'impact sur l'emploi du scénario « Budget-constrained » en efficacité énergétique, et pour fins de simplicité, nous avons appliqué les coûts des programmes aux ratios « général »

ci-dessus (étude d'Hydro-Québec), et ce, en proportion de leur répartition sectorielle. Les résultats sont présentés ci-après :

Tableau 9. Efficacité énergétique : création d'emplois

	Hyp. 1	Hyp. 2	Réf.
<i>Hyp : MW nomin.</i>	Ratios 1992-96	Ratios bonifiés	Moyenne des deux
Total (années-personne)	21 105	25 326	23 215
Unitaire (a-p / M\$)	11,5	13,8	12,7

Soulignons que ces résultats sont conservateurs en ce qu'ils ne tiennent pas compte de l'impact sensiblement plus élevé des frais de support, ces derniers ayant, pour fins de simplicité, été répartis au sein des principaux catégories de consommateurs.

D. Impact sur l'environnement

En règle générale, l'impact environnemental des programmes coordonnés d'efficacité énergétique est considéré insignifiant au point d'être considéré comme étant nul. (Il fut un temps où des préoccupations concernant la qualité de l'air pouvaient être associées à des efforts d'efficacité énergétique. Toutefois, les gains associés aux *programmes* mis en place par des organismes au fait de cet enjeu y tiennent déjà compte.)

Soulignons toutefois que des émissions atmosphériques pourraient découler indirectement des effets croisés de certaines mesures chez des consommateurs qui se chauffent au gaz naturel ou au mazout. Nous n'avons pas évalué ces émissions indirectes.

E. Sommaire des coûts et bénéfices

Le tableau qui suit résume les coûts et bénéfices de l'option de l'efficacité énergétique.

Tableau 10. Efficacité énergétique : sommaire des coûts et bénéfices

Sommaire - Efficacité énergétique	
	Option « Budget constrained »
Contribution	
Énergie et Puissance – 2008	1,7 TWh / 499 MW
Énergie et Puissance – 2010	3,4 TWh / 911 MW
Énergie et Puissance – 2012	5,3 TWh / 1376 MW
Énergie – durée de vie (actualisée)	44,8 TWh
Coût direct	
Total (M\$ de 2008)	1 832 M\$
Unitaire (¢/kWh de 2008)	2,5 ¢/kWh
Création d'emplois	
Total (personnes-année)	23 215
Unitaire (a-p/M\$)	12,7
Coût environnemental	
Gaz à effet de serre (Mt CO ₂ e)	0 Mt
Autres (Kt SO ₂ / NO _x / PM / CO / COV)	0 / 0 / 0 / 0 / 0 Kt
Notes	
> Nous ne tenons pas compte de l'impact environnemental éventuel de certains effets croisés, ni du cycle de vie complet des équipements.	

V. Énergie éolienne

A. Contribution potentielle

La contribution potentielle de l'énergie éolienne que nous examinons ici est celle qui viendrait *en sus* des engagements actuels en cette matière. Le détail de cette contribution est consacré dans un rapport distinct, réalisé par la firme Hélimax (voir p. 5).

Plus particulièrement, nous examinons les deux scénarios présentés dans ce rapport, soit un scénario de 1000 MW (puissance nominale) et 3,07 TWh/an, et un deuxième de 4000 MW (puissance nominale) et 12,26 TWh/an.

Aux fins de notre analyse, nous présumons que le service d'équilibrage offert par Hydro-Québec Production sera appliqué à l'ensemble de la puissance éolienne de chaque scénario, de sorte que la contribution de cette filière puisse être considérée au même titre que la contribution de la centrale du Suroît. En présumant un facteur d'utilisation de 35 % (Hélimax), et en tenant compte du service d'équilibrage qui serait acheté d'Hydro-Québec Production, ces scénarios fournissent, sur une base considérée par Hydro-Québec comme comparable à la centrale du Suroît, les contributions suivantes :

- Scénario A : 350 MW en puissance et 3,07 TWh/an d'énergie ; et
- Scénario B : 1400 MW en puissance et 12,26 TWh/an d'énergie.

