

**GOUVERNEMENT DU QUÉBEC  
MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES  
ET DE LA FAUNE**

---

**Évaluation de la capacité d'intégration du  
réseau intégré d'Hydro-Québec  
au regard de l'ajout de parcs de production  
d'électricité à partir d'énergie éolienne**

**RAPPORT**

**RSW INC.**  
800, boulevard René-Lévesque ouest, bureau 2600  
Montréal (Québec) Canada H3B 1Z1

*P44 0409 E021 DOC*

Révision  
**Juin 2005**

Téléphone : 514 878 2621

Télécopieur : 514 397 0085

Courriel : [rsw@rswinc.com](mailto:rsw@rswinc.com)

**RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE QUÉBEC**  
**Capacité d'intégration du réseau d'Hydro-Québec**  
**au regard de l'ajout de parcs éoliens**  
**Rapport**

*Table des matières*

**TABLE DES MATIÈRES**

	<b>Page</b>
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
1.1 CONTEXTE DU MANDAT.....	1
1.2 ENVERGURE DU MANDAT .....	1
1.3 STRUCTURE DU RAPPORT .....	2
1.4 DONNÉES RELATIVES AU RÉSEAU .....	3
<b>2. SOMMAIRE</b> .....	<b>4</b>
<b>3. SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE</b> .....	<b>6</b>
3.1 LIMITES DE L'INTÉGRATION RÉGIONALE.....	7
3.2 LIMITE RELATIVE À LA PUISSANCE TOTALE .....	10
<b>4. LE CONTEXTE ACTUEL DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN</b> .....	<b>13</b>
4.1 L'EXPANSION DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE .....	13
4.2 INTÉGRATION ET TECHNOLOGIES .....	14
4.2.1 VARIABILITÉ DE LA RESSOURCE.....	14
4.2.2 TECHNOLOGIES ACTUELLES.....	15
4.2.3 EXIGENCES LIÉES AU RÉSEAU .....	17
4.3 LES LIMITES À LA PÉNÉTRATION.....	17
<b>5. MÉTHODOLOGIE</b> .....	<b>19</b>
5.1 APPROCHE GÉNÉRALE .....	19
5.2 CARACTÉRISTIQUES ET SPÉCIFICITÉS DES INSTALLATIONS D'HYDRO-QUÉBEC.....	21
5.2.1 RÉSEAU DE TRANSPORT À 735 KV .....	21
5.2.2 SOUS-RÉSEAUX RÉGIONAUX .....	22
5.2.3 PARC DE PRODUCTION .....	23
5.3 LIMITE DU RÉSEAU DE TRANSPORT À 735 KV .....	25
5.4 LIMITES DES SOUS-RÉSEAUX RÉGIONAUX.....	26
5.4.1 HYPOTHÈSES .....	26
5.4.2 NON CUMULATIVITÉ DES RÉSULTATS.....	28
<b>6. ÉVALUATION DU POTENTIEL D'INTÉGRATION PAR RÉGION ADMINISTRATIVE</b> 29	
6.1 RÉGION ADMINISTRATIVE DU BAS-SAINT-LAURENT - 01.....	29
6.2 RÉGION ADMINISTRATIVE DU SAGUENAY - LAC-SAINT-JEAN - 02.....	30
6.3 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA CAPITALE-NATIONALE - 03.....	30
6.4 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA MAURICIE - 04 .....	31

**RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE QUÉBEC**  
**Capacité d'intégration du réseau d'Hydro-Québec**  
**au regard de l'ajout de parcs éoliens**  
**Rapport**

**Table des matières**

---

6.5	RÉGION ADMINISTRATIVE DE L'ESTRIE - 05 .....	31
6.6	RÉGION ADMINISTRATIVE DE MONTRÉAL - 06.....	32
6.7	RÉGION ADMINISTRATIVE DE L'OUTAOUAIS - 07 .....	32
6.8	RÉGION ADMINISTRATIVE DE L'ABITIBI-TÉMISCAMINGUE - 08 .....	33
6.9	RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA CÔTE-NORD - 09.....	34
6.10	RÉGION ADMINISTRATIVE DU NORD-DU-QUÉBEC - 10.....	34
6.11	RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA GASPÉSIE-ÎLES-DE-LA-MADELEINE - 11 .....	35
6.12	RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA CHAUDIÈRE-APPALACHES -12 .....	35
6.13	RÉGION ADMINISTRATIVE DE LAVAL – 13.....	36
6.14	RÉGION ADMINISTRATIVE DE LANAUDIÈRE - 14.....	37
6.15	RÉGION ADMINISTRATIVE DES LAURENTIDES - 15 .....	37
6.16	RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA MONTÉRÉGIE -16 .....	38
6.17	RÉGION ADMINISTRATIVE DU CENTRE-DU-QUÉBEC – 17 .....	38
6.18	CONCLUSIONS .....	39
6.19	CAPACITÉ D'INTÉGRATION AVEC L'AJOUT D'INFRASTRUCTURES .....	40
6.19.1	AJOUT D'INFRASTRUCTURES SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT .....	40
6.19.2	AJOUT D'INFRASTRUCTURES SUR LES SOUS-RÉSEAUX.....	41
<b>7.</b>	<b>ÉVALUATION DE LA LIMITE LIÉE À LA PUISSANCE TOTALE.....</b>	<b>42</b>
7.1	INTRODUCTION.....	42
7.2	CONTRÔLE DE LA TENSION ET STABILITÉ DU RÉSEAU.....	42
7.3	CONTRÔLE DE LA FRÉQUENCE ET SUIVI DE LA CHARGE .....	43
7.4	RÉSEAU À FAIBLE CHARGE .....	45
7.5	IMPACT SUR L'UTILISATION DE LA RÉSERVE DE PRODUCTION .....	46
7.6	CONCLUSIONS .....	48
<b>8.</b>	<b>RÉFÉRENCES .....</b>	<b>52</b>

**ANNEXES**

**ANNEXE A**      **Capacité d'intégration par région administrative sans l'ajout d'infrastructures**

- A0      Ensemble des régions et réseau 735 kV
- A1      Bas-Saint-Laurent
- A2      Saguenay-Lac-Saint-Jean
- A3      Capitale-Nationale
- A4      Mauricie
- A5      Estrie
- A6      Montréal
- A7      Outaouais
- A8      Abitibi-Témiscamingue
- A9      Côte-Nord
- A10     Nord-du-Québec
- A11     Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine
- A12     Chaudière-Appalaches
- A13     Laval
- A14     Lanaudière
- A15     Laurentides
- A16     Montérégie
- A17     Centre-du-Québec

**ANNEXE B**      **Sommaire d'ensemble**

**ANNEXE C**      **Méthode d'évaluation des coûts relatifs au réseau de transport**

**RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE QUÉBEC**  
**Capacité d'intégration du réseau d'Hydro-Québec**  
**au regard de l'ajout de parcs éoliens**  
**Rapport**

*Signatures*

---

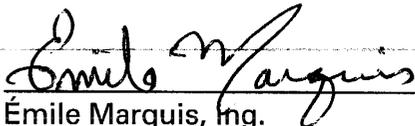
PRÉPARÉ PAR:



---

Alain Mérand, ing.  
Directeur de projets

APPROUVÉ PAR:



---

Émile Marquis, ing.  
Vice-président

## **1. INTRODUCTION**

### **1.1 CONTEXTE DU MANDAT**

En vue de la commission parlementaire sur l'élaboration de la stratégie énergétique du Québec, qu'il entend tenir au début de l'année 2005, le gouvernement du Québec souhaite se munir d'outils pour éclairer les analyses du ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs (maintenant le ministère des Ressources naturelles et de la Faune) dans la détermination de la contribution que pourrait amener la ressource éolienne dans l'approvisionnement électrique du Québec.

À cet effet, le ministère considère qu'un inventaire complet du potentiel éolien exploitable au Québec, ainsi qu'une évaluation de la capacité d'intégration du réseau d'Hydro-Québec au regard de l'ajout de parcs de production d'électricité à partir d'énergie éolienne, constituent la base requise à une prise de décision éclairée dans le cadre de la stratégie globale de développement éolien poursuivie par le gouvernement. Des mandats dans ce sens ont donc été confiés à des firmes québécoises dans le cadre d'appels d'offres émis par le ministère.

Le présent rapport, préparé par RSW inc. (RSW), présente les résultats de l'étude concernant l'évaluation de la capacité d'intégration du réseau d'Hydro-Québec quant à l'ajout de parcs éoliens.

Une première version du rapport, présentée en janvier 2005, a été révisée en juin 2005 pour prendre en compte certaines informations complémentaires fournies par Hydro-Québec.

### **1.2 ENVERGURE DU MANDAT**

Le mandat confié à RSW dans le cadre du contrat lui ayant été attribué suite à l'appel d'offres no. 0404005 et faisant l'objet de ce rapport comporte les biens livrables suivants :

- Une évaluation de la capacité d'intégration du réseau principal d'Hydro-Québec, plus particulièrement au regard de l'ajout de parcs de production

d'électricité à partir d'énergie éolienne. Ce livrable doit préciser en MW les possibilités d'intégration au réseau (incluant les investissements prévus à l'horizon 2004-2008) de parcs éoliens selon trois niveaux : sans travaux de renforcement, avec travaux de renforcement et avec ajout de nouvelles infrastructures.

- Une étude permettant d'estimer le ratio maximal de l'éolien par rapport à la puissance véhiculée sur le réseau ou encore par rapport au parc de production d'Hydro-Québec, présentant les résultats suivant les trois niveaux décrits pour le premier livrable.

### **1.3 STRUCTURE DU RAPPORT**

Les deux livrables faisant l'objet du mandat de RSW sont couverts par ce document.

Après un sommaire et une synthèse résumant les principaux éléments couverts par l'étude, et afin de situer le contexte québécois au regard de l'évolution très rapide de l'implantation de l'énergie de source éolienne au niveau mondial, un premier chapitre passe en revue les réalisations actuelles, les problèmes identifiés et les orientations prévisibles pour ce type de filière sur divers réseaux ou elle présente un niveau significatif de pénétration.

Le chapitre suivant, qui présente la méthodologie utilisée pour l'étude, comporte une description du parc de production et du réseau de transport d'Hydro-Québec ainsi que des paramètres susceptibles d'avoir un impact sur l'intégration de production éolienne. Les notions de renforcement et d'ajout d'infrastructure telles qu'utilisées ici y sont également définies.

L'évaluation du potentiel d'intégration par région administrative, qui constitue le premier livrable, est résumée pour chaque région dans le chapitre suivant. Pour chacune de ces régions, l'information détaillée concernant les modalités d'intégration au réseau est présentée en annexe sous forme de tableaux.

Le dernier chapitre présente les éléments correspondant au deuxième livrable.

**1.4 DONNÉES RELATIVES AU RÉSEAU**

Les données et informations relatives au réseau de transport d'énergie nécessaires à la réalisation du mandat ont été fournies par Hydro-Québec TransÉnergie.

Les divisions Production et Distribution d'Hydro-Québec ont de leur côté fait part de leur vision quant à l'impact de l'ajout de production éolienne sur leurs activités respectives.

## **2. SOMMAIRE**

Les facteurs susceptibles d'avoir un impact sur la pénétration de la production éolienne sur le réseau d'Hydro-Québec ont été analysés selon deux niveaux, le premier étant lié à la situation des installations par rapport au réseau, avec un impact pouvant être qualifié de « régional », l'autre, de caractère « global », étant lié à l'impact de l'ajout de quantités substantielles de ce type de production sur la sécurité et les impératifs d'exploitation de l'ensemble du réseau de transport et du parc de production d'Hydro-Québec.

