
L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

CHOIX STRATÉGIQUES POUR UNE QUOTE-PART QUÉBÉCOISE

Rapport d'expert de
PHILIPPE DUNSKY

Centre Hélios

Pour le

**REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT**

dans le cadre du dossier R-3395-97 de la

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

mai 1998

Table des matières

MANDAT ET APPROCHE	1
MANDAT	1
APPROCHE	2
MISE EN CONTEXTE DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE.....	4
POURQUOI L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ?	4
LA TECHNOLOGIE	5
LES COÛTS ET LES MARCHÉS.....	6
LES RESSOURCES QUÉBÉCOISES.....	7
POURQUOI UNE QUOTE-PART ?	9
LES OCCASIONS D'AFFAIRES ET LES COÛTS AUX CONSOMMATEURS.....	10
LE NOUVEAU CONTEXTE AMÉRICAIN	10
<i>Les défis de la concurrence au détail</i>	10
<i>Prélèvement de biens publics</i>	11
■ Concept.....	11
■ Application	12
■ Où va l'argent ?.....	12
■ Signification pour le Québec	13
<i>Marché de crédits échangeables d'énergie verte</i>	13
■ Concept.....	13
■ Application	14
■ Signification pour le Québec	15
<i>Autres avantages sur l'horizon</i>	15
LES OCCASIONS D'AFFAIRES ET LA POSITION DU QUÉBEC.....	16
<i>La vente d'énergie au Québec</i>	16
<i>La vente d'énergie aux États-Unis</i>	17
<i>La vente de turbines et composants éoliennes dans le monde</i>	17
■ Le marché américain.....	17
■ Le marché mondial et les pays de la Francophonie.....	18
LES COÛTS AUX CONSOMMATEURS	18
CHOIX STRATÉGIQUES POUR UNE QUOTE-PART QUÉBÉCOISE	20
INTRODUCTION.....	20
CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES.....	20
LES CHOIX ESSENTIELS	21
<i>Approche et choix des projets</i>	21
■ Les expériences d'ailleurs	21
■ Concurrence vs prix fixe (minimiser les coûts).....	23
■ Conclusions.....	24
<i>Taille, tranches et limites</i>	24
■ Volume total par année (assurer les retombées optimales).....	24
■ Tranches (maximiser les investissements et bénéficier des réductions de coûts).....	25
■ Division des appels d'offre (éviter la dominance de marché)	26
■ Limites maximales (éviter des investissements inutiles)	26
■ Conclusions.....	27
<i>Durée et échéancier de la quote-part</i>	27

■ Assurer une stabilité de marché (maximiser les retombées économiques).....	27
■ Révision ou annulation (éviter les coûts/paiements inutiles).....	28
■ Échéancier de mise en oeuvre.....	28
■ Conclusions.....	29
<i>Éligibilité à l'appel d'offres</i>	29
■ Hydro-Québec réduirait-elle les coûts ?	29
■ Dominance et pouvoirs d'abus (minimiser les coûts à long terme).....	30
■ Conclusions.....	30
CONDITIONS, RÈGLES DE PRATIQUE ET CRITÈRES.....	31
<i>Conditions et règles de pratique</i>	31
■ Difficultés connues.....	31
Faible taux de succès.....	31
Prospection induite des terres.....	31
Surconcentration régionale.....	32
■ Solutions possibles.....	32
(1) Cueillette et dissémination des données.....	32
(2a) Expropriation partielle.....	33
(2b) Encans organisés par le MRN.....	33
(2c) Code de conduite pour ententes avec propriétaires.....	34
■ Conclusions.....	34
<i>Qualification, critères d'analyse et ajustements</i>	35
■ La qualification (maximiser le taux de succès).....	35
■ Les critères de sélection (concilier les objectifs multiples).....	36
■ Types de projets (diversification, retombées économiques ou sociales).....	37
■ Ajustements aux quantités totales (minimiser les risques).....	37
■ Conclusions.....	38
CONTRATS D'ACHAT.....	39
<i>Prix aux producteurs</i>	39
■ Prix fixe vs prix de la soumission (minimiser les coûts).....	39
■ Structure des paiements (minimiser les coûts, maximiser la valeur de l'énergie produite).....	39
■ Conclusion.....	41
<i>Durée et périodes de grâce</i>	41
■ Durée des contrats.....	41
■ Périodes de grâce.....	41
■ Conclusion.....	42
<i>Raccordement et suivi</i>	42
■ Frais de raccordement (partage équitable).....	42
■ Enregistrement et publication des données (plus grande transparence, concurrence).....	43
■ Suivi et monitoring (acceptation sociale).....	43
■ Conclusion.....	43
AUTRES SUJETS TOUCHANT LA QUOTE-PART.....	44
<i>Les exportations</i>	44
■ Compter deux fois.....	44
■ Protection des consommateurs.....	45
■ Conclusion.....	45
<i>Mise en garde</i>	45
■ Innovation et prudence.....	45
■ Restructuration des marchés de l'électricité.....	46
■ Conclusion.....	46
SOMMAIRE DES CONCLUSIONS	47
<i>Les choix essentiels</i>	47
<i>Conditions, règles de pratique et critères</i>	48
<i>Contrats d'achat</i>	49
<i>Autres sujets touchant la quote-part</i>	49
BIBLIOGRAPHIE	51
ANNEXE A : L'EXPÉRIENCE EUROPÉENNE (RAPPORT DE M. SØREN KROHN)	53

Mandat et approche

Mandat

Le Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement (ci-après « RNCREQ ») a demandé au **Centre Hélios** de répondre à une série de questions clés posées par la Régie de l'énergie dans son document intitulé « La place de l'énergie éolienne au Québec — Document de réflexion ». En particulier, le RNCREQ a voulu que nous étudions et proposons les meilleures approches et choix possibles — notamment en ce qui concerne les quantités, la durée et les modalités d'application — relativement à une éventuelle quote-part pour l'énergie éolienne.

Les propositions que nous faisons découlent d'une réflexion à ce sujet qui tenait compte des objectifs suivants :

- Maximiser les retombées économiques au Québec associées à la quote-part proposée ;
- Minimiser le coût aux Québécois de la quote-part, en veillant de façon particulière aux modalités de mise en oeuvre les plus aptes à mener à des réductions des coûts ; et
- Maximiser l'acceptabilité par le public et minimiser les impacts environnementaux ou sociaux, le cas échéant.

Le Centre Hélios a donc procédé à une analyse et une réflexion à cet égard. Plus spécifiquement, nous avons traité des sujets suivants :

Les choix essentiels

- l'approche à privilégier pour le choix de projets,
- la taille optimale de la quote-part et la répartition des tranches,
- la durée et l'échéancier de la quote-part,
- qui devrait être éligible pour participer.

Conditions, règles de pratique et critères

- les conditions et règles de pratique qui devraient s'appliquer aux promoteurs,
- la qualification, les critères pour l'analyse des projets et l'ajustement des volumes.

Les contrats d'achat

- les modalités de paiements,
- la durée et période de grâce pour la réalisation des projets,
- les responsabilités des promoteurs.

Autres sujets touchant la quote-part

- la relation entre la quote-part et les exportations,
- les modifications futures.

Approche

L'objectif du présent rapport est de déterminer, pour les fins de la quote-part étudiée par la Régie de l'énergie, quelles approches et quels choix peuvent maximiser les retombées économiques associées à cette filière tout en minimisant les coûts et les risques aux consommateurs de même que les impacts environnementaux ou sociaux.

Pour ce faire, le Centre Hélios a demandé l'aide de **M. Søren Krohn**, directeur de l'Association des fabricants danois de turbines éoliennes et spécialiste renommé. À la demande du Centre Hélios, M. Krohn a fait un **survol de l'expérience récente de quatre pays européens** avancés en matière d'énergie éolienne. Il a également fourni, sur la base de ses propres connaissances de même que de cette revue de l'expérience de quatre pays, sa propre réflexion à l'égard de **quelques leçons à tirer** pour une région considérant se lancer dans la filière éolienne. Le rapport de M. Krohn, ci-joint en annexe A, a servi de base de réflexion pour un bon nombre des réflexions et conclusions du présent rapport.

Le Centre Hélios a également, à la demande du RNCREQ, étudié la question des marchés d'exportation auxquels le Québec aurait accès et qui pourraient ajouter aux retombées économiques provenant du développement de la filière éolienne au Québec.

Les conclusions auxquelles nous arrivons dans le présent rapport devront fournir au lecteur une compréhension des enjeux majeurs touchant la mise sur pied d'une quote-part pour l'énergie éolienne, de même que d'une **approche équilibrée pouvant concilier tant les impératifs économiques que sociaux et environnementaux** relativement à une telle quote-part québécoise.

Mise en contexte de la filière éolienne

Pourquoi l'énergie éolienne ?

La filière éolienne est largement reconnue aujourd'hui pour sa capacité de concilier tant les intérêts économiques qu'environnementaux. En effet, comparativement aux filières dominantes et traditionnelles de production d'électricité, ses avantages environnementales sont indéniables : l'énergie de source éolienne n'émet aucun polluant dans l'air, ne contribue pas au phénomène des changements climatiques, globaux, ne requiert pas l'inondation d'écosystèmes et la pollution aquatique afférente et modifie ni le cours ni le débit des rivières naturelles¹. D'autre part, comparativement aux filières « vertes » telles que l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, la filière éolienne peut généralement être produite à un coût largement inférieur².

Pour ces raisons, la poursuite du développement de l'énergie éolienne est souvent perçue comme étant un excellent exemple de développement durable dans le secteur énergétique, **puisque'elle protègent tant l'environnement que les consommateurs des impacts excessifs des autres options de production**. Pour cette raison, un nombre croissant de pays et de régions adoptent des lois, règlements ou politiques visant directement ou indirectement le développement accru de cette filière, de sorte que l'énergie éolienne occupe une place importante sur l'échiquier mondial de l'énergie.

À plus long terme, advenant des progrès technologiques ou économies d'échelle escomptés du développement d'autres filières vertes, dont l'énergie solaire-PV, même l'éolien pourrait être remplacé par de nouvelles formes de production plus intéressantes d'une perspective environnementale et sociale et aussi sinon plus abordables économiquement. Ainsi, dans une perspective de long terme, la filière éolienne pourra un jour être reconnu pour avoir servi de transition à un modèle énergétique différent de ce que nous connaissons aujourd'hui.

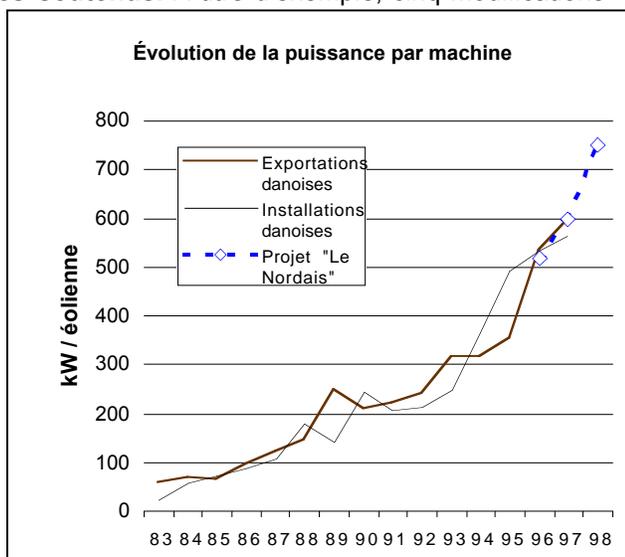
¹ Considérant seulement les impacts directs.

² Cette affirmation s'applique généralement. Néanmoins, dans certaines régions du monde dotées de conditions climatiques appropriées, les sources solaires peuvent parfois être plus économiques que l'éolien.

La technologie

La technologie de l'énergie éolienne a connu une évolution remarquable au cours des vingt dernières années. Cette évolution est le fruit de trois facteurs principaux, soit les progrès technologiques majeurs (les « bonds »), les progrès soutenus et les économies d'échelle associées à un volume croissant³.

- **Progrès technologiques majeurs.** À titre d'exemple, la fiabilité des machines éoliennes a connu un saut, allant de 20 % en 1982 à environ 97-99 % seulement trois ans plus tard (PG&E 1993). Ce saut est attribuable à l'expérience acquise par les producteurs notamment dans les parcs éoliens de la Californie, eux-mêmes le résultat de politiques importantes tant au niveau fédéral (l'administration Carter)⁴ qu'à celui de l'État. D'autres progrès majeurs peuvent être attribués aux investissements en recherche-développement de plusieurs pays, notamment les États-Unis et l'Allemagne.
- **Progrès technologiques soutenus.** À titre d'exemple, cinq modifications successives aux matériaux utilisés pour les pales, ont réussi à diminuer de plus de 75 % le poids de ces pales, et ce durant la période du début des années 1980 jusqu'à aujourd'hui. D'autres progrès soutenus, touchant entre autres l'aérodynamie et le choix de matériaux, ont réussi à plus que doubler la productivité des turbines éoliennes (pour une surface balayée équivalente) au cours de la période 1980-1996. Soulignons enfin que la taille des éoliennes a



³ Voir aussi l'annexe technique des progrès technologiques contenue dans le rapport d'expert de Søren Krohn, ci-joint en annexe A.

⁴ C'est l'administration Carter qui, en 1979, a adopté la Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA). La section 210 de la PURPA ordonnait aux services publics d'électricité de s'interconnecter et d'acheter toute l'électricité produite par des « qualifying facilities (QFs) » de producteurs indépendants d'électricité. Pour être qualifiée de QF, la centrale électrique devait être petite et n'utiliser que des sources d'énergie renouvelable (ou la cogénération). Un amendement à la PURPA, en 1990, venait supprimer la limite de grandeur imposée à tout QF, à l'exception de ceux dont la production est de source hydraulique (EIA 1997, 28).

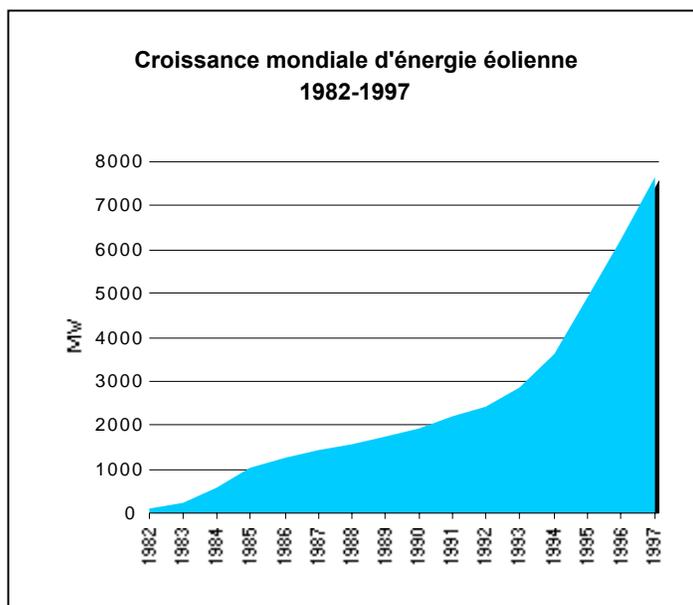
également augmenté sensiblement au cours de cette période, passant d'environ 50 kW par machine à environ 750 kW aujourd'hui⁵.

- **Économies d'échelle.** Des économies d'échelle importantes ont pu se réaliser dans le domaine éolien, grâce notamment aux politiques de plusieurs régions et pays visant à promouvoir l'utilisation accrue de cette filière, de même qu'aux autres réductions des coûts qui ont rendu cette filière particulièrement compétitive comparé aux autres filières considérées comme étant « vertes ».

Les coûts et les marchés

Grâce en bonne partie aux progrès technologiques et aux économies d'échelle, les coûts de la filière éolienne ont connu une baisse importante au cours de cette même période. Cette diminution des coûts, de l'ordre de 90-95 %, a réussi à ramener la filière éolienne du stade d'une filière « utopique » à celui d'une filière de plus en plus concurrentielle avec les filières dominantes.