Dans les deux scénarios, la mise en service aurait lieu au début de l'année 2009.²³ Les parcs ont une durée de vie utile estimée à 25 ans.

B. Analyse économique

1) Intrants non ajustés

Aux fins de l'analyse des coûts, nous reprenons, dans un premier temps, les résultats des analyses réalisées par Hélimax. Ainsi, les intrants suivants sont utilisés :

- Production d'électricité : 3,07 TWh/an et 12,26 TWh/an, selon les scénarios
- Puissance installée (nominale) : 1000 MW et 4000 MW, selon les scénarios
- Facteur d'utilisation moyen : 35 %
- Coûts de construction : 1674 \$/kW (\$ constants 2008)
- Coûts d'opération : 1,48 ¢/kWh en 2009, indexés à 2,1 %/an
- Durée de vie des équipements : 25 ans
- Ratio dette / équité : 70/30
- Taux d'actualisation nominal (WACC) : 10,1 %
- Taux d'actualisation réel : 7,8 %
- Inflation sur le prix de l'électricité (annuité croissante) : 2,5 %

²³ En réalité, la mise en service des parcs serait échelonnée entre 2008 et 2010. Pour faciliter l'analyse, nous présumons que l'ensemble des nouveaux projets soit mis en service au 1^{er} janvier 2009.

- Mise en service : janvier 2009

Il en résulte de l'analyse l'évaluation suivante des coûts :

- Scénario A (1000 MW) : 2 815 M\$ ou 7,39 ¢/kWh (\$ constants 2008)
- Scénario B (4000 MW) : 11 260 M\$ ou 7,39 ¢/kWh (\$ constants 2008)

Toutefois, pour être comparables aux coûts de la centrale du Suroît, les coûts de l'éolien devraient être ajustés pour tenir compte de certains coûts et bénéfices additionnels.

2) Ajustement : équilibrage

Comme nous l'avons indiqué précédemment, nous ajoutons des frais supplémentaires de 9 \$/MWh (dollars 2004), soit les frais demandés par Hydro-Québec Production pour l'équilibrage (*firming*) de l'énergie éolienne.²⁴ Ce service permet de transformer la nature intermittente de l'éolien en produit stable par le truchement des capacités de stockage du réseau hydroélectrique.

Notons que l'hypothèse inhérente à ce service d'équilibrage – que l'énergie éolienne en soi ne fournit aucun apport en puissance – est certainement sujet à débat. En effet, lorsque l'éolien atteint à la fois une certaine ampleur et une certaine distribution géographique, il est peu réaliste de présumer une absence totale d'apport en puissance. En effet, cette dernière permet de réduire les aléas de la production éolienne en répartissant la production dans un ensemble de zones géographiques aux conditions éoliennes différentes. De plus, il existe au Québec une corrélation entre le vent (qui augmente la perception du froid) et la demande hivernale.

Toutefois, pour les fins de cette analyse, nous ignorons l'apport en puissance de tels parcs éoliens dispersés et présumons ainsi que 100 % de leur contribution en énergie doit être compensée, pour assurer l'équivalence avec le projet du Suroît, par le service d'équilibrage, et ce, au prix demandé par Hydro-Québec Production.²⁵

Tableau 11. Coût de l'équilibrage de l'éolien

	Scénario 1	Scénario 2
	1000 MW nominale	4000 MW nominale
M\$ constants de 2008	306 M\$	1 224 M\$
¢/kWh constants de 2008	0,88	0,88

3) Ajustement : renforcement du réseau

L'ajout de puissance éolienne au réseau peut engendrer des coûts non négligeables de raccordement et, possiblement, de renforcement.

