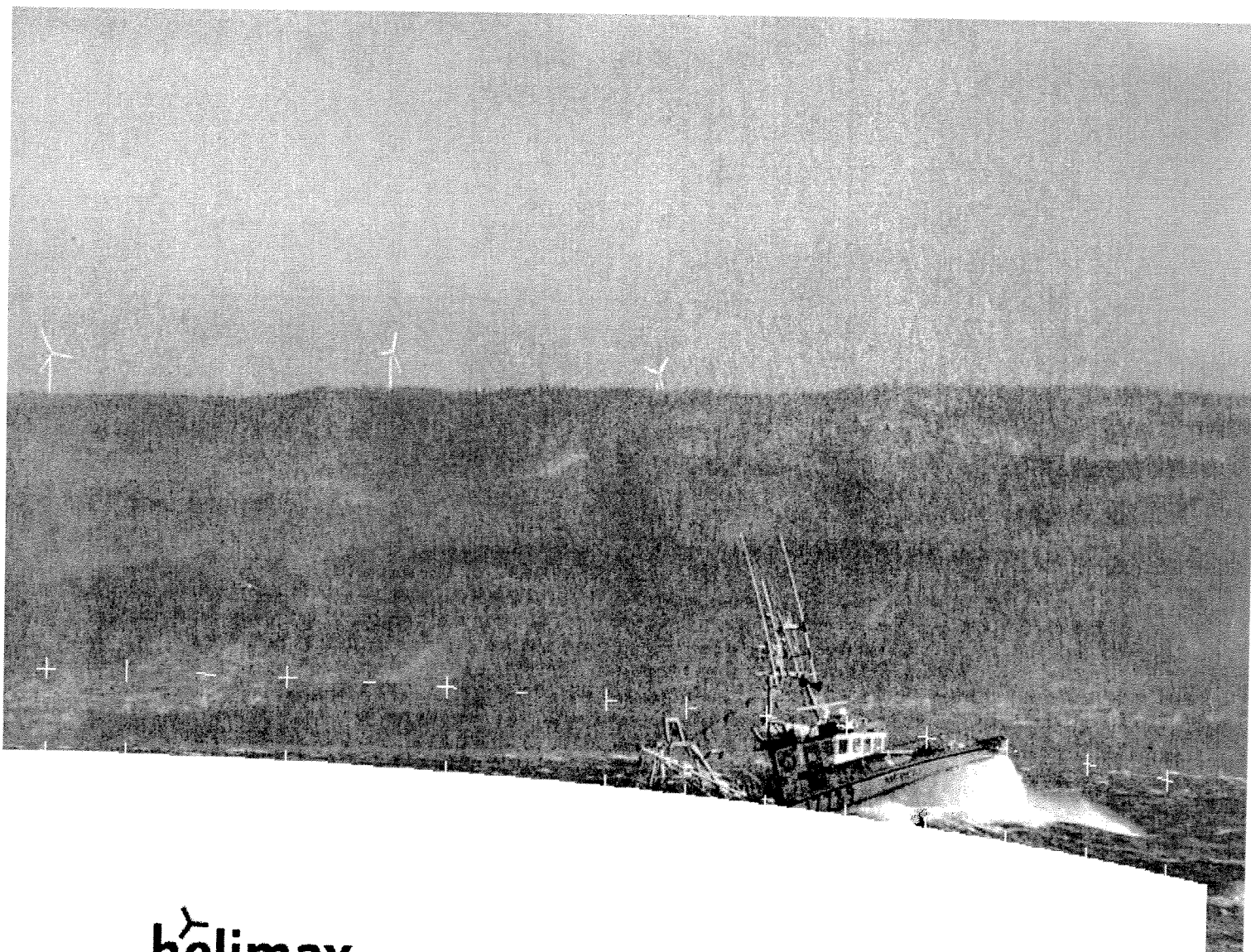


INVENTAIRE DU POTENTIEL ÉOLIEN EXPLOITABLE DU QUÉBEC

Préparé pour
Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec

par
Hélimax Énergie inc.
AWS Truewind, LLC

Montréal, juin 2005



**hélimax**

Consultant en énergie éolienne pour le monde

**AWS Truewind**

IDENTIFICATION DU DOCUMENT

Numéro de projet : 183
Date d'émission : Juin 2005
Version du document : Finale
Statut du document : Discrétion du client
Liste de circulation : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec,
copie interne d'Hélimax

CLAUSE D'EXONÉRATION DE RESPONSABILITÉ

Le présent rapport a été rédigé par Hélimax Énergie Inc. (« Hélimax ») conformément à sa proposition et aux directives fournies par le « client ». Les renseignements et l'analyse figurant aux présentes bénéficient uniquement au client et aucune autre personne ne pourra s'y fier. Hélimax s'est strictement fondée sur les données actuellement disponibles et a exécuté les services conformément aux normes de diligence actuellement suivies par les cabinets d'experts-conseils qui rendent des services de nature semblable. Malgré ce qui précède, ni Hélimax, ni les personnes agissant pour son compte ne font quelque déclaration ni ne donnent quelque garantie que ce soit, expresse ou tacite, i) ayant trait à la véracité, à l'exactitude ou à l'exhaustivité des renseignements figurant aux présentes élaborés par des tiers ou obtenus de ceux-ci, y compris du client, ou ii) que l'utilisation des renseignements figurant aux présentes par le client ne portera pas atteinte aux droits de propriété privée, notamment aux droits de propriété intellectuelle de quiconque. Le client est seul responsable de l'interprétation et de l'utilisation des renseignements figurant aux présentes et de leur adaptation à sa situation particulière. Par conséquent, Hélimax n'assume aucune responsabilité quelle qu'elle soit ayant trait à tout dommage direct ou indirect ou toute autre obligation découlant de l'utilisation par le client, des renseignements, des résultats, des conclusions ou de l'analyse figurant dans le présent rapport.

DÉFINITIONS ET SYMBOLES

FU	facteur d'utilisation
EC	Environnement Canada
GWh	gigawattheure (unité d'énergie par année équivalant à un million de kilowattheures)
TWh	Térawattheure (unité d'énergie par année équivalant à mille gigawattheures)
kW	kilowatt (unité de puissance)
m/s	mètre par seconde
m	mètre
MW	mégawatt (unité de puissance équivalant à 1000 kilowatts)
z_0	longueur de rugosité

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	1
2	MODÉLISATION DE LA CARTOGRAPHIE ÉOLIENNE	2
2.1	DESCRIPTION DU MODÈLE.....	2
2.2	DONNÉES D'ENTRÉE DU MODÈLE.....	2
2.3	MÉTHODOLOGIE UTILISÉE DANS LA MODÉLISATION	3
2.3.1	<i>Système informatique</i>	3
2.3.2	<i>Sélection des cas utilisés dans la cartographie</i>	3
2.3.3	<i>Paramètres physiques et profil du vent</i>	3
2.3.4	<i>Facteurs atténuant la précision du modèle</i>	5
3	VALIDATION DE LA CARTOGRAPHIE DE LA RESSOURCE ÉOLIENNE	6
3.1	VALIDATION DES CARTES DES VITESSES DU VENT	6
3.2	VALIDATION DES CARTES DE LA DENSITÉ DE PUISSANCE.....	7
4	DÉFINITION DES ZONES TECHNIQUEMENT EXPLOITABLES DU TERRITOIRE QUÉBÉCOIS	14
4.1	DÉFINITION DE LA ZONE D'ÉTUDE.....	14
4.2	CLASSIFICATION DES TERRITOIRES EN FONCTION DU GISEMENT ÉOLIEN	15
4.3	DÉFINITION DES TERRITOIRES TECHNIQUEMENT EXPLOITABLES HORS ZONES RESTRICTIVES	15
4.4	DÉFINITION DES ZONES TECHNIQUEMENT EXPLOITABLES AVEC HARMONISATION.....	16
4.5	DÉTERMINATION DU RATIO MW PAR UNITÉ DE SURFACE UTILISABLE ET DU FACTEUR D'UTILISATION.....	16
4.5.1	<i>Détermination du ratio MW par unité de surface</i>	16
4.5.2	<i>Détermination du facteur d'utilisation</i>	16
5	POTENTIEL ÉOLIEN TECHNIQUE EXPLOITABLE SUR LE TERRITOIRE QUÉBÉCOIS	19
5.1	CARTOGRAPHIE DE LA RESSOURCE ÉOLIENNE	20
5.2	GUIDE D'UTILISATION DE LA CARTOGRAPHIE DE LA RESSOURCE ÉOLIENNE.....	20
5.3	INVENTAIRE DU POTENTIEL ÉOLIEN TECHNIQUE DU TERRITOIRE QUÉBÉCOIS	27
5.3.1	<i>Potentiel éolien technique du Québec hors zones restrictives</i>	27
5.3.2	<i>Potentiel éolien technique du Québec hors zones restrictives et harmonisées</i>	31
5.3.3	<i>Potentiel éolien technique du Québec intégrable au réseau électrique</i>	34
6	COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DE SOURCE ÉOLIENNE	38
6.1	HYPOTHÈSES DE CALCUL	38
6.2	RÉSULTATS DES CALCULS DU COÛT DE PRODUCTION.....	48
6.3	ANALYSE DE SENSIBILITÉ	52
7	CONCLUSION	56

LISTE DES FIGURES

Figure 3-1 : Comparaison des vitesses extrapolées et les vitesses cartographiées à 80 m – mâts MRNF	13
Figure 3-2 : Comparaison des densités de puissance extrapolées et cartographiées à 80 m – mâts MRNF	13
Figure 6-1 : Coût de production pour un projet type, région Gaspésie/Bas-Saint-Laurent	48
Figure 6-2 : Coût de production pour un projet type, région Sud-du-Québec	48
Figure 6-3 : Coût de production pour un projet type, région Saguenay-Lac-Saint-Jean	49
Figure 6-4 : Coût de production pour un projet type, région Abitibi-Témiscamingue	49
Figure 6-5 : Coût de production pour un projet type, région Côte-Nord	50
Figure 6-6 : Coût de production pour un projet type, région Nord-du-Québec	50
Figure 6-7 : Sensibilité du coût de production à la variation de huit paramètres	53
Figure 6-8 : Sensibilité du coût de production	54
Figure 6-9 : Sensibilité du coût de production	54

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 : Longueur de rugosité des principales catégories de terrain	4
Tableau 3-1 : Écarts relatifs entre les vitesses du vent et les densités de puissance	9
Tableau 3-2 : Écarts relatifs entre les vitesses de vents observées et	10
Tableau 3-3 : Écarts relatifs entre les vitesses du vent et les densités de puissance	12
Tableau 4-1 : Classes de vitesses et de densités de puissance selon l'Institut Battelle	15
Tableau 4-2 : Facteurs d'utilisation nets par classe de vent à 80 m	18
Tableau 5-1 : Potentiel éolien technique du Québec exploitable hors zones restrictives	28
Tableau 5-2 : Potentiel éolien technique du Québec exploitable hors zones restrictives et harmonisées	31
Tableau 5-3 : Potentiel éolien technique exploitable avant intégration au réseau et limites de capacités	35
Tableau 5-4 : Potentiel éolien technique exploitable avant intégration au réseau et limites de capacités	35
Tableau 5-5 : Potentiel éolien technique intégrable au réseau électrique- restrictif	36
Tableau 5-6 : Potentiel éolien technique intégrable au réseau électrique- harmonisé	37
Tableau 6-1 : Hypothèses techniques	39
Tableau 6-2 : Hypothèses budgétaires, économiques et fiscales	40
Tableau 6-3 : Hypothèses de financement	43
Tableau 6-4 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2006-2012 (régions 1 et 2)	45
Tableau 6-5 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2006-2012 (régions 3 et 4)	46
Tableau 6-6 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2006-2012 (régions 5 et 6)	47

1 INTRODUCTION

À titre de gestionnaire du territoire et des ressources forestières, fauniques, minérales et énergétiques, le Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec (MRNF) a publié un appel d'offres (n° 0403986) qui visait particulièrement à caractériser le potentiel éolien technique du Québec. Hélimax Énergie inc. en association avec AWS TrueWind a été sélectionnée et mandatée par le MRNF dans le but d'effectuer une cartographie précise de la ressource éolienne ainsi que d'évaluer l'inventaire du potentiel éolien technique exploitable à des fins de production d'électricité au Québec.

La présente étude constitue donc une analyse exhaustive de l'inventaire du potentiel éolien technique du territoire québécois. Elle met en lumière, à l'échelle du territoire du Québec, le potentiel éolien aménageable en mégawatts et la production d'électricité correspondante. Il est important de souligner que cette étude est un outil de prospection qui ne présente aucunement le niveau de détail offert par une étude de faisabilité d'un projet spécifique. Il est intéressant tout de même de signaler que les critères utilisés pour la sélection des territoires exploitables sont d'un niveau de détail avancé. Ils prennent en compte, par exemple, les zones tampon autour de résidences individuelles et d'infrastructures diverses réparties sur les territoires étudiés.

Le présent document est bâti autour des cinq chapitres suivants :

- ξ Modélisation de la cartographie éolienne ;
- ξ Validation de la cartographie de la ressource éolienne ;
- ξ Définition des zones techniquement exploitables du territoire du Québec ;
- ξ Potentiel éolien technique exploitable sur le territoire québécois ;
- ξ Étude du coût moyen de production et analyse de sensibilité.

Le deuxième chapitre décrit la technique de modélisation utilisée dans les simulations des vitesses du vent par le modèle méso-échelle à une résolution de 3 km. Cette simulation produit l'atlas éolien du territoire qui, dans un deuxième temps, est utilisée comme intrant au modèle pour la simulation à micro-échelle. Une carte de la ressource éolienne pour l'ensemble du territoire québécois est alors produite à une résolution de 200 m et ce pour trois hauteurs typiques de moyeu de l'éolienne ; 65, 80 et 100 mètres au-dessus du sol.

Le troisième chapitre concerne la validation des cartes de la ressource basée sur des données obtenues à l'aide de mâts de mesures ou de stations météorologiques spécialisées d'Environnement Canada.

Le quatrième chapitre expose les détails de la méthodologie utilisée pour la définition des zones techniquement exploitables du territoire du Québec. Les critères de sélection des territoires y sont définis.

Le cinquième chapitre expose les résultats de l'inventaire du potentiel éolien technique exploitable sur le territoire du Québec par région administrative. Les puissances techniques aménageables et les potentiels de production d'électricité y sont présentés.

Le sixième chapitre explique la méthodologie appliquée dans le calcul du coût moyen de production de l'énergie éolienne par région administrative. Une analyse de sensibilité y est incluse. Une explication du modèle d'analyse financière et de sensibilité utilisé est aussi donnée.

2 MODÉLISATION DE LA CARTOGRAPHIE ÉOLIENNE

Le système MesoMap se compose principalement de deux modèles numériques (MASS et WindMap), de plusieurs bases de données et d'un système informatique des plus performants.

2.1 Description du modèle

Le modèle météorologique méso-échelle MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System) se situe au cœur du système MesoMap. Utilisé autant comme outil de recherche que modèle de prévisions météorologiques, MASS simule les principes physiques fondamentaux de l'atmosphère incluant les principes de conservation de la masse, de l'énergie et de la quantité de mouvement tout en reproduisant les différentes phases d'humidité présentes dans l'atmosphère. Il inclut par ailleurs un module d'énergie cinétique de turbulence qui tient compte des effets qu'ont la viscosité et les différents états de stabilité thermique sur le cisaillement vertical du vent (et donc sur le profil vertical des vitesses du vent). Étant de type « dynamique » par opposition à un modèle de type dit « stationnaire », MASS offre la capacité de simuler l'évolution temporelle de diverses conditions atmosphériques à partir d'intervalles de temps aussi courts que quelques secondes. Une telle possibilité requiert néanmoins des temps de calcul informatique très longs. Pour maximiser les avantages offerts par un modèle dynamique tout en diminuant le temps de calcul requis, MASS est couplé à un modèle simplifié, appelé WindMap. Ce modèle stationnaire repose principalement sur la conservation de l'écoulement du vent, en tenant compte des variations locales de la topographie et de l'utilisation du sol.

2.2 Données d'entrée du modèle

Le modèle MASS nécessite divers types de données météorologiques et géophysiques pour réaliser ses calculs de simulations et ce, non seulement pour la région d'intérêt à simuler mais pour un domaine pouvant s'étaler sur plusieurs milliers de kilomètres. La base de données météorologiques dite de réanalyse NCEP, compilées par le centre NCEP (« US National Centers for Environmental Prediction ») et le centre NCAR (« National Center for Atmospheric Research »), compte parmi la plus importante source de données atmosphériques. Générées à des intervalles de six heures, ces données caractérisent les conditions atmosphériques présentes à diverses hauteurs de l'atmosphère et ce, sur l'ensemble du globe. En complément à la base de données NCEP, des observations recueillies par ballon-sonde et par des stations météorologiques de surface sont aussi utilisées pour initialiser le modèle et définir les conditions aux frontières latérales du domaine de simulation. Quant aux conditions présentes à l'intérieur du domaine de simulation, elles sont entièrement calculées par le modèle MASS en reproduisant de manière mathématique divers phénomènes présents dans l'atmosphère et divers échanges existant entre celle-ci et la surface.

Les principaux champs géophysiques utilisés par MASS sont l'élévation, l'utilisation du sol (sous l'index NDVI, c.à.d. Normalised Differential Vegetation Index), l'humidité du sol et la température des plans d'eau. L'élévation utilisée par MASS provient de la base de données SRTM30 (« Shuttle Radar Topographical Mission ») de 30 secondes d'arcs de résolution générés lors d'un projet d'envergure internationale dirigé par les institutions américaines NGA (« National Geospatial-Intelligence Agency ») et NASA (« National Aeronautics and Space Administration »).

Les données d'utilisation du sol proviennent de la version 2 de la base de données GLCC (« Global Land Cover Characterisation ») générée conjointement par les instituts américains et européens; le US Geological Survey de l'Université du Nebraska et le JRC (« Joint Research Centre ») de la Commission européenne.