Parallèlement, la conscientisation environnementale a mené plusieurs pays et régions du monde à instaurer des lois, règlements ou politiques favorisant — et, dans certains cas, réservant un marché à — la filière éolienne. Ces deux facteurs — la diminution des coûts et la volonté politique —, de concert avec la standardisation et les progrès de fiabilité, ont contribué à un accroissement important de la part de l'éolien du marché mondial⁶. Ainsi, la puissance installée mondiale de l'énergie éolienne a grimpé



⁵ Pour souligner cette augmentation de la taille et de la puissance de chaque machine, notons le cas frappant d'une série d'éoliennes, récemment installées en Californie dans le cadre d'un contrat pour remplacer de vieilles machines devenues désoletées. Ainsi, NEG Micon installait sept éoliennes de sa gamme de 600 kW afin de remplacer les 85 machines existantes de Enertech. La production électrique des sept nouvelles turbines dépassera largement la production totale des 85 originales. (BTM Consult 1998).

⁶ Même si celle-ci demeure toujours marginale par rapport aux filières traditionnelles.

d'environ 1 500 MWi en 1987 à plus de 7 600 MWi dix ans plus tard⁷. En moyenne, la filière connaît une croissance annuelle de 20 à 25 % annuellement.

Cette croissance de la production mondiale interagit avec la diminution des coûts de la filière dans un cycle de cause-effet. Aujourd'hui, les propositions venant de l'industrie éolienne tendent à se situer à l'intérieur d'une fourchette de coûts d'environ 5-8¢(cdn)/kWh, comparativement à plus de 70¢ il y a quinze ans⁸. D'autres progrès sont censés diminuer davantage les coûts de cette filière à l'avenir.

Les ressources québécoises

Le Québec semble être particulièrement bien doté en ressources éoliennes. Selon une étude de Ressources naturelles Canada, **50 % du potentiel réalisable** au Canada se situe au Québec (CanMET 1992). D'autres auteurs affirment également que le Québec occupe une place particulière en terme de ressources éoliennes (ACEE 1993,1994,1995, Dunsky 1996, Gipe 1995, Grubb et Meyer 1993). Aussi, il semble exister une corrélation entre la ressource éolienne et la demande en électricité au Québec.

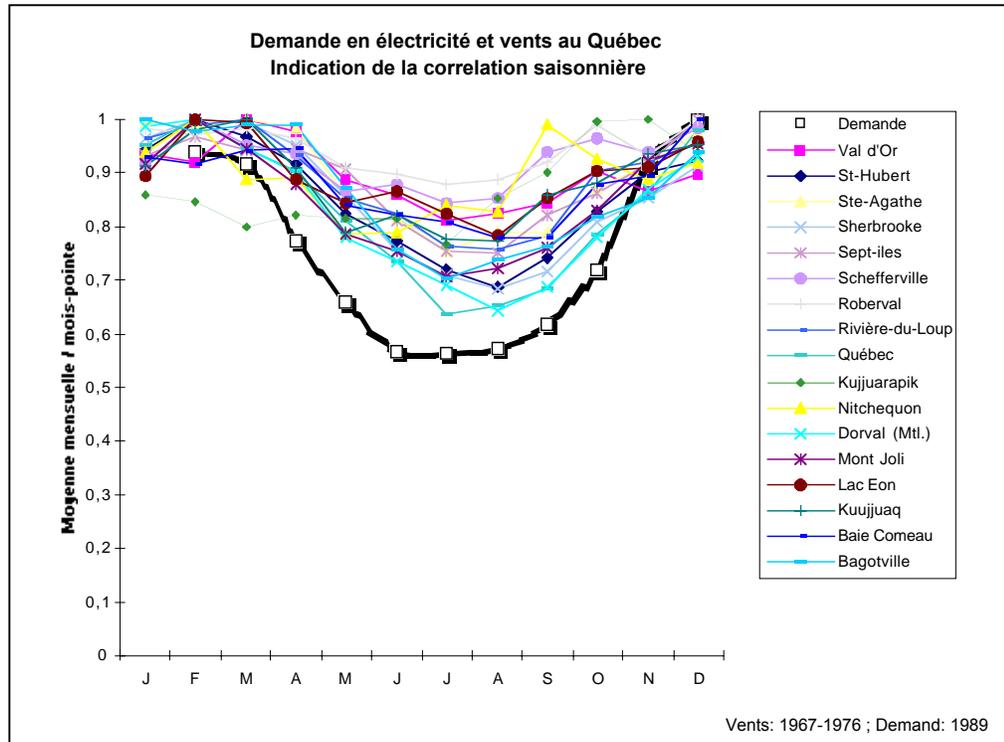
L'analyse de la ressource éolienne doit se faire à plusieurs niveaux. Par exemple, les auteurs cités ci-dessus basent leurs analyses sur des données provenant principalement de certains aéroports québécois. Or, l'utilisation de ces données ne peut que fournir une appréciation très approximative, puisque (1) les mesures ont été prises à une hauteur de 10 mètres, alors que le moyeu des turbines éoliennes d'aujourd'hui se situe généralement entre 40 et 55 mètres de hauteur, et (2) les sites d'emplacement d'aéroports sont souvent choisis pour, entre autres, la faiblesse relative des vents comparativement à d'autres endroits dans la même région.

Une évaluation plus poussée a récemment été réalisée par la firme Wind Economics and Technology Inc. (WECTEC) en collaboration avec l'Université du Québec à

⁷ Tout au long du présent rapport, **MWi = mégawatts installés** alors que **MWs = mégawatts souscrits**. Un MWs est l'équivalent d'environ 2,5-4 MWi.

⁸ Le prix de 70¢ est tiré de Dunsky 1997, 16. Le prix de 5¢ est basé sur deux contrats récents aux États-Unis, l'un au Minnesota et l'autre au Texas. Le prix de 8¢ est le prix moyen pondéré des projets d'énergie éolienne soumis dans le cadre du dernier appel d'offres organisé sous le Non-Fossil Fuel Order (NFFO 4) d'Angleterre (soulignons qu'un deuxième scénario retenu par OFFER arrivait à un prix moyen pondéré de 7,5¢, alors que le dernier Scottish Renewables Order (SRO 2) a atteint un prix moyen pondéré de 6,85¢ (OFFER 1997a,b). Tous les prix sont en dollars canadiens et convertis selon le taux de change prévalant le 24 avril 1998.

Soulignons également que les prix moyens en Angleterre sont difficilement comparables à ceux aux États-Unis ou au Canada, puisqu'ils tiennent compte de la fiscalité de chaque pays, des coûts de la main-d'oeuvre, de sa structure industrielle de même que, bien entendu, de son régime des vents. Aussi, nous excluons de cette fourchette les prix de projets incomparables avec des parcs importants. Au Québec, le coût de l'énergie éolienne semble aujourd'hui se situer en bas de 6¢/kWh.



Rimouski. Tout en se basant sur les données existantes des aéroports, cette évaluation va plus loin en tenant compte plus spécifiquement de la hauteur des éoliennes de l'époque de même que de la topographie locale. La carte produite par WECTEC indique de nombreux endroits situés près des consommateurs qui peuvent être classés 4 ou plus (selon l'approche de classement américain)⁹ (WECTEC 1995). À 50m, soit l'emplacement des moyeux modernes, cela équivaldrait à **des vents de plus de 7 m/s** (Dumouchel et al. 1997), soit une vitesse apte à produire de l'électricité à relativement bas coût.

Soulignons que **cette évaluation pourrait avoir sous-estimé les vents réels**, puisque, selon les auteurs, « il existe de présomptions sérieuses sur la déficience de certains anémomètres d'Environnement Canada par temps froid », ce qui pourrait mener à une sous-estimation des vitesses en période hivernale qui « condui[rait] à des baisses considérables de performance attendue des éoliennes » (Dumouchel et al. 1997).

⁹ L'approche de classement fut développée par Batelle-Pacific Northwest Laboratories vers la fin des années 1970. Cette échelle crée sept classes de vents distincts. Le tableau suivant décrit les vitesses éoliennes (en mètres/seconde) des sept classes du BPNL à une hauteur moyen de 50 mètres (Dumouchel et al. 1997) :

Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5	Classe 6	Classe 7
# 5,6	# 6,4	# 7,0	# 7,5	# 8,0	# 8,8	# 11,9

Sur la base de ces évaluations, il est possible de constater un potentiel qui peut être qualifié d'exceptionnel, notamment dans la région gaspésienne, mais également à certains endroits de la Côte-Nord (entre Sept-Iles et Manic), de la Basse Côte-Nord (entre Québec et Baie-Comeau), des Laurentides, de la Côte-du-Sud (au sud de Québec), de l'Estrie (près de Sherbrooke), pour ne pas parler d'endroits situés plus loin des populations importantes (Iles de la Madeleine, côtes des baies de James et d'Hudson, extrême est de la Côte-Nord (eg. Harrington Harbour, Blanc Sablon), etc.). De plus, il est à prévoir que les vents de **microclimats particuliers** dépasseront de façon importante les moyennes évaluées aux aéroports.

Pourquoi une quote-part ?

La notion d'une quote-part dans le domaine de l'énergie s'applique principalement à des technologies qui regroupent trois caractéristiques clés : (1) elles sont commercialement disponibles, (2) leur rentabilité n'est pas encore assurée mais pourrait l'être à l'avenir, (3) elles sont clairement avantageuses sur le plan environnemental.

Ainsi, l'objectif principal d'une quote-part, au-delà des retombées économiques, est de permettre à une filière prometteuse et avantageuse l'accès à un certain marché afin de **stimuler son développement et mener à une diminution de ses coûts, le tout dans le but notamment d'accélérer le point de convergence de ses prix avec ceux des autres filières dominantes**. Il s'agit d'un investissement stratégique minimal en vue de bénéfices multiples et importants à l'avenir.

Les occasions d'affaires et les coûts aux consommateurs

Le nouveau contexte américain

Les défis de la concurrence au détail

Depuis environ cinq ans un mouvement important s'effectue aux États-Unis en vue d'ouvrir les marchés à la concurrence et de permettre, ultimement, que chaque consommateur puisse choisir parmi une multitude de producteurs d'électricité. Pour la majorité des États américains, il semble maintenant presque certain que cette ouverture au détail aura lieu d'ici cinq à dix ans¹⁰.

Avec l'avènement des marchés concurrentiels et de l'accès au détail aux États-Unis, il devient dorénavant impossible de pratiquer la planification intégrée des ressources de la façon traditionnellement et communément connue. C'est le cas parce que, tel que son nom l'indique, la PIR exige qu'un seul décideur puisse faire les choix « intégrés », en tenant compte d'un ensemble de facteurs. Lorsque l'accès au marché concurrentiel est ouvert au détail, ce sont des millions de décideurs individuels qui émergent à la place de l'unique décideur d'autrefois.

En plus de l'impossibilité d'appliquer la planification intégrée des ressources traditionnelle dans un marché ouvert au détail, de nouveaux problèmes viennent s'ajouter en ce qui a trait à la place des filières renouvelables et intermittentes comme l'éolienne. Parmi eux, soulignons :

- Dans les bourses d'électricité — où les prix fluctuent de façon importante sur une base horaire — les filières intermittentes doivent accepter le prix d'équilibre au moment de leur production, ce moment étant hors du contrôle du producteur, ce qui augmente de façon importante les risques et donc le coût de financement. En effet, le producteur d'énergie éolienne pourrait être contraint de fixer à zéro le prix de ses soumissions à la bourse, le mettant dans une position passive par rapport au jeu du marché.

¹⁰ Dans certains États, l'accès au détail est déjà instauré, quoiqu'avec un succès mitigé.

- Le producteur de source intermittente peut également être appelé à payer des frais supplémentaires pour la production en réserve (« spinning reserve »), diminuant la rentabilité de son projet.
- Dans un tel marché, il est préférable de minimiser les coûts en infrastructure et de maximiser la flexibilité opérationnelle et financière, ce qui donne une prime aux centrales brûlant des combustibles¹¹. Aussi, dans un tel marché où les prix ne sont plus réglementés, le coût du capital pourrait déjà être plus élevé. Ainsi, un avantage important serait confié aux centrales au charbon existantes, les projets d'énergie renouvelable (et, dans une moindre mesure, les projets pour les besoins de base (y compris le gaz naturel en cycle combinée) étant largement défavorisés.

Tous ces problèmes augmenteraient le coût de financement de projets de production d'énergie intermittente telle que la filière éolienne.

Pour l'ensemble de ces raisons, les Américains étudient et mettent sur pied des mécanismes alternatifs visant la promotion des nouvelles filières vertes, notamment l'énergie éolienne. Ces mécanismes comprennent des prélèvements de biens publics, des marchés de crédits échangeables pour l'énergie verte, la facturation inverse, les marchés de permis échangeables de pollution ou de gaz à effet de serre, la certification d'énergie verte et la publication obligatoire d'informations, entre autres.

Parmi ces mécanismes, deux auront des conséquences particulièrement importantes pour le développement de la filière éolienne.

Prélèvement de biens publics

■ **Concept**

Un prélèvement de biens publics, ou *Non-Bypassable System Benefits Charge (SBC)*, est un montant fixe prélevé sur la facture pour la distribution ou le transport d'énergie de chaque consommateur.

Les revenus générés par les SBC peuvent être appliqués à un ensemble de buts d'intérêt public visant à corriger ou à minimiser les effets néfastes soit de la production et la consommation d'énergie directement, soit de la mise sur pied de marchés concurrentiels spécifiquement. De façon générale, les revenus des SBC ont tendance à être dédiés à quatre types d'activité, soit :

- l'efficacité énergétique,
- les nouvelles filières d'énergie renouvelable,

¹¹ Ainsi, lorsque le prix d'équilibre est inférieur au coût marginal de la production de la centrale, le producteur peut choisir de ne pas vendre afin d'économiser sur les coûts du combustible.

- la recherche-développement, et
- le soutien des ménages à faible revenu.

Parfois, il est également question d'attribuer une partie des sommes à la formation des travailleurs, notamment lorsqu'on craint que l'ouverture des marchés aura comme conséquence des mises à pied importantes.

■ **Application**

Des SBC sont déjà appliqués dans plusieurs États américains. Par exemple :

- en **Californie**, un prélèvement équivalent à plus de **200 M\$ (CDN)/an** sur 45 mois sera dédié exclusivement aux nouvelles filières d'énergie renouvelable,
 - en **Illinois**, un prélèvement équivalent à plus de **7 M\$ (CDN)/an** sur 10 ans sera dédié exclusivement aux nouvelles filières d'énergie renouvelable,
 - au **Massachusetts**, un prélèvement équivalent à plus de **55 M\$ (CDN)/an** pour les 5 premières années et d'environ **30-35 M\$ (CDN)/an** pour les années suivantes (durée indéterminée) sera dédié exclusivement aux nouvelles filières d'énergie renouvelable,
 - au **Rhode Island**, un prélèvement équivalent à quelque **25 M\$ (CDN)/an** pour un minimum de cinq ans (renouvelable ou modifiable après) est dédié à l'efficacité énergétique et les nouvelles filières d'énergie renouvelable,
 - au **Maine** et au **New Hampshire** des prélèvements sont également fixes ou font l'objet de projets de loi,
 - au niveau **fédéral**, un projet de loi du sénateur Jeffords de même qu'un deuxième du représentant Defazio ont été déposés devant le 105^e Congrès, les deux projets devant créer un prélèvement allant jusqu'à **17 MM\$ (CAN)/an** pour financer l'efficacité énergétique, les énergies vertes, la recherche-développement et l'aide aux démunis, et
 - au niveau **fédéral**, le **Président Clinton**, dans sa récente proposition pour une loi sur l'ouverture des marchés, a proposé un prélèvement allant jusqu'à plus de **8,5 MM\$ (CAN)/an** pour 15 ans pour financer l'efficacité énergétique, les nouvelles filières d'énergie renouvelable, la recherche-développement, l'éducation en matière d'énergie et l'aide aux démunis.
- **Où va l'argent ?**

Les revenus tirés d'un prélèvement de biens publics peuvent être utilisés de diverses façons afin de promouvoir les énergies vertes. Par exemple, les revenus du prélèvement californien seront divisés en quatre comptes distinctes (CEC 1997a) :

- **Les technologies existantes (45%).** Des primes à la production (par kWh) seront offertes aux producteurs existants, les montants étant déterminés à l'avance selon une formule connue. Le budget total sera par ailleurs divisé selon trois sous-comptes, soit (1) la biomasse et le solaire-thermique, (2) l'éolien et (3) la géothermique, la petite hydraulique, l'anérobie et les déchets municipaux.
- **Les nouvelles technologies (30%).** Des encans se feront pour des subventions, les gagnants devant être choisis sur la base de la plus faible subvention par kWh produite demandée pour qu'un nouveau projet démarre et produise de l'électricité.
- **Les technologies émergentes (10%).** Divers mécanismes et incitatifs seront offerts aux développeurs de nouvelles technologies émergentes, à être décidé sur une base ad-hoc.
- **Les crédits aux consommateurs (15%).** Des crédits seront offerts par les producteurs d'énergie verte aux consommateurs désirant acheter ce produit.