Dans le cas qui nous concerne, l'ensemble des coûts de raccordement sont déjà intégrés à l'analyse des coûts de la production (rappelons que selon l'analyse d'Hélimax, la totalité de la puissance additionnelle serait située à l'intérieur de 25 km des lignes de transport d'électricité.

²⁴ Hydro-Québec, R-3526-2004, HQP-3, doc. 1, p. 43, 19 mars 2004.

²⁵ Nous présumons également que le Producteur est en mesure d'offrir ce service en quantité suffisante pour les besoins des scénarios envisagés.

En ce qui concerne le renforcement éventuel du réseau, il est possible que l'implantation de quantités importantes de puissance éolienne nécessite des travaux à cet égard. Toutefois, l'ampleur de ces travaux dépend d'un ensemble de facteurs qui demeurent totalement inconnus à ce stade-ci, et nous ne pouvons donc en évaluer l'ampleur avec une quelconque précision.

Soulignons par ailleurs que nous ne considérons pas non plus les bénéfices que peuvent apporter les parcs d'éoliennes aux réseaux de transport d'électricité du Québec. Les bénéfices comprennent notamment la réduction des pertes sur les lignes de transport présentement sous-utilisées, ainsi que l'amélioration de la fiabilité.²⁶

4) Ajustement : crédits d'émission de CO₂e

Selon la nature des mécanismes qui seront appliqués tout au long de la durée de vie des parcs éoliens, de tels parcs pourraient obtenir des crédits d'émissions de CO₂e qu'il sera possible de vendre sur le marché domestique ou international.

Pour les fins de notre analyse, nous reprenons les mêmes hypothèses que celles utilisées pour l'analyse des coûts du projet du Suroît. Ainsi, sur la durée de vie du projet, nous présumons un mécanisme par lequel, en moyenne, 34 % des émissions d'une centrale type au gaz naturel sont allouées aux installations de production d'électricité, alors que, en moyenne, 66 % sont de la responsabilité des opérateurs de centrales (doivent donc être achetées). Dans le cas d'un parc éolien, les crédits alloués seraient entièrement surplus aux besoins du parc. En reprenant les mêmes hypothèses de prix des crédits que pour le Suroît (voir p. 9), nous estimons comme suit la valeur des crédits d'émissions.

Tableau 12. Valeur des crédits de CO₂e

	Scénario 1	Scénario 2
	1000 MW nominale	4000 MW nominale
M\$ constants de 2008	99 M\$	398 M\$
¢/kWh constants de 2008	0,13	0,13

5) Coût global

Sur la base des intrants et des ajustements indiqués ci-dessus, nous avons évalué le coût probable des deux scénarios d'énergie éolienne. Pour des fins d'analyse comparative, nous présentons les résultats en dollars actualisés de 2008.

Tableau 13. L'éolienne : coût économique du projet

	Scénario A	Scénario B
<i>Hyp : MW nomin.</i>	1000 MW	4000 MW
Total (M\$ de 2008)	2 998	11 990
Unitaire (¢/kWh de 2008)	8,14	8,14

²⁶ Voir Hydro-Québec, R-3526-2004, HQ-3, doc. OC, p. 27, 30 mars 2004.

Soulignons que cette évaluation ne tient pas compte de certains coûts et bénéfices additionnels. Il s'agit de (a) les coûts éventuels pour le renforcement du réseau, (b) les pertes de transport et/ou la réduction des pertes actuelles, selon l'emplacement des éoliennes, (c) la valeur en puissance de l'éolien et (d) tout incitatif ou contribution qui serait versé par le gouvernement fédéral dans le cadre de ses propres mesures environnementales et de lutte aux changements climatiques.

C. Impact sur la main-d'oeuvre

Aux fins de l'analyse de l'impact sur la main d'oeuvre, nous utilisons les résultats de l'étude réalisée à ce sujet par M. Jean-Claude Thibodeau pour le compte d'Hélimax Énergie Inc.

