



LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE AU QUÉBEC ET SES COÛTS

Étude réalisée pour les syndicats d'Hydro-Québec,
sections 957, 1500, 2000 et 4250 du SCFP.

Gabriel Ste-Marie, économiste à la Chaire d'études
socio-économiques

JUIN 2005

Résumé

La présente étude dresse un portrait actuel de la situation mondiale de la filière éolienne. Elle livre les détails de cette filière au Québec. Les coûts de l'éolien sont calculés à partir du projet de 1000 MW qui vient d'être octroyé à des firmes privées. Nous trouvons que le prix moyen chargé par ces entreprises est de 8,35 ¢ par kilowattheure produit. En ajoutant les coûts de transport et d'équilibrage, nous obtenons un prix de 10,92 ¢/kWh. Ces tarifs permettent aux entreprises privées de réaliser un taux de rendement annuel moyen de 16,4%. Ces prix élevés s'expliquent davantage par certains problèmes liés au caractère privé des entreprises et aux décisions d'Hydro-Québec que par la nature de la filière. Par exemple, selon une autre entente avec la société d'État, une entreprise privée québécoise charge un prix moyen de 6,5 ¢/kWh pour la production de ses parcs éoliens situés à Murdochville. De plus, nous évaluons qu'Hydro-Québec aurait produit l'énergie éolienne à seulement 4,17 ¢/kWh, si c'était elle qui avait été en charge de l'ensemble du projet de 1000 MW, tout en réalisant un taux de rendement annuel moyen de 15%. En y incluant le transport et l'équilibrage, ce coût s'élève à 5,94 ¢/kWh. Cette imposante différence de prix s'explique par six facteurs :

- À cause de la forme de l'appel d'offre, l'entreprise privée n'est pas en mesure de bien négocier le coût des éoliennes;
- Le taux de rendement interne est plus élevé pour le privé, étant de 16,4% contre 15%;
- L'ensemble des parcs éoliens présente un facteur d'utilisation qui devrait être plus élevé;
- L'entreprise privée bénéficie de taux d'intérêts moins intéressants qu'Hydro-Québec, à cause de leur structure financière respective;
- Les trois-quarts de la subvention gouvernementale ne sert pas à diminuer les coûts, mais est accaparée par la société d'État;
- Le coût de calibrage exigé par Hydro-Québec est beaucoup trop élevé.

Enfin, nous effectuons la ventilation de la filière et présentons l'impact du projet étudié en fonction du nombre d'emplois créés. L'ensemble de ce document permet d'affirmer que la filière éolienne sera bientôt incontournable, même en négligeant ses impacts environnementaux si importants. Par conséquent, le projet de 1000 MW aurait dû être développé et exploité par Hydro-Québec. Ceci aurait permis de développer une expertise québécoise dans ce secteur stratégique, en plus de permettre à la population québécoise de réaliser d'importantes économies et de conserver le caractère public du secteur énergétique québécois.

Table des matières

| | |
|---|------|
| Introduction | p.1 |
| 1. Le développement de la filière éolienne dans le monde et au Québec | p.1 |
| 2. Présentation de l'appel d'offre de 1000 MW | p.4 |
| 3. Le coût de l'électricité éolienne | p.7 |
| 4. Critique du projet de 1000 MW réalisé par le secteur privé | p.8 |
| 5. Ventilation et détails de la filière éolienne | p.11 |
| Conclusion | p.13 |
| Quelques sites web portant sur la filière éolienne dans le monde et au Québec | p.16 |
| Annexe A : Données retenues pour effectuer les calculs | p.17 |
| Annexe B : Exemples de grilles de calculs | p.24 |

Introduction

La filière éolienne connaît un développement exceptionnel tant au Québec que dans le reste du monde. Nous présentons ici sa situation et les coûts qui lui sont associés. Nous dressons d'abord un portrait de cette industrie dans le monde. Les projets éoliens au Québec sont ensuite relatés. Nous expliquons l'intérêt que présente cette filière et les raisons pour lesquelles le Québec est bien positionné pour accueillir ces installations. Nous nous penchons ensuite sur l'appel d'offre de 1000 mégawatts d'énergie éolienne décrété par le gouvernement du Québec et analysons ses coûts. Nous étudions les faiblesses du projet et évaluons le coût de l'électricité issu de l'appel d'offre, en supposant que le 1000 MW ait été développé de façon optimale. Enfin, l'impact économique de la construction et de l'opération du projet est présenté.

Les données sur la filière que nous présentons proviennent de diverses sources crédibles. Nous avons consulté journaux, recherches et publications sur le sujet et nous sommes entretenus avec les acteurs de premier plan dans le domaine lorsque c'était souhaitable, comme les fonctionnaires fédéraux qui encadrent le programme de subventions aux éoliennes. Les principales sources qui ont permis de constituer ce document proviennent de l'American Wind Energy Association, l'European Wind Energy Association, la Canadian Wind Energy Association, la firme Hélimax, et les recherches réalisées par le Syndicat Professionnel des Scientifiques de l'IREQ (SPSI).

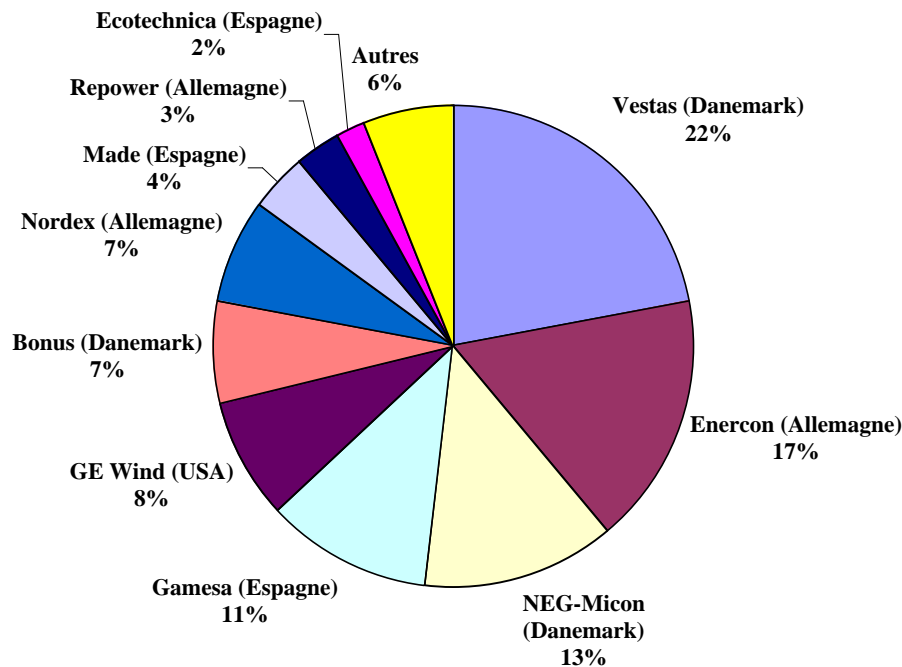
En plus de fournir une synthèse sur la situation de la filière éolienne au Québec, ce document fournit d'importantes précisions sur les coûts de la filière et sur les taux de rendement de l'entreprise privée. Enfin, il faut comprendre que la filière connaît un développement mondial d'envergure et que toutes les informations disponibles sur le sujet se renouvellent très rapidement.