La classification de l'utilisation du sol est déterminée à partir de mesures radiométriques recueillies à très haute résolution et connues sous le nom de AVHRR (« Advanced Very High Resolution Radiometer »).

Le modèle MASS convertit les données de couvert végétal et d'utilisation du sol en divers paramètres météorologiques, tels la rugosité de la surface, l'albédo et l'émissivité. Tous ces champs géophysiques d'entrée au modèle MASS sont de 1 km de résolution.

Le modèle micro-échelle WindMap utilise dans un deuxième temps des champs géophysiques de plus haute résolution pour parfaire les simulations de vents du modèle méso-échelle MASS. Dans le cadre de la présente

étude, le champ d'élévation utilisé provient de la base de données STRM3 (« Shuttle Radar Topographical Mission ») de 3 secondes d'arcs de résolution, correspondant à environ 90 mètres de résolution.

Le champ de l'utilisation du sol provient de la base nationale de données topographiques (BNDT) à l'échelle 1/250 000 développée par Géomatique Canada. En complément à la BNDT, la base de données recueillies par les senseurs MODIS (« Moderate-resolution Imaging Spectroradiometer ») est utilisée pour estimer la densité du couvert végétal. Le modèle WindMap effectue automatiquement les ajustements requis pour tenir compte des différences présentes entre les champs d'élévation et de rugosité utilisés par les modèles méso-échelle et micro-échelle.

2.3 Méthodologie utilisée dans la modélisation

2.3.1 Système informatique

Afin de produire des cartes éoliennes à haute résolution dans un délai de temps raisonnable, le système MesoMap requiert l'usage d'un puissant ensemble d'ordinateurs et d'un médium de stockage à grande capacité. Chaque journée de vent est simulée par MesoMap de manière indépendante des autres journées.

2.3.2 Sélection des cas utilisés dans la cartographie

Une des premières étapes de la cartographie éolienne réalisées par MesoMap consiste à sélectionner de façon aléatoire 366 journées à partir d'un historique de 15 années. Bien qu'aléatoire, la structure de sélection s'assure néanmoins que chacun des mois et chacune des saisons y soient correctement représentés. Les conditions de vent, turbulence, pression et de divers autres paramètres météorologiques sont ensuite simulées sur l'étendue du domaine tridimensionnel pour chacune de ces journées sélectionnées.

Étant donné la basse résolution des champs météorologiques d'initialisation (soit environ 200 km), le modèle MASS est en fait roulé à plusieurs reprises en utilisant diverses grilles de modélisation s'emboîtant les unes dans les autres, utilisant les sorties générées par une grille à basse résolution comme entrées pour une autre à plus haute résolution, et ce, jusqu'à ce que la résolution finale visée soit atteinte. Une telle procédure permet d'éviter de générer du bruit numérique, c.à.d. des résultats fautifs et irréalistes, aux frontières du domaine d'intérêt. Dans le cadre de la présente étude, des résolutions de grille de 30 km, 12 km et finalement 3 km ont à tour de rôle été utilisés pour le modèle MASS.

Enregistrés à intervalle horaire, les résultats finaux des simulations méso-échelle sont dans un deuxième temps compilés et réintroduits sous une forme sommaire dans le modèle micro-échelle WindMap. Les cartes de la vitesse et de la densité de puissance des vents, d'une résolution finale de 200 mètres ont été ainsi générées par WindMap. Finalement, les résultats de simulations obtenus sont comparés aux observations éoliennes disponibles et ajustés lorsqu'un écart significatif existe. Dans le cadre du présent projet, un ajustement a été réalisé à la cartographie suite à l'étape de validation.

2.3.3 Paramètres physiques et profil du vent

La rugosité de la surface terrestre, définie en météorologie comme étant la hauteur à partir de laquelle les vents de la couche de surface commencent à croître de manière logarithmique en altitude, constitue l'un des principaux paramètres d'influence sur le profil vertical des vitesses de vents. Ce paramètre est estimé à partir des classifications définies dans les champs d'utilisation du sol. Le Tableau 2-1 énumère les principales valeurs de rugosité attribuées dans le cadre du présent projet aux diverses classifications.

Alors que la rugosité a pour effet de ralentir les vitesses de vents de surface, d'autres facteurs peuvent aussi y contribuer, par exemple, en déplaçant le vent au-dessus de certains obstacles lorsqu'ils sont trop denses, comme un couvert végétal dense. Cet effet de blocage se traduit dans les équations du profil vertical du vent par une hauteur de déplacement. La combinaison de la hauteur de déplacement et de la hauteur de rugosité représente physiquement la hauteur au-dessus du sol où la vitesse du vent devient nulle dans le profil logarithmique décrit par l'équation suivante :

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln \frac{z_2 + d}{z_0}}{\ln \frac{z_1 + d}{z_0}}$$

où :

- d : hauteur de déplacement (m)
- z₁ et z₂ : hauteurs respectives des observations v₁ et v₂ (m)
- v₁ et v₂ : vitesses observées (m/s)
- z₀ : longueur de rugosité (m)

La hauteur de déplacement ne représente qu'une fraction de la hauteur réelle de l'obstacle, elle est estimée à environ deux tiers à trois quarts de la hauteur maximale réelle du couvert arbustif. Pour le présent projet, une hauteur de 10 fois la longueur de rugosité a été utilisée, cette dernière étant à son tour estimée comme étant approximativement 7,5 % de la hauteur des arbres.

La hauteur de déplacement a donc pour effet de réduire les vitesses du vent en surface et par le fait même, d'augmenter le facteur de cisaillement du profil du vent mesuré par rapport au niveau du sol. Elle peut par ailleurs contribuer à diminuer la vitesse du vent à l'intérieur d'une clairière. Plus grande sera cette clairière, plus faible se fera ressentir l'effet du déplacement des vents occasionné par la forêt environnante. En règle générale, le déplacement d'une forêt environnante aura un effet pratiquement négligeable au centre d'une clairière si la largeur de celle-ci est d'au moins 20 fois la hauteur de déplacement de la forêt.

Tableau 2-1 : Longueur de rugosité des principales catégories de terrain

Description	Rugosité (m)
Plan d'eau	0,001
Région déserte, rocailleuse, toundra	0,01
Marécage/terres humides	0,4
Région habitée	0,3
Couvert arbustif (0 % à 3 %)	0,1
Couvert arbustif (3 % à 40 %)	0,1 à 1,25 ¹
Couvert arbustif (40 % à 100 %)	1,25

¹ Une équation a été développée pour estimer la longueur de rugosité à partir de la couverture végétale et des valeurs minimales et maximales de rugosité.

2.3.4 Facteurs atténuant la précision du modèle

Selon l'expérience accumulée en matière de modélisation des vents, les principales sources d'incertitude affectant les résultats de MesoMap sont les suivantes :

- ξ Nature ponctuelle et finie des grilles de calcul utilisées ;
- ξ Incertitude dans des champs d'entrée de topographie et d'utilisation du sol ;
- ξ Incertitude dans des paramètres dérivés des propriétés de la surface, telle la rugosité.

Par définition, une grille de calcul subdivise un espace en intervalles finis de longueur, largeur et hauteur. L'utilisation d'une grille de calcul en modélisation requiert que les champs d'entrée utilisés soient représentatifs de l'ensemble de la surface entourant un point de grille donné. Par conséquent, certains éléments topographiques présents dans un domaine de simulations (tel que des montagnes ou des vallées) peuvent apparaître atténués, ce qui diminue leur représentativité de la topographie réelle. À titre d'exemple, un sommet de montagne de 2000 mètres d'altitude pourrait être représenté comme n'étant que de 1600 mètres. Dans les situations où le vent réussit à passer un obstacle topographique, l'écart topographique se traduirait par une sous-estimation des simulations des vitesses et des puissances du vent au sommet. À l'opposé, lorsque l'élément topographique bloque le passage des vents, cet écart pourrait se traduire par une surestimation des vitesses et des puissances du vent simulé. Notons que ce problème peut être en partie atténué en augmentant la résolution spatiale de la grille de calcul, au détriment néanmoins du temps de calcul nécessaire et de l'espace mémoire requis.

Des erreurs ou incohérences présentes dans les champs de topographie et de rugosité peuvent aussi affecter les simulations de la ressource éolienne. Bien que généralement précis et fiables, il arrive à l'occasion que des éléments topographiques soient mal représentés (en grandeur et/ou en hauteur) dans les champs de topographie disponibles. Des erreurs dans les champs d'utilisation du sol sont plus couramment rapportées, découlant généralement d'une mauvaise classification des images aériennes ou satellitaires. On estime qu'ils sont approximativement exacts à 70 %. Un champ de données de résolution plus élevée est utilisé dans le modèle WindMap pour corriger cette source d'erreur potentielle et améliorer la précision des champs d'entrée.

Enfin, outre l'incertitude découlant de l'inexactitude occasionnelle des champs d'utilisation du sol, les classifications disponibles permettent difficilement d'identifier les caractéristiques et propriétés particulières de l'état de surface du terrain (hauteur du couvert arbustif, nature des obstacles). À titre d'exemple, la catégorie « couvert arbustif » regroupe différents types d'arbres, de hauteurs et de densités différentes, ayant une influence différente sur la rugosité de la surface. L'incertitude découlant de ce manque de précision peut être en partie atténuée en ayant recours à diverses sources complémentaires d'information (visites de terrain, photographies aériennes, etc.). Une telle procédure s'avère néanmoins difficile voire impossible à réaliser lorsque de grands domaines, comme le territoire du Québec, doivent être cartographiés.

3 VALIDATION DE LA CARTOGRAPHIE DE LA RESSOURCE ÉOLIENNE

Une validation précise de la cartographie des vitesses du vent, ainsi que de la densité de puissance, a été effectuée sur l'ensemble du territoire québécois. Ce chapitre présente les résultats de cette validation.

3.1 Validation des cartes des vitesses du vent

La validation de la cartographie des vitesses du vent est réalisée en utilisant les données du vent mesurées pendant la campagne de mesure du vent pour le compte du Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec (MRNF),² ainsi que les données climatologiques des stations d'Environnement Canada (EC). La validation a été faite à une hauteur de moyeu d'éolienne typique, soit 80 mètres au-dessus du sol.

Étant donné que les vitesses de vents découlant de la campagne de mesure du MRNF, ont un historique relativement court (généralement un an de mesure), un ajustement climatologique³ est nécessaire pour les rendre représentatives de l'historique climatologique du site.

Les données des stations d'EC n'exigent pas d'ajustement climatologique étant donné qu'elles possèdent un long historique de collecte des données de vents (plus de 5 ans).

L'extrapolation des vitesses mesurées à une hauteur de moyeu d'éolienne typique est faite en utilisant la loi en puissance et un coefficient de cisaillement applicable au site (calculée à partir des simulations ou/et des observations, ou estimé de l'environnement local).

Le Tableau 3-1 montre les résultats des comparaisons faites entre les observations extrapolées et la cartographie du vent. Selon les observations recueillies par 33 mâts de mesure du MRNF, les vitesses cartographiées sont, en moyenne, 1 % inférieures aux vitesses extrapolées à 80 m. La différence entre les vitesses extrapolées et celles issues du modèle de cartographie équivaut à un écart type moyen de 8 %. Cet écart type reflète l'incertitude du modèle, ainsi que l'incertitude des observations utilisées pour la validation. Par conséquent, la précision du modèle sera estimée en évaluant l'incertitude calculée par l'équation suivante :

$$e_{\text{modèle}} = \sqrt{(e_{\text{total}}^2 - e_{\text{donnée}}^2)}$$

où :

$e_{\text{modèle}}$	Incertitude du modèle
e_{total}	Écart type de la différence entre les vitesses extrapolées et les vitesses cartographiées
$e_{\text{donnée}}$	Incertitude moyenne des observations

Vu que les vitesses du vent de la campagne de mesure du MRNF sont mesurées à une hauteur de 20 m ou de 40 m, l'extrapolation verticale à une hauteur de moyeu d'éolienne typique est nécessaire. Ces calculs sont effectués sur les données ajustées sur l'historique climatologique afin d'estimer les vitesses de vent climatologiques de la région. Les principales sources d'incertitudes qui affectent les observations sont les

² Programme de mesure du potentiel éolien 1998-2003. Plusieurs mâts de mesure de 40 m ont été installés sur le territoire du Québec.

³ Dans le contexte d'évaluation du potentiel éolien représentatif sur la durée de vie d'un projet de parc éolien, les données observées pendant la campagne de mesure sont ajustées sur les données climatologiques d'une station météorologique d'Environnement Canada. Ce processus est défini comme l'ajustement climatologique de la vitesse du vent.

suivantes : incertitude liée aux instruments, incertitude liée à l'ajustement climatologique et l'incertitude liée à l'extrapolation verticale des vitesses du vent. Selon l'expérience tirée de la campagne de mesure du MRNF, une incertitude de 5 % peut être présumée sur les vitesses recueillies par les mâts du MRNF.

L'analyse de l'incertitude sur la cartographie du vent, en utilisant l'équation mentionnée ci-dessus, montre que l'incertitude sur les vitesses de vents cartographiées est de l'ordre de 6 %.

Dans un deuxième temps, les observations de 59 stations d'EC sont utilisées afin de valider la cartographie des vents (voir le Tableau 3-2). Dans ce cas, en moyenne, le modèle de cartographie surestime de 1 % les vitesses du vent. En comparant la différence entre les vitesses observées et celles cartographiées, on peut calculer un écart type moyen de 14 %. Étant donné que les vitesses d'EC sont mesurées à une hauteur de 10 m, l'incertitude d'extrapolation verticale et d'instrumentation estimée à 10 %. L'incertitude moyenne du modèle calculée en utilisant l'équation présentée auparavant est de l'ordre de 7 %.

Telle que présentée dans le Tableau 3-1 et le Tableau 3-2, une différence significative existe entre les deux validations. Les stations d'EC sont habituellement installées dans des endroits dont l'environnement n'est pas décrit de manière précise. Par conséquent, le coefficient de cisaillement estimé à partir d'une simulation peut ne pas correspondre exactement aux conditions du site. Aussi, les vitesses du vent sont toujours mesurées à une hauteur de 10 m, donc très près du sol où l'influence de la rugosité est importante. De ce fait, l'incertitude sur les données d'EC étant plus grande, ces dernières sont alors utilisées à titre indicatif et seules les données des mâts du MRNF et les mâts de développeurs privés sont considérées pour les fins de la validation.

La Figure 3-1 montre la comparaison entre les vitesses des mâts du MRNF extrapolées et celles cartographiées à une hauteur de 80 m. L'équation de la droite, issue de la régression linéaire, confirme que les vitesses moyennes extrapolées correspondent bien à celles cartographiées dans les limites du modèle.

Également, une validation indépendante est réalisée sur la base de mâts privés dont les emplacements et les noms ne sont pas donnés pour des raisons de confidentialité. La méthodologie utilisée est similaire à celle présentée ci-dessus. Vingt-neuf mâts privés ont servi à la validation de la cartographie des vents. Le Tableau 3-3 montre les résultats de la validation. La cartographie sous-estime en moyenne de 2 % les vitesses du vent et la différence relative correspond à un écart type moyen de 9 %. Cette validation a montré que les vitesses du vent cartographiées ont une incertitude de 8 %.

Afin d'arriver à une conclusion intégrée, les résultats des comparaisons ont été combinés. Finalement, la validation de la cartographie du vent du Québec montre que la carte des vitesses du vent présente une incertitude moyenne de 7 %, à la hauteur de 80 m.

3.2 Validation des cartes de la densité de puissance

En théorie, la densité de puissance éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Par conséquent, l'incertitude de la cartographie de la densité de puissance est plus élevée que celle des vitesses du vent.

Pour les raisons énumérées précédemment, les données d'EC n'ont pas été utilisées pour la validation de la cartographie de la densité de puissance. Seules les données de vents du MRNF et les mâts privés ont été utilisées. L'ajustement climatologique et l'extrapolation verticale, tels qu'expliqués dans la section précédente, font partie de la procédure de validation. Une incertitude de 5 % est présumée sur les vitesses recueillies par les mâts du MRNF. Par conséquent, une incertitude relative de 8 % sera appliquée à la densité de puissance calculée à partir de ces observations.

Le Tableau 3-1 montre les résultats de la validation de la cartographie de la densité de puissance. Selon les observations du MRNF, la densité de puissance cartographiée à 80 m est, en moyenne, 8 % inférieure à celle observée. Également, il existe un écart type moyen de 21 % entre la densité de puissance observée et celle cartographiée.

Suivant la procédure de calcul de l'incertitude du modèle présentée dans la section précédente, une incertitude moyenne de 20 % est introduite dans la cartographie de la densité de puissance.

La Figure 3-2 compare la densité de puissance calculée à partir des observations du MRNF extrapolées à 80 m et celle cartographiée à la même hauteur. L'équation de la droite, issue de la régression linéaire, montre que la densité de puissance simulée est légèrement sous-estimée par rapport aux observations recueillies par les mâts de mesure du MRNF.

Le Tableau 3-3 montre les résultats de la validation effectuée à l'aide de données de mâts privés dont les noms et les emplacements ne sont pas donnés pour des raisons de confidentialité. La cartographie sous-estime en moyenne de 1 % la densité de puissance. La différence relative montre un écart type moyen de 31 %. Cette validation a montré que la densité de puissance est simulée avec une incertitude de 30 %.

Finalement, la combinaison des résultats de validation sur l'ensemble du territoire québécois, à la hauteur de 80 m, montre que la carte de la densité de puissance présente une incertitude moyenne de 24 %.

