

Étude sur l'évaluation du potentiel éolien, de son prix de revient et des retombées économiques pouvant en découler au Québec

Dossier R-3526-2004



ÉTUDE SUR L'ÉVALUATION DU POTENTIEL ÉOLIEN, DE SON PRIX DE REVIENT ET DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUVANT EN DÉCOULER AU QUÉBEC

DOSSIER NO. R-3526-2004

Avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des
approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît

Présentée :

Au Regroupement des organismes environnementaux
en énergie (ROÉE)
507, Place d'Armes, bureau 1200
Montréal (Québec) H2Y 2W8
Téléphone: (514) 842-0748
Télécopieur: (514) 842-9983

À l'Association canadienne de l'énergie éolienne (ACÉÉ)
3553, 31e Rue NW, bureau 100
Calgary (Alberta) T2L 2K7
Téléphone: (800) 922-6932
Télécopieur: (403) 851-0834
www.canwea.org

Au Regroupement national des conseils régionaux
de l'environnement du Québec (RNCREQ)
1255, rue University, bureau 514
Montréal (Québec) H3B 3V8
Téléphone: (514) 861-7022
Télécopieur: (514) 861-8949
www.rncreq.org

Par :

HÉLIMAX

Hélimax Énergie inc.
4101, rue Molson, bureau 100
Montréal (Québec) H1Y 3L1
Téléphone: (514) 272-2175
Télécopieur: (514) 272-0410
www.helimax.com

REMERCIEMENTS

Nous remercions nos clients le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE), le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) et l'Association canadienne de l'énergie éolienne (ACÉÉ) de nous avoir donné l'occasion de travailler sur ce mandat d'envergure pouvant, nous l'espérons, fournir à la Régie de l'énergie des informations pertinentes et utiles.

Considérant le très court délai pour la réalisation de cette imposante étude, nous tenons à remercier les membres de l'équipe d'HéliMAX ayant contribué de manière significative à la réalisation de ce rapport (par ordre alphabétique):

Bouaziz Ait -Driss, M.Sc.
Francis Pelletier, ing., M. ing.
Louis Robert, M.G.P.
Marie-Christine Giroux, B.A.
Marion Hill, ing. jr.
Nicolas Muszynski, ing. jr.
Radenko Pavlovic, M.Sc.
Richard Legault, ing., M.G.P.
Simon Hébert, B.Sc.



TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	i
SOMMAIRE	v
1.0 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE	1
2.0 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES DE BASE.....	2
2.1 ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION	2
2.2 ÉVOLUTION DE LA TECHNOLOGIE ET DE LA TAILLE DES ÉOLIENNES SUR L'HORIZON 2004 À 2010	4
2.2.1 Éoliennes à pas fixe	4
2.2.2 Éoliennes à pas variable	4
2.2.3 Éoliennes à vitesse fixe	6
2.2.4 Éoliennes à vitesse semi-variable	6
2.2.5 Éoliennes à vitesse variable	7
2.3 ÉVOLUTION DU PRIX DE REVIENT DE L'ÉNERGIE DE SOURCE ÉOLIENNE SUR L'HORIZON 2004-2010.....	7
3.0 ÉVALUATION DU POTENTIEL ÉOLIEN DU QUÉBEC.....	9
3.1 LA MÉTHODOLOGIE UTILISÉE ET LES HYPOTHÈSES SPÉCIFIQUES	9
3.1.1 L'outil de traitement du système d'information géographique (SIG)	9
3.1.2 Le modèle de cartographie éolienne à mésoéchelle	11
3.1.3 L'outil de configuration de parcs éoliens	12
3.2 SOMMAIRE DES RÉSULTATS OBTENUS	13
3.2.1 Cartographie et classification du gisement éolien.....	15
3.2.2 Calcul du potentiel éolien	15
3.2.3 Traitement exhaustif et discussion des résultats	25
3.3 DISCUSSION SUR LE POTENTIEL NON INCLUS DANS LA MÉTHODOLOGIE DE BASE	29
3.3.1 Potentiel au nord du 53 ^e parallèle	29
3.3.2 Potentiel en mer.....	29
3.4 DISCUSSION SUR LES LIMITES DE LA MÉTHODOLOGIE	29
4.0 PRIX DE REVIENT DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DE SOURCE ÉOLIENNE.....	31
4.1 HYPOTHÈSES DE CALCUL UTILISÉES	31
4.2 RÉSULTATS DU CALCUL DU PRIX DE REVIENT	34
4.2.1 Qualité des gisements éoliens	34
4.2.2 Gains technologiques.....	34
4.3 ANALYSE DE SENSIBILITÉ	36
5.0 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUVANT ÉCOULER DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE	40
5.1 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES EN TERMES QUANTITATIFS	40
5.1.1 Justification des hypothèses.....	42
5.1.2 Résultats de la modélisation	42
5.2 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES EN TERMES QUALITATIFS	44
5.2.1 Développement régional et industriel.....	44
5.2.2 Complémentarité avec l'industrie touristique	44
5.2.3 Développement de l'expertise et leadership québécois sur l'échiquier nord-américain	44
5.2.4 Exportation de biens et services	45
5.2.5 Évitement/réduction des émissions de GES	45
5.2.6 Complémentarité hydro-éolien	45
5.2.7 Autosuffisance et sécurité énergétique	45
5.2.8 Stabilité des prix et diversification du portefeuille	45
6.0 COMPÉTENCES ET RÉALISATIONS D'HÉLIMAX.....	46
ANNEXES	47

LISTE DES FIGURES ET DES CARTES

FIGURES

Figure 2.1 : Évolution de la puissance éolienne installée dans le monde.....	2
Figure 2.2 : Échéancier de déploiement de la filière éolienne à grande échelle au Québec : horizon 2004 à 2010	3
Figure 2.3 : Évolution de la taille des éoliennes sur la période de 1980 à 2005	5
Figure 2.4 : Chaîne de conversion d'une éolienne à vitesse fixe.....	6
Figure 2.5 : Chaîne de conversion d'une éolienne à vitesse semi-variable	6
Figure 2.6 : Chaîne de conversion d'une éolienne à vitesse variable	7
Figure 3.1 : Méthodologie utilisée pour déterminer le potentiel éolien technique du Québec.....	10
Figure 3.2 : Classification du territoire en fonction du gisement éolien et du niveau de traitement.....	21
Figure 3.3 : Répartition du potentiel éolien technique selon la classe des vents (sans contrainte de distance des lignes de transport).....	23
Figure 3.4 : Répartition du potentiel éolien technique selon la classe des vents (après contrainte de distance des lignes de transport).....	23
Figure 3.5 : Répartition du potentiel éolien de 7 à 8 m/s par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport).....	26
Figure 3.6 : Répartition du potentiel éolien de 7 à 8 m/s par région administrative (MW) (à moins de 25 km des lignes de transport)	26
Figure 3.7 : Répartition du potentiel éolien de 8 à 9 m/s par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport).....	27
Figure 3.8 : Répartition du potentiel éolien de 8 à 9 m/s par région administrative (MW) (à moins de 25 km des lignes de transport)	28
Figure 3.9 : Répartition du potentiel éolien de 9 m/s et plus par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport).....	28
Figure 4.1 : Prix de revient de l'énergie éolienne au Québec selon l'évolution technologique pour 4 classes de gisement.....	35
Figure 4.2 : Résultats de la sensibilité du TRIATCM après taxes sur le capital et municipales à la variation de sept paramètres	37

CARTES

Carte 142-01-18-04-04-01.....	14
Carte 142-02-18-04-04-01	16
Carte 142-04-18-04-04-01	17
Carte 142-05-18-04-04-01.....	18
Carte 142-06-18-04-04-01.....	19
Carte 142-07-18-04-04-01	20

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Produits annoncés disponibles ou sous forme de prototypes	4
Tableau 2.2 : Prévisions sur la réduction moyenne annuelle du coût de l'énergie éolienne à l'horizon 2010.....	8
Tableau 3.1 : Méthodologie utilisée pour déterminer le potentiel éolien.....	9
Tableau 3.2 : Contraintes prises en compte	11
Tableau 3.3 : Résultat des calculs pour différentes classes de vents : parc éolien type.....	12
Tableau 3.4 : Cartes des vents produites pour chacune des classes de vents acceptables	15
Tableau 3.5 : Synthèse des résultats obtenus en terme de potentiel éolien pour chacune des 4 classes de vent	22
Tableau 3.6: Résultats détaillés par régions administrative	24
Tableau 4.1 : Hypothèses techniques des projets éoliens	31
Tableau 4.2 : Hypothèses budgétaire, économique et fiscale des projets éoliens	32
Tableau 4.3 : Hypothèses de financement des projets éoliens	33
Tableau 4.4 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2004 à 2010	33
Tableau 4.5 : Sensibilité du TRIATCM à une variation de la vitesse des vents	38
Tableau 4.6 : Sensibilité du TRIATCM à une variation de la production d'électricité	38
Tableau 4.7 : Sensibilité du TRIATCM à une variation de du prix de revient.....	38
Tableau 4.8 : Sensibilité du TRIATCM à une variation du coût d'investissement	38
Tableau 4.9 : Sensibilité du TRIATCM à une variation des dépenses d'opération et d'entretien	39
Tableau 4.10 : Sensibilité du TRIATCM à une variation du taux d'intérêt sur la dette	39
Tableau 4.11 : Sensibilité du TRIATCM à une variation du ratio dette sur fonds propres	39
Tableau 5.1 : Hypothèses de base pour la modélisation des retombées économiques	40
Tableau 5.2 : Hypothèses sur la ventilation du coût de construction d'un projet éolien et son contenu québécois (mille \$2004) - Scénarios de 1 000 MW et 4 000 MW	41
Tableau 5.3 : Hypothèses sur la ventilation du coût d'exploitation d'un projet éolien et son contenu québécois (mille \$2004) - Scénarios de 1 000 MW et 4 000 MW	42
Tableau 5.4 : Impact économique sur l'ensemble du Québec de la construction et l'exploitation de huit parcs d'éoliennes totalisant 1 000 MW	43
Tableau 5.5 : Impact économique sur l'ensemble du Québec de la construction et l'exploitation de vingt parcs d'éoliennes totalisant 4 000 MW	44
Tableau 6.1 : Projets et clients pour lesquels Hélimax a réalisée une carte des vents à mésoséchelle et a évaluée des prix de revient en KWh.....	46

SOMMAIRE

Dans le contexte du dossier R3526-2004, les services de Hélimax Énergie incorporée (« Hélimax ») ont été retenus par le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (« ROÉE »), le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») et l'Association canadienne de l'énergie éolienne (« ACÉE ») afin de répondre à certaines questions fondamentales entourant l'utilisation possible de la filière éolienne au Québec, à savoir :

- A) Quel est le potentiel éolien du Québec ?
- B) Quel est le prix de revient de l'électricité produite de source éolienne ?
- C) Quelles sont les retombées économiques pouvant découler d'un déploiement selon un volume de 1 000 MW et 4 000 MW de la filière éolienne ?

Avant de traiter de ces trois questions dans le détail, Hélimax a dû émettre et justifier les trois hypothèses de base suivantes :

1. La filière éolienne pourrait être déployée sur la période 2008-2010 si la décision d'y faire appel à très grande échelle était prise dès le début de 2005;
2. La puissance nominale unitaire moyenne des éoliennes mise en service sur l'horizon 2008-2010 est d'au moins 3 MW;
3. La réduction du prix de revient de la filière éolienne sur l'horizon 2004-2010 est évaluée à 2,5% par année (cette valeur étant la plus conservatrice des valeurs fournies dans 4 études différentes).

Évaluation du potentiel éolien et son prix de revient par classe de gisement

Une méthodologie rigoureuse en 11 étapes a été développée afin de déterminer le potentiel éolien technique de chacune des 17 régions administratives du Québec et ce, pour les trois classes de gisement offrant un potentiel de viabilité économique à court-moyen terme, soit :

- Le gisement de qualité exceptionnelle (9 m/s et plus);
- Le gisement d'excellente qualité (8 m/s à 9 m/s);
- Le gisement de très bonne qualité (7 m/s à 8 m/s).

La méthodologie repose sur une utilisation optimale des outils informatiques modernes suivants :

- Outil de traitement du Système d'Information Géographique (« SIG »);
- Modèle de cartographie éolienne à mésoéchelle;
- Outil de configuration de parc et de calcul du productible.

Ces outils ont été utilisés et combinés pour générer un important volume d'informations sous format numérique, pour

ensuite être traités de manière à calculer, dans un premier temps, le territoire propre au développement éolien obtenu après avoir exclu plus d'une vingtaine de contraintes regroupées sous le thème des contraintes d'occupation du territoire (agglomérations et zones tampon, routes et accès, infrastructures et constructions, zones protégées), de la topographie et de l'hydrographie.

Par la suite, un ratio MW/km² a été calculé afin de déterminer le potentiel du territoire propre au développement éolien (après exclusion des contraintes) en terme de puissance installée. Finalement, un facteur d'utilisation type a été déterminé pour chacune des classes de gisement en fonction d'une éolienne type de manière à calculer la production énergétique pouvant découler du potentiel éolien estimé.

Une étape additionnelle de traitement de l'information a été prévue à la méthodologie afin de faire une distinction entre le potentiel éolien situé à plus ou moins 25 km des lignes de transport d'électricité.

Le tableau 1 présente un sommaire des résultats obtenus pour l'ensemble du Québec. Une analyse plus exhaustive des résultats permet de constater les faits saillants suivants :

- Les régions administratives de la Côte-Nord et du Nord du Québec recèlent de loin le plus grand potentiel éolien technique du Québec avec 77 % du potentiel pour les classes de gisement de 7 m/s et plus.
- Les régions Bas-Saint-Laurent et Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine recèlent le deuxième potentiel éolien technique d'importance au Québec avec 9 % du potentiel pour les classes de gisement de 7 m/s et plus.
- La région du Saguenay-Lac-Saint-Jean recèle le troisième potentiel éolien technique d'importance au Québec avec 8 % du potentiel pour les classes de gisement de 7 m/s et plus.
- La région de la Montérégie recèle le quatrième potentiel éolien technique d'importance au Québec avec 3 % du potentiel pour les classes de gisement de 7 m/s et plus.
- 100 % du potentiel éolien de la région de la Montérégie se trouve à moins de 25 km du réseau existant de transport d'électricité.
- 95 % du potentiel éolien des régions Bas-Saint-Laurent et Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine se trouve à moins de 25 km du réseau existant de transport d'électricité.
- 13 % du potentiel éolien des régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec se trouve à moins de 25 km du réseau existant de transport d'électricité.
- 7 % du potentiel éolien de la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean se trouve à moins de 25 km du réseau existant de transport d'électricité.
- Seules les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec recèlent un potentiel qualifié d'exceptionnel avec une vitesse moyenne de 9 m/s et plus.
- On retrouve un gisement de qualité excellente (vents

moyens de 8 à 9 m/s) dans les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec, ainsi que, dans une moindre mesure, au Saguenay-Lac-Saint-Jean et en Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine.

- La région de la Montérégie ne recèle qu'un gisement qualifié de très bonne qualité avec des vitesses moyennes de 7 à 8 m/s.

Le tableau 1 présente de plus les résultats d'une analyse financière réalisée pour déterminer le prix de revient de la filière éolienne pour chacune des trois classes de vent et en fonction de l'évolution technologique sur l'horizon 2004-2010. Finalement, une analyse de sensibilité exhaustive des sept paramètres les plus sensibles au calcul du taux de ren-

dement interne des projets à été effectuée en les faisant varier de plus ou moins 5 %, 10 %, et 20 % respectivement. Ces paramètres sont présentés plus bas par ordre décroissant de sensibilité :

- Vitesse moyenne du vent (grande sensibilité);
- Prix de revient de l'électricité vendue (grande sensibilité);
- Coût total d'investissement (grande sensibilité);
- Production d'électricité (grande sensibilité);
- Taux d'intérêt sur la dette (sensibilité moyenne);
- Dépenses d'opération et d'entretien (sensibilité moyenne);
- Ratio dette sur fonds propres (faible sensibilité).

Information	Classe de gisement		
	Très bonne	Excellente	Exceptionnelle
Vitesse (m/s)	7 à 8	8 à 9	9 et plus
Vitesse moyenne (m/s)	7,5	8,5	9,5
Facteur d'utilisation (%)	33,5	38,6	43,6
Potentiel technique avant contrainte de distance des lignes de transport			
- En puissance nominale (MW)	359 184	54 840	1 452
- En énergie (TWh/année)	1 054	185	6
Potentiel technique à moins de 25 km des lignes de transport			
- En puissance nominale (MW)	97 560	3 840	12
- En énergie (TWh/année)	286	13	0
Prix de revient (\$2004 – indexé à 2.1 % / an sur 25 ans)			
- Technologie de 2004 (cents)	8,1	7,3	6,6
- Technologie de 2006 (cents)	7,8	6,9	6,3
- Technologie de 2008 (cents)	7,4	6,6	6,0
- Technologie de 2010 (cents)	7,0	6,3	5,7

Tableau 1 : Potentiel éolien du Québec et son prix de revient par classe de gisement

Retombées économiques de la filière éolienne

La filière éolienne compte parmi ses nombreux avantages le niveau relativement élevé des retombées économiques découlant de la réalisation et de l'exploitation des parcs éoliens.

Le modèle intersectoriel du Québec a donc été roulé afin de déterminer les emplois directs, indirects et induits pouvant résulter de la réalisation de 1 000 MW et 4 000 MW d'éolien avec un contenu québécois de 60 % et 70 % respectivement lors de la phase de réalisation et 72,5 % et 80,2 % respectivement lors de la phase d'exploitation.

Les retombées en termes d'emplois sont résumées au tableau 2.

D'autres retombées économiques, mais de nature qualitative, sont à prévoir suite au déploiement à grande échelle de la filière éolienne. Ces retombées touchent les aspects suivants :

- Développement régional et industriel;
- Complémentarité avec l'industrie touristique;
- Développement de l'expertise et du leadership québécois sur l'échiquier nord-américain;
- Exportation de biens et services;
- Évitement/réduction des émissions de GES;
- Complémentarité hydro-éolien;
- Autosuffisance et sécurité énergétique;
- Stabilité des prix et diversification du portefeuille.

Personnes année par catégorie	Scénario 1 000 MW			Scénario 4 000 MW		
	Effets directs	Effets indirects	Effets induits	Effets directs	Effets indirects	Effets induits
Phase Construction						
Personnes année	1 378	7 706	2 028	4 920	31 906	8 312
Personnes année / million \$ d'investissement	0,8	4,7	1,2	0,8	5,5	1,4
Personnes année / MW de puissance	1,4	7,7	2,0	1,2	8,0	2,1
Phase Exploitation						
Personnes année	105	187	81	372	660	291
Personnes année / TWh généré	34,2	60,9	26,4	30,3	53,8	23,7
Total Construction et 25 années d'exploitation						
Personnes année	4 003	12 381	4 053	14 220	48 406	15 587

Tableau 2 : Sommaire des retombées de la filière éolienne en terme d'emplois

1.0 INTRODUCTION ET MISE EN CONTEXTE

Suite aux préoccupations du ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, ce dernier demandait à la Régie de l'Énergie, le 9 février 2004, de lui donner un avis sur la sécurité énergétique des consommateurs québécois à l'égard des approvisionnements électriques et de la contribution du projet du Suroît.

Parmi les nombreux intervenants ayant exprimé leur intention de présenter un argumentaire figure le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (« ROEE »)¹, le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ »)² et l'Association canadienne de l'énergie éolienne (« ACÉE »)³. Ces trois intervenants ont en commun un intérêt pour la filière éolienne qu'ils estiment être une option importante à considérer dans le présent débat. Pour fins d'économie et d'efficacité, ces trois intervenants ont décidé de se regrouper en ce qui touche le volet éolien de leur preuve, ce pour quoi ils ont conjointement fait appel à l'expertise d'Hélimax Énergie incorporée (« Hélimax »).

Plus spécifiquement, Hélimax a été mandaté afin de répondre à certaines questions fondamentales entourant l'utilisation possible de la filière éolienne au Québec, à savoir :

- A) Quel est le potentiel éolien du Québec ?
- B) Quel est le prix de revient de l'électricité produite de source éolienne ?
- C) Quelles sont les retombées économiques pouvant découler d'un déploiement selon un volume de 1 000 MW et 4 000 MW de la filière éolienne ?

Le présent document traite donc en détail, aux chapitres 3, 4 et 5 respectivement, des trois questions fondamentales énumérées plus haut. Le chapitre 2 présente pour sa part une discussion de fonds sur l'élaboration de certaines hypothèses générales de base devant être émises avant de répondre à ces trois questions. Enfin, le chapitre 6 fournit quelques informations sur les compétences et réalisations d'Hélimax, alors que les annexes A et B complètent le rapport.



1. Le ROEE est composé des 7 groupes suivant: Greenpeace, le Mouvement au Courant, Environnement Jeunesse (ENJEU), l'Union québécoise pour la conservation de la nature (UQCN), le Comité Baie James, la Fédération québécoise du canot et du kayak et le Regroupement pour la surveillance du nucléaire.

2. Le RNCREQ est un organisme reconnu et financé par le ministère de l'Environnement qui a le mandat d'être le porte-parole des orientations communes des 16 Conseils régionaux de l'environnement (CRE) situés dans chacune des régions du Québec.

3. L'ACÉE représente la communauté de l'énergie éolienne, constituée d'individus et d'organisations faisant la promotion de l'énergie éolienne au Canada.

2.0 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES DE BASE

De grandes hypothèses générales de base ont dû, dès le départ, être émises afin de répondre aux trois grandes questions faisant l'objet de la présente étude.

Ces hypothèses traitent de :

- L'échéancier le plus hâtif possible pour la réalisation des projets éoliens;
- L'évolution de la technologie et de la taille des éoliennes sur l'horizon 2004 à 2010;
- L'évolution du prix de revient de l'électricité de source éolienne sur l'horizon 2004 à 2010.

Les sections 2.1 à 2.3 traitent en détail de ces questions et des hypothèses retenues pour la suite de l'étude.

2.1 ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION

Comme le démontre la figure 2.1, la filière éolienne a connu une croissance fulgurante au cours des dix dernières années. Cette croissance est à la fois le résultat et la cause de l'augmentation considérable de la taille des éoliennes, lesquelles sont aujourd'hui beaucoup plus efficaces et compétitives que par le passé.

Cette augmentation de la taille des éoliennes a pour conséquence d'augmenter le potentiel éolien d'un territoire donné (en terme de puissance pouvant y être installée et d'électricité pouvant y être produite). Par ailleurs, la réduction du prix de revient de la filière éolienne est une conséquence directe de l'augmentation de la taille des éoliennes (en plus d'autres facteurs comme nous le verrons plus bas).

Considérant ce qui précède, il est nécessaire d'établir, dès le début de l'étude, la période pour laquelle cette dernière est réalisée afin de tenir compte de la taille des éoliennes dans le calcul du potentiel technique du Québec et du prix de revient de la filière.

Dans ce contexte, il est pertinent de déterminer la date la plus hâtive pour laquelle la filière éolienne pourrait être déployée à grande échelle, dans l'hypothèse où sa contribution était souhaitée rapidement pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

La filière éolienne est reconnue pour sa rapidité de mise en service une fois les études complétées (étude des vents, études des impacts, ...). Comme l'indique la figure 2.2, la filière éolienne pourrait être déployée sur la période 2008 à 2010 à grande échelle si la décision d'y faire appel de façon massive était prise dès le début de 2005.

D'autre part, il est aussi pertinent de rappeler les dates prévues de mise en service des 1 000 MW de puissance éolienne faisant présentement l'objet d'un appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution.

En effet, suite au *Décret gouvernemental no. 352-2003* du 5 mars 2003, Hydro-Québec Distribution lançait, le 12 mai 2003, un appel d'offres pour la réalisation de 1 000 MW de puissance éolienne installée au Québec. Entre autres conditions, cet appel d'offres stipule que les livraisons doivent débuter entre le 1^{er} décembre 2006 et le 1^{er} décembre 2012 (conditions imposées par le *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse – Loi sur la Régie de l'énergie – L.R.Q., c. R6.01, a. 112, 1^{er} al., par. 2.1^o et 2.2^o*). Les quantités d'électricité requises sont réparties de la façon suivante :

- 200 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2006;
- 100 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2007;
- 150 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2008;
- 150 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2009;
- 150 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2010;
- 150 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2011;
- 100 MW, au plus tard le 1^{er} décembre 2012.

Comme l'indiquent ces dates, bien que la mise en service soit prévue pour la période allant du 1^{er} décembre 2006 au 1^{er} décembre 2012, rien n'empêche Hydro-Québec Distribution de réaliser plus tôt la mise en service des 1 000 MW (advenant bien sûr que les promoteurs soient disposés à devancer leurs projets).