La capacité d'intégration régionale dépend essentiellement de deux paramètres, soit la capacité thermique des lignes et des équipements des postes des sous-réseaux où se fait l'intégration et la limite de stabilité de la partie du réseau à 735 kV auquel sont raccordés ces sous-réseaux. Pour le réseau actuel, cette seconde limite est estimée à 2 000 MW, moyennant certains renforcements d'impact limité, pour tout le réseau à 735 kV, à l'exception de la boucle entourant la grande région de Montréal, où elle ne constitue pas un facteur limitatif, et de la section entre le complexe de la Manicouagan et la frontière du Labrador, où elle est nulle, si l'on tient compte de l'intégration prévue (mais non engagée) des 1 500 MW du Complexe de la Romaine. En appliquant ces critères, on obtient un potentiel d'intégration élevé pour la grande région de Montréal, et un potentiel variant entre 550 et 2 000 MW pour les autres régions. De plus, le potentiel total d'intégration de toutes les régions hors de la zone de Montréal ne peut dépasser 2 000 MW. Finalement, le potentiel total d'intégration de toutes les régions, y compris Montréal, ne peut dépasser une certaine limite imposée par les impératifs relatifs au niveau global dont il est fait mention ci-après.

Avec l'ajout d'une ligne à 735 kV, la capacité individuelle et cumulative d'intégration au niveau des sous-réseaux hors de la grande zone de Montréal peut être augmentée d'une quantité pouvant aller jusqu'à 3 000 MW.

Les résultats obtenus sont indiqués pour chaque région administrative aux tableaux figurant en annexe au rapport. Compte tenu de la méthodologie utilisée, ces chiffres doivent être considérés comme des ordres de grandeur permettant d'orienter le choix des régions les plus favorables, étant entendu qu'une étude d'intégration particulière doit être réalisée pour chaque site envisagé.

La capacité globale d'intégration au réseau de production éolienne dépend de plusieurs paramètres, les principaux étant la réserve de production, le maintien de la tension et de la stabilité du réseau, le réglage de la fréquence et le suivi de la charge et le fonctionnement du réseau à la charge minimale. Une estimation raisonnablement fiable de la limite ne peut se faire qu'aux moyens d'études techniques et économiques qui dépassent le cadre de ce mandat et qui seraient en tout état de cause difficiles à réaliser en l'absence actuelle de données d'exploitations propres aux particularités du réseau d'Hydro-Québec pour des parcs utilisant des éoliennes de technologie récente.

Hydro-Québec TransÉnergie estime qu'à ce jour, un niveau de pénétration de 10 % de la puissance de pointe du réseau (36 000 MW) est envisageable sans causer de contraintes majeures au fonctionnement du réseau. La présente étude n'a fait ressortir aucune indication permettant d'affirmer qu'un taux de pénétration sensiblement supérieur pourrait être atteint. Seules les études susmentionnées pourraient permettre d'établir la faisabilité et l'impact d'une pénétration plus élevée. Des taux de pénétration supérieurs demanderaient en toute probabilité des aménagements au réseau et une modification des politiques d'exploitation dont le coût irait croissant avec le taux de pénétration.

### **3. SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE**

Les limites à l'intégration de nouvelles sources de production à un réseau électrique se situent fondamentalement à deux niveaux :

- Au niveau de la zone d'intégration, ces limites étant principalement liées à la capacité du réseau à transporter l'énergie produite vers les centres de consommation et au comportement propre du type de production envisagé. Les limites relatives à ce premier niveau sont évaluées dans le premier volet de cette étude.
- Au niveau de l'ensemble du réseau, ces limites, beaucoup plus complexes à cerner, étant liées à un certain nombre de paramètres relatifs à la structure globale et aux modalités d'exploitation du réseau ainsi qu'aux modalités d'exploitation spécifiques au type de production envisagé. Les limites se situant à ce niveau sont évaluées dans le second volet de l'étude.

Alors que les limites régionales peuvent être définies de manière relativement précise en se basant sur une approche purement technique, la définition pour l'ensemble d'un réseau devra être établie en se basant en grande partie sur l'expérience acquise par l'exploitation du réseau concerné ou de réseaux équivalents.

En ce qui concerne le cas spécifique de l'introduction de sources d'énergie éolienne, la nature variable et incontrôlable de la ressource et les types de technologies actuellement disponibles pour transformer l'énergie du vent en énergie électrique rendent l'exercice visant à établir des limites d'intégration plus complexe que pour les types de production conventionnelle habituellement utilisés.

Compte tenu que tout ajout de production éolienne implique un minimum d'interventions sur le réseau, le potentiel d'intégration a été défini pour deux niveaux de développement définis comme i) réseau renforcé et ii) réseau avec ajout d'infrastructures. Sont considérés travaux de renforcement du réseau des travaux réalisables dans des délais ne dépassant normalement pas environ deux ans, soit la durée moyenne de l'implantation d'un parc éolien. La notion

de nouvelles infrastructures correspond à la réalisation de travaux majeurs tels que de nouvelles lignes ou de nouveaux postes, dont la réalisation est subordonnée entre autres à la tenue d'audiences publiques qui peuvent impliquer des délais importants.

### **3.1 LIMITES DE L'INTÉGRATION RÉGIONALE**

Des critères permettant d'établir une estimation de la capacité d'intégration au niveau régional ont été définis. Ces critères couvrent i) les contraintes liées à l'intégration au sous-réseau électrique auquel les installations de production sont raccordées et ii) les contraintes liées à la circulation de l'énergie provenant de ces installations sur le réseau principal de transport à 735 kV.

En ce qui concerne l'intégration aux sous réseaux, le critère généralement le plus contraignant est la limite thermique des lignes de transport. Cette limite dépend du niveau de tension, du nombre de circuits, et tient compte des exigences de fonctionnement en mode dégradé (perte d'un élément du réseau). Des valeurs standards à Hydro-Québec ont été utilisées pour établir ces limites.

Les limites touchant le réseau de transport à 735 kV ont été fournies par TransÉnergie et sont liées au comportement transitoire et dynamique du réseau.

La première série de capacités dégagées correspond au réseau 2008 renforcé selon les besoins. Les renforcements peuvent correspondre à l'ajout de dispositifs de protection et de télécommunication, d'équipement de support de tension, d'équipement de postes pour les sous-réseaux, et de renforcement du niveau de compensation série pour les parties du réseau à 735 kV qui en sont déjà équipées.

L'impact sur ces capacités de l'addition de certaines infrastructures est ensuite évalué. Ces infrastructures sont constituées par de nouvelles lignes à 735 kV (ayant un impact sur le réseau principal), et de nouvelles lignes ou de nouveaux postes sur certains réseaux régionaux.

Les valeurs établies correspondent à la meilleure estimation susceptible d'être obtenue dans le cadre limité de ce mandat. Des hypothèses simplificatrices ont

été faites, en particulier en ce qui concerne la circulation de l'énergie sur les diverses parties du réseau en fonction de la localisation des parcs éoliens, pénalisant probablement quelque peu le niveau de pénétration acceptable. Aucune estimation n'a été faite en ce qui concerne les coûts des renforcements ou des infrastructures.

Les principales conclusions découlant de l'analyse de l'intégration au niveau régional sans infrastructures additionnelles sont les suivantes :

- Le réseau à 735 kV entre La Grande et Montréal et entre Manicouagan/Micoua et Montréal constitue un obstacle majeur à l'intégration de quantités importantes de production d'origine éolienne dans la plupart des régions dont les sous-réseaux y sont raccordés, avec une marge de capacité totale de 2 000 MW. Aucune de ces régions ne peut intégrer plus de 2 000 MW, ce chiffre pouvant être moindre si la capacité totale des sous-réseaux de la région est inférieure à cette valeur.
- Le réseau 735 kV entre le Labrador (poste des Montagnais) et les postes de la Manicouagan et de Micoua n'a quant à lui plus aucun potentiel d'intégration, si l'on tient compte de l'intégration prévue du complexe de La Romaine; un potentiel de 2 000 MW peut cependant être intégré directement à ces deux derniers postes moyennant l'ajout de transformation.
- La plus grande partie de la charge du réseau étant située dans la grande région de Montréal, l'énergie provenant de sites situés dans cette région (qui inclue les régions administratives de Montréal, de Laval et de la Montérégie) n'est pas astreinte à la limite ci dessus; on constate par conséquent pour cette grande région, qui dispose par ailleurs de sous-réseaux régionaux très développés, un potentiel de raccordement théorique de 38 400 MW, dont seulement une fraction est intégrable compte tenu des contraintes d'exploitation du réseau.
- Les réseaux des régions de l'Outaouais, de Lanaudière et des Laurentides, qui évacuent leur énergie via la boucle à 735 kV entourant Montréal, non sujette à la limite de 2 000 MW, présentent un potentiel d'intégration total

théorique de 8 670 MW, dont seulement une fraction est intégrable compte tenu des contraintes d'exploitation du réseau.

- Les chiffres qui précèdent ne sont pas cumulatifs, et la totalité de la capacité des sous-réseaux intégrés sur le réseau à 735 kV ne peut dépasser 2 000 MW; les sites de la grande région de Montréal sont eux limités par la capacité globale du réseau, traitée ci-après.

Si l'on envisage l'ajout d'infrastructures, il est possible d'augmenter les limites d'intégration au niveau du réseau à 735 kV en construisant de nouvelles lignes à cette tension. Une nouvelle ligne entre la région La Grande et Montréal permettra d'ajouter 3 000 MW dans les régions assujetties à la limite précédente de 2 000 MW, en autant que la capacité du sous-réseau correspondant le permette, à l'exception du tronçon Manicouagan/Micoua-Lévis, qui demeurerait limité à 2 000 MW, et du tronçon Montagnais-Manicouagan/Micoua, donc la capacité d'intégration demeurerait nulle. Une nouvelle ligne à 735 kV entre le poste des Montagnais et Montréal donnera le même résultat pour tout le réseau, sauf pour la zone La Grande – Abitibi/Chibougamau qui demeurera limitée à 2 000 MW.

Dans la même optique, l'impact de l'ajout de lignes et de postes dans les régions où la capacité d'intégration du sous-réseau était inférieure aux 2 000 MW autorisés par le réseau (régions du Bas-Saint-Laurent, de l'Outaouais, de l'Abitibi-Témiscamingue, de la Gaspésie) a été indiqué. Certaines autres régions ont également été incluses, en particulier le Nord-du-Québec, où l'ajout de transformation à 315 kV dans les postes à 735 kV qui en sont dépourvus, joint à l'ajout d'une ligne à 735 kV, permet de dégager un potentiel d'intégration additionnel intéressant.

Cependant, les potentiels d'intégration au niveau régional, actuels ou susceptibles d'être dégagés suite à l'ajout d'infrastructures, sont dans une certaine mesure virtuels puisqu'ils sont en définitive assujettis à la limite d'exploitation établie ci-après.

### **3.2 LIMITE RELATIVE À LA PUISSANCE TOTALE**

La limite globale à l'intégration massive d'éoliennes sur le réseau d'Hydro-Québec est fonction de quatre facteurs principaux, soit :

- la réserve de production;
- le contrôle de la tension et la stabilité de réseau;
- le contrôle de la fréquence et le suivi de la charge;
- l'exploitation du réseau à faible charge.

Dans le cas des réserves de production, la limite globale d'intégration de parcs éoliens n'est limitée que par des choix économiques; chaque addition d'installation d'énergie éolienne doit être associée à l'addition des réserves de production nécessaires.