Tableau 3-1 : Écart relatif entre les vitesses du vent et les densités de puissance observées et cartographiées à 80 m – mâts du MRNF

Nom du site	Latitude	Longitude	Écart relatif (%)	
			Vitesse	Densité de puissance
Rivière-Portneuf	48° 37' 60"	- 69° 10' 15"	-11	-10
Desrosiers	48° 52' 45"	- 67° 21' 48"	6	15
Marquis - SF**	48° 51' 40"	- 67° 23' 10"	-11	-22
Gagné	48° 49' 52"	- 67° 20' 10"	14	51
Saint-Athanase	47° 27' 36"	- 69° 19' 21"	-1	-5
Sainte-Rita	47° 55' 48"	- 68° 53' 35"	-17	-49
Trois-Pistoles	48° 5' 35"	- 69° 13' 24"	14	32
Chic-Chocs	48° 38' 28"	- 67° 45' 0"	4	1
Anticosti	49° 32' 12"	- 63° 20' 58"	-6	-17
Natashquan	50° 7' 45"	- 61° 47' 55"	0	-10
Chevery	50° 28' 17"	- 59° 36' 39"	-3	-17
Bernatchez RR	49° 0' 39"	- 64° 24' 40"	5	-10
Martin – RR	48° 59' 51"	- 64° 23' 54"	4	11
Petit Cap - RR	48° 39' 44"	- 64° 13' 35"	-1	3
Montagne Sèche 1	49° 10' 24"	- 64° 54' 34"	0	-6
Pointe-Saint-Pierre	48° 39' 44"	- 64° 13' 35"	0	-16
Canton Power	48° 36' 33"	- 65° 2' 31"	1	-7
Tour TV - RR	48° 59' 52"	- 64° 25' 56"	-16	-51
Saint-Jean-de-Cherbourg	48° 52' 38"	- 67° 7' 29"	7	9
Sainte-Félicité	48° 53' 17"	- 67° 22' 28"	0	-5
Luceville	48° 29' 6"	- 68° 19' 1"	-6	-24
Sainte-Marguerite	48° 18' 45"	- 67° 4' 54"	-8	-38
Baie-des-Sables	48° 43' 49"	- 67° 52' 49"	2	-18
Cap Saint-Ignace	47° 2' 52"	- 70° 27' 11"	9	5
Pointe-des-Monts	49° 20' 26"	- 67° 23' 27"	-3	-19
Anticosti	49° 48' 50"	- 64° 20' 32"	8	-1
Saint-Octave-de-l'Avenir	48° 59' 45"	- 66° 33' 35"	-2	1
Sainte-Thérèse-de-Gaspé	48° 25' 5"	- 64° 24' 1"	0	-4
Sainte-Anne-des-Monts	49° 7' 10"	- 66° 34' 21"	2	-26
Rivière-au-Renard	48° 59' 36"	- 64° 22' 34"	5	-2
Sainte-Sophie	46° 7' 44"	- 71° 43' 32"	5	-2
Îles-de-la-Madeleine	47° 28' 16"	- 61° 44' 7"	2	0
Murdochville	48° 57' 56"	- 65° 28' 42"	-8	-44
Moyenne			-1	-8
Écart-type			8	21
Incertitude du modèle			6	20

Tableau 3-2 : Écarts relatifs entre les vitesses de vents observées et cartographiées à 80 m – stations d'Environnement Canada

Nom	Latitude	Longitude	Écart relatif des vitesses (%)
Deception Bay	62° 7'	- 74° 37'	8
Cape Hopes Advance	61° 5'	- 69° 33'	-22
Quaqtaq	61° 3'	- 69° 38'	-11
Border A	55° 20'	- 63° 13'	10
Petawawa Nat Forestry	45° 59'	- 77° 26'	-24
Ramsayville Crf	45° 25'	- 75° 33'	12
Saint-Augustin	46° 44'	- 71° 30'	2
Sainte-Anne-de Bellevue	45° 26'	- 73° 56'	27
Sherbrooke	45° 24'	- 71° 54'	9
Arvida	48° 26'	- 71° 10'	17
Normandin Cda	48° 51'	- 72° 32'	9
Parent	47° 55'	- 74° 37'	-11
Miscou Island (Aut)	48° 1'	- 64° 30'	-6
Belledune Cs	47° 54'	- 65° 50'	24
Baie Comeau Cba	49° 13'	- 68° 9'	3
Caplan	48° 6'	- 65° 41'	-10
Grande Rivière	48° 23'	- 64° 32'	-6
Harrington Harbour	50° 32'	- 59° 30'	-18
Natashquan A	50° 10'	- 61° 49'	-5
Forêt-Montmorency	47° 19'	- 71° 9'	-7
Île-d'Orleans (Aut)	47° 0'	- 70° 49'	-16
Québec A	46° 48'	- 71° 23'	7
Trois-Rivières	46° 21'	- 72° 31'	24
Villeroy (Sainte-Francoise)	46° 17'	- 72° 3'	-7
Île aux Grues	47° 4'	- 70° 32'	11
Frelighsburg	45° 3'	- 72° 50'	1
Île Charron	45° 35'	- 73° 30'	19
Montréal/Dorval Aérop. Int'l	45° 28'	- 73° 45'	18
Sainte-Clothilde	45° 10'	- 73° 41'	1
Saint-Hubert A	45° 31'	- 73° 25'	12
Sainte-Anne-de-Bellevue 1	45° 26'	- 73° 56'	19
Baie-Comeau A	49° 8'	- 68° 12'	-8
Île Rouge (Aut)	48° 4'	- 69° 33'	3
Natashquan A	50° 11'	- 61° 49'	0
Sept-Îles A	50° 13'	- 66° 16'	-6
Lac Éon (Aut)	51° 52'	- 63° 17'	-9
Pointe-des-Monts (Aut)	49° 19'	- 67° 23'	-7
Cap-d'Espoir (Aut)	48° 25'	- 64° 19'	2
Cap-de-la-Madeleine Cs	49° 15'	- 65° 20'	-1
Gaspé A	48° 46'	- 64° 29'	-26
Heath Point (Aut)	49° 5'	- 61° 42'	-9
La Pocatière Cs	47° 21'	- 70° 2'	8
Mont-Joli A	48° 36'	- 68° 13'	4
New Carlisle 1	48° 1'	- 65° 20'	-10
Pointe-au-Père (Inrs)	48° 31'	- 68° 28'	15

Nom	Latitude	Longitude	Écart relatif des vitesses (%)
Port-Menier (Aut)	49° 50'	- 64° 18'	-7
Cap-Chat Cs	49° 7'	- 66° 39'	3
Bagotville A	48° 20'	- 71° 0'	8
Roberval A	48° 31'	- 72° 16'	5
Rouyn A	48° 13'	- 78° 50'	2
La Grande Rivière A	53° 38'	- 77° 42'	-18
La Grande Iv A	53° 45'	- 73° 40'	-9
Matagami A	49° 46'	- 77° 49"	-20
Val-d'Or A	48° 4'	- 77° 47'	14
Inukjuak	58° 27'	- 78° 7'	-5
Inukjuak A	58° 28'	- 78° 5'	-17
Kuujuarapik A	55° 17'	- 77° 47'	25
Kuujuuaq A	58° 6'	- 68° 25'	31
Schefferville A	54° 48'	- 66° 49'	19
Moyenne			1
Écart-type)			14
Incertitude du modèle			7

Tableau 3-3 : Écart relatif entre les vitesses du vent et les densités de puissance observées et cartographiées à 80 m – mâts de mesure privés

Nom du site	Écart relatif (%)	
	Vitesse	Densité de puissance
Site 1	-6	-38
Site 2	4	33
Site 3	9	22
Site 4	-18	-29
Site 5	13	42
Site 6	14	56
Site 7	-2	-4
Site 8	0	25
Site 9	-2	18
Site 10	8	20
Site 11	2	14
Site 12	4	4
Site 13	-1	-14
Site 14	6	22
Site 15	11	86
Site 16	-9	-22
Site 17	-11	-28
Site 18	-6	-24
Site 19	-12	-48
Site 20	-14	-33
Site 21	6	12
Site 22	-6	-17
Site 23	-11	-20
Site 24	-7	-18
Site 25	-12	-29
Site 26	-13	-35
Site 27	-13	-29
Site 28	-5	-3
Site 29	0	1
Moyenne	-2	-1
Écart-type	9	31
Incertitude du modèle	8	30

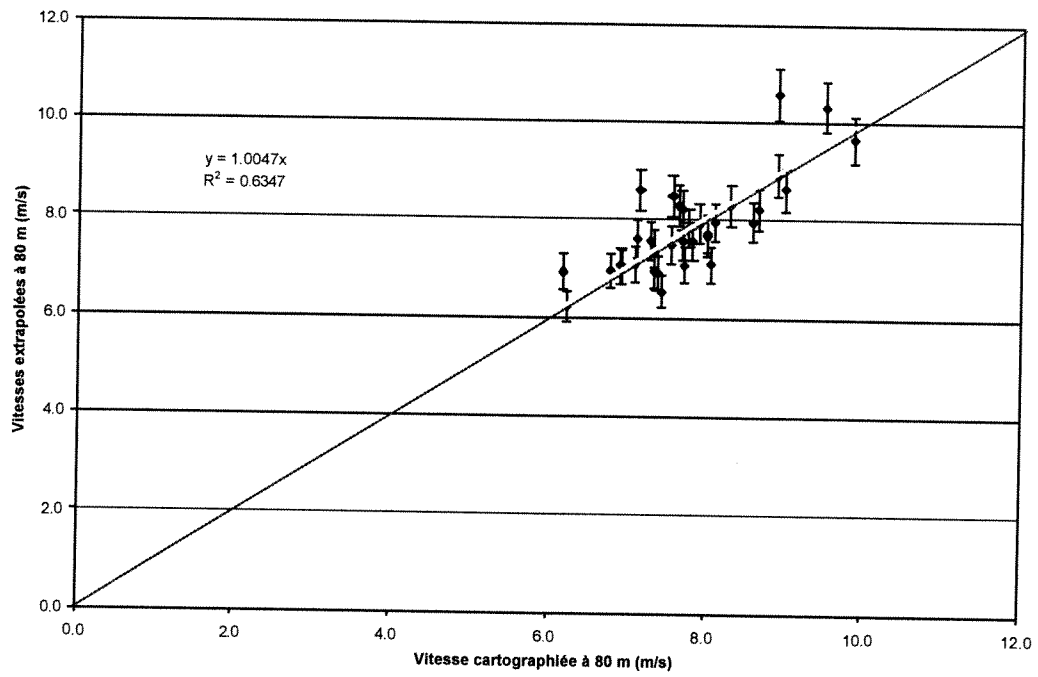


Figure 3-1 : Comparaison des vitesses extrapolées et les vitesses cartographiées à 80 m – mâts MRNF

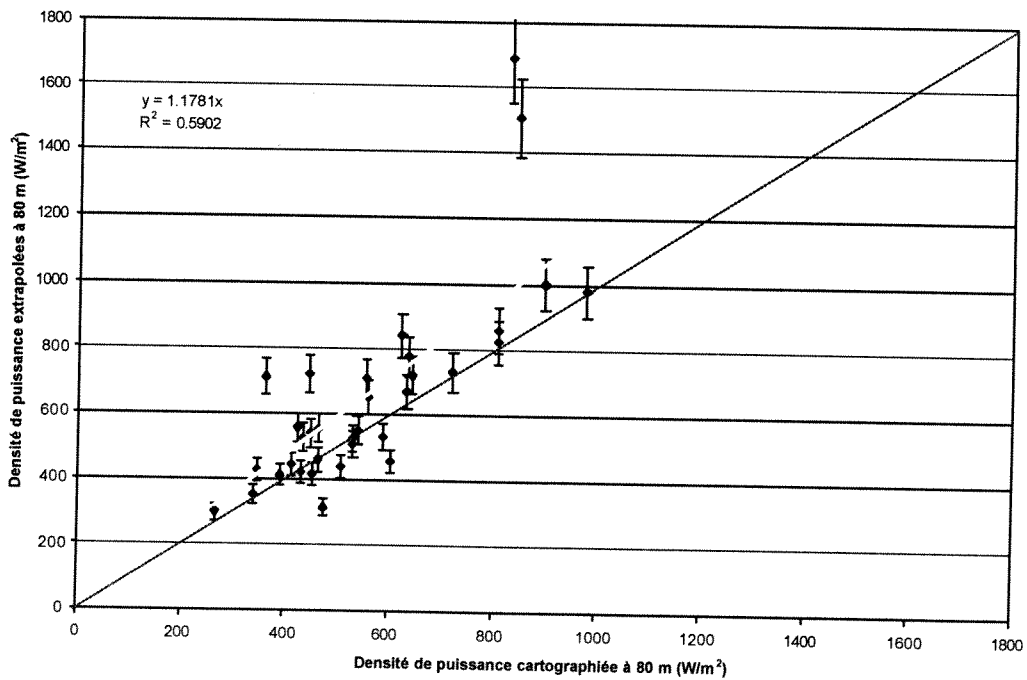


Figure 3-2 : Comparaison des densités de puissance extrapolées et cartographiées à 80 m – mâts MRNF

4 DÉFINITION DES ZONES TECHNIQUEMENT EXPLOITABLES DU TERRITOIRE QUÉBÉCOIS

La cartographie de la ressource éolienne est effectuée pour tout le territoire du Québec, comme décrit dans le chapitre précédent. Les zones du territoire techniquement propices au développement de projets éoliens sont déterminées suite à l'exclusion de zones techniquement non adéquates à l'exploitation de la ressource.

L'exclusion des territoires non exploitables se fait sur la base des contraintes géophysiques, gouvernementales ou de disponibilité de la ressource. La méthodologie tient compte des commentaires exprimés par le MRNF quant à la définition des critères d'exclusion. Ainsi, deux catégories d'exclusion sont considérées pour la détermination des zones aménageables pour des parcs éoliens. La première catégorie regroupe toutes les contraintes techniques qui empêchent de manière restrictive le développement de projets éoliens. La deuxième catégorie représente les cas où le développement est possible à condition d'y intégrer des mesures d'harmonisation. Les critères de contraintes utilisés sont inspirés des pratiques usuelles de l'industrie et des recommandations contenues dans le PRDTP (Plan régional de développement des terres publiques) de la Gaspésie et de la MRC de Matane, à la demande du MRNF.

Les outils de traitement SIG (système d'information géographique) spécifiques à l'exploitation de la ressource éolienne sont utilisés pour l'élaboration des tâches nécessaires dans la définition des zones exploitables pour des projets de parcs éoliens. Des données vectorielles et matricielles à l'échelle 1 : 50 000 et 1 : 250 000 de la BNDT (base nationale de données topographiques) sont utilisées pour exclure les zones incompatibles au développement de projets éoliens.

L'outil de traitement SIG est utilisé pour déterminer les contraintes imposées sur le terrain par la superposition de couches d'information selon les critères préétablis, en se basant sur l'expérience acquise dans le domaine.

La méthodologie appliquée pour déterminer le potentiel éolien technique du Québec comprend les étapes suivantes (autres que la cartographie des vitesses du vent et l'analyse économique) :

- ξ Définition de la zone d'étude ;
- ξ Classification des territoires en fonction du gisement éolien ;
- ξ Définition des territoires techniquement exploitables hors zones restrictives ;
- ξ Définition des zones techniquement exploitables avec harmonisation ;
- ξ Détermination du ratio de puissance aménageable par unité de surface utilisable et du facteur d'utilisation ;
- ξ Calcul du potentiel éolien technique par région administrative et par classe de vents.

4.1 Définition de la zone d'étude

Cette étape consiste à définir la zone d'étude qui est représentée par la totalité du territoire québécois. Le territoire circonscrit par les limites territoriales de la province est considéré pour la cartographie éolienne. Autre que le territoire terrestre de la province, la zone d'étude regroupe entre autres, l'île Anticosti et les Îles de la Madeleine.

4.2 Classification des territoires en fonction du gisement éolien

À la demande du MRNF, la cartographie de la ressource éolienne (décrite dans les sections précédentes) a été organisée afin de déterminer la répartition du gisement éolien sur le territoire sous étude, selon la classification de l'Institut Battelle.

Les cinq classes de vitesses de vents et de densités de puissance, pour des hauteurs de 65, 80 et 100 mètres au-dessus du sol, considérées dans l'étude, sont définies dans le Tableau 4-1.

L'inventaire du potentiel éolien technique exploitable du territoire québécois est fait sur la base des vitesses de vent à 80 mètres au-dessus du sol, étant donné que cette hauteur est typiquement représentative des projets d'aujourd'hui.

Tableau 4-1 : Classes de vitesses et de densités de puissance selon l'Institut Battelle

Numéro de la classe	Limite des classes de vents à 65 m (m/s)	Limite des classes de densité de puissance à 65 m (W/m ²)	Limite des classes de vents à 80 m (m/s)	Limite des classes de densité de puissance à 80 m (W/m ²)	Limite des classes de vents à 100 m (m/s)	Limite des classes de densité de puissance à 100 m (W/m ²)
3	6,6 à 7,3	340 à 450	6,8 à 7,5	370 à 490	7,0 à 7,7	400 à 540
4	7,3 à 7,8	450 à 550	7,5 à 8,1	490 à 610	7,7 à 8,3	540 à 670
5	7,8 à 8,3	550 à 670	8,1 à 8,6	610 à 730	8,3 à 8,8	670 à 800
6	8,3 à 9,1	670 à 900	8,6 à 9,4	730 à 1000	8,8 à 9,7	800 à 1100
7	9,1 à 12,4	900 à 2200	9,4 à 12,8	1000 à 2400	9,7 à 13,2	1100 à 2700

4.3 Définition des territoires techniquement exploitables hors zones restrictives

Le territoire sous étude est scruté pour en définir les zones techniquement exploitables pour des parcs éoliens. La première catégorie de zones techniquement exploitables concerne les zones dites hors zones restrictives. Dans ce premier filtre imposé au territoire, une première couche d'exclusion est considérée dont les critères comportent toutes les contraintes qui prohibent le développement de projets éoliens ou les rend difficiles à développer. Ces contraintes sont reliées généralement aux paramètres géophysiques, d'infrastructure ou légaux. Elles comprennent, entre autres, les infrastructures et les zones tampon relatives aux agglomérations, les infrastructures routières et autres infrastructures, les résidences, l'hydrographie et les plans d'eau. Dans l'ensemble, plus de soixante éléments de contrainte ont été utilisés dans l'élaboration des zones incompatibles au développement de projets éoliens.