Soulignons que l'approche californienne est certainement parmi les plus complexes à avoir été élaborée jusqu'à présent.

- ***Signification pour le Québec***

D'une part, les prélèvements de biens publics appliqués par les États (ou par le fédéral) sont destinés à aider les producteurs américains. Un producteur québécois cherchant à exporter une énergie verte dans ces marchés ne serait pas éligible aux mêmes crédits, ce qui pourrait le désavantager.

D'autre part, toutefois, les prélèvements servant à faciliter la pénétration des filières vertes dans ces marchés américains, le Québec pourrait en profiter dans la mesure où des manufacturiers québécois cherchent à vendre des machines ou des composantes. L'effet sur le manufacturier québécois serait simplement un élargissement du marché total auquel il aurait accès.

Marché de crédits échangeables d'énergie verte

- ***Concept***

Basé sur le modèle des permis échangeables pour les émissions de SOx, le marché de crédits échangeables d'énergie verte — ou « Renewables Portfolio Standard (RPS) » — oblige tout producteur ou tout vendeur d'électricité d'assurer soit (1) qu'un pourcentage de ses ventes provienne de sources vertes, soit (2) qu'il détient les crédits équivalents. De façon générale, l'obligation (le pourcentage) augmente avec le temps, et les crédits se vendent sur un marché libre et concurrentiel entre producteurs d'énergie verte et vendeurs/producteurs qui n'ont pas d'énergie verte dans leur portefeuille de ressources ou d'achats.

Le résultat de cette approche est de garantir aux énergies vertes, globalement, une part de marché. En ce sens, il s'agit du même principe que celui d'une quote-part, avec des modalités de mise en oeuvre calibrées en fonction des exigences d'un marché libre et concurrentiel avec accès au détail. Au-delà des obligations imposées aux producteurs ou vendeurs, le RPS crée une valeur ajoutée importante pour la production d'énergie verte.

Il faut également souligner que, sauf exception, le RPS ne distingue pas parmi les différentes sources d'énergie verte (p. ex. solaire-PV vs. éolienne vs. biomasse). Ainsi, ce mécanisme aura tendance à **favoriser les filières dominantes, soit l'éolienne** et la biomasse, et à négliger les autres filières, même si celles-ci peuvent être plus avantageuses au niveau environnemental¹².

Une question non résolue concernant le RPS est le choix de l'entité sur laquelle la responsabilité est placée. À cet égard, deux options sont possibles, soit (1) le producteur ou (2) le (re)vendeur ultime. Il est toutefois probable que, au niveau fédéral, toute loi éventuelle placera la responsabilité chez le vendeur ultime d'électricité.

■ **Application**

Plusieurs États américains ont déjà annoncé ou appliquent déjà des RPS. En particulier :

- En **Arizona**, un RPS réservé uniquement à l'énergie **solaire** est établi à 0,5% en 1999 et **1% en 2002**,
- Au **Maine**, un RPS général est établi à **30 %**,
- Au Massachusetts, un RPS réservé uniquement aux nouveaux projets est établi à 1% en 2003 augmentant de 0,5% par an jusqu'à **4 % en 2009** et de 1% par an par la suite,
- Au **Nevada**, un RPS dont la moitié est réservée uniquement au **solaire**, est établi à 0,2%, augmentant jusqu'à **1% en 2010**.

Au-delà des choix des États individuels, plusieurs projets de loi au niveau fédéral (Congrès, Sénat, administration Clinton) prévoient des RPS plus contraignants. À titre d'exemple, le projet de l'**administration Clinton** (dont les détails sont toujours attendus) créerait un marché garanti aux énergies vertes de l'ordre de **250 TWh/an d'ici 2010**. Celui du **sénateur Jeffords** est encore plus ambitieux, alors que ceux de

¹² En effet, ce sont des promoteurs d'énergie éolienne, et en particulier madame Nancy Rader, qui fut alors consultante pour l'Association américaine d'énergie éolienne, qui ont conçu et proposé l'approche du Renewables Portfolio Standard (voir Rader et Norgaard 1996). Pour cette raison, d'autres mécanismes existent généralement en parallèle au RPS afin d'aider au développement d'autres filières avantageuses et prometteuses.

Bumpers et **Schaeffer** le sont un peu moins. Le graphique qui suit illustre les quantités d'énergie verte obligatoires (approximatives) selon quatre projets de loi¹³.

Ces projets sont d'une grande

importance pour la filière éolienne. En effet, cette filière, de concert avec la biomasse, aura probablement la majeure partie d'un marché réservé aux filières « vertes », vu sa position concurrentielle par rapport à d'autres filières vertes telles que la géothermique et le solaire (thermique ou PV).

■ *Signification pour le Québec*

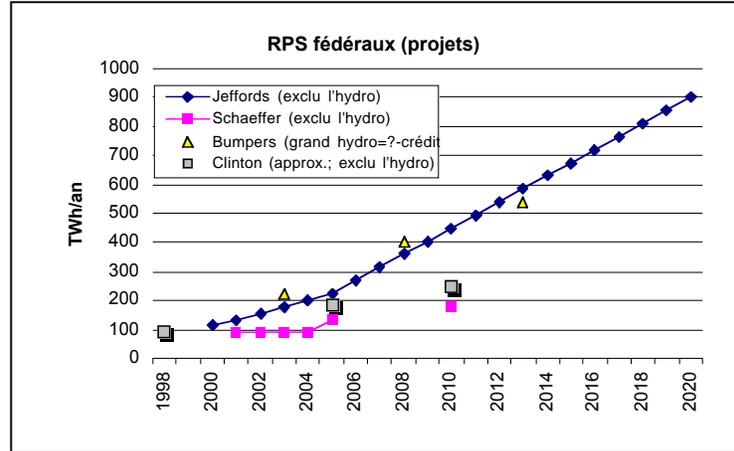
Le RPS est le plus important projet présentement sur l'échiquier politique américain en ce qui concerne l'impact potentiel sur le développement de la filière éolienne.

Dans la mesure où la responsabilité pour un tel RPS est placée chez le revendeur ultime, une proposition comme celle de l'administration Clinton aura probablement pour effet de créer une plus-value importante aux exportations québécoises d'énergie éolienne. De plus, elle augmenterait de façon substantielle les besoins en turbines et composantes éoliennes aux États-Unis, ce qui pourrait créer des occasions d'affaires pour des entreprises québécoises.

Autres avantages sur l'horizon

Parmi les autres mécanismes mentionnés ci-dessus, la facturation d'inverse n'aura pas vraiment d'effet sur le marché des grandes turbines éoliennes. En ce qui concerne les marchés de permis de polluer, ceux-là pourront avoir un impact important sur le développement de filières d'énergie renouvelable, mais il est douteux qu'ils puissent différencier entre les projets hydroélectriques et éoliens, ce qui ne créerait donc pas d'avantages particulières pour Hydro-Québec par rapport à ses propres centrales hydrauliques.

Quant à la certification et le « disclosure », ces mécanismes visent à stimuler le développement d'un marché de tarifs verts non obligatoires. Il est très peu probable que le marketing vert soit en mesure de supporter une industrie d'énergie éolienne



¹³ Soulignons que la proposition Clinton n'est pas encore rédigée en forme de projet de loi, mais le sera prochainement.

avec la même intensité et la même stabilité que le RPS, qui demeure le mécanisme le plus important sur l'horizon pour la filière éolienne en Amérique du Nord.

Les occasions d'affaires et la position du Québec

Le potentiel de retombées économiques pour le Québec associées à la poursuite de l'énergie éolienne est axé sur trois possibilités distinctes :

- la vente d'énergie au Québec,
- la vente d'énergie à valeur ajoutée aux États-Unis, et
- la vente de turbines et composantes éoliennes aux États-Unis et dans le monde.

La vente d'énergie au Québec

Dans le contexte du marché québécois, où Hydro-Québec est le seul acheteur d'énergie électrique pour environ 97 % de la population, le marché est déterminé par les choix de la société d'État et de son régulateur. Dans la mesure où Hydro-Québec est appelée à acheter de l'énergie éolienne, la nature des retombées économiques pour le Québec dépendrait de plusieurs facteurs, y compris son tissu industriel et la qualité de sa main-d'oeuvre.

Le Québec étant particulièrement reconnu pour la qualité de sa main-d'oeuvre et de son industrie de génie électrique, nous prenons pour acquis que ce premier critère ne constituerait aucunement un obstacle à la maximisation des retombées économiques. L'industrie électrique québécoise de même que plusieurs industries connexes seront en mesure de fabriquer elles-mêmes plusieurs composantes importantes, par exemple les tours et les pales, à un coût moindre que l'importation de celles-ci de l'extérieur, vu les coûts de transport évités. À cet égard, il semble que le projet de démonstration de trois machines de NEG-Micon, érigé depuis décembre 1997, a engendré un taux de contenu local de plus de 50 %, sans que l'industrie ait pu profiter d'une période d'adaptation. La qualification des fournisseurs québécois, l'expérience et un signal clair de la part du régulateur ou du gouvernement devraient assurer une augmentation importante du contenu québécois.

Au-delà de la capacité de l'industrie québécoise de s'adapter aux besoins précis de cette industrie, un autre facteur déterminant sera les choix de l'industrie éolienne quant à **l'aménagement au Québec d'usines de fabrication et d'assemblage**. Ces choix se feront sur la base du portrait de marché au Québec et, notamment, de la taille, la durée et d'autres modalités de la quote-part qui sera mise en oeuvre (voir sections suivantes).

La vente d'énergie aux États-Unis

Les États-Unis étant le principal marché pour les exportations d'électricité du Québec, il importe de bien saisir la nature des occasions associées à la vente d'énergie éolienne dans ce marché. Comme le souligne la section précédente, les États-Unis semblent être **sur le point de reprendre leur développement intensif** de sources d'énergie « verte », dont l'éolien, et ce notamment par le biais d'une série de mécanismes réglementaires.

Un de ces mécanismes, le *Renewables Portfolio Standard (RPS)*, offre le plus grand espoir pour l'industrie éolienne aux États-Unis, et fait l'objet présentement de plusieurs projets de loi au niveau fédéral, en plus de lois et projets de loi dans certains États particuliers. Le RPS fait miroiter une augmentation massive et obligatoire des achats américains d'énergie éolienne, ce qui pourrait conférer une **valeur ajoutée importante** à la production d'énergie éolienne au Québec.

La valeur des exportations québécoises d'énergie éolienne pourrait donc s'avérer substantiellement plus élevée que celle associée aux exportations d'hydroélectricité, d'autant plus que, au-delà des obligations, de nombreux marketers brandissent maintenant l'énergie verte en retour d'une prime relativement élevée.

Dans la mesure où un RPS est effectivement adopté au niveau du gouvernement fédéral américain, et que celui-ci exclut l'hydroélectricité de la liste des énergies « vertes » visées¹⁴, la production d'énergie éolienne au Québec pour fins d'exportation pourrait créer d'importantes occasions d'affaires. Soulignons de plus que ces occasions dépendront de la façon de baliser la quote-part québécoise : si l'énergie produite sous la quote-part est réservée aux besoins québécois, les occasions d'exportation d'énergie verte aux marchés américains pourraient avoir comme effet d'augmenter davantage la production éolienne au Québec et donc les retombées économiques découlant de cette filière.

La vente de turbines et composantes éoliennes dans le monde

La production mondiale d'énergie éolienne est censée croître substantiellement au cours des prochaines décennies. Selon les spécialistes des marchés éoliens, le marché mondial atteindra vraisemblablement les 20 000 MWi d'ici l'an 2002, et plus de 45 000 MWi d'ici l'an 2007 (BTM Consult 1998, 34), soit une augmentation de 166% et 504%, respectivement. Le Québec pourra profiter de cette croissance importante d'une technologie relativement nouvelle, et ce de deux façons.

■ *Le marché américain*

Tout d'abord, un Québec ayant su attirer les investissements en infrastructure de fabrication, au-delà de l'énergie éolienne brute, pourra également exporter des

¹⁴ Tel que le font la majorité des lois et projets de lois existants.

turbines et autres composantes vers le marché américain. Comme l'indique la section précédente, le marché américain est sur le point de reprendre son initiative en matière d'énergie éolienne. De plus, **aucune loi ni projet de loi présentement envisagé ne prévoit des critères de contenu local**, et les fabricants américains existants sont très peu nombreux. Le Québec pourra tirer profit de ce « vide incitatif » qui revient à obliger les Américains à payer une prime pour l'environnement sans préciser à qui ils devraient la payer.

■ **Le marché mondial et les pays de la Francophonie**

L'accès d'entreprises québécoises au marché mondial pourrait être plus facile chez certains pays membres de la Francophonie. Soulignons à cet égard les opportunités du côté des pays en voie de développement, tels que le Vietnam, le Maroc, l'Algérie et la Tunisie, par exemple¹⁵.

Il va de soi que le Québec aurait également la possibilité de participer au développement de projets éoliens dans d'autres régions et pays du monde, et notamment, les nouveaux participants du marché tel que la Chine, l'Inde et les pays d'Amérique du Sud.

Les coûts aux consommateurs

Les coûts aux consommateurs dépendent évidemment de la taille de la quote-part, de sa durée, de son échéancier de réalisation et d'une série de modalités pouvant avoir comme effet ou non de minimiser les coûts et les prix. Aussi, tout coût supplémentaire pour le consommateur dépendrait également des coûts évités des alternatives, y compris les coûts de la production et du transport de l'électricité autrement générée. Le présent rapport n'a pas pour objet de faire cette analyse.

Néanmoins, il est intéressant de souligner les tendances générales des coûts de la filière éolienne, de même que de fournir certaines estimations, et ce à des fins purement indicatives.

Selon une revue des technologies énergétiques produite par la **California Energy Commission**, les coûts de l'énergie éolienne dépendraient du propriétaire des installations. En effet, les parcs d'éoliens des entreprises d'électricité, coûteraient quelque 4,6¢US/kWh ; celles des gouvernements municipaux, 3,4¢US/kWh ; et celles des producteurs privés, de 6,1 à 8,9¢US/kWh (CEC 1997b).

En Écosse (G.-B.), le prix moyen pondéré des soumissions gagnantes du dernier appel d'offres était de **2,87 ou 2,89 p/kWh**, selon les deux scénarios élaborés par le régulateur (OFFER 1997b). En Angleterre et le pays de Galles, le prix moyen

¹⁵ Pays identifiés dans le dernier rapport de BTM (1998).

pondéré est de **3,14 ou 3,36p/kWh**, selon les deux scénarios. Au Danemark, les entreprises d'électricité produisent maintenant leur électricité de source éolienne au prix d'environ **4¢US/kWh** (Krohn 1998).