Pour ce qui est du contrôle de la tension et la stabilité du réseau, la quantité de scénarios et le nombre de paramètres impliqués exigent qu'une étude de sensibilité soit faite pour déterminer les limites « molles » qui peuvent être augmentées à l'aide de moyens disponibles (compensateurs synchrones, par exemple) et les limites « dures » qui ne peuvent être augmentées, compte tenu de la taille du réseau d'Hydro-Québec et compte tenu du fait qu'il n'est pas interconnecté de façon synchrone.

En ce qui concerne le contrôle de la fréquence et le suivi de la charge, ici aussi, la quantité de scénarios et le nombre de paramètres impliqués exigeraient qu'une analyse détaillée soit faite afin de déterminer les limites « molles » qui peuvent être augmentées à l'aide de moyens disponibles (automatisation par exemple) et les limites « dures » qui ne peuvent être augmentées, compte tenu de la taille du réseau d'Hydro-Québec et compte tenu du fait qu'il n'est pas interconnecté de façon synchrone.

Pour ce qui est de l'exploitation du réseau à faible charge, il était possible d'accepter une capacité installée d'environ 3 600 MW en 2004, en imposant des exportations durant certaines période, sans devoir imposer de contraintes significatives à cette exploitation. Cette valeur pourrait être de l'ordre de

4 000 MW à l'horizon 2015. Des valeurs plus élevées pourraient être acceptables en ce qui concerne ce critère moyennant l'imposition de restrictions quant à l'exploitation des centrales qui iront croissant avec le niveau de pénétration.

En résumé, la limite d'intégration globale est à ce jour une limite relativement « floue » qui relève de considérations autant techniques qu'économiques. Des études de simulation élaborées pourraient permettre de préciser certains des facteurs susceptibles d'avoir un impact sur cette limite, et de définir des solutions qui pourraient permettre d'augmenter le niveau de pénétration de la production éolienne. Certains autres facteurs ayant une influence sur la limite de pénétration sont liés à des considérations de stratégie et de coûts, principalement en ce qui concerne la réserve de production requise.

L'expérience acquise en Europe pourrait constituer une source d'information fournissant des exemples de méthodologie potentiellement utilisables. Les exploitants de réseaux y font face à des problèmes de plus en plus grands, aussi bien au niveau des réseaux des pays que des interconnexions, non prévues pour permettre des échanges d'énergie importants et difficilement contrôlables. Si l'on y atteint, comme prévu, une capacité de l'éolien de 75 GW en 2010, on approchera alors les 20 % de la pointe du réseau interconnecté de l'UCTE, qui, rappelons le, présente une topologie plus favorable que celui d'Hydro-Québec et un rapport charge minimale/charge maximale sensiblement plus élevé. Outre le renforcement du réseau et l'imposition de critères plus sévères concernant le comportement électrique des éoliennes, il s'avèrera sans doute nécessaire d'imposer un contrôle plus strict de la part des exploitants de réseau sur la production éolienne en imposant certaines contraintes quant à leur niveau de production en fonction de la situation sur le réseau.

Hydro-Québec TransÉnergie considère actuellement qu'une limite de 10 % devrait pouvoir être atteinte sans problèmes majeurs. De nouveaux critères d'HQT, datés de décembre 2004, établissant les exigences requises pour le comportement des nouveaux parcs éoliens, ont été définis dans le but de faciliter cette intégration. L'exploitant considère de plus qu'une stratégie de développement contrôlé devrait permettre de compiler plus de données en ce

qui concerne le comportement de ces parcs dans le contexte du régime éolien propre à la province et de son réseau. L'étude de ces données permettrait d'identifier des problèmes potentiels et le cas échéant de réorienter la stratégie d'intégration.

L'approche de HQT est une approche prudente et sans doute conservatrice. Des études de simulation permettraient peut-être de préciser une limite plus élevée. La question de la capacité d'intégration est une question que se posent tous les exploitants de réseaux sans pouvoir y donner à ce jour aucune réponse précise. Les 60 % de pénétration obtenus sur le réseau du Danemark ne sont pas une référence valable, car ce petit réseau possède un fort potentiel d'interconnexion avec un réseau puissant.

Compte tenu, d'une part, des incertitudes actuelles concernant le comportement de la production éolienne dans le contexte de la Province de Québec, et, d'autre part, de l'insuffisance des études disponibles actuellement en ce qui concerne le contrôle de la tension, la stabilité du réseau et l'équilibrage en temps réel en présence de forte pénétration de cette production, il n'est pas possible d'affirmer en ce moment que le réseau est en mesure d'intégrer un pourcentage de capacité éolienne installée supérieur à environ 10 % de la demande de pointe du réseau, soit environ 3 600 MW en 2005, 4 000 MW en 2015.

Si l'on fait l'hypothèse que les études mentionnées plus haut permettraient de conclure à la possibilité d'obtenir un niveau de pénétration plus élevé, avec ou sans ajout de dispositifs additionnels sur le réseau, les exigences liées à l'exploitation du réseau à faible charge ainsi que l'impact sur l'utilisation de la réserve complémentaire amèneront des contraintes économiques qui iront croissant avec le degré de pénétration. Entre autres choses, les producteurs devront s'attendre à se voir imposer un plafond de production dont la valeur dépendra de la puissance installée, et il leur reviendra d'évaluer l'impact de ce plafond sur la rentabilité du site proposé. Il faudra également tenir compte du coût correspondant aux équipements additionnels qui pourraient être requis, le cas échéant, pour augmenter la capacité d'intégration du réseau au-delà de la limite susmentionnée.

## **4. LE CONTEXTE ACTUEL DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN**

### **4.1 L'EXPANSION DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE**

Le vent constitue actuellement la source de production d'énergie dont le taux de croissance est le plus rapide. Dans le monde, en 2003 seulement, la capacité totale installée de source éolienne a fait un bond de 26 %, passant d'environ 31 GW à plus 39 GW (1 GW = 1 000 MW). Les sites les plus favorisés bénéficiant d'un potentiel énergétique renouvelable important et relativement fiable sur une base annuelle, le développement de ce type de production d'énergie constitue une approche efficace pour satisfaire les objectifs de réduction des gaz à effet de serre fixés par l'entente de Kyoto, des pays de plus en plus nombreux intensifient leurs efforts pour identifier les sites favorables et faciliter l'intégration aux réseaux de ce genre d'installations. En parallèle, l'industrie élabore des machines de plus en plus performantes dans le but de soutenir ce développement.

Avec une capacité totale de près de 29 GW à la fin de 2003, l'Europe se situe actuellement en première place, aussi bien en ce qui concerne la puissance éolienne installée que le rapport de cette puissance à la demande de pointe sur les réseaux concernés. L'Allemagne (près de 15 GW installés en 2004 pour une demande de l'ordre de 80 GW, près de 25 GW prévus pour 2010) et l'Espagne (plus de 6 GW pour une pointe proche de 55 GW, 12 GW prévus pour 2010) sont actuellement les pays européens possédant la plus forte puissance installée. Il faut également noter que la capacité installée au Danemark (plus de 3 GW sur le réseau d'Eltra) représente plus de 60 % de la demande maximale sur son réseau.

Aux États-Unis, selon l'American Wind Energy Association (AWEA), entre 1999 et 2003, la croissance annuelle moyenne de la capacité de l'éolien a été de 28 %. Cette capacité atteignait 6,4 GW à la fin de 2003, la Californie (2 GW) étant le principal producteur, suivie du Texas (1,3 GW) et du Minnesota (0,6 GW).

Les chiffres sont plus modestes pour le Canada, puisque, selon les données publiées par l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne (CanWEA), la puissance installée à la mi-2004 y était de 439 MW, le Québec (113 MW) se situant en seconde position derrière l'Alberta (269 MW). L'existence de ressources hydrauliques renouvelables est un des facteurs permettant d'expliquer ce lent démarrage de l'exploitation de la ressource éolienne.

## **4.2 INTÉGRATION ET TECHNOLOGIES**

La nature intermittente de la ressource constitue le principal obstacle à une intégration harmonieuse de production d'origine éolienne sur les réseaux électriques. Les caractéristiques électriques des génératrices utilisées pour les groupes de production peuvent également rendre délicat le comportement de ces machines sous certaines conditions de fonctionnement.

### **4.2.1 Variabilité de la ressource**

Une installation éolienne ne peut produire de l'électricité que lorsque le vent souffle avec une vitesse se situant dans une certaine fourchette, allant typiquement de 5 m/s à 25 m/s avec les machines actuelles. De plus, la puissance disponible à un instant donné dépend en grande partie de la vitesse du vent. Cette vitesse fluctuant continuellement, à des degrés variables et de manière incontrôlable et difficilement prévisible, la puissance disponible au point de raccordement de l'installation au réseau variera dans le même sens. La puissance produite sur un réseau électrique devant être à tout instant égale à la puissance consommée, l'exploitant doit s'assurer que la variation de la puissance fournie par cette installation soit compensée par d'autres sources. L'apport de quantités substantielles de production éolienne peut compliquer la réalisation de cette tâche d'équilibrage et en augmenter le coût, entre autre en exigeant une capacité disponible additionnelle et en amenant les centrales conventionnelles utilisées à cette fin à fonctionner sur des plages ne correspondant pas nécessairement à un rendement optimal.

#### **4.2.2 Technologies actuelles**

Essentiellement, trois catégories de machines sont actuellement disponibles et utilisées pour convertir l'énergie éolienne en électricité. Une de ces catégories est basée sur l'utilisation de turbines à vitesse constante, les deux autres utilisent des turbines à vitesse variable.

Les groupes de production dits « à vitesse constante » (la vitesse est, en fait, variable sur une plage restreinte) utilisent des génératrices de type asynchrone (génératrices à induction) à rotor à cage d'écureuil, dont le stator est directement couplé au réseau. Le rotor de la turbine est raccordé au rotor de la génératrice via une boîte de vitesse. Ces génératrices de construction simple et robuste ne permettent qu'une variation de vitesse de quelques pour-cents autour de leur vitesse nominale, l'utilisation de pales à pas variable permettant éventuellement quelques réglages additionnels.

Les groupes à vitesse variable, de technologie plus récente, peuvent comporter des génératrices asynchrones ou des génératrices synchrones. Les génératrices asynchrones sont de type à rotor bobiné, le rotor étant alimenté via un convertisseur ca/cc/ca branché aux bornes du stator. Ce type de génératrice dite « à double alimentation » peut opérer sur une plage de vitesse beaucoup plus étendue que la machine à cage d'écureuil, couvrant typiquement de 75 % à 125 % de la vitesse nominale. Les génératrices synchrones, quant à elles, ne pouvant être raccordées directement qu'à un réseau dont la fréquence est proportionnelle à leur vitesse de rotation, sont couplées au réseau via un convertisseur ca/cc/ca permettant d'adapter la fréquence, variant avec la vitesse, aux bornes de la génératrice, à la fréquence fixe du réseau électrique. Contrairement aux groupes utilisant des génératrices à double alimentation, qui utilisent un multiplicateur de vitesse, ces machines sont habituellement à entraînement direct, simplifiant ainsi le concept mécanique de l'ensemble, mais exigeant des génératrices de grand diamètre.

Chaque type de génératrice a un comportement électrique différent. Une machine à cage d'écureuil consomme en permanence de la puissance réactive, et la tension à ses bornes ne peut être contrôlée, la relation entre la vitesse de rotation, les puissances active et réactive et la tension aux bornes étant fixe. Le réglage de la tension exige l'installation d'équipement additionnel, incluant des condensateurs, pour produire et contrôler la puissance réactive nécessaire au réglage. Ce type de machine est susceptible de produire des variations rapides de tension (phénomène de « flicker ») résultant des fluctuations rapides du vent, particulièrement lorsque le réseau présente une faible puissance de court-circuit au point de raccordement. En cas de court-circuit sur le réseau, la machine va accélérer, amenant un appel de puissance réactive important, qui doit provenir du réseau. Lorsque le réseau a récupéré, la vitesse plus élevée produit un excès de puissance qui peut amener le groupe à déclencher de nouveau sur surintensité avant que la tension n'ait atteint sa valeur nominale. Ce phénomène peut créer une instabilité de tension, particulièrement suite à un défaut prolongé et quand l'installation est raccordée à un réseau présentant un faible niveau de court-circuit.