1. Le développement de la filière éolienne dans le monde et au Québec

La filière éolienne connaît un développement exceptionnel. Sa puissance installée est passée de 2500 MW en 1992 à près de 40 000 MW en 2003. En 2003, l'industrie a connu une croissance de 26% en installant 8133 MW supplémentaires, générant des revenus de

12 milliards \$. L'exploitation des éoliennes en 2004 a produit 85 terrawattheures et a généré 4,3 milliards \$. Les trois quarts des parcs éoliens sont situés en Europe. Les pays qui utilisent le plus l'éolien sont le Danemark, l'Espagne et l'Allemagne. En 2002, le Danemark produisait 18% de son électricité à partir d'éoliennes. En Espagne, c'était un peu moins de 5%, et en Allemagne un peu plus de 4%. L'Europe accueille aussi presque tous les manufacturiers :

Manufacturiers d'éoliennes (2002)



Au Québec, bien qu'elle soit récente, l'industrie éolienne connaît un fort développement. La firme montréalaise Axor exploite le parc Le Nordais. Ce parc est situé à Cap-Chat et à Matane, et a commencé à produire ainsi qu'à vendre son électricité à Hydro-Québec en 1998. Il est régi par un contrat de 25 ans. En 2002, le gouvernement du Québec a annoncé les détails d'un appel d'offre d'achat de 1000 MW d'énergie éolienne par Hydro-Québec. L'énergie doit être produite dans la MRC de Matane et en Gaspésie, et 60 % de la fabrication des éoliennes doit provenir de cet endroit. En 2004, deux firmes canadiennes anglaises ont remporté l'appel d'offre. Depuis, un nouvel appel d'offre de 1000 MW est annoncé, mais les détails sont toujours inconnus. Afin de respecter la part du contenu local des éoliennes stipulée dans l'appel d'offre,

l'entreprise mauricienne Marmen a implanté à Matane une usine de nacelles et une autre de tours. La danoise LM Glassfiber s'installe quant à elle à Gaspé, où les pales seront fabriquées. Ces deux entreprises sont des sous-traitantes de General Electric Wind Energy, multinationale américaine fournissant les éoliennes aux firmes ayant remporté l'appel d'offre. Un Technocentre éolien de la Gaspésie installé à Gaspé vient compléter le tout, en plus d'un centre de recherche sur les éoliennes en milieu nordique, qui sera implanté à Murdochville.

Pendant ce temps, Hydro-Québec a signé une entente de gré à gré avec la firme 3Ci pour deux parcs éoliens à Murdochville totalisant une puissance de 108 MW. L'entreprise vient de débiter l'exploitation d'un autre parc de 54 MW toujours à Murdochville et envisage déjà d'en construire un quatrième. Cette PME, dont le siège social est situé à St-Bruno, a développé les trois premiers parcs avec les torontoises Northland Power et Creststreet Power Holding. Le prochain parc devrait être développé seul. Un autre projet de 200 MW, nommé Terra Vents, est en développement près de Rivière-du-Loup. La firme torontoise SkyPower installera ses parcs à Cacouna, Saint-Modeste, Saint-Arsène, Saint-Épiphanie et L'Isle-Verte. Ce projet est toutefois menacé par les maires des municipalités concernées. Ils trouvent que les ententes qu'ils ont négociées avec SkyPower ne sont pas équitables. Ils affirment que les retombées économiques locales sont trop faibles comparativement aux profits qui sont rapatriés à Toronto.

Si l'énergie éolienne connaît un tel engouement, c'est que sa technologie se développe très rapidement. L'European Wind Energy Association (EWEA) affirme que le coût par kWh produit par l'éolien a diminué en moyenne de 3% par année entre 1989 et 2001, en raison du rapide développement technologique. En 15 ans, les coûts de la filière ont été coupés de moitié. Les éoliennes sont de plus en plus grosses et de plus en plus rentables. Une éolienne type avait une puissance de 0,2 MW en 1990, contre 1500 MW en 2002. Des éoliennes de puissance variant entre 2 et 5 MW sont aujourd'hui commercialisées.

De plus, le territoire québécois est propice à l'implantation des éoliennes à cause de la qualité de ses vents. La vitesse moyenne du vent est la donnée la plus importante pour rentabiliser une éolienne. Par exemple, un vent soufflant en moyenne entre 6 et 7 mètres par seconde procure un facteur d'utilisation de 28,4% à une éolienne type, alors qu'un vent entre 8 et 9 m/s lui procure un facteur d'utilisation de 38,6 %. Donc, une éolienne de 1000 KW produira en moyenne 284 KW par heure avec un vent de 6-7 m/s alors qu'elle produira 386 MW avec un vent

de 8-9 m/s. La vitesse des vents est calculée à une hauteur de 80 m, soit à peu près la hauteur du mat des éoliennes d'aujourd'hui. En Europe, les meilleurs sites retenus ont des vents qui ont une vitesse moyenne de 6,9 m/s. Ces sites sont souvent sur le bord de la mer ou carrément au large des côtes. Selon la firme Hélimax, il y a 29 932 km² de territoire propre au développement éolien au Québec qui présente des vents entre 7 et 8 m/s, dont 8130 km² à moins de 25 km des lignes de transport déjà existantes. Cette donnée représente une puissance potentielle de 95 560 MW à un coût plus intéressant que celui de la filière éolienne européenne. Sur les 4570 km² de territoire propre au développement éolien au Québec qui offrent des vents entre 8 et 9 m/s, il y a 320 km² qui sont déjà situés à moins de 25 km des lignes de transport déjà existantes. Ceci représente une puissance potentielle de 3840 MW. Fait plutôt rare, il y a 121 km² de territoire au Québec qui offrent des vents moyens dépassant 9 m/s. Ils sont cependant tous trop éloignés pour être exploités de façon rentable. Les territoires où les vents soufflent entre 8 et 9 m/s à moins de 25 km des lignes déjà existantes se trouvent à 90 % en Gaspésie et sur la Côte Nord. La Côte Nord offre un tel potentiel de 1872 MW et la Gaspésie 1572 MW.

En plus d'être de qualité, les vents au Québec soufflent plus fort l'hiver. Ainsi, les éoliennes au Québec produisent davantage durant la saison où la demande d'électricité est plus importante, contrairement aux centrales au fil de l'eau. Enfin, l'éolien et la grande hydraulique se marient bien, les barrages pouvant emmagasiner l'énergie excédentaire produite par les éoliennes. Tous ces faits expliquent le fort engouement pour cette filière en plein développement, autant dans le monde qu'au Québec.

2. Présentation de l'appel d'offre de 1000 MW

Afin d'analyser l'état de la filière éolienne au Québec, nous retenons l'appel d'offre de 1000 MW qui vient d'être attribué. Il s'agit du projet présentant la plus grande envergure jusqu'ici et il a l'avantage d'être d'actualité. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le gouvernement du Québec annonçait en 2002 les détails d'un appel d'offre pour produire 1000 MW en Gaspésie et dans la MRC de Matane. Les contrats ont été attribués en 2004. Huit contrats d'achat d'électricité ont été signés entre deux producteurs privés canadiens anglais et Hydro-Québec. Ils sont d'une durée de vingt ans.

Voici la liste des projets retenus, leur emplacement, leur date d'entrée en fonction et leur propriétaire exploitant :

| Date | Puissance | Localisation | Détenu et opérée par |
|-------------------|------------------|---------------------|-----------------------------|
| 1er décembre 2006 | 100,5 MW | Anse-à-Valleau | Cartier Wind Energy Inc. |
| 1er décembre 2006 | 109,5 MW | Baie-des-Sables | Cartier Wind Energy Inc. |
| 1er décembre 2007 | 150,0 MW | St-Ulric/St-Léandre | Northland Power Inc. |
| 1er décembre 2008 | 109,5 MW | Carleton | Cartier Wind Energy Inc. |
| 1er décembre 2009 | 150,0 MW | Les Méchins | Cartier Wind Energy Inc. |
| 1er décembre 2010 | 100,5 MW | Mont-Louis | Northland Power Inc. |
| 1er décembre 2011 | 58,5 MW | Montagne-Sèche | Cartier Wind Energy Inc. |
| 1er décembre 2011 | 100,5 MW | Gros Morne phase I | Cartier Wind Energy Inc. |
| 1er décembre 2012 | 111,0 MW | Gros Morne phase II | Cartier Wind Energy Inc. |

L'ensemble de ces parcs affiche une puissance de 990 MW et devrait produire 3,18 térawattheures d'électricité par année. Il s'agit d'un projet de très grande envergure. À titre de comparaison, l'ensemble des parcs éoliens au Canada a présentement une puissance installée de 372 MW, dont 113,25 MW sont implantés au Québec. Le projet de 1000 MW vient presque quadrupler l'importance de la filière éolienne au Canada. De plus, un deuxième appel d'offre de 1000 MW est attendu à l'automne prochain.