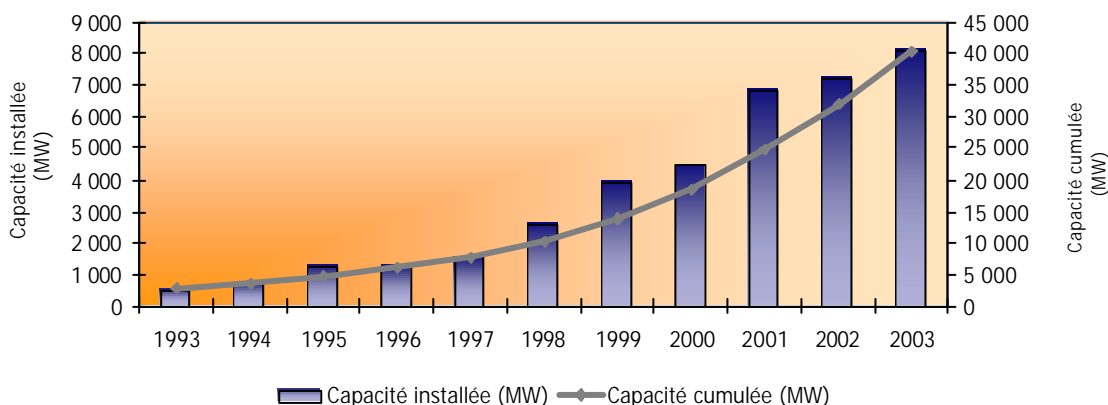


Figure 2.1 : Évolution de la puissance éolienne installée dans le monde

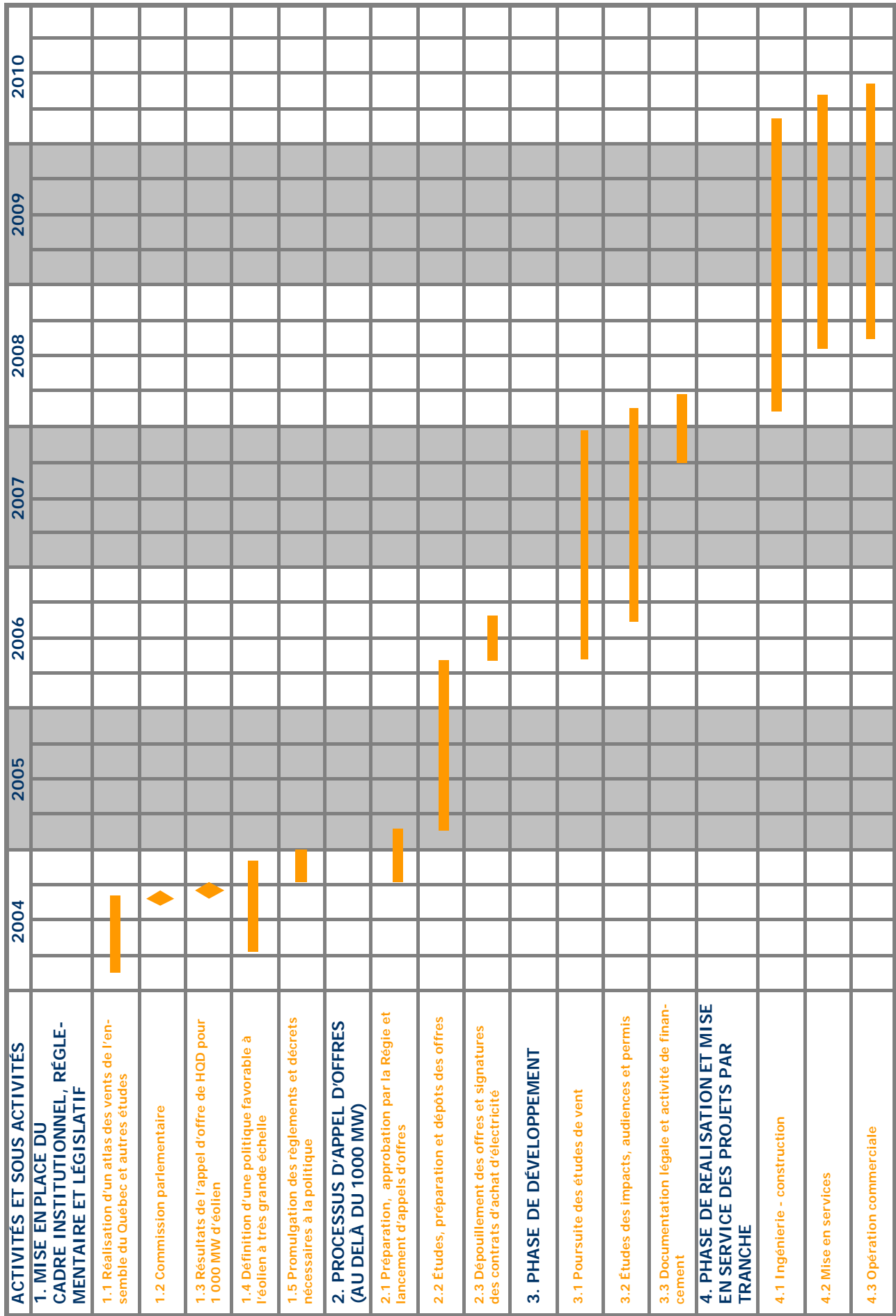


Figure 2.2 : Échéancier de déploiement de la filière éolienne à grande échelle au Québec : horizon 2004 à 2010

2.2 ÉVOLUTION DE LA TECHNOLOGIE ET DE LA TAILLE DES ÉOLIENNES SUR L'HORIZON 2004 À 2010

La puissance nominale des éoliennes de grande taille varie aujourd'hui entre 600 kW et 2,5 MW dans le cas des éoliennes situées sur la terre ferme, comparativement aux éoliennes de 25 kW du début des années 1980. La puissance moyenne des éoliennes installées au cours de l'année 2002 s'élevait à 1,62 MW (source : BTM consult AsP-March 2003).

Les plus importants manufacturiers d'éoliennes dans le monde ont déjà sur leur ligne de production des machines de puissance comprise entre 2,5 et 3,6 MW. Les plus avancés ont érigé des prototypes de 4,0 MW et plus, alors que les prototypes actuellement en phase de conception dans les bureaux d'études visent des puissances de 5,0 à 7,0 MW (selon les catalogues publiés par les manufacturiers).

Sur la base des discussions en cours avec les différents fabricants d'éoliennes, il appert que la taille moyenne probable des éoliennes considérées pour des projets devant être réalisés à court terme est de l'ordre de 2,0 MW et plus, alors que la taille moyenne des éoliennes mise en service sur l'horizon 2008 à 2010 serait d'au moins 3,0 MW.

Le tableau 2.1 ci-dessus résume les produits annoncés disponibles (pour application sur terre et/ou en mer) ou sous forme de prototypes installés par certains fabricants d'éoliennes, alors que la figure 2.3 montre l'évolution dans le temps de la taille des éoliennes dans le cas d'un manufacturier en particulier.

L'augmentation de la taille des éoliennes s'est faite en parallèle à l'évolution de la technologie des machines. Cette évolution touche les principales composantes d'une éolienne à savoir :

- La technologie des pales;
- La technologie des boîtes de transmission (multiplicateurs de vitesse);
- La partie conversion de l'énergie électrique;
- Les matériaux en général (châssis, nacelle, tour, pales etc.);
- Les systèmes de contrôle et de régulation.

Les concepts technologiques appliqués dans les éoliennes font partie de l'évolution de l'éolienne dans son ensemble.

Les sous-sections 2.2.1 à 2.2.5 présentent les importants progrès technologiques réalisés ou en cours de réalisation afin de montrer le cheminement de la technologie des éoliennes dans le temps.

Le concept technologique à axe horizontal, à trois pales constitue l'éolienne moderne d'aujourd'hui. Ce concept ne semble pas devoir changer dans les années à venir et ce, même si des concepteurs réalisent ou en cours de réalisation des maquettes de conception diverses.

L'évolution de la technologie des éoliennes a été motivée par des paramètres de fiabilité et de performance qui sont directement liés aux composantes éoliennes énumérées ci-dessus.

De manière générale, les aérogénérateurs modernes sont conçus pour atteindre leur puissance nominale à une vitesse de vent de 12 à 15 m/s et sont arrêtés automatiquement vers 25 m/s. Pour limiter la puissance transmise par le vent, des systèmes de régulation et de contrôle sont intégrés à l'éolienne.

Parmi les éoliennes commercialisées actuellement, on retrouve les concepts suivants :

2.2.1 Éoliennes à pas fixe

Pour ce type d'éolienne, les pales sont montées de manière rigide et conçues afin de faire chuter le rendement aérodynamique et de maintenir la vitesse des pales quasi-constante alors que la vitesse du vent est élevée (« passive stall by aerodynamic control »).

2.2.2 Éoliennes à pas variable

Ce type d'éoliennes utilise des pales mobiles autour de leur axe longitudinal. Lorsque la vitesse du vent augmente, les pales pivotent sur elles-mêmes de manière à réduire la portée du vent qui les entraîne. Un système de contrôle avancé permet de déterminer la meilleure position des pales en fonction de la vitesse du vent et commande le système d'orientation des pales pour ajuster l'angle d'attaque (« blade pitch control »).

Type (pays)	Diamètre du rotor (m)	Puissance nominale (MW)	En production	Prototype installé
Enercon E112 (Allemagne)	112	4.0		X
GE 3.6 (Etats-Unis)	104	3.6	X	
NEG Micon 92/2750 (Danemark)	92	4.2		X
Vestas V90 (Danemark)	90	3.0	X	

Tableau 2.1 : Produits annoncés disponibles ou sous forme de prototypes

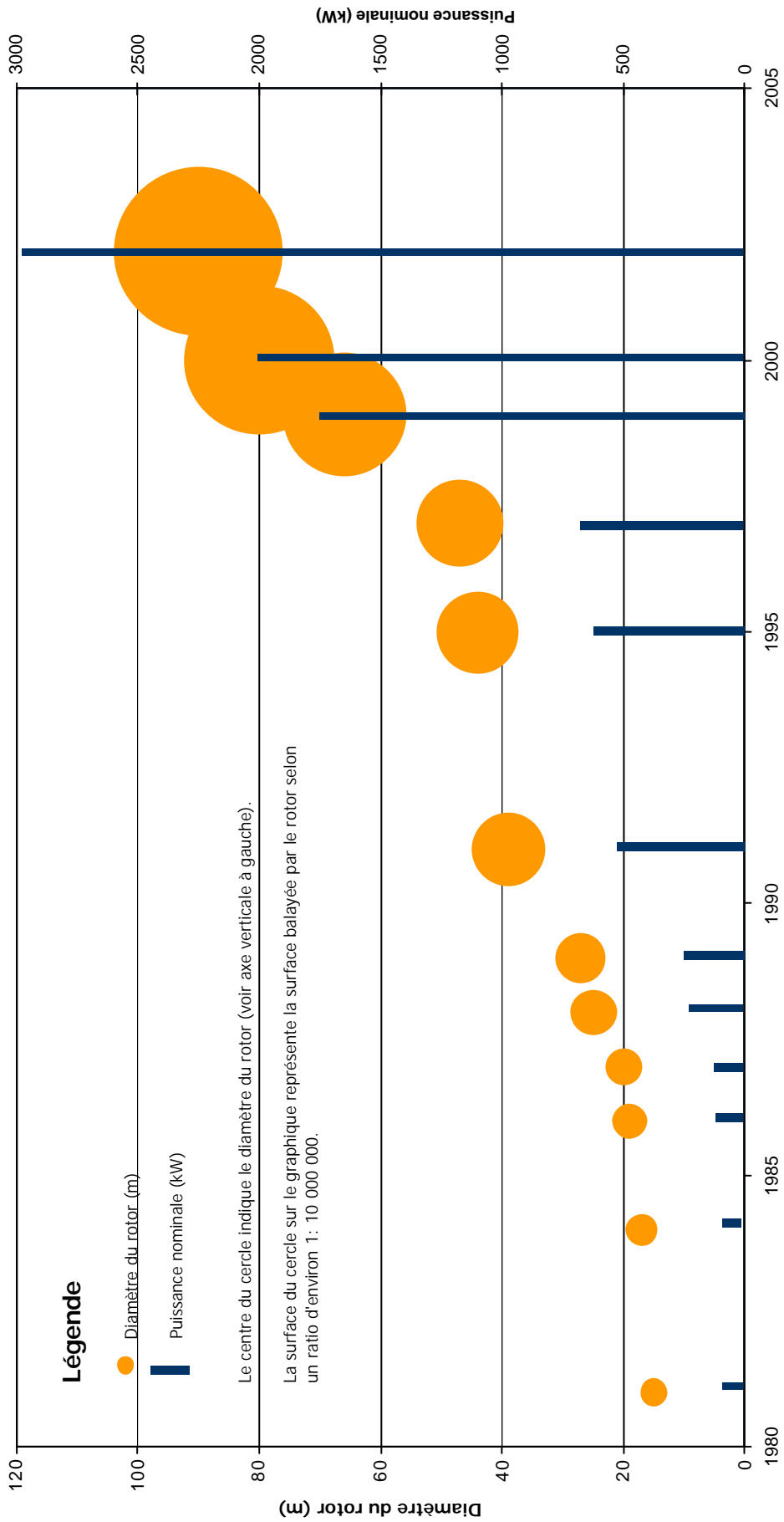


Figure 2.3 : Évolution de la taille des éoliennes sur la période de 1980 à 2005

Les deux techniques de limitation de la puissance ci-dessus présentent des différences fondamentales, particulièrement en présence de hautes vitesses des vents. Les turbines à pas fixe tendent à dépasser la puissance de régulation et subissent ainsi de grandes forces et de fortes vibrations quand la vitesse de vent est très élevée. En revanche, les turbines à pas variable maintiennent plus facilement la puissance produite à un niveau sensiblement constant, ce qui réduit considérablement les efforts sur les pales et les autres composantes de la turbine et permet de livrer au réseau électrique une énergie de meilleure qualité.

Les turbines à pas variable sont largement éprouvées et tendent à remplacer celles à pas fixe, surtout dans les nouvelles gammes de machines de grande taille (2,0 MW et plus).

Dans les deux cas présentés plus haut, le générateur dans la nacelle de l'éolienne transforme l'énergie mécanique de rotation en énergie électrique grâce au phénomène d'induction. Selon le générateur électrique utilisé, l'éolienne pourra permettre un fonctionnement à vitesse de rotation fixe, semi-variable ou variable.

2.2.3 Éoliennes à vitesse fixe

Ces éoliennes sont équipées de générateurs tournants à vitesse constante et sont directement couplées au réseau électrique. Ce concept est préféré pour des considérations liées aux coûts relativement bas des composantes malgré les inconvénients relatifs au fonctionnement aérodynamique du rotor éolien et aux charges dynamiques sur le mécanisme du multiplicateur de vitesse.

La chaîne de conversion de ce type de technologie est constituée, comme indiqué sur la figure 2.4, d'un rotor éolien, d'un multiplicateur de vitesse et d'un générateur couplé directement au réseau.

Les générateurs électriques les plus utilisés dans ce cas sont les générateurs à induction (asynchrones), qui se couplent facilement au réseau et acceptent des variations de la vitesse de rotation (par opposition aux générateurs synchrones directement liés au réseau; en effet, ces derniers présentent l'inconvénient de mal supporter les variations de charges sur le rotor suite aux effets des bourrasques de vent).

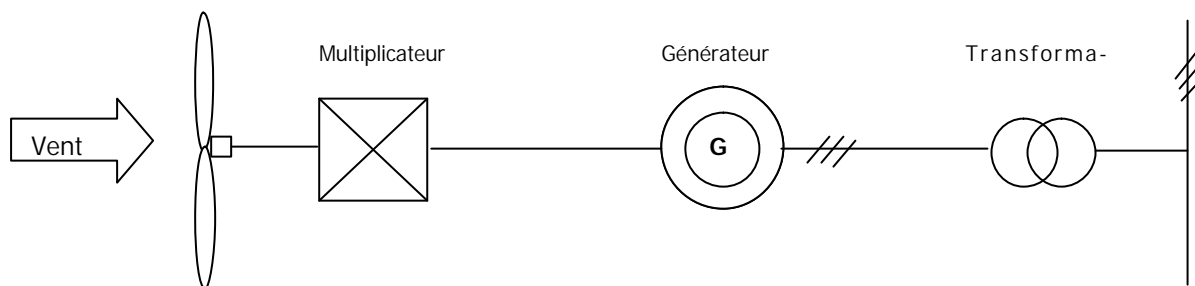


Figure 2.4 : Chaîne de conversion d'une éolienne à vitesse fixe

2.2.4 Éoliennes à vitesse semi-variable

L'une des solutions envisageable pour améliorer le rendement de conversion est de permettre aux machines de fonctionner à deux vitesses, soit une pour des régimes de vent élevés et l'autre pour des régimes de vent plus bas. Dans ce cas, le générateur peut être équipé d'un système d'excitation

électronique pour permettre la variation partielle de la vitesse de rotation du rotor, généralement dans l'intervalle $\pm 10\%$. La figure 2.5 montre le schéma de principe des éoliennes à vitesse semi-variable.

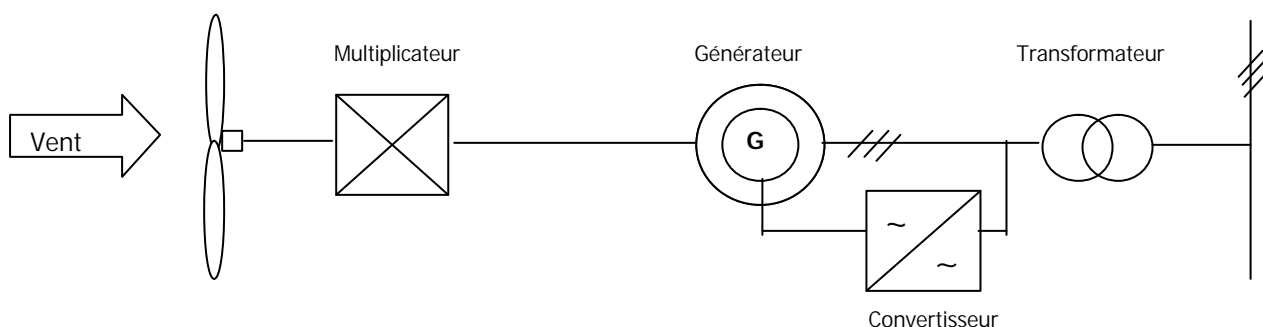


Figure 2.5 : Chaîne de conversion d'une éolienne à vitesse semi-variable

2.2.5 Éoliennes à vitesse variable

L'introduction de générateurs électriques pouvant fonctionner à des vitesses de rotation variables a augmenté le rendement de conversion des éoliennes en plus d'améliorer leur comportement structurel et leur couplage aux réseaux électriques. Ce concept technologique ne peut pas être utilisé sans l'ajout de convertisseurs électroniques, un processus qui, il y a une dizaine d'années, n'était pas envisageable.

Les progrès des technologies de l'électronique de puissance commencent à rendre le couplage des générateurs fonctionnant à vitesse variable économiquement viable et a donné un nouveau souffle à cette application. De plus, la suppression du multiplicateur de vitesse est l'une des améliorations qui peuvent être apportées au système conventionnel alors que l'utilisation des générateurs à aimants permanents donne plus de souplesse à la chaîne de conversion. Certains manufacturiers ont déjà adopté le fonctionnement des éoliennes à vitesse variable.

Une éolienne basée sur ce principe est schématisée à la figure 2.6. Elle comporte un rotor éolien, un générateur (généralement du type synchrone) un redresseur CA/CC (courant alternatif / courant continu) puis un onduleur CC/CA. L'avènement des transistors de puissance pour ce genre

d'application permet de piloter l'onduleur à l'aide du concept MLI (modulation de largeur d'impulsion), amenant le convertisseur à produire une tension sinusoïdale de haute qualité.

Cette technologie est bénéfique pour le réseau électrique à plus d'un titre étant donné qu'elle permet un couplage souple des éoliennes au réseau et contribue à la stabilisation de celui-ci.

Du fait de la croissance fulgurante de la filière éolienne à travers le monde et spécialement en Europe, les changements technologiques visent aussi à l'amélioration des performances des éoliennes à bas régime de vent. Certains régimes de vent restés inexploités sont actuellement ciblés par des programmes de recherche et de développement de la technologie éolienne de manière à permettre des développements de projets économiquement viables en améliorant la productivité de ceux-ci. C'est ainsi qu'entre autre un programme de recherche (« Low Wind Speed Technology Development in the US » NREL/CP-500-32512 May 2002) a été mis sur pied aux États-Unis pour le développement des technologies d'éoliennes destinées aux bas régimes de vent. De par la qualité relativement faible de son gisement éolien, l'Allemagne s'est déjà attelée à développer et à installer des éoliennes destinées à fonctionner dans de telles conditions.

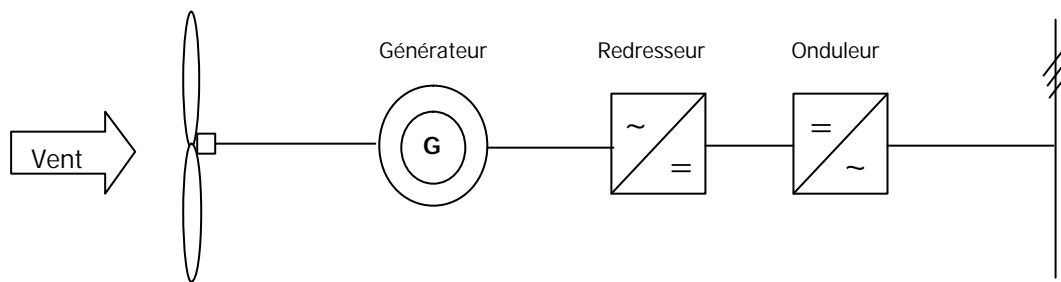


Figure 2.6 : Chaîne de conversion d'une éolienne à vitesse variable

2.3 ÉVOLUTION DU PRIX DE REVIENT DE L'ÉNERGIE DE SOURCE ÉOLIENNE SUR L'HORIZON 2004 À 2010

L'augmentation de la taille des éoliennes est un des principaux facteurs favorisant la réduction du prix de revient de cette filière. En effet, une éolienne de plus grande taille signifie :

- Une réduction du coût des composantes de l'éolienne grâce à l'économie d'échelle, résultant en un coût relativement plus faible des éoliennes (par kW de puissance nominale);
- Une réduction du coût des travaux de construction considérant le nombre moins important de fondations, de chemins et de raccordements entre les éoliennes pour une puissance nominale donnée;
- Une réduction des frais d'opération et d'entretien par kWh produit en tenant compte du nombre moins important d'éoliennes à exploiter pour une puissance donnée.

En plus des gains découlant de l'économie d'échelle, la filière éolienne a connu et connaîtra encore une réduction de son prix de revient pour les raisons suivantes :

- L'accès à l'électronique de puissance (de moins en moins coûteux);
- L'évolution des matériaux (de plus en plus légers);
- Une plus grande efficacité sur le plan aérodynamique (pales), mécanique et électrique (engrenage, génératrice, utilisation de la vitesse variable);
- L'utilisation de systèmes de contrôle plus performants;
- Une plus grande fiabilité des éoliennes;
- Une meilleure capacité à répertorier les bons gisements, à les évaluer avec précision et à configurer les parcs de manière optimale;
- L'accès à du financement moins coûteux (considérant la plus grande maturité de la filière).

Pour les raisons qui précèdent, l'on convient que le prix de revient de la filière éolienne continuera de diminuer, à un rythme sur lequel tous ne s'entendent toutefois pas.

De manière générale, l'énergie éolienne est présentement compétitive par rapport aux formes conventionnelles d'énergie (énergies fossiles et nucléaires) si l'on comptabilise ses avantages sociaux et ses bénéfices environnementaux.

Par ailleurs, plusieurs organisations internationales (n'ayant pas d'intérêt particulier pour le déploiement de l'énergie éolienne) comme l'Agence internationale de l'énergie atomique, considèrent que l'énergie éolienne deviendra compétitive avec les énergies fossiles et l'énergie nucléaire sans égard aux considérations sociales et environnementales.

En s'appuyant sur divers études et rapports, la réduction du coût de l'énergie éolienne est donnée selon des scénarios optimistes pour certains et conservateurs pour d'autres. Toutes les publications consultées s'accordent à dire que la réduction des prix escomptée d'ici 2010 se poursuivra de manière soutenue alors qu'un ralentissement de cette réduction est projeté dans la deuxième décennie, entre 2010 et 2020.

Les études et publications consultées pour les fins de ce travail sont les suivantes :

- Les rapports « Wind Force »^{4,5} élaborés pour le compte de l'Association européenne de l'énergie Éolienne (EWEA : European Wind Energy Association), du « Danish Forum for Energy and Development » et de Greenpeace sont basés sur les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (IEA : International Energy Agency) et de BTM Consult, une firme de consultation spécialisée dans le domaine de l'éolien. « Wind Force 10 » et « Wind Force 12 » publient des taux de réduction annuels des prix de l'énergie éolienne à l'horizon 2010 respectivement de 2,9 % et 3,5 %.
- Le rapport de BTM Consult Asp⁶ (mars 2003) avance une réduction annuelle des coûts d'installation de l'énergie éolienne conservatrice de 2,5 % à l'horizon 2007. Ce rapport ne fait pas d'analyse des coûts de l'énergie.
- La publication⁷ du Laboratoire des énergies renouvelables du Département de l'énergie des États-Unis (NREL : National Renewable Energy Laboratory) affiche une réduction annuelle du coût de l'énergie éolienne optimiste de 7,1 %. Cette réduction est mise plutôt comme cible à atteindre dans le programme de recherche sur les technologies éoliennes à basses vitesses de vent.
- Le rapport⁸ publié en 1997 conjointement par le groupe constitué de l'EERE (Office of Utility Technology/Energy Efficiency and Renewable Energy) du Département de l'énergie et de l'Institut EPRI (Electric Power Research Institute) arrive à une prévision de la réduction annuelle

des coûts de l'énergie éolienne de l'ordre de 3,0 %. Cette prévision conservatrice est faite sur la base de l'évolution de la technologie éolienne suite au programme de R&D dans la filière.

Le tableau 2.2 résume les différentes prévisions énoncées ci-dessus. Aux fins des présentes, nous utiliserons une diminution du prix de revient de la filière éolienne sur l'horizon 2004 à 2010 (en dollars constants) selon un taux annuel de 2,5 %, soit le taux le plus faible retrouvé dans l'ensemble des études considérées.

Par ailleurs, il est à noter que cette réduction du prix de revient de la filière éolienne repose sur des hypothèses d'évolution technologique et que d'autre part, tous les paramètres non technologiques demeurent inchangés par ailleurs, à savoir :

- La disponibilité du financement (coût de l'argent);
- Les conditions fiscales et les aides gouvernementales;
- La législation (quote-part imposé, Kyoto, etc.).

Une modification des paramètres non technologiques pourrait avoir un impact positif ou négatif significatif sur l'évolution du prix de revient de la filière éolienne dans le temps.

Source	Réduction annuelle (%)
Wind Force 10	2.9
Wind Force 12	3.5
BTM Consult ApS	2.5
NREL Low Wind Speed	7.1
EERE/EPRI	3.0

Tableau 2.2 : Prévisions sur la réduction moyenne annuelle du coût de l'énergie éolienne à l'horizon 2010

4. European Wind Energy Association, Forum for Energy and Development, and Greenpeace, (October 1999). Wind Force 10: A Blueprint to Achieve 10% of the World's Electricity from Wind Power by 2020.

5. European Wind Energy Association and Greenpeace (2002). Wind Force 12: A Blueprint to Achieve 12% of the World's electricity from Wind Power by 2020.