Cette étude examine les retombées économiques en termes de main d'oeuvre de deux scénarios d'accélération du développement de l'énergie éolienne au Québec, à savoir un scénario de 1000 MW additionnels et un autre de 4000 MW additionnels.

L'évaluation réalisée par M. Thibodeau reposait sur des coûts globaux (exprimés en dollars de 2004) des deux scénarios de 2886 M\$ et 10 169 M\$, respectivement, et donnait un ratio d'emplois créés de 5,7 et 6,2 p-a/M\$, selon le cas. Afin de tenir compte de notre évaluation légèrement différente du coût global du projet, nous appliquons ces ratios aux coûts indiqués au Tableau 13 de la page 22.^{27, 28}

Tableau 14. L'éolienne : création d'emplois

	Scénario A	Scénario B
<i>Hyp : MW nomin.</i>	1000 MW	4000 MW
Total (années-pers.)	17 020	73 842
Unitaire (a-p / M\$)	5,7	6,2

Enfin, ne traitant pas (dans la section sur les coûts) des coûts et bénéfices associés au renforcement du réseau de transport d'électricité, nous omettons également ici de tenir compte de l'impact positif que le renforcement peut avoir sur le développement industriel de régions éloignées.²⁹

²⁷ Soulignons que nous ne tenons compte que des effets directs et indirects (à l'exclusion donc des effets induits), et ce, tant pour l'option éolienne que pour celles du Suroît et de l'efficacité énergétique.

²⁸ En théorie, ces ratios ne devraient pas s'appliquer à la partie des coûts associée aux frais d'équilibrage ou aux revenus des crédits de carbone. Toutefois, la part de ces coûts dans l'ensemble est trop minime pour affecter le résultat final. Soulignons par ailleurs qu'un traitement distinct de ces dépenses aurait probablement conduit à un impact positif plus élevé que celui-ci.

²⁹ « Dépendant des projets [*de transport*] qui seront requis pour intégrer la production éolienne, il peut en résulter une structure du réseau gaspésien plus robuste dans son ensemble. Le raccordement d'éoliennes par de nouvelles lignes permettra une plus grande couverture du territoire, s'il advenait des développements industriels à raccorder à proximité. » Hydro-Québec, R-3526-2004, HQ-3, doc. OC, p. 27, 30 mars 2004.

D. Impact sur l'environnement

Il fut un temps où l'impact environnemental de turbines éoliennes pouvait être non négligeable. Toutefois, les progrès technologiques, tant en ce qui a trait à la taille des machines (donc la réduction de la vitesse des pales) qu'à l'emploi de tours tubulaires, entre autres, couplés à des études plus exhaustives sur le comportement des oiseaux, font en sorte que l'impact d'un parc moderne réalisé selon l'état de l'art peut être qualifié, à toutes fins pratiques, de négligeable.³⁰

Dans le cadre de la présente analyse, nous nous limitons à quantifier les émissions atmosphériques associées aux options. Compte tenu de ce qui précède, cette limitation ne devrait pas affecter indûment l'appréciation globale de l'option éolienne.

E. Sommaire des coûts et bénéfices

Le tableau suivant résume les principaux coûts et bénéfices de l'option éolienne.