Les groupes à vitesse variable sont plus faciles à contrôler au moyen des convertisseurs électroniques dont ils sont munis, qui permettent un réglage de la tension à leurs bornes en modulant la production de puissance réactive dans la limite de la capacité de ces convertisseurs. Des considérations de coût amènent cependant les fournisseurs à limiter le courant maximal que peuvent supporter les modules électroniques des convertisseurs, ce qui amène ces groupes à disjoncter très rapidement en cas de court-circuit. Cette approche crée un risque quant à la stabilité du réseau en débranchant une quantité importante de production éolienne suite à un défaut.

On peut considérer que la plupart des nouvelles installations seront équipées de machines à vitesse variable, dont les caractéristiques rendent plus facile leur intégration au réseau.

#### **4.2.3 Exigences liées au réseau**

L'intégration au réseau ne peut évidemment se faire de façon adéquate que si les lignes et les équipements de postes utilisés pour le transport de l'énergie produite par les parcs d'éoliennes ont une capacité thermique suffisante pour transiter cette charge supplémentaire. Cette exigence, qui doit être satisfaite pour l'ajout de toute source de production additionnelle, s'applique à toutes les parties du réseau où doit circuler cette énergie, depuis le point de raccordement des parcs éoliens jusqu'au réseau de transport dans son ensemble.

Un autre paramètre du réseau à prendre en compte est la puissance de court-circuit disponible au point de raccordement. Elle doit être suffisante pour permettre de fournir le réactif requis pour éviter un décrochement des machines si des génératrices à induction sont utilisées. Le critère est moins pénalisant pour les machines comportant un convertisseur, mais le niveau de court-circuit disponible doit être suffisant pour permettre un fonctionnement satisfaisant des valves à thyristors des convertisseurs.

#### **4.3 LES LIMITES À LA PÉNÉTRATION**

Dans l'état actuel des connaissances et de la technologie, un consensus semble se dessiner au niveau de l'industrie à l'effet que, tant que sa puissance installée ne dépasse pas un chiffre de l'ordre de 15 % de la demande de pointe d'un réseau, la contribution éolienne n'affecte de manière significative ni la fiabilité ni les coûts d'un système électrique si sa mise en œuvre est convenablement gérée. Le cas d'Eltra, au Danemark, dont le système fonctionne de façon considérée acceptable avec un taux de pénétration éolien de 60 % (mais également des interconnexions robustes), indique que des taux de pénétration supérieurs à 15 % sont envisageables, moyennant un certain nombre d'ajustements, tant en ce qui concerne les infrastructures que les modalités d'exploitation. En ce qui concerne l'expérience allemande, on consultera, entre autres, avec profit les références 1 et 2.

Ce qui précède est cependant essentiellement basé sur l'expérience européenne, caractérisée par une production majoritairement d'origine thermique (nucléaire ou fossile), et des réseaux fortement maillés avec des interconnexions de capacité variable. Il faut également noter que la demande de pointe du réseau synchrone européen est de l'ordre de 340 GW. En ce qui concerne le Québec, la topologie du réseau, comportant des installations de production éloignées des charges, les modalités d'exploitations des centrales essentiellement hydroélectriques et l'absence d'interconnexions synchrones avec les réseaux voisins constituent un contexte différent. De plus, les limitations liées au climat (la technologie actuelle limite la température d'exploitation des éoliennes à  $-30^{\circ}\text{C}$ ) créent des contraintes additionnelles pouvant avoir un impact sur la pénétration maximale de l'éolien. Il y a donc lieu de considérer avec une certaine prudence le chiffre de 15 % dans le contexte de la province de Québec, où la demande maximale actuelle du réseau est actuellement d'environ 36 GW.

## **5. MÉTHODOLOGIE**

### **5.1 APPROCHE GÉNÉRALE**

Afin de préciser les notions de « travaux de renforcement » et « ajouts d'infrastructures » mentionnés au mandat, et après consultation avec Hydro-Québec, les aspects suivants doivent être pris en compte :

#### **Pour les travaux de renforcement :**

Tout ajout de production éolienne implique nécessairement la construction d'une ligne entre le site du parc éolien et le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT). Cette ligne peut être raccordée directement à une ligne existante du réseau (moyennant certaines restrictions éventuelles, et à l'exclusion des lignes à 735 kV) ou à un poste. La longueur de cette ligne dépendra de la localisation du parc vis-à-vis du réseau. Selon le niveau de tension et la longueur de la ligne, il est possible que le délai de réalisation de cette ligne se situe sur le cheminement critique du projet. Des installations additionnelles seront aussi requises dans le ou les postes d'HQT adjacents aux points de raccordement, touchant les équipements haute tension et les systèmes de protection et de télécommunication. Les modifications sur ces derniers systèmes touchent en général également d'autres postes sur le réseau.

Outre ces ajouts, il est à prévoir que d'autres interventions seront requises sur le réseau pour assurer son fonctionnement adéquat en présence des éoliennes, en augmentant sa capacité, sa robustesse et sa réceptivité. Ces travaux peuvent inclure, par exemple, l'augmentation de la compensation série dans les installations existantes, l'ajout de compensateurs statiques ou synchrones, l'ajout de transformateurs, de disjoncteurs, etc. La plupart de ces travaux peuvent être réalisés dans les mêmes délais que les projets d'installation de parcs éoliens.

**Pour l'ajout d'infrastructures :**

Ce terme est pris ici comme couvrant les travaux de renforcement majeurs et peut inclure l'addition de lignes, de postes ou l'installation de nouvelle compensation série sur les lignes, etc. Les délais pour réaliser ces travaux dépassent généralement les délais pour réaliser des projets d'installations de parcs éoliens, surtout dans les cas où il est nécessaire d'obtenir des permis.

Étant donné que toute installation de production éolienne nécessite un minimum de renforcement du réseau, et que, d'autre part, la nature et l'envergure de ces travaux dépendent d'un grand nombre de paramètres (localisation par rapport au réseau, importance des parcs individuels, technologie des éoliennes, etc.), il sera fait état dans cette étude de deux niveaux pour l'évaluation de la capacité d'intégration :

- avec travaux de renforcement;
- avec ajout d'infrastructures.

Comme on le verra plus loin, trois facteurs principaux contribuent à limiter la capacité d'intégration du réseau :

- la limite thermique sur les lignes du réseau régional;
- le niveau de court-circuit disponible au point de raccordement;
- la capacité du réseau de transport à 735 kV.

On verra également plus loin que, à l'exception de la région de Montréal, c'est dans la majorité des cas la capacité du réseau de transport qui limite la capacité d'intégration du réseau.

Le volet « avec ajout d'infrastructures » est donc traité ici comme se référant essentiellement à l'évaluation de l'impact d'un ajout de lignes à 735 kV au réseau existant.

Cependant, pour les régions où c'est la capacité du sous-réseau qui limite le potentiel d'intégration (Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, Bas-Saint-Laurent, Outaouais, Abitibi-Témiscamingue, Nord-du-Québec), l'impact de l'ajout

d'infrastructures au niveau du sous-réseau est également abordé. La région du Nord-du-Québec, qui partage un potentiel d'intégration marginalement supérieur au potentiel du réseau à 735 kV, a aussi été incluse.

La grande région de Montréal n'a pas fait l'objet d'une revue de l'impact de l'ajout d'infrastructures, compte tenu du fait que :

- le potentiel d'intégration y est déjà très élevé;
- il paraît peu probable que l'on assiste à un développement galopant du potentiel éolien d'une région péri-urbaine au potentiel qui semble limité par rapport à celui d'autres régions de la province.

## **5.2 CARACTÉRISTIQUES ET SPÉCIFICITÉS DES INSTALLATIONS D'HYDRO-QUÉBEC**

### **5.2.1 Réseau de transport à 735 kV**

Le réseau de transport à 735 kV d'Hydro-Québec est un réseau longiligne s'étendant sur deux grands axes d'environ 1 000 km chacun, en forme de V, qui sert à transporter la puissance et l'énergie des grands centres de production (La Grande, Churchill Falls, Manicouagan) vers les sous-réseaux régionaux afin d'alimenter les charges. Ce réseau de transport à 735 kV, ainsi que les sous-réseaux qu'il alimente, est conçu de façon telle qu'il puisse transporter simultanément la production maximale installée et alimenter toute la charge en l'absence de l'élément le plus contraignant, tel une ligne, un transformateur, etc. (critère dit « N-1 »).

Pour y arriver, et pour réduire le nombre de lignes à 735 kV nécessaires, Hydro-Québec a eu recours à la compensation série. Le réseau de transport à 735 kV d'Hydro-Québec est compensé à environ 40 %, ce qui permet d'augmenter substantiellement sa capacité.

Étant donné sa configuration (production éloignée des centres de consommation), les limites du réseau de transport à 735 kV d'Hydro-Québec sont des limites de stabilité et non des limites thermiques comme dans la plupart des réseaux. La stabilité (capacité du réseau de perdre l'élément le plus contraignant sans mettre en danger sa sécurité) du réseau Hydro-Québec exige

aussi qu'un minimum de groupes de production soit en service aux centrales éloignées.

Le réseau de transport a aussi une autre particularité, par le fait qu'il n'est pas exploité en synchronisme avec les réseaux de transport limitrophes, qu'ils soient canadiens ou américains. Comme on pourra le voir ci-après, cette particularité a un impact non négligeable sur son exploitation, surtout lorsqu'on y installe des sources de production fluctuantes dans le temps et dans l'espace comme des parcs éoliens.

### **5.2.2 Sous-réseaux régionaux**

La répartition de l'énergie au niveau régional se fait par l'intermédiaire d'un certain nombre de sous-réseaux alimentés par le réseau à 735 kV ou par des centrales régionales. Les sous-réseaux sont aussi conçus et exploités pour pouvoir intégrer simultanément la production maximale des centrales qui y sont raccordées et alimenter toute la charge raccordée, en l'absence de l'élément le plus contraignant, tel une ligne ou un transformateur (critère N-1), et ce, sans dépasser les limites thermiques des équipements.

De plus, un critère plus contraignant (absence de deux lignes, critère « N-2 ») est utilisé dans le cas d'un sous-réseau sur lequel une perte de production supérieure à 1 000 MW est susceptible de se produire.

Étant donné que la charge de la grande région de Montréal équivaut à plus de 50 % de la charge totale à alimenter, Hydro-Québec a conçu son réseau de façon à pouvoir alimenter cette charge à partir d'une boucle à 735 kV qui ceinture cette grande région et qui s'alimente du réseau de transport à 735 kV. La plupart des sous-réseaux sont alimentés par de la transformation de 735 kV à 315 kV, 230 kV, 161 kV ou 120 kV.

Les limites d'intégration de parcs éoliens aux sous-réseaux sont essentiellement caractérisées par les limites thermiques des équipements de lignes et de postes et par la robustesse de la connexion au réseau (puissance de court-circuit) au point d'intégration.