Une **indication différente** des coûts actuels de la filière éolienne est le **prix donné aux producteurs d'énergie éolienne dans le cadre de processus compétitifs**. À cet égard, des contrats ont été obtenus récemment au **Minnesota** pour l'équivalent de **3¢US/kWh**¹⁶. Ce chiffre est plus approprié pour le Québec puisque les vents du Québec et du Minnesota se ressemblent. Au **Texas**, un autre appel d'offres américain — le dernier à être réalisé — a conclu sur le choix d'une soumission de **3,6¢ US/kWh**. **Au Québec, le projet Le Nordais se fera sur la base d'un contrat d'environ 6¢ CDN/kWh.**

Soulignons enfin que plusieurs **prévisions** des coûts de l'énergie éolienne prévoient des baisses substantielles au cours des années à venir. Parmi elles, soulignons le dernier rapport exhaustif du U.S. Department of Energy, qui prévoit des coûts de capital pour la filière éolienne de **1 008 \$ (USD)/kW en 2000** et **735 \$ en 2020**, selon le premier scénario, ou de **767 \$ en 2000** et **669 \$ en 2020** selon le deuxième scénario (EIA 1997). Par ailleurs, ce même rapport étudie l'impact tarifaire d'une quote-part compétitive (« Renewables Portfolio Standard ») de 5 % ou 10 % de la consommation totale d'électricité au pays en l'an 2020. Ainsi, le consommateur résidentiel moyen paierait une prime d'environ **1\$ ou 3\$ par mois en l'an 2020** sur sa facture. Soulignons que l'analyse prévoit que l'énergie provenant du vent et de la biomasse représenterait la grande partie des nouvelles installations résultantes de ce mécanisme.

En réalité, les coûts aux consommateurs dépendront non seulement des coûts génériques de la filière, mais également de l'environnement économique et réglementaire qui découlera des choix stratégiques et des modalités d'application de la quote-part.

¹⁶ Soulignons que le promoteur aura droit à un crédit d'impôt de 15 % sur les 10 premières années de production.

Choix stratégiques pour une quote-part québécoise

Introduction

Il existe un grand nombre de moyens, tant réglementaires que fiscaux ou autres, pour stimuler le développement d'une industrie comme l'énergie éolienne. Ces moyens, qui ne sont pas mutuellement exclusifs, incluent les crédits d'impôt, les primes de paiement, le financement avantageux, les garanties sur les emprunts, les crédits échangeables, les quotes-parts, la facturation inverse, l'achat obligatoire, la planification intégrée des ressources et d'autres.

Parmi ces mécanismes, la quote-part est sans doute parmi les plus importants pour le développement assuré d'une filière dont les caractéristiques ressemblent à ceux de l'énergie éolienne¹⁷.

Considérations générales

Les choix stratégiques pour une quote-part québécoise sont nombreux, et vont bien au-delà de la simple question de quantité ou même de durée de celle-ci. Il faut également faire des choix importants sur la façon dont les contrats sont octroyés, sur les promoteurs ciblés pour la réalisation de projets, sur la cueillette d'information, sur les détails des contrats y compris la méthode de détermination des prix, et ainsi de suite.

C'est en raison de la nouveauté de l'énergie éolienne au Québec que ces considérations prennent toute leur importance. Tout système, même ayant des garantis de 15 ans ou plus, peut être revu, renversé ou coupé court s'il s'avère qu'il va à l'encontre de l'intérêt public. Pour cette raison, il est impératif que la structure adoptée soit bien réfléchie afin **d'assurer que la réalisation de la quote-part soit acceptable, tant d'un point de vue économique que social et environnemental, par la population concernée.** C'est dans une perspective de long terme que le

¹⁷ Filière nouvelle mais technologiquement avancée, de taille moyenne, aux coûts presque compétitifs.

développement de la filière éolienne devrait être vu, et que la quote-part devrait être conçue.

À cet égard, nous identifions quatre objectifs clés qui devraient, dans la mesure du possible, être visés en vue de maximiser l'intérêt public du modèle de quote-part choisit. Il s'agit de :

- 1) **minimiser les coûts aux consommateurs,**
- 2) **minimiser les conflits d'usage de territoire** et permettre aux propriétaires de terres de négocier une juste valeur compensatoire,
- 3) **assurer qu'un large éventail d'acteurs économiques « locaux » puissent tirer profit des retombées,** et
- 4) **assurer que les promoteurs ne reçoivent pas de « cadeaux ».**

Plusieurs de ces objectifs peuvent, selon le modèle choisi, rentrer en contradiction ou en conflit les uns avec les autres. Par exemple, certains pays ont, dans l'optique de minimiser les conflits d'usage, négligé la **minimisation des coûts**. Dans d'autres cas, le modèle permettait de minimiser les coûts aux consommateurs, mais avec comme conséquence, entre autres, une **diminution du contenu local** et des retombées économiques qui autrement auraient été possibles.

Comme nous le verrons, les leçons de ces expériences ne mènent pas à la conclusion que l'atteinte d'un objectif doit se faire au détriment de l'autre. Plutôt, il est possible de bâtir un modèle et une approche québécois qui tiennent compte de ces expériences et qui innove sur celles-ci, dans le but de **concilier et d'atteindre simultanément ces objectifs multiples**.

Les choix essentiels

Approche et choix des projets

■ *Les expériences d'ailleurs*

Plusieurs pays ou régions ont expérimenté diverses façons de garantir une part de marché à la filière éolienne et, plus particulièrement, de définir le processus de sélection des projets et les prix payés aux promoteurs de ceux-ci.

- **États-Unis.** Entrée en vigueur en 1979, de la loi PURPA (Public Utilities Regulatory Policies Act) obligeait les monopoles d'électricité d'acheter toute l'électricité produite par des éoliennes ou autres technologies

qualifiées à **un prix équivalent au coût évité**¹⁸. Les coûts évités à long terme étaient évalués en fonction notamment des prévisions du prix du pétrole qui, à l'époque, étaient largement surévaluées¹⁹. Plusieurs projets de loi au niveau fédéral proposent maintenant **d'abolir la PURPA**, tout en maintenant les mêmes objectifs par le biais d'une **approche exploitant les forces du marché**.

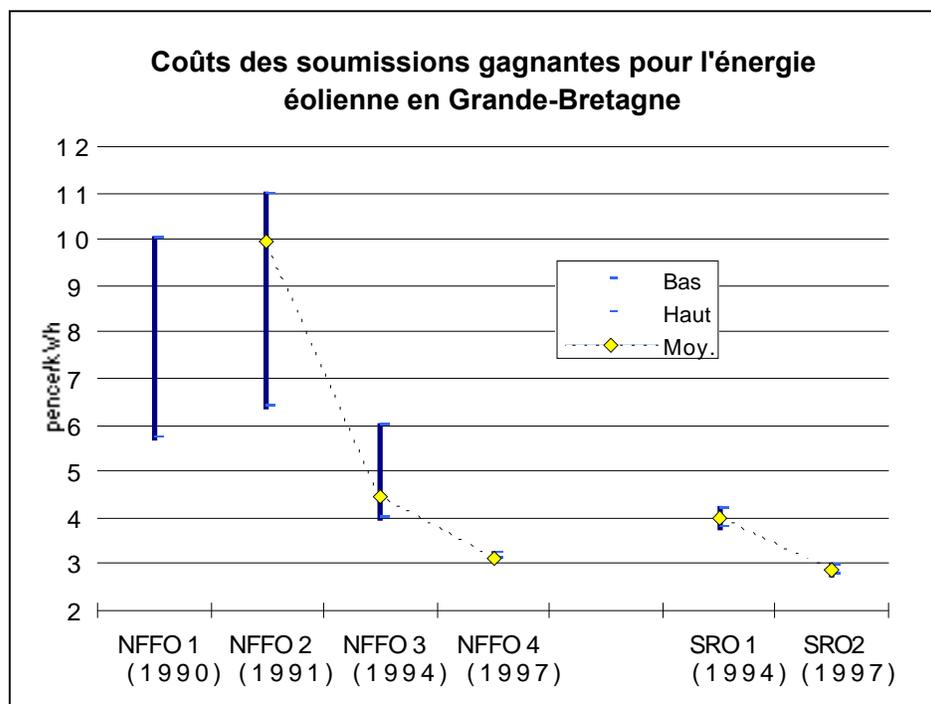
- **Danemark.** Au Danemark, les producteurs et propriétaires d'éoliennes reçoivent un prix équivalent à **85 % du prix résidentiel** au détail, en plus d'être exemptés de certaines taxes sur l'énergie. Une discussion est présentement en cours au Danemark au sujet de la justesse des prix payés aux individus et coopératives.
- **Allemagne.** En Allemagne, les producteurs reçoivent un prix équivalent à **90 % du prix résidentiel** au détail, ce qui constitue un incitatif important. Ces prix sont vus par certains comme étant excessifs, et le gouvernement fédéral a l'intention de mettre en vigueur prochainement un amendement visant à imposer une limite maximale à la quantité d'énergie éolienne au pays pouvant bénéficier de ce prix²⁰.
- **Espagne.** L'Espagne utilise un **prix fixe** pour les achats d'énergie éolienne. Toutefois, le pays prévoit maintenant modifier légèrement son approche afin de (1) placer une prime sur le prix régulier d'électricité à la bourse, et (2) lancer des **appels d'offres compétitifs** pour des parcs de 50 MWi ou plus.
- **Angleterre.** Au même moment qu'elle instaurait un marché concurrentiel en matière d'électricité, l'Angleterre a également créé un système d'**appels d'offres compétitifs** réservé aux énergies renouvelables, dont (et en premier lieu) l'énergie éolienne²¹. Selon cette approche, des appels d'offres

¹⁸ C'est l'administration Carter qui, en 1979, a adopté la Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA). La section 210 de la PURPA ordonnait aux services publics d'électricité de s'interconnecter et d'acheter toute l'électricité produite par des « qualifying facilities (QFs) » de producteurs indépendants d'électricité. Pour être qualifiée de QF, la centrale électrique devait être petite et n'utiliser que des sources d'énergie renouvelable (ou la cogénération). Un amendement à la PURPA, en 1990, venait supprimer la limite de grandeur imposée à tout QF, à l'exception de ceux dont la production est de source hydraulique (EIA 1997, 28).

¹⁹ Les prévisions de l'époque mettaient le baril de pétrole à plus de 100 USD dès 1990. Aujourd'hui, le prix est de quelque 14 USD le baril (EIA 1996, 31).

²⁰ Cette limite serait fixée à 5 % de la demande totale d'énergie électrique au pays. Toute production menant le total à dépasser le 5 % n'aurait plus droit au prix avantageux.

²¹ Le premier « Non-Fossil Fuel Order (NFFO) » pour l'Angleterre et le pays de Galles a eu lieu en 1990 (NFFO1), avec des rondes successives en 1991 (NFFO2), 1994 (NFFO3) et 1995 (NFFO4) (OFFER 1997a). Parallèlement, l'Écosse a lancé sa propre série de « Scottish Renewables Orders » en 1994 (SRO1) et 1995 (SRO2). (OFFER 1997b)



compétitifs ont lieu environ aux deux ans, les promoteurs gagnants recevant leur prix proposé²².

■ **Concurrence vs prix fixe** (*minimiser les coûts*)

Comme on peut le constater, deux approches généralisées ont été utilisées pour choisir les « promoteurs » et fixer le prix : (1) une prime ou prix fixe est offert à tous, ou (2) un prix par projet est établi par appel d'offres. En théorie, ces deux approches permettraient de minimiser les coûts : dans le premier cas, par une révision du prix accordé à des rondes successives d'installations comme par la concurrence pour les meilleures sites ; dans le deuxième cas, par les forces de la concurrence directe pour les quantités réservées.

Néanmoins, il est également possible de constater que, dans le cas de l'énergie éolienne, le temps pour le régulateur de revoir le prix à la baisse peut s'avérer plus long que par les forces du marché. Aussi, dans le cadre d'un marché réellement concurrentiel, l'évaluation du marché serait probablement plus exacte que celle du régulateur. Pour ces raisons, il est permis de croire qu'une **approche exploitant les forces de la concurrence** permettrait de minimiser légèrement les coûts de la filière éolienne plus que par la fixation de prix ou primes fixes.

²² Le NFFO2 a expérimenté avec une autre approche, soit celle où les promoteurs gagnants recevraient le prix de la soumission marginale (la plus élevée), suivant ainsi l'approche de **prix d'équilibre** (*market clearing price*) utilisée dans les bourses d'électricité (OFFER 1997a). Cependant, il a été constaté que cette approche ne minimisait pas les coûts de la même façon que cela peut se faire dans une bourse.

Cela dit, il est également important de souligner que l'approche par **prix fixe n'est pas sans avantages**. Au Danemark et en Allemagne, par exemple, où la marge de profit offerte aux promoteurs est plus large, les parcs d'éoliens peuvent être mieux répartis sur le territoire plutôt que d'être groupés à un seul endroit. Il s'agit là d'un objectif important en vue de maximiser l'acceptation par le public de cette filière.

■ **Conclusions**

Sur la question de la détermination du promoteur et des prix qui lui seront attribués, les deux approches générales ont des avantages et désavantages propres qui rendent une comparaison directe plutôt difficile. Néanmoins, **une approche exploitant les forces de la concurrence serait plus appropriée** dans la mesure où d'autres mécanismes peuvent être conçus pour minimiser ou éviter les désavantages qui y sont associés. L'approche pour la détermination du gagnant des appels d'offres sera celle où les promoteurs sont en concurrence pour un volume X de puissance ou d'énergie et où les gagnants reçoivent le **prix de leur soumission** (et non le prix d'équilibre (voir note 22)).

Taille, tranches et limites

■ **Volume total par année** (*assurer les retombées optimales*)

La définition de la taille d'une quote-part n'est évidemment pas une science exacte. Le choix doit reposer sur une appréciation des objectifs recherchés de même que, le cas échéant sur des réactions potentielles de cette industrie de l'électricité et de l'éolienne en particulier. C'est notamment le cas pour la quote-part québécoise, vu l'objectif explicite de maximiser les retombées économiques, en particulier en attirant l'industrie sur le sol québécois.

Avec cet objectif en vue, il est important de se donner une appréciation des quantités requises afin d'attirer l'industrie et de favoriser le plus grand transfert technologique et de savoir-faire possible. À cet égard, le **rapport d'expert produit par M. Søren Krohn** nous offre des éclaircissements importants.

Selon M. Krohn, sur la base de ses connaissances de l'industrie éolienne de même que sur son étude de quatre cas spécifiques, soit le Danemark, l'Allemagne, l'Espagne et l'Angleterre, le seuil minimal pour attirer des investissements importants se situe probablement aux alentours de 100-150 MW installés par an. Sur la base d'un facteur d'utilisation de 35 %, cela se traduit par quelque **35-53 MW souscrits par année**. (Comme nous le verrons plus tard, la quantité n'est pas en soi garante ni indicative des investissements potentiels, la durée et d'autres facteurs étant tout aussi importants.)

Des quantités de cette nature ne sont, il va de soi, pas nécessaires pour attirer un certain nombre de retombées économiques. Par exemple, des quantités

sensiblement moindres procureraient néanmoins des emplois dans l'installation de machines, quoique cela ne représente qu'une petite partie des emplois totaux²³. Aussi, l'industrie québécoise pourrait participer à la fabrication des tours, qui sont à la fois relativement simples dans leur conception et coûteuses à transporter. Enfin, les Québécois pourraient également profiter des emplois associés à la recherche et l'expertise-conseil.

Néanmoins, en l'absence d'un signal clair du gouvernement ou du marché (dans ce cas-ci Hydro-Québec et son régulateur), les entreprises de l'industrie éolienne pourraient **ne pas voir d'intérêt à bâtir au Québec** les infrastructures nécessaires à la fabrication de pales, par exemple, qui sont responsables d'un nombre très important des emplois associés à chaque machine éolienne. C'est le cas parce que les économies sur les frais de transport pourraient ne pas justifier le risque associé aux investissements en infrastructure²⁴.

Une quote-part de l'ordre de **35-50 MWs/an** pourrait donc permettre de maximiser le contenu local et faire bénéficier le Québec d'un transfert important de technologies, de savoir-faire et d'emplois dans le domaine éolien. De plus, soulignons que la proximité des marchés américains pourrait aider au choix d'investir dans l'infrastructure de base au Québec. Pour ces raisons, il est probable qu'une quote-part **supérieur à 50 ou 60 MWs/an ne serait pas requise** pour maximiser les retombées québécoises, même si elle pouvait être intéressante pour rencontrer d'autres objectifs de nature environnementale ou sociale.

■ **Tranches** (*maximiser les investissements et bénéficier des réductions de coûts*)

Un autre élément important de la quote-part est le temps qui s'écoule entre chaque appel d'offres.