En plus des zones éliminées du fait des contraintes mentionnées ci-dessus, d'autres territoires sont exclus pour tenir compte des zones protégées et des terrains dont la topographie présente des pentes supérieures à 15 % (valeur au-delà de laquelle la pente est jugée techniquement difficile pour des fins d'implantation de parcs éoliens).

Le champ des vitesses de vents à 80 mètres est utilisé comme couche d'information additionnelle pour tenir compte de la qualité du gisement éolien. Les territoires compatibles sont définis en fonction de la qualité du gisement par classes de vents de 3 à 7 selon la classification de Battelle.

Dans certains cas, les distances appliquées dans les zones tampon sont considérées quelque peu conservatrices mais ont été néanmoins utilisées pour répondre au souhait du MRNF.

4.4 Définition des zones techniquement exploitables avec harmonisation

Comme il a été déjà indiqué, les critères d'exclusion ont été inspirés du PRDTP à la demande du MRNF. De ce fait, une deuxième catégorie d'exclusion est mise pour des zones incluses dans les zones tampon applicables à des territoires dont le développement de parcs éoliens est possible mais nécessite une harmonisation (selon la définition du MRNF et du PRDTP). Dans une approche conservatrice, ces zones ont été complètement exclues des territoires potentiels techniquement exploitables, produisant ainsi un potentiel éolien technique plus faible. Certaines distances proposées semblent conservatrices et risquent de ne pas être pertinentes sur l'ensemble du territoire.

4.5 Détermination du ratio MW par unité de surface utilisable et du facteur d'utilisation

4.5.1 Détermination du ratio MW par unité de surface

Une fois les superficies nettes techniquement exploitables déterminées (après toutes exclusions), le potentiel éolien technique en MW est estimé en appliquant un ratio de puissance installée par unité de surface utilisable (MW/km²).

La détermination du ratio est basée sur une configuration d'un parc typique après soustraction des zones d'exclusions (surface nette exploitable). La méthodologie utilisée est validée sur des sites aléatoirement répartis dans des zones caractérisées par une topographie accidentée pour aboutir à des valeurs réalistes, voire conservatrices.

Les outils de configuration de parcs éoliens et de calcul du productible ont été utilisés pour la configuration typique. Ces outils spécialisés sont destinés à la micro-localisation des éoliennes dans le domaine d'un projet en tenant compte de critères de performance des parcs. Ces critères sont relatifs à la minimisation des pertes aérodynamiques ou communément appelées pertes par effet de sillage que les éoliennes engendrent les unes sur les autres.

Les éoliennes composant le parc éolien sont placées à des distances préétablies correspondant aux pratiques de l'industrie. Elles sont également orientées suivant la direction des vents dominants du secteur considéré aux fins du calcul.

Il est toutefois clair que cette micro-localisation est réalisée dans le cadre de la présente étude à des fins de prospection de site et ne saurait remplacer une micro-localisation de détail requise lorsqu'un parc éolien entre dans sa phase de développement pour fins de réalisation.

En somme, la valeur de 10 MW/km² est considérée réaliste et est celle retenue dans le cadre de cet inventaire du potentiel éolien technique du territoire québécois.

4.5.2 Détermination du facteur d'utilisation

La production énergétique escomptée d'un parc éolien en développement est généralement définie par un paramètre appelé facteur d'utilisation. Les parcs éoliens produisent à des niveaux de puissance qui dépendent de la vitesse du vent. Le facteur d'utilisation (FU) exprime le rapport entre l'énergie productible par le parc (En) et l'énergie équivalente à une production correspondant à la puissance installée (Pi) durant une année (8760 heures). Il est défini par l'équation suivante:

$$FU = \frac{En}{8760_{(heures)} \times Pi}$$

L'énergie nette d'un parc éolien correspond à l'énergie livrée au réseau électrique. Entre l'énergie brute produite par chaque éolienne du parc et l'énergie nette livrée, il survient des pertes relatives à différents effets influant la production et la transmission de l'énergie. Ces pertes sont appliquées lors du calcul de l'énergie nette, dont la liste restreinte est donnée ci-dessous :

- ξ Pertes par effet de sillage représentant les pertes d'énergie liées à la diminution du vent à chaque éolienne engendrées par l'effet mutuelle des éoliennes les unes sur les autres. Dans ce cas, les éoliennes situées en amont par rapport à la direction des vents perçoivent des vitesses de vent plus élevées que celles situées en aval ;
- ξ Pertes liées à la non disponibilité des éoliennes, engendrées par les arrêts programmés et non-programmés des machines durant les périodes d'entretien ou lors de pannes ;
- ξ Pertes électriques et de non disponibilité du réseau électrique. Les pertes électriques sont encourues dans les lignes et les transformateurs de puissance lors de la transmission de l'énergie électrique vers le réseau. Les pertes liées à la non disponibilité du réseau électrique sont encourues lorsque ce dernier n'est pas en mesure de prendre la livraison de l'énergie produite par les parcs éoliens en opération ;
- ξ Pertes aérodynamiques par encrassement des pales et par la glace représentent les pertes de performance aérodynamique des pales lors de la conversion de l'énergie mécanique du vent ;
- ξ Autres pertes, marginales celles-ci, représentant les pertes résiduelles comme les pertes liées à la variation du profil vertical du vent à travers les pales, les pertes dues aux erreurs d'orientation face au vent, pertes dues aux arrêts autour de la vitesse de coupure, etc.

L'énergie brute produite par les parcs éoliens se calcule par des routines combinant la courbe de puissance des éoliennes et la distribution des vitesses du vent observées sur le site sous étude.

La courbe de puissance d'une éolienne représente la fonction de conversion qui permet de passer de la vitesse du vent à la puissance instantanée escomptée durant l'opération de la machine. La courbe de puissance reflète la performance de la machine sur le plan énergétique et est tributaire des caractéristiques et du type de l'éolienne considérée.

La technologie des machines éoliennes est en évolution continue. Des éoliennes de 25 kW des années 1980 aux unités modernes actuelles de 3 MW voire plus, beaucoup d'innovations ont été apportées à la technologie des éoliennes comme :

- ξ La technologie des pales ;
- ξ La technologie des boîtes de transmission (multiplicateurs de vitesse) ;
- ξ La technologie des convertisseurs de l'énergie électrique ;
- ξ Les matériaux en général (utilisés dans la fabrication des composantes des éoliennes telles que le châssis, la nacelle, la tour, les pales, etc.) ;
- ξ Les systèmes de contrôle et de régulation.

Le concept technologique à axe horizontal, à trois pales constitue aujourd'hui la norme. Ce concept ne semble pas devoir changer de manière fondamentale dans les années à venir même si on observe des innovations comme la technologie sans boîte de vitesse ou à boîte de vitesse à entrées multiples. La régulation à pas de pales variable constitue le concept majoritairement utilisé pour les éoliennes actuelles. Ce concept technologique répond mieux aux exigences de comportement opérationnel et structurel des éoliennes opérant sous des vents variables.

Sur la base de l'information recueillie auprès des manufacturiers d'éoliennes à l'échelle mondiale, il apparaît que la taille moyenne probable des éoliennes considérées pour des projets à court terme passera au dessus de

2 MW l'unité. Des éoliennes de 3 MW et plus de puissance nominale sont déjà existantes sur le marché. Certains prototypes de 4,5 à 5 MW de puissance sont installés pour fin d'essais et de validation. Il est donc probable que dans un proche avenir des éoliennes de 3 MW et plus seraient largement répandues dans les projets sur terre.

Pour les besoins de la présente étude, une éolienne générique de 3 MW d'une hauteur de moyeu de 80 mètres est utilisée pour la détermination des facteurs d'utilisation. Plusieurs types d'éoliennes commercialement disponibles ont été utilisées afin de refléter la performance moyenne de l'éolienne générique suivant la classe des vitesses de vents des sites.

La distribution des vents utilisée lors de l'estimation de l'énergie attendue d'un parc éolien est l'autre intrant nécessaire au calcul. La distribution de Weibull est la fonction statistique qui représente le mieux le potentiel éolien sur un site. Deux paramètres caractérisent cette distribution; la vitesse moyenne du vent et le facteur de forme k . Les facteurs d'utilisation sont évalués pour chacune des classes de Battelle utilisées dans la représentation du potentiel éolien du Québec. La vitesse du vent correspondant au centre de la classe est prise dans le calcul de l'énergie, basé sur la distribution ayant pour paramètre k de 2,1. Cette valeur est considérée représentant de manière générale les sites du Québec.

Le Tableau 4-2 donne les facteurs d'utilisation nets (FU) en pourcentage pour chacune des classes de Battelle utilisées dans l'analyse. Ces valeurs de FU seront utilisées ultérieurement dans le calcul du potentiel énergétique, l'étude économique et l'analyse de sensibilité présentés plus loin dans le document.

Tableau 4-2 : Facteurs d'utilisation nets par classe de vent à 80 m

Classe	k	V (m/s)	FU (%)
3	2,1	7,2	33,2
4	2,1	7,8	36,0
5	2,1	8,3	38,3
6	2,1	9,0	41,5
7	2,1	11,4	52,6

5 POTENTIEL ÉOLIEN TECHNIQUE EXPLOITABLE SUR LE TERRITOIRE QUÉBÉCOIS

Ce chapitre expose les résultats de l'inventaire du potentiel éolien technique exploitable sur le territoire québécois. La cartographie des vitesses du vent et des densités de puissance pour l'ensemble du territoire québécois est donnée dans un premier temps. Les résultats de la cartographie sont donnés pour l'ensemble du territoire sans exclusion. La cartographie est exécutée pour trois niveaux au dessus du sol, soit 65, 80 et 100 mètres pour les vitesses du vent et la densité de puissance tel que décrit précédemment.

Il est important de considérer les vitesses du vent dans le cadre des conditions topographiques et de rugosité prévalant sur les sites réels. La méthode suggérée pour l'exploitation des cartes de vents et de densité de puissance est également décrite de manière succincte.

Le potentiel éolien technique exploitable est donné, dans un deuxième temps, pour chacune des 17 régions administratives du territoire québécois suivant les recommandations du MRNF. Deux scénarios seront considérés à savoir, le potentiel éolien technique du territoire hors zones restrictives et le potentiel éolien technique du territoire hors zones restrictives et harmonisées.

Les 17 régions administratives sont considérées individuellement lors du calcul du potentiel éolien technique du territoire québécois. La liste des régions administratives du Québec en ordre ascendant de leur numérotation administrative est donnée ci-dessous :

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

5.1 Cartographie de la ressource éolienne

La cartographie de la ressource éolienne a été réalisée en deux étapes comme expliqué dans les chapitres précédents. La simulation des phénomènes à méso-échelle à une résolution de 3 km constitue la première étape de la modélisation de la ressource à travers le territoire québécois. Une fois simulée, la climatologie à méso-échelle est raffinée afin d'obtenir la cartographie à micro-échelle à une résolution de 200 m. La cartographie à micro-échelle circonscrit entre autre les zones ayant un bon potentiel éolien et qui n'ont pas été mises en évidence par le modèle à méso-échelle. Les vitesses de vents et les densités de puissance sont calculées à trois hauteurs au-dessus du sol; 65, 80 et 100 mètres représentant les hauteurs typiques de moyeu d'éoliennes.

Les cartes montrent les moyennes annuelles de la vitesse du vent en m/s et de la densité de puissance contenue dans le vent en W/m^2 . Ces moyennes sont classées selon l'échelle de classification de l'institut américain Battelle. Les classes du vent de 3 à 7 sont retenues sur les cartes présentées (les classes 1 et 2 étant jugées difficilement rentable à ce moment-ci).

La cartographie du potentiel éolien technique sans restriction du territoire québécois à haute résolution (200 mètres par 200 mètres) est présentée dans le site Internet sous le volet cartes des gisements exploitables :

Vitesse moyenne annuelle – Québec (niveau 100 m ; 200 m de résolution)
Carte no : 183-43-070605-01

Vitesse moyenne annuelle – Québec (niveau 80 m ; 200 m de résolution)
Carte no : 183-39-070605-01

Vitesse moyenne annuelle – Québec (niveau 65 m ; 200 m de résolution)
Carte no : 183-35-070605-01

Densité de puissance annuelle – Québec (niveau 100 m ; 200 m de résolution)
Carte no : 183-45-070605-01

Densité de puissance annuelle – Québec (niveau 80 m ; 200 m de résolution)
Carte no : 183-41-070605-01

Densité de puissance annuelle – Québec (niveau 65 m ; 200 m de résolution)
Carte no : 183-37-070605-01

5.2 Guide d'utilisation de la cartographie de la ressource éolienne

Il est important de considérer cette cartographie avec les précautions nécessaires quant à l'interprétation des informations qui y sont contenues. Ces cartes sont un outil très puissant pour la prospection de la ressource éolienne à l'échelle du territoire québécois, mais il est nécessaire de les valider par des campagnes de mesures de vents sur site lors du développement de projets éoliens.

La cartographie de la ressource éolienne est basée sur des données de topographie et de rugosité d'une résolution d'au moins 200 m. La rugosité et la topographie réelles sur des sites localisés peuvent toutefois différer quelque peu des données cartographiques utilisées pour les fins de la modélisation. Il est donc conseillé de tenir compte de ces éléments locaux lors d'analyses de domaines à plus fine résolution (en deçà de 200 m).

La méthodologie suggérée est indiquée à l'annexe qui en donne une description succincte. La description met l'emphase sur trois éléments importants normalement pris en compte par les professionnels lors d'analyses éventuelles; l'effet d'obstacles, l'effet de la topographie et l'effet de la rugosité du sol.

5.3 Inventaire du potentiel éolien technique du territoire québécois

La présente section livre le sommaire des résultats de l'inventaire du potentiel éolien technique à travers le territoire du Québec. Les résultats sont présentés sous trois volets :

- ξ Le potentiel éolien technique exploitable hors zones restrictives ;
- ξ Le potentiel éolien technique exploitable hors zones restrictives et harmonisées ;
- ξ Le potentiel éolien technique intégrable au réseau électrique d'Hydro-Québec.

Les résultats présentés ci-dessous sont calculés sur la base de la méthodologie et des hypothèses exposées précédemment. Un ratio de 10 MW/km² pour les superficies nettes est utilisé pour calculer le potentiel en MW des régions. Les FU sont utilisés par classe de Battelle dans le calcul de l'énergie nette en TWh en fonction de la puissance potentiellement développable dans chacune des régions administratives du Québec.

5.3.1 Potentiel éolien technique du Québec hors zones restrictives

Le potentiel éolien technique hors zones restrictives, c.à.d. hors territoires exclus à cause de contraintes restrictives ne permettant pas le développement de parcs éoliens, est calculé pour chaque région administrative.

Les cartes représentant les zones techniquement aménageables sont calculées par région administrative, en rapport au gisement éolien cartographié à 80 mètres au-dessus du sol et classifié selon des classes de Battelle (classe 3 à 7).

Le Tableau 5-1 donne le potentiel en puissance installée (MW) ainsi que la production d'électricité pouvant en découler (TWh/an) et ce par classe de Battelle pour chacune des régions administratives.

Tableau 5-1 : Potentiel éolien technique du Québec exploitable hors zones restrictives

Régions administratives	Classes des vents	Potentiel éolien (MW)	Potentiel éolien (TWh)
01 Bas-Saint-Laurent	3	19 042,1	55,4
	4	2 315,0	7,3
	5	188,4	0,6
	6	51,0	0,2
	7	7,5	0,0
	total	21 604,0	63,5
02 Saguenay-Lac-St-Jean	3	44 194,9	128,5
	4	4 483,5	14,1
	5	507,6	1,7
	6	418,2	1,5
	7	37,8	0,2
	total	49 642,0	146,1
03 Capitale-Nationale	3	1 786,3	5,2
	4	1 000,2	3,2
	5	425,4	1,4
	6	99,5	0,4
	7	0,1	0,0
	total	3 311,5	10,1
04 Mauricie	3	1 287,5	3,7
	4	0,0	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	1 287,5	3,7
05 Estrie	3	1 900,0	5,5
	4	333,8	1,1
	5	56,6	0,2
	6	20,9	0,1
	7	6,6	0,0
	total	2 317,9	6,9
06 Montréal	3	0,0	0,0
	4	0,0	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	0,0	0,0

07 Outaouais	3	92,4	0,3
	4	0,2	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	92,6	0,3
08 Abitibi-Témiscamingue	3	779,5	2,3
	4	0,4	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	779,9	2,3
09 Côte-Nord	3	301 245,5	876,1
	4	77 104,0	243,2
	5	13 101,7	44,0
	6	3 360,7	12,2
	7	262,9	1,2
	total	395 074,9	1 176,7
10 Nord-du-Québec	3	1 302 153,6	3 787,1
	4	1 310 340,0	4 132,3
	5	621 692,8	2 085,8
	6	192 367,5	699,3
	7	46 886,2	216,0
	total	3 473 440,2	10 920,6
11 Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	3	12 599,4	36,6
	4	4 312,0	13,6
	5	1 826,1	6,1
	6	623,4	2,3
	7	243,8	1,1
	total	19 604,7	59,8
12 Chaudières-Appalaches	3	5 966,8	17,4
	4	1 188,1	3,7
	5	120,3	0,4
	6	30,1	0,1
	7	0,4	0,0
	total	7 305,7	21,6
13 Laval	3	10,5	0,0
	4	0,0	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	10,5	0,0

14 Lanaudière	3	324,1	0,9
	4	19,6	0,1
	5	0,4	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	344,0	1,0
15 Laurentides	3	493,8	1,4
	4	17,4	0,1
	5	0,5	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	511,6	1,5
16 Montérégie	3	5 918,0	17,2
	4	616,2	1,9
	5	0,3	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	6 534,5	19,2
17 Centre-du-Québec	3	2 328,4	6,8
	4	132,1	0,4
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	2 460,5	7,2
Total Québec	3	1 700 122,7	4 944,5
	4	1 401 862,6	4 420,9
	5	637 920,1	2 140,3
	6	196 971,4	716,1
	7	47 445,3	218,6
	total	3 984 322,2	12 440,4

5.3.2 Potentiel éolien technique du Québec hors zones restrictives et harmonisées

En plus de l'exclusion des zones restrictives, des zones dont le développement de projets éoliens nécessiterait des mesures d'harmonisation ont été exclues à la demande du MRNF. Ces zones regroupent des éléments eux-mêmes exclus du territoire exploitable et des zones tampon autour d'éléments déjà considérés ou non dans les restrictions.