### **5.2.3 Parc de production**

Le parc de production d'Hydro-Québec est constitué à 95 % de centrales hydrauliques. Une partie de ces centrales, dites au fil de l'eau, doit produire à 100 % du temps, et une autre partie des centrales, ayant de petits réservoirs ou des réservoirs annuels, doit produire selon les conditions hydrologiques du moment. L'obligation de produire (« must run ») de ces centrales, qui ressemble à l'obligation de produire des parcs éoliens (quoique beaucoup plus facile à gérer), s'ajoute à l'obligation de produire des centrales nécessaires pour assurer la stabilité du réseau. Toutes ces centrales « must run » créent des limitations et/ou contraintes sur l'exploitation du parc de production d'Hydro-Québec lors des crues printanières ou des journées de faible charge de l'été.

Pour être en mesure d'alimenter la charge et de se prémunir contre des pertes de production, le parc de production d'Hydro-Québec doit prévoir certaines réserves. Ainsi, à partir de la prévision de la demande à long terme, ce parc doit disposer de suffisamment de ressources pour que la probabilité de délestage de charge causé par une insuffisance de la production soit inférieure à 2,4 heures par année. Ce critère, accepté par les membres du NPCC au moment de l'acceptation de la revue triennale d'Hydro-Québec sur l'adéquation de ses ressources, dicte normalement la réserve de production à installer à long terme pour assurer la sécurité d'alimentation des clients. Étant donné la nature du parc de production (95 % hydraulique), cette réserve est actuellement d'environ 10 à 11 %, comparativement à 18 à 20 % pour les réseaux où la production thermique est prédominante.

L'ajout de capacité de production d'origine éolienne, de par la nature intermittente de cette dernière, ne contribue que faiblement à l'accroissement de cette réserve. Pour un accroissement de 1 000 MW de la demande, c'est environ 110 MW de réserve qui doivent être ajoutés au parc de production. Si l'on fait l'hypothèse que 100 MW d'éolien installés peuvent garantir entre 10 et 20 MW de puissance disponible en tout temps, la différence (entre 90 et 100 MW) devra être fournie par des installations de production conventionnelles supplémentaires.

À court terme, et ce, jusqu'à 24 heures à l'avance, Hydro-Québec doit mobiliser les ressources nécessaires pour être en mesure de faire face aux aléas de la disponibilité des groupes de production et pour les aléas de la prévision de la demande.

Hydro-Québec doit aussi s'assurer qu'elle aura suffisamment de réserve de production synchronisée afin de maintenir la fréquence à 60 Hz durant les montées et les baisses de charges sur son réseau.

De plus, Hydro-Québec doit s'assurer d'avoir une réserve de production synchronisée (10 minutes) égale à la plus forte contingence de production (1 000 MW) et une réserve de production arrêtée (30 minutes) ou synchronisée égale à 50% de la deuxième plus forte contingence de production (500 MW), afin de satisfaire aux critères de qualité de la fréquence et de sécurité d'exploitation du NPCC (référence 4).

Et, finalement, Hydro-Québec doit s'assurer qu'elle dispose, à l'intérieur de la réserve synchronisée, de 1 000 MW bien répartis entre ses centres de production éloignés pour assurer la stabilité de son réseau.

Donc, la veille pour le lendemain, c'est à dire 24 heures à l'avance, et à partir de la prévision de la charge, les réserves suivantes sont nécessaires :

Réserve 10 minutes	1 000 MW
Réserve 30 minutes	500 MW
Réserve de stabilité	1 000 MW (inclus dans la première)
Réserve pour aléas :	
- Production	300 MW
- Charge hiver	800 MW (été : 500 MW)
- Réserve fréquence puissance (RFP)	500 MW

En temps réel, d'heure en heure, les réserves 10 minutes, 30 minutes et de stabilité doivent être disponibles en tout temps, sauf situation exceptionnelle, telle qu'en condition de fine pointe.

### **5.3 LIMITE DU RÉSEAU DE TRANSPORT À 735 kV**

Compte tenu des caractéristiques des parcs éoliens, et compte tenu du fait que le réseau d'Hydro-Québec doit absorber toute l'énergie disponible produite par ces parcs, les installations de production et de transport d'Hydro-Québec doivent être en mesure d'intégrer simultanément la puissance maximale des parcs éoliens, que ce soit à la pointe du réseau ou à la période de faible charge du réseau, avec le même critère de fiabilité que celui utilisé pour la production conventionnelle.

Le réseau de transport d'Hydro-Québec est conçu pour transporter vers les centres de charge la puissance maximale des centrales installées. Étant donné le court laps de temps disponible pour réaliser le présent mandat et la complexité des études et analyses requises pour déterminer les marges disponibles sur le réseau de transport à 735 kV actuel, les limites d'intégration de parcs éoliens utilisées ici sont les limites dégagées par Hydro-Québec TransÉnergie. Ces limites ont été établies en augmentant la quantité de compensation série sur les lignes existantes. La quantité de compensation série ainsi installée passerait de 40 % à 50-60 % de la ligne. HQT considère que le niveau de charge par ligne ainsi obtenu est optimal en regard des objectifs de rentabilité économique, de fiabilité et de sécurité de réseau. RSW considère que les critères utilisés pour établir ces limites, qui sont conformes aux critères utilisés dans le Nord-Est de l'Amérique (référence 3), sont réalistes et acceptables.

Donc, pour les axes La Grande/boucle de Montréal et Manicouagan/boucle de Montréal, une limite non simultanée de 2 000 MW a été retenue, tenant compte de Eastmain (1 200 MW) et La Romaine (1 500 MW). Pour ce qui est de l'axe Churchill Falls (entre les postes de Montagnais et de Manicouagan et Micoua), il n'y a, à ce jour, aucune disponibilité de transport pour de la production additionnelle au-delà de la capacité de transport nécessaire au projet des centrales de La Romaine (1 500 MW) qui a déjà fait l'objet d'une demande d'études. Les études réalisées par HQT indiquent que le transport de toute nouvelle production, en sus du projet de La Romaine, sur cette partie du réseau de transport à 735 kV, nécessitera l'ajout de nouvelles lignes. En effet, toute

intégration de production éolienne dans les sous-réseaux des postes à 735 kV qui sont situés sur ces axes a le même effet que d'ajouter de la production sur le réseau de transport, et est limitée à une valeur maximale totale de 2 000 MW, sauf dans le cas des postes Arnaud et Montagnais, à l'est des centrales du complexe Manicouagan, où la valeur est nulle. Par contre, l'intégration de production éolienne dans les sous-réseaux alimentés par la boucle à 735 kV de Montréal n'est limitée que par la puissance de court-circuit et la capacité thermique des équipements, étant donné que cette puissance additionnelle n'a pas à être transportée par un ou l'autre des deux axes du réseau de transport.

#### **5.4 LIMITES DES SOUS-RÉSEAUX RÉGIONAUX**

##### **5.4.1 Hypothèses**

Afin de procéder à l'analyse des capacités d'intégration des parcs éoliens aux sous-réseaux régionaux d'Hydro-Québec, une série d'hypothèses a été établie afin de bien encadrer les résultats :

- Les capacités thermiques des lignes sont de 200 MW pour une intégration à 120 kV ou 161 kV, de 400 MW pour une intégration à 230 kV et de 1 000 MW pour une intégration à 315 kV. Certains cas d'exceptions, identifiés par Hydro-Québec dans l'annexe 6 du document d'appel d'offres A/O 2004-02 (inclus à l'annexe C de ce rapport) sont pris en compte.
- Les sous-réseaux régionaux doivent être en mesure d'intégrer la puissance maximale des parcs éoliens à faible charge. Pour fins de simplification, nous considérons que la charge alimentée par ces sous-réseaux est nulle.
- Les valeurs maximales d'intégration qui sont dégagées ne tiennent pas compte de congestion physique possibles au niveau des postes ou des lignes, pouvant rendre difficile l'ajout des équipements nécessaires à l'intégration.
- Certaines technologies utilisées pour les parcs éoliens demandent une très bonne robustesse du réseau (normalement mesurée par la puissance de court-circuit), tandis que d'autres technologies requièrent une moindre robustesse du réseau pour assurer un fonctionnement fiable et efficace. Les problèmes de robustesse de réseau peuvent être amoindris par des

nouvelles technologies au niveau des éoliennes ou par des additions et/ou modifications du réseau. Par prudence, et considérant que l'analyse dégagera de grandes quantités de capacité, les capacités maximales d'intégration ont été limitées à un tiers de la valeur du court-circuit aux postes de raccordement au réseau d'Hydro-Québec. Ce facteur de 1/3 permet, entre autre, de prendre en considération le fait que la connexion au réseau peut être éloignée du poste et que la valeur du court-circuit peut donc y être fortement diminuée.

- La capacité simultanée d'intégration aux sous-réseaux, à l'exception de ceux alimentés par la boucle de Montréal, est limitée par la capacité du réseau de transport à 735 kV d'Hydro-Québec qui est de 2 000 MW, sans l'ajout d'infrastructures.
- Aucune capacité n'est dégagée sur les lignes et postes des sous-réseaux qui sont alimentés par et/ou alimentent des réseaux privés d'électricité au Québec ou à l'extérieur du Québec.
- Aucune capacité n'est dégagée sur les parties de sous-réseaux qui servent à l'intégration des centrales d'Hydro-Québec, à l'exception de celles identifiées par HQT dans l'annexe 6 (annexe C du présent rapport) susmentionnée.
- Comme une perte de production de 1 000 à 1 500 MW, en première contingence, pourrait amener du délestage selon le niveau de charge du réseau d'Hydro-Québec, il a été présumé pour les fins de cette analyse que la perte de production des parcs éoliens dans les sous-réseaux lors de première contingence serait inférieure ou égale à 1 000 MW.
- Les capacités d'intégration qui sont dégagées demeurent des approximations et doivent être vérifiées pour chaque cas par des études techniques appropriées par Hydro-Québec TransÉnergie.

**5.4.2 Non cumulativité des résultats**

L'analyse des sous-réseaux afin de déterminer les capacités maximales d'intégration de parcs éoliens a été faite ligne par ligne, poste par poste et par incréments de 200 MW pour chacun des sous-réseaux. Il est donc nécessaire de préciser ici que le total des capacités des lignes d'un sous-réseau ou d'une région administrative n'est pas cumulatif pour l'établissement de la capacité maximale d'intégration à un poste. De la même façon, le total des capacités maximales d'intégration des postes n'est pas cumulatif pour l'établissement de la capacité maximale d'un sous-réseau ou d'une région administrative.

De la même façon, lorsqu'un sous-réseau alimente plus d'une région administrative, la capacité d'intégration maximale de ce sous-réseau ne correspond pas à la somme de capacités maximales disponibles dans les régions administratives concernées.

## **6. ÉVALUATION DU POTENTIEL D'INTÉGRATION PAR RÉGION ADMINISTRATIVE**

Pour répondre aux exigences du mandat, la présentation de la capacité d'intégration a été faite pour chacune des dix-sept régions administratives de la province de Québec. Une région administrative peut comporter plusieurs sous-réseaux, et un sous-réseau peut également couvrir plus d'une région administrative. Dans ce dernier cas, seule la capacité de la partie du sous-réseau située dans la région est prise en compte pour cette dernière.

Le détail du potentiel d'intégration, pour chaque ligne et pour chaque poste, est indiqué aux tableaux inclus aux annexes A1 à A17. Une synthèse résumant, pour chaque région, les résultats correspondants, est présentée dans les paragraphes qui suivent. Ces valeurs correspondent, comme indiqué précédemment, à un réseau renforcé selon les besoins, mais sans ajout d'infrastructures. L'impact de l'ajout d'infrastructure, au niveau du réseau à 735 kV et de certains sous-réseaux, est précisé à la fin du présent chapitre.