Une façon d'organiser la quote-part serait, pour donner un exemple extrême, de lancer un seul appel d'offres de 500 MW souscrits pour couvrir les dix prochaines années (un « one-shot deal »). Cette approche aurait des conséquences néfastes à plusieurs égards, notamment :

- 1) le promoteur n'aurait aucun intérêt manifeste à maximiser le contenu local ou investir dans une infrastructure de fabrication,
- 2) le promoteur n'aurait aucun intérêt à démontrer sa responsabilité sociale ou environnementale, et

²³ Selon le rapport de M. Krohn, l'installation des machines crée environ 4 emplois-année par MW installé au Danemark.

²⁴ L'industrie des pales est présentement dominée par des fabricants indépendants, mais certains fabricants de turbines considèrent maintenant fabriquer leurs propres pales. Le degré d'intégration verticale de chaque entreprise aurait également une incidence sur la possibilité que ce segment du marché soit établi au Québec.

- 3) les consommateurs pourraient ne pas bénéficier de gains technologiques ou économiques affectant la filière en cours de route.

Pour ces raisons, entre autres, il est important de diviser la quote-part totale en plusieurs appels d'offres distincts. Cependant, il est également important de ne pas trop les subdiviser, par exemple en reprenant le processus à tous les ans. C'est le cas notamment parce que les promoteurs doivent avoir le temps de préparer leurs propositions (de plus, il serait préférable qu'ils acquièrent l'expérience de la ronde antérieure pour ne pas répéter les erreurs).

Un nouvel appel d'offres à tous les deux à quatre ans (préférentiellement sur une base régulière fixée d'avance) semble être raisonnable pour attirer le maximum de bénéficiaires des gains technologiques et économiques tout en laissant aux promoteurs le temps de bien préparer leurs propositions et de tirer les leçons des expériences vécues dans le passé.

■ ***Division des appels d'offre (éviter la dominance de marché)***

Une fois décidé que les appels d'offres auraient lieu, par exemple, à tous les trois ans, il est également important de décider du nombre d'appels d'offres distincts à l'intérieur de chaque année d'appels. La division des quotas pour 3 ans en plusieurs appels distincts vise principalement à éviter la dominance du marché par un seul joueur et faciliter l'émergence d'une panoplie de promoteurs et d'acteurs économiques associés à l'industrie locale d'énergie éolienne

Une telle division doit également, cependant, tenir compte de la taille totale de la quote-part, la taille de chaque appel d'offre devant être suffisante pour offrir aux promoteurs un incitatif à l'établissement au Québec d'industries manufacturières. Avec une quote-part de 150 MWs à tous les trois ans, il serait possible d'organiser trois ou quatre appels distincts. Afin d'assurer qu'aucun joueur ne domine totalement le marché, une limite pourrait être placée sur le nombre d'appels dans une même ronde qui peuvent être gagnés par un seul promoteur.

■ ***Limites maximales (éviter des investissements inutiles)***

Enfin, il est également important, en vue de minimiser tant les coûts économiques que les impacts environnementaux de la production d'électricité, d'assurer qu'en aucun temps **le total des appels d'offres d'une même année n'excède les besoins** prévus pour les années d'opération envisagées.

Vu les volumes en question, il est peu probable que la quote-part pour de nouvelles ressources électriques de source éolienne excèdent la nouvelle demande en électricité²⁵. Par exemple, selon les dernières prévisions des besoins en puissance d'Hydro-Québec, la demande augmenterait, durant la période 2000-2010, d'environ

²⁵ Dans un contexte d'exportations, la notion de « demande » peut également être modifiée. Nous traiterons de cette question ultérieurement.

520-630 MW par année en moyenne²⁶. Néanmoins, il ne serait pas inutile d'inclure, dans toute décision concernant la taille et autres modalités de la quote-part, que la taille des appels d'offres peut être modifiée à la baisse s'il est prévu que la demande n'augmenterait pas autant que l'offre d'énergie éolienne.

■ **Conclusions**

Pour le Québec, une quote-part de **50 MW souscrits par année**, en moyenne, pourrait assurer des retombées économiques importantes. Le processus de sélection des promoteurs devrait être divisé de la façon suivante : **à tous les trois ans, trois appels d'offres auraient lieu pour l'équivalent de 50 MWs chacun** (~150 MWi) (sauf si les dernières prévisions de la demande, n'indiquent des besoins additionnels inférieurs à ces montants²⁷). Aussi, **aucun promoteur ne devrait pouvoir gagner plus que 2 des 3 appels** dans une même année²⁸.

Durée et échéancier de la quote-part

Au-delà de la taille du marché et des mécanismes pour éviter la dominance du marché, la durée et l'échéancier de la quote-part est également un élément essentiel afin de maximiser les retombées économiques de la filière éolienne.

■ **Assurer une stabilité de marché** (*maximiser les retombées économiques*)

Le choix d'investir à un endroit dans l'infrastructure nécessaire pour fabriquer des composantes importantes des éoliennes dépend de plusieurs facteurs, dont (1) la fiscalité, (2) les coûts de la main-d'oeuvre, (3) la qualité de la main-d'oeuvre, (4) la taille du marché domestique et (5) les opportunités du côté des marchés avoisinants. En Amérique du Nord, les coûts de la fiscalité et de la main-d'oeuvre peuvent être un peu plus élevés au Québec que dans d'autres régions, notamment certains États américains. Quant à la qualité de la main-d'oeuvre, la **structure industrielle du Québec** permet de croire que sa main-d'oeuvre est déjà hautement qualifiée pour un grand nombre d'emplois reliés au domaine éolien, que ce soit dans la manufacture ou du côté du génie électrique, par exemple.

En ce qui a trait aux opportunités du côté des marchés américains, celles-ci sont particulièrement intéressantes. Comme nous l'avons indiqué précédemment, les

²⁶ 520 MW/an en moyenne représente l'ajout de puissance requis, selon Hydro-Québec, en considérant l'ensemble des moyens existants *et engagés*. 630 MW/an représente plutôt la totalité des nouveaux besoins globaux indépendamment des moyens engagés. (Hydro-Québec 1996, 50)

²⁷ Il y aurait également lieu de préciser davantage cette mesure de prudence selon la façon dont l'énergie éolienne serait utilisée (i.e. pour besoins domestiques, exportations ou les deux). Nous reviendrons sur cette question ultérieurement.

²⁸ Il semble qu'en Angleterre, des règles semblables ont été bafouées par l'exploitation d'échappatoires. Des règles strictes et plus poussées que celles décrites ci-dessus devraient être développées et appliquées pour assurer une diversification de promoteurs et d'acteurs économiques.

États-Unis sont sur le point d'annoncer une nouvelle ère d'imposition d'obligations touchant les nouvelles filières d'énergie renouvelable, qui provoquent une croissance phénoménale des besoins américains pour de l'énergie éolienne. Néanmoins, le critère le plus important demeure les besoins locaux et, donc, la durée de la quote-part en question.

L'Angleterre peut ici servir de leçon importante. Le développement de la filière éolienne dans ce pays a eu **très peu d'effet sur l'industrie locale**, les emplois allant pour l'essentiel aux fabricants étrangers. La raison pour un tel manque d'industrialisation autour de la filière éolienne en Angleterre est clairement le **manque de stabilité du marché**, qui se répercute de trois façons : (1) la durée indéterminée du NFFO (et SRO), (2) les changements constants aux règles du jeu et (3) le taux de succès relativement bas des projets²⁹.

La quote-part devrait donc être fixée pour une période **suffisamment longue** pour assurer aux investisseurs une stabilité de marché et indiquer clairement la volonté du Québec, de se placer sur l'échiquier mondial en matière d'énergie éolienne. Selon le rapport d'expert de M. Krohn, un engagement de **5-10 ans** est considéré minimal. En Australie, un livre blanc ayant étudié le cas du NFFO a suggéré la même approche, mais avec une **durée fixe d'environ 10 ans** (EGRET 1996).

En contrepartie, il importe également que la période ne soit **pas trop longue**, au point de perpétuer la quote-part inutilement. Rappelons ici qu'un des principaux objectifs d'une quote-part, au-delà des retombées économiques, est de permettre à une filière prometteuse l'accès à un certain marché afin de stimuler son développement et mener à une diminution de ses coûts, le tout dans le but d'accélérer le point de convergence de ses prix avec ceux des autres filières dominantes.

- **Révision ou annulation** (*éviter les coûts/paiements inutiles*)

Ces deux objectifs peuvent être atteints dans la mesure où une durée relativement longue est établie avec possibilité de révision majeure ou même d'annulation avant la fin. Cette possibilité de révision ou d'annulation devrait cependant être strictement balisée, afin de ne pas envoyer de signaux confus aux investisseurs.

- **Échéancier de mise en oeuvre**

Suivant la décision de la Régie de l'énergie au début de l'été 1998, un programme de mesure de vents pourra être lancé dès l'automne³⁰. Dès septembre, un groupe de travail pourrait également être formé afin d'approfondir la réflexion sur certains détails de la mise en oeuvre de la quote-part, ce groupe devant remettre ses conclusions à la Régie au mois de février. Vers la fin du printemps 1999 une

²⁹ Nous aborderons ce sujet plus loin dans le présent rapport.

³⁰ En plus, bien entendu, du programme existant mené conjointement par Hydro-Québec et le ministère des Ressources naturelles.

première série d'appel d'offres pourrait être lancée, les promoteurs ayant six mois pour faire leurs soumissions. Une décision de la Régie pourrait avoir lieu aux alentours de **janvier 2000**, menant à la mise en service des premiers projets à l'intérieur des trois années suivantes (voir 41).

■ **Conclusions**

La détermination de la durée de la quote-part ne peut être établie avec certitude. Néanmoins, une **quote-part de 12 ans** serait suffisante pour maximiser les chances du Québec d'attirer les investissements et les retombées économiques voulues. En parallèle cependant, un mécanisme devra être introduit pour en assurer la flexibilité, permettant qu'une **révision de la quote-part puisse être déclenchée après la 6^e année** de son opération, dans la mesure seulement où la filière éolienne est devenue concurrentielle avec les filières dominantes. En contrepartie, ce même mécanisme devra spécifier qu'advenant une **modification profonde à la structure de l'industrie de l'électricité**, le régulateur veillera à s'assurer que l'objectif initial — en terme de volume et de durée de la quote-part — soit respecté, si nécessaire par des **modifications à l'approche initialement prévue** (voir p. 46).

L'échéancier devra prévoir **l'octroi des premiers contrats au début de l'an 2000**, l'appel d'offres devant être lancé au printemps 1999. La première série d'appels d'offres se réaliserait en 1999 et la dernière en 2008.

Éligibilité à l'appel d'offres

Il est important de baliser clairement quels acteurs économiques peuvent ou ne peuvent pas participer au processus d'appels d'offres. Au Québec, la plus importante sinon la seule question à cet égard (au-delà des qualifications spécifiques, auxquelles nous reviendrons) est de savoir si Hydro-Québec devrait être en mesure de participer au développement de la filière éolienne.

La question de la place des grands monopoles d'électricité dans le développement d'une nouvelle filière est complexe, et plusieurs considérations militent tantôt en faveur, tantôt contre leur participation.

■ **Hydro-Québec réduirait-elle les coûts ?**

En tant qu'intervenante active dans le développement de la filière éolienne, Hydro-Québec pourrait apporter plusieurs atouts lui permettant de minimiser les coûts de cette filière. En particulier, Hydro-Québec est exempt d'impôts au niveau fédéral, et son coût d'emprunt serait sensiblement moins élevé que pour le secteur privé.

Une étude réalisée à cet égard par la Lawrence Berkeley Laboratory (Wiser et Kahn 1996) en Californie, est venue à la conclusion que les coûts de l'énergie éolienne financée par une entreprise d'électricité serait d'environ 30 % inférieurs aux coûts d'un projet semblable financé par un promoteur indépendant. Il est important de relativiser cette étude, notamment en raison de l'utilisation par les auteurs de taux

d'emprunts de 7,5 % pour l'entreprise d'électricité versus 9,5 % pour le promoteur indépendant. Présentement, un développeur québécois pourrait avoir un taux d'emprunt d'environ 0,75 % plus élevé que celui d'Hydro-Québec. Aussi, Hydro-Québec fait un dividende annuel au gouvernement en compensation de sa garantie sur les emprunts de la société d'État. Le coût total du capital pour Hydro-Québec est sans doute moins élevé que pour un promoteur privé, mais la différence serait vraisemblablement moindre que l'indique l'étude de LBL.

En contrepartie, il est généralement reconnu chez Hydro-Québec et ailleurs que les coûts de développement et d'opération de projets de petite taille peuvent être plus élevés pour Hydro-Québec que pour un promoteur privé. Cet avantage dont jouirait le secteur privé, grâce à sa plus grande flexibilité d'opération, n'a toutefois pas encore été chiffré ni démontré clairement.

- ***Dominance et pouvoirs d'abus*** (*minimiser les coûts à long terme*)

Au-delà de l'analyse des coûts du développement de la filière éolienne chez Hydro-Québec ou par le secteur privé, un élément plus important vient circonscrire quelque peu la question : le pouvoir d'Hydro-Québec de dominer le marché de l'éolienne, notamment par des pratiques anti-concurrentielles si elle devait rentrer en concurrence avec un grand nombre de joueurs beaucoup plus petits³¹.

Cette question est d'autant plus importante dans le contexte d'un marché qui n'est toujours pas né. Il est impératif d'éviter une situation où le même joueur qui devra acheter le produit soit également en mesure de gagner les contrats et de fermer le marché aux concurrents. À terme, cette pratique pourrait avoir comme conséquence de maximiser plutôt que de minimiser les coûts de la filière éolienne.

- ***Conclusions***

Le modèle privilégié devra porter une grande attention à l'objectif d'éviter qu'un acteur aussi important qu'Hydro-Québec puisse, en raison de sa taille et de sa position stratégique, **dominer entièrement le marché**. En même temps, il est préférable de ne pas fermer totalement la porte à une participation d'Hydro-Québec, vu les avantages qu'elle pourrait potentiellement amener en termes de **faibles coûts de financement**. Ainsi, la participation potentielle d'Hydro-Québec devra être limitée à une **participation sans contrôle effectif** dans tout projet de développement de la filière éolienne pour fins de la quote-part. Cette approche suppose par ailleurs que la **Régie de l'énergie soit le maître d'oeuvre** du processus de sélection.

Par ailleurs, le développement de la filière éolienne ne doit pas être laissé seul aux promoteurs privés seuls. Les **municipalités, coopératives, groupes d'individus ou gouvernements autochtones** doivent également être en mesure de participer aux

³¹ Il va de soi qu'aucune intention n'est prêtée à la société d'État ; la question est plutôt de savoir quelle serait la possibilité qu'un joueur, en l'occurrence Hydro-Québec, réussisse à dominer le marché.

appels d'offres. Il serait alors nécessaire de créer des règles particulières pour faciliter les propositions venant de ces dernières.

Conditions, règles de pratique et critères

Conditions et règles de pratique

■ *Difficultés connues*

De façon générale, les mécanismes et approches privilégiés jusqu'ici tendent à mettre en lumière un arbitrage entre la minimisation des coûts aux consommateurs, d'une part, et les retombées économiques et l'acceptation du public, de l'autre. Dit autrement, l'approche des appels d'offres concurrentiels peut entraîner des conséquences néfastes. Si le Québec s'engage sur la voie de la concurrence entre promoteurs afin de minimiser le plus possible les coûts aux consommateurs, il est essentiel de réfléchir sérieusement aux effets pervers associés à cette approche, de même qu'aux solutions pouvant les atténuer.

Faible taux de succès

Par exemple, en Angleterre, où l'on fonctionne par le biais d'appels d'offres compétitifs, et où les promoteurs sont en concurrence pour les mêmes sites, le taux de succès des propositions acceptées est très faible³². C'est le cas parce que les propositions acceptées ont tendance à **converger physiquement** sur certains territoires particulièrement propices, menant à de multiples propositions visant des territoires avoisinants. Les responsables de la planification territoriale finissent souvent par refuser les autorisations. Le faible taux de succès des projets anglais traduit au moins en bonne partie la réticence des entreprises à investir dans l'infrastructure requise pour transférer les retombées économiques vers le pays hôte. De plus, il a l'effet d'augmenter inutilement le coût des projets.