Les éoliennes sont construites et livrées par General Electric Energy Inc. et sa filiale GE Canada. Comme nous l'avons mentionné, c'est la multinationale qui commande les mats et nacelles à l'usine québécoise Marmen. Cette entreprise, déjà active en Mauricie, s'installe à Matane. GE achètera aussi les pales d'éolienne à l'entreprise danoise LM Glasfiber qui construit une usine à Gaspé. Une clause du contrat exige une part de 60% de contenu régional dans le projet.

Les deux firmes privées qui ont remporté l'appel d'offre ont pour tâche de financer l'achat des éoliennes à General Electric et d'assurer les frais d'opération et de maintenance durant vingt années. GE livre les éoliennes « clefs en main » aux deux entreprises. De plus, la multinationale assumera une grande part de l'opération et de l'entretien des parcs éoliens. Les contrats à cet effet sont annoncés, mais les détails ne sont toujours pas dévoilés.

Le premier producteur privé est Cartier Wind Energy Inc. Cette entreprise produira 740 MW, ce qui représente les trois quarts du projet. L'entreprise est une filiale de TransCanada Corporation qui la détient à 50%. TransCanada est une entreprise privée albertaine spécialisée dans la distribution de gaz naturel et dans la production d'électricité. Elle possède 41 000 km de

pipelines. L'entreprise possède également des centrales au Canada, aux États-Unis et au Québec. En incluant les parcs éoliens qui seront construits en Gaspésie, la puissance des centrales qu'elle exploite totalise 5100 MW. Il s'agit principalement de centrales thermiques. La firme détient également des centrales de biomasse, hydroélectriques et nucléaires. Au Québec, en plus des parcs éoliens, cette entreprise construit et opérera la centrale thermique de Bécancour.

Innergex II Income Fund détient 30 % de Cartier Wind Energy. Son siège social est situé à Longueuil. Ce fond de placement se spécialise dans les mini-centrales et cherche à développer la filière éolienne. Elle possède des intérêts dans neuf mini-centrales hydroélectriques en Ontario, au Québec, et en Idaho aux États-Unis (qu'elle vient de vendre à son fonds de placement). Ces mini-centrales totalisent une puissance de 300 MW.

Renewable Energy Systems Canada Development, filiale de RES USA, détient les 20% restant de Cartier. Cette entreprise états-unienne se spécialise dans le développement de la filière éolienne. En 23 années d'expérience dans le domaine, elle a pris part à la construction de 800 MW de puissance éolienne. C'est ce partenaire qui apporte l'expérience de la filière au consortium.

Le second producteur privé est l'association des torontoises Northland Power Inc. et de sa consœur Northland Power Income Fund. Elle produira 250,5 MW. Northland Power Inc. se spécialise dans la production d'électricité par cogénération et dans la distribution de gaz naturel. En plus de réaliser le présent contrat, le fond Northland Power Income Fund détient indirectement des parts dans quatre centrales électriques. Les trois premières sont des centrales thermiques de cogénération, dont deux sont en Ontario et une autre se trouve dans le district de Columbia aux États-Unis. Enfin, ce fond a déjà construit un parc éolien de 54 MW en collaboration avec 3Ci, situé sur le mont Miller, en Gaspésie. En mars dernier, il a commencé à vendre son électricité à Hydro-Québec.

Mis à part les 20% de l'américaine Renewable Energy Systems dans Cartier et le parc éolien de 54 MW du fond de Northland Power en collaboration avec 3Ci, les entreprises qui ont remporté l'appel d'offre de 1000 MW n'ont aucune expérience dans le secteur éolien. Il s'agit d'entreprises privées ayant des intérêts dans les pipelines, dans les centrales thermiques et nucléaires, et dans les mini-barrages hydroélectriques. Elles s'intéressent davantage à leur bénéfice qu'à l'environnement. Elles utilisent l'appel d'offre pour développer leurs compétences dans cette filière en plein essor, et apportent rien du tout au Québec. Leurs tarifs ne sont pas concurrentiels,

même s'ils sont issus d'un appel d'offre. Ce paradoxe est expliqué dans les sections qui suivent. Avec le projet de 1000 MW, le Québec a choisi un rôle d'avant-garde dans la filière éolienne en Amérique et dans le monde. Ce choix comporte un coût élevé et une part de risques. Cette décision avant-gardiste aurait dû servir à développer une expertise québécoise dans le domaine. Comme nous le voyons dans les prochaines sections, notre société d'État est la mieux placée pour développer cette expertise.

3. Le coût de l'électricité éolienne

Le prix de l'électricité produite par les futurs parcs éoliens se décompose en quelques parties. Selon les contrats signés entre Hydro-Québec et les entreprises privées, le prix versé à ces firmes est de 6,5 ¢ par kilowattheure pour l'année 2007, mais avec une augmentation de 2 % à tous les ans. Par exemple, en 2025, ce prix s'établira à 9,28 ¢/kWh. Le prix de l'électricité éolienne produite par le privé sera de 6,5 ¢/kWh uniquement en 2007. Pour calculer le prix moyen exact, il faut tenir compte de l'augmentation du tarif tous les ans, de même que la quantité d'électricité produite à chaque année. Ces calculs permettent d'établir qu'Hydro-Québec versera en moyenne 8,35 ¢/kWh aux producteurs privés. Il s'agit d'un tarif élevé par rapport aux autres filières. Par exemple, le coût moyen d'un kilowattheure produit par Hydro-Québec est actuellement de 1,9 ¢. Le coût de revient du projet Toulousteuc est de 4 ¢/kWh, celui d'Eastmain 1 et 1A de 5 ¢/kWh, et celui de la centrale Gentilly après ses rénovations devrait être de 6 ¢. Plutôt qu'augmenter de 2 % à chaque année, ces coûts sont stables et ont même tendance à diminuer.

Puisque l'énergie éolienne est produite en Gaspésie, Hydro-Québec doit adapter son réseau de transport. La société d'État évalue qu'elle doit investir l'équivalent de 430 millions \$ en 2007 pour transporter la nouvelle électricité. À ce titre, la société d'État charge 1,30 ¢/kWh la première année. Ce coût augmente aussi de 2 % chaque année. En pondérant les tarifs annuels par la quantité d'énergie transportée chaque année, la moyenne des tarifs pour le transport s'établit à 1,67 ¢/kWh. Enfin, Hydro-Québec charge 0,9 ¢/kWh de plus comme frais d'équilibrage.

En additionnant ces parties, le coût moyen pour produire, équilibrer et transporter l'énergie éolienne s'élève à 10,92 ¢/kWh. En faisant abstraction des préoccupations environnementales et de développement régional l'espace d'un instant, il est évident que ce projet n'est pas concurrentiel. Toutefois, comme nous le constaterons dans les prochaines sections, un

projet de 1000 MW d'énergie éolienne en Gaspésie aurait pu être intéressant au point de vue économique. Ce projet aurait coûté environ 5 ¢/kWh, ou un peu plus de 7 ¢/kWh en incluant le transport.

4. Critique du projet de 1000 MW réalisé par le secteur privé

Les données permettant l'analyse du projet et le calcul de son taux de rendement sont présentés dans l'annexe A. Des exemples de grilles de calculs sont présentés dans l'annexe B. Le coût élevé de l'énergie produite s'explique par plusieurs facteurs. Premièrement, le facteur d'utilisation des éoliennes est de 36,6%, alors qu'il devrait être d'au moins 38,6%. Comme nous l'avons mentionné plus haut, des vents moyens entre 8 et 9 m/s donnent un rendement de 38,6%. Les territoires gaspésiens pouvant accueillir des éoliennes et possédant autant de vents situés à moins de 25 km des lignes électriques déjà existantes représentent un potentiel de 1572 MW. Il est logique d'exploiter les meilleurs sites en premier. Ce n'est pas le cas ici.

Deuxièmement, le gouvernement fédéral verse une subvention de 1¢ par kWh produit par les éoliennes durant leurs dix premières années de fonctionnement. Toutefois, dans les règles de l'appel d'offre, Hydro-Québec a choisi de s'attribuer 75% de cette subvention. Ce choix fait augmenter le coût du projet automatiquement de 0,75 ¢/kWh les dix premières années. Cela gonfle artificiellement le prix de l'éolien. Si la subvention était correctement utilisée, le tarif pour l'éolien diminuerait.