Le potentiel éolien technique du Québec pour cette catégorie de territoires est donné en considérant le potentiel éolien à 80 mètres par classe de Battelle et par région administrative.

Le Tableau 5-2 donne le détail des résultats pour le territoire québécois dans sa globalité.

Tableau 5-2 : Potentiel éolien technique du Québec exploitable hors zones restrictives et harmonisées

Régions administratives	Classes des vents	Potentiel éolien (MW)	Potentiel éolien (TWh)
01 Bas-Saint-Laurent	3	13 962,5	40,6
	4	1 733,5	5,5
	5	155,4	0,5
	6	50,7	0,2
	7	7,5	0,0
	total	15 909,4	46,8
02 Saguenay-Lac-St-Jean	3	35 968,4	104,6
	4	3 615,6	11,4
	5	360,3	1,2
	6	280,7	1,0
	7	54,8	0,3
	total	40 279,7	118,5
03 Capitale-Nationale	3	851,1	2,5
	4	499,0	1,6
	5	145,7	0,5
	6	44,0	0,2
	7	0,0	0,0
	total	1 539,8	4,7
04 Mauricie	3	1 262,8	3,7
	4	0,0	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	1 262,8	3,7

05 Estrie	3	1 454,7	4,2
	4	257,0	0,8
	5	34,7	0,1
	6	7,8	0,0
	7	1,0	0,0
	total	1 755,2	5,2
06 Montréal	3	0,0	0,0
	4	0,0	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	0,0	0,0
07 Outaouais	3	81,2	0,2
	4	0,0	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	81,2	0,2
08 Abitibi-Témiscamingue	3	738,7	2,1
	4	0,4	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	739,1	2,1
09 Côte-Nord	3	270 041,3	785,4
	4	74 824,2	236,0
	5	13 010,7	43,7
	6	3 349,0	12,2
	7	262,9	1,2
	total	361 488,1	1 078,4
10 Nord-du-Québec	3	1 301 746,6	3 785,9
	4	1 310 330,9	4 132,3
	5	621 692,7	2 085,8
	6	192 367,5	699,3
	7	46 886,2	216,0
	total	3 473 023,9	10 919,4
11 Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	3	11 577,4	33,7
	4	3 679,7	11,6
	5	1 279,0	4,3
	6	344,0	1,3
	7	197,8	0,9
	total	17 077,9	51,7

12 Chaudières-Appalaches	3	5 215,7	15,2
	4	891,0	2,8
	5	102,7	0,3
	6	30,1	0,1
	7	0,4	0,0
	total	6 239,9	18,4
13 Laval	3	0,0	0,0
	4	0,0	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	0,0	0,0
14 Lanaudière	3	76,2	0,2
	4	0,7	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	76,9	0,2
15 Laurentides	3	239,8	0,7
	4	10,4	0,0
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	250,2	0,7
16 Montérégie	3	3 726,3	10,8
	4	266,4	0,8
	5	0,3	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	3 993,1	11,7
17 Centre-du-Québec	3	1 822,9	5,3
	4	83,9	0,3
	5	0,0	0,0
	6	0,0	0,0
	7	0,0	0,0
	total	1 906,8	5,6
Total Québec	3	1 648 765,3	4 795,1
	4	1 396 192,8	4 403,0
	5	636 781,3	2 136,5
	6	196 473,8	714,3
	7	47 410,6	218,5
	total	3 925 623,8	12 267,3

5.3.3 Potentiel éolien technique du Québec intégrable au réseau électrique

Dans le cadre de l'étude⁴ commandée par le MRNF à RSW, cette dernière a évalué la capacité d'intégration du réseau intégré d'Hydro-Québec.

À la demande du MRNF, les résultats de l'étude sont utilisés dans la présente section pour mettre en évidence le potentiel éolien intégrable au réseau électrique d'Hydro-Québec. Les valeurs et l'interprétation des résultats de l'étude ci-dessus mentionnée sont prises intégralement telles que publiées dans le rapport de RSW. Pour plus de commodité de rédaction, la référence est citée une seule fois en note de bas de page. Le terme "Rapport" fera dorénavant référence à l'étude d'intégration mentionnée. Pour plus de détails sur l'étude, le lecteur aura à se référer au Rapport.

Les facteurs limitatifs à l'intégration de puissance de production au réseau électrique sont développés dans le Rapport. Les plus importants sont liés :

- ξ Aux sous-réseaux électriques régionaux auxquels les installations de production sont raccordées;
- ξ Aux contraintes liées à la circulation de l'énergie électrique sur le réseau principal de transport à 735 kV;
- ξ À la limite relative à la puissance globale sur le réseau dont les facteurs limitatifs principaux sont : la réserve de production, le contrôle de la tension et la stabilité du réseau, le contrôle de la fréquence et le suivi de la charge et l'exploitation du réseau à faible charge.

Le potentiel éolien intégrable au réseau est calculé sous les deux volets suivants :

- ξ Potentiel éolien technique intégrable avec renforcement du réseau électrique;
- ξ Potentiel éolien technique intégrable avec ajout d'infrastructures

Les travaux de renforcement sont définis dans le Rapport comme « *les travaux réalisables dans des délais ne dépassant normalement pas environ deux ans, soit la durée moyenne de l'implantation d'un parc éolien* ». L'ajout d'infrastructures « *correspond à la réalisation de travaux majeurs tels que des nouvelles lignes ou des nouveaux postes, dont la réalisation est subordonnée entre autres à la tenue d'audiences publiques qui peuvent impliquer des délais importants* ».

Selon le Rapport « *Hydro-Québec TransÉnergie considère actuellement qu'une limite de 10% devrait pouvoir être atteinte sans problèmes majeurs* ». Ceci correspond à une puissance intégrable d'environ 3 600 MW en 2004 et 4 000 MW en 2015.

Les limites de capacité de production intégrable au réseau électrique émanant du Rapport et le potentiel éolien technique exploitable avant intégration issu de la présente étude, sont donnés dans les tableaux 5-3 et 5-4 par région administrative du territoire québécois. Selon la définition énoncée dans le Rapport les capacités intégrables au réseau électrique par région administratives ne peuvent pas s'ajouter mais doivent être prises individuellement.

⁴ RSW, Évaluation de la capacité d'intégration du réseau intégré d'Hydro-Québec au regard de l'ajout de parcs de production d'électricité à partir d'énergie éolienne, P44 0409 E021 DOC, révision juin 2005.

Tableau 5-3: Potentiel éolien technique exploitable avant intégration au réseau et limites de capacités intégrables au réseau électrique – restrictif

	Région administrative	Potentiel éolien	Limite réseau avec renforcement	Limite réseau avec ajout d'infrastructure
		MW	MW	MW
1	01 Bas-Saint-Laurent	21 604	550	550
2	02 Saguenay-Lac-St-Jean	49 642	2 000	2 100
3	03 Capitale-Nationale	3 312	2 000	3 650
4	04 Mauricie	1 288	2 000	4 000
5	05 Estrie	2 318	2 000	2 200
6	06 Montréal	0	10 800	10 800
7	07 Outaouais	93	1 000	1 000
8	08 Abitibi-Témiscamingue	780	1 000	1 000
9	09 Côte-Nord	395 075	2 000	3 000
10	10 Nord-du-Québec	3 473 440	2 000	2 120
11	11 Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	19 605	550	550
12	12 Chaudières-Appalaches	7 306	2 000	5 000
13	13 Laval	11	5 950	5 950
14	14 Lanaudière	344	3 000	3 000
15	15 Laurentides	512	5 670	5 670
16	16 Montérégie	6 535	21 650	21 650
17	17 Centre-du-Québec	2 461	2 000	3 000

Tableau 5-4: Potentiel éolien technique exploitable avant intégration au réseau et limites de capacités intégrables au réseau électrique – harmonisé

	Région administrative	Potentiel éolien	Limite réseau avec renforcement	Limite réseau avec ajout d'infrastructure
		MW	MW	MW
1	01 Bas-Saint-Laurent	15 909	550	550
2	02 Saguenay-Lac-St-Jean	40 280	2 000	2 100
3	03 Capitale-Nationale	1 540	2 000	3 650
4	04 Mauricie	1 263	2 000	4 000
5	05 Estrie	1 755	2 000	2 200
6	06 Montréal	0	10 800	10 800
7	07 Outaouais	81	1 000	1 000
8	08 Abitibi-Témiscamingue	739	1 000	1 000
9	09 Côte-Nord	361 488	2 000	3 000
10	10 Nord-du-Québec	3 473 024	2 000	2 120
11	11 Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	17 078	550	550
12	12 Chaudières-Appalaches	6 240	2 000	5 000
13	13 Laval	0	5 950	5 950
14	14 Lanaudière	77	3 000	3 000
15	15 Laurentides	250	5 670	5 670
16	16 Montérégie	3 993	21 650	21 650
17	17 Centre-du-Québec	1 907	2 000	3 000

Le potentiel éolien technique intégrable au réseau est déterminé par région administrative en croisant les potentiels éoliens techniques et les capacités intégrables au réseau. La valeur limite inférieure du potentiel éolien ou de la capacité de production intégrable au réseau électrique est prise comme le potentiel éolien technique intégrable. Les valeurs du potentiel éolien technique intégrable sont données par région administrative pour les trois catégories de travaux requis sur le réseau électrique comme définis précédemment.

L'énergie escomptée des puissances éoliennes intégrables est aussi calculée à partir des facteurs d'utilisation de chacune des classes des vents. Le FU moyen pondéré pour chacune des régions administratives est calculé en fonction du potentiel éolien technique total disponible par classe de vent. L'équation suivante donne la formulation du calcul de l'énergie éolienne escomptée :

$$\text{Énergie (TWh)} = \text{FU pondéré moyen (\%)} \times \text{Potentiel intégrable (MW)} \times 8\,760 \text{ (hrs)} / 1\,000\,000$$

Les résultats de calcul sont donnés dans le Tableau 5-5 pour le potentiel éolien technique exploitable hors territoires restrictifs et dans le Tableau 5-6 pour le potentiel éolien technique exploitable hors territoires restrictifs et avec harmonisation.

Tableau 5-5: Potentiel éolien technique intégrable au réseau électrique- restrictif

	Région administrative	Potentiel intégrable avec renforcement		Potentiel intégrable avec ajout d'infrastructure	
		MW	TWh	MW	TWh
1	01 Bas-Saint-Laurent	550	1,6	550	1,6
2	02 Saguenay-Lac-St-Jean	2 000	5,9	2 100	6,2
3	03 Capitale-Nationale	2 000	6,1	3 312	10,1
4	04 Mauricie	1 288	3,7	1 288	3,7
5	05 Estrie	2 000	5,9	2 200	6,5
6	06 Montréal	0	0,0	0	0,0
7	07 Outaouais	93	0,3	93	0,3
8	08 Abitibi-Témiscamingue	780	2,3	780	2,3
9	09 Côte-Nord	2 000	6,0	3 000	8,9
10	10 Nord-du-Québec	2 000	6,3	2 120	6,7
11	11 Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	550	1,7	550	1,7
12	12 Chaudières-Appalaches	2 000	5,9	5 000	14,8
13	13 Laval	11	0,0	11	0,0
14	14 Lanaudière	344	1,0	344	1,0
15	15 Laurentides	512	1,5	512	1,5
16	16 Montérégie	6 535	19,2	6 535	19,2
17	17 Centre-du-Québec	2 000	5,8	2 461	7,2

Tableau 5-6: Potentiel éolien technique intégrable au réseau électrique - harmonisé

	Région administrative	Potentiel avec renforcement		Potentiel avec ajout d'infrastructure	
		MW	TWh	MW	TWh
1	01 Bas-Saint-Laurent	550	1,62	550	1,62
2	02 Saguenay-Lac-St-Jean	2 000	5,88	2 100	6,18
3	03 Capitale-Nationale	1 540	4,70	1 540	4,70
4	04 Mauricie	1 263	3,67	1 263	3,67
5	05 Estrie	1 755	5,19	1 755	5,19
6	06 Montréal	0	0,00	0	0,00
7	07 Outaouais	81	0,24	81	0,24
8	08 Abitibi-Témiscamingue	739	2,15	739	2,15
9	09 Côte-Nord	2 000	5,97	3 000	8,95
10	10 Nord-du-Québec	2 000	6,29	2 120	6,67
11	11 Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	550	1,67	550	1,67
12	12 Chaudières-Appalaches	2 000	5,91	5 000	14,77
13	13 Laval	0	0,00	0	0,00
14	14 Lanaudière	77	0,22	77	0,22
15	15 Laurentides	250	0,73	250	0,73
16	16 Montérégie	3 993	11,68	3 993	11,68
17	17 Centre-du-Québec	1 907	5,57	1 907	5,57

6 COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DE SOURCE ÉOLIENNE

Le présent chapitre a pour objectif d'évaluer le coût de production de l'électricité de source éolienne pour des parcs entrant en service au cours de la période s'échelonnant de 2006 à 2012, c'est-à-dire le prix que devrait payer Hydro-Québec à un producteur privé. Ce coût de production est calculé pour des projets typiques de 100 MW réalisés sur des sites ayant une qualité de gisement éolien de classe 3, 4, 5, 6, ou 7 selon la classification de Batelle.

En premier lieu, les hypothèses utilisées, y compris les valeurs retenues pour l'analyse financière, sont exposées. Les résultats des calculs du coût de production et une analyse de sensibilité sur dix paramètres sont ensuite présentés.

6.1 Hypothèses de calcul

Le calcul de coût de production par kWh de source éolienne est effectué pour chacune des cinq classes de Batelle retenues pour des projets mis en service en 2006, 2008, 2010 et 2012, et ce, selon trois ensembles d'hypothèses :

- ξ les hypothèses techniques (Tableau 6-1) ;
- ξ les hypothèses budgétaires, économiques et fiscales (Tableau 6-2) ; et
- ξ les hypothèses de financement (Tableau 6-3).

Des notes explicatives sur les hypothèses et valeurs retenues sont fournies à la suite de chacun des tableaux sommaires. Celles-ci sont appuyées par diverses sources d'information fiables et reconnues dans l'industrie éolienne.

Tableau 6-1: Hypothèses techniques

Paramètre	Valeur	Unité	Note explicative
Puissance installée moyenne par projet	100	MW	1
Nombre d'éoliennes	33	Unité	1
Puissance unitaire moyenne des éoliennes	3,0	MW	1
Facteurs d'utilisation (FU) moyens (par classe de Batelle)			2
– Classe 3 (vitesse moyenne du vent 7,2 m/s)	33,2	%	
– Classe 4 (vitesse moyenne du vent 7,8 m/s)	36,0	%	
– Classe 5 (vitesse moyenne du vent 8,3 m/s)	38,3	%	
– Classe 6 (vitesse moyenne du vent 9,0 m/s)	41,5	%	
– Classe 7 (vitesse moyenne du vent 11,4 m/s)	52,6	%	
Production annuelle d'électricité			2
– Classe 3 (vitesse moyenne du vent 7,2 m/s)	290 744	MWh	
– Classe 4 (vitesse moyenne du vent 7,8 m/s)	315 010	MWh	
– Classe 5 (vitesse moyenne du vent 8,3 m/s)	335 158	MWh	
– Classe 6 (vitesse moyenne du vent 9,0 m/s)	363 452	MWh	
– Classe 7 (vitesse moyenne du vent 11,4 m/s)	460 338	MWh	
Durée de vie du projet	25	Ans	3
Coefficient d'ajustement de la production - Année 1	90	%	4

Notes explicatives des hypothèses techniques :

1. Taille moyenne des projets et des éoliennes

Les parcs éoliens types ont une taille variant de 50 MW à quelques centaines de MW. Une taille de 100 MW a été retenue dans le cadre de la présente analyse financière, reflétant d'ailleurs la taille de la plupart des parcs sélectionnés dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour les premiers 1000 MW de puissance éolienne. Le calcul du productible a considéré des éoliennes d'une puissance unitaire de 3 MW avec une hauteur de moyeu de 80 m étant donné que des éoliennes de cette puissance unitaire seront largement répandues dans un avenir rapproché.

2. Facteurs d'utilisation et productions annuelles d'électricité

Les productions annuelles d'électricité et les facteurs d'utilisation (FU) utilisés aux fins de cette analyse financière proviennent des calculs présentés aux sections précédentes.

3. Durée de vie du projet

Cette durée de vie du projet est basée sur la durée de vie utile des éoliennes disponibles sur le marché.

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

Le coefficient d'ajustement vise à tenir compte du rodage caractéristique de la première année d'opération de la plupart des projets. Ceci signifie que la production annuelle de la première année est équivalente à 90 % du productible annuel estimé.