### **6.1 RÉGION ADMINISTRATIVE DU BAS-SAINT-LAURENT - 01**

La région administrative du Bas-Saint-Laurent est alimentée par quatre lignes à 315 kV avec compensation série, provenant du poste 735/315 kV de Lévis. Le sous-réseau de la région alimente ensuite la région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine (région 11) par des lignes à 230 kV entre les postes de Matane et au Goémon, et par des lignes à 315 kV entre les postes de Rimouski et de Matapédia. Deux lignes d'interconnexion à 315 kV avec le réseau du Nouveau-Brunswick permettent d'importer ou d'exporter de l'énergie. Conformément aux hypothèses retenues, ces deux dernières lignes ne feront pas partie de l'analyse et les échanges de puissance et d'énergie sont considérés comme étant nuls.

L'analyse du sous-réseau qui provient du poste de Lévis permet d'évaluer une capacité maximale d'intégration de parcs éoliens de 550 MW (2 000-1 450). Il est nécessaire de rappeler que cette capacité est partagée avec la capacité de 550 MW qui a été identifiée pour la région administrative de la Gaspésie-Îles-

de-la-Madeleine, ainsi qu'avec la capacité de la région de la Chaudière-Appalache susceptible de transiter sur les lignes à 315 kV Rivière-du-Loup/Lévis. Ces valeurs ne tiennent pas compte des installations d'éoliennes engagées à ce jour par Hydro-Québec, soit 700,5 MW pour la région du Bas-Saint-Laurent et 742,5 MW pour la région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. Étant donné que la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau à 735 kV entre Québec et Montréal, la capacité d'intégration de la région du Bas-Saint-Laurent additionnée de celle de la région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine est limitée à 2 000 MW.

## **6.2 RÉGION ADMINISTRATIVE DU SAGUENAY - LAC-SAINT-JEAN - 02**

La région administrative du Saguenay - Lac-Saint-Jean est alimentée depuis le poste du Saguenay 735/161 kV, par le réseau privé d'Alcan et par deux lignes (une à 315 kV et une à 230 kV) d'interconnexion entre le réseau d'Hydro-Québec et le réseau d'Alcan. Étant donné les hypothèses retenues en ce qui concerne les réseaux privés et les lignes d'interconnexion, seule l'alimentation à partir du poste 735/161 kV du Saguenay sera retenue pour analyse. De cette analyse, il résulte que la capacité maximale d'intégration du sous-réseau pour la région administrative du Saguenay - Lac-Saint-Jean est de 2 100 MW. Étant donné que la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV, la capacité maximale d'intégration est limitée à 2 000 MW.

## **6.3 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA CAPITALE-NATIONALE - 03**

La région administrative de la Capitale-Nationale est alimentée principalement à partir des postes 735/315 kV des Laurentides, 735/315 kV de la Jacques-Cartier et par six lignes à 315 kV provenant des centrales de la Bersimis. Cette région alimente à son tour la région de la Mauricie par trois lignes à 315 kV. Étant donné les hypothèses de départ, les six lignes qui intègrent la puissance des centrales de la Bersimis ne seront pas considérées. De l'analyse, il résulte que la capacité maximale d'intégration du sous-réseau est de 3 650 MW pour la région administrative de la Capitale-Nationale. Étant donné que la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV, la capacité maximale d'intégration de la région est limitée à 2 000 MW.

**6.4 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA MAURICIE - 04**

La région administrative de la Mauricie est alimentée principalement par les centrales de la région de la Mauricie, par trois lignes à 315 kV provenant de la région de la Capitale-Nationale et deux lignes à 230 kV provenant de la Montérégie. La région de la Mauricie alimente à son tour la région Lanaudière par deux lignes à 315 kV. Étant donné les hypothèses de départ, la plupart des lignes à 230 kV et 120 kV, qui servent à l'intégration des centrales de la Mauricie et des centrales de Gentilly et Bécancour en Montérégie, ne sont pas considérées. Seules les lignes à 315 kV seront retenues pour fins d'évaluation.

De l'analyse, il résulte que la capacité maximale d'intégration du sous-réseau de la région est de 4 000 MW. Étant donné qu'une bonne partie de la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV entre Québec et Montréal, la capacité maximale d'intégration est limitée à 2 000 MW.

La capacité maximale d'intégration de 4 000 MW de la région est partagée avec les régions de la Capitale-Nationale, de Montréal et de Lanaudière.

**6.5 RÉGION ADMINISTRATIVE DE L'ESTRIE - 05**

La région administrative de l'Estrie est alimentée principalement par le poste 735/230 kV des Cantons. L'analyse du sous-réseau qui alimente la région permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 2 200 MW. Étant donné que la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV entre Québec et Montréal, la capacité maximale d'intégration de la région est limitée à 2 000 MW.

**6.6 RÉGION ADMINISTRATIVE DE MONTRÉAL - 06**

La région administrative de Montréal est alimentée principalement par les postes de la boucle à 735 kV de Montréal, soit les postes 735/315 kV de Duvernay, 735/315 kV de Boucherville, 735/315 kV de Hertel, des lignes à 315 kV en provenance des postes de la Mauricie et de Lanaudière, des lignes à 120 kV en provenance du poste de Chomedey (Laval) et des lignes à 120 kV qui peuvent intégrer la production de la centrale de Beauharnois. Conformément aux hypothèses retenues, les lignes en provenance de Beauharnois seront ignorées pour fins d'analyse. L'analyse du sous-réseau qui alimente la région administrative de Montréal permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 10 800 MW. Il n'y a pas de limite due au réseau de transport à 735 kV, les postes sources faisant tous partie de la boucle de Montréal.

**6.7 RÉGION ADMINISTRATIVE DE L'OUTAOUAIS - 07**

La région administrative de l'Outaouais est alimentée principalement par deux lignes à 315 kV provenant du poste Chénier (région des Laurentides), par les centrales de l'Outaouais, par deux lignes à 120 kV venant du poste de Mont-Laurier (Laurentides), dont une est raccordée à la centrale de Paugan et l'autre au réseau privé de la compagnie MacLaren, ainsi que par le réseau privé de la compagnie MacLaren. Des lignes d'interconnexion à 120 et à 230 kV permettent la connexion de certaines centrales de ce sous-réseau au réseau de l'Ontario. Conformément aux hypothèses retenues, les lignes qui relient les centrales au sous-réseau, les lignes d'interconnexion avec le réseau privé de la compagnie MacLaren ainsi que les lignes d'interconnexion avec le réseau de l'Ontario ne feront pas partie de l'analyse. Cependant, HQT a déjà établi que la limite thermique des lignes des postes de Paugan, de Mont-Laurier et des High Falls était de 50 MW (Appel d'offres A/O 2004-02 – annexe 6, annexe C du rapport).

L'analyse du sous-réseau qui alimente la région administrative de l'Outaouais permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 1 000 MW. Il n'y a pas de limite due au réseau de transport à 735 kV, le poste source 735/315 kV Chénier faisant partie de la boucle de Montréal.

La capacité maximale d'intégration de 1 000 MW de la région est partagée avec la capacité maximale de 1 000 MW sur les deux lignes à 315 kV Chénier-Vignan de la région administrative des Laurentides.

#### **6.8 RÉGION ADMINISTRATIVE DE L'ABITIBI-TÉMISCAMINGUE - 08**

La région administrative de l'Abitibi-Témiscamingue est alimentée principalement par deux lignes à 315 kV en provenance du poste d'Abitibi (Nord-du-Québec) et par les centrales de la région qui sont intégrés dans ce sous-réseau.

Des lignes d'interconnexion à 120 kV permettent la connexion de certaines centrales sur le réseau de l'Ontario.

Conformément aux hypothèses retenues, les lignes qui relient les centrales au sous-réseau, ainsi que les lignes d'interconnexion avec le réseau de l'Ontario, ne feront pas partie de l'analyse. Cependant, HQT a établi que la plupart des lignes d'intégration des centrales ont une limite thermique de 50 MW, à l'exception des lignes d'intégration des centrales de Rapide-2 et de Rapide-7 qui, elles, sont limitées à 10 MW (Appel d'offre A/O 2004-02, annexe 6, annexe C du rapport).

L'analyse du sous-réseau qui alimente la région administrative de l'Abitibi-Témiscamingue permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 1 000 MW. Étant donné que la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV entre La Grande et la boucle de Montréal, la capacité d'intégration est limitée à 2 000 MW.

La capacité maximale d'intégration de 1 000 MW de la région est partagée avec la capacité maximale de 1 000 MW sur les deux lignes à 315 kV Abitibi-Lebel de la région du Nord-du-Québec.

**6.9 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA CÔTE-NORD - 09**

La région administrative de la Côte-Nord est alimentée principalement par les postes 735/315 kV de la Manicouagan et de Micoua, 735/161 kV Arnaud et 735/315 kV des Montagnais. La presque totalité de son réseau à 315 kV sert à intégrer les centrales et une partie du réseau à 161 kV sert à intégrer de la production privée (McCormick au poste de Hauterive et Gulf Power au poste Arnaud). Conformément aux hypothèses retenues, les lignes 315 kV qui intègrent les centrales de la Côte-Nord et les lignes à 161 kV qui intègrent la production privée ne feront pas partie de l'analyse.

L'analyse des sous-réseaux qui alimentent la région administrative de la Côte-Nord permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 3 300 MW. Cependant, étant donné que cette production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV entre les postes des Montagnais et de la Manicouagan et de Micoua, la capacité maximale d'intégration sans nouvelles infrastructures sur ce réseau est nulle, compte tenu des projets d'intégration des centrales de La Romaine (1 500 MW). L'ajout de transformateurs aux postes de Micoua et/ou de la Manicouagan permettrait d'intégrer jusqu'à 2 000 MW à ces postes, qui pourraient alors transiter dans la direction de Québec.

**6.10 RÉGION ADMINISTRATIVE DU NORD-DU-QUÉBEC - 10**

La région administrative du Nord-du-Québec est alimentée par les postes 735/315/161 kV de l'Abitibi et 735/161 kV de Chibougamau. Toutes les autres lignes à 315 kV servent à intégrer les centrales au réseau de transport. Conformément aux hypothèses retenues, ces lignes à 315 kV ne feront pas partie de l'analyse de ce sous-réseau.

La capacité maximale d'intégration du sous-réseau pour la région administrative du Nord-du-Québec est de 2 120 MW. Étant donné que la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV entre La Grande et la boucle de Montréal, la capacité d'intégration est limitée à 2 000 MW.

La capacité maximale d'intégration de la ligne à 315 kV entre le poste de l'Abitibi et le poste Lebel est partagée avec la capacité maximale d'intégration de 1 000 MW dégagée pour la région administrative de l'Abitibi-Témiscamingue.

#### **6.11 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA GASPÉSIE-ÎLES-DE-LA-MADELEINE - 11**

La région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine est alimentée par deux lignes à 230 kV à partir du poste de Matane et par deux lignes à 315 kV à partir du poste de Rimouski. Deux lignes d'interconnexion à 230 kV avec le réseau du Nouveau-Brunswick permettent d'acheter et/ou de vendre de l'énergie. Conformément aux hypothèses retenues, ces deux dernières lignes ne feront pas partie de l'analyse et les échanges de puissance et d'énergie sont considérées comme étant à potentiel nul. En se basant sur ce critère, la capacité maximale du sous-réseau pour la région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine est de 1 060 MW (1 800-740). Il faut cependant tenir compte du fait que toute la production de cette région, ainsi que celle de la région du Bas-Saint-Laurent, doit transiter sur les lignes à 315 kV entre les postes de Rivière-du-Loup et Lévis, dont la capacité d'intégration est limitée à 550 MW. Une partie de la production de la région de la Chaudière-Appalaches peut également être amenée à transiter sur ces lignes. La capacité d'intégration de la région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, conjuguée à celle de la région du Bas-Saint-Laurent, ainsi qu'à celle de la région de la Chaudière-Appalaches transitant sur les lignes susmentionnées, est de ce fait limitée à 550 MW. Étant donné que la production additionnelle intégrée se retrouve sur le réseau à 735 kV entre Québec et Montréal, la capacité d'intégration de la région du Bas-Saint-Laurent additionnée de la région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine est par ailleurs limitée à 2 000 MW.