Troisièmement, même si les entreprises qui financent ces projets ont de bonnes cotes de crédit, elles ne sont pas à la hauteur de celles d'Hydro-Québec. Cette situation les force à emprunter à un taux d'intérêt plus élevé qu'Hydro-Québec. Aucune entreprise privée dans le domaine de l'électricité ne peut rivaliser avec la solidité financière d'Hydro-Québec, et ainsi bénéficier de taux aussi bas. Avec toutes ses possessions, avec sa position qui la rend incontournable et avec ses profits astronomiques, notre société d'État peut emprunter aux taux les plus bas disponibles pour de tels projets. Et ce, sans même compter la garantie financière superflue accordée par le gouvernement du Québec. Si Hydro-Québec avait financé les parcs éoliens totalisant 1000 MW en Gaspésie, les intérêts versés aux prêteurs auraient été plus faibles.

Quatrièmement, le taux de rendement interne du projet de 990 MW est de 16,4%. C'est donc dire que le montant investi par l'entreprise rapporte un taux d'intérêt annuel composé de 16,4% durant 20 années. Il s'agit d'un projet très rentable. Un taux plus faible aurait largement été acceptable.

Cinquièmement, la façon dont a été construit l'appel d'offre fait en sorte que les entreprises qui financent le projet ont eu un faible pouvoir de négociation auprès de leur fournisseur GE Wind Energy. Chaque kW installé coûte en moyenne 1515,1 \$2007. La notion de dollar de 2007 est commune au jargon des économistes. Ceci revient à actualiser le coût d'un projet qui s'étale sur plusieurs années pour une seule et même année. Le coût associé à chaque année est pondéré par l'inflation anticipée. L'inflation calcule l'évolution des prix dans le temps. Par exemple, avec un taux d'inflation annuel anticipé de 2,1%, nous savons que 100 \$2007 valent 102,1 \$2008 ou encore 128,32 \$2020. Si un objet coûte 100\$ en 2007, nous pouvons anticiper qu'il coûtera 128,32\$ en 2020, à cause de l'inflation. Ainsi, un kW installé en 2010 coûtera 1612,57 \$, ou 1515,1 \$2007. Ce coût aurait pu être moins élevé. Comme le SPSI l'a rapporté, en 2000, la société d'État espagnole Energia Hidroeléctrica De Navarra a commandé 1400 MW au producteur éolien Gamesa pour 778,2 \$2000 par kW. Elle a pu bénéficier de ce tarif grâce aux économies d'échelle générées par l'ampleur du projet et grâce à son pouvoir de négociation puisqu'elle est une société d'État et qu'elle a négocié l'ensemble du bloc toute seule. Pour le projet gaspésien, les sociétés privées ont fait des appels d'offre pour de petites portions du projet, entre 58,5 MW et 211,5 MW. De plus, il fallait s'assurer que la somme des parcs retenus s'approche d'une puissance de 1000 MW et ce, au meilleur coût possible. C'est pourquoi il y a eu 8 projets retenus. En actualisant la donnée espagnole et en l'intégrant au calcul de la construction totale du parc, il faut ajouter par exemple 5% au coût de l'éolienne pour avoir la version nordique, nous obtenons un coût de 1342,8 \$2007 par kW installé, soit 12,8 % moins cher que ce que les entreprises ont réussi à négocier individuellement et de façon éclatée. Ce coût plus élevé, qui gonfle directement les bénéfices de General Electric, est simplement repassé à Hydro-Québec et en bout de ligne à la population du Québec. Si notre société d'État avait négocié l'achat de 1000 MW d'installations éoliennes toute seule, elle aurait été en mesure de négocier les éoliennes au moins à ce coût de 1342,8 \$2007 par kW.

Le coût de transport qu'exige Hydro-Québec pour les raccordements, l'installation de nouvelles lignes, la modification des lignes existantes, la construction de postes de

transformation, la mise à niveau des protections et des télécommunications du réseau gaspésien et les travaux au sein des postes existants est nécessaire pour assurer le transport de l'énergie produite par un tel projet. Toutefois, le SPSI affirme que le coût d'équilibrage chargé par Hydro-Québec est au moins neuf fois trop élevé et repose sur un mauvais raisonnement. L'équilibrage consiste à arrimer la production éolienne avec le reste du réseau d'Hydro-Québec, donc principalement avec la production de ses barrages. La technologie actuelle permet de prévoir la production d'un parc éolien plus de deux jours à l'avance. La société d'État a retenu le coût d'équilibrage le plus élevé dans le monde alors que l'arrimage avec la grande hydraulique en situation de monopole est la moins coûteuse. Le tarif chargé pour l'équilibrage fait gonfler le coût du projet d'au moins 0,8 ¢/kWh supplémentaires.

Les problèmes qui viennent d'être soulevés expliquent le coût élevé de l'électricité produite par ce projet éolien. Si c'était Hydro-Québec qui avait financé ce projet de 1000 MW, en supposant qu'il l'ait fait de façon efficace et en corrigeant ces problèmes, l'électricité produite n'aurait coûté que 4,17 ¢/kWh, en supposant un taux de rendement de 15%. En incluant les coûts associés au transport et à l'équilibrage, ce montant s'élève à 5,94 ¢/kWh, comparativement à 10,92 ¢/kWh, qui est le coût fourni par les entreprises privées qui ont remporté l'appel d'offre. Si Hydro-Québec avait financé le projet et bénéficiait des tarifs qui sont versés aux entreprises privées, soit une moyenne de 8,35 ¢/kWh, elle réaliserait un taux de rendement annuel de 36,4%! Un coût de production de 4,17 ¢/kWh, ou 4,27 en incluant l'équilibrage, est très concurrentiel. Il arrive juste avant le coût de l'électricité qui sera produite à la centrale nucléaire de Gentilly après sa rénovation. Fait encore plus intéressant, le coût de l'électricité de la filière éolienne devrait continuer à diminuer en moyenne de 3,25 % par an, pour au moins les dix prochaines années. Si ces prévisions sont exactes, la filière éolienne devient incontournable. Comme pour tous les projets de construction et d'exploitation de centrales électriques, c'est Hydro-Québec qui est la mieux placée pour financer et opérer les parcs éoliens au plus faible coût. Autre avantage, ses bénéfices reviennent à la société québécoise. Avec ses profits actuels et sa solidité financière, la société d'État peut facilement financer de tels projets, tout en poursuivant ses autres engagements.

Produire l'électricité à partir de l'éolien à un coût de 4,17 ¢/kWh est tout à fait réaliste. Nous savons que 3Ci vend l'électricité de ses deux premiers parcs à Hydro-Québec à un coût moyen d'environ 6,5 ¢/kWh. C'est beaucoup moins que les 10,92 ¢/kWh découlant de l'appel

d'offre de 1000 MW. Ce projet de parc éolien répond à nos aspirations environnementales et de développement économique de la Gaspésie. Malheureusement, il aurait dû coûter 66% moins cher et aurait pu développer une expertise québécoise dans ce secteur qui s'annonce être prometteur.