6. BTM Consult A/S. (March 2003). World Market Update 2002 : Forecast 2003 – 2007.

7. Calvert, S. et al. (2002) Low Wind Speed Technology Development in the U.S. Department of Energy Wind Energy Research Program. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Preprint of Conference Paper (American Wind Energy Association Windpower 2002). Report: NREL/CP-500-32512.

8. Energy Efficiency and Renewable Energy and the Electric Power Research Institute. (1997). Renewable Energy Technology Characterizations. <http://www.eere.energy.gov/power/techchar.html>

3.0 ÉVALUATION DU POTENTIEL ÉOLIEN DU QUÉBEC

Ce chapitre vise à déterminer le potentiel éolien au Québec avec la plus grande précision possible, considérant les contraintes budgétaires et de temps imposées pour le travail. Pour ce faire, des techniques innovantes reposant sur l'utilisation optimale des techniques informatiques de type SIG (Système d'Information Géographique) et l'utilisation de modèles dynamiques de cartographie des vents ont été utilisées.

Les sections qui suivent traitent donc dans l'ordre :

- i. de la méthodologie développée et utilisée pour évaluer le potentiel éolien technique du Québec;
- ii. des résultats obtenus;
- iii. du potentiel technique additionnel du Québec, lequel n'a pas été inclus dans la méthodologie utilisée;
- iv. des limites de précision de la méthodologie utilisée.

3.1 LA MÉTHODOLOGIE UTILISÉE ET LES HYPOTHÈSES SPÉCIFIQUES

Cette étude vise à déterminer le potentiel éolien technique du Québec sur la base d'hypothèses les plus réalistes possible. La zone d'étude a été déterminée comme étant l'ensemble du territoire du Québec situé au sud du 53° parallèle.

La méthodologie développée pour faire ce travail est présentée sous forme d'organigramme à la figure 3.1 et comprend les étapes définies dans le tableau 3.1.

Étape	Travail
1	Définition de la zone d'étude
2 et 3	Prise en compte, à l'aide du SIG, des contraintes d'occupation du territoire, de la topographie et de l'hydrographie pour cerner le territoire propre au développement éolien
4	Production d'une carte des vents à l'échelle de 1 km pour l'ensemble de la zone d'étude
5	Classification du territoire en fonction du gisement éolien
6	Calcul du territoire propre au développement éolien selon les classes de gisement
7	Configuration d'un parc type, calcul du facteur d'utilisation et détermination du ratio « MW par unité de surface utilisable en km ² »
8	Calcul du potentiel éolien par région administrative pour chacune des classes de gisement (avant contrainte de proximité des lignes de transport)
9	Exclusion du territoire au-delà de 25 km des lignes de transport
10	Calcul du potentiel éolien par région administrative pour chacune des classes de gisement (après contrainte de proximité des lignes de transport)
11	Production de tableaux, figures, et cartes suites aux différentes étapes de traitement

Tableau 3.1 : Méthodologie utilisée pour déterminer le potentiel éolien

En somme, l'application de la méthodologie adoptée pour la présente étude a nécessité l'usage de trois principaux outils de calcul et de traitement des données, soit :

- i. l'outil de traitement du SIG pour les étapes 2, 3, 5, 6, 8, 9 et 10;
- ii. le modèle de cartographie éolienne à mésoéchelle pour l'étape 4;
- iii. l'outil de configuration de parcs et de calcul du productible pour l'étape 7.

Les sous-sections 3.1.1 à 3.1.3 traitent respectivement de ces trois outils.

3.1.1 L'outil de traitement SIG

L'outil informatique du SIG permet le traitement des différentes couches d'information afin de faire émerger les superficies propres au développement de parcs éoliens.

Les données vectorielles à l'échelle 1 : 250 000 de la BNDT (Banque nationale de données topographiques) sont utilisées pour soustraire du territoire du Québec les zones incompatibles à l'installation d'éoliennes. Les données vectorielles comportent entre autres, la topographie du territoire, l'occupation du terrain et le couvert végétal, les infrastructures électriques et routières, les agglomérations, les zones protégées, etc.

L'outil de traitement SIG est utilisé pour déterminer les contraintes imposées sur le terrain par croisement de couches d'information SIG selon des critères préétablis, en se basant sur l'expérience professionnelle d'Hélimax. Les contraintes prises en compte comprennent les agglomérations et zones tampon, les routes et accès, ainsi que les infrastructures et constructions diverses (l'énumération de ces contraintes ainsi que les distances d'exclusion sont données au tableau 3.2).



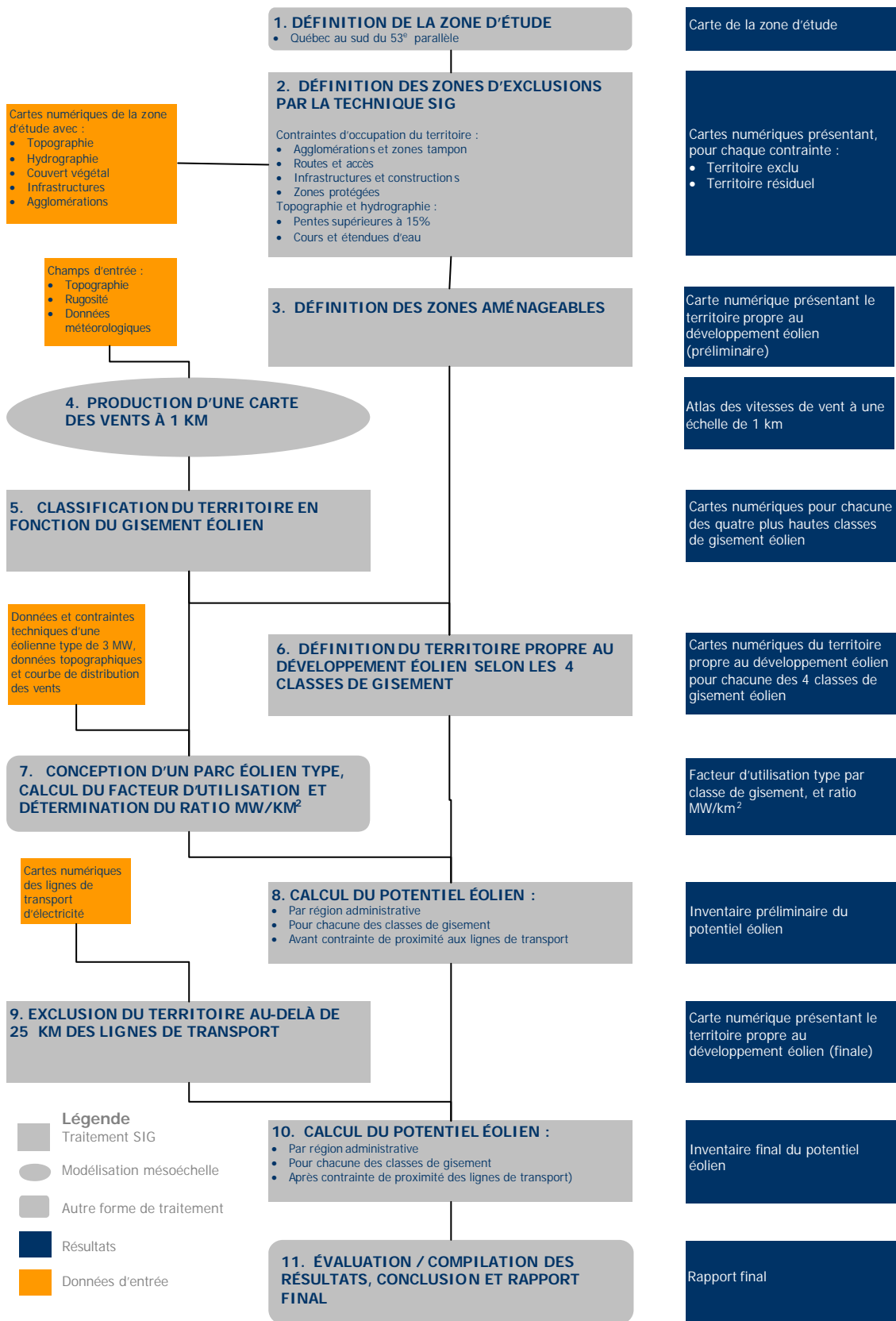


Figure 3.1 : Méthodologie utilisée pour déterminer le potentiel éolien technique du Québec

Les distances d'exclusion appliquées sont celles généralement appliquées dans l'industrie pour des raisons d'impact visuel, sonore ou de règles de sécurité et de bonne pratique industrielle.

À titre d'exemple, une distance d'exclusion est appliquée aux agglomérations des grands centres urbains comme aux petites communautés. Ces distances conservatrices sont jugées objectives de sorte à exclure des parties du territoire occupées par des résidences dispersées non représentées de manière exhaustive sur les couches des données à l'échelle 1 : 250 000.

En plus des zones exclues par ces contraintes, d'autres territoires sont exclus pour tenir compte des contraintes additionnelles suivantes :

- Les zones protégées du territoire du Québec;
- Les terrains dont la pente est supérieure à 15 %. Cette valeur correspond à la valeur au-delà de laquelle la pente est jugée techniquement difficile pour des fins d'implantation de parcs éoliens;
- Les zones situées à plus de 25 km des lignes électriques dont la tension est supérieure ou égale à 44 kV (dans l'hypothèse où la capacité des dites lignes était suffisante pour absorber le potentiel éolien du secteur).

Quant au champ de vent (voir section 3.1.2), il est utilisé comme couche additionnelle d'information afin de tenir compte de la qualité du gisement éolien lors du calcul de la superficie techniquement propre au développement de parcs éoliens.

Type de contrainte	Distance d'exclusion (m)
Agglomération	2 000
Base d'hydravions	2 000
Canal navigable	80
Centre de ski	2 000
Chemin de fer	150
Cours d'eau	80
Étangs de toundra	80
Étendue d'eau	80
Fondrière de palse	80
Installions gaz et pétrole	400
Lieu historique/lieu d'intérêt	500
Piste d'envol	4 000
Terrain de camping	700
Terrain de pique-nique	700
Zones d'extraction de minerai	500
Tour de communication	1 000
Autoroute	1 000
Route principale	500
Route secondaire	150
Route à acces limité	50
Sentier	50
Terres humides	80
Tourbière réticulée	80

Tableau 3.2 : Contraintes prises en compte

3.1.2 Le modèle de cartographie éolienne à mésoéchelle

La cartographie éolienne à mésoéchelle est un système nouvellement utilisé et validé dans l'industrie. Elle permet de prospecter les zones potentielles pour le développement de parcs éoliens à l'échelle régionale ou territoriale ou de produire des atlas des vents comme c'est le cas ici. La cartographie éolienne à mésoéchelle recèle les avantages de ne pas nécessiter de données de vents de surface là où les mâts de mesure sont inexistantes ou en nombre insuffisant, et de permettre de simuler les phénomènes météorologiques non reproductibles par les autres modèles dits stationnaires.

La cartographie éolienne à mésoéchelle simule l'effet climatique à long terme d'un territoire et recrée les conditions des vents à long terme à partir d'un historique de 20 ans ou plus. Les données d'entrée correspondent aux relevés en altitude (par exemple ceux des radiosondes). Des données comme la température, les précipitations, la vitesse et la direction des vents, la pression atmosphérique et d'autres variables sont reconstituées pour chaque jour de l'année. Au terme de la modélisation, les données sont compilées et résumées pour les vitesses de vent à différentes hauteurs théoriques de moyeu d'éoliennes.

Le noyau du système de cartographie éolienne à mésoéchelle est le modèle MASS (« Mesoscale Atmospheric Simulation System »). Ce modèle est un modèle atmosphérique dynamique largement utilisé et appliqué à la fois en commerce et en recherche.

Les simulations se font dans un premier temps à une résolution de grille de 5 km puis sont ramenées par un modèle à microéchelle à une résolution de grille de 1 km, pour tenir compte les effets localisés de la topographie et de la rugosité du sol.

Les modèles de cartographie éolienne à mésoéchelle demandent une puissance de calcul informatique substantielle. Près d'une centaine de microprocesseurs ont été nécessaires pour la modélisation, en quelques semaines, d'un territoire de la grandeur du Québec (au sud du 53^e parallèle).

Les données topographiques, de rugosité du sol et météorologiques requises par le modèle pour sa simulation sont respectivement issues de relevés satellitaires de la base de données SRTM30 (« Shuttle Radar Topo Mission 30-Arc-Second Data »), de données satellitaires de la base de données MODIS (avec une résolution de grille de 1 km) et de données « Rawinsonde » (données de vitesse et de direction du vent, de la pression atmosphérique, de la température et de l'humidité en altitude prises par des ballons sondes).

Dans le cadre de la présente étude, les vitesses de vent ont été simulées pour une hauteur de moyeu de 80 m au-dessus du sol sur le territoire québécois considéré (au sud du 53^e parallèle).

3.1.3 L'outil de configuration de parcs éoliens

L'outil de configuration de parcs éolien et de calcul du productible permet d'évaluer l'énergie productible par un parc éolien ainsi que les pertes aérodynamiques liées à la configuration du parc (effet de sillage causé par les éoliennes les unes sur les autres). L'énergie est calculée sur la base de données de vent (vitesse, distribution et direction) et des caractéristiques techniques des éoliennes (courbe de puissance, et espacement requis entre les éoliennes).

Le régime des vents est caractérisé par une distribution de Weibull type définie par son facteur de forme c dérivé de la vitesse moyenne considérée et par son facteur d'échelle k . Le facteur d'échelle k est dépendant du régime des vents dans une zone donnée. Une valeur typique est choisie pour représenter le régime des vents sur le territoire québécois. Des distributions de vitesses de vent sont analysées pour le territoire du nord, de la Gaspésie et du sud du Québec pour adopter une valeur de k égale à 2,1.

Aux fins de l'étude, une configuration de parc typique a été réalisée sur un terrain de nature accidentée (montagneux) pour déterminer les paramètres de l'évaluation du productible type par classe de vents. La méthodologie a été validée en se basant sur des études de cas concrètes de parcs développés ou en cours de développement.

Les éoliennes constituant le parc théorique sont placées à des distances typiques les une des autres et orientées suivant la direction des vents dominants du secteurs considéré aux fins du calcul.

La hauteur du moyeu des éoliennes est prise égale à la hauteur de simulation du vent de 80 m. Cette hauteur typique est répandue dans l'industrie éolienne.

Deux types d'éoliennes ont été considérés dans les calculs. Une éolienne réputée adéquate aux sites à faible régime de vent (pour les deux classes de vent comprises entre 6 et 8 m/s) et une autre destinée aux vitesses de vent plus élevées (pour les classes de vitesses de vent de 8 m/s et plus). Ce choix objectif tient compte de la sélection réelle de types d'éoliennes selon le régime des vents sur le site sous étude.

La capacité de l'éolienne type considérée est prise égale à 3,0 MW (capacité basée sur les hypothèses d'évolution de la taille des éoliennes; voir section 2.2).

L'évaluation du productible d'un parc éolien peut être exprimé par le facteur d'utilisation qui est défini comme le rapport :

$$FU = \frac{\text{Énergie nette}_{\text{produite par le parc éolien}}}{8760_{(\text{heures})} \times \text{Puissance installée}}$$

L'énergie nette produite par le parc éolien est l'énergie livrée au réseau électrique. Les pertes appliquées à l'énergie brute produite par le parc correspondent aux éléments suivants :

- Pertes par effet de sillage des éoliennes les une sur les autres;
- Pertes électriques et de disponibilité du réseau;
- Pertes dues à la non disponibilité des éoliennes;
- Pertes aérodynamiques par encrassement des pales et par la glace;
- Autres pertes résiduelles.

Le tableau 3.3 donne un résumé des résultats des calculs pour les différentes classes de vent pour un parc éolien typique. Tel que défini ci-dessus, V est le centre de la classe des vitesses de vent, k est le facteur de forme de la distribution de Weibull utilisée, F_{sillage} et F_{pertes} sont respectivement les pertes considérées pour l'évaluation de l'énergie nette productible par le parc éolien type et FU représente le facteur d'utilisation sachant que :

$$\text{Énergie nette}_{\text{produite par le parc éolien}} = \left(\begin{array}{l} \text{Énergie brute}_{\text{du parc}} \\ - \text{Pertes}_{\text{sillage}} \\ - \text{Pertes}_{\text{autres}} \end{array} \right)$$

La configuration de parc ci-dessus a conduit au ratio de 12 MW/km² de territoire propre au développement de parc éolien. Ce ratio est utilisé pour la détermination du potentiel éolien technique du territoire québécois.

V (m/s)	k	F _{sillage}	F _{pertes}	FU
6,5	2,1	6%	9,2%	28,4%
7,5	2,1	6%	9,2%	33,5%
8,5	2,1	6%	9,2%	38,6%
9,5	2,1	6%	9,2%	43,6%

Tableau 3.3 : Résultats des calculs pour différentes classes de vents : parc éolien type

3.2 SOMMAIRE DES RÉSULTATS OBTENUS

La première étape de la méthodologie décrite à la section précédente consiste à définir la zone d'étude. Cette dernière, présentée à la carte 142-01-180404-01, comprend l'ensemble du territoire du Québec situé au sud du 53^e parallèle.

Nous avons jugé pertinent de répertorier le potentiel éolien technique du Québec par secteur géographique. Pour cette raison, nous avons divisé la zone d'étude selon les 17 régions administratives du Québec (telles qu'énumérées plus bas par ordre alphabétique avec le numéro de la région entre parenthèses), pour lesquelles les limites de territoire sont aussi présentées sur la carte 142-01-180404-01 :

- Abitibi-Témiscamingue (08);
- Bas-Saint-Laurent (01);
- Centre-du-Québec (17);
- Chaudière-Appalaches (12);
- Côte-Nord (09);
- Estrie (05);
- Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine (11);
- Lanaudière (14);
- Laurentides (15);
- Laval (13);
- Mauricie (04);
- Montérégie (16);
- Montréal (06);
- Nord-du-Québec (10);
- Outaouais (07);
- Québec (03);
- Saguenay-Lac-Saint-Jean (02).

En plus de la limite des régions administratives, la carte 142-01-180404-01 présente certains repères et informations utiles (municipalités, frontières, topographie), dont l'emplacement des lignes de transport d'électricité, lesquelles serviront à quantifier le potentiel éolien de certains secteurs.



3.2.1 Cartographie et classification du gisement éolien

Tel que proposé à l'étape 4 de la méthodologie, la cartographie des vents a été réalisée pour l'ensemble de la zone d'étude et ce, à une résolution de un kilomètre. La carte ci-incluse portant le no. 142-02-180404-01 quantifie le gisement éolien de la zone d'étude sous forme de vitesse de vent estimée pour une hauteur de moyeu d'éolienne de 80 mètres. Les vitesses de vent sont présentées selon une gradation de couleur intuitive allant du vert au bourgogne, indiquant des vitesses de 5 m/s à plus de 9 m/s.

Les informations générées par cette carte des vents ont par la suite été traitées à l'aide de l'outil SIG afin de trier la zone d'étude selon différentes classes de vent tel que le présenté schématiquement la figure 3.2.

Ainsi, les cartes de vent qui suivent ont pu être produites pour chacune des classes de vent jugées acceptables. Elle serviront plus loin lors de la classification du potentiel éolien technique du Québec :

No. de la carte	Nom de la carte	Qualité du gisement
Carte 142-04-180404-01	Cartographie de la classe de vent de 6 à 7 m/s	Acceptable
Carte 142-05-180404-01	Cartographie de la classe de vent de 7 à 8 m/s	Très bon
Carte 142-06-180404-01	Cartographie de la classe de vent de 8 à 9 m/s	Excellent
Carte 142-07-180404-01	Cartographie de la classe de vent de 9 m/s et plus	Exceptionnel

Tableau 3.4 : Cartes des vents produites pour chacune des classes de vents acceptables

3.2.2 Calcul du potentiel éolien

Tel que proposé aux étapes 2 et 3 de la méthodologie, l'ensemble de la zone d'étude a été traitée à l'aide de l'outil SIG afin d'exclure le territoire non approprié au développement éolien et ce, sur la base de contraintes d'occupation du territoire, de topographie et d'hydrographie.

Par la suite, l'étape 6 consistait à calculer la superficie du territoire propre au développement éolien pour chacune des 4 classes de gisement éolien mentionnées plus haut. À l'aide du ratio MW/km² calculé lors de l'étape 7 de la méthodologie, nous avons pu lors de l'étape 8 calculer le potentiel éolien en terme de puissance nominale techniquement aménageable pour chacune des 4 classes de gisement pour l'ensemble de la zone d'étude et par région administrative. Finalement, la production annuelle techniquement réalisable a aussi pu être calculée à l'aide du facteur d'utilisation déterminé pour chacune des classes de gisement, soit :

- 28,4% pour un gisement de classe acceptable (6 à 7 m/s);
- 33,5% pour un gisement de très bonne qualité (7 à 8 m/s);
- 38,6 % pour un gisement d'excellente qualité (8 à 9 m/s);
- 43,6 % pour un gisement de qualité exceptionnelle (plus de 9 m/s).

Il est à noter que tous ces calculs ont été faits dans un premier temps, sans tenir compte de la distance du territoire propre au développement éolien par rapport aux lignes de transport d'électricité. Deux étapes de traitement SIG additionnelle (étapes 9 et 10) ont donc été ajoutée afin de déterminer l'impact qu'aurait l'ajout d'une contrainte additionnelle eu égard au réseau de transport d'électricité. Plus particulièrement, nous avons quantifié la réduction du potentiel éolien lorsque le territoire propre au développement doit se situer à l'intérieur d'un rayon de 25 km des lignes de transport d'électricité existantes.

Le tableau 3.5 présente une synthèse des résultats obtenus en terme de potentiel éolien technique pour chacune des 4 classes de vent alors que les figures 3.3 et 3.4 présentent une synthèse graphique des résultats pour les 3 classes de vent jugées probablement viables sur la plan économique à court et moyen terme. Par ailleurs, le tableau 3.6 donne les résultats détaillés par région administrative.

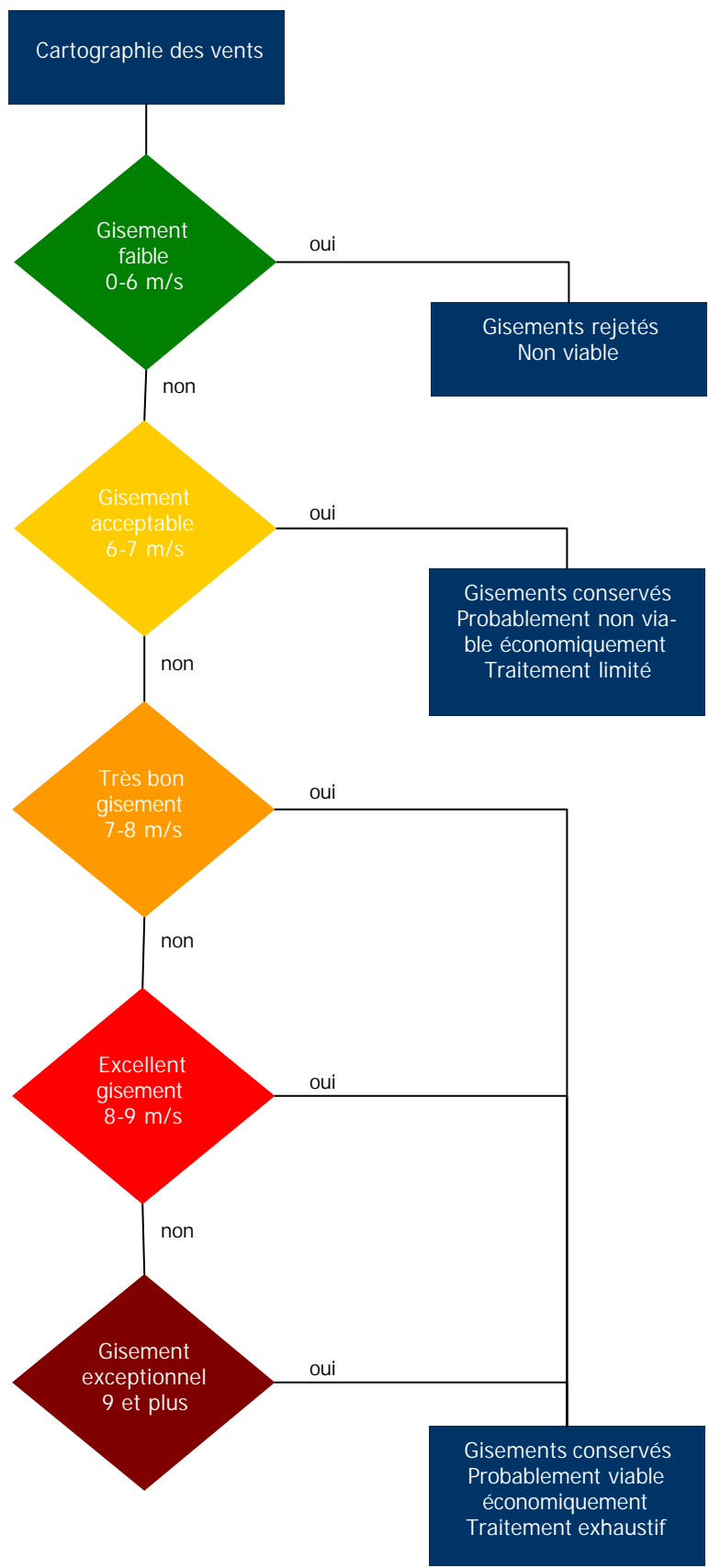


Figure 3.2 : Classification du territoire en fonction du gisement éolien et du niveau de traitement

Information	Regroupement de classes						
	Rejetés et non-viables économiquement		Conservés et non-viables économiquement		Conservés et viables économiquement		
	Faible (0 à 6 m/s)	Acceptable (6 à 7 m/s)	Très bon (7 à 8 m/s)	Excellent (8 à 9 m/s)	Exceptionnel (9 m/s et plus)	Total pour les régions conservées (7 m/s et plus)	
Superficie du territoire (km²)	1 089 283	344 759	66 742	8 289	362	75 393	
Surface propre au développement éolien (km²)							
- Avant contrainte de distance des lignes de transport	s/o	165 802	29 932	4 570	121	34 623	
- À moins de 25 km des lignes de transport	s/o	75 041	8 130	320	0	8 450	
Potentiel technique (MW)							
- Avant contrainte de distance des lignes de transport	s/o	1 989 624	359 184	54 840	1 452	415 476	
- À moins de 25 km des lignes de transport	s/o	900 492	97 560	3 840	0	101 400	
Facteur d'utilisation (%)	s/o	28,4	33,5	38,6	43,6	s/o	
Potentiel technique (TWh / année)							
- Avant contrainte de distance des lignes de transport	s/o	4 950	1 054	185	6	1 245	
- À moins de 25 km des lignes de transport	s/o	2 240	286	13	0	299	