Prospection indue des terres

La ressource éolienne partage avec le solaire la particularité que la plupart des sites intéressants pour le développement énergétique sont la propriété d'individus et de familles (notamment les fermes). Dans certains cas, des **promoteurs agressifs** se sont accaparés les meilleures terres, bloquant ainsi à leurs concurrents l'accès à la ressource.

³² Le régulateur calcule maintenant en fonction d'un taux de succès de seulement 50 % pour les projets éoliens acceptés (OFFER 1997a,b). Ce calcul est utilisé afin de déterminer le nombre total de projets qu'il accepte afin de rencontrer les objectifs réels de la quote-part.

Une telle approche à la prospection et l'appropriation de la ressource éolienne peut souvent se faire au détriment du propriétaire, qui n'est souvent pas au courant des alternatives et autres acheteurs potentiels. Plus important, elle freine la concurrence et peut avoir comme effet soit d'augmenter inutilement les prix des propositions gagnantes (et donc les coûts aux consommateurs), soit de permettre à un seul producteur de dominer totalement le marché.

Surconcentration régionale

Enfin, il pourrait également être préférable, d'un point de vue d'acceptabilité du public, d'éviter une surconcentration des turbines éoliennes à l'intérieur d'**une seule région** du Québec, c'est-à-dire la Gaspésie.

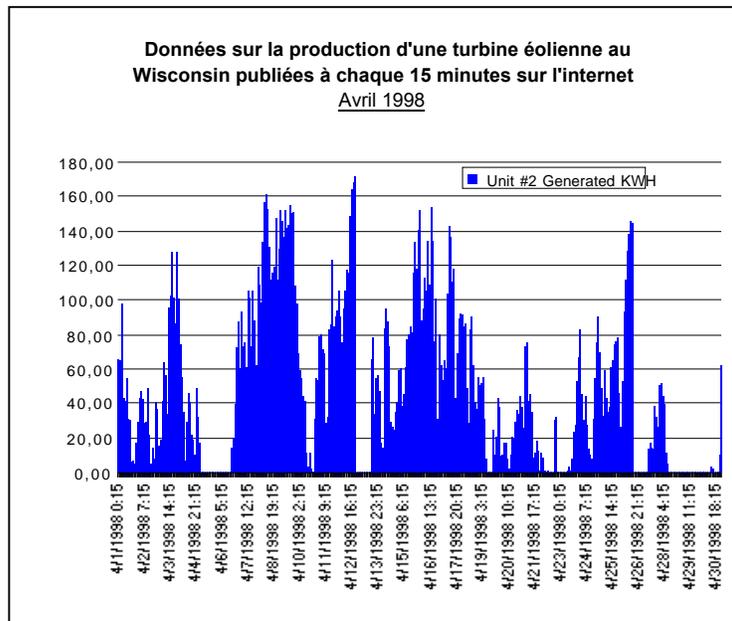
■ **Solutions possibles**

Les défis soulevés ci-dessus sont à la fois importants et complexes, dans la mesure où ils ont la possibilité d'affecter grandement l'acceptation publique de la filière éolienne, et qu'ils requièrent une intervention à différents niveaux. Les paragraphes qui suivent décrivent quelques démarches potentiellement intéressantes à ces égards. Néanmoins, ils bénéficieraient d'une **discussion multipartite ultérieure** tant pour leur validation que pour leur bonification, le cas échéant.

(1) Cueillette et dissémination des données

La première réponse aux défis indiqués ci-dessus touche la cueillette et la dissémination des données sur les vents mesurés. La **dissémination publique des données** sur les vents est en effet essentielle pour plusieurs raisons :

1. Minimiser le coût et les risques aux promoteurs (*p. ex. les dédoublements associés à l'installation de multiples anémomètres au même endroit*),
2. Minimiser les coûts aux consommateurs (*par une augmentation du niveau de la concurrence grâce à une connaissance commune des données de base*), et



3. Augmenter l'acceptation du public (*en évitant un « Klondyking » du territoire*).

À cette fin, **Hydro-Québec pourrait être mandatée pour effectuer un programme important de mesures des vents** sur un nombre important de sites au Québec. Ces sites pourraient être choisis en fonction de deux critères, soit (1) leur **potentiel** estimé pour la production d'énergie éolienne, (2) la **dispersion géographique** des sites à travers plusieurs régions du Québec. Il serait également important d'exclure les sites où un parc de turbines éoliennes auraient peu de chances d'être accepté par le public.

Par ailleurs, les gagnants des appels d'offres pourraient être appelés à payer à Hydro-Québec des frais prédéterminés par la Régie afin de **rembourser pleinement** les coûts de cette opération. Aussi, les données recueillies devraient être rendues publiques, notamment en temps réel par le biais de **l'internet**.

Au-delà de la disponibilité publique des mesures des vents, des problèmes touchant l'accumulation induite des terres demeure. À cela, trois options pourraient être envisagées :

(2a) Expropriation partielle

Une option « dirigiste » serait une forme d'expropriation partielle de terres privées, le gouvernement obligeant les propriétaires d'accepter l'érection de turbines éoliennes dans la mesure où celles-ci couvrent, par exemple, moins de 5 % du territoire couvert. La compensation pourrait soit être fixe, soit être établie sur la base d'un encan pour les droits à la ressource éolienne³³. Cette option est sans doute la moins intéressante, surtout vu l'objectif d'assurer l'acceptation du public.

(2b) Encans organisés par le MRN

Une autre possibilité serait que le ministère des Ressources naturelles du Québec identifie et négocie — sans la menace d'une expropriation obligatoire — des ententes particulières pour la location de terres précises pour fins de production d'énergie éolienne. À cette fin, le **gouvernement agirait comme intermédiaire** : si le propriétaire s'avérait intéressé, le ministère s'entendrait avec lui pour organiser un encan auprès des promoteurs intéressés, convenant par exemple d'un prix plancher ou d'autres conditions publiées d'avance. En aucun temps le gouvernement ne serait partie prenante d'un échange économique avec le propriétaire.

Cette approche aurait l'avantage de laisser à une entité centrale le soin d'identifier les meilleurs sites, de fournir au propriétaire une **information neutre et crédible** quant à ses droits de même qu'aux obstacles et opportunités en jeu, et de lui laisser le choix des critères pour l'encan et de la sélection ultime. Aussi, l'approche de l'encan permettrait de mettre l'ensemble des promoteurs sur un pied d'égalité, tout en maximisant les retombées pour le propriétaire de terre.

³³ Dans ce dernier cas, un prix plancher devrait néanmoins être fixé afin de respecter l'esprit sinon les exigences de la Loi sur l'expropriation, L.R.Q. c.E-24.

(2c). Code de conduite pour ententes avec propriétaires

Une autre approche au même problème est de créer un protocole ou **code de conduite pour les promoteurs d'énergie éolienne**. Le respect de ce code serait une condition *sine qua non* de la qualification du promoteur au processus d'appels d'offres, de même que pour l'octroi de tout contrat.

Le code pourrait être utilisé pour plusieurs fins. Dans le cas présent, il s'agit de gouverner la conduite des promoteurs auprès des propriétaires de terres. Le code pourrait stipuler que, avant de signer toute entente (finale ou de principe) avec un propriétaire de terre, le promoteur doit vérifier dans un premier temps son intérêt. Une fois l'intérêt identifié, le promoteur devrait signaler à la Régie le nom et les coordonnées du propriétaire en question. La Régie enverrait au propriétaire de l'information écrite (guide, dépliant, etc.) indiquant ses droits ainsi que d'autres informations pertinentes, et indiquant également que, s'il est intéressé, la Régie pourrait distribuer ses coordonnées à une liste de promoteurs tenue par la Régie.

Le code de conduite stipulerait qu'**aucune entente de principe** ou entente finale concernant la cessation ou la location de terres pour fins de production d'énergie éolienne ne pourrait avoir lieu avant 90 jours après la date à laquelle la Régie aurait reçu du promoteur le nom et les coordonnées du propriétaire. Cette obligation s'appliquerait aux promoteurs voulant participer aux appels d'offres faisant partie de la quote-part de la Régie³⁴. Soulignons également que cette dernière option pourrait s'ajouter à l'option précédente (2b) afin de gouverner les cas où un promoteur préfère un territoire autre que ceux touchés par le ministère dans ses efforts de médiation.

■ **Conclusions**

Les problèmes et défis particuliers abordés ci-dessus sont parmi les plus importants à surmonter afin d'assurer le succès de la quote-part et, plus généralement, de la filière éolienne au Québec. À cet égard, plusieurs de ces approches pourraient servir à minimiser ou à éviter les problèmes que d'autres ont connu. En particulier, un **programme centralisé de mesures des vents** est essentiel au bon fonctionnement du régime, alors que ses données recueillies devraient être publiées tant dans un registre tenu par la Régie de l'énergie qu'**en temps réel sur l'internet**. Ce programme pourra être réalisé par Hydro-Québec, avec un mandat clair de la Régie de l'énergie quant à la quantité de sites, etc. Le choix de sites devrait se faire selon le **potentiel théorique** et réel (tenant compte des obstacles sociaux) de même que sur une base **plurirégionale** dans le but de promouvoir une dispersion géographique des installations éoliennes. **Hydro-Québec devra être remboursée** pour ces coûts par le biais de frais imposés aux gagnants des appels d'offres.

³⁴ Il va de soi que cette partie du code s'appliquerait uniquement aux projets éoliens situés sur des terres privées.

Il serait par ailleurs inapproprié d'adopter une politique d'expropriation de terres privées pour le développement de la filière, vu l'opposition qu'elle risquerait de créer. Cependant, une partie impartiale comme le **ministère des Ressources naturelles du Québec** devra jouer un rôle clé d'intermédiaire afin de faciliter l'**organisation d'encans** par des propriétaires de terres désireux de louer une partie de celles-ci à des fins de production d'énergie éolienne. Cette option a l'avantage de permettre d'informer adéquatement le propriétaire sur ses droits en la matière.

Enfin, en plus du système ci-haut mentionné, il est nécessaire de créer un **code de conduite** afin de baliser les ententes entre promoteurs et les propriétaires de terres. Le respect du code doit alors être une condition pour la qualification du promoteur au processus d'appels d'offres de même que pour l'octroi de tout contrat.

Ces modalités et approches pourraient permettre au Québec de tirer les bonnes leçons des expériences étrangères et d'innover de façon positive à cet égard. Néanmoins, vu la complexité des solutions proposées, la prudence exige que les détails de ces approches soient élaborés à la suite d'un **processus de collaboration non judiciairisé** (p. ex. groupe de travail) par lequel les différentes parties concernées pourraient travailler ensemble afin d'optimiser le processus (voir page 45).

Qualification, critères d'analyse et ajustements

Une fois acceptée que l'orientation fondamentale de l'approche est l'exploitation des forces de la concurrence par un modèle d'appels d'offres compétitifs, il est nécessaire de déterminer quels critères seront utilisés pour le choix des projets. À cet égard, il est important de déterminer (1) les critères de qualification, (2) les critères de sélection des projets, (3) les types de projets et (4) les ajustements aux quantités totales.

■ **La qualification** (*maximiser le taux de succès*)

En Angleterre, la procédure à suivre a évolué avec le temps et les expériences. Les objectifs du processus anglais visent :

- un traitement équitable et consistant pour l'ensemble des promoteurs,
- l'adhésion de tous à l'échéancier publié,
- un dialogue avec les producteurs afin d'assurer un processus ouvert et transparent, et
- un processus d'appels d'offres compétitifs afin de garantir la meilleure valeur pour les consommateurs et une plus grande convergence entre les prix des projets du NFFO et les prix du marché. (OFFER 1997a).

Pour ce faire, le régulateur a établi un processus formel et relativement complexe de préqualification. Cette étape du processus s'est avérée importante, et sa complexité est surtout le résultat de la multiplicité des technologies faisant partie de l'appel d'offres. En d'autres termes, il serait possible de concevoir un processus de préqualification moins complexe pour une quote-part limitée à l'énergie éolienne, ce qui aurait l'avantage de minimiser les coûts et les barrières à la participation aux promoteurs à ce marché.

Le processus d'appels d'offres devra donc, avant même d'appliquer les critères de sélection des projets gagnants, commencer par une **étape de qualification** des projets soumis à la Régie. À cette fin, le promoteur devra être en mesure de démontrer à la Régie que son projet :

- 1) sera en mesure d'obtenir le financement requis pour sa réalisation,
- 2) pourra atteindre les objectifs de performance techniques visés,
- 3) pourra atteindre les retombées économiques envisagées,
- 4) respectera les critères de sécurité et de durabilité,
- 5) respectera le code de conduite des promoteurs d'énergie éolienne,
- 6) aura de bonnes chances d'obtenir les autorisations nécessaires.

Cette étape devrait servir pour éliminer des propositions qui n'auront que peu de chances de se réaliser advenant leur sélection comme projet compétitif. Nous discutons de l'importance d'augmenter le taux de succès des projets sélectionnés dans les pages qui suivent.

■ **Les critères de sélection** (*concilier les objectifs multiples*)

Plusieurs approches peuvent être prévues pour la sélection des soumissions qualifiées. Dans le contexte d'une **planification intégrée des ressources** et de la loi sur la Régie de l'énergie, il devient impératif d'inclure dans les critères de sélection tant des critères de prix que d'environnement et de retombées sociales³⁵.

Le poids à donner à ces trois composantes dépend de l'objet de l'appel d'offres. Par exemple, il est possible de donner au critère « prix » un poids démesuré par rapport aux autres objectifs. Aussi, il est nécessaire de déterminer des indicateurs pouvant aider à mesurer l'apport de chaque proposition aux objectifs visés. Par exemple, le critère « environnement » pourrait être difficilement mesurable, contrairement à celui du « prix » ; les « retombées sociales » se situeraient, dans ce cas-ci, quelque part

³⁵ Il serait d'ailleurs intéressant de songer à la possibilité d'inclure, dans les critères concernant les retombées sociales, une mesure des retombées pour la région directement concernée.

entre les deux. Ultimement, certains critères peuvent être évalués de façon qualitative.

Dans le cas de la quote-part pour l'énergie éolienne, il est possible que l'objectif de minimisation des coûts soit, dans un contexte de développement durable, plus important que celui de protection de l'environnement, *vu que le choix de la filière s'inscrit déjà* dans un effort de protection environnementale. C'est dans ce contexte précis qu'une différenciation peut se faire. Cette même logique mènerait à un poids plus important à l'enjeu environnemental, par exemple, lorsqu'un processus vise à comparer des projets situés à l'intérieur des filières traditionnelles.

- **Types de projets** (*diversification, retombées économiques ou sociales*)

Une quote-part de cette nature peut se faire de façon globale ou selon des « **bandes** » **spécifiques**. Par exemple, une partie de la quote-part peut être réservée aux projets en mer si jamais cette option devient particulièrement intéressante pour le Québec ; une autre aux projets proposés par des coopératives ; une autre pour des turbines de très petite échelle (ie. < 50 kW). Dans de tels cas, les projets à *l'intérieur* des catégories prédéfinies seraient en concurrence entre eux pour le volume total accordé à cette catégorie.

Le choix de créer des catégories distinctes présente un arbitrage entre une volonté d'assurer la viabilité d'une **multiplicité de projets** ou technologies-types et celle de vouloir minimiser les coûts aux consommateurs. Aussi, une telle division en catégories distinctes peut avoir un effet soit positif, soit négatif sur la quantité de retombées économiques réalisables, par exemple si l'approche permet une industrialisation autour de multiples technologies³⁶ ou, inversement, si elle empêche l'atteinte des masses critiques nécessaires aux investissements en infrastructure.

- **Ajustements aux quantités totales** (*minimiser les risques*)

Il est impératif de créer un **environnement réglementaire** pouvant faciliter l'atteinte de taux élevés de succès (de réalisation) des projets éoliens. Néanmoins, il est peu probable que l'ensemble des projets sélectionnés à la suite de l'appel d'offres se réaliseront, malgré la préqualification et d'autres efforts de prévention.