#### **6.12 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA CHAUDIÈRE-APPALACHES -12**

La région administrative de la Chaudière-Appalaches est alimentée par le poste 735/230 kV des Appalaches ainsi que par le poste 735/230 kV de Lévis. Cette région alimente aussi la région du Bas-Saint-Laurent à partir du poste de Lévis via quatre lignes à 315 kV. L'analyse du sous-réseau qui alimente la

région administrative de la Chaudière-Appalaches permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 7 560 MW.

Étant donné que cette production additionnelle se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV entre Québec et Montréal, la capacité maximale d'intégration est limitée à 2 000 MW.

La capacité maximale d'intégration de 550 MW dégagée sur les quatre lignes à 315 kV Lévis – Rivière-du-Loup est partagée avec la capacité maximale de 550 MW dégagée sur ces mêmes lignes dans les régions administratives du Bas-Saint-Laurent et de la Gaspésie-Île-de-la-Madeleine.

#### **6.13 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LAVAL – 13**

La région administrative de Laval est alimentée par le poste 735/315 kV de Duvernay, par deux lignes à 315 kV en provenance du poste Chénier (région des Laurentides), par une ligne à 315 kV en provenance du poste de Lanaudière (région de Lanaudière), ainsi que par quatre lignes à 120 kV qui intègrent la production de la centrale de Carillon au poste de Chomedey.

La région alimente les postes de Saraguay (région de Montréal), Notre-Dame (Montréal), de Montréal-Est (Montréal), à partir de sept lignes à 315 kV, Fleury (Montréal) à partir de quatre lignes à 120 kV, ainsi que les postes de Terrebonne, de Mascouche et de Repentigny de la région de Lanaudière à partir de trois lignes à 120 kV. Conformément aux hypothèses retenues, les lignes à 120 kV qui intègrent la production de la centrale de Carillon ne seront pas retenues pour fins d'analyse. L'analyse du sous-réseau de la région administrative de Laval permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 5 950 MW. Étant donné que la production additionnelle est intégrée au poste 735/315 kV de Duvernay et/ou 735/315 kV Chénier, et que ceux-ci font partie de la boucle à 735 kV de Montréal, la limite due au réseau de transport à 735 kV ne s'applique pas.

**6.14 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LANAUDIÈRE - 14**

La région administrative de Lanaudière est alimentée par le poste 315/120 kV de Lanaudière, par trois lignes à 315 kV en provenance des postes de Duvernay (région des Laurentides), du Bout-de-l'Île (région de Montréal) et de la Mauricie (région de la Mauricie) et par trois lignes à 120 kV en provenance du poste de Duvernay.

L'analyse du sous-réseau qui alimente la région administrative de Lanaudière permet de dégager une capacité d'intégration de 3 000 MW. Étant donné que la production additionnelle sera intégrée en grande partie aux postes 735/315 kV de Duvernay et/ou 315 kV/120 kV du Bout-de-l'Île et que ceux-ci font partie de ou sont alimentés par la boucle à 735 kV de Montréal, la limite due au réseau de transport à 735 kV ne s'applique pas.

La capacité maximale d'intégration de 3 000 MW de la région administrative de Lanaudière est partagée avec les régions de la Mauricie, de Montréal et de Laval.

**6.15 RÉGION ADMINISTRATIVE DES LAURENTIDES - 15**

La région administrative des Laurentides est alimentée par le poste 735/315 kV Chénier, le poste 735/120 kV du Grand Brûlé, et par cinq lignes à 120 kV en provenance de la centrale de Carillon. Conformément aux hypothèses retenues, les cinq lignes qui intègrent la puissance de la centrale de Carillon ne feront pas partie de l'analyse.

L'analyse du sous-réseau qui alimente la région administrative des Laurentides permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 5 670 MW.

Étant donné que la production additionnelle est intégrée au poste 735/315 kV Chénier et que celui-ci fait partie de la boucle à 735 kV de Montréal, la limite due au réseau de transport à 735 kV ne s'applique pas.

2 000 MW des 5 670 MW de capacité maximale d'intégration de la région des Laurentides sont partagés avec les régions de Laval et de l'Outaouais.

**6.16 RÉGION ADMINISTRATIVE DE LA MONTÉRÉGIE -16**

La région administrative de la Montérégie est alimentée par les postes 735/315 kV de Châteauguay, 735/315 kV Hertel, 735/230 kV de Carignan, 735/315 kV de Boucherville, 735/120 kV de la Montérégie, par les lignes à 120 kV qui intègrent la production de la centrale de Beauharnois et par deux lignes à 120 kV qui alimentent les postes de Yamaska et d'Acton à partir de la région administrative du Centre-du- Québec.

Conformément aux hypothèses retenues, les lignes à 120 kV qui intègrent la centrale de Beauharnois et les lignes à 230 kV qui intègrent la centrale de Tracy ne feront pas partie de l'analyse. L'analyse du sous-réseau de la région administrative de la Montérégie permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 21 650 MW. La limite de 2 000 MW due au réseau de transport à 735 kV ne s'applique que si la production éolienne est intégrée par les postes de Carignan et de la Montérégie.

**6.17 RÉGION ADMINISTRATIVE DU CENTRE-DU-QUÉBEC – 17**

La région administrative du Centre-du-Québec est alimentée principalement par le poste 735/230 kV de la Nicolet. Cette région alimente la région de la Mauricie par une ligne à 230 kV vers le poste de Trois-Rivières. Conformément aux hypothèses retenues, les lignes à 230 kV qui intègrent la production des centrales de Gentilly et de Bécancour, ainsi que les lignes à 120 kV qui intègrent la production de la centrale de la Chute-Hemmings, ne seront pas retenues pour fins d'analyse. L'analyse du sous-réseau qui alimente la région administrative du Centre-du-Québec permet de dégager une capacité maximale d'intégration de 3 000 MW. Étant donné que cette production additionnelle se retrouve sur le réseau de transport à 735 kV entre Québec et Montréal, la capacité maximale d'intégration est limitée à 2 000 MW.

## **6.18 CONCLUSIONS**

Les principales conclusions découlant de l'analyse de l'intégration au niveau régional sans infrastructures additionnelles sont les suivantes :

- Le réseau à 735 kV entre La Grande et Montréal et entre Manicouagan/Micoua et Montréal constitue un obstacle majeur à l'intégration de quantités importantes de production d'origine éolienne dans la plupart des régions dont les sous-réseaux y sont raccordés, avec une marge de capacité totale de 2 000 MW. Aucune de ces régions ne peut intégrer plus de 2 000 MW, ce chiffre pouvant être moindre si la capacité totale des sous-réseaux de la région est inférieure à cette valeur.
- Le réseau à 735 kV entre le Labrador (poste des Montagnais) et les postes de Manicouagan et de Micoua n'a quant à lui plus aucun potentiel d'intégration, si l'on tient compte de l'intégration prévue du complexe de La Romaine; le potentiel d'intégration de la région de la Côte-Nord à l'est de ces derniers postes est donc nul selon la configuration actuelle. Un maximum de 2 000 MW pourrait cependant être intégré au niveau de ces deux postes via l'ajout de transformateurs.
- La plus grande partie de la charge du réseau étant située dans la grande région de Montréal, l'énergie provenant de sites situés dans cette région (qui inclue les régions administratives de Montréal, de Laval et de la Montérégie) n'est pas astreinte à la limite ci dessus; on constate par conséquent pour cette grande région, qui dispose par ailleurs de réseaux régionaux très développés, un potentiel de raccordement théorique de 38 400 MW, dont seulement une fraction est intégrable compte tenu des contraintes d'exploitation du réseau.
- Les réseaux des régions de l'Outaouais, de Lanaudière et des Laurentides, qui évacuent leur énergie via la boucle à 735 kV entourant Montréal, non sujette à la limite de 2 000 MW, présentent un potentiel d'intégration total théorique de 8 670 MW, dont seulement une fraction est intégrable compte tenu des contraintes d'exploitation du réseau.

- Les chiffres qui précèdent ne sont pas cumulatifs, et la totalité de la capacité des sous-régions intégrées sur le réseau à 735 kV ne peut dépasser 2 000 MW, à l'exception des sites de la grande région de Montréal, qui sont cependant limités par la capacité globale du réseau, traitée ci-après.

## **6.19 CAPACITÉ D'INTÉGRATION AVEC L'AJOUT D'INFRASTRUCTURES**

### **6.19.1 Ajout d'infrastructures sur le réseau de transport**

Étant donné que la grande région métropolitaine est principalement alimentée par la boucle à 735 kV de Montréal, aucun ajout d'infrastructures n'est nécessaire pour rendre disponibles les capacités d'intégration (avec renforcement) identifiées. Dans les autres régions administratives, il reste un potentiel d'intégration de 18 630 MW (20 630-2 000) et de 3 300 MW (zone est de la Côte-Nord) au niveau des sous-réseaux, qui pourrait être rendu plus accessible en augmentant la capacité de transport du réseau à 735 kV qui limite ce potentiel à 2 000 MW.

La capacité d'intégration de 2 000 MW sur le réseau de transport à 735 kV, dont il est fait mention aux paragraphes précédents, est obtenue en renforçant ce réseau en augmentant la compensation série des lignes existantes jusqu'à un niveau de l'ordre de 50 à 60 %. Pour rendre disponible des capacités d'intégration additionnelles dans les régions qui sont limitées par le réseau de transport à 735 kV, il sera nécessaire d'ajouter de nouvelles lignes à 735 kV de La Grande à Montréal et/ou de Montagnais à Montréal.

L'ajout d'une ligne de transport de La Grande à Montréal augmenterait la capacité globale de transport du réseau à 735 kV d'approximativement 3 000 MW, à l'exception du tronçon Montagnais – Manicouagan/Micoua qui, lui, demeurerait à sa limite actuelle, qui est nulle, et du tronçon Manicouagan/Micoua-Lévis qui demeurerait limité à 2 000 MW. Ce seraient donc 3 000 MW de capacité d'intégration additionnelle qui deviendraient disponibles, dans la limite permise par le sous-réseau régional, pour toutes les régions qui étaient limitées par le réseau de transport, à l'exception des régions

intégrées entre les postes des Montagnais et de Lévis ou la limite demeurerait la même.

L'ajout d'une ligne de transport du poste des Montagnais à Montréal augmenterait la capacité globale du réseau à 735 kV d'approximativement 3 000 MW, sauf dans la zone La Grande-Abitibi/Chibougamau où la limite demeurerait égale à 2 000 MW. Ce seraient donc 3 000 MW de capacité d'intégration additionnelle qui deviendraient disponibles pour augmenter, dans la limite permise par le sous-réseau régional, pour toutes les régions qui étaient limitées par le réseau de transport, à l'exception des régions se raccordant dans la zone La Grande-Abitibi/Chibougamau.

#### **6.19.2 Ajout d'infrastructures sur les sous-réseaux**

Pour les régions administratives dont la capacité d'intégration est limitée par la capacité des sous-réseaux, des exemples d'ajouts d'infrastructures visant à augmenter la capacité d'intégration sont indiqués dans le tableau ci-après.