Tableau 3.5 : Synthèse des résultats obtenus en terme de potentiel éolien pour chacune des 4 classes de vent

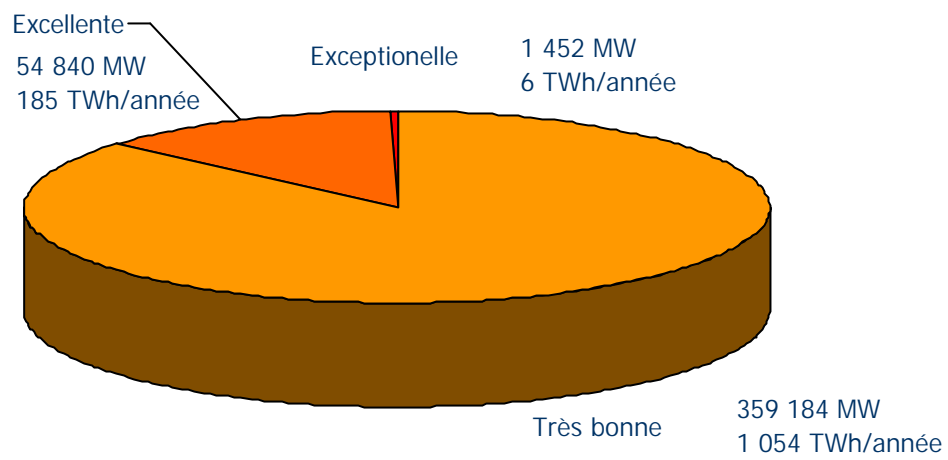


Figure 3.3 : Répartition du potentiel éolien selon la classe des vents (sans contrainte de distance des lignes de transport)

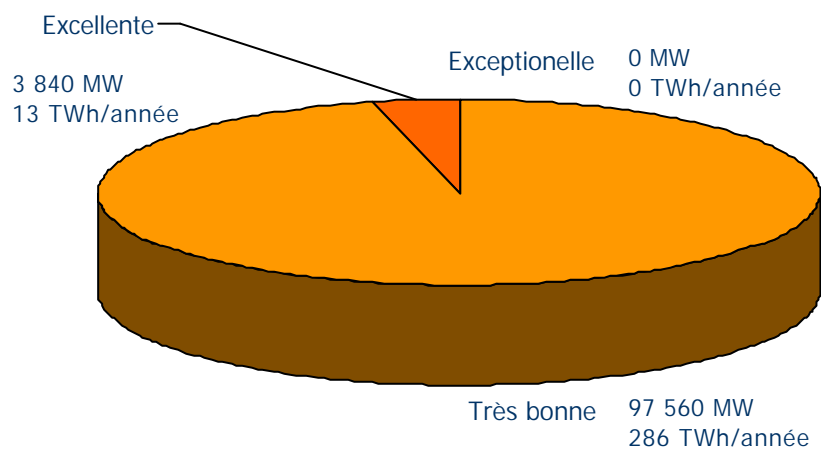


Figure 3.4 : Répartition du potentiel éolien selon la classe des vents (après contrainte de distance des lignes de transport)

Région administrative	Surface brute (km ²)				Territoire propre au développement éolien								Potentiel éolien			
	Avant contrainte de distance de lignes de transport (km ²)				A moins de 25 km de lignes de transport (km ²)				Avant contrainte de distance de lignes de transport (MW)				A moins de 25 km de lignes de transport (MW)			
	7 à 8 m/s	8 à 9 m/s	9 m/s et plus		7 à 8 m/s	8 à 9 m/s	9 m/s et plus		7 à 8 m/s	8 à 9 m/s	9 m/s et plus		7 à 8 m/s	8 à 9 m/s	9 m/s et plus	
Abitibi-Témiscamingue	435	0	0	22	21	0	0	264	0	0	0	252	0	0		
Bas-Saint-Laurent	4 718	111	1	1 772	1 633	9	0	21 264	108	0	0	19 596	108	0		
Centre-du-Québec	344	0	0	129	129	0	0	1 548	0	0	0	1 548	0	0		
Chaudière-Appalaches	1 264	12	0	470	469	4	0	5 640	48	0	0	5 628	48	0		
Côte-Nord	24 799	4 496	24	13 570	2 990	156	0	162 840	37 140	228	0	35 880	1 872	0		
Estrie	376	37	1	126	83	1	0	1 512	24	0	0	996	12	0		
Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	3 324	592	177	1 231	1 205	131	0	14 772	1 596	0	0	14 460	1 572	0		
Lanaudière	40	0	0	13	4	0	0	156	0	0	0	48	0	0		
Laurentides	50	0	0	14	14	0	0	168	0	0	0	168	0	0		
Laval	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Mauricie	1 251	97	0	173	94	10	0	2 076	348	0	0	1 128	120	0		
Montréal	4 016	5	0	983	983	0	0	11 796	0	0	0	11 796	0	0		
Montréal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Nord-du-Québec	18 407	2 429	132	8 916	202	0	0	106 992	12 960	996	0	2 424	0	0		
Outaouais	76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Québec	1 984	107	0	128	128	5	0	1 536	60	0	0	1 536	60	0		
Saguenay-Lac-Saint-Jean	5 658	403	27	2 385	175	4	0	28 620	2 556	228	0	2 100	48	0		
Total du Québec	66 742	8 289	362	29 932	8 130	320	0	359 184	54 840	1 452	0	97 560	3 840	0		

Tableau 3.6 : Résultats détaillés par région administrative

3.2.3 Traitement exhaustif et discussion des résultats

Il est important de mentionner à cette étape que les chiffres présentés sous le qualificatif de « potentiel éolien technique » ne tiennent pas compte de certaines contraintes pouvant influencer le développement d'un projet éolien et ainsi réduire considérablement ce potentiel éolien technique par rapport au « potentiel éolien réel » pouvant éventuellement être réalisé. Le ratio entre le potentiel éolien technique et le potentiel éolien réel, exprimé à la section 3.4 comme étant le « facteur de succès », pourra varier considérablement d'une région et d'un site à l'autre, réduisant plus ou moins le potentiel éolien réel du Québec et de ses différentes régions.

Les conclusions suivantes peuvent néanmoins être tirées du tableau 3.5 :

- L'ensemble de la zone d'étude comprend plus de 843 000 km², soit 55 % de l'ensemble du territoire québécois (lequel comprend 1 533 360 km²). 45 % du territoire québécois n'a donc pas été pris en compte dans la présente étude.
- La superficie de la zone d'étude rejetée à cause de la faiblesse de son gisement éolien (0 à 6 m/s) représente 50% de la superficie de l'ensemble de la zone d'étude, alors que la superficie du territoire caractérisé par des vitesses de vent de 6 à 7 m/s (considéré comme étant probablement non viable économiquement à court-moyen terme) représente 41 % de la zone d'étude, laissant environ 9 % de la zone d'étude avec des vents de 7 m/s et plus.
- Le potentiel éolien caractérisé par un gisement éolien de 6 à 7 m/s est gigantesque, avec une puissance technique de près de 2 millions de MW et 900 000 MW sans contrainte de distance des lignes de transport d'électricité et à l'intérieur de 25 km des lignes de transport d'électricité respectivement. Ce potentiel gigantesque s'explique par l'ampleur de la superficie du territoire québécois, et plus particulièrement par la très grande superficie caractérisée par cette classe de gisement.
- Le potentiel éolien technique jugé économiquement viable à court-moyen terme (vents de 7 m/s et plus) et situé à 25 km et moins des lignes de transport existantes est tout à fait considérable, soit de plus de 100 000 MW, pour une production technique annuelle de 299 TWh. Une telle production équivaut à la production d'un parc de centrales thermiques totalisant plus de 35 000 MW de puissance installée sur la base d'un facteur d'utilisation de 95 %.
- Si seulement le potentiel éolien caractérisé par des vitesses de 8 m/s et plus pouvait être considéré dans un premier temps (dans l'éventualité d'une non-viabilité économique du potentiel éolien situé dans une zone de 7 à 8 m/s), le potentiel éolien technique demeurerait alors tout de même très considérable. En effet, ce potentiel atteint près de 4 000 MW si l'on tient compte de la contrainte de 25 km des lignes de transport. Par ailleurs, ce potentiel technique augmente à plus de 60 000 MW dans le cas où la construction de lignes de transport donnant accès à tout le potentiel répertorié pouvait être justifiée.

- Le potentiel éolien technique à moins de 25 km des lignes de transport représenté par la classe de vent considérée comme exceptionnelle (9 m/s et plus) est très négligeable. Ce potentiel est toutefois relativement intéressant (1 452 MW) lorsque la contrainte de 25 km des lignes de transport est éliminée. Ce potentiel pourrait justifier à lui seul la construction d'une ligne de transport dédiée considérant que ce gisement permet d'atteindre le prix de revient le plus faible tel que démontré au chapitre 4.

La carte no. 142-08-180404-01 présente une cartographie du gisement éolien (6 m/s et plus) pour le territoire propre au développement éolien mais située à plus de 25 km des lignes de transport d'électricité.

Par ailleurs, le tableau 3.6 présente plusieurs informations régionales intéressantes, lesquelles peuvent se résumer comme suit selon la classe de vent :

Vitesse des vents de 7 à 8 m/s (très bon gisement) :

- Les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec recèlent un potentiel phénoménal avec près de 270 000 MW de potentiel technique. La très grande majorité (86 %) de ce potentiel est toutefois situé à plus de 25 km des lignes de transport. Le facteur de succès pour établir le potentiel réel de ces régions est probablement très élevé considérant la faible densité de population, laissant présager en un potentiel réel phénoménal dans l'éventualité où l'énergie éolienne produite pouvait être acheminée de manière économiquement viable aux centres de consommation.
- Les régions du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine recèlent, comme prévu, un très grand potentiel technique avec plus de 35 000 MW, pour l'essentiel (95 %) situé à moins de 25 km des lignes de transport existantes. Le facteur de succès de ces régions devrait toutefois être plus faible que pour les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec considérant la plus forte densité de population et l'importance de l'industrie touristique pour ces régions.
- Le potentiel technique de la région administrative du Saguenay-Lac-Saint-Jean est aussi très considérable (28 620 MW) et pour la plupart situé à proximité des lignes de transport (94 %). Le facteur de succès de ce potentiel est probablement élevé considérant que le potentiel est pour la plupart situé dans des secteurs peu peuplés.
- La région de la Montérégie recèle un potentiel technique non négligeable de près de 12 000 MW, lequel est entièrement situé à moins de 25 km des lignes de transport d'électricité. Un facteur de succès probablement assez faible devrait être appliqué à ce potentiel considérant la valeur des terres et la forte densité de population. Un potentiel réel non négligeable pourrait toutefois en résulter.

Les figures 3.5 et 3.6 résument sous forme graphique la distribution du potentiel éolien technique par région pour cette classe de gisement.

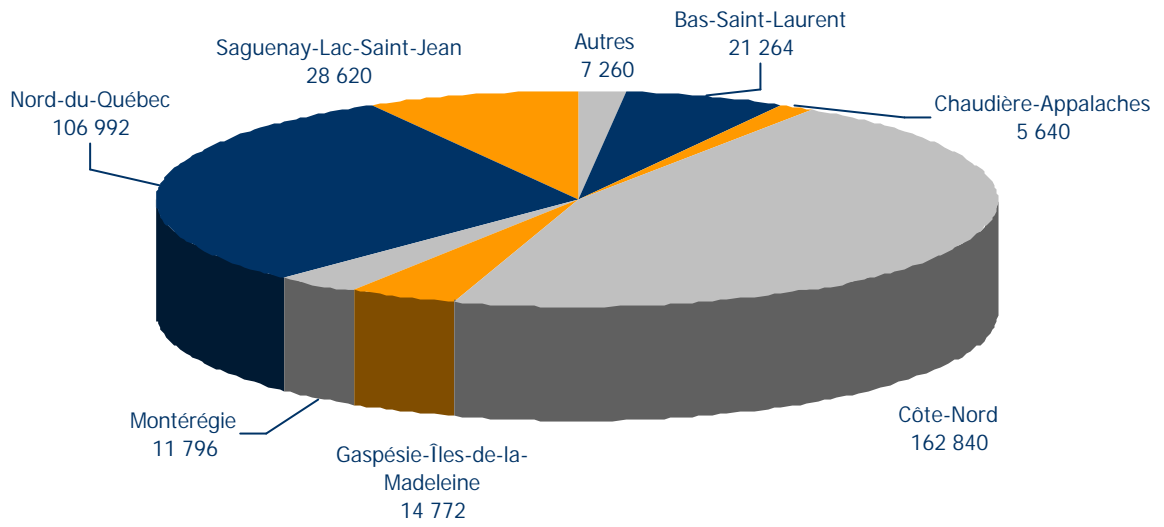


Figure 3.5 : Répartition du potentiel éolien de 7 à 8 m/s par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport)

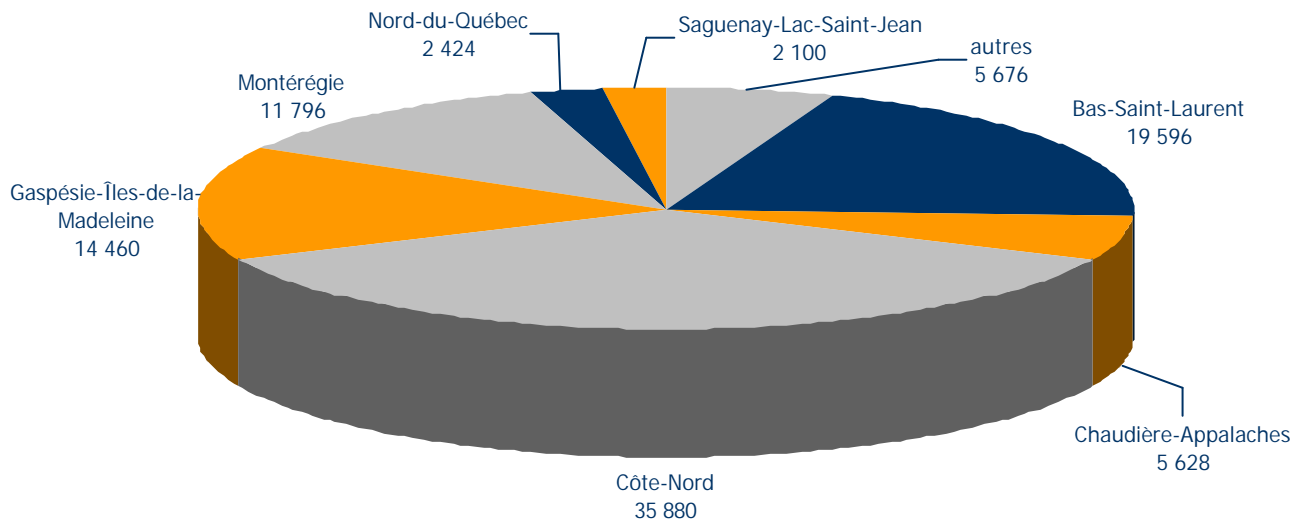


Figure 3.6 : Répartition du potentiel éolien de 7 à 8 m/s par région administrative (MW) (à moins de 25 km des lignes de transport)

Vitesse des vents de 8 à 9 m/s (excellent gisement) :

- Les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec recèlent encore pour cette classe de vent un potentiel phénoménal avec plus de 50 000 MW de potentiel éolien technique. La très grande majorité (96 %) de ce gisement est toutefois située à plus de 25 km des lignes de transport. Le facteur de succès pour établir le potentiel réel de ces régions est probablement très élevé considérant la faible densité de population, laissant présager un potentiel éolien réel phénoménal pour cette région dans l'éventualité où l'énergie éolienne produite pourrait être acheminée de manière économiquement viable aux centres de consommation.
- La région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine recèle un bon potentiel éolien technique mais celui-ci est significativement moindre que pour la classe des vents de 7 à 8 m/s, avec plus de 1 500 MW de potentiel, presque entièrement situé à moins de 25 km des lignes de transport existantes.

Le facteur de succès de cette région devrait toutefois être plus faible que pour les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec, considérant la plus forte densité de population et l'importance de l'industrie touristique pour cette région.

- Le potentiel technique de la région administrative du Saguenay-Lac-Saint-Jean est encore considérable pour cette classe de vents (plus de 2 500 MW) mais pour la plupart situé à plus de 25 km des lignes de transport (98 %). Le facteur de succès de ce potentiel est probablement élevé considérant que le potentiel est pour la plupart situé dans des secteurs peu peuplés.

Aucune autre région ne recèle de potentiel éolien technique significatif pour cette classe de vent

Les figures 3.7 et 3.8 résument, sous forme graphique, la distribution du potentiel éolien technique par région pour cette classe de gisement.

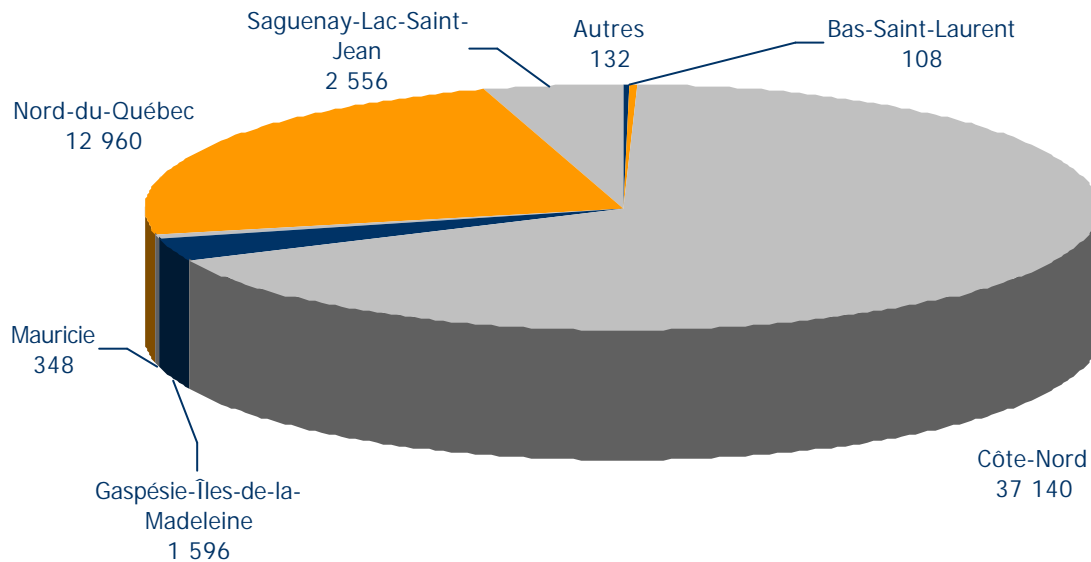


Figure 3.7 : Répartition du potentiel éolien de 8 à 9 m/s par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport)

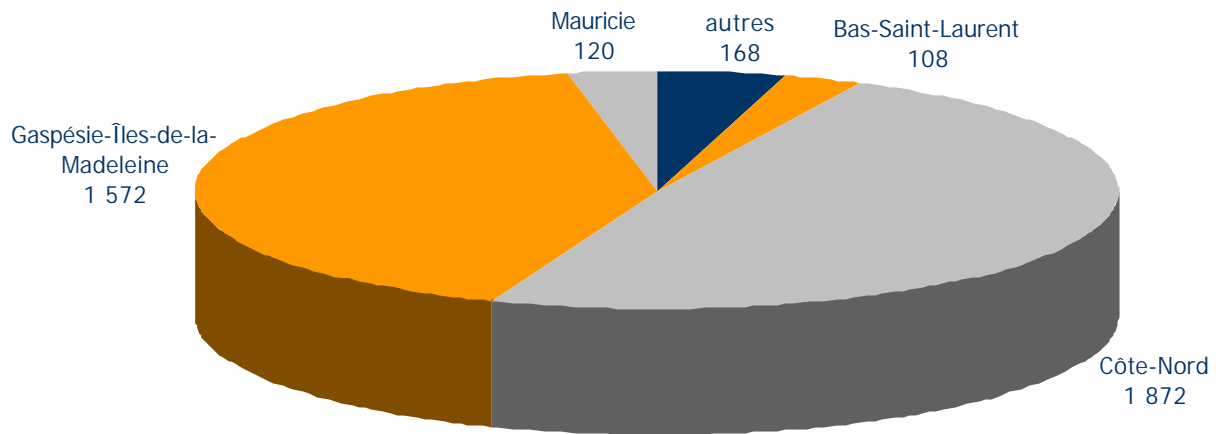


Figure 3.8 : Répartition du potentiel éolien de 8 à 9 m/s par région administrative (MW) (à moins de 25 km des lignes de transport)

Vitesse des vents de 9 m/s et plus (gisement exceptionnel) :

- Seules les régions de la Côte-Nord et du Nord du Québec recèlent un potentiel éolien technique considérable pour cette classe de vent, soit plus de 1 000 MW de potentiel technique, presque entièrement (99 %) situé à plus de 25 km des lignes de transport. Comme pour les classes de vents plus faibles, le facteur de succès pour établir le potentiel éolien réel de ces régions est probablement très

élevé considérant la faible densité de population, laissant présager un potentiel éolien réel intéressant pour cette région dans l'éventualité où l'énergie éolienne produite pourrait être acheminée de manière économiquement viable aux centres de consommation.

La figure 3.9 résume sous forme graphique la distribution du potentiel éolien technique par région pour cette classe de gisement.

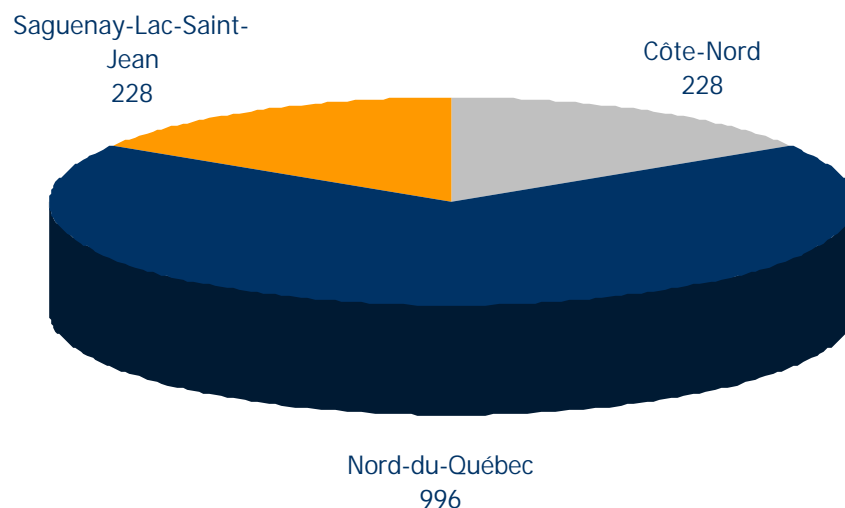


Figure 3.9 : Répartition du potentiel éolien de 9 m/s et plus par région administrative (MW) (avant contrainte de distance des lignes de transport)

3.3 DISCUSSION SUR LE POTENTIEL NON INCLUS DANS LA MÉTHODOLOGIE DE BASE

Tel que démontré à la section précédente, le potentiel éolien technique répertorié dans la zone d'étude est tout à fait phénoménal en terme de qualité du gisement mais plus particulièrement en terme de puissance nominale pouvant techniquement être installée et par conséquent, d'électricité pouvant être produite. Un facteur de succès doit être appliqué afin de traduire ce potentiel éolien technique en potentiel éolien réel, mais il est évident que le potentiel éolien réel demeure lui aussi tout à fait considérable, et bien supérieur aux besoins additionnels futurs à court et moyen termes (voire à long terme) des consommateurs québécois.

Par surcroît, ce potentiel n'inclut pas le potentiel pouvant se retrouver au nord du 53^e parallèle ni le potentiel en mer (« off-shore »), lesquels méritent tout de même d'être abordés brièvement.



3.3.1 Potentiel au nord du 53^e parallèle

Tout le potentiel situé au nord de la zone d'étude, correspondant à 45 % de la superficie du Québec, n'a pas été évalué et pourrait s'avérer très important, bien que l'exploitation de cette région nécessiterait l'extension du réseau de transport d'électricité.

D'ailleurs, et comme le démontre la cartographie du gisement éolien du Québec (carte no. 142-02-18-04-04-01), un gisement très important en terme de qualité, avec des vitesses de plus de 8 m/s, mais aussi en terme de quantité, apparaît clairement au nord-est de la zone d'étude, soit à partir du 52^e parallèle et en direction de la frontière du Labrador à l'est. Ce gisement d'excellente qualité est présent jusqu'à la limite nord de la zone d'étude et devrait normalement s'étendre au-delà du 53^e parallèle.

3.3.2 Potentiel en mer

Par « potentiel en mer », on entend le potentiel d'aménagement de parcs éoliens sur les plans d'eau de superficie suffisamment grande. Ces superficies peuvent se retrouver à l'intérieur des terres aussi bien qu'à proximité des côtes du Québec.

Comme on peut le constater à la lecture de la méthodologie utilisée, le calcul du potentiel éolien technique exclut entre



autres plans d'eau, où la vitesse du vent est généralement de qualité très bonne à excellente (voire exceptionnelle). On peut considérer dans cette catégorie les plans d'eau à l'intérieur des terres ainsi que les plans d'eau le long des côtes comme le fleuve Saint-Laurent, le golf du Saint-Laurent, la Baie des Chaleurs et la Baie James.

Le développement de parcs éoliens en mer a joué un grand rôle dans le développement de la technologie éolienne de grandes tailles. Les principales motivations qui ont entraîné le développement de la technologie en mer sont :

- Le manque d'espace sur terre renfermant un bon gisement éolien (Europe);
- L'augmentation significative des régimes de vent en mer comparativement aux sites sur terre.