Pour cette raison, il est peu probable que le volume sélectionné soit équivalent au volume qui sera réellement installé suivant l'appel d'offres. En Angleterre, le régulateur reconnaît explicitement cette incertitude, et choisi un volume total de projets sur la base d'un taux de succès prévu, le tout afin d'atteindre les objectifs fixés. Par exemple, dans le cadre du NFFO 4, le régulateur avait le mandat de choisir des projets en vue d'assurer la réalisation au plus bas coût de 400-500 MWi. Pour ce faire, il a proposé une série de projets dont le volume total serait de 745 MWi

³⁶ Dans le cas d'une bande réservée aux projets de coopératives (ou de municipalités ou peuples autochtones), il s'agirait d'assurer des retombées économiques locales mais également d'autres avantages sociaux.

; selon le taux de succès estimé de 60 %, la quantité réellement installée serait alors de 449 MWi. (OFFER 1997a)

Cette approche comporte des **risques pour les consommateurs**, vu qu'il est toujours théoriquement possible que l'ensemble des 745 MWi soient réalisé. Aussi, rappelons que le processus anglais n'identifie pas d'avance les quantités réservées pour la prochaine ronde d'appel d'offres, un élément du processus souvent critiqué pour l'instabilité qu'il crée.

Dans le cadre d'un processus déterminé et répétitif sur une durée relativement longue, il est possible de pallier ce problème sans que les consommateurs aient à subir le même niveau de risques qu'en Angleterre. Il s'agirait alors de **reporter toute portion non réalisée** de la quote-part d'une année à la prochaine quote-part, qui aurait lieu (selon notre proposition) trois ans plus tard³⁷. Ainsi, par exemple, si des soumissions pour 150 MWs sont acceptées en l'an X mais qu'en l'an X+3 il apparaît que seulement 120 MWs se réaliseront, la quote-part en X+3 devront être de 180 MWs.

■ **Conclusions**

Le choix des soumissions gagnantes devra être précédé par une analyse initiale de la qualification des soumissions. Pour se qualifier, les soumissions doivent d'abord démontrer la **faisabilité du projet** et le réalisme des affirmations de retombées ou autres, tels que décrits précédemment à la page 36 du présent rapport.

Aussi, la sélection des projets « gagnants » doit se faire selon une **formule transparente où des poids précis sont accordés à trois objectifs, soit la minimisation des coûts**³⁸, **l'atténuation d'impacts environnementaux et les bénéfices sociaux**, ce dernier incorporant les retombées économiques. Il serait pertinent d'envisager, dans le cas précis de l'énergie éolienne, une formule où les coûts reçoivent 50 % du poids, les retombées sociales 25 % et l'atténuation d'impacts environnementaux et esthétiques 25 %, cette approche déséquilibrée reconnaissant que la quote-part vise cette filière entre autres pour ses avantages environnementaux communément reconnus par rapport aux filières traditionnelles de production d'électricité.

Au sujet des types de projets à privilégier, il est **trop tôt** dans le processus pour déterminer des **bandes précises** pouvant être réservées, par exemple, à des projets (1) situés dans des régions géographiques particulières (p. ex. pour faciliter les projets en mer, les projets bien distribués à travers le Québec ou encore ceux situés près des consommateurs), (2) utilisant une technologie particulière (p. ex. des très

³⁷ Comme nous le verrons, trois ans seront suffisants pour déterminer si un projet se réalisera.

³⁸ Le critère de minimisation des coûts peut se faire soit directement selon le prix de soumission, soit en tenant compte des autres coûts du système, notamment les coûts en transport selon le lieu physique du projet.

grandes ou très petites machines, pour faciliter une diversification industrielle) ou (3) de propriété publique ou coopérative (p. ex. détenu à plus de 2/3 par une municipalité, une coopérative de citoyens ou une nation autochtone). Néanmoins, cette possibilité devra être étudiée avec les principaux concernés afin de déterminer l'intérêt pour cette approche (y compris les impacts positifs ou négatifs en termes de retombées économiques, de spécialisation et de coûts) et, le cas échéant, les quantités précises pouvant être réservées.

Enfin, l'approche proposée visant une série d'appels d'offres à tous les trois ans, permettra que les volumes de ces appels d'offres soient **ajustés en fonction du taux de réalisation** des appels d'offres précédents. Cette approche est supérieure, pour les consommateurs, à celle employée en Angleterre.

Contrats d'achat

Les contrats avec les producteurs d'énergie éolienne devraient inclure certaines considérations particulières à la filière éolienne. Notamment, il est nécessaire de déterminer (1) les paiements aux producteurs, (2) la durée des contrats et la « période de grâce » et (3) les responsabilités en matière de raccordement et de suivi.

Prix aux producteurs

- **Prix fixe vs prix de la soumission** (*minimiser les coûts*)

Comme nous l'avons déjà souligné auparavant, un premier choix fondamental doit se faire entre la détermination d'un prix fixe et l'organisation d'appels d'offres compétitifs. Si le choix d'un prix fixe est fait, une série d'autres choix concernant la détermination de ce prix sont nécessaires. Toutefois, vu notre préférence pour une approche d'appels d'offres compétitifs, la question de la détermination d'un prix fixe n'a pas été poursuivie.

- **Structure des paiements** (*minimiser les coûts, maximiser la valeur de l'énergie produite*)

Au-delà de la question de la détermination des prix, il est néanmoins important de décider de la structure de paiement. Sur ce sujet, plusieurs approches sont envisageables :

- 1) un **paiement mensuel** sur la base des estimations de la production annuelle (ou autre) du projet,
- 2) un **prix fixe payé pour l'énergie** (les kWh) réellement livrée,

- 3) des **prix différenciés dans le temps** (selon la saison, le jour de la semaine et l'heure) pour chaque kWh réellement livrée, ou
- 4) des **prix fixes payés pour l'énergie et la puissance** réellement livrées, la puissance étant déterminée sur une base saisonnière.

La première approche citée ci-dessus minimise les risques pour le promoteur, ce qui pourrait avoir comme effet de baisser son coût de financement et donc le prix de sa soumission et les coûts aux consommateurs. Toutefois, cette approche peut également créer un incitatif à ce que le promoteur **surestime la production prévue** de son projet. Cette situation augmenterait soit les coûts de la vérification technique des soumissions, soit des prix payés par les consommateurs.

La deuxième approche place le risque de la production sur le promoteur. Ce niveau de risque pourrait augmenter légèrement son coût d'emprunt, mais aurait également l'avantage d'inciter le promoteur à **utiliser des turbines de meilleure qualité** pouvant offrir des garanties de production³⁹. Cependant, la filière éolienne étant composée de turbines différentes selon les besoins et les climats, cette approche permettrait à un promoteur de choisir, en théorie tout le moins, une turbine non optimisée pour la production hivernale — lorsque la production d'énergie a le plus de valeur — sans pour autant être pénalisé.

La troisième option place encore plus de risques sur le promoteur, mais avec peu de bénéfices additionnels, vu que **le promoteur n'aura pas de moyens d'optimiser sa production sur une base quotidienne ou horaire**. De plus, le risque non gérable pourrait augmenter de façon importante le coût du financement du promoteur, toujours sans bénéfices énergétiques ou économiques escomptés. Soulignons que le Danemark, qui offre une prime de paiement aux producteurs d'énergie éolienne, a implicitement rejeté cette approche en déterminant que le prix payé aux producteurs éoliens serait fixe, même si les prix de référence pour d'autres producteurs sont différenciés dans le temps. Au Québec, où aucune détermination de la valeur horaire de l'énergie électrique n'a encore été validée, une telle approche serait de plus prématurée.

La quatrième option permettrait de tenir compte de la valeur saisonnière de l'énergie livrée à Hydro-Québec, de même que des tendances saisonnières générales des vents. Ainsi, le promoteur serait incité à maximiser sa production hivernale en **choisissant des turbines appropriées**, alors que les données historiques des vents sur une base saisonnière pourraient rassurer les agents prêteurs. Les **consommateurs seraient par ailleurs protégés** de paiements pour de l'énergie non produite.

³⁹ Les grands fabricants de turbines éoliennes offrent généralement des garanties de production (sur la base de la courbe de puissance) pour, par exemple, les cinq premières années. Cette deuxième approche pourrait donc favoriser les grands fabricants de turbines éoliennes.

■ **Conclusion**

Une **structure compétitive** pour la détermination des soumissions « gagnantes », tel que nous l'avions décrit précédemment, est préférable à l'octroi d'un prix fixe. Ainsi, il n'est pas nécessaire de penser en terme de prix indexés, de primes ou d'autres approches à la détermination de prix spécifiques. Cette approche minimisera le plus possible les prix des soumissions et donc les coûts ultimes aux consommateurs pour un même service électrique.

Quant à la structure des paiements, les contrats devront prévoir des **prix pour l'énergie et la puissance**, cette dernière étant évaluée sur une base saisonnière. Les paiements devront se faire selon l'énergie et la puissance réellement livrées, plutôt que sur des estimations de celles-ci. Cette approche enlèvera aux entreprises l'incitatif de surestimer la production de leurs turbines, de même que tout incitatif éventuel d'utiliser des turbines inappropriées en fonction de la valeur ajoutée de la production hivernale d'électricité.

Durée et périodes de grâce

■ **Durée des contrats**

La durée des contrats est un élément essentiel pour assurer une stabilité aux promoteurs et investisseurs afin de minimiser les prix. En Angleterre, par exemple, les deux premiers appels d'offres du NFFO offraient des contrats de quelques années seulement. Cependant, cette politique a été revue à la lumière des résultats obtenus, et les contrats signés sous les deux derniers appels d'offres (NFFO 3 et 4), de même que sous les deux appels d'offres écossais (SRO 1 et 2) ont maintenant des **durées d'environ 15 ans**. Dans d'autres pays européens, la question se pose autrement, parce que l'énergie éolienne reçoit une prime ou un prix fixe, elle est donc fournie sans contrat.

La détermination de la durée des contrats devrait reposer en partie sur la durée de vie utile des équipements et en partie sur les attentes en matière de convergence des prix avec les sources dominantes d'électricité. La vie utile des équipements éoliens d'aujourd'hui se situe à environ 20-25 ans ; quant aux prévisions de convergence des prix, trop d'incertitudes demeurent pour faire des prévisions valables.

En ce qui a trait au Québec, une durée des contrats de **15 à 20 ans serait appropriée**.

■ **Périodes de grâce**

Vu les délais de mise en service de projets énergétiques, les contrats stipulent généralement une « période de grâce » qui laisse au promoteur le temps nécessaire

pour mettre en service son projet⁴⁰. **Les délais de mise en service d'un parc d'éoliens sont sensiblement moindres** que pour la plupart d'autres technologies de production d'électricité. Néanmoins, après l'octroi du contrat il peut toujours être nécessaire de préparer des études, de s'entendre avec les propriétaires de terres, les fabricants et les contractants, de participer à des audiences, de revoir la conception du projet et d'installer les turbines, entre autres.

Une telle période est nécessaire pour permettre la réalisation des projets. Dans le cas de la filière éolienne, cependant, une telle période pourrait également être **exploitée indûment** par le promoteur désireux d'attendre le plus longtemps possible avant de commander ces turbines et mettre le tout en service. C'est le cas parce que la filière éolienne est en **rapide évolution**, et les progrès constants peuvent faire baisser les coûts des turbines d'une année à l'autre.

Le défi ici est donc de prévoir une période de grâce — durant laquelle le projet peut être mis en service et le contrat mis en vigueur — suffisamment longue pour ne pas créer d'embûches sérieuses à la réalisation des projets, mais suffisamment courte pour ne pas permettre aux promoteurs d'attendre inutilement. Soulignons qu'une période de grâce inutilement longue pourrait avoir comme effet non seulement d'exagérer les profits du promoteur mais également de retarder inutilement la mise en service des parcs d'éoliens.

En Angleterre, où le processus d'obtention des autorisations peut être particulièrement compliqué, cette période de grâce est de cinq ans.

■ **Conclusion**

Les contrats avec les promoteurs choisis à la suite des appels d'offres devront être d'une durée de **15 à 20 ans**. Il sera également pertinent de **revoir la durée** des contrats après deux séries de trois appels d'offres (i.e. entre les années 4 et 6 de la durée de la quote-part, pour les contrats futurs seulement).

Aussi, une période de grâce devra être établie pour la mise en service d'un projet. Il serait d'ailleurs utile de commencer au Québec avec une période d'**environ 3 ans**. Sa durée pourra être revue en cas de difficultés sérieuses de la part des promoteurs à rencontrer les délais.

Raccordement et suivi

■ **Frais de raccordement (partage équitable)**

Le raccordement ou branchement au réseau principal requiert généralement l'installation de transformateurs pour augmenter le voltage de l'électricité produite par les turbines éoliennes, de même que l'ajout de nouvelles lignes — généralement de

⁴⁰ Le contrat est mise en vigueur dès la mise en service du projet, selon des modalités
.../ (*suite*)

très courte distance et souvent souterraines — pour interconnecter le projet au réseau. Ailleurs, ces frais sont parfois payés par les promoteurs (p. ex. Angleterre, Allemagne), parfois absorbés par les entreprises d'électricité (partiellement au Danemark).

Aucune règle de base n'existe pour déterminer quelle partie devrait être responsable des investissements à cet effet, sauf que le traitement accordé à la filière éolienne ne devrait **pas être inférieur** au traitement que recevrait les centrales de production d'électricité appartenant au détenteur du réseau de transport.

- **Enregistrement et publication des données** (*plus grande transparence, concurrence*)

Dans le but de maximiser la transparence, les propriétaires des installations éoliennes doivent être tenus de publier les données de production d'énergie électrique de leurs turbines. Cette transparence est un élément important visant à **rassurer les investisseurs, augmenter le niveau de concurrence, diminuer les coûts** aux consommateurs et faciliter **l'appui du public** à la filière.

Au Danemark, la publication de données sur la production et les difficultés techniques se fait pour plus de 1 500 turbines individuelles. En Allemagne, les propriétaires d'installations éoliennes sont tenus de rapporter la production et la fiabilité — de même que les problèmes détectés et d'autres sujets — de chacune des turbines bénéficiant du programme d'appui financier. Il est généralement reconnu que la transparence produite par de telles obligations de publication a comme effet d'augmenter le niveau de concurrence. Soulignons par ailleurs que ces données peuvent maintenant être publiées, parfois en temps réel, sur l'internet.

- **Suivi et monitoring** (*acceptation sociale*)

Il est important que le propriétaire des installations éoliennes ait des responsabilités claires pour la **durée de vie** de ses équipements. Ces responsabilités touchent notamment le maintien et la sécurité des équipements, les responsabilités environnementales (récupération des huiles, remise en état du site, etc.) et la constitution d'un fonds et de plans pour le démantèlement des installations⁴¹. Aux États-Unis, les premiers contrats avec des promoteurs d'énergie éolienne ne contenaient pas de telles exigences, ce qui a parfois mener à l'abandon de projets techniquement problématiques (NWCC 1998).

- **Conclusion**

Au Québec, la détermination de la base de tarification pour la production et le transport d'électricité d'Hydro-Québec n'a pas encore eu lieu. Ainsi, il serait inapproprié à ce stade-ci de faire un choix concluant au sujet de la responsabilité

précises.

⁴¹ Tel que proposé par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement dans son rapport sur le projet de la Gaspésie (BAPE 1997).

économique de l'intégration d'un projet avec le réseau principal. Dans la mesure où une détermination concernant la base de tarification du transport se réalise avant le lancement de la première partie de la quote-part, cette détermination devra guider le choix du responsable pour l'intégration au réseau. Dans la mesure où une telle détermination ne se fait pas avant cette date, une **décision temporaire** devra être prise quitte à la revoir en vue de la deuxième ronde d'appels d'offres.

Quant à l'enregistrement et la publication de données, tout producteur bénéficiant de la quote-part pour l'énergie éolienne devra être obligé de tenir et de publier un **registre de données** spécifiques — touchant notamment la production horaire d'électricité, la fiabilité et les sources de problèmes techniques — pour chaque turbine. De plus, ces informations devront être publiées en temps réel sur l'internet, préférablement via le **site web de la Régie de l'énergie** afin d'assurer une présentation coordonnée des informations.

Enfin, le contrat devra exiger du promoteur la prise de responsabilité en matière de **suivi environnemental** et de **démantèlement des installations**, y compris par la constitution d'un fonds de démantèlement.