Tableau 6-2 : Hypothèses budgétaires, économiques et fiscales

Paramètre	Valeur	Unité	Note
Coût unitaire d'investissement en 2005	1 677 000 à 1 938 000	\$Can 2005 / MW	1
Dépenses annuelles d'opération et d'entretien (O&M) -- année 1 d'un projet mis en service en 2006	1,5	¢ 2006 / kWh	2
Taux annuel de réduction des coûts d'investissement et des dépenses O&M attribuables aux gains technologiques sur l'horizon 2006 – 2012	2,25	%	3
Taux annuel d'inflation sur les coûts d'investissement et sur les dépenses O&M	2,0	%	4
Taux d'indexation du prix de vente de l'électricité	2,0	%	4
Taxes			5
– Taxe municipale (en lieu de taxes)	3,0	%	
– Taxe sur le capital (Québec)	0,60	%	
– Taxe sur le capital des grandes sociétés (fédéral)	0,20	%	

Notes explicatives des hypothèses budgétaires, économiques et fiscales :

1. Coût unitaire d'investissement

Le coût d'investissement d'un projet peut être divisé en deux grandes parties : les coûts de construction, souvent appelés « coûts tangibles » et les coûts non tangibles, se rapportant aux frais 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 coûts associés au démarrage et aux essais de performance menant au début de l'exploitation commerciale.

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 (obtentions des droits fonciers, permis et autorisations), aux honoraires professionnels (légal, technique), 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.

Il est estimé que le coût unitaire peut varier d'une région à une autre, notamment en raison des différences dans les coûts de construction et de transport des équipements, qui représentent environ 20 à 25 % des coûts d'un projet type. Pour les fins de l'évaluation des coûts de transport, il est émis comme hypothèse que les composantes éoliennes proviennent de Matane.

Après consultations avec l'industrie, six grandes régions sont identifiées pour refléter ces différences de coûts : Gaspésie/Bas-Saint-Laurent, Sud du Québec (Montréal, Québec et environs), Saguenay-Lac-Saint-Jean, Abitibi-Témiscamingue, Côte-Nord et Nord-du-Québec.

Puisque la Gaspésie s'affiche comme région chef de file dans le domaine éolien, la première hypothèse de base sur le coût unitaire d'investissement porte sur cette région et est estimée à 1,7 M\$ (dollars de 2005) par MW installé pour un projet type de 100 MW, dont le contrat d'achat d'électricité serait signé en 2005 pour une mise en service effectuée l'année suivante. Comme l'indiquent les Tableau 6-4, Tableau 6-5 et Tableau 6-6, ce coût varie de 1,677 M\$/MW pour la région Sud du Québec à 1,938 M\$/MW pour la région Nord-du-Québec.

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

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

ξ frais d'exploitation et frais liés à l'entretien préventif planifié ;

ξ frais de réparation ;

ξ primes d'assurance ;

ξ loyer type pour les terrains ;

ξ divers autres frais (incluant comptabilité, gestion générale, etc.).

À l'heure actuelle, Hélimax planifie les frais liés 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 \$ / kWh. Cet ordre de grandeur reflète les connaissances accumulées au cours des dernières années et trouve une confirmation dans la littérature spécialisée sur l'éolien. Cette valeur reflètera les dépenses O&M de l'année 1 d'un projet mis en service en 2006.

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

L'industrie de l'énergie éolienne a connu à l'échelle mondiale une croissance composée annuellement de plus de 32 % depuis 1993. Avec une année record d'environ 8 000 MW installés correspondant à des investissements de près de 9 milliards \$US en 2003, la puissance éolienne mondiale installée a atteint 47 000 MW à la fin de l'année 2004. Par ailleurs, la puissance installée au Canada pourrait atteindre les 8 000 MW d'ici 2012 (Hélimax Énergie, 2004), alors que le Québec aura entre 1 200 MW et 1 500 MW de puissance installée d'ici 2012, en raison du récent appel d'offres d'Hydro-Québec et sans considérer le prochain appel prévu ou tout autre projet additionnel.

Le corollaire de cette croissance rapide est l'amélioration constante de la technologie éolienne aux plans de sa performance, de sa fiabilité et de son coût d'investissement par MW installé. Afin d'établir le taux annuel pertinent de réduction des coûts d'investissement et des dépenses O&M attribuables au gain technologique, quelques études de référence ont été consultées.

La première étude, intitulée « Wind Force 12 » et réalisée par la firme BTM Consult, pour le compte de l'Association européenne de l'énergie éolienne et Greenpeace, évalue la faisabilité pour l'industrie éolienne d'atteindre au taux composé de réduction des coûts d'investissement et des dépenses O&M de 3,5 % annuellement sur la période 2004 à 2010. Ceci est basé toutefois sur l'hypothèse de la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire vigoureux à l'échelle mondiale, ce que nous estimons comme étant un scénario faisable mais optimiste.

D'autre part, la même firme établissait en 2003 dans son rapport intitulé « International World Energy Development » des prévisions de réduction des coûts d'investissement et des dépenses O&M équivalentes à un taux composé de 2,5 % annuellement sur la période 2004-2010 sur la base de tendances lourdes. Cette prévision nous apparaît plus réaliste et rien nous indique que des gains technologiques de cet ordre ne pourront pas se matérialiser.

Enfin, une revue de plusieurs études publiées entre autres dans le *Wind Power Monthly* (2005) indique que le taux de réduction se chiffrerait entre 1,5 % et 3 %.

Pour les fins de cette analyse financière, un taux de réduction de 2,25 % par an a été retenu en raison des projections des études ci-haut mentionnées et de l'évolution du marché canadien.

4. Taux annuel d'inflation et taux d'indexation du prix de l'électricité

Tel que repris par Hydro-Québec Distribution (2004), le taux annuel moyen projeté de l'inflation jusqu'en 2011 est estimé à 2,1 % pour le Québec. Par ailleurs, bien que le taux varie d'année en année, la Banque du Canada vise à maintenir le taux d'inflation à 2,0 % au Canada par le biais de sa politique monétaire. Pour les fins de cette analyse financière, le taux annuel d'inflation à long terme appliqué sur les coûts d'investissement et sur les dépenses d'O&M a été fixé à 2,0 %.

Le taux d'indexation du prix de vente de l'électricité a aussi été fixé au taux de l'inflation, soit 2,0 %.

5. 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 des ventes d'électricité. Notons cependant que cette taxe a été remplacée par la « taxe sur les services publics ». Dans le cas de l'exploitation d'un réseau de production, de transmission ou de distribution d'énergie électrique, cette taxe est désormais calculée de la façon suivante⁵ :

- ξ 0,20 % de la partie de la valeur nette des actifs faisant partie du réseau de l'exploitant pour son dernier exercice financier qui se termine dans l'année civile précédente, qui n'excède pas 750 000 000 \$;
- ξ 0,55 % de la partie de la valeur nette des actifs faisant partie du réseau de l'exploitant pour son dernier exercice financier qui se termine dans l'année civile précédente, qui excède 750 000 000 \$.

Il appert que cette nouvelle forme de taxation réduit légèrement le coût de production; ainsi les valeurs calculées dans le cadre de cette analyse financière sont légèrement surestimées.

Selon les budgets des gouvernements du Québec et du Canada de 2004, les taxes fédérale et provinciale sur le capital, applicables dans le cadre de projets d'investissement réalisés au Québec, sont respectivement fixés à 0,20 % et 0,60 %. Ces taxes sont calculées sur la base du capital versé. Une exemption de 50 M \$ est applicable au fédéral à compter de 2004 alors qu'aucune exemption n'est applicable au provincial si le capital versé excède 4 M \$, ce qui est le cas pour les projets éoliens ici à l'étude.

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 provincial et fédéral 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 présumons 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 ainsi réaliser l'évaluation financière à long terme des projets éoliens au Québec.

⁵ <http://www.assnat.qc.ca/fra/37legislature1/Projets-loi/publics/05-f100.htm>

Il est à noter que depuis la réalisation des analyses financières dans le cadre de ce mandat, le gouvernement du Québec a annoncé dans son dernier budget une réduction progressive de la taxe provinciale sur le capital au cours des prochaines années, soit 0,525% en 2006, 0,49% en 2007, 0,36% en 2008 et 0,29% en 2009⁶. Afin d'évaluer l'impact de cette baisse de taxes sur le coût de production, quelques scénarios ont été refaits en remplaçant le taux de 0,6 % par le taux de 2009, soit 0,29%. Il appert que cette réduction de la taxe sur le capital ferait baisser le coût de production de 1 à 2 %, selon nos analyses.

Tableau 6-3 : Hypothèses de financement

Paramètre	Valeur	Unité	Note
Fonds propres (% du coût total d'investissement)	30,0	%	1
Dette (% du coût total d'investissement)	70,0	%	1
Subvention / aide fiscale	aucune		1
Taux de rendement interne avant impôts (TRIAv)	12	%	2
Dette			
- Taux d'intérêt	7	%	3
- Durée du terme	18	ans	3
- Fréquence de versement	4	par an	
Durée de l'analyse (correspond à la durée de vie du projet)	25	ans	

Notes explicatives des hypothèses de financement :

1. Ratio fonds propres, dette et subvention

Un ratio dette sur fonds propres de 2,33 a été retenu. Ce scénario correspond aux standards de l'industrie pour un projet de ce type réalisé au Canada sur un site de bonne qualité.

Il est émis de plus comme hypothèse 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 équivalente à 70 % des investissements totaux.

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

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 9 % et 15 %. Pour les fins de la présente analyse financière, un taux de rendement interne avant impôts (TRIAv) sur fonds propres de 12 % a été retenu. Comme son nom l'indique, ce rendement est calculé avant les impôts sur les revenus, mais il intègre le paiement des taxes fédérale et provinciale sur le capital et les taxes municipales (en-lieu de taxes).

⁶ [http://www.ey.com/global/download.nsf/Canada_F/2005_Quebec_Budget_Analysis_FR/\\$file/TaxAlert_2005QuebecBudget_FR.pdf](http://www.ey.com/global/download.nsf/Canada_F/2005_Quebec_Budget_Analysis_FR/$file/TaxAlert_2005QuebecBudget_FR.pdf)

3. Financement de la dette

Les projets éoliens devraient pouvoir bénéficier de contrats d'achat d'électricité à long terme de 15 à 25 ans. Par conséquent, le promoteur devrait pouvoir négocier aisément un prêt à long terme d'une durée moyenne de 18 ans avec une banque commerciale, ou encore avec une compagnie d'assurances ou 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. Le rendement de ces obligations pour un terme de 18 ans était de 4,74 % le 31 mars 2005.⁷ Le taux d'intérêt applicable à l'emprunt devrait donc être de l'ordre de 6,75 % à 7,25 %. Nous utiliserons pour les fins de cette étude un taux moyen de 7 %, soit 225 points de base au-dessus du rendement obtenu avec les obligations canadiennes.

⁷ Source : Quotidien La Presse, section La Presse Affaires, 31 mars 2005. Les obligations, Gouvernement du Canada, Échéance 1 juin 2023.

Tableau 6-4 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2006-2012 (régions 1 et 2)

Année de construction	Année de mise en service	Région 1 Bas-Saint-Laurent/Gaspésie		Région 2 Sud-du-Québec (Montréal et environs, Québec et environs) ⁸		Dépenses O&M par kWh	Dépenses O&M par kWh
		Coût d'investissement par MW	Coût d'investissement par MW	Coût d'investissement par MW	Coût d'investissement par MW		
		(milliers \$ 2005)	(milliers \$ de l'année de construction du projet)	(milliers \$ 2005)	(milliers \$ de l'année de construction du projet)	(cent de l'année 1 du projet)	(cent de l'année 1 du projet)
2005	2006	1700	1700	1677	1677	1,50	1,50
2006	2007	1663	1696	1640	1673	1,47	1,50
2007	2008	1626	1692	1604	1669	1,43	1,49
2008	2009	1590	1688	1569	1665	1,40	1,49
2009	2010	1555	1683	1534	1661	1,37	1,49
2010	2011	1521	1679	1501	1657	1,34	1,48
2011	2012	1488	1675	1468	1653	1,31	1,48

⁸ Capitale-Nationale (03), Mauricie (04), Estrie (05), Montréal (06), Outaouais (07), Chaudière-Appalaches (12); Laval (13); Lanaudière (14), Laurentides (15), Montérégie (16), Centre-du-Québec (17).

Tableau 6-5 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2006-2012 (régions 3 et 4)

Année de construction	Année de mise en service	Région 3			Région 4		
		Saguenay-Lac-Saint-Jean			Abitibi-Témiscamingue		
		Coût d'investissement par MW	Coût d'investissement par MW	Coût d'investissement par MW	Coût d'investissement par MW	Dépenses O&M par kWh	Dépenses O&M par kWh
		(milliers \$ 2005)	(milliers \$ de l'année de construction du projet)	(milliers \$ 2005)	(milliers \$ de l'année de construction du projet)	(cent 2006)	(cent de l'année 1 du projet)
2005	2006	1743	1743	1768	1768	1,50	1,50
2006	2007	1704	1738	1729	1764	1,47	1,50
2007	2008	1667	1734	1691	1759	1,43	1,49
2008	2009	1630	1730	1654	1755	1,40	1,49
2009	2010	1594	1726	1617	1751	1,37	1,49
2010	2011	1559	1721	1582	1746	1,34	1,48
2011	2012	1525	1717	1547	1742	1,31	1,48

Tableau 6-6 : Valeurs de calcul utilisées selon l'année de construction et de mise en service sur l'horizon 2006-2012 (régions 5 et 6)

Année de construction	Année de mise en service	Région 5 Côte-Nord			Région 6 Nord-du-Québec		
		Coût d'investissement par MW (milliers \$ 2005)	Coût d'investissement par MW (milliers \$ de l'année de construction du projet)	Coût d'investissement par MW (milliers \$ 2005)	Coût d'investissement par MW (milliers \$ de l'année de construction du projet)	Dépenses O&M par kWh (cent 2006)	Dépenses O&M par kWh (cent de l'année 1 du projet)
2005	2006	1913	1913	1938	1938	1,50	1,50
2006	2007	1870	1908	1895	1933	1,47	1,50
2007	2008	1829	1903	1854	1929	1,43	1,49
2008	2009	1789	1899	1813	1924	1,40	1,49
2009	2010	1750	1894	1773	1919	1,37	1,49
2010	2011	1711	1889	1734	1914	1,34	1,48
2011	2012	1673	1885	1696	1910	1,31	1,48

6.2 Résultats des calculs du coût de production

Cette section présente les résultats de l'analyse financière qui a été réalisée pour les six grandes régions à l'étude offrant des coûts totaux d'investissement différents. Les résultats sont illustrés aux figures 6-1 à 6-6, correspondant aux six régions. Les coûts de production sont présentés par année de mise en service et par classe de Batelle, en dollars de 2005.

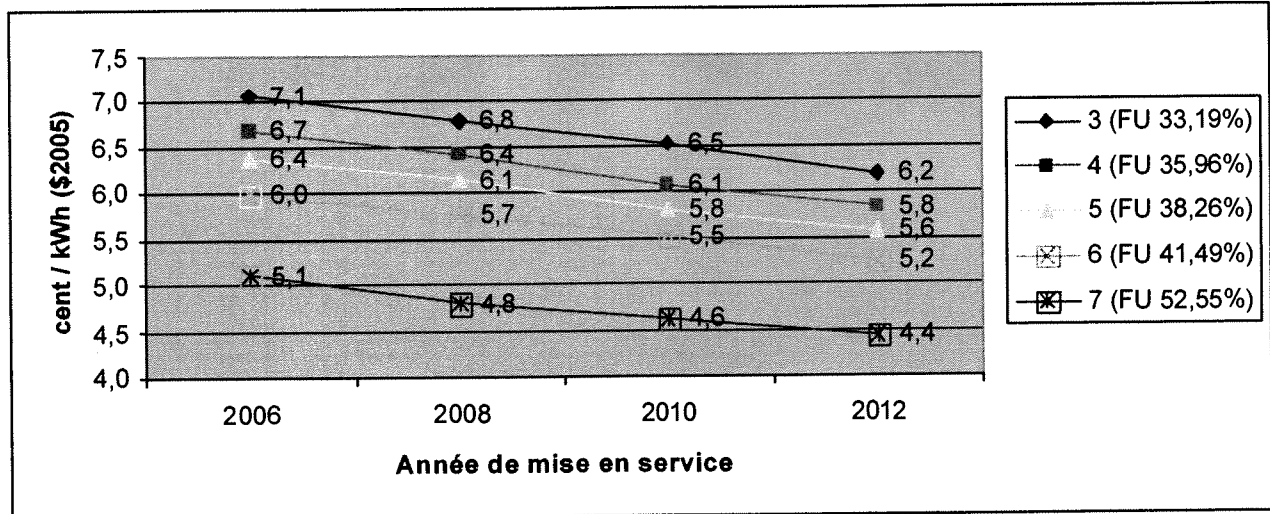


Figure 6-1 : Coût de production pour un projet type, région Gaspésie/Bas-Saint-Laurent