5. Ventilation et détails de la filière éolienne

Voici un tableau illustrant le nombre d'emplois au Québec créés par le projet de 1000 MW. Les données ont été calculées à partir des informations fournies par la firme Hélimax. La colonne « effets directs » présente le nombre d'employés requis pour construire le parc et pour entretenir le site. Le terme « personnes-années » signifie un emploi à temps plein durant un an. Par exemple, deux employés travaillant pendant vingt ans à temps plein équivalent à quarante personnes-année. Les « effets indirects » représentent les emplois créés au Québec par les achats de biens et services découlant du projet auprès des premiers et deuxièmes fournisseurs. Le tableau qui suit présente les emplois directs et indirects créés par le parc de 1000 MW. Le nombre d'emplois est aussi donné par MW :

Emplois créés au Québec par le projet de 990 MW

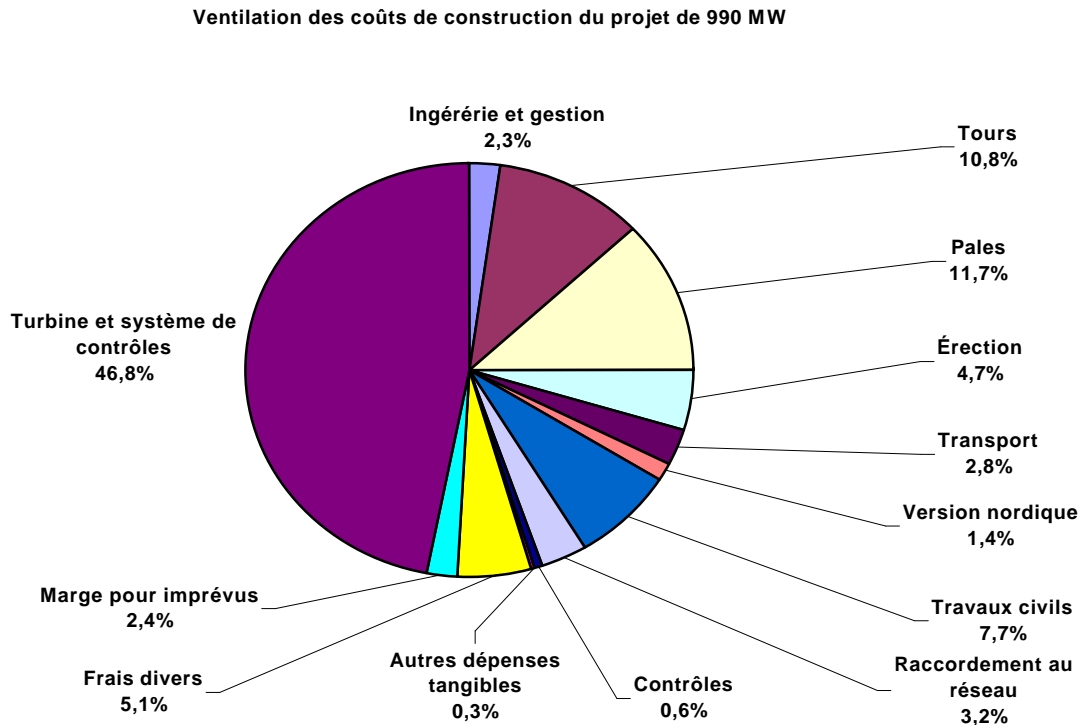
| | Emplois directs | Emplois indirects | Total |
|---|-----------------|-------------------|--------|
| Construction | | | |
| Main-d'œuvre (personnes-années) | 1 378 | 7 706 | 9 084 |
| Personnes-année par MW de puissance | 1,4 | 7,8 | 9 |
| Une année d'exploitation | | | |
| Main-d'œuvre (personnes-années) | 105 | 187 | 292 |
| Personnes-année par MW de puissance | 0,1 | 0,2 | 0,3 |
| Total construction et 20 années d'exploitation | | | |
| Main-d'œuvre (personnes-années) | 3 478 | 11 446 | 14 924 |
| Personnes-année par MW de puissance | 3,5 | 11,6 | 15,1 |

Source: Jean-Claude Thibodeau pour Hélimax Énergie Inc. Avril 2004 et calculs.

Nous constatons que la phase « construction » du projet crée davantage d'emplois que la phase « exploitation ». Toutefois, les emplois de cette catégorie-ci durent une vingtaine d'année. Au total, le projet représente près de 3500 emplois-années directs et près de 11 500 emplois-années indirects, pour un total d'environ 15 000 emplois-années créés au Québec, ou encore un peu plus

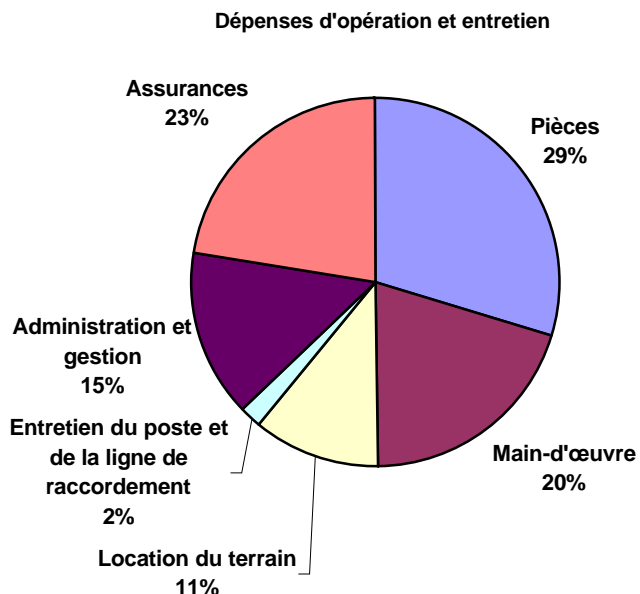
de 15 par MW installé. Enfin, nous remarquons que ce projet crée moins de 300 emplois stables, même en incluant les emplois indirects.

Voici les différents postes de dépense associés à la phase « construction », exprimés en proportion du coût :



Près de la moitié du coût de construction va aux turbines et aux systèmes de contrôles, un poste fort en valeur ajoutée et en contenu technologique. Malheureusement, le contenu québécois de ce poste ne s'élève qu'à 20%. Les autres postes présentent un contenu presque exclusivement québécois. Au total, la proportion de contenu québécois est de l'ordre de 60%. Étant donnée l'ampleur du projet étudié, et en prenant aussi en compte les autres projets parallèles de parcs éoliens ainsi que l'annonce d'un autre appel d'offre de 1000 MW à l'automne prochain, le gouvernement québécois aurait pu facilement exiger que le fabricant de turbine, que ce soit GE ou une autre firme, s'installe au Québec, voire en Gaspésie. C'est ce qu'a fait la société d'État Energia Hidroeléctrica De Navarra. Avec sa commande de 1400 MW en 2000, elle a forcé Gamesa à venir s'installer dans le Navarre, faisant grimper le pourcentage de contenu local à 90%.

Voici les différents postes de dépense associés aux coûts d'opération et d'entretien :



Le coût des composantes « pièces » et « main-d'œuvre » augmente tout au long de la vie de l'éolienne, passant du simple au double. Les proportions ici présentées tiennent compte de cette variation. Il s'agit d'une moyenne pondérée de ces deux postes, qui comptent pour presque la moitié de ce coût.

Sauf pour le poste « Turbine et système de contrôles », le contenu des éoliennes est majoritairement québécois. Ce projet créera environ 15 000 emplois-années.

Conclusion

Les éoliennes ont toujours fasciné par leur capacité à produire de l'énergie à partir du vent. Il s'agit de la filière préférée des écologistes puisqu'elle ne produit aucun gaz à effet de serre (GES). Les éoliennes d'aujourd'hui n'ont plus rien à voir avec celles d'il y a une dizaine d'années et constituent dorénavant un choix potentiellement intéressant au niveau économique. L'industrie est en plein essor partout dans le monde, particulièrement en Europe, et le Québec

n'échappe pas à la tendance. Le rapide développement technologique de la filière fait chuter le coût des éoliennes à chaque année, en construisant des machines de plus en plus grandes et de plus en plus performantes. À cause du protocole de Kyoto, la filière éolienne représente aujourd'hui un choix incontournable dans le secteur énergétique en Europe. D'ici une ou deux décennies au maximum, l'éolien sera une filière de grande envergure partout dans le monde à cause de ses faibles coûts de production, et particulièrement au Québec avec la qualité de ses vents.

Dans ce document, nous avons étudié le projet le plus important à l'heure actuelle au Québec, soit celui de 1000 MW en Gaspésie et dans la région de Matane. L'appel d'offre a été remporté par des firmes presque exclusivement canadiennes anglaises spécialisées dans la production d'énergie polluante qui n'ont pratiquement aucune expérience dans la filière éolienne. Ces entreprises utilisent justement notre projet de 1000 MW pour développer leur expertise. Ceci explique en partie pourquoi le prix de l'électricité éolienne de ce projet est trop élevé. Un kilowattheure coûte 8,35 ¢ à produire et ce prix s'élève à 10,92 ¢/kWh lorsqu'on inclut le transport et l'équilibrage. Nous avons remarqué que ce projet est mal implanté, et qu'Hydro-Québec s'accorde une grande part des subventions et charge un prix beaucoup trop élevé pour l'équilibrage. De plus, nous avons démontré que si Hydro-Québec était le maître d'œuvre du projet, l'entreprise publique aurait été en mesure de négocier un prix plus intéressant pour les turbines, et qu'elle aurait pu financer le projet à un taux d'intérêt plus faible. Nous avons calculé qu'avec un taux de rendement interne de 15%, notre société d'État produirait l'électricité du projet de 1000 MW à 4,17 ¢/kWh, ce qui est presque 50 % moins cher que la production des firmes privées. En incluant les coûts de transport et d'équilibrage, le prix s'élève à 5,94 ¢/kWh.