Autres sujets touchant la quote-part

Les exportations

Vu la valeur ajoutée de l'énergie éolienne sur le marché américain, Hydro-Québec pourrait prétendre vendre son énergie éolienne aux États-Unis. Toutefois, tant pour des raisons environnementales que d'équité envers les consommateurs du Québec, il est important de baliser et de limiter cette possibilité.

■ **Compter deux fois**

Il est largement reconnu que la filière éolienne est particulièrement propice afin de minimiser les impacts environnementaux de la production et la consommation d'électricité. Dans le contexte d'un processus québécois de planification intégrée des ressources, la filière éolienne pourrait fort bien être retenue pour le portefeuille énergétique qu'Hydro-Québec sera appelée à développer afin de minimiser les impacts associés aux besoins du Québec.

Aux États-Unis, différents lois et mécanismes réglementaires créent et créeront à l'avenir une demande particulière pour l'énergie « verte », comprise comme n'incluant pas l'hydroélectricité. Ces lois et mécanismes allouent une valeur ajoutée aux exportations québécoises d'énergie éolienne. Toutefois, la taille du marché étant largement déterminée d'avance, les exportations québécoises n'auront généralement pas d'effet sur la quantité totale d'énergie verte produite (elles ne feraient que remplacer la production d'énergie verte d'autres acteurs).

La production d'énergie éolienne du Québec peut soit servir le marché québécois dans le but de minimiser les impacts associés à ces besoins, soit servir à l'exportation. Cependant, **elle ne devrait pas être en mesure d'être gérée comme une réponse aux besoins du Québec et pour fins d'exportation simultanément**, ce qui serait l'équivalent de compter deux fois la même production⁴².

■ **Protection des consommateurs**

L'énergie éolienne payée par les consommateurs québécois ne doit pas faire l'objet d'exportation aux États-Unis. Si tel était le cas, les consommateurs québécois seraient alors appelés à payer inutilement pour une production qui ne leur sert pas, qui ne minimise pas les impacts environnementaux associés à leurs propres besoins et qui permet à Hydro-Québec de profiter indûment d'une plus-value pour cette énergie verte aux États-Unis.

■ **Conclusion**

L'énergie éolienne achetée par Hydro-Québec dans le contexte de sa quote-part devra être **réservée aux besoins du Québec**, du moins en attendant une détermination ultérieure de la Régie de l'énergie quant au traitement des exportations d'électricité par rapport à la base de tarification des consommateurs Québécois. Si Hydro-Québec exporte l'énergie éolienne, **la source de celle-ci devra être clairement identifiée, sortie de la base de tarification et être supplémentaire par rapport aux quantités déterminées dans le cadre de la planification intégrée des ressources devant servir pour les besoins du Québec.**

Mise en garde

■ **Innovation et prudence**

La présente section recommande un grand nombre de moyens précis visant à optimiser la quote-part québécoise en fonction des objectifs de retombées économiques, de minimisation des coûts et de protection de l'environnement.

Dans certains cas, il s'agit d'arbitrages complexes sur des détails minutieux du fonctionnement de la quote-part. C'est le cas notamment pour le code de conduite des promoteurs d'énergie éolienne, ou encore la détermination des poids pour l'analyse et le choix des soumissions gagnantes.

Même si nous avons proposé ce que nous considérons la meilleure approche à suivre, nous reconnaissons également que certaines propositions constituent des

⁴² Cette logique s'applique pour une même kWh. Il serait possible, par exemple, de désigner une certaine partie de la quote-part pour les besoins du Québec, laissant à une autre partie la possibilité de servir les marchés d'exportation. En tout temps, la partie devant servir les besoins du Québec devrait être déterminée en fonction de la planification intégrée des ressources (PIR).

innovations. Une telle innovation sur les modèles étrangers est essentielle afin de ne pas répéter les mêmes erreurs et de maximiser les chances de succès de la filière éolienne au Québec. Néanmoins, elle milite également en faveur d'une **réflexion élargie** et, surtout, **multipartite**, afin de préciser davantage certains éléments des propositions que nous mettons de l'avant.

■ **Restructuration des marchés de l'électricité**

L'ouverture des marchés de l'électricité à une plus grande concurrence pourrait, à l'avenir, mener à une modification à la **structure du marché** de l'électricité du Québec. Cette restructuration éventuelle pourrait se faire de plusieurs façons, dont certaines affecteraient la **capacité d'appliquer une quote-part** telle qu'elle est conçue présentement. Toutefois, selon la structure qui sera en force à l'avenir, **d'autres mécanismes** peuvent être élaborés pour respecter les objectifs principaux de la quote-part, dont le volume d'achats visé et la durée, entre autres. Par exemple, les marchés de crédits échangeables en vigueur ou proposés aux États-Unis comme au Pays-Bas, représentent en fait une façon d'appliquer la notion de quotes-parts à un marché caractérisé par l'accès au détail.

■ **Conclusion**

Avant d'adopter certaines modalités très précises de la quote-part, il serait préférable de mettre sur pied un **groupe de travail** dont le but serait de préciser davantage les choix spécifiques qui doivent être fait en vue d'optimiser les chances de succès de la filière éolienne.

Les sujets de réflexion de ce groupe devront être limités aux sujets non controversés et spécifiques pour lesquels les parties ont des connaissances et l'expérience voulue. Afin d'assurer le bon fonctionnement de ce groupe de travail, la Régie devra prendre des **décisions claires**, notamment quant à la taille de la quote-part, sa durée, les parties éligibles et d'autres éléments clés, et ce **avant la mise sur pied du groupe de travail**.

Ce groupe de travail devra par ailleurs être composé de représentants des milieux de l'environnement, des promoteurs indépendants et des consommateurs, entre autres. La Régie, qui devrait siéger à titre d'observateur, prendra néanmoins les décisions ultimes.

En ce qui a trait à la possibilité d'une restructuration ultérieure des marchés québécois de l'électricité, la décision de la Régie devra stipuler que toute restructuration éventuelle des marchés **ne remettra pas en cause** les buts — y compris les quantités et l'échéancier — visés par la quote-part et que, le cas échéant, d'autres mécanismes seront mis sur pied pour assurer la continuité et le respect de la décision initiale.

Sommaire des conclusions

Le Centre Hélios fut appelé à soumettre sa réflexion au sujet notamment des diverses approches que le Québec pourra privilégier pour la détermination et les modalités d'application d'une quote-part pour l'énergie éolienne. Ce faisant, nous avons d'abord identifié clairement les problèmes ou échecs vécus ailleurs afin de pouvoir tirer les meilleures leçons et conclusions pour une quote-part à la hauteur des attentes.

De cette réflexion, nous tirons les conclusions suivantes :

Les choix essentiels

- Une **approche d'appels d'offres compétitifs** devra être privilégiée dans le but de minimiser les coûts aux consommateurs et maximiser la compétitivité des entreprises québécoises dans le domaine,
- Les soumissions gagnantes devront recevoir le **prix de leur soumission** (et non le prix d'équilibre),
- Une moyenne de **50 MW souscrits par année** devra être offerte, au rythme d'une série de **trois appels d'offres** de 50 MWs chacun à **tous les trois ans**,
- Aucun promoteur ne pourra gagner **plus que 2 des 3** appels d'offres dans chaque série,
- La quote-part devra **durer 12 ans** (quatre séries de trois appels d'offres), avec la possibilité d'une révision lorsque les coûts de l'éolienne convergeront avec ceux des filières dominantes,
- Il devra être prévu d'avance que les buts précis de la quote-part, notamment en termes de quantités et de durée, seront **respectés par d'autres moyens** si jamais une restructuration des marchés de l'électricité rendaient l'approche de la quote-part impraticable,
- Les premiers appels d'offres devront avoir lieu en 1999 et l'octroi des **premiers contrats en l'an 2000**,
- La participation d'Hydro-Québec dans toute soumission sera limitée à une **participation sans contrôle effectif**,

- La **Régie de l'énergie sera le maître d'oeuvre** du processus d'appels d'offres et de sélection des projets, et
- Des règles particulières seront établies pour faciliter la **participation des municipalités, coopératives, groupes d'individus ou gouvernements autochtones** intéressés à soumettre des projets.

Conditions, règles de pratique et critères

- Hydro-Québec réalisera un **programme de mesure des vents** sur un nombre important de sites choisies tant pour leur potentiel réel que pour leur distribution géographique, et **publiera** les données dans un registre de la Régie et **en temps réel sur l'internet**,
- Hydro-Québec sera **remboursée pour ces coûts** par le biais de frais imposés aux gagnants des appels d'offres,
- Un **code de conduite** des promoteurs éoliens sera établi avec entre autres une obligation aux promoteurs d'informer la Régie 90 jours avant toute entente avec des propriétaires de terres, la Régie devant notamment informer le propriétaire de ses droits,
- Le **ministère des Ressources naturelles** jouera un rôle de **facilitateur pour l'organisation d'encans** par des propriétaires désireux de louer une partie de leurs terres pour fins de production d'énergie éolienne,
- Un **groupe de travail** sera mis sur pied dès la remise de la décision de la Régie afin d'étudier une série de choix spécifiques concernant certaines modalités d'application de la quote-part,
- Toute soumission aux appels d'offres devra d'abord passer une **étape de qualification** permettant de vérifier la **faisabilité et le réalisme** des affirmations contenues dans la proposition, et notamment que le projet (i) sera en mesure d'obtenir le financement requis, (ii) pourra atteindre les objectifs de performance technique visés, (iii) pourra atteindre les retombées économiques envisagées, (iv) respectera les critères de sécurité et de durabilité, (v) respectera le code de conduite des promoteurs d'énergie éolienne et (vi) aura de bonnes chances d'obtenir les autorisations nécessaires,
- La **sélection des soumissions** « gagnantes » se fera selon une **accordant des poids** à chacun des trois thèmes suivants : (i) les coûts, (ii) les retombées sociales (y compris les emplois) et (iii) l'environnement, le poids accordé aux coûts devant prendre préséance sur les deux autres,
- L'opportunité de diviser la quote-part en **bandes réservées**, par exemple à des régions, des technologies ou des structure de propriété (p. ex.

coopératives) particulières, devra être étudiée soigneusement avant d'appliquer une telle approche, et

- Les volumes des appels d'offres seront **ajustés selon le taux de succès** des projets engagés par l'appel d'offre précédent.

Contrats d'achat

- Les contrats seront basés sur des **paiements pour l'énergie et la puissance** livrée, cette dernière étant déterminée par la période hivernale (saisonnière),
- Les contrats seront d'une durée de **15-20 ans**,
- Une **période de grâce de 3 ans** sera prévue pour la réalisation des projets suivant les résultats des appels d'offres, cette période pouvant être revue ultérieurement selon l'expérience acquise,
- La détermination du **responsable des frais de raccordement** au réseau principal sera faite à la suite de la prochaine cause sur la base de tarification pour le transport et selon le principe du traitement égal ou supérieur au traitement des installations de production propres à Hydro-Québec (une décision temporaire pour la première série d'appels d'offres pouvant être prise si la base de tarification du transport n'est pas déterminée à temps),
- Tout producteur sera tenu de publier dans un registre de la Régie comme **en temps réel sur l'internet**, les données spécifiques relativement à la performance de ses turbines, et
- Tout producteur sera tenu responsable du **suivi environnemental et du démantèlement** éventuel des installations, y compris par la constitution d'un fonds de démantèlement.

Autres sujets touchant la quote-part

- Les quantités de la quote-part devront être réservées aux besoins du Québec en attendant les résultats d'un premier exercice de planification intégrée des ressources ; ainsi, toute **exportation d'énergie** éolienne devra engager des **installations additionnelles** et non ceux faisant partie de la quote-part pour besoins du Québec,
- Un **groupe de travail** sera constitué dans les plus brefs délais — mais suivant une décision claire concernant les fondements de la quote-part (i.e. la quantité, l'approche et la durée) — afin de réfléchir sur certaines modalités précises et complexes de la mise en oeuvre de la quote-part, et

- Il sera clairement indiqué que toute modification éventuelle à la **structure du marché de l'électricité** ne remettra pas en cause l'atteinte des buts précis de la quote-part, d'autres mécanismes pouvant être appliqués en cas où la quote-part ne serait plus applicable.

Bibliographie

ACEE (Association canadienne de l'énergie éolienne). 1993. *Mémoire présenté à la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale — Plan de développement 1993-1995 d'Hydro-Québec*, février.

ACEE (Association canadienne de l'énergie éolienne). 1994. *Perspectives sur la technologie éolienne*, 18 novembre.

ACEE (Association canadienne de l'énergie éolienne). 1995. *Mémoire présenté dans le cadre du débat public sur l'énergie*, août.

BAPE (Bureau d'audiences publiques sur l'environnement). 1997. *Rapport d'enquête et d'audience publique — Projet de parc éolien de la Gaspésie*, février.

BTM Consult. 1998. *International Wind Energy Development — World Market Update 1997 — Forecast 1998-2002*, mars.

CanMET (Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie). 1992. *Canadian Wind Energy Technical and Market Potential*, R. Rangi, J. Tremplin, M. Carpentier, D. Argue, octobre.

CEC (California Energy Commission). 1997a. *Policy Report on AB 1890 Renewables Funding — Report to the Legislature*, mars.

CEC (California Energy Commission). 1997b. *1996 Energy Technology Status Report — Report Summary*, décembre.

Dumouchel, Luc, J.-L. Chaumel, M. Crousset, D. Maltais, A. Ilinca. 1997. « L'importance du potentiel éolien du Québec », dans *Proceedings — Partnerships for Today's Environment — 13th Annual Canadian Wind Energy Conference & Exhibition '97*, 37-48.

Dunsky, Philippe (Centre Hélios). 1997. *Les nouvelles filières d'énergie renouvelable*, rapport no. 3 pour la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale du Québec, mars.

EGRET (Expert Group on Renewable Energy Technologies, Australie). 1996. *The Development and Use of Renewable Energy Technologies*. Créé dans le cadre de la réflexion du gouvernement touchant le développement d'un Livre blanc sur la politique nationale d'énergie viable.

EIA (Energy Information Administration, U.S. Department of Energy). 1993. *Renewable Resources in the U.S. Electricity Supply*, février.

EIA (Energy Information Administration, U.S. Department of Energy). 1996. *The Changing Structure of the Electric Power Industry : An Update*, décembre.

EIA (Energy Information Administration, U.S. Department of Energy). 1997. *Annual Energy Outlook 1998 — With Projections to 2020*, Office of Integrated Analysis, décembre.

Gipe, Paul. 1995. *Wind Energy Comes of Age*, (New York : John Wiley and Sons).

Grubb, Michael J. et N. I. Meyer. 1993. « Wind Energy : Resources, Systems and Regional Strategies », dans T. B. Johansson et al. (eds.), 1993, *Renewable Energy — Sources for Fuels and Electricity*, (Washington, D.C. : Island Press), 157-212.

Hydro-Québec. 1996. *L'équilibre énergétique, l'efficacité énergétique et l'hydraulicité — Rapport particulier au 31 décembre 1995*.

Krohn, Søren. 1998. *Creating a Local Wind Industry — Experience from Four European Countries*, mai.

NWCC (National Wind Coordinating Council). 1998. *Permitting of Wind Energy Facilities — A Handbook*, NWCC Siting Subcommittee, mars.

OFFER (Office of Electricity Regulation, G.-B.). 1997a. *Fourth Renewables Order for England and Wales*, janvier.

OFFER (Office of Electricity Regulation, G.-B.). 1997b. *Second Scottish Renewables Order*, janvier.

PG&E (Pacific Gas and Electric Company). 1993. *The Altamont Wind Plant Case Study*.

Rader, Nancy et R. Norgaard. 1996. « Efficiency and Sustainability in Restructured Electricity Markets : The Renewables Portfolio Standard », *The Electricity Journal*, juillet, 37-49.

WECTEC (Wind Energy Economics and Technology). 1995. *Évaluation du potentiel éolien au Québec*, réalisé avec la collaboration de l'Université du Québec à Rimouski, novembre.

Wisn, Ryan et E. Kahn. 1996. *Alternative Windpower Ownership Structures : Financing Terms and Project Costs*. Lawrence Berkeley Laboratory.

Annexe A : L'expérience européenne
(rapport d'expert de M. Søren Krohn)