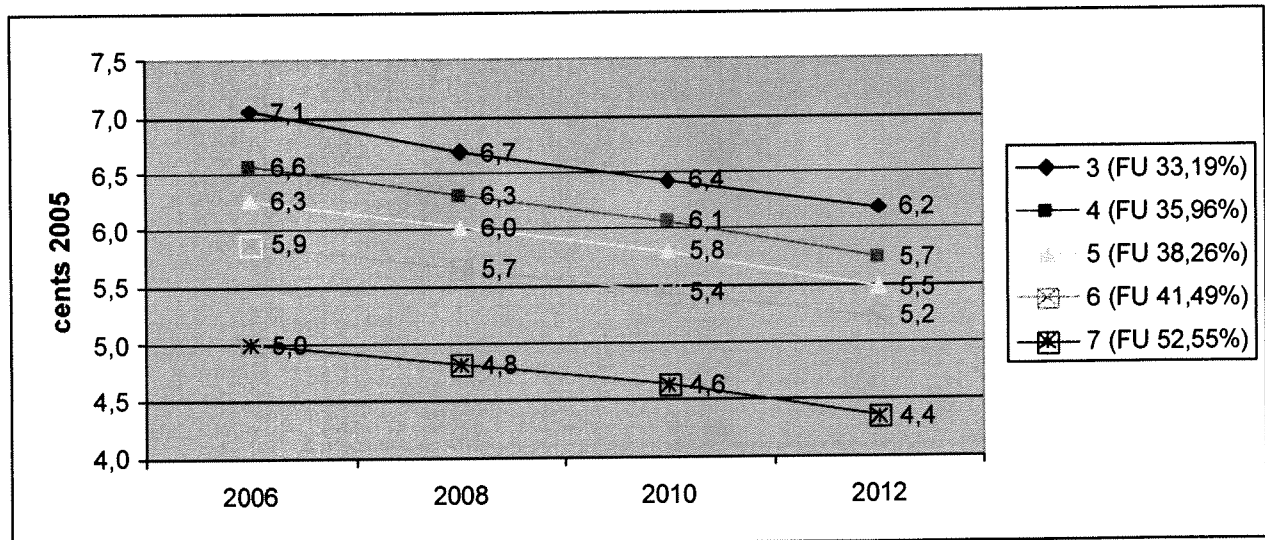


Figure 6-2 : Coût de production pour un projet type, région Sud-du-Québec

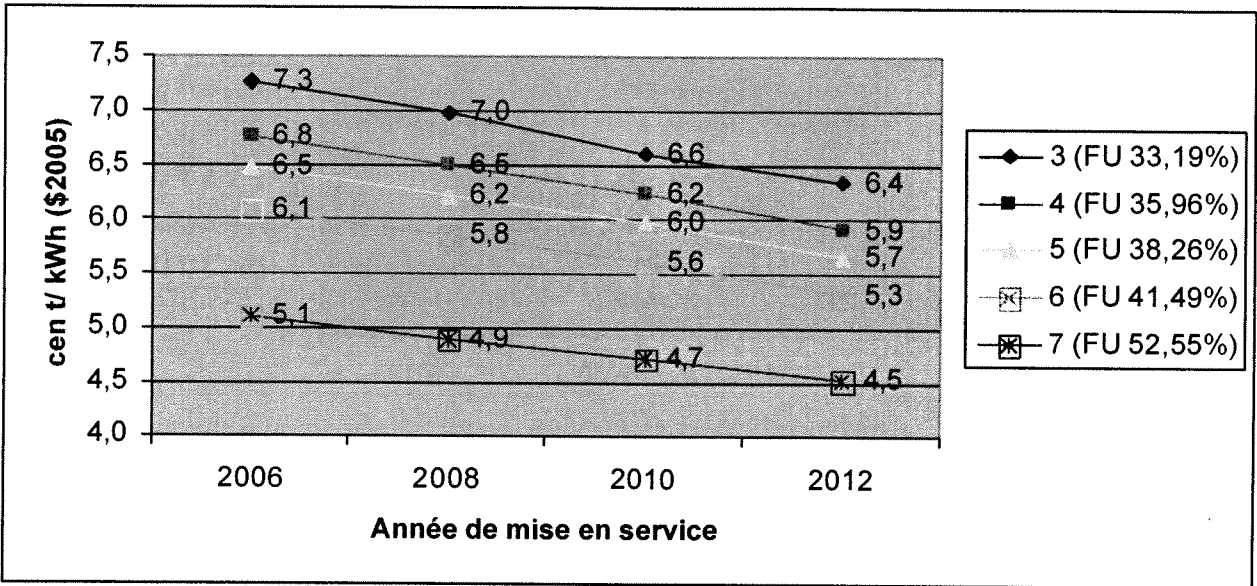


Figure 6-3 : Coût de production pour un projet type, région Saguenay-Lac-Saint-Jean

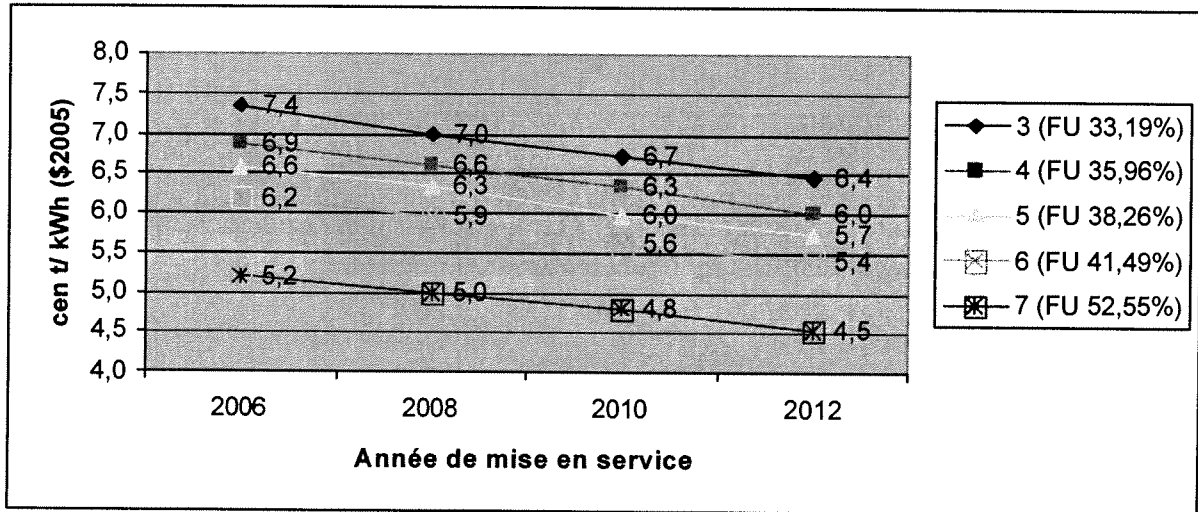


Figure 6-4 : Coût de production pour un projet type, région Abitibi-Témiscamingue

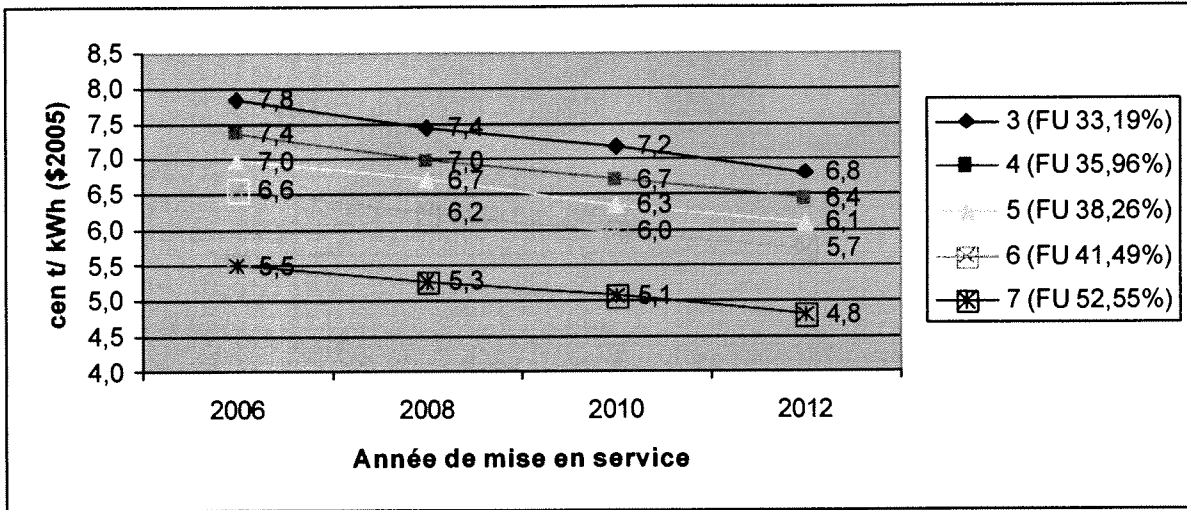


Figure 6-5 : Coût de production pour un projet type, région Côte-Nord

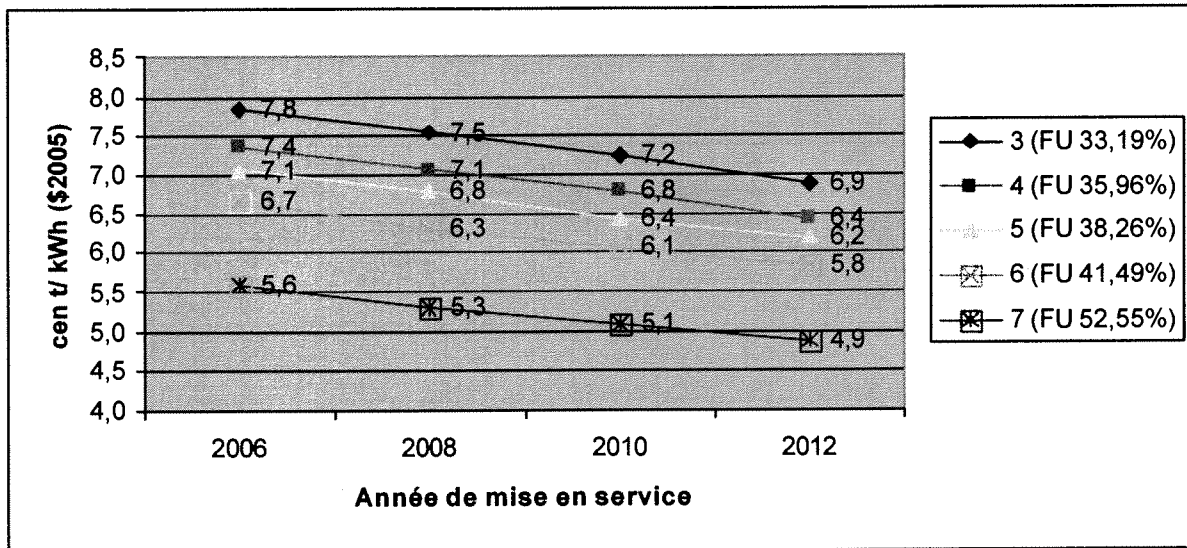


Figure 6-6 : Coût de production pour un projet type, région Nord-du-Québec

De façon très générale, il est possible d'observer que l'augmentation de la qualité du gisement éolien induit une réduction significative du coût de production. Par exemple, le coût de production d'un projet type pour 2006 dans la région Gaspésie/Bas-Saint-Laurent passe de 7,1 cent/kWh pour une classe 3 à 5,1 cent pour une classe 7, soit une réduction d'environ 40 % (Figure 6-1). Des réductions semblables sont évidemment observées pour les autres régions (Figure 6-2 à Figure 6-6). La qualité des gisements éoliens constitue toujours un facteur extrêmement significatif de réduction des coûts de production.

Par ailleurs, il est estimé que les réductions anticipées des coûts d'investissement et des dépenses d'opération et d'entretien attribuables aux gains technologiques, contribuent également à une réduction importante du coût de production de l'énergie éolienne. Par exemple, pour la région Gaspésie/Bas-Saint-Laurent, il est estimé que le coût d'un projet de 100 MW type dans un gisement de classe 4 passerait de 6,7 cents en 2006 à 5,8 cents en 2012, soit une réduction d'environ 16 % (Figure 6-1). En somme, il est prévu que les gains technologiques exerceront une pression constante à la baisse sur le coût de production de l'énergie éolienne et ce, pour toutes les régions à l'étude.

Enfin, les coûts de production par région varient également en raison des variations dans les coûts de construction et les coûts de transport (voir la note explicative #1 du tableau 6-2 et les tableaux 6-4, 6-5 et 6-6). Cependant ces variations sont peu notables : elles varient pour la plupart de 0,1 cent à 0,3 cent d'une région à une autre. Une différence plus importante dans les coûts est observée cependant entre les régions Gaspésie/Sud-du-Québec et Côte-Nord/Nord-du-Québec, soit de 0,5 à 0,7 cent/kWh. Rappelons que les coûts totaux d'investissement ont été estimés à 1,677 M\$ (2005) pour le Sud-du-Québec et à 1,938 M\$ pour le Nord-du-Québec.

Par exemple, un projet type de 100 MW mis en service en 2008 et bénéficiant d'un gisement éolien de classe 4 aura un coût de production d'environ :

- ξ 6,4 cent/kWh dans la région Gaspésie/Bas-Saint-Laurent ;
- ξ 6,3 cent/kWh dans la région Sud-du-Québec ;
- ξ 6,5 cent/kWh dans la région Saguenay-Lac-Saint-Jean ;
- ξ 6,6 cent/kWh dans la région Abitibi-Témiscamingue ;
- ξ 7,0 cent/kWh dans la région Côte-Nord ;
- ξ 7,1 cent/kWh dans la région Nord-du-Québec.

6.3 Analyse de sensibilité

Cette section présente une analyse de sensibilité du coût de production à la variation des neuf paramètres suivants, afin de maintenir un TRIAvl de 12 % :

1. le productible estimé ;
2. le coût total d'investissement ;
3. les frais O&M ;
4. le taux d'inflation sur les frais O&M ;
5. le taux d'indexation sur le prix de vente de l'électricité ;
6. le taux d'intérêt sur la dette ;
7. le ratio d'endettement ;
8. la durée de la dette ;
9. le crédit de production du programme fédéral EPÉE.

La sensibilité du coût de production sur le TRIAvl, tout autre paramètre étant maintenu à son niveau initial, est également évaluée dans le cadre de cette analyse comme dixième paramètre considéré.

Chacun de ces paramètres a donc été augmenté et diminué de plus ou moins 5 %, 10 % et 20 % pour connaître l'impact sur le coût de production.

Étant donné que la sensibilité est rapportée selon un pourcentage et qu'elle sera relativement la même pour toutes les régions, les années de mise en service et les classes de Batelle, cette analyse utilisera comme exemple un seul scénario, soit celui d'un projet type de 100 MW mis en service en 2008 dans la région Gaspésie/Bas-Saint-Laurent, et bénéficiant d'un gisement éolien de classe 4 (FU = 36,0 %). Le coût de production de base estimé pour un tel projet est de 6,4 cent/kWh (\$ 2005). Les figures 6-7 à 6-9 présentent graphiquement et numériquement la sensibilité induite par les dix paramètres énumérés plus haut.

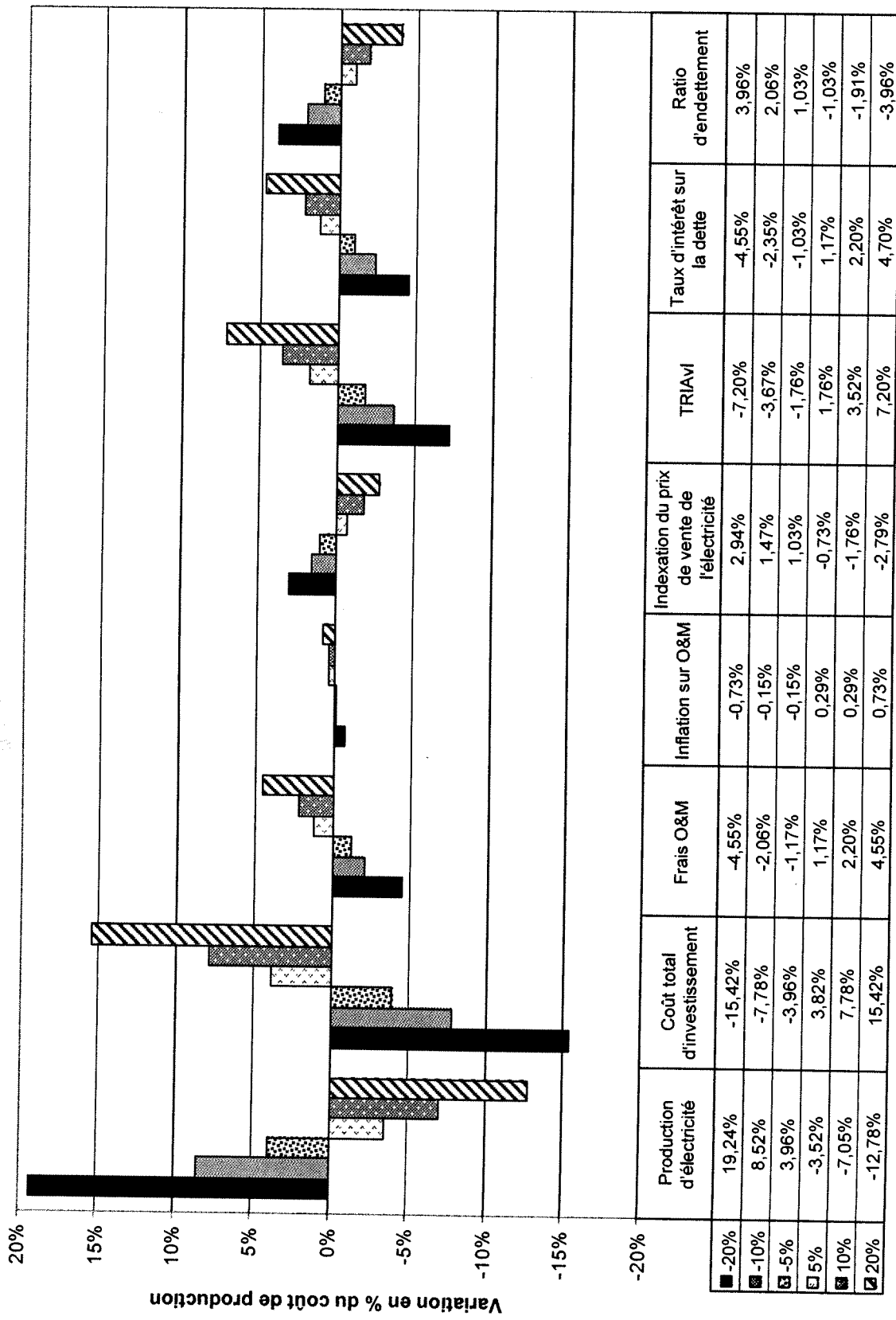


Figure 6-7 : Sensibilité du coût de production à la variation de huit paramètres

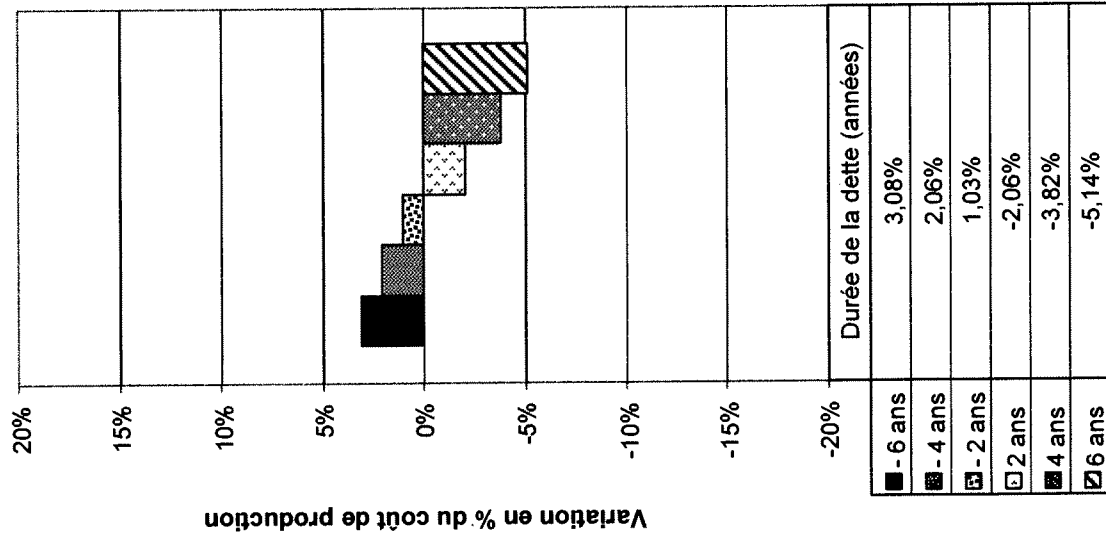


Figure 6-8 : Sensibilité du coût de production à la variation de la durée de la dette