La preuve tangible que le prix payé à ces firmes privées est déraisonnable est que l'entreprise québécoise 3Ci charge 6,5 ¢ par kWh produit par ses parcs éoliens à Murdochville, soit près de deux sous moins cher que le prix moyen de l'appel d'offre. Cette constatation est choquante, d'autant plus que les taux d'intérêts ayant financés les parcs éoliens de 3Ci sont certainement plus élevés que les taux auxquels les firmes ayant remporté l'appel d'offre de 1000 MW peuvent emprunter. Lorsque le gouvernement québécois choisi de développer une filière avant-gardiste, il ne doit pas laisser aller le projet à mi-chemin. Les contrats n'auraient pas dû servir à développer une expertise étrangère. Il s'agit d'un secteur nouveau, en plein développement, et le projet aurait dû être utilisé de façon stratégique. L'Ontario a son secteur

automobile, l'Alberta a son secteur pétrolier, le Québec devrait consolider son expertise dans l'énergie renouvelable et devenir leader dans l'éolien en Amérique. Il a été démontré qu'Hydro-Québec est l'entreprise la mieux positionnée pour développer cette filière au coût le plus faible. C'est parce que la forme de monopole d'État permet de bénéficier des immenses économies d'échelle présentes dans le secteur de l'électricité. La société d'État aurait dû saisir ce projet et il est à espérer qu'elle se reprenne lors du prochain appel d'offre de 1000 MW, qui devrait être annoncé cet automne. Ses dirigeants affirment que la société d'État n'a pas d'expérience dans la filière éolienne. Les firmes ayant remporté l'appel d'offre n'en avaient pas plus. En bout de ligne, c'est la population du Québec qui paie pour ce manque de dynamisme.

Quelques sites web portant sur la filière éolienne dans le monde et au Québec

Groupes de pression de la filière éolienne :

| | |
|---|--|
| American Wind Energy Association (AWEA) : | www.awea.org |
| European Wind Energy Association (EWEA) : | www.ewea.org |
| Canadian Wind Energy Association (CANWEA) : | www.canwea.ca |
| Greenpeace Canada : | www.greenpeace.ca |
| Windpower Monthly News Magazine : | windpower-monthly.com |

Organisme de recherche sur l'éolienne :

| | |
|---|--|
| Hélimax Énergie inc. : | www.helimax.com |
| Syndicat Professionnel des Scientifiques de l'IREQ (SPSI) : | www.spsi.qc.ca |
| TechnoCentre éolien Gaspésie - Les Îles : | www.eolien.qc.ca |

Entreprise actives dans le secteur éolien :

| | |
|--|--|
| 3Ci : | www.3cienergie.com |
| AXOR : | www.axor.com |
| Creststreet : | www.creststreet.com |
| Enercon : | www.enercon.de |
| GE Energy - Wind Energy, Wind turbines : | www.gewindenergy.com |
| Innergex : | www.innergex.com |
| Marmen : | www.marmen.qc.ca |
| Northland Power Inc. : | www.northlandpower.ca |
| Northland Power Income Fund : | www.npifund.com |
| Renewable Energy Systems : | www.res-ltd.com |
| SkyPower Corporation : | www.skypowercorp.com |
| TransCanada : | www.transcanada.com |
| Vestas : | www.vestas.com |

Autres sites :

| | |
|-------------------------------------|--|
| Atlas canadien d'énergie éolienne : | www.atlaseolien.ca |
| Hydro-Québec : | www.hydroquebec.com |
| Régie de l'énergie : | www.regie-energie.qc.ca |

ANNEXE A

DONNÉES RETENUES POUR EFFECTUER LES CALCULS

Nous présentons ici les données qui ont été utilisées pour effectuer nos calculs. Notre façon de faire est semblable à celle présentée par Hélimax dans son document « Étude sur l'évaluation du potentiel éolien, de son prix de revient et des retombées économiques pouvant en découler au Québec », produite en 2004. Le Syndicat Professionnel des Scientifiques de l'IREQ a également effectué ce genre de calculs. La différence fondamentale entre nos calculs et les autres est que nous intégrons les nouvelles informations concrètes découlant de l'octroi de l'appel d'offre. Ceci nous permet d'éliminer bon nombre d'hypothèses qui se sont parfois avérées inexactes. Dans un premier temps, nous avons calculé le taux de rendement interne du projet tel qu'il a été octroyé. Le taux obtenu est de 16,4%. Dans un deuxième temps, nous avons calculé le taux de rendement interne que réaliserait Hydro-Québec en développant le même projet. Nous obtenons un taux de 36,4%. Enfin, nous avons calculé le coût moyen d'un kilowattheure qu'aurait produit notre société d'État si elle exploitait le projet de 1000 MW, en supposant cette fois-ci un taux de rendement interne de 15%. Nous évaluons ce prix de production à 4,17¢/kWh, et un prix de 5,94 ¢/kWh qui inclut les coûts de transport et d'équilibrage.

Taille du projet :

La taille de l'ensemble des parcs est de 990 MW, même si on parle habituellement de 1000 MW.

L'échéancier et les détails de mise en service se présentent ainsi :

| Date | Puissance | Localisation | Détenu et opérée par |
|-------------------------------|------------------|---------------------|--------------------------------|
| 1 ^{er} décembre 2006 | 100,5 MW | Anse-à-Valleau | Cartier Wind Energy Inc. (TCE) |
| 1 ^{er} décembre 2006 | 109,5 MW | Baie-des-Sables | Cartier Wind Energy Inc. (TCE) |
| 1 ^{er} décembre 2007 | 150,0 MW | St-Ulric/St-Léandre | Northland Power Inc. |
| 1 ^{er} décembre 2008 | 109,5 MW | Carleton | Cartier Wind Energy Inc. (TCE) |
| 1 ^{er} décembre 2009 | 150,0 MW | Les Méchins | Cartier Wind Energy Inc. (TCE) |
| 1 ^{er} décembre 2010 | 100,5 MW | Mont-Louis | Northland Power Inc. |
| 1 ^{er} décembre 2011 | 58,5 MW | Montagne-Sèche | Cartier Wind Energy Inc. (TCE) |
| 1 ^{er} décembre 2011 | 100,5 MW | Gros Morne phase I | Cartier Wind Energy Inc. (TCE) |
| 1 ^{er} décembre 2012 | 111,0 MW | Gros Morne phase II | Cartier Wind Energy Inc. (TCE) |

Facteur d'utilisation :

Le vent est une source d'énergie qui n'est pas constante. À cause de cette contrainte, une éolienne ne peut pas fonctionner à pleine capacité tout le temps. Pour un vent qualifié de « classe exceptionnelle », soufflant en moyenne à huit mètres par seconde, les turbines présentent un facteur d'utilisation de 38,6%. Le Québec regorge d'une multitude de sites où le vent souffle à cette vitesse. Les parcs éoliens retenus dans l'appel d'offre du gouvernement présentent plutôt un rendement de 36,6 %. Même si ce facteur d'utilisation est très bon, il devrait être d'au moins 38,6%, les meilleurs sites devant être exploités en premier. Cette différence représente une perte nette de quelques millions chaque année. La vitesse du vent est une donnée fondamentale dans l'analyse de tels projets. Toute variation de vitesse se répercute au cube dans la production d'électricité par l'éolienne. Nous supposons que les éoliennes exploitées par Hydro-Québec ont un facteur d'utilisation moyen de 38,6%.