Les parcs éoliens en mer ont tous vu le jour en Europe et, depuis les tous premiers parcs, la technologie n'a cessé d'évoluer et commence aujourd'hui à gagner en maturité et compétitivité. Cette option gagne de plus en plus de terrain là où le gisement éolien le justifie. À première vue, le potentiel éolien en mer du Québec devrait être significatif et à considérer dans l'éventualité où cette option devenait un jour plus avantageuse que l'éolien sur terre.

Même si le potentiel en mer tel que défini ci-dessus n'a pas été inventorié dans le potentiel éolien technique, il demeure intéressant de présenter spécifiquement et sous forme de carte la qualité du gisement éolien québécois en mer. Ainsi, la carte no. 142-09-180404-01 est offerte, à titre indicatif, afin de présenter la qualité du gisement éolien des zones potentielles de développement de parcs éoliens en mer. Une étude plus approfondie des conditions de réalisation de cette option est toutefois requise afin de statuer sur le potentiel éolien réel en mer du Québec.

3.4 DISCUSSION SUR LES LIMITES DE LA MÉTHODOLOGIE

Les résultats présentés à la section 3.2 traitent du « potentiel éolien technique » du Québec, lequel tient compte de plusieurs contraintes importantes dont l'occupation du territoire (agglomérations et zones tampon, routes et accès, infrastructures et constructions, zones protégées), la topographie (les secteurs où la pente excède 15 % sont exclus) et l'hydrographie (les plans d'eau sont exclus).

L'ensemble de ces contraintes retranche 54 % de la superficie de la zone d'étude où les vents sont de 7 m/s et plus. Par ailleurs, la superficie où la qualité des vents est jugée trop faible économiquement (7 m/s et moins) est aussi rejetée, ce qui représente 59 % de la superficie de la zone d'étude. La combinaison des contraintes citées plus haut laisse 4 % du territoire de la zone d'étude propre au développement éolien et probablement viable économiquement à court-moyen terme, duquel une discrimination est par la suite faite pour tenir compte du potentiel éolien technique avant ou après contrainte de distance des lignes de transport d'électricité (moins de 25 km).

Nous croyons que l'ensemble de ces contraintes permet d'établir de manière conservatrice le potentiel éolien technique du Québec. Un facteur de succès doit toutefois être appliqué afin de passer ce potentiel éolien technique à « potentiel éolien réel ».

Ce facteur de succès variera d'une région à l'autre et d'un site à l'autre afin de tenir compte des contraintes d'implantation spécifiques à chaque projet et pour chaque région. Ces contraintes spécifiques peuvent entre autre inclure :

- La non disponibilité des terrains pour cause d'un refus de leur propriétaire d'y voir installer des éoliennes. Il est à noter toutefois que 92 % du territoire québécois est du domaine public, en particulier dans les régions administrative à très fort potentiel éolien.
- La non disponibilité des terrains pour cause de revendications territoriales potentiellement conflictuelles.
- L'identification de contraintes environnementales spécifiques à l'emplacement retenu pour chaque projet (impact visuel, corridor de migration aviaire, sites archéologiques, impact sonore, conflit d'usage,...).
- L'incapacité du réseau de transport d'électricité à absorber la production éolienne (dans lequel cas le réseau pourrait en fait être renforcé. Il s'agit donc d'une contrainte économique plutôt que technique).
- L'inexistence de route d'accès aux zones éloignées (encore là, des routes pourraient être construites. Il s'agit donc d'une contrainte économique).



4.0 PRIX DE REVIENT DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DE SOURCE ÉOLIENNE

Le présent chapitre a pour objectif d'évaluer les prix de revient de l'électricité produite de source éolienne pour la période allant de 2004 à 2010. Ces prix de revient sont calculés pour des projets type de 100 MW réalisés sur des sites ayant une qualité de gisement éolien allant d'acceptable à exceptionnelle.

À cet effet, nous exposerons d'abord les hypothèses utilisées incluant les valeurs retenues pour l'analyse financière, et présenterons ensuite les résultats, accompagnés d'une analyse exhaustive de sensibilité.

4.1 HYPOTHÈSES DE CALCUL UTILISÉES

Le calcul des prix de revient par kWh d'électricité de source éolienne sera effectué pour chacune des quatre classes de gisement retenues pour des projets mis en service en 2004, 2006, 2008 et 2010, et ce, selon un ensemble d'hypothèses, à savoir :

- Les hypothèses techniques au tableau 4.1;
- Les hypothèses budgétaires, économiques et fiscales au tableau 4.2;
- Les hypothèses de financement au tableau 4.3.

Ces hypothèses et valeurs sont expliquées après chaque tableau et appuyées par diverses sources d'information fiables et reconnues dans l'industrie éolienne, y compris celles basées sur l'expertise et l'expérience d'Hélimax en la matière.

Paramètre	Valeur	Unité	Note
Capacité installée moyenne par projet	100	MW	1
Nombre d'éoliennes	25 à 50	unité	1
Puissance unitaire moyenne des éoliennes	2,0 à 4,0	MW	1
Facteur d'utilisation (FU) moyen			2
– Classe acceptable	28,4	%	
– Classe très bonne	33,5	%	
– Classe excellente	38,6	%	
– Classe exceptionnelle	43,6	%	
Production annuelle d'électricité			2
– Classe acceptable	248 784	MWh	
– Classe très bonne	293 460	MWh	
– Classe excellente	338 136	MWh	
– Classe exceptionnelle	381 936	MWh	
Durée de vie du projet	25	ans	3
Coefficient d'ajustement de la production- Année 1	90	%	4

Tableau 4.1 : Hypothèses techniques des projets éoliens

Notes explicatives pour le tableau 4.1 :

1. Taille moyenne des projets et des éoliennes

Les projets éoliens types pourraient accueillir des parcs d'une taille variant entre 50 MW et quelques centaines de MW. Nous avons retenu comme hypothèse une taille moyenne de 100 MW par parc éolien dans le cadre de la présente analyse financière.

Quant à la taille des machines à être installée au Québec, nous avons retenu comme hypothèse qu'elle varierait entre 2,0 MW et 4,0 MW sur la période 2004 à 2010. Il est à noter que des machines de 3,6 MW sont actuellement en opération commerciale dans le monde alors que des machines de 4,0 à 5,0 MW sont déjà à l'étape de développement commercial.

2. Facteurs d'utilisation et production annuelle d'électricité

Les productions annuelles d'électricité et les facteurs d'utilisation (FU) calculés pour chacune des quatre classes de gisement dans les chapitres précédents sont ceux utilisés pour fins d'analyse financière.

3. Durée de vie du projet

La durée de vie du projet est basée sur la durée de vie utile des éoliennes disponibles sur le marché, à savoir de l'ordre de 25 ans.

4. Coefficient d'ajustement de la production à l'année 1

Le coefficient d'ajustement de la production d'électricité vise à tenir compte de la courbe d'apprentissage caractérisant la première année d'opération de la plupart des projets. Ceci signifie que la production annuelle de la première année est équivalente à 90 % de celle des années 2 à 25.

Paramètre	Valeur	Unité	Note
Coût total d'investissement par MW installé en 2004	1 700 000	\$Can 2004	1
Dépenses annuelles d'opération et d'entretien (O&M) à la première année d'un projet débutant en 2004	1,5	¢ 2004 /	2
Taux annuel de réduction des coûts d'investissement et des dépenses O & M pour tenir compte du gain technologique sur l'horizon 2004 à 2010	2,5	%	3
Taux annuel d'inflation sur les coûts d'investissement sur les dépenses O & M	2,1	%	4
Taux d'indexation du prix de rachat de l'électricité	2,1	%	4
Taxe fédérale sur le capital des grandes sociétés	0,225	%	5
Taxe du Québec sur le capital	0,6	%	5
Taxe municipale (en-lieu de taxes)	3,0	%	6

Tableau 4.2 : Hypothèses budgétaires, économiques et fiscales des projets éoliens

Notes explicatives pour le tableau 4.2 :

1. Coût total d'investissement

Le budget d'investissement représente le coût total du projet. Ce budget d'investissement peut être divisé en deux grandes parties. D'une part, on retrouve les coûts de construction, souvent appelés « dépenses tangibles » et, d'autre part, les coûts non tangibles, se rapportant aux dépenses de développement et de financement.

Les coûts de construction équivalent normalement à la valeur d'un contrat clés en main accordé à une compagnie de construction. Ces coûts comprennent notamment l'ingénierie de détail et la gestion, les travaux civils, l'acquisition, le transport et l'installation sur le site des tours et des turbines éoliennes, les travaux et les équipements électriques (incluant les systèmes de contrôle et le raccordement au réseau de transport), les pièces de rechange, les contingences et les profits du constructeur clés en main, et enfin, les frais associés au démarrage et aux essais menant au début de l'exploitation commerciale.

Par ailleurs, les coûts non tangibles correspondent généralement à l'ensemble des frais de développement et de financement du projet. Ces coûts non tangibles comprennent les coûts rattachés aux études (préliminaires, détaillées et spécialisées), aux activités de développement (obtenctions des droits fonciers, permis et autorisations), aux honoraires professionnels (légaux, techniques), aux frais financiers, aux frais d'intérêt durant la construction, et enfin, à la mise en place d'un fonds de réserve pour la dette et d'un fonds de roulement.

L'hypothèse de référence retenue pour fin de l'analyse financière est un budget d'investissement de 1,7 millions de dollars en 2004 pour un projet dont le contrat d'achat d'électricité serait signé en 2004 et dont la mise en service serait effectuée l'année suivante. Cette valeur est basée sur l'expérience d'Hélimax et de ses clients producteurs privés et publics dans les contextes du Québec et du Canada.

2. Dépenses annuelles d'opération et d'entretien (O & M)

Les dépenses annuelles reliées à l'opération et à l'entretien des installations sont composées des items suivants :

- frais d'opération et frais reliés à l'entretien préventif planifié ;
- frais de réparation;
- primes d'assurance;
- loyer pour les terrains;
- frais administratifs et de gestion (incluant comptabilité, gestion générale, etc.).

À l'heure actuelle, Hélimax planifie les frais reliés à l'opération et à l'entretien d'un parc éolien type au Canada en fonction d'un ordre de grandeur moyen de 0,015 \$ du kWh. Cet ordre de grandeur reflète les connaissances accumulées au cours des dernières années et trouve une confirmation dans la littérature spécialisée dans l'industrie éolienne.

3. Taux annuel de réduction des coûts d'investissement et des dépenses O & M

L'industrie de l'énergie éolienne a connu à l'échelle mondiale une croissance annuelle composée de l'ordre de plus de 30% au cours des cinq dernières années. Avec une année record d'environ 8 000 MW installés correspondant à des investissements de près de 9 milliards de dollars US en 2003, la puissance éolienne a atteint de part le monde près de 40 000 MW au début de l'année 2004.

Le corollaire de cette croissance rapide est l'amélioration constante de la technologie éolienne aux plans de sa performance, de sa fiabilité et son coût d'investissement par MW installé. À cet effet, quatre études de référence ont été utilisées afin d'établir le taux annuel pertinent de réduction des coûts d'investissement et des dépenses O & M en raison du gain technologique (voir section 2.3).

4. Taux annuel d'inflation et d'indexation

L'hypothèse des taux annuels d'inflation à long terme appliqués sur les coûts d'investissement de même que sur les dépenses d'opération et d'entretien est de 2,1 % et se base sur les prévisions d'Hydro-Québec Distribution⁹.

Ce taux de 2,1 % a aussi été retenu comme hypothèse du taux d'indexation du prix de vente de l'électricité dans le cadre des contrats d'achat d'électricité.

5. Taxes sur le capital

Selon les plus récents budgets des gouvernements du Québec et du Canada, les taxes fédérale et provinciale sur le capital, applicables dans le cadre de projets d'investissement réalisés au Québec, sont respectivement de 0,225 % et 0,6 % en 2004. Ces taxes sont calculées sur la base du capital versé. Une exemption de 50 millions de dollars est applicable au fédéral à compter de 2004 alors qu'aucune exemption n'est applicable au provincial si le capital versé excède 4 millions de dollars, ce qui est le cas pour les projets éoliens ici à l'étude. De plus, même s'il a déjà été envisagé par le gouvernement du Québec de diminuer le taux de taxe sur le capital à 0,3 % en 2007, nous avons retenu le taux de 0,6 % puisque rien n'a été précisé pour les années à venir dans le plus récent budget.

Pour les besoins de la présente évaluation financière, nous avons retenu comme hypothèse que l'assiette sur laquelle étaient calculées les taxes sur le capital provinciale et fédérale équivalait à la somme de la dette courante (capital non remboursé) et de l'avoir propre. L'avoir propre équivaut de façon simplifiée à la mise de fonds propres initiale puisque nous assumons que les bénéfices non répartis seraient versés au fur et à mesure sous forme de dividendes. Nous avons retenu cette façon de faire simplifiée puisqu'elle nous permet d'estimer de façon réaliste la valeur du capital versé et d'ainsi réaliser l'évaluation financière à long terme des projets éoliens au Québec.

6. Taxes municipales (en-lieu de taxes)

Les taxes municipales (en-lieu de taxes) appliquées dans le cadre de l'analyse financière représentent une somme équivalente à 3 % des revenus bruts de vente d'électricité.

9. Hydro-Québec Distribution. Demande R-3526-2004, Document FCEI. (Mars 2004).

Paramètre	Valeur	Unité	Note
Fonds propres (% du coût total d'investissement)	30,0	%	1
Dette (% du coût total d'investissement)	70,0	%	1
Subvention (% du coût total d'investissement)	0	%	1
Rendement sur fonds propres sur la durée du projet	15	%	2
Dette			
- Taux d'intérêt	8	%	3
- Durée du terme	15	ans	3
- Fréquence de versement	trimes- trielle		
- Durée de l'analyse	25	ans	

Tableau 4.3 : Hypothèses de financement des projets éoliens

Les hypothèses budgétaires et économiques présentées au tableau 4.2 ont permis d'élaborer le tableau 4.4 dont les données serviront d'intrants à l'analyse financière. Il est à rappeler qu'un taux annuel de réduction des coûts d'investissement et des dépenses d'opération et d'entretien de 2,5 % est appliqué pour tenir compte du gain technologique sur l'horizon 2004 à 2010. De plus, un taux annuel d'inflation de 2,1 % est appliqué sur les coûts d'investissement et les dépenses d'opération et d'entretien sur l'horizon 2004 à 2010. La ligne en caractères gras du tableau 4.4 donne l'exemple d'un projet entrant en service en 2004. Il s'agit d'un projet confirmé et réalisé au début de l'année 2007 sur la base d'un coût d'investissement de 1 680 000 millions de dollars par MW en dollars de 2007 qui prend en compte les gains technologiques et l'inflation. Ce projet entrerait en opération commerciale au début de l'année 2008 avec des dépenses d'opération et d'entretien de 1,48 cents le kWh (en dollars de 2008) à sa première année d'opération.

Année de construction	Année de mise en service	Coût d'investissement par MW	Coût d'investissement par MW	Dépenses O & M par kWh	Dépenses O & M par kWh
		(milliers \$ 2004)	(milliers \$)	(cents 2004)	(cents)
2003	2004	1 743	1 707	1,54	1,51
2004	2005	1 700	1 700	1,50	1,50
2005	2006	1 659	1 693	1,46	1,49
2006	2007	1 618	1 687	1,43	1,49
2007	2008	1 579	1 680	1,39	1,48
2008	2009	1 540	1 674	1,36	1,48
2009	2010	1 503	1 667	1,33	1,47
2010	2011	1 466	1 661	1,29	1,47

Tableau 4.4 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2004 à 2010

Notes explicatives pour le tableau 4.3 :

1. Ratio fonds propres, dette et subvention

Un ratio dette sur fonds propres de 2,33 a été retenu. Ce ratio est le résultat de la division d'une dette de 119 millions de dollars sur une mise de fonds propres de 51 millions de dollars correspondant respectivement à 70,0 % et 30,0 % du coût total d'un projet éolien de 100 MW en 2004.

Ce scénario correspond aux standards de l'industrie pour un projet de ce type réalisé au Canada et est de plus en plus réaliste à mesure que les facteurs d'utilisation augmentent.

Nous prenons pour acquis ici que les développeurs et leurs partenaires ont la capacité financière de mobiliser, d'une part, les capitaux nécessaires à la mise de fonds propres requise, et, d'autre part, que le projet pourra supporter une dette à long terme équivalent à 70 % des investissements totaux.

Enfin, l'analyse financière a été réalisée sur la base d'aucune aide ou subvention, que ce soit à l'investissement ou bien à la production comme par le biais du programme fédéral d'Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉE).

2. Rendement sur fonds propres

Le rendement sur fonds propres exigé par les développeurs pour des projets éoliens réalisés au Québec se situe normalement entre 12 % et 18 %. Aux fins de la présente analyse financière, un taux de rendement sur fonds propres de 15 % a été retenu. Ce rendement tient compte dans son calcul des taxes fédérale et provinciale sur le capital de même que des taxes municipales (en-lieu de taxes). Ce rendement est toutefois calculé avant les impôts sur les bénéfices.

3. Financement de la dette

Les projets éoliens devraient pouvoir bénéficier de contrats de vente d'électricité à long terme de 20 à 25 ans. Incidemment, le promoteur devrait pouvoir négocier un prêt à long terme d'une durée minimale de 15 ans (voire plus) avec une banque commerciale, ou encore avec une compagnie d'assurance ou avec un fonds de pension. Le taux d'intérêt en vigueur pour de tels projets est de l'ordre de 200 à 250 points de base au-dessus du rendement obtenu avec des obligations d'épargne du Gouvernement du Canada pour un terme équivalent, soit 15 ans. Le rendement de ces obligations pour un terme de 15 ans était d'environ 4,9 % en avril 2004. Le taux d'intérêt applicable à l'emprunt devrait donc être de l'ordre de 7,4 % à 7,9 %. Nous utiliserons aux fins de cette étude un taux conservateur de 8,0 %¹⁰.

10. Quotidien La Presse, La Presse Affaires 7, 8 avril 2004, Les obligations, Gouvernement du Canada, Échéance 1 juin 2021 = Rend. 4.88.

4.2 RÉSULTATS DU CALCUL DU PRIX DE REVIENT

Les résultats de l'analyse financière sont illustrés à la figure 4.1 et les faits saillants sont présentés ci-après.

4.2.1 Qualité des gisements éoliens

Toutes choses étant égales par ailleurs, la qualité des gisements éoliens induirait une réduction du prix de revient de l'énergie éolienne de l'ordre de 29 % en dollars constants de 2004 lorsque l'on compare pour une année donnée le prix de revient d'un gisement éolien de classe exceptionnelle et d'un gisement éolien de classe acceptable. Cette réduction de 29 % représente une valeur nominale variant de 2,7 cents à 2,4 cents le kWh selon l'année de mise en service considérée. En bout de piste, la qualité des gisements éoliens constitue à court comme à moyen terme un facteur extrêmement significatif de réduction des prix de revient de l'énergie éolienne, les faisant passer pour un gisement éolien de classe exceptionnelle à acceptable de :

- 9,3 à 6,6 cents le kWh (\$ 2004) pour un projet mis en service en 2004;
- 8,9 à 6,3 cents le kWh (\$ 2004) pour un projet mis en service en 2006;
- 8,5 à 6,0 cents le kWh (\$ 2004) pour un projet mis en service en 2008;
- 8,1 à 5,7 cents le kWh (\$ 2004) pour un projet mis en service en 2010.

4.2.2 Gains technologiques

Toutes choses étant égales par ailleurs, les réductions anticipées des coûts d'investissement et des dépenses d'opération et d'entretien attribuables à l'évolution de la technologie éolienne seraient responsables à elles seules d'une réduction du prix de revient de l'énergie éolienne de l'ordre de 15 % en dollars constants de 2004 au cours de la période s'étendant de 2004 à 2010. Cette réduction de 15 % représente une valeur nominale oscillant de 0,9 cent à 1,2 cents le kWh selon la classe de gisement considérée. En somme, les gains technologiques exerceront une pression constante à la baisse sur les prix de revient de l'énergie éolienne, les faisant passer sur la période 2004 à 2010 de :

- 6,6 à 5,7 cents le kWh (\$ 2004) pour les gisements éoliens de classe exceptionnelle;
- 7,3 à 6,3 cents le kWh (\$ 2004) pour les gisements éoliens de classe excellente;
- 8,1 à 7,0 cents le kWh (\$ 2004) pour les gisements éoliens de classe très bonne;
- 9,3 à 8,1 cents le kWh (\$ 2004) pour les gisements éoliens de classe acceptable.

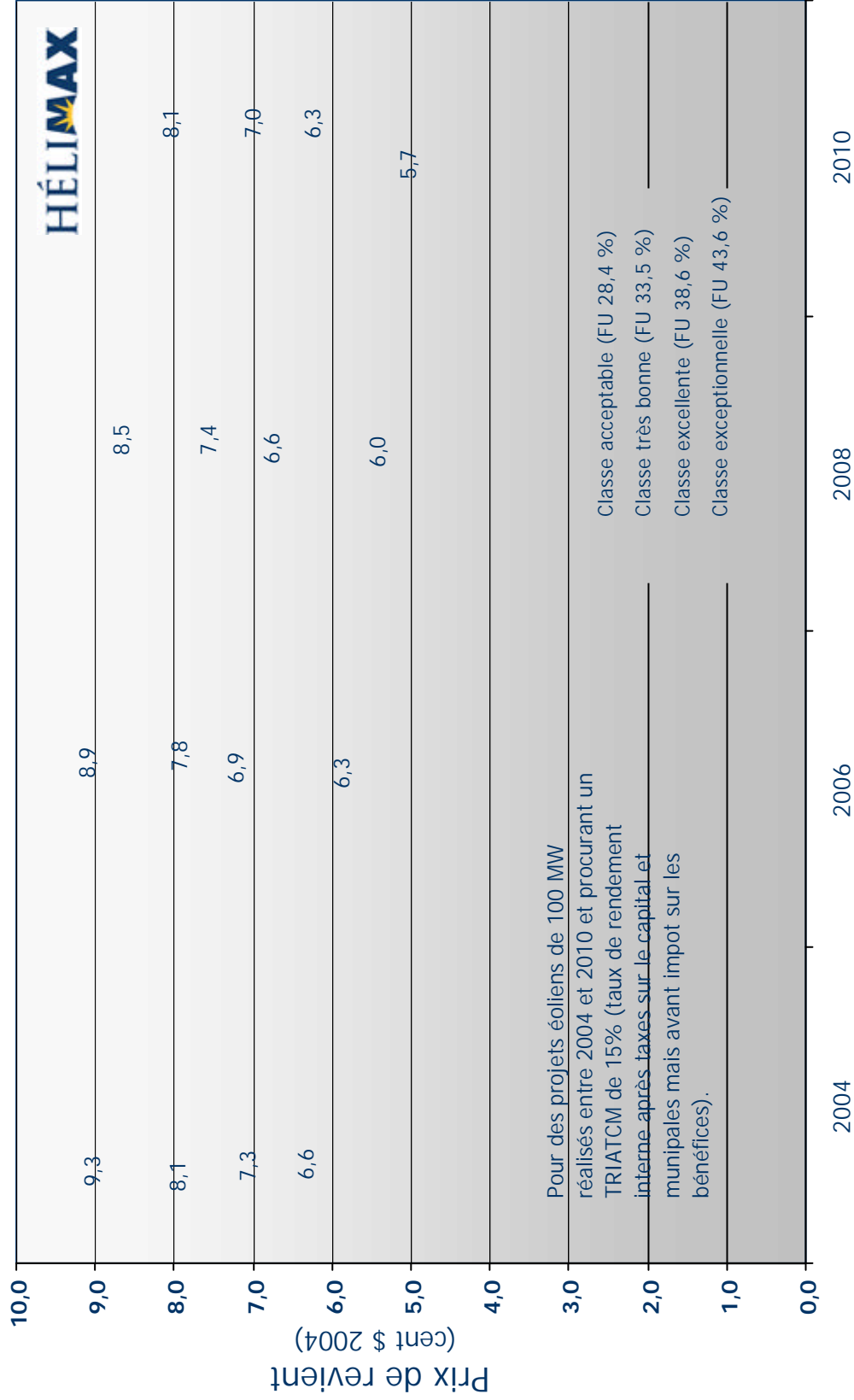


Figure 4.1 : Prix de revient de l'énergie éolienne au Québec selon l'évolution technologique pour 4 classes de gisement

4.3 ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Cette section présente les résultats de l'analyse de sensibilité du taux de rendement interne du projet après taxes sur le capital et municipales (TRIATCM) à la variation des sept paramètres suivants :

- la vitesse du vent;
- la production d'électricité;
- le prix de vente de l'électricité;
- le coût total du projet;
- les dépenses d'opération et d'entretien (O & M);
- le taux d'intérêt sur la dette;
- le ratio dette sur fonds propres.

Chacun de ces paramètres a donc été augmenté et diminué tour à tour de plus ou moins 5 %, 10 % et 20 % pour connaître la variation du TRIATCM qui en résulte à la fois en valeur absolue et en valeur relative. Le scénario de base sur lequel l'analyse de sensibilité a été effectuée est un projet éolien de 100 MW mis en service en 2008 et réalisé sur un site ayant un gisement éolien de classe excellente (8 à 9 m/s) soit celui dont le prix de revient est de 6,6 cents le kWh en dollars de 2004 (équivalent à 7,18 cents en dollars de 2008).

Ainsi, l'analyse des résultats montre que la vitesse des vents est de loin le paramètre qui a l'impact le plus significatif sur le TRI du projet après taxes sur le capital et municipales (TRIATCM). Dans ce cas-ci, une baisse de 20 % de la vitesse des vents fait chuter le TRIATCM de l'ordre de 57 % alors qu'une augmentation de la vitesse des vents de 20 % engendre une hausse du TRIATCM de 47 %.

Dans la même veine, la production d'électricité, le prix de vente et le coût total d'investissement du projet sont des paramètres qui ont aussi un grand impact sur le TRIATCM, avec des variations relatives de l'ordre de plus ou moins 30 à 47 % sur le TRIATCM quand ces paramètres varient de plus ou moins 20 % respectivement.