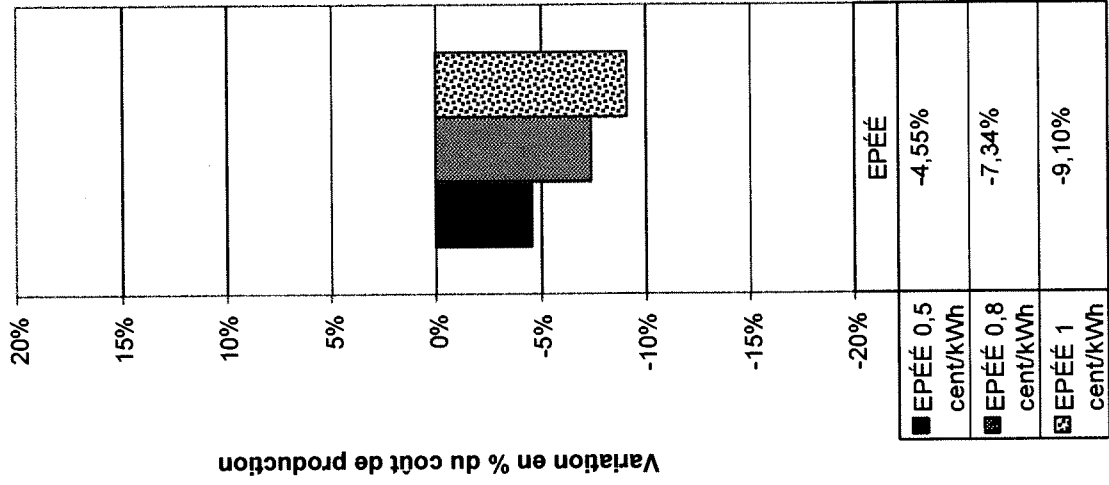


Figure 6-9 : Sensibilité du coût de production à la variation du crédit de production sous EPÉE

Les figures précédentes démontrent que le coût de production est surtout sensible à la production annuelle d'électricité et au coût total d'investissement. Par exemple, une baisse de 10 % du productible augmente le coût de production d'environ 8,5 %, alors qu'une hausse de 20 % ferait baisser le coût de production de près de 13 %. Par ailleurs une variation de plus ou moins 20 % du coût total d'investissement ferait varier le coût de production de plus ou moins 15 %. Le coût de production est également sensible au TRIA_{VI} recherché : une variation du TRIA_{VI} de plus ou moins 20 % par rapport au TRIA_{VI} de base souhaité (12 %), ferait varier le coût de production de plus ou moins 7 %.

La participation au programme EPÉÉ, supposant un crédit de production de 1 cent/kWh pour les dix premières années, ferait baisser le coût de production de 9 %. En prenant l'exemple gaspésien en 2008, cette baisse équivaldrait à 0,5 cent/kWh.

Enfin, les six autres paramètres considérés ont un impact plutôt mineur sur le coût de production, soient des variations de quelques points lorsque ces paramètres varient de plus ou moins 20 %.

7 CONCLUSION

L'inventaire du potentiel éolien techniquement exploitable du Québec a été fait de manière exhaustive. La cartographie de la ressource éolienne à haute résolution (200 m) a été utilisée pour réaliser l'inventaire du potentiel technique en puissance exploitable sur l'ensemble du territoire québécois. Les cartographies à méso-échelle (3 km de résolution) et à micro-échelle (200 m de résolution) des vitesses de vents et de la densité de puissance éolienne ont été réalisées pour trois niveaux au dessus du sol; 65, 80 et 100 mètres.

La cartographie produite est présentée sous forme de classes de vitesses et de densité de puissance du vent selon l'échelle de classification de l'Institut Battelle. Les cinq classes de 3 à 7 sont retenues pour les fins de la présente étude.

La validation de la cartographie a été réalisée en utilisant trois catégories de données observées à l'aide de mâts de mesure, soit, les données émanant des campagnes de mesure du MRNF, les données de mâts de mesure privés et les données des mâts de mesure d'Environnement Canada. Ces dernières ont été utilisées à titre de vérification sommaire de la cartographie étant donné l'incertitude élevée qui y est rattachée. La validation effectuée à la hauteur de 80 mètres au dessus du sol a montré que la cartographie des vitesses du vent à l'échelle du territoire québécois présente une incertitude moyenne de 7 %. En effet, cette valeur nous indique que la cartographie peut être considérée comme de très bonne qualité considérant le but ultime du produit; la création d'un inventaire et la prospection éolienne sur le territoire du Québec.

Dans une autre étape, le territoire techniquement exploitable a été déterminé en appliquant des exclusions aux territoires non compatibles à l'aménagement de projets éoliens (zones tampon des résidences, infrastructures, hydrographie, pentes abruptes, etc.). Deux catégories de territoires techniquement exploitables sont définies; les zones hors territoires restrictifs et les zones hors de ces derniers et hors territoires nécessitant des mesures d'harmonisation. Les critères d'harmonisation dépendent de la région et du contexte local de chaque site considéré. De ce fait la démarche présentée dans cette étude peut être considérée comme conservatrice.

L'inventaire du potentiel éolien techniquement exploitable au Québec est dressé en superposant les exclusions de territoires non compatibles au développement de projets éoliens et la cartographie de la ressource éolienne. Le sommaire des résultats est donné pour chacune des 17 régions administratives du Québec.

Le potentiel technique éolien exploitable total du Québec, dans les zones dont la classes des vents est entre 3 et 7 à 80 mètres, s'élève à 3 984 322 MW pour les zones hors territoires restrictifs et à 3 925 624 MW pour les zones hors de ces derniers et hors territoires nécessitant des mesures d'harmonisation. Dans les deux cas, le Nord-du-Québec est la région administrative qui se démarque nettement avec 3 473 440 MW hors territoires restrictifs et 3 473 024 MW hors territoires restrictifs et ceux nécessitant des mesures d'harmonisation, représentant plus de 85 % du potentiel global du Québec. La Côte-Nord suit dans le classement avec plus de 9% du potentiel du Québec. Le reste du potentiel peut paraître faibles en pourcentage (6%) mais constitue un potentiel appréciable en valeur absolue. Par exemple, le Saguenay-Lac-St-Jean renferme un potentiel de plus de 40 000 MW dans le cas le plus défavorable pour un pourcentage d'environ 1 % du potentiel global québécois.

Le potentiel intégrable au réseau électrique d'Hydro-Québec a été déterminé dans le cadre d'une autre étude réalisé par des tiers. Cette dernière estime que le potentiel de production intégrable à l'ensemble du réseau électrique d'Hydro-Québec pourrait avoisiner 3 600 MW en 2004 et 4 000 MW en 2015, sans problèmes majeurs. Du côté purement électrique, le potentiel intégrable aux sous-réseaux électriques est appréciable dans certaines régions mais très limité dans d'autres.

À la lumière de ce qui précède, nous pouvons classer le potentiel de chacune des régions administratives du Québec selon 3 catégories, soit :

- i) Les régions ayant un énorme potentiel technique éolien (plus de 10 000 MW par région) et pour lesquelles la principale contrainte au développement est clairement la capacité du réseau. Cette catégorie inclue (par ordre décroissant de potentiel hors territoires restrictifs – avant contrainte de réseau) :
 - ξ Nord-du-Québec (3 473 440 MW)
 - ξ Côte-Nord (395 075 MW)

- ξ Saguenay-Lac-St-Jean (49 642 MW)
 - ξ Bas-Saint-Laurent (21 604 MW)
 - ξ Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine (19 605 MW)
- ii) Les régions ayant un grand potentiel technique éolien (plus de 1 000 MW par région) et pour lesquelles la limite peut se situer au niveau de la capacité du réseau ou bien du potentiel intrinsèque de la région comme tel. Cette catégorie inclue (par ordre décroissant de potentiel hors territoires restrictifs – avant contrainte de réseau) :
- ξ Chaudières-Appalaches (7 306 MW)
 - ξ Montérégie (6 535 MW)
 - ξ Capitale-Nationale (3 312 MW)
 - ξ Centre-du-Québec (2 461 MW)
 - ξ Estrie (2 318 MW)
 - ξ Mauricie (1 288 MW)
- iii) Les régions ayant un potentiel technique éolien moyen, voir marginal (moins de 1 000 MW). Cette catégorie inclue (par ordre décroissant de potentiel hors territoires restrictifs – avant contrainte de réseau) :
- ξ Abitibi-Témiscamingue (780 MW)
 - ξ Laurentides (512 MW)
 - ξ Lanaudière (344 MW)
 - ξ Outaouais (93 MW)
 - ξ Laval (11 MW)
 - ξ Montréal (0 MW)

Finalement, il est à noter que ce potentiel n'inclus pas le potentiel en mer (et sur les étendues d'eau), ce dernier ne faisant pas parti du présent mandat.

Le coût de l'électricité produit de source éolienne est estimé pour des scénarios de mise en service des projets entre 2006 et 2012. Trois groupes d'hypothèses sont considérés pour les besoins de l'analyse; les hypothèses techniques, les hypothèses budgétaires, économiques et fiscales et les hypothèses de financement.

Les calculs ont été réalisés pour un parc éolien typique de 100 MW de capacité. Le calcul de l'énergie est effectué à partir de facteurs d'utilisation préétablis pour chacune des classes de vitesses du vent. Le territoire du Québec est subdivisé en six grandes régions englobant chacune un certain nombre de régions administratives. Le coût de production est calculé de manière spécifique à chacune des six grandes régions.

Il ressort de l'analyse que le prix du kWh joue en moyenne dans les 6 cents (sur la période 2006 – 2012, le prix allant en diminuant, en dollars constants, à mesure que l'on avance dans le temps) pour les grandes régions de la Gaspésie/Bas-Saint-Laurent et le Sud-du-Québec, pour une ressource éolienne dont la classe du vent est assez facilement disponible (classe 4 ou mieux dans certains cas). Le potentiel pour ce type de gisement est disponible par milliers de mégawatts avant de devoir passer à un type de gisement plus dispendieux à exploiter (plus faibles vents et/ou emplacement plus coûteux à réaliser).

Ce prix augmente toutefois d'environ 10% dans le cas des projets situés en territoire plus difficiles, comme sur la Côte-Nord et dans la région du Nord-du-Québec, là où le potentiel est gigantesque. Ce surcoût pourrait toutefois être compensé par la qualité supérieure du gisement dans certains secteurs de ces régions.

Il est pertinent de noter que le coût de production est très sensible à la qualité de la ressource éolienne. Par exemple, pour un projet situé dans la région du Sud-du-Québec, le coût de 7,1 cents le kWh, en 2006, pour un gisement de classe 3 passerait à 5,9 cents, dans un site de gisement de classe 6 alors qu'il serait de 5,2 cents si la mise en service aurait lieu en 2012 (gisement de classe 6).

L'analyse de sensibilité du coût de production a été faite en variant 10 paramètres alternativement. Il appert de cette analyse que la qualité du gisement éolien et le coût total d'investissement présentent l'impact le plus élevé sur le coût de production.

Finalement, il est important de noter que cette étude est réalisée pour des fins de prospection éolienne et ne saurait remplacer les études détaillées requises pour la réalisation d'un projet. La cartographie éolienne détaillée et l'optimisation d'une configuration de parc éolien restent nécessaires dans la phase de développement d'un projet. Ces développements doivent reposer sur des mesures de la ressource éolienne au moyen de mâts de mesure des vents, en plus de réaliser une analyse économique spécifique aux critères du projet en développement.

ANNEXE: GUIDE D'UTILISATION DES CARTES DE LA RESSOURCES ÉOLIENNE

Partie A - Effet d'obstacles

Le modèle de cartographie du vent suppose que l'effet des obstacles sur les sites est négligeable. Les obstacles d'importance, généralement présents sur les sites sont : les bâtiments, les tours de communication, les infrastructures électriques et tout édifice construit, etc. Sur un site donné, les effets d'obstacles dépendent de la distance de l'obstacle au site considéré, de la hauteur de l'obstacle ainsi que de sa longueur. Ces éléments de surface ont un impact direct sur les valeurs des vitesses de vent. En général, leur effet se fait sentir en hauteur, jusqu'à deux fois la hauteur de l'obstacle et en aval de l'écoulement du vent, de 10 à 20 fois la hauteur de l'obstacle.

Partie B - Effet des variations d'altitude du terrain

Malgré la grande résolution des données topographiques utilisées pour les fins de la modélisation, il peut subsister des emplacements où le détail réel de l'élevation soit quelque peu différent des données numériques. Dans ce cas, certains éléments topographiques pourraient ne pas être définis de manière précise et n'apparaîtraient pas dans les données numériques. Une correction des vitesses de vent serait alors nécessaire localement. En général, une augmentation de 1 m/s peut être considérée pour chaque 100 m d'augmentation de l'élevation. Sur les terrains peu accidentés, cette règle est, le plus souvent utilisée pour corriger les vitesses sur les collines isolées.

Partie C - Effet de la rugosité du terrain

La rugosité de la surface a un effet comparable à celui de la topographie expliqué dans le paragraphe précédent. La résolution de la cartographie peut introduire une différence entre la rugosité réelle sur le site et celle utilisée dans le modèle. Si la rugosité du site est beaucoup plus petite que celle adoptée par le modèle, la vitesse réelle pourrait s'avérer être plus grande que celle simulée. Les valeurs typiques de la hauteur de rugosité à considérer sont : 0,01 m pour les terrains plats à faible couvert végétal, 0,1 m pour les terrains couverts d'arbustes éparses et 1,25 m ou plus pour les forêts et les terrains boisés, les villes et les banlieues des centres urbains. Ces valeurs sont en relation directe avec la hauteur de la végétation et des obstacles sur le terrain. L'ajustement des vitesses pour l'effet de la rugosité du terrain peut être fait en utilisant l'équation suivante :

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\log \frac{300 d_1}{z_{01}}}{\log \frac{h d_1}{z_{01}}} \cdot \frac{\log \frac{h d_1}{z_{02}}}{\log \frac{300 d_2}{z_{02}}}$$

où :

v_1	Vitesse cartographiée (m/s)
v_2	Vitesse ajustée (m/s)
z_{01}	Hauteur de rugosité utilisée dans le modèle (m)
z_{02}	Hauteur de rugosité réelle du site (m)
d_1	Hauteur de déplacement du modèle (m) (voir la Partie D de la présente annexe)
d_2	Hauteur de déplacement du site (m) (voir la Partie D de la présente annexe).

Cette équation présume que le vent est en équilibre avec la nouvelle rugosité, et qu'au-dessus de 300 m, l'effet de la rugosité sur la vitesse disparaît. Lorsque la rugosité change à une valeur plus petite que la valeur originale, comme, par exemple, dans la transition d'une forêt à un terrain agricole, ce dernier doit avoir une largeur de quelques centaines de mètres pour que l'équation soit applicable. Inversement, l'augmentation de la rugosité (transition par exemple d'un terrain agricole à une forêt) induit une réduction de la vitesse évidente sur des distances beaucoup plus petites. Il est donc recommandé dans de tels cas d'appliquer cette équation avec prudence.

Partie D - Hauteur de déplacement

L'industrie éolienne utilise deux lois mathématiques pour extrapoler verticalement la vitesse du vent : la loi en puissance et la loi logarithmique. La loi en puissance est caractérisée par le coefficient de cisaillement vertical, alors que la loi logarithmique est caractérisée par la hauteur de rugosité. Une hauteur de déplacement est généralement utilisée pour prendre en compte la présence de la végétation (rugosité) aux environs du site. En général, la hauteur de déplacement est égale aux deux tiers de la hauteur de rugosité, et lorsqu'additionnée à la hauteur de rugosité, correspond au niveau de la vitesse du vent nulle. La hauteur de déplacement doit être considérée pour les sites situés en forêt, en terrains boisés, en ville, ce qui fait de la rugosité un facteur important pour les sites.

La cartographie du potentiel du Québec inclut la hauteur de déplacement dans le calcul de la vitesse du vent. Par conséquent, la vitesse du vent à 80 m, pour un site situé en forêt avec des arbres de 18 m, correspondra à

la vitesse du vent à 68 m en site dénudé ($80 - \frac{2}{3} \cdot 18 = 68m$).