Coût total du capital :

Selon les informations d'Hydro-Québec, le coût de construction pour le projet de 1000 MW par l'entreprise privée est de 1,5 milliards \$2007. La notion de dollar de 2007 est liée à l'inflation, soit la hausse moyenne des prix à chaque année. Par exemple, en supposant que les prix augmentent de 2,1% par année, 1,5 milliards \$2007 équivalent à 1,438 milliards \$ d'aujourd'hui (2005). Ceci représente 1515,1 \$2007 par MW installé. Ce montant est tout à fait plausible. Le coût de construction dépend de quelques facteurs. Par exemple, au Québec, nous devons installer les versions nordiques des éoliennes et ceci coûte 5% plus cher. Les économies d'échelle sont très importantes. Par exemple, le SPSI cite cet exemple, tiré du magazine Windpower Monthly : en 2000, la société d'État espagnole Energia Hidroeléctrica De Navarra à commandé 1400 MW à Gamesa, filiale de Vestas, à 778,2 \$2000/kW. Ce coût exceptionnellement bas s'explique par l'ampleur de la commande. La firme a alors choisi de construire son usine sur place, faisant passer la proportion de contenu local à 90% et bénéficiant d'un coût vraiment intéressant. Si le projet de 1000 MW avait été négocié par une seule entreprise, comme Hydro-Québec, plutôt qu'être une agglomération de soumissions de différentes firmes divisant la quantité totale en plusieurs projets, le coût aurait été aussi intéressant que le projet espagnol, surtout si on suppose qu'Hydro-Québec pourrait en plus négocier le prochain projet de 1000 MW. À partir de cette

donnée, le coût de construction des éoliennes du projet réalisé par Hydro-Québec est évalué à 1342,8 \$2007/kW installé, soit 12,8% moins cher que le coût du premier scénario.

Dépense en opération et entretien :

La firme Hélimax évalue le coût d'opération et d'entretien à 1,5 ¢2004/kWh la première année d'exploitation, ce qui donne 1,6 ¢2007/kWh. L'American Wind Energy Association affirme que le coût augmente au fur et à mesure que le parc éolien prend de l'âge. Il est du double les dernières années, donc de 3,2 ¢2007/kWh. Nous simplifions l'évolution du coût en lui attribuant une croissance linéaire de 0,08 ¢2007 chaque année. Il faut aussi noter que les frais liés aux pièces et à une partie de la main-d'œuvre sont couverts par le constructeur les deux premières années. Ceci représente une part de 33,9 % du coût d'O&E qui n'est pas assurée par l'opérateur du parc les deux premières années. Le coût d'O&E revient donc à 1,06 ¢2007/kWh les deux premières années.

Location des terrains :

Il est à noter que ce coût est inclus dans les dépenses d'O&E. Selon le Ministère des ressources naturelles, de la faune et des parcs, le loyer pour les terrains représente 1% des revenus bruts annuels tirés de la vente d'électricité éolienne, plus une indemnité de départ négligeable. Sur les huit parcs, cinq sont presque entièrement situés sur des terres publiques. Un parc est situé sur des terres privées, un est sur des terres appartenant à un regroupement de municipalités et l'autre est divisé à 50% sur des terres publiques, 50% sur des terres appartenant à des municipalités.

Taxes et impôts :

Nos calculs s'intéressent aux rendements avant impôts. La multitude d'échappatoires fiscaux, comme les impôts reportés et divers crédits, est assez importante pour rendre l'analyse extrêmement difficile à réaliser. C'est pourquoi nous tenons compte que des taxes sur le capital et des subventions directes. Au fédéral, nos calculs sont basés sur les règles en vigueur en 2004. Les premiers 50 millions \$ sont exemptés de la taxe. Une taxe de 0,2% est calculée sur les passifs à long terme pour le capital excédant les 50 premiers millions \$. Dans le premier scénario, il faut avoir à l'esprit que deux firmes se partagent le contrat, doublant ainsi la déduction. Ce ne sera pas le cas pour les scénarios où c'est Hydro-Québec qui réalise seule le projet. Au provincial, la taxe

sur le capital sera de 0,375% en 2006 et de 0,3% à partir de 2007. Elle s'applique à l'ensemble du capital versé, des bénéfices non répartis et des dettes. Il y a exemption de taxe sur le premier million, encore une fois pour chaque firme.

Subvention :

La seule subvention directe vient du programme fédéral EPÉÉ (Encouragement à la production d'énergie éolienne) qui donne 1¢/kWh d'énergie éolienne produite pendant les dix premières années d'exploitation. Cette subvention est également valable pour les sociétés d'État. Il faut ici remarquer qu'Hydro-Québec accapare 75% de la subvention dans le premier scénario, prétextant l'incertitude du programme lors de l'appel d'offre. L'entreprise privée conserve seulement 25% des subventions. De cette façon, même en ne produisant pas, la société d'État s'assure un revenu intéressant, mais diminue fortement l'impact du programme au Québec. Dans les scénarios où Hydro-Québec exploite elle-même les parcs, elle bénéficie de 100% de la subvention qui sert réellement à réduire les coûts.

Taxes municipales :

La seule municipalité en mesure de fournir l'information à ce sujet est Carleton. Dans cette municipalité, il n'y aura aucune taxe municipale. Leurs revenus proviennent d'une partie du coût de location des terrains. Il en va de même pour le petit parc de Cap-Chat exploité par Axor (qui n'est pas dans l'entente du 1000 MW). Les autres municipalités affirment ne pas avoir encore d'ententes fermes avec l'entreprise privée. Nous étendons la situation de Carleton et de Cap-Chat à l'ensemble des municipalités. Pour la présente analyse, la taxe municipale sera considérée comme nulle, les municipalités puisant leur revenu de la location des terrains.

Taux d'inflation anticipé :

Les prix augmentent à chaque année. Le premier rôle de la Banque du Canada est de maintenir l'inflation dans une fourchette comprise entre 1 et 3%. Les différentes études estiment l'inflation annuelle entre 2 et 2,5%. Nous retenons une inflation de 2,1%, soit la moyenne entre 1 et 3%, plus une prime d'incertitude de 0,1%. La plupart des économistes utilisent ce taux d'inflation anticipé. À titre d'exemple, l'inflation a été en moyenne de 2% à chaque année depuis 1992.

Rendement sur l'avoir propre:

Hélimax affirme que de tels projets fournissent habituellement un rendement sur l'avoir propre entre 12 et 18%. Il s'agit de la donnée à évaluer dans le premier scénario. Le rendement sur fonds propres d'Hydro-Québec que nous retenons pour le troisième scénario est de 15%. Dans tous les cas, ces taux sont calculés après taxes mais avant impôts sur les bénéfices.

Durée de vie du projet :

Dans le cadre de l'appel d'offre du 1000 MW, Hydro-Québec signe des contrats de 20 ans avec les entreprises privées. C'est logique puisque presque toutes les sources, incluant les constructeurs, évaluent la vie d'une éolienne à 20 ans. Même s'il est probable qu'après cette période le parc éolien conserve encore une valeur, elle n'est pas considérée dans nos calculs. À la fin du contrat, le propriétaire devra alors évaluer s'il est plus rentable de restaurer le parc ou d'en construire un nouveau.

Taux d'utilisation la première année :

Hélimax estime que pour la première année de fonctionnement, le parc éolien nouvellement installé ne livre que 90% du rendement attendu, question de tout mettre en place et d'absorber une partie des coûts initiaux liés au rodage. Nous retenons cette hypothèse.

Taux annuel de réduction des coûts d'investissement et d'O&E :

La filière éolienne est en pleine expansion et sa technologie évolue rapidement. Les nouvelles machines sont toujours plus grosses et chaque nouveau kW coûte moins cher à installer et à faire fonctionner. L'American Wind Energy Association affirme que chaque fois que la production éolienne installée double, le coût en dollar constant par kWh des dernières éoliennes installées diminue entre 9 et 17% par rapport au coût des premières. L'European Wind Energy Association évalue que le parc éolien aura quadruplé entre 2004 et 2012. En se basant sur ces affirmations, on peut affirmer que le coût réel d'un parc éolien diminue à chaque année entre 2,25 et 4,25% jusqu'en 2012. Nous retiendrons une moyenne de 3,25%. Les hypothèses pour les années subséquentes sont superflues pour nos calculs.