Enfin, contrairement aux quatre premiers paramètres, une variation des frais d'entretien et d'opération (O & M), du taux d'intérêt sur la dette ou encore du ratio dette sur fonds propres ont une incidence beaucoup plus limitée sur le TRIATCM. En effet, une variation à la hausse ou à la baisse de 20 % de ces paramètres se traduit en une variation d'environ plus ou moins 3 à 10 % du TRIATCM.

La figure 4.2 et les tableaux 4.5 à 4.11 présentent les résultats en détails. De plus, l'annexe A fournit les tableaux détaillés de l'analyse financière d'un projet éolien de 100 MW mis en service en 2008 et réalisé sur un site ayant un gisement éolien de classe excellente, 8 à 9 m/s, soit celui dont le prix de revient est de 6,6 cents le kWh en dollars de 2004 (équivalent à 7,18 cents en dollars de 2008).



ANALYSE DE SENSIBILITÉ

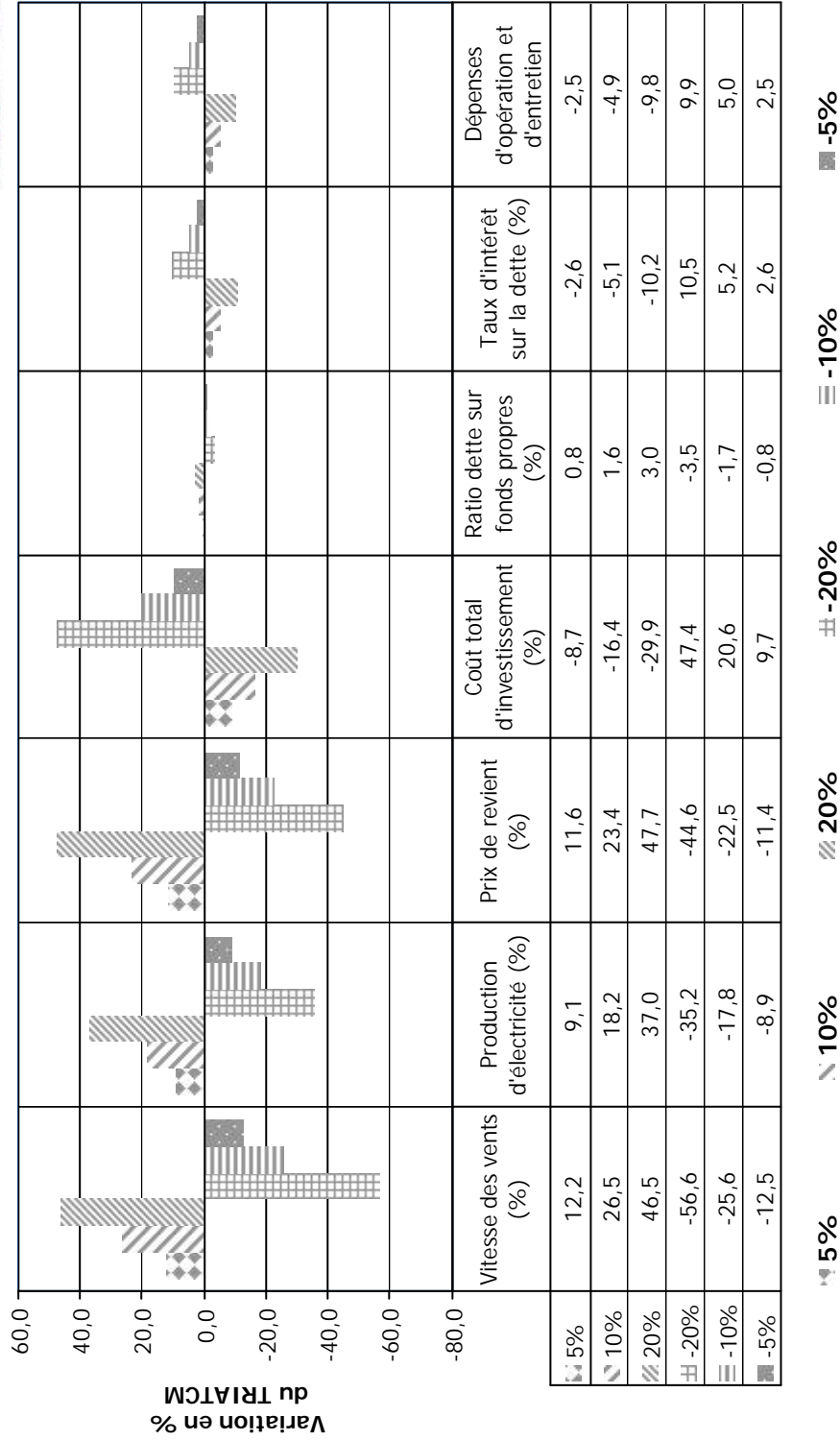


Figure 4.2 : Résultats de la sensibilité du TRIATCM après taxes sur le capital et municipales à la variation de sept paramètres

Vitesse des vents				
Scénario	Facteur d'ajustement (%)	Production d'électricité (MWh)	TRIATCM 25 ans (%)	Variation du TRIATCM (%)
Variation considérée -20%	-32	228 580	6,5	-56,6
Variation considérée -10%	-15	289 106	11,1	-25,6
Variation considérée -5%	-7	314 466	13,1	-12,5
Variation considérée	0	338 136	15,0	0,0
Variation considérée 5%	7	360 791	16,8	12,2
Variation considérée 10%	14	386 828	19,0	26,5
Variation considérée 20%	25	422 332	22,0	46,5

Tableau 4.5 : Sensibilité du TRIATCM à une variation de la vitesse des vents

Production d'électricité			
Scénario	Valeur (\$)	TRIATCM 25 ans (%)	Variation du TRIATCM (%)
Variation considérée -20%	270 509	9,7	-35,2
Variation considérée -10%	304 322	12,3	-17,8
Variation considérée -5%	321 229	13,7	-8,9
Variation considérée	338 136	15,0	0,0
Variation considérée 5%	355 043	16,3	9,1
Variation considérée 10%	371 950	17,7	18,2
Variation considérée 20%	405 763	20,5	37,0

Tableau 4.6 : Sensibilité du TRIATCM à une variation de la production d'électricité

Prix de revient					
Scénario	Prix 1 (%)	Prix 2 (%)	Prix 3 (%)	TRIATCM 25 ans (%)	Variation du TRIATCM (%)
Variation considérée -20%	5,74	0,00	0,00	8,3	-44,6
Variation considérée -10%	6,46	0,00	0,00	11,6	-22,5
Variation considérée -5%	6,82	0,00	0,00	13,3	-11,4
Variation considérée	7,18		0,00	15,0	0,0
Variation considérée 5%	7,54	0,00	0,00	16,7	11,6
Variation considérée 10%	7,90	0,00	0,00	18,5	23,4
Variation considérée 20%	8,62	0,00	0,00	22,1	47,7

Tableau 4.7 : Sensibilité du TRIATCM à une variation du prix de revient

Coût total d'investissement					
Scénario	Fonds propres (\$)	Dettes (\$)	Subvention (\$)	TRIATCM 25 ans (%)	Variation du TRIATCM (%)
Variation considérée -20%	40 320	94 080	0	22,1	47,4
Variation considérée -10%	45 360	105 840	0	18,1	20,6
Variation considérée -5%	47 880	111 720	0	16,4	9,7
Variation considérée	50 400	117 600	0	15,0	0,0
Variation considérée 5%	52 920	123 480	0	13,7	-8,7
Variation considérée 10%	55 440	129 360	0	12,5	-16,4
Variation considérée 20%	60 480	141 120	0	10,5	-29,9

Tableau 4.8 : Sensibilité du TRIATCM à une variation du coût total d'investissement

Dépenses d'opération et d'entretien			
Scénario	Valeur (\$)	TRIATCM 25 ans (%)	Variation du TRIATCM (%)
Variation considérée -20%	4 004	16,5	9,9
Variation considérée -10%	4 504	15,7	5,0
Variation considérée -5%	4 754	15,4	2,5
Variation considérée	5 004	15,0	0,0
Variation considérée 5%	5 255	14,6	-2,5
Variation considérée 10%	5 505	14,3	-4,9
Variation considérée 20%	6 005	13,5	-9,8

Tableau 4.9 : Sensibilité du TRIATCM à une variation des dépenses d'opération et d'entretien

Taux d'intérêt sur la dette			
Scénario	Valeur (%)	TRIATCM 25 ans (%)	Variation du TRIATCM (%)
Variation considérée -20%	6,4	16,6	10,5
Variation considérée -10%	7,2	15,8	5,2
Variation considérée -5%	7,6	15,4	2,6
Variation considérée	8,0	15,0	0,0
Variation considérée 5%	8,4	14,6	-2,6
Variation considérée 10%	8,8	14,2	-5,1
Variation considérée 20%	9,6	13,5	-10,2

Tableau 4.10 : Sensibilité du TRIATCM à une variation du taux d'intérêt sur la dette

Ratio dette sur fonds propres				
Scénario	Fonds propres (\$)	Dette (\$)	TRIATCM 25 ans (%)	Variation du TRIATCM (%)
Variation considérée -20%	58 605	109 395	14,5	-3,5
Variation considérée -10%	54 194	113 806	14,7	-1,7
Variation considérée -5%	52 228	115 772	14,9	-0,8
Variation considérée	50 400	117 600	15,0	0,0
Variation considérée 5%	48 696	119 304	15,1	0,8
Variation considérée 10%	47 103	120 897	15,2	1,6
Variation considérée 20%	44 211	123 789	15,4	3,0

Tableau 4.11 : Sensibilité du TRIATCM à une variation du ratio dette sur fonds propres

5.0 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUVANT DÉCOULER DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE

La filière éolienne compte parmi ses nombreux avantages le niveau relativement élevé des retombées économiques découlant de la réalisation et de l'exploitation des parcs éoliens. Ceci s'explique entre autre par le fait qu'il est relativement facile de localiser la fabrication et l'assemblage de certaines composantes d'éoliennes. Une localisation de la fabrication et de l'assemblage des éoliennes nécessite toutefois un volume minimal afin d'intéresser les fabricants à maximiser les retombées économiques. La section 5.1 traitera donc des retombées économiques possibles en termes quantitatifs, plus précisément en termes d'emplois, de valeur ajoutée et de fiscalité résultant du déploiement de la filière éolienne à grande échelle et ce, selon deux scénarios.

Par ailleurs, la section 5.2 traitera de retombées et autres considérations économiques de nature qualitative pouvant découler d'un déploiement de la filière éolienne à très grande échelle.

5.1 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES EN TERMES QUANTITATIFS

Comme exprimé plus haut, il est possible d'anticiper une localisation de la fabrication de certaines composantes d'éoliennes, voire à leur assemblage au Québec, si le volume le justifie.

D'ailleurs, suite au *Décret gouvernemental no. 352-2003* du 5 mars 2003, Hydro-Québec Distribution lançait le 12 mai 2003, un appel d'offres pour la réalisation de 1 000 MW de puissance éolienne installée au Québec. Entre autres conditions, cet appel d'offres impose la maximisation des retombées économiques dans la municipalité régionale de comté de Matane et dans la région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine en matière d'emplois et d'investissement, incluant notamment l'implantation des installations d'assemblage des turbines éoliennes et des parcs éoliens dans cette région, et un contenu local minimum, toujours dans cette même région, correspondant à :

- 40 % des coûts globaux pour les premiers 200 MW requis au plus tard le 1^{er} décembre 2006;
- 50 % des coûts globaux pour les 100 MW requis au plus tard le 1^{er} décembre 2007;
- 60 % des coûts globaux pour les autres MW requis subséquentement.

Selon les positions énoncées par les principaux manufacturiers d'éoliennes et certains promoteurs, il appert que l'atteinte de ces taux d'intégration à l'économie locale soit possible pour des volumes minimaux variant de 500 MW à 1 000 MW.

Par ailleurs, il est évident qu'un volume plus important que 1 000 MW résulterait en un taux d'intégration encore plus élevé.

Afin de quantifier le potentiel des retombées économiques résultant de la filière éolienne, HéliMAX a retenu les services de Monsieur Jean-Claude Thibodeau¹⁰ afin de coordonner l'utilisation du modèle intersectoriel du Québec dans le but de mesurer les retombées économiques pour deux scénarios de déploiement de la filière éolienne, soit 1 000 MW (scénario de base déjà lancé par l'appel d'offre récent d'Hydro-Québec Distribution) et 4 000 MW de puissance nominale (scénario hypothétique plus ambitieux).

Les hypothèses retenues et fournies à M. Thibodeau pour fins de ces modélisations sont résumées dans les tableaux 5.1 à 5.3.

Hypothèses	Scénario	
	1	2
Puissance installée (MW)	1 000	4 000
Nombre de parcs	8	20
Taille moyenne des parcs (MW)	125	200
Taille moyenne des éoliennes (MW)	2	3
Nombre d'éoliennes par parc	62,5	66,7
Nombre total d'éoliennes	500	1 333

Tableau 5.1 : Hypothèses de base pour la modélisation des retombées économiques

10.M. Thibodeau détient une maîtrise en science économique de l'Université Laval et un doctorat de 3^e cycle de l'université de Strasbourg. Entre autres fonctions, M. Thibodeau a occupé le poste de directeur de l'INRS-Urbanisation de 1975 à 1997.

Composante et sous composante	Coût par unité d'éolienne		Contenu québécois	
	Par éolienne de 2 MW - Scénario 1 000 MW (\$)	Par éolienne de 3 MW - Scénario 4 000 MW (\$)	Scénario 1 000 MW (%)	Scénario 4 000 MW (%)
1. Ingénierie et gestion	74	98	100	100
2. Dépenses tangibles de construction	3 001	3 967		
2.1 Achat de turbines, érection et transport	2 481	3 279		
Turbines et système de contrôles (59,8% de 2.1)	1 483	1 961	20	40
Tours (13,8% de 2.1)	342	452	100	100
Pales (15% de 2.1)	372	492	100	10
Mise en service	incl.	incl.	incl.	incl.
Érection (6,0% de 2.1)	149	197	100	100
Transport (3,6% de 2.1)	89	117	80	90
Version nordique (1,8% de 2.1)	45	60	70	80
2.2 Travaux civils	243	321		
Chemin d'accès, aire pour la grue et entreposage	56	74	100	100
Tranchées pour les câbles électriques	38	50	100	100
Bâtiment pour le poste électrique et les contrôles	9	12	100	100
Fondations (turbines et transformateur)	136	180	100	100
Paysagement	4	5	100	100
2.3 Equipements et câblage de la turbine	146	193		
Terminaisons électriques	11	15	100	100
Boîte de couplage et disjoncteur	84	112	70	75
Câble moyenne tension	12	16	100	100
Transformateur de puissance	38	50	100	100
2.4 Raccordement au réseau	101	133		
Poste électrique	63	83	70	70
Ligne de surface	32	42	100	100
Communication	6	8	75	75
2.5 Contrôles	19	25		
SCADA	incl.	incl.	incl.	incl.
Tour anémométrique permanente	19	25	95	95
2.6 Autres dépenses tangibles	11	15		
Inventaire initial de pièce de rechange	6	8	30	60
Formation	3	4	90	100
Balisage	2	3	50	50
3. Dépenses non tangibles (incluant)	162	214	90	90
Frais de développement				
Frais légaux				
Frais de financement				
Caution, assurance devise, ...				
4. Contingence (10% sur tout sauf l'item 2.1)	76	100	50	70
Total (moyenne pondérée)	3 313	4 378	60	70

Tableau 5.2 : Hypothèses sur la ventilation du coût de construction d'un projet éolien et son contenu québécois (millier \$2004)
Scénarios de 1 000 MW et 4 000 MW

Composante et sous composantes	Coût par unité d'éolienne		Contenu québécois	
	Par éolienne de 2 MW (Scénario 1 000 MW) (\$)	Par éolienne de 3 MW (Scénario 4 000 MW) (\$)	Scénario 1 000 MW (%)	Scénario 4 000 MW (%)
1. Entretien planifié et imprévu et fond de réserve	41,8	55,3		
1.1 Pièces	25,1	33,2	30	60
1.2 Main-d'œuvre	16,7	22,1	100	100
2. Autre dépenses d'opération	56,7	74,9		
2.1 Taxes municipales (en lieu de taxes)	14,2	18,8	100	100
2.2 Royauté (terrain et municipalité)	9,5	12,5	100	100
2.3 Assurances	19,0	25,1	50	50
2.4 Entretien poste et ligne de raccordement	1,6	2,2	100	100
2.5 Administration et gestion	12,4	16,3	100	100
Total (moyenne pondérée)	98,5	130,2	72,5	80,2

Tableau 5.3 : Hypothèses sur la ventilation du coût d'exploitation d'un projet éolien et son contenu québécois (millier \$2004) Scénarios de 1 000 MW et 4 000 MW

5.1.1 Justification des hypothèses

Les hypothèses fournies aux tableaux 5.2 et 5.3 proviennent entre autre de la littérature spécialisée mais plus particulièrement des banques de données et de l'expérience d'Hélimax.

En ce qui concerne le contenu québécois lors de la phase réalisation des projets, le premier et le second scénario misent respectivement sur un taux d'intégration de 60 % et 70 %. Dans le cas du premier scénario, le taux d'intégration pondéré imposé par décret gouvernemental pour l'ensemble des 1 000 MW est de 55 %. Ce taux minimum doit toutefois être atteint pour la MRC de Matane et la Région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. Toutes les retombées au Québec, à l'extérieur de cette région, augmenteraient d'autant le taux pondéré moyen de 55 %. Dans les circonstances, il nous apparaît raisonnable d'utiliser un taux d'intégration de 60 % pour l'ensemble du territoire du Québec.

En ce qui concerne le taux d'intégration de 70 % utilisé pour le deuxième scénario, nous avons émis l'hypothèse que le pourcentage de la valeur des composantes d'une éolienne

achetées au Québec passerait de 20 % à 40 % dans le cas où le volume d'achat augmentait de 1 000 MW à 4 000 MW.

Pour ce qui est des taux d'intégration des dépenses lors de la phase exploitation, ces derniers ont été établis à 72,5 % et 80,2 % pour le premier et le second scénario respectivement. Encore ici, nous avons émis l'hypothèse selon laquelle la valeur des pièces de rechange en provenance du Québec passait de 30 % à 60 % dans le cas où le volume réalisé passait de 1 000 MW à 4 000 MW.

5.1.2 Résultats de la modélisation

L'étude de modélisation des retombées économiques réalisée par M. Thibodeau est fournie à l'annexe B.

Les tableaux 5.4 et 5.5 résument l'essentiel des résultats de cette étude.

Scénario de 1 000 MW

Investissement total (\$ 2004) : 1 655 500 000

Énergie produite (TWh selon un facteur de 35 % / année): 3,07

Catégorie	Niveau des retombées				
	Effets directs	Effets indirects	Sous total des effets directs et indirects	Effets induits	Effets totaux
Phase construction					
Main d'oeuvre (personne année)	1 378	7 706	9 084	2 028	11 112
Personnes année / million \$ d'investissement	0,8	4,7	5,5	1,2	6,7
Personnes année / MW de puissance	1,4	7,7	9,1	2,0	11,1
Valeur ajoutée (\$ 000)	86 283	513 438	599 721	139 267	738 988
Taxes indirectes	0	9 013	9 013	2 906	11 919
Revenus gouvernement Québec	12 375	84 384	96 759	13 880	110 639
Revenus gouvernement fédéral	5 818	38 924	44 742	6 412	51 154
Phase exploitation					
Main d'oeuvre (personne année)	105	187	292	81	373
Personnes année / TWh généré	34,2	60,9	95,1	26,4	121,5
Valeur ajoutée (\$ 000)	20 150	12 285	32 435	5 594	38 029
Taxes indirectes (\$ 000)	0	1 012	1 012	116	1 128
Revenus gouvernement du Québec (\$ 000)	1 646	2 524	4 170	558	4 728
Revenus gouvernement fédéral (\$ 000)	908	1 137	2 045	257	2 302
Total construction et 25 années d'exploitation					
Main d'oeuvre (personne année)	4 003	12 381	16 384	4 053	20 437
Valeur ajoutée (\$ 000)	590 033	820 563	1 410 596	279 117	1 689 713
Taxes indirectes (\$ 000)	0	34 313	34 313	5 806	40 119
Revenus gouvernement du Québec (\$ 000)	53 525	147 484	201 009	27 830	228 839
Revenus gouvernement fédéral (\$ 000)	28 518	67 349	95 867	12 837	108 704

Tableau 5.4 : Impact économique sur l'ensemble du Québec de la construction et l'exploitation de huit parcs d'éoliennes totalisant 1 000 MW

Scénario de 4 000 MW

Investissement total (\$ 2004) : 5 830 100 000

Énergie produite (TWh selon un facteur de 35 % / année) : 12,26

Catégorie	Niveau des retombées				
	Effets directs	Effets indirects	Sous total des effets directs et indirects	Effets induits	Effets totaux
Phase construction					
Main d'oeuvre (personne année)	4 920	31 906	36 826	8 312	45 138
Personnes année / million \$ d'investissement	0,8	5,5	6,3	1,4	7,7
Personnes année / MW de puissance	1,2	8,0	9,2	2,1	11,3
Valeur ajoutée (\$ 000)	308 792	2 127 250	2 436 042	570 060	3 006 102
Taxes indirectes (\$ 000)	0	35 348	35 348	11 910	47 258
Revenus gouvernement du Québec (\$ 000)	44 830	334 385	379 215	56 889	436 104
Revenus gouvernement fédéral (\$ 000)	21 455	161 459	182 914	26 286	209 200
Phase Exploitation					
Main d'oeuvre (personne année)	372	660	1 032	291	1 323
Personnes année / TWh généré	30,3	53,8	84,2	23,7	107,9
Valeur ajoutée (\$000)	71 179	43 322	114 501	19 977	134 478
Taxes indirectes (\$ 000)	0	3 566	3 566	417	3 983
Revenus gouvernement du Québec (\$ 000)	5 807	8 899	14 706	1 991	16 697
Revenus gouvernement fédéral (\$ 000)	3 204	4 011	7 215	919	8 134
Total construction et 25 années d'exploitation					
Main d'oeuvre (personne année)	14 220	48 406	62 626	15 587	78 213
Valeur ajoutée (\$ 000)	2 088 267	3 210 300	5 298 567	1 069 485	6 368 052
Taxes indirectes (\$ 000)	0	35 348	35 348	11 910	47 258
Revenus gouvernement du Québec (\$ 000)	190 005	556 860	746 865	106 664	853 529
Revenus gouvernement fédéral (\$ 000)	101 555	261 734	363 289	49 261	412 550

Tableau 5.5 : Impact économique sur l'ensemble du Québec de la construction et l'exploitation de vingt parcs d'éoliennes totalisant 4 000 MW

5.2 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES EN TERMES QUALITATIFS

La filière éolienne génère plusieurs avantages économiques difficilement quantifiables. En effet, en plus des avantages économiques clairement quantifiés dans la section 5.1, les avantages présentés aux sections 5.2.1 à 5.2.8 devraient être pris en compte dans l'évaluation des retombées de la filière.

5.2.1 Développement régional et industriel

La filière éolienne peut servir d'outil de développement régional et de diversification de l'économie dans certaines régions comme la Gaspésie. D'ailleurs, l'appel d'offre d'Hydro-Québec Distribution de 1 000 MW de puissance éolienne présentement en cours résultera obligatoirement en des retombées économiques significatives pour la MRC de Matane et la région administrative de la Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine.

5.2.2 Complémentarité avec l'industrie touristique

Les parcs éoliens peuvent avoir un impact négatif sur le paysage et par conséquent sur l'industrie touristique de cer-

taines régions comme la Gaspésie. Il a toutefois été démontré qu'à Cap-Chat, le projet le Nordais génère des retombées touristiques non négligeables.

Ceci s'explique pas la fascination et l'appui de la population pour la filière éolienne. Par conséquent, des parcs bien configurés et répartis sur un grand territoire (afin d'éviter une saturation) devraient avoir un impact positif plutôt que négatif sur l'industrie touristique.

5.2.3 Développement de l'expertise et leadership québécois sur l'échiquier nord-américain

Après l'Europe, il semble que la croissance la plus forte de la filière éolienne au cours des dix prochaines années se fera sentir en Amérique du Nord plus que n'importe où ailleurs. Pour cette raison, plusieurs entreprises européennes (fabricants de turbines éoliennes et de leurs composantes, développeurs, consultants spécialisés, ...) considèrent s'implanter en Amérique du Nord afin de poursuivre leur croissance de la dernière décennie.

Une politique favorable à un déploiement à grande échelle de la filière éolienne au Québec, combinée au présent appel d'offre pour 1 000 MW (lequel requiert un haut taux d'intégration et l'assemblage d'éoliennes en Gaspésie) pourrait amener des entreprises étrangères de pointe à favoriser le Québec comme plaque tournante de la filière éolienne en Amérique du Nord.

5.2.4 Exportation de biens et services

Comme pour la filière hydroélectrique, il est certain qu'une industrie éolienne bien intégrée à l'économie québécoise résulterait en des occasions réelles et majeures d'exportation de biens et services dans toute l'Amérique du Nord et sur la scène internationale.

5.2.5 Évitement/réduction des émissions de GES

Plutôt que d'accroître ses émissions de polluants, incluant les gaz à effet de serre, l'utilisation à grande échelle de la filière éolienne, combinée au parc de centrales hydroélectriques du Québec, placerait la province dans une position de force par rapport au bilan environnemental. La vente de crédits carbone pourrait même être un bénéfice économique éventuel découlant de la réalisation de parcs éoliens (plutôt qu'un handicap dans le cas des centrales thermiques).

5.2.6 Complémentarité hydro-éolien

Le Québec se trouve dans une position unique par rapport aux possibilités d'exploiter la filière éolienne à grande échelle. Non seulement bénéficie-t-il d'un très grand territoire riche en vent mais en plus, il bénéficie d'une capacité très importante de stockage par l'entremise de ses réservoirs hydrauliques.

Optimisé à l'extrême, le potentiel combiné de l'hydroélectricité et de l'éolien donne au Québec la possibilité de développer de manière unique en Amérique du Nord un potentiel éolien de très grande qualité.