Tableau 15. L'énergie éolienne : sommaire des coûts et bénéfices

	Scénario A	Scénario B
<i>Puissance nomin.</i>	1000 MW	4000 MW
Contribution		
Énergie et Puissance – 2008	0 TWh / 0 MW	0 TWh / 0 MW
Énergie et Puissance – 2010	3,1 TWh / 350 MW	12,6 TWh / 1400 MW
Énergie et Puissance – 2012	3,1 TWh / 350 MW	12,6 TWh / 1400 MW
Énergie – durée de vie (act.)	32,0 TWh	128,0 TWh
Coût économique		
Total (M\$ de 2008)	2 998 M\$	11 990 M\$
Unitaire (¢/kWh de 2008)	8,14 ¢	8,14 ¢
Création d'emplois		
Total (années-pers.)	17 020	73 842
Unitaire (p-a / M\$)	5,7	6,2
Impact environnemental		
Gaz à effet de serre (Mt CO ₂ e)	0 Mt	
Autres émissions atmosph. (Kt SO ₂ / NO _x / PM / CO / COV)	0 / 0 / 0 / 0 / 0 Kt	
Autres impacts	Oiseaux (très mineur), visuel (impact humain, pas écologique)	
Notes		
> L'analyse des coûts exclut les coûts de renforcement du réseau, les pertes ou gains sur le réseau de transport ainsi que les contributions éventuelles de divers programmes du gouvernement fédéral.		
> L'énergie sur la durée de vie est actualisée (taux réel)		
> L'impact environnemental ici est limité à l'impact direct, et ne tient donc pas compte du cycle de vie.		

³⁰ Le seul impact que l'on pourrait considérer important tient à l'impact visuel qui, sans vouloir en minimiser l'importance pour les communautés locales, ne constitue pas un impact sur l'environnement dans le sens habituel (écologique) du terme.

VI. Conclusion : la comparaison des options

A. Introduction

Notre mandat consiste à examiner les opportunités du côté de deux ressources – l'efficacité énergétique et l'énergie éolienne – comparativement à la centrale du Suroît que ces dernières pourraient contribuer à remplacer.

Nous soulignons tout d'abord que les deux ressources étudiées ne sont pas les seules à pouvoir contribuer à l'équilibre offre-demande (au-delà de ce qu'Hydro-Québec prévoit déjà). En effet, il existe de nombreuses autres options.³¹

Par ailleurs, il importe d'admettre la difficulté de comparaison directe de ces trois options, et ce, en raison de leur modularité différente. En effet, la centrale du Suroît, si elle devait être construite, serait mise en service en un seul bloc. À l'opposé, tant l'efficacité énergétique que l'énergie éolienne sont beaucoup plus modulaires, donc en mesure d'être mises à contribution au fur et à mesure de l'évolution de la demande.

Il est également important de souligner que la problématique de la sécurité énergétique du Québec est complexe en ce qu'elle implique la gestion parallèle mais distincte de deux entités : HQ Production et HQ Distribution.

Nous comprenons de la preuve soumise par les différentes unités d'Hydro-Québec que les craintes touchant la sécurité énergétique ont rapport, dans un premier temps, aux années 2005-2007, soit avant la mise en service prévue de la centrale du Suroît. Afin de pallier aux difficultés envisagées, Hydro-Québec Production prévoit un plan composé de mesures de court terme telles l'arrêt des exportations nettes, le recours aux importations et l'exploitation en base temporaire de la centrale Tracy. Elle prévoit également le recours à d'autres moyens, advenant la nécessité, dont par exemple l'approvisionnement temporaire dans le marché hors Québec d'une partie des contrats long terme hors Québec (Cornwall et Vermont).³²

À ses origines, la centrale du Suroît était censée contribuer en partie à ce problème, d'abord lorsqu'elle était prévue pour 2006, ensuite lorsqu'elle était prévue pour l'été 2007. Aujourd'hui, la date la plus hâtive possible étant vers la fin de 2008, la centrale ne peut contribuer à répondre aux besoins de court terme. C'est pour cette raison qu'il importe ici, dans le cadre d'une analyse de la nécessité de la centrale du Suroît, de limiter la comparaison à cette seule centrale et non à refaire entièrement la planification de l'équilibre offre-demande du Québec.