Fonds propres et endettement :

Hélimax présente un ratio de 30% de fonds propres et 70% d'endettement pour l'entreprise privée. Cela donne un ratio de 2,33. Dans nos calculs, Hydro-Québec présente la même structure de financement.

Durée du prêt et taux d'intérêts :

Comme Hélimax et le SPSI, nous supposons que l'entreprise privée rembourse son emprunt en 15 ans et Hydro-Québec en 20 ans, ceci étant possible à cause de sa solidité financière. C'est à son avantage puisqu'elle profite alors de l'effet de levier plus longtemps. Cet effet découle de l'écart positif entre le taux de rendement interne du projet et le taux d'emprunt. Toutefois, l'effet net est peu important.

Les taux d'intérêts retenus sont de 8,1% pour l'entreprise privée et de 6,6% pour Hydro-Québec. Celui de l'entreprise privée est plus élevé que celui d'Hydro-Québec à cause de leur capacité financière respective. La cote de crédit de la société d'État est excellente. En 2003, DBSR lui attribuait A positif, Moody's A1 positif, S&P A- négatif. La firme Northland Power obtenait plutôt la cote SR2 de S&P et la firme TCPL se voyait attribuer A stable par DBSR, A2 Stable par Moody's et A- négative par S&P. Les taux retenus sont en parfaite logique avec ceux avancés par Hélimax et par le SPSI.

Fréquence des versements :

Nous supposons une fréquence de versements trimestrielle et supposons que les taux d'intérêts sont composés.

ANNEXE B

EXEMPLES DE GRILLES DE CALCULS

Parcs ? oliens entrant en fonction le 1er d? cembre 2012

Gros Morme phase II (111,0 MW)

Cartier Wind Energy

TRA: 23,92%

Ann? e

Capacit? install? e

111 MW

Facteur d'utilisation

36,60%

Production annuelle (MWh)

Tarification (¢/kWh)

Tarification + subvention EPff (¢/kWh)

Revenus bruts (M\$)

Co? t du capital install? (M\$)

Fonds propres (M\$)

Co? t unitaire d'O&E (¢/kWh)

D? pense en O&E (M\$)

Paie ment annuel des int? r? ts (M\$)

Taxe provinciale (M\$)

Passifs de LT (M\$)

Taxe f? d? rale (M\$)

Charges annuelles (M\$)

B? n? fices - co? ts (M\$)

B? n? fices - co? ts actualis? s (M\$)

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | |
| Production annuelle (MWh) | 0 | 320515 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 | 356128 |
| Tarification (¢/kWh) | 0,00 | 7,32 | 7,47 | 7,62 | 7,77 | 7,92 | 8,08 | 8,24 | 8,41 | 8,58 | 8,75 | 8,92 | 9,10 | 9,28 | 9,47 | 9,66 | 9,85 | 10,05 | 10,25 | 10,45 | 10,66 | |
| Tarification + subvention EPff (¢/kWh) | 0,00 | 7,57 | 7,72 | 7,87 | 8,02 | 8,17 | 8,33 | 8,49 | 8,66 | 8,83 | 9,00 | 8,92 | 9,10 | 9,28 | 9,47 | 9,66 | 9,85 | 10,05 | 10,25 | 10,45 | 10,66 | |
| Revenus bruts (M\$) | 0,00 | 24,26 | 27,48 | 28,01 | 28,55 | 29,11 | 29,67 | 30,25 | 30,84 | 31,43 | 32,04 | 31,78 | 32,41 | 33,06 | 33,72 | 34,40 | 35,09 | 35,79 | 36,50 | 37,23 | 37,98 | |
| Co? t du capital install? (M\$) | 143,32 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fonds propres (M\$) | 43,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Co? t unitaire d'O&E (¢/kWh) | 0,00 | 0,98 | 1,06 | 1,71 | 1,83 | 1,96 | 2,08 | 2,22 | 2,35 | 2,49 | 2,64 | 2,79 | 2,95 | 3,11 | 3,28 | 3,45 | 3,63 | 3,82 | 4,01 | 4,21 | 4,41 | |
| D? pense en O&E (M\$) | 0,00 | 3,15 | 3,76 | 6,10 | 6,52 | 6,96 | 7,42 | 7,89 | 8,38 | 8,88 | 9,41 | 9,95 | 10,51 | 11,08 | 11,68 | 12,30 | 12,94 | 13,60 | 14,28 | 14,99 | 15,71 | |
| Paie ment annuel des int? r? ts (M\$) | 0,00 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 | 11,23 |
| Taxe provinciale (M\$) | 0,00 | 0,54 | 0,52 | 0,51 | 0,49 | 0,48 | 0,46 | 0,44 | 0,41 | 0,39 | 0,37 | 0,34 | 0,31 | 0,27 | 0,24 | 0,20 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,13 |
| Passifs de LT (M\$) | 0,00 | 143,32 | 139,66 | 135,69 | 131,41 | 126,78 | 121,77 | 116,36 | 110,51 | 104,18 | 97,35 | 89,96 | 81,97 | 73,33 | 64,00 | 53,91 | 43,00 | 43,00 | 43,00 | 43,00 | 43,00 | 43,00 |
| Taxe f? d? rale (M\$) | 0,00 | 0,43 | 0,42 | 0,41 | 0,39 | 0,38 | 0,37 | 0,35 | 0,33 | 0,31 | 0,29 | 0,27 | 0,25 | 0,22 | 0,19 | 0,16 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,00 |
| Charges annuelles (M\$) | 43,00 | 15,35 | 15,93 | 18,25 | 18,64 | 19,05 | 19,47 | 19,91 | 20,35 | 20,82 | 21,29 | 21,78 | 22,29 | 22,81 | 23,34 | 23,89 | 13,23 | 13,89 | 14,57 | 15,28 | 15,84 | |
| B? n? fices - co? ts (M\$) | -43,00 | 8,92 | 11,55 | 9,77 | 9,91 | 10,06 | 10,20 | 10,34 | 10,48 | 10,62 | 10,75 | 9,99 | 10,12 | 10,25 | 10,38 | 10,50 | 21,86 | 21,90 | 21,93 | 21,96 | 22,14 | 220,63 |
| B? n? fices - co? ts actualis? s (M\$) | -43,00 | 7,20 | 7,52 | 5,13 | 4,20 | 3,44 | 2,82 | 2,30 | 1,88 | 1,54 | 1,26 | 0,94 | 0,77 | 0,63 | 0,52 | 0,42 | 0,71 | 0,57 | 0,46 | 0,37 | 0,30 | 0,00 |

Remboursement de la dette

| | |
|--------------------------------|---------|
| Données | |
| Montant de la dette (M\$) | 100,3 |
| Terme (années) | 15 |
| Nombre de versements par an | 4 |
| Taux d'intérêt annuel (%) | 8,1 |
| Taux d'intérêt par période (%) | 1,96624 |
| Nombre de versements | 60 |
| Versement par trimestre (M\$) | 2,81 |
| Versement annuel (M\$) | 11,2 |

Remboursement annuel

| Année | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
| Dette en début d'année (M\$) | 100,3 | 96,7 | 92,7 | 88,4 | 83,8 | 78,8 | 73,4 | 67,5 | 61,2 | 54,4 | 47,0 | 39,0 | 30,3 | 21,0 | 10,9 |
| Dette en fin d'année (M\$) | 96,7 | 92,7 | 88,4 | 83,8 | 78,8 | 73,4 | 67,5 | 61,2 | 54,4 | 47,0 | 39,0 | 30,3 | 21,0 | 10,9 | 0,0 |
| Montant versé en intérêts durant l'année (M\$) | 7,6 | 7,3 | 6,9 | 6,6 | 6,2 | 5,8 | 5,4 | 4,9 | 4,4 | 3,8 | 3,2 | 2,6 | 1,9 | 1,1 | 0,3 |
| Remboursement du capital durant l'année (M\$) | 3,7 | 4,0 | 4,3 | 4,6 | 5,0 | 5,4 | 5,9 | 6,3 | 6,8 | 7,4 | 8,0 | 8,6 | 9,3 | 10,1 | 10,9 |
| Versement annuel (M\$) | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 11,2 |