5.2.7 Autosuffisance et sécurité énergétique

La filière éolienne n'est désormais plus une filière énergétique marginale. Avec son énorme potentiel, le Québec peut maintenant compter sur cette filière indigène pour assurer une partie non négligeable de la croissance de la demande en électricité de la province et ce, tout en s'assurant une autonomie énergétique sans aucune dépendance en combustible importé.

5.2.8 Stabilité des prix et diversification du portefeuille

La filière éolienne est plus coûteuse que la filière thermique à construire (sur une base de dollars par MW de puissance nominale) mais beaucoup moins chère à exploiter (le combustible n'étant pas requis).

Cette particularité fait en sorte que le prix de revient de la filière éolienne, quel qu'il soit, peut être garanti pour la durée de vie d'un projet (25 ans), seuls les frais d'entretien pouvant influencer légèrement sur son évolution dans le temps.

Par opposition, le prix de revient des filières thermiques dépend très fortement du prix du combustible, lequel ne peut pas être garanti à moyen et long terme.

6.0 COMPÉTENCES ET RÉALISATIONS D'HÉLIMAX

Hélimax Énergie est un consultant indépendant spécialisé en énergie éolienne engagé à offrir les services de pointe les plus performants et les mieux adaptés aux besoins de ses clients sur la scène nationale et internationale. Dans ce domaine, Hélimax se démarque comme la principale firme au Canada et est reconnu à travers le monde. L'équipe oeuvre depuis 6 ans, et son président depuis plus de 10 ans, dans l'industrie éolienne au Québec, au Canada et à l'international. En ce moment, Hélimax participe activement avec ses clients au développement de plus de 5 000 MW de capacité dans le monde, dont plus de 1 000 MW au Québec. Son expérience pratique dans le développement de projets, ses compétences techniques et sa maîtrise des outils météorologiques les plus avancés de l'industrie rendent le travail d'Hélimax unique. L'excellence du travail d'Hélimax est d'ailleurs reconnue par ses clients qui comprennent des producteurs privés d'électricité, des distributeurs, des agences gouvernementales, des organismes sans but lucratif, des financiers, et des firmes d'avocats.

L'équipe d'Hélimax offre une gamme complète de services reliés au développement de projets éoliens. Elle effectue par exemple des études stratégiques, des plans d'affaires, la cartographie des vitesses de vents, des études de faisabilité techniques, environnementales et financières, la configuration de parcs et l'analyse de potentiel éolien. En outre, Héli-

max se démarque de ses concurrents par sa spécialisation dans la prospection visant à identifier les meilleurs sites et dans l'analyse de la ressource éolienne. Hélimax identifie pour ses clients, tels que Trans Canada, Shell Canada, Hydro Québec, Manitoba Hydro, BC Hydro, Kruger, ABB New Ventures, Innergex et GREP, les meilleurs sites pour le développement de leurs projets. Pour ce faire, Hélimax identifie les sites les mieux adaptés aux besoins de ses clients en commençant par la production d'une carte de vitesse des vents à mésoéchelle de la région considérée. Après avoir produit la carte mésoéchelle, Hélimax détermine les meilleures régions pour le développement de projets en considérant les zones aménageables. Enfin, en se basant sur les caractéristiques de la ressource, Hélimax calcule un prix de revient pour le projet en kWh. C'est ce type de travail qui donne une valeur ajoutée à ses projets.

Le tableau 6.1 présente les cartes à mésoéchelle produites par Hélimax et spécifie à la fois en quoi la production de la carte a été utile et comment cette dernière a été utilisée.

Région de la carte mésoéchelle	But	Actions suivantes	Client
Continent africain	Identifier les pays ayant le meilleur gisement éolien et les meilleurs environnements législatif, réglementaire, politique, et énergétique.	Élaboration d'un plan d'action stratégique de déploiement de l'énergie éolienne dans les 15 pays avec le meilleur environnement.	Banque africaine de Développement et Agence canadienne de développement international
Région de Terre Neuve	Identifier les meilleurs sites potentiels pour un projet.	Développement d'un projet de 50 MW.	Producteur privé d'électricité
Nouvelle-Écosse	Identifier les meilleurs sites potentiels pour un projet.	Soumission à un appel d'offre avec deux projets.	Producteur privé d'électricité
Région du Nouveau-Brunswick	Identifier les meilleurs sites potentiels pour un projet.	Développement d'un projet	Producteur privé d'électricité
Région du Manitoba (au sud du 54 ^e parallèle)	Connaître le potentiel éolien et trouver les meilleurs sites.	Développement de projet	Manitoba Hydro
2 régions de Colombie-Britannique	Quantifier la ressource éolienne et identifier les meilleurs sites.		BC Hydro

Tableau 6.1 Projets et clients pour lesquels Hélimax a réalisé une carte des vents à mésoéchelle et a évalué des prix de revient par kWh

ANNEXE A – EXEMPLE DE CALCUL DU MODÈLE *HMFINANCE*

SUMMARY ASSUMPTIONS and RESULTS

HM-Finance



PROJECT IDENTIFICATION	
Project Title :	Régie de l'énergie
Date / Version :	14-04-2004
Scenario :	
Currency & Reference Year :	2007-2008 \$ Cdn
Province / State :	Québec
Country :	Canada

SOURCES OF FUNDS (000's 2007-2008 \$ Cdn)	
Total Project Cost	168 000
Equity amount	50 400
Equity percent	30,0%
Debt amount	117 600
Debt percent	70,0%
Grant amount	
Grant percent	

USES OF FUNDS (000's 2007-2008 \$ Cdn)	
Total Project Cost	168 000
Total Project Cost per MW	1 680
Hard Costs (sub-total)	161 234
Wind Turbines (CIF site)	161 234
Tower (CIF site)	
Balance of Plant/EPCM/Start-up	
Interconnection	
Others	
Contingency	
Soft Costs (sub-total)	6 766
Development Expenses	
Developer Fees	
Legal Fees	
Financing Fees	
Due Diligence	
Interest during Construction	
Debt Reserve Fund	6766
Working Capital	
Contingency	

PROJECT DESCRIPTION	
Number of turbines	33
Turbine rating	3 000 kW
Project nominal capacity	100 MW
Use factor	38,6%
Net average output	338 136 MWh
Project life	25 years
Start of commercial operation	2004
Adjustment factor - year 1	90%
Adjustment factor - year 2	100%

RETURN TO EQUITY INVESTORS & DCR				
	After Cap.Mun.Tax I R R	Nb of yrs	BTIRR	ACMTIRR
	25 years	25	15,2%	15,0%
		20	13,9%	13,6%
		15	9,2%	8,8%
		10	2,6%	1,9%
				Average
		Year 1	Year 2	Yr 1 to 5
Aggregate debt coverage ratio		1,2	1,4	1,4

SOURCES OF REVENUES (000's 2007-2008 \$ Cdn)			
	Rate 1	Rate 2	Rate 3
Electricity rates (¢/kWh)	7,18		
Indexation rate	2,10%		
Duration	25		
Subsidies/incentives rates (¢/kWh)			
Indexation rate			
Duration			
Green and carbon credit revenues			
Indexation rate			
Duration			
Reserve amount	6 766 \$ Cdn /yr		
Interest rate on reserve	2,00%		
Interest revenues from reserve	135 \$ Cdn /yr		

ANNUAL O & M EXPENSES (000's 2007-2008 \$ Cdn)				
O & M Expenses	Per kWh	Per Turbine	In total	
Total	0,0148	150	5004	
Inflation rate	2,10%			
Royalties & Asset Mana.	% of Elec. sales	% of sub./incen.	% of credits	Amount per turbine
Total				
Property Tax Rate (Municipal)	3,00%			
Nominal rate (\$ / 1000 book value)		\$ Cdn /yr		

FINANCING ASSUMPTIONS (000's 2007-2008 \$ Cdn)	
Debt 1	117 600
Debt amount	117 600
Term (years)	15
Total number of payments	60
Interest rate (fixed)	8,00%
Debt payment per period	3 383
Annual debt payment	13 532

TAX ASSUMPTIONS			
Low/Upper Bracket Tax Limit	If <	If =>	
Federal Tax Rate			
Québec Tax Rate			
Québec Capital Tax Rate	0,600%	Exemp.	
Federal Capital Tax Rate	0,225%	Exemp.	50 000

TAX & BOOK DEPRECIATION (000's 2007-2008 \$ Cdn)				
Category / Class	% of Project Cost	Initial Balance	TAX Rate	BOOK Rate
Class 43.1				
Electrical costs				
Civil costs				
Others				
Other 1				
Other 2				
Total				

CASHFLOW & INCOME STATEMENT

HM-Finance

Year		1 2004	2 2005	3 2006	4 2007	5 2008	6 2009	7 2010	8 2011	9 2012	10 2013	11 2014	12 2015
GROSS REVENUES		21 986	24 923	25 444	25 975	26 518	27 072	27 638	28 215	28 805	29 407	30 022	30 649
Annual Energy Production (MWh)	338 136	304 322	338 136	338 136	338 136	338 136	338 136	338 136	338 136	338 136	338 136	338 136	338 136
Electricity sales revenues		21 850	24 788	25 309	25 840	26 383	26 937	27 502	28 080	28 670	29 272	29 886	30 514
Subsidies/incentives revenues													
Green and carbon credits revenues													
Reserve Interest and Reimbursement		135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Project residual value													
O & M EXPENSES		5 004	5 110	5 217	5 326	5 438	5 552	5 669	5 788	5 910	6 034	6 160	6 290
O & M Expenses		5 004	5 110	5 217	5 326	5 438	5 552	5 669	5 788	5 910	6 034	6 160	6 290
Royalties & Asset Management													
GROSS OPERATING REVENUES (before municipal tax)		16 981	19 814	20 227	20 649	21 080	21 520	21 969	22 427	22 895	23 373	23 861	24 360
Municipal property tax rate (if applicable)	0,03	660	748	763	779	796	812	829	846	864	882	901	919
GROSS OPERATING REVENUES		16 322	19 066	19 464	19 870	20 284	20 707	21 140	21 581	22 031	22 491	22 961	23 440
Annual debt payment		13 532	13 532	13 532	13 532	13 532	13 532	13 532	13 532	13 532	13 532	13 532	13 532
Debt coverage ratio		1,21	1,41	1,44	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,63	1,66	1,70	1,73
Provincial capital tax rate	0,60%	1 008	983	955	925	893	858	820	779	734	686	634	578
Interest costs		9 283	8 932	8 553	8 143	7 698	7 217	6 697	6 133	5 523	4 863	4 149	3 375
Capital reimbursement		4 250	4 600	4 979	5 390	5 834	6 315	6 836	7 399	8 009	8 669	9 384	10 157
CASHFLOWS FOR BTIRR CALCULATION	(50 400)	1 781	4 551	4 976	5 412	5 859	6 317	6 787	7 270	7 764	8 272	8 794	9 330
BTIRR % - 25 yrs		15,2%											
NET PRE-TAX INCOME		6 031	9 151	9 956	10 802	11 693	12 632	13 623	14 669	15 773	16 941	18 178	19 487
Tax Depreciation													
Taxable Income		6 031	9 151	9 956	10 802	11 693	12 632	13 623	14 669	15 773	16 941	18 178	19 487
Federal income tax													
Provincial income tax													
Total tax													
AFTER TAX REVENUE		6 031	9 151	9 956	10 802	11 693	12 632	13 623	14 669	15 773	16 941	18 178	19 487
Federal capital tax	0,2250%	266	256	246	234	222	209	195	180	163	145	125	104
Capitalization	50 400												
Capital reimbursement		4250	4600	4979	5390	5834	6315	6836	7399	8009	8669	9384	10157
AVAILABLE CASHFLOWS FOR DISTRIBUTION	(50 400)	1 516	4 295	4 731	5 178	5 637	6 108	6 592	7 090	7 601	8 127	8 668	9 225
ACM TIRR % - 25 yrs		15,0%											



13 2016	14 2017	15 2018	16 2019	17 2020	18 2021	19 2022	20 2023	21 2024	22 2025	23 2026	24 2027	25 2028
31 290	31 944	32 612	39 925	33 855	34 566	35 292	36 033	36 790	37 563	38 351	39 157	39 979
338 136 31 155	338 136 31 809	338 136 32 477	338 136 33 159	338 136 33 855	338 136 34 566	338 136 35 292	338 136 36 033	338 136 36 790	338 136 37 563	338 136 38 351	338 136 39 157	338 136 39 979
135	135	135	6 766									
6 422	6 557	6 694	6 835	6 979	7 125	7 275	7 427	7 583	7 743	7 905	8 071	8 241
6 422	6 557	6 694	6 835	6 979	7 125	7 275	7 427	7 583	7 743	7 905	8 071	8 241
24 868	25 388	25 918	33 090	26 877	27 441	28 018	28 606	29 207	29 820	30 446	31 086	31 738
939	958	978	1 198	1 016	1 037	1 059	1 081	1 104	1 127	1 151	1 175	1 199
23 930	24 429	24 940	31 892	25 861	26 404	26 959	27 525	28 103	28 693	29 296	29 911	30 539
13 532 1,77	13 532 1,81	13 532 1,84										
517 2 538 10 995	451 1 631 11 901	380 650 12 882	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
9 880	10 446	11 027	31 590	25 559	26 102	26 656	27 222	27 801	28 391	28 993	29 608	30 237
20 875	22 347	23 909	31 590	25 559	26 102	26 656	27 222	27 801	28 391	28 993	29 608	30 237
20 875	22 347	23 909	31 590	25 559	26 102	26 656	27 222	27 801	28 391	28 993	29 608	30 237
20 875	22 347	23 909	31 590	25 559	26 102	26 656	27 222	27 801	28 391	28 993	29 608	30 237
81	57	30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10995	11901	12882										
9 799	10 389	10 998	31 589	25 558	26 101	26 655	27 222	27 800	28 390	28 992	29 608	30 236

ANNEXE B – ANALYSE DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE DEUX
SCÉNARIOS DE PROJETS FONDÉS SUR LE POTENTIEL D'ÉNERGIE
ÉOLIENNE AU QUÉBEC

**ANALYSE DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE DEUX SCÉNARIOS DE
PROJETS FONDÉS SUR LE POTENTIEL D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU
QUÉBEC**

Préparé par: Jean-Claude Thibodeau

Pour Hélimax Énergie inc.

Avril 2004

TABLE DES MATIÈRES

1.0	INTRODUCTION.....	1
2.0	MÉTHODOLOGIE	1
2.1	Le type de retombées.....	1
2.2	Les retombées au niveau du Québec.....	2
2.3	La description des scénarios de projets préparée par Hélimax.....	2
3.0	LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE LA CONSTRUCTION DES PARCS D'ÉOLIENNES.....	2
3.1	PREMIER SCÉNARIO – 1000 MW.....	2
3.2	SECOND SCÉNARIO – 4 000 MW	6
4.0	LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES EN PHASE D'EXPLOITATION	9
4.1	PREMIER SCÉNARIO – 1 000 MW.....	9
4.2	SECOND SCÉNARIO – 4 000 MW	11
5.0	VISION SYNTHÈSE DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES	13
	Annexe 1	14

1.0 INTRODUCTION

Dans le cadre des audiences de la Régie de l'Énergie, Hélimax Énergie a reçu le mandat de préparer un certain nombre de scénarios concernant le potentiel énergétique éolien du Québec. Dans le cadre de ce mandat, on nous a demandé de faire l'analyse des retombées économiques de différents scénarios. En fait, deux scénarios ont été retenus, soit un premier scénario basé sur huit parcs ayant un potentiel total de 1 000 MW et un second scénario basé sur vingt parcs ayant un potentiel total de 4 000 MW. Dans chacun de ces scénarios, les retombées économiques seront analysées pour deux phases de ces projets, soit la phase construction et la phase opération. Pour chacun de ces scénarios, bien que nous devons assumer que la réalisation des projets risque de s'étaler sur plus d'une année et qu'ils seront vraisemblablement dispersés dans l'espace québécois, nous considérerons un coût moyen de construction en dollars 2004, valable dans le temps et dans l'espace. Et pour la phase exploitation, nous considérons des coûts moyens valables pour une année moyenne en période de croisière.

2.0 MÉTHODOLOGIE

2.1 Le type de retombées

De façon classique, trois éléments constituent les retombées économiques d'un nouveau projet ou d'un nouvel investissement: les retombées directes, les retombées indirectes et les retombées induites. Ces retombées identifient le nombre de travailleurs équivalent à plein temps en personnes-années, la valeur ajoutée et ses composantes salaires et autres revenus ainsi que les revenus fiscaux.

Durant la phase construction, les retombées directes sont constituées des salaires et avantages versés aux travailleurs et professionnels sur le chantier ainsi que les autres revenus des entreprises qui œuvrent sur le chantier. Or, il est impossible pour le tableau interindustriel de distinguer les emplois qui, dans le cadre d'un contrat, seront sur le site et ceux qui seront dans les bureaux du constructeur. Ainsi, tous les contrats donnés à des constructeurs ou à des firmes d'ingénieurs ou d'architectes sont considérés par le modèle comme des effets indirects. Nous devons donc interpréter le modèle et allouer aux effets directs la plus grande partie de ce type de contrats. Pour la phase d'exploitation, les salaires et gages versés aux travailleurs de l'entreprise et les autres revenus de l'entreprise (amortissement, profit) constituent les effets directs. Ces analyses identifient aussi les retombées fiscales de ces masses salariales et de ces autres revenus.

Les retombées indirectes sont constituées du nombre de travailleurs équivalent à plein temps (en personnes-année), des salaires et gages et des autres revenus¹ liés aux achats de biens et services nécessaires à la construction du projet et qui ne sont pas sur le site. Ces retombées incluent aussi les revenus fiscaux des gouvernements. En phase d'exploitation, les retombées indirectes sont les mêmes éléments concernant les achats de biens et services nécessaires aux opérations de l'entreprise. Par exemple, en phase de construction, on aura besoin d'acheter des biens et services de toutes sortes produits par d'autres entreprises (bois de construction, tour, éoliennes, gravier, etc.). Les montants des achats que nous allons faire dans chacune de ces entreprises incluent des salaires et autres rémunérations de cette entreprise. La somme des salaires et des autres rémunérations que nous allons générer par nos achats dans l'ensemble des entreprises de qui nous allons acheter constitue les retombées indirectes. Il en va de même en phase d'exploitation.

Enfin, il y a les retombées induites. Les salaires directs et indirects (nets d'impôt) calculés précédemment vont à leur tour être dépensés par les ménages en achats de biens et services de toutes sortes (en tenant compte des taux moyens d'épargne des ménages québécois) et donc générer à leur tour des salaires et d'autres rémunérations. La somme de ces salaires et autres rémunérations et le nombre de travailleurs impliqués, ainsi que les revenus fiscaux provenant de ces travailleurs et de ces entreprises, constituent les retombées induites.

¹ Les autres revenus sont définis par rapport à la notion de valeur ajoutée. En économie et en comptabilité nationale, la notion de valeur ajoutée se distingue de la valeur des ventes ou du chiffre d'affaires d'une entreprise dans la mesure où elle exclut la valeur des achats de biens et services achetés à l'extérieur de l'entreprise. En fait, on dit que la valeur ajoutée est constituée de la rémunération des facteurs propres de l'entreprise (travailleurs, gérance, entrepreneur, capital), donc des salaires et des autres revenus (soit la rémunération du capital et les profits).

Les retombées économiques totales d'un projet sont donc la somme des retombées directes, des retombées indirectes et des retombées induites du projet.

Comment procède-t-on pour calculer ces retombées ?

2.2 Les retombées au niveau du Québec

Ces retombées ne peuvent être calculées qu'à travers une matrice complexe de l'ensemble des interrelations économiques à l'intérieur de l'entité spatiale qui nous intéresse. En l'occurrence ici, il s'agit du Québec. Or il existe au Québec ce qu'on appelle le tableau ou le modèle intersectoriel ou interindustriel du Québec. C'est par ce tableau que nous pouvons mesurer les retombées économiques des projets d'éoliennes.

Au point de départ, pour rentrer dans ce modèle nous devons déterminer les paramètres du projet de la façon la plus précise possible. Par exemple, si nous traitons de la phase de construction du projet, il nous faut disposer non seulement du coût total de construction du projet mais encore d'une description aussi précise que possible du vecteur dépenses de cette construction, c'est-à-dire des caractéristiques spécifiques de ce type de construction. En effet, construire une série de maisons, un édifice commercial, une route, un complexe hydro-électrique ou un parc d'éoliennes ne fait appel ni au même nombre, ni au même type de travailleurs, ni au même type d'achats de produits, ni au même rapport salaires / coût des produits par dollar de coût de construction.

Si nous devons omettre de définir ce vecteur et ne donner que le coût total de construction du projet, le modèle interindustriel ne s'inspirerait que du vecteur moyen de la construction au Québec, générant ainsi certainement de très grandes imprécisions et même des erreurs dans le calcul des retombées des projets d'éoliennes. Il en va de même pour la phase exploitation du projet. C'est pourquoi, dans le cadre de la présente étude, la firme Hélimax a pu nous fournir toutes les précisions nécessaires en termes de coûts et de ressources tant pour la phase construction que pour la phase exploitation et ce, afin de mesurer de façon aussi précise que possible les retombées économiques spécifiques des projets de parcs d'éoliennes.

Par ailleurs, pour mesurer les effets induits, il nous faut utiliser un autre modèle : celui de la ventilation de l'impact des dépenses des ménages sur l'emploi, la valeur ajoutée et les rémunérations de facteurs par secteur d'activité économique.

Enfin, il faut ajouter que non seulement le modèle interindustriel indique les retombées globales du projet mais encore qu'il précise dans quels secteurs d'activités les retombées se feront au Québec et dans quels secteurs il y aura des importations. De plus, le modèle précise les retombées fiscales pour les deux niveaux de gouvernement.

2.3 La description des scénarios de projets préparée par Hélimax

Tel qu'esquissé dans l'introduction, le présent mandat d'Hélimax consiste à évaluer le potentiel énergétique éolien selon deux scénarios: un scénario constitué de huit parcs de 125 MW, l'ensemble de ces parcs étant équipés de 500 éoliennes de 2 MW pour un total de 1 000 MW, et un second scénario, beaucoup plus important, constitué de 20 parcs regroupant 1 333 éoliennes de 3 MW, pour un total de 4 000 MW. La firme Hélimax nous a fourni les paramètres spécifiques du vecteur dépenses pour la phase construction et pour la phase exploitation pour chacun de ces scénarios.

Tous les coûts sont exprimés en dollars canadiens de 2004.

3.0 LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE LA CONSTRUCTION DES PARCS D'ÉOLIENNES

3.1 PREMIER SCÉNARIO – 1000 MW

Le tableau 3.1 présente les paramètres de coûts pour la construction des projets du premier scénario. Au total, le coût de construction des projets (en incluant les équipements dans le cadre du premier scénario) s'élèvera à 1,656 milliards de dollars. Environ 75% de ce montant représente la valeur des éoliennes comme telles (incluant le transport et l'érection) alors que les coûts de développement et surtout les coûts de construction proprement dits en représentent 25%. Les éoliennes sont présentement fabriquées à l'étranger, cependant l'assemblage des turbines, la fabrication des tours et des pales ainsi que de certaines autres composantes, de même que le transport pourront être réalisés au Québec. Le contenu québécois équivaldra ainsi à environ 50% du coût des éoliennes. En ce qui concerne le coût de la construction et du développement, Hélimax estime que la main d'oeuvre nécessaire et une partie importante des produits entrant dans la construction proviendront du Québec; dans ce cas, le pourcentage de contenu québécois se situera à environ 85%. Pour l'ensemble de la construction, du développement et des équipements, c'est 60% du coût total (soit environ 990 millions de dollars) qui serviront à acheter des produits et des services au Québec ou à payer des salaires à des travailleurs québécois. L'analyse des retombées économiques directes, indirectes et induites de la construction des parcs d'éoliennes s'est faite à partir de ces paramètres.

**Tableau 3.1: Parcs éoliens - Premier scénario 1000 MW
Ventilation des coûts de construction (\$ Can 2004)**

<i>Composantes</i>	<i>Coûts Unitaires \$000²</i>	<i>Total scénario premier \$000</i>	<i>Pourcentage Québécois 1^{er} scénario</i>	<i>Dépenses au Québec \$000</i>
1. Ingénierie et gestion	74	37 000	100	37 000
2. Dépenses tangibles				
A. Éolienne				
A.1 Turbine et syst.de cnt.	1 483	741 500	20	148 300
A.2 Tours	342	171 000	100	171 000
A.3 Pales	372	186 000	100	186 000
A.4 Mise en service	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.
A.5 Érection	149	74 500	100	74 500
A.6 Transport	89	44 500	80	35 600
A.7 Version nordique	45	22 500	70	15 750
B. Travaux civils				
B.1 Chemin d'accès, aire pour grue et entreposage	56	28 000	100	28 000
B.2 Tranchées pour les câbles	38	19 000	100	18 000
B.3 Bâtiment pour le poste électrique et les contrôles	9	4 500	100	4 500
B.4 Fondations (turbine et transformateur)	136	68 000	100	68 000
B.5 Paysagement	4	2000	100	200
C. Équipement et câblage de la turbine				
C.1 Terminaisons électriques	11	5 500	100	5 500
C.2 Boîte de couplage et "switchgear"	84	42 000	70	29 400
C.3 Câbles moyenne tension	12	6 000	100	6 000
C.4 Transformateur de puissance	38	19 000	100	19 000
D. Raccordement au réseau				
D.1 Poste électrique	63	31 500	70	22 050
D.2 Ligne de surface	32	16 000	100	16 000
D.3 Communication	6	3 000	75	2 250
E. Contrôles				
E.1 SCADA	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.
E.2 Tour anémométrique permanente	19	9 500	95	9 025
F. Autres dépenses tangibles				
F.1 Inventaire initial de pièces	6	3 000	30	900
F.2 Formation	3	1 500	90	1 350
F.3 Balisage	2	1 000	50	500
3. Dépenses non tangibles	162	81 000	90	72 900
G.1 Frais de développement				
G.2 Frais légaux				
G.3 Frais de financement				
G.4 Caution, assurance, devise				
4. Contingence	76	38 000	50	19 000
TOTAL	3,313	1 655 500	60,0	990 725

Source: HéliMAX Énergie

² Par éolienne de 2 MW de puissance nominale.