³¹ Songeons par exemple aux seules possibilités associées aux tarifs d'électricité. En effet, l'utilisation de *compteurs intelligents* (que l'Ontario vient d'annoncer seront installés dans l'ensemble des ménages de cette province) et des structures tarifaires qu'ils rendent possible (*tarification différenciée dans le temps, tarification en temps réel*) permettraient en définitive de réduire la demande ; ainsi que l'introduction (ou, dans le cas du secteur résidentiel, l'accélération) de la *progressivité dans les structures tarifaires*, tel qu'il sera fait prochainement en Colombie-Britannique dans les secteurs moyenne et grande puissance. Il faudrait également songer sérieusement à la promotion de la substitution vers le gaz naturel pour la chauffe, dans la mesure où les centrales au gaz naturel se situent dorénavant à la marge.

³² Hydro-Québec, R-3526-2004, HQP-3, doc. 1, p. 47, 19 mars 2004.

B. La comparaison des options

Tenant compte de ce qui précède, nous avons choisi de vérifier l'opportunité de construire la centrale du Suroît en comparant son apport, ses coûts et ses impacts environnementaux et sociaux aux deux autres options examinées.

1) Contributions en énergie et puissance

Comme nous le constatons des sections précédentes, il existe en définitive suffisamment de ressources énergétiques du côté des options éolienne et efficacité énergétique pour remplacer entièrement tant la production d'énergie que la contribution en puissance de la centrale du Suroît. En effet, alors que la centrale du Suroît est censée produire quelques 6,5 TWh/an et offrir environ 840 MW en puissance à partir de la fin de 2008 (925 MW à la pointe hivernale), les deux scénarios envisagés du côté de l'éolien produiraient respectivement 3,07 et 12,26 TWh/an d'énergie et une contribution équivalente en puissance de 350 et 1400 MW. En matière d'efficacité énergétique, nous constatons une opportunité de production supplémentaire équivalente de l'ordre de 1,7 TWh/an en 2008, grimant à 5,3 TWh/an en 2012, ainsi qu'une contribution en puissance allant de quelque 500 MW à 1375 MW durant la même période.

Nous concluons de cela que la contribution du Suroît peut être remplacée par une combinaison de ces autres ressources.

2) Coûts économiques

Comme nous pouvons le constater des sections précédentes, le coût projeté de la centrale du Suroît est, selon les hypothèses, très semblable à celui projeté pour l'option éolienne et de loin supérieur à celui prévu pour les gains supplémentaires en efficacité énergétique. Plus spécifiquement, nos analyses indiquent un coût de revient du projet du Suroît se situant dans l'intervalle de 7,61 à 9,17 ¢/kWh, celui de l'éolien étant d'environ 8,14 ¢/kWh et celui de l'efficacité énergétique se situant à environ 2,5 ¢/kWh.

Ceci nous amène à conclure qu'une combinaison des options éolienne et efficacité énergétique pourrait se réaliser à moindre coût que l'option de la centrale du Suroît.

3) Impact sur la main d'œuvre

Comme nous pouvons le constater des sections précédentes, l'impact sur la main d'œuvre de la centrale du Suroît serait très faible, en proportion des investissements réalisés, comparativement aux autres options. Ainsi, alors que la centrale du Suroît ne générerait qu'environ 1,9 à 2,5 p-a/M\$ (personnes-année d'emploi par million de dollars investis), l'option éolienne en générerait environ le double (de 5,7 à 6,2 p-a/M\$) alors que l'option de l'efficacité énergétique créerait quelque cinq fois plus d'emplois (12,7 p-a/M\$).

Ceci nous amène à conclure qu'une combinaison des options éolienne et efficacité énergétique aurait un impact positif sur la main d'œuvre sensiblement plus important que la centrale du Suroît, dont la plupart des emplois seraient exportés (les importations de gaz naturel comptant pour environ 80 % des coûts globaux de la centrale).

4) Impact sur l'environnement

Il est une évidence même que l'impact environnemental de la centrale du Suroît serait de loin plus préoccupant que ceux que l'on pourrait associer aux options éolienne et efficacité énergétique.

C. Conclusion

Pour ces raisons, nous concluons qu'il y a très peu de chances que la construction de la centrale du Suroît, dans le contexte actuel et tenant compte des autres ressources disponibles, soit un choix opportun, et ce, tant sur le plan économique que social et environnemental.

VII. Annexe : sommaire des options

Tableau 16. Sommaire des coûts et bénéfices des trois options

	Centrale du Suroît				Option de l'efficacité « Budget constrained »	Options éoliennes	
	Scénario A-1	Scénario A-2	Scénario B-1	Scénario B-2		Scénario A 1000 MW	Scénario B 4000 MW
	EIA (ref.) Bramley		EIA (ref.) + prime Bramley aucun				
	Hyp : prix du gaz :						
	Hyp : coût des GES :						
Contribution aux besoins							
Énergie et Puissance – 2008	1,6 TWh / 836 MW				1,7 TWh / 499 MW	0 TWh / 0 MW	0 TWh / 0 MW
Énergie et Puissance – 2010	6,5 TWh / 836 MW				3,4 TWh / 911 MW	3,1 TWh / 350 MW	12,6 TWh / 1400 MW
Énergie et Puissance – 2012	6,5 TWh / 836 MW				5,3 TWh / 1376 MW	3,1 TWh / 350 MW	12,6 TWh / 1400 MW
Énergie – durée de vie	76,2 TWh				44,8 TWh	32,0 TWh	128,0 TWh
Coût économique							
Total (M\$ de 2008)	6 331 M\$	5 793 M\$	6 983 M\$	6 446 M\$	1 832 M\$	2 998 M\$	11 990 M\$
Unitaire (¢/kWh de 2008)	8,31 ¢	7,61 ¢	9,17 ¢	8,46 ¢	2,8 ¢/kWh	8,14 ¢	8,14 ¢
Création d'emplois							
Total (personnes-années)	17 187	13 155	17 187	13 155	23 215	17 020	73 842
Unitaire (p-a / M\$)	2,5	2,1	2,3	1,9	12,7	5,7	6,2
Impact environnemental							
Gaz à effet de serre (Mt CO ₂ e)	56,25 Mt				0 Mt	0 Mt	
SO ₂ / NO _x / PM / CO / COV (t)	1500 / 7250 / 6000 / 13500 / 1625 tonnes				0 / 0 / 0 / 0 / 0 tonnes	0 / 0 / 0 / 0 / 0 tonnes	
Autres impacts	Bruit, rejets d'eau chaude, etc.				Effets croisés non considérés	Oiseaux (très mineur), visuel (impact humain)	

Notes

- > Toutes les options : l'énergie sur la durée de vie est actualisée (taux réel)
- > Toutes les options : les impacts environnementaux sont directs (ne tiennent pas compte du cycle de vie)
- > Suroît : théoriquement, les gaz à effet de serre pour les scénarios A-1 et B-1 (à 8,3¢/kWh ou 9,2¢/kWh) seraient de 19,1 Mt.
- > Efficacité : la contribution en énergie est *en sus* de celle déjà prévue par Hydro-Québec (PGEÉ mis à jour au 30 mars 2004)
- > Efficacité : la contribution tient compte des pertes de transport et distribution (pour assurer l'équivalence avec la production)
- > Efficacité : le coût total est ajusté pour l'inflation seulement (ce qui le surestime par rapport aux autres options dont le coût est actualisé).
- > Efficacité : l'impact sur la main d'oeuvre ne tient pas compte du nombre plus élevé d'emplois associés au "tronc commun".
- > Efficacité : l'impact environnemental ne tient pas compte des effets croisés
- > Éolienne : la puissance inscrite est d'une "qualité" équivalente à ce celle d'une centrale thermique ou hydraulique (les coûts comprennent des paiements pour l'équilibrage)
- > Éolienne : les coûts ne tiennent pas compte de certains inconnus (coûts de renforcement du réseau, pertes ou gains au réseau de transport, valeur de la contribution en puissance, valeurs de contributions éventuelles du gouv. fédéral).