3.1.1 Les retombées sur l'ensemble du Québec

3.1.1.1 Les retombées directes

La construction de parcs d'éoliennes selon le premier scénario devrait générer des dépenses totales de l'ordre de 1,656 milliards de dollars (dollars canadiens 2004). Ces dépenses seront constituées, comme on le voit dans le tableau précédent, du coût des turbines, des tours, des systèmes de contrôle, des systèmes de raccordement, des travaux de préparation du terrain, etc.

Au total, la construction de ces huit parcs devrait créer 1 378 emplois (personnes-années). Les salaires versés à ces travailleurs seront de 53 millions de dollars. En plus des salaires, l'activité de construction rémunérera les autres facteurs de production des entrepreneurs intervenant sur les chantiers, soit la rémunération du capital et les profits potentiels. Au total, ces autres revenus directs s'élèveront à 33 millions de dollars.

Les gouvernements, pour leur part, préleveront au niveau provincial environ 12,3 millions de dollars en fiscalité et parafiscalité et au niveau fédéral, quelque 5,8 millions de dollars.

3.1.1.2 Les retombées indirectes

Dans ce genre de projet de construction, les retombées indirectes sont souvent beaucoup plus importantes que les retombées directes. Les achats de biens et services des premiers et deuxièmes fournisseurs sont souvent plus importants que l'activité de construction elle-même. C'est le cas ici. À partir des retombées directes, le modèle interindustriel du Québec génère des retombées indirectes de premier et de deuxième niveau de plus de 5 fois les retombées directes. Ainsi, le nombre de travailleurs générés par les effets indirects sera de 7 706 travailleurs à plein temps pour une année. Les salaires versés à ces travailleurs seront de 286,7 millions de dollars et les autres revenus de 226 millions de dollars. Du point de vue fiscal, le gouvernement du Québec percevra en fiscalité, parafiscalité et en taxes des activités indirectes quelque 84 millions de dollars et le gouvernement fédéral, quelque 38 millions de dollars.

Dans le cas des retombées indirectes, le nombre d'activités impliquées dans l'ensemble du Québec est beaucoup plus grand que dans le cas des retombées directes. Nous y retrouvons les achats de bois de construction, les achats de fer et d'acier, les achats de produits métalliques divers, les achats de matériel électrique divers, les achats d'instruments scientifiques divers, l'achat de services techniques divers, et le transport par camion.

3.1.1.3 Les retombées induites

Comme nous l'avons mentionné dans le préambule, les effets directs et les effets indirects engendrent à leur tour via les salaires (et donc la dépense des ménages) des effets induits. Dans le cas du premier scénario, les retombées induites sur l'ensemble du Québec seront, en termes de valeur ajoutée, de l'ordre de 139 millions de dollars dont 55 millions de dollars en salaires et 84 millions de dollars en autres revenus. Ces effets induits généreront quelque 2 028 emplois.

3.1.1.4 Les retombées totales de la construction des parcs d'éoliennes du premier scénario

Au total, les retombées économiques de la construction des parcs d'éoliennes sont donc très importantes. Dans le cas du premier scénario, elles permettront de générer dans l'ensemble du Québec une valeur ajoutée totale de l'ordre de 738,9 millions de dollars, dont 395 millions de dollars en salaires et 345,9 millions de dollars en autres revenus. Cette construction nécessitera quelque 11 112 emplois à temps plein durant la période de construction. Les gouvernements percevront durant cette période quelque 158 millions de dollars en fiscalité directe et en parafiscalité, soit 110 millions de dollars au provincial et 48 millions de dollars au fédéral. Pour la liste des principaux secteurs générant les impacts directs et indirects, voir l'annexe 1.

Le tableau 3.2 présente les différents éléments de ces retombées économiques tels qu'estimés par le modèle interindustriel du Québec pour le premier scénario.

Tableau 3.2: Premier scénario - Impact économique sur l'ensemble du Québec de la construction de 500 éoliennes dans huit parcs totalisant 1000 MW

<i>Catégorie</i>	<i>Effets directs</i>	<i>Effets indirects</i>	<i>Effets induits</i>	<i>Effets totaux</i>
Main d'œuvre (personne année)	1 378	7 706	2 028	11 111
Valeur Ajoutée (coût des facteurs) \$000	86 283	513 438	139 267	738 988
Salaire et gages avant impôt \$000	53 071	286 784	55 158	395 013
Autres revenus bruts \$000	33 212	226 654	84 109	343 975
Taxes indirectes	-	9 013	2 906	11 919
Subventions	-	-	-	-
Importations	-	1 006 614	78 070	1 084 684
Revenus gouvernement Québec				
Dont: impôts sur les salaires et gages \$000	4 826	30 122	4 648	39 596
Taxes de vente \$000	-	1 452	100	1 552
Taxes spécifiques \$000	-	5 037	70	5 107
Parafiscalité \$000	7 549	47 773	9 062	64 384
Revenus gouvernement fédéral:				
Dont: impôt sur les salaires \$000	3 718	23 241	3 674	30 633
Taxes de ventes \$000	-	772	86	858
Taxes d'accises \$000	-	1 751	33	1 784
Parafiscalité \$000	2 100	13 160	2 619	17 879

Source de base : Institut de la Statistique du Québec

3.2 SECOND SCÉNARIO – 4 000 MW

Le tableau 3.3 présente les paramètres de coûts pour la construction des projets du second scénario. On se rappelle que ce scénario implique la construction de 20 parcs d'éoliennes constitués de 1 333 éoliennes de 3 MW chacune pour un potentiel total de 4 000 MW. Au total, le coût de construction de ce projet en incluant les équipements dans le cadre du second scénario s'élèvera à 5,8 milliards de dollars. Comme pour le premier scénario, environ 75% de ce montant représente la valeur des éoliennes comme telles alors que les coûts de développement et surtout les coûts de construction proprement dits en représentent 25%. Comme nous l'avons déjà mentionné, les éoliennes sont présentement fabriquées à l'étranger, cependant l'assemblage des turbines, la fabrication des tours et des pales et de certaines autres composantes, de même que le transport, soit environ 63% du coût des éoliennes, pourront être approvisionnés au Québec. En ce qui concerne le coût de la construction et du développement, Hélimax estime que la main d'oeuvre nécessaire et une partie importante des produits entrant dans la construction proviendront du Québec; dans ce cas, le pourcentage de contenu québécois se situera à environ 80%. Pour l'ensemble de la construction, du développement et des équipements, c'est 70% du coût total (soit environ 4,08 milliards de dollars) qui servira à acheter des produits et des services au Québec ou à payer des salaires à des travailleurs québécois. On voit donc que, dans l'ensemble, le second scénario permet des dépenses relativement plus importantes au Québec que le premier scénario, soit 70% contre 60%. L'installation d'un plus grand nombre d'éoliennes permet de développer de plus grandes capacités d'assemblage et de fabrication au Québec. L'analyse des retombées économiques directes, indirectes et induites de la construction des parcs d'éoliennes du second scénario s'est faite à partir de ces paramètres.

**Tableau 3.3: Parcs éoliens, Second Scénario 4000 MW
Ventilation des coûts de construction (\$ Can 2004)**

	<i>Coût Unitaire \$000</i>	<i>Total premier scénario \$000</i>	<i>Pourcentage Québécois 1^{er} scénario</i>	<i>Dépenses au Québec \$000</i>
1 Ingénierie et gestion	98	130 000	100	130 000
2 Dépenses tangibles				
A.Éolienne				
A.1 Turbine et syst.de cnt.	1 981	2 614 000	40	1 045 600
A.2 Tours	452	602 000	100	602 000
A.3 Pales	492	655 800	100	655 800
A.4 Mise en service	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.
A.5 Érection	197	262 100	100	262 100
A.6 Transport	117	155 000	90	139 500
A.7 Version Nordique	60	80 000	80	64 000
B. Travaux civils				
B.1 Chemin d'accès, aire pour grue et entreposage	74	98 600	100	98 600
B.2 Tranchés pour les câbles	50	66 600	100	66 600
B.3 Bâtiment pour le poste électrique et les contrôles	12	15 900	100	15 900
B.4 Fondations (turbine et transformateur)	180	239 900	100	239 900
B.5 Paysagement	5	6 700	100	6 700
C.Équipement et câblage de la turbine				
C.1 Terminaisons électriques	15	19 900	100	19 900
C.2 Boîte de couplage et "switchgear"	112	147 200	75	110 400
C.3 Câble moyenne tension	16	21 300	100	21 300
C.4 Transformateur de puissance	50	66 600	100	66 600
D Raccordement du réseau				
D.1 Poste électrique	83	110 600	70	77 400
D.2 Ligne de surface	42	55 900	100	55 900
D.3 Communication	8	10 600	75	7 900
E Contrôles				
E.1 SCADA	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.
E.2 Tour anémométrique permanente	25	33 300	95	31 600
F Autres dépenses tangibles				
F.1 Inventaire initial de pièces de rech.	8	10 600	60	6 360
F.2 Formation	4	5 300	100	5 300
F.3 Balisage	3	3 900	50	1 850
3 Dépenses non tangibles	214	285 000	90	256 800
G.1 Frais de développement	-	-	-	-
G.2 Frais légaux	-	-	-	-
G.3 Frais de Financement	-	-	-	-
G.4 Caution, assurance, devise	-	-	-	-
4 Contingence	100	133 300	70	93 300
TOTAL	4,378	5 830 100	70	4 081 310

Source: Hélimax Énergie

3.2.1 Les retombées sur l'ensemble du Québec

3.2.1.1 Les retombées directes

La construction de parcs d'éoliennes selon le second scénario nécessitera quelque 4 920 emplois directs (personnes-année). Les salaires versés à ces travailleurs seront de l'ordre de 190 millions de dollars. En plus des salaires, l'activité de construction rémunérera les autres facteurs de production des entrepreneurs intervenant sur les chantiers, soit la rémunération du capital et les profits potentiels. Au total, ces autres revenus directs s'élèveront à 119 millions de dollars.

Les gouvernements, pour leur part, devront prélever au niveau provincial environ 45 millions de dollars en fiscalité et parafiscalité et au niveau fédéral, quelque 21 millions de dollars.

3.2.1.2 Les retombées indirectes

Nous l'avons déjà mentionné, dans ce genre de projet de construction, les retombées indirectes sont souvent beaucoup plus importantes que les retombées directes. Les achats de biens et services des premiers et deuxièmes fournisseurs sont souvent plus importants que l'activité de construction elle-même. C'est le cas ici. À partir des retombées directes, le modèle interindustriel du Québec génère des retombées indirectes de premier et de deuxième niveau égales à plus de 7 fois les retombées directes. Ainsi, dans ce second scénario, le nombre de travailleurs impliqués sera de 31 906 à plein temps pour une année. Les salaires qui leur seront versés seront de l'ordre de 1,2 milliards de dollars et les autres revenus, de 928 millions de dollars. Du point de vue fiscal, le gouvernement du Québec percevra en fiscalité, parafiscalité et en taxes des activités indirectes quelque 335 millions de dollars. Le gouvernement fédéral, quant à lui, en percevra quelque 161 millions.

3.2.1.3 Les retombées induites

Comme nous l'avons mentionné dans le préambule, les effets directs et les effets indirects engendrent à leur tour, via les salaires et donc la dépense des ménages, des effets induits. Dans le cas du second scénario, les retombées induites sur l'ensemble du Québec créeront une valeur ajoutée de l'ordre de 570 millions de dollars, dont 226 millions en salaire et 344 millions en autres revenus. Ces effets induits généreront quelque 8 312 emplois.

3.2.2 Les retombées totales de la construction des parcs d'éoliennes du second scénario

Dans le cas du second scénario, les retombées économiques totales permettront de générer, dans l'ensemble du Québec, une valeur ajoutée totale de l'ordre de 3 milliards de dollars, dont 1,6 milliards en salaires et 1,4 milliards en autres revenus. Cette construction impliquera directement, indirectement et de façon induite quelque 45 138 emplois (personnes-année). Le gouvernement du Québec percevra durant cette période quelque 434 millions de dollars en fiscalité directe et en para fiscalité; le gouvernement fédéral en percevra quelque 209 millions. Pour la liste des principaux secteurs générant les retombées directes et indirectes, voir l'annexe 1.

Le tableau 3.4 présente les différents éléments de ces retombées économiques tels qu'estimés par le modèle interindustriel du Québec pour le second scénario.

Tableau 3.4 : Impact économique sur l'ensemble du Québec de la construction de vingt parcs d'éoliennes totalisant 4000 MW

<i>Catégorie</i>	<i>Effets directs</i>	<i>Effets indirects</i>	<i>Effets induits</i>	<i>Effets totaux</i>
Main d'œuvre (personne année)	4 920	31 906	8 312	45 138
Valeur Ajoutée (coût des facteurs) \$000	308 792	2 127 250	570 060	3 006 102
Salaire et gages avant impôt \$000	189 713	1 199 665	226 060	1 615 438
Autres revenus bruts \$000	119 079	927 585	344 000	1 390 664
Taxes indirectes \$000	-	35 348	11 910	47 258
Subventions \$000	-	-	-	-
Importations \$000	-	3 226 976	319 960	3 546 936
Revenus gouvernement Québec \$000				
Dont: impôts sur les salaires et gages \$000	17 849	125 817	19 051	162 717
Taxes de vente	-	5 699	410	6 109
Taxes spécifiques	-	19 641	288	19 929
Parafiscalité	26 981	183 228	37 140	247 349
Revenus gouvernement fédéral				
Dont : Impôts sur les salaires et gages	13 805	96 996	15 060	125 861
Parafiscalité	7 650	54 454	10 735	72 839
Taxes de vente	-	3 064	354	3 418
Taxes et droits d'accise	-	6 945	137	7 082

Source de base : Institut de la Statistique du Québec

4.0 LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES EN PHASE D'EXPLOITATION

Nous venons de voir les retombées économiques sur l'ensemble du Québec de la construction des parcs d'éoliennes selon les deux scénarios. Qu'en est-il des retombées économiques au moment où les parcs seront en exploitation?

4.1 PREMIER SCÉNARIO – 1 000 MW

Le tableau 4.1 nous fournit les paramètres des coûts d'exploitation du premier scénario. Comme nous l'avons mentionné, ces paramètres ont été estimés pour une année en phase de croisière. À ce moment, les paramètres d'exploitation seront, en dollars de 2004, de l'ordre de 49,2 millions de dollars, dont 72,5 % serviront à payer de la main d'oeuvre québécoise et à acheter des produits au Québec.

**Tableau 4.1 : Ventilation des frais d'exploitation pour le Premier Scénario 1 000 MW
Année moyenne de croisière (\$ Can 2004)**

<i>Postes de dépenses</i>	<i>Coût annuel par éolienne \$000</i>	<i>Coût total annuel \$000</i>	<i>Pourcentage québécois</i>	<i>Dépenses au Québec \$000</i>
Entretien planifié, imprévu et fonds de réserve				
Pièces	25,1	12 500	30	3 750
Main d'œuvre	16,7	8 350	100	8 350
Autres dépenses				
Taxes municipales	14,2	7 100	100	7 100
Royauté	9,5	4 750	100	4 750
Assurances	19	9 500	50	4 750
Entretien postes et lignes	1,6	800	100	800
Administration et gestion	12,4	6 200	100	6 200
Total	98	49 200	72,5	35 700

Source : Hélimax Énergie

Les retombées économiques en phase d'exploitation pour le premier scénario ont donc été estimées sur la base de ces paramètres moyens.

4.1.1 Les retombées sur l'ensemble du Québec

À partir de ces paramètres, le tableau interindustriel du Québec a effectué les retombées directes et indirectes. Le tableau sur la répartition des dépenses des ménages nous a permis de calculer les effets induits de cette activité.

4.1.1.1 Les retombées directes

Il s'agit essentiellement des salaires versés aux travailleurs, des autres revenus et des retombées fiscales annuelles. Dans le cas du premier scénario, les salaires versés seront de l'ordre de 6,680 millions de dollars. Ces salaires seront versés à 105 travailleurs équivalent à plein temps. Les autres revenus seront de 13,4 millions de dollars. Les impôts perçus par Québec seront de l'ordre de 1,02 million de dollars et la parafiscalité de l'ordre de 0,623 millions de dollars. Les impôts perçus par le fédéral, quant à eux, seront de l'ordre de 0,713 million de dollars et la parafiscalité fédérale de l'ordre de 0,195 million.

4.1.1.2 Les retombées indirectes

Ces retombées touchent essentiellement les différents types d'entretien (mécanique, électrique, de bâtiment), l'achat de services aux entreprises et les achats de biens standards dans un service. Les retombées indirectes pour le premier scénario généreront une valeur ajoutée chez les fournisseurs de premier et de deuxième niveau de l'ordre de 12,3 millions de dollars, dont 7,2 millions de dollars de salaires et 5,1 millions d'autres revenus. Le nombre d'emplois créé sera de 187 personnes-années.

4.1.1.3 Les retombées induites

Les salaires directs et indirects versés seront à leur tour dépensés et généreront des effets induits. Le tableau sur la répartition sectorielle des dépenses des ménages nous permet de mesurer les effets induits suivants : dans le cas de ce premier scénario, une valeur ajoutée de l'ordre de 5,6 millions de dollars, des salaires de 2,2 millions de dollars et des autres revenus de 3,4 millions de dollars. Le nombre d'emplois créé par effets induits sera de 81 travailleurs à plein temps. Le gouvernement du Québec recevra en fiscalité et parafiscalité environ 4,7 millions de dollars et le gouvernement fédéral, 2,7 millions.

4.1.2 Les retombées annuelles totales en phase d'exploitation du premier scénario

Le nombre d'emplois total sera de 373 équivalent plein temps (personnes années). Les salaires et gages versés annuellement seront de 16 millions de dollars et les autres revenus, de 21,9 millions de dollars. Le gouvernement du Québec percevra annuellement 5 millions de dollars en impôts, taxes et parafiscalité tandis que le fédéral percevra près de 2,5 millions.

Tableau 4.2 : Impact économique annuel sur l'ensemble du Québec de l'exploitation de huit parcs d'éoliennes totalisant 1 000 MW

<i>Catégorie</i>	<i>Effets directs</i>	<i>Effets indirects</i>	<i>Effets induits</i>	<i>Effets totaux</i>
Main d'œuvre (personne année)	105	187	81	373
Valeur Ajoutée (coût des facteurs) \$000	20 150	12 285	5 594	38 029
Salaires et gages avant impôt \$000	6 680	7 195	2 215	16 090
Autres revenus bruts \$000	13 470	5 090	3 379	21 939
Taxes indirects \$000	-	1 012	116	1 128
Subventions \$000	-	-	-	-
Importations \$000	-	15 637	3 315	18 952
Revenus gouvernement Québec				
Dont: impôts sur les salaires et gages \$000	1 023	873	187	2 083
Taxes de vente \$000	-	742	4	746
Taxes spécifiques \$000	-	51	3	54
Parafiscalité \$000	623	858	364	1 845
Revenus gouvernement fédéral				
Dont: Impôts sur les salaires et gages \$000	713	644	148	1 505
Parafiscalité \$000	195	276	105	576
Taxes de vente \$000	-	171	3	174
Taxes et droits d'accise \$000	-	46	1	47

Source de base : Institut de la Statistique du Québec

4.2 SECOND SCÉNARIO – 4 000 MW

Le tableau 4.3 nous fournit les paramètres des coûts d'exploitation du second scénario. Comme nous l'avons mentionné, ces paramètres ont été estimés pour une année en phase de croisière. À ce moment, les paramètres d'opérations seront, en dollars canadiens de 2004, de l'ordre de 173,5 millions de dollars, dont 80,1 % serviront à payer de la main d'oeuvre québécoise et à acheter des produits au Québec. C'est plus que dans le cas du premier scénario, et cette augmentation est due au fait qu'une plus grande quantité de turbines permettra éventuellement de justifier une production accrue de pièces de rechange au Québec.

**Tableau 4.3 : Ventilation des frais d'exploitation pour le Second Scénario 4 000 MW
Année moyenne de croisière (\$ Can 2004)**

<i>Postes de dépenses</i>	<i>Coût annuel par éolienne \$000</i>	<i>Coût total annuel \$000</i>	<i>Pourcentage québécois</i>	<i>Dépenses au Québec \$000</i>
Entretien planifié				
Pièces	33,2	44 255	60	26 553
Main d'œuvre	22,1	29 459	100	29 459
Autres dépenses				
Taxes municipales	18,8	25 060	100	25 060
Royauté	12,5	16 660	100	16 660
Assurances	25,1	33 460	50	16 730
Entretien postes et lignes	2,2	2 933	100	2 933
Administration et gestion	16,3	21 728	100	21 728
Total	130,2	173 555	80,1	139 123

Source : Hélimax Énergie

Les retombées économiques en phase d'exploitation pour le second scénario ont donc été estimées sur la base de ces paramètres moyens.

4.2.1 Les retombées sur l'ensemble du Québec

4.2.1.1 Les retombées directes

Comme nous l'avons déjà mentionné, il s'agit essentiellement des salaires versés aux travailleurs, des autres revenus et des retombées fiscales annuelles. Dans le cas du second scénario, les salaires versés seront de l'ordre de 23,6 millions de dollars. Ces salaires seront versés à 372 travailleurs équivalent à plein temps. Les autres revenus seront de 47,6 millions de dollars. Les impôts perçus par Québec, quant à eux, seront de l'ordre de 3,6 millions de dollars et la parafiscalité de l'ordre de 2,2 millions. Enfin, les impôts perçus par le fédéral seront de l'ordre de 2,5 millions de dollars et la parafiscalité fédérale de l'ordre de 0,689 millions.

4.2.1.2 Les retombées indirectes

Ces retombées touchent essentiellement les différents types d'entretien (mécanique, électrique, de bâtiment), l'achat de services aux entreprises et les achats de biens standard dans un service. Les retombées indirectes pour ce second scénario généreront une valeur ajoutée chez les fournisseurs de premier et de deuxième niveau de l'ordre de 43,3 millions de dollars, dont des salaires de 25,3 millions et des autres revenus de 17,9 millions. Le nombre d'emplois créés sera de 660 équivalent à plein temps. Les impôts perçus par le provincial seront de 3 millions de dollars, la parafiscalité de 3,03 millions et les taxes de vente de 2,6 millions. Pour le fédéral, les impôts perçus seront de 2,3 millions de dollars, la parafiscalité de 0,974 million et les taxes de vente de 0,603 million.

4.2.1.3 Les retombées induites

Les salaires directs et indirects versés seront à leur tour dépensés et généreront des effets induits. Dans le cas de ce second scénario, il s'agit d'une valeur ajoutée de l'ordre de 19,9 millions de dollars, de salaires de 7,9 millions et d'autres revenus de 12,1 millions. Le nombre d'emplois créé par effets induits sera de 291 travailleurs équivalent à plein temps. Les deux niveaux de gouvernement recevront en fiscalité et parafiscalité près de 4 millions de dollars.

4.2.2 Les retombées annuelles totales en phase d'exploitation du second scénario

Selon le second scénario, en phase d'exploitation, le nombre d'emplois sera beaucoup plus important : il sera annuellement de 1 323 équivalents à plein temps (personnes-année). Les salaires et gages versés s'élèveront à près de 57 millions de dollars et les autres revenus à 77,6 millions. Le gouvernement du Québec percevra près de 17 millions de dollars et le fédéral, plus de 8 millions annuellement.

Tableau 4.4 : Impact économique sur l'ensemble du Québec de l'exploitation de vingt parcs d'éoliennes totalisant 4 000 MW

Catégorie	Effets directs	Effets indirects	Effets induits	Effets totaux
Main d'œuvre (personne année) \$000	372	660	291	1323
Valeur Ajoutée (coût des facteurs) \$000	71 179	43 322	19 977	134 478
Salaires et gages avant impôt \$000	23 567	25 361	7 912	56 840
Autres revenus bruts \$000	47 612	17 961	12 065	77 638
Subventions \$000	-	-	-	-
Importations \$000	-	55 254	11 198	66 452
Revenus gouvernement Québec, dont :				
Impôts sur les salaires et gages \$000	3 610	3 073	668	7 351
Taxes de vente \$000	-	2 619	14	2 633
Taxes spécifiques \$000	-	181	10	191
Parafiscalité \$000	2 197	3 026	1 299	6 522
Revenus gouvernement fédéral, dont :				
Impôts sur les salaires et gages \$000	2 515	2 270	527	5 312
Parafiscalité \$000	689	974	375	2 038
Taxes de vente \$000	-	603	12	615
Taxes et droits d'accise \$000	-	164	5	169

Source de base : Institut de la Statistique du Québec

5.0 VISION SYNTHÈSE DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Le tableau 5.1 présente les retombées globales de chacun des scénarios selon les principaux éléments.

Tableau 5.1 : Les retombées globales au Québec pour chacun des scénarios

	Nombre d'emplois	Valeur ajoutée \$000	Salaires et gages \$000	et Autres revenus \$000	Revenus fiscaux* Québec \$000	Revenus fiscaux* Fédéral \$000
Construction :						
Scénario 1	11 112	738 988	395 013	345 975	110 639	51 154
Scénario 2	45 138	3 006 142	1 615 030	1 390 664	436 113	209 200
Exploitation						
Scénario 1	373	38 029	16 090	21 939	4 728	2 302
Scénario 2	1 323	134 478	56 840	77 638	16 697	8 134

* inclus : impôts, taxes et parafiscalité

Source de base : Institut de la Statistique du Québec

ANNEXE 1

**Tableau des principaux secteurs générant les retombées économiques directes et indirectes en phase de construction
Plus de 100 emplois pour le premier scénario
Plus de 400 emplois pour le second scénario**

<i>No secteur</i>	<i>Nom du secteur</i>	<i>Nombre d'emplois Premier scénario 1 000 MW</i>	<i>Nombre d'emplois Second scénario 4 000 MW</i>
18	Travaux de génie lié au transport	204	717
20	Travaux de génie électrique	118	435
22	Autres travaux de génie	916	3,240
74	Fabrication de produits en plastique et fibre de verre	1090	3,853
84	Fabrication de tube en acier	469	1,654
115	Fabrication de matériel électrique	1095	6,554
116	Fabrication d'autres composants électriques	135	580
132	Commerce de gros	400	1,755
137	Transport par camion	561	2,201
144	Activités de soutien au transport	222	799
166	Architecture, génie	541	1,919
170	Autres services professionnels et scientifiques	795	2,837
175	Autres services administratifs	112	482