<b>Région</b>	<b>Ajout</b>	<b>Capacité additionnelle</b>
<b>Bas-Saint-Laurent</b>	Une ligne à 315 kV de Lévis à Rivière-du-Loup	+1 000 MW
<b>Outaouais</b>	Une ligne à 315 kV de Chénier à Vignan	+1 000 MW
<b>Abitibi-Témiscamingue</b>	Une ligne à 315 kV d'Abitibi à Lebel/Quévillon	+1 000 MW
<b>Nord-du-Québec</b>	Transformation : addition de 735/315 kV au poste de l'Abitibi (2 X 510 MVA)  Transformation : 735/315 kV (2 X 510 MVA) dans les postes de la région qui n'ont aucune transformation ou dans les postes à 735 kV qui intègrent des centrales	+1 000 MW  +1 000 MW/poste
<b>Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine</b>	Une ligne à 315 kV de Lévis à Matapédia  Une ligne de 315 kV de Lévis à Rimouski et deux lignes à 230 kV de Rimouski au Goémon	+1 000 MW  +800 MW

## **7. ÉVALUATION DE LA LIMITE LIÉE À LA PUISSANCE TOTALE**

### **7.1 INTRODUCTION**

Dans la première partie du rapport, ce sont surtout des impacts locaux qui ont été analysés pour dégager des capacités maximales d'intégration, tels que les écoulements de puissance, les tensions, les niveaux de court-circuits, les connexions au réseau, etc. Les impacts à l'échelle du réseau de transport ont aussi été analysés, en particulier ceux qui concernent les limites de stabilité du réseau de transport. Cette partie du rapport examine l'impact de l'intégration de grandes quantités de parcs éoliens sur l'ensemble du parc de production et du réseau de transport d'Hydro-Québec, afin de tenter d'établir une limite globale de la capacité d'intégration.

Étant donné que la production éolienne est fluctuante et difficilement contrôlable, et que les parcs éoliens n'ont pas les mêmes caractéristiques que les centrales conventionnelles, l'impact de l'implantation massive de parcs éoliens sur le contrôle de la tension et la stabilité du réseau et sur le contrôle de la fréquence et le suivi de la charge doit être évalué. De plus, étant donné que le réseau d'Hydro-Québec n'est pas exploité en synchronisme avec les réseaux limitrophes, l'impact de l'implantation massive de parcs éoliens sur son exploitation à faible charge sera aussi examiné.

Avant de procéder à l'examen des différents problèmes potentiels identifiés comme susceptibles d'avoir un impact sur la limite globale, il est important de noter qu'il faut que les exigences techniques relatives à l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec soient mises à jour régulièrement et respectées.

### **7.2 CONTRÔLE DE LA TENSION ET STABILITÉ DU RÉSEAU**

Les parcs éoliens de nouvelle génération à vitesse variable peuvent être conçus pour être en mesure de régulariser la tension (i.e. de participer de façon continue, dynamique et rapide au contrôle de la tension sur le réseau). Ceux n'étant pas conçus pour être en mesure de régulariser la tension peuvent

cependant, par l'utilisation de condensateurs, maintenir un facteur de puissance unitaire. Comme la régulation de tension est essentielle au maintien de la stabilité du réseau d'Hydro-Québec, il est possible, à travers les exigences de fonctionnement, de déterminer les quantités minimales ou maximales de chaque type de parcs éoliens nécessaires au maintien d'une capacité de régulation optimale, quelle que soit la quantité de parcs éoliens intégrés au réseau.

L'implantation à grande échelle de parcs éoliens peut avoir des impacts tantôt positifs, tantôt neutres, tantôt négatifs sur la stabilité transitoire et/ou dynamique du réseau, dépendant de leurs caractéristiques et/ou de leur localisation. Cependant, il existe une limite au remplacement des productions conventionnelles par des productions à partir d'éoliennes en ce qui a trait à la stabilité d'un réseau comme celui d'Hydro-Québec.

Seule une étude de sensibilité des différents scénarios et paramètres impliqués pourrait fournir une indication de la limite globale de la capacité d'intégration en ce qui concerne cet aspect.

### **7.3 CONTRÔLE DE LA FRÉQUENCE ET SUIVI DE LA CHARGE**

Comme la production à partir de parcs éoliens est difficile à prévoir, est variable dans le temps et est à toutes fins pratiques incontrôlable, c'est la production conventionnelle qui doit assurer l'équilibre offre/demande. Plus le pourcentage de production éolienne par rapport à la production conventionnelle augmente, plus il sera nécessaire d'utiliser et/ou d'ajouter de la production conventionnelle en réserve afin d'assurer cet équilibrage dans tous les horizons de temps.

À court terme, c'est-à-dire 24 heures d'avance, il faudra prévoir les réserves de productions conventionnelles nécessaires à cet équilibrage. La documentation consultée au sujet de la pratique actuelle nous indique que, dans les réseaux où il y a une présence importante de production éolienne, les niveaux de réserve utilisée peuvent varier entre 30 et 80 % de cette production. Plus

l'implantation est massive, plus on a tendance à se protéger du pire événement possible, c'est alors que l'on peut atteindre des ordres de grandeur de 80 %.

En temps réel, on augmente ou on diminue la production des centrales conventionnelles afin de maintenir un équilibre offre/demande et donc maintenir la fréquence à 60 Hz. Les fluctuations de la production éolienne s'ajouteront ou se soustrairont aux fluctuations de la charge. Lorsque des variations maximales de la charge se produisent en même temps que des variations maximales de la production éolienne (par exemple, croissance de la charge concordant avec une baisse du vent en fin d'après-midi, en hiver), la correction que devra effectuer la production conventionnelle sera fortement amplifiée. En réseau de pointe, de nos jours, il est possible d'accepter une variation de production (rampe) de 4 000 MW à l'heure. En prenant l'hypothèse qu'il y aurait 4 000 MW d'éoliennes installées et que leur production varierait de 50 % en une heure, on pourrait atteindre une rampe de l'ordre de 6 000 MW. La même possibilité existe pour des corrections à la baisse de la charge et de hausse de la production éolienne. Une évaluation de la possibilité de réaliser, en temps réel, des rampes de cette envergure demanderait des études poussées pour déterminer les moyens nécessaires à leur mise en œuvre et la limite atteignable. Il est bon de rappeler une fois de plus ici que le réseau d'Hydro-Québec n'est pas interconnecté de façon synchrone et qu'il requiert en même temps des actions de contrôle de tension à cause des longues lignes à 735 kV qui le composent.

En résumé, en ce qui concerne les réserves de production, la limite globale d'intégration de parcs éoliens devrait être considérée une limite économique. Cependant, en ce qui concerne l'équilibrage en temps réel, une limite de la rampe de correction à la hausse ou à la baisse de la production à la charge existe et seules des études plus poussées pourraient l'établir.

#### **7.4 RÉSEAU À FAIBLE CHARGE**

Le réseau d'Hydro-Québec est un réseau qui présente une pointe en hiver. L'été, la charge minimale du réseau peut se situer à environ 33 % de la pointe d'hiver. Durant ces heures de charge minimale, Hydro-Québec doit maintenir une quantité minimale de production hydraulique en service pour respecter des contraintes de production, tels que fil de l'eau, débit minimum, gestion des réservoirs, etc. Hydro-Québec doit de plus conserver un minimum de groupes en service dans les centrales éloignées pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau électrique. Le même phénomène peut être observé lors des crues printanières, i.e. dans la période où les centrales d'Hydro-Québec doivent évacuer l'eau qui est en surplus en amont de celles-ci. La production minimale utilisée au cours des dernières années a été de l'ordre de 10 000 à 11 000 MW.

Des études récentes effectuées par HQT ont démontré qu'il était actuellement possible d'intégrer 2 000 MW de production éolienne à la faible charge du réseau. En tenant compte de la diversité territoriale et du régime des vents en période de faible charge, un tel niveau de production pourrait correspondre à environ 3 600 MW de puissance éolienne installée, soit 10 % de la pointe. En faisant l'hypothèse d'un creux de production demeurant aux alentours de 30 % de la pointe, et d'une croissance annuelle de 1 %, la charge minimale croîtra d'environ 1 200 MW d'ici 2015. En tenant compte du fait que la production « must run » additionnelle hors éolien actuellement engagée se situe aux alentours de 1000 MW, on peut dégager quelques 200 MW additionnels pour la production éolienne. En se basant sur les mêmes facteurs de diversité et de régime de vent que ci-dessus, ces 200 MW correspondent à une capacité installée supplémentaire intégrable de 360 MW venant s'ajouter aux 3 600 MW actuels. Donc, pour 2015, on pourra intégrer un parc éolien total de près de 4 000 MW, soit toujours environ 10 % de la pointe à cette date (40 000 MW).

Il n'existe pas vraiment de solution technique permettant de dépasser ce cap des 10 % imposé par le fonctionnement du réseau à faible charge. Une approche possible serait d'arrêter, lorsque requis, soit de la production éolienne, soit de la production hydraulique non nécessaire à la sécurité et à la

fiabilité du réseau. Le nombre d'heures d'arrêt irait croissant avec la quantité d'éolien présent sur le réseau, avec un impact économique croissant avec cette quantité.

#### **7.5 IMPACT SUR L'UTILISATION DE LA RÉSERVE DE PRODUCTION**

Dans l'hypothèse d'une croissance de la demande passant d'une pointe de 36 000 MW en 2005 à une pointe de consommation de 40 000 MW en 2015, et en tenant compte du critère de NPCC concernant la réserve programmable requise pour assurer la fiabilité du réseau (11% de la pointe dans le cas du parc d'Hydro-Québec Production), c'est une capacité programmable de 4 440 MW qui devra être installée d'ici 2015 pour assurer au réseau un degré de fiabilité équivalent à ce qui existe actuellement.

L'introduction de parcs éolien contribuera, dans une certaine mesure, à fournir la capacité additionnelle requise. Il est difficile, en l'absence de statistiques d'exploitation propres au contexte de la province de Québec, d'évaluer le niveau de puissance d'origine éolienne que l'on peut considérer comme de la production programmable. À ce stade, on peut estimer que ce niveau pourrait se situer entre 10 et 20% de la puissance installée. Par exemple, dans un scénario optimiste, 1 000 MW de capacité d'origine éolienne pourraient garantir, au maximum, 200 MW de capacité programmable. Il faudrait alors, pour atteindre les 4 440 MW mentionnés ci-dessus, ajouter 4 240 MW. de capacité conventionnelle disponible en tout temps. Si l'on tient compte de la production actuellement engagée par appels d'offres hors éolien, qui s'élève à 933 MW (réf 6, tableau 2.2), la contribution complémentaire requise est de 3307 MW.

La consommation énergétique annuelle du Québec correspond à une production moyenne de l'ordre de 58% de la demande de pointe. À une augmentation de 4 000 MW de la pointe, correspond donc un accroissement de la consommation annuelle de  $4\,000 \times 0,58 \times 8\,760 = 20,3 \times 10^6$  MWh (20,3 TWh). Une tranche éolienne additionnelle de 1000 MW fournira, en utilisant pour ce type de production un facteur de disponibilité de 35%,  $1\,000 \times 0,35 \times 8\,760$  MWh, soit 3,1 TWh. Les 933 MW engagés fourniront, quant à eux, 7,2 TWh (réf 6, tableau

**RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE QUÉBEC**  
**Capacité d'intégration du réseau d'Hydro-Québec**  
**au regard de l'ajout de parcs éoliens**  
**Rapport**

**7. Évaluation de la limite liée à la  
puissance totale**

2.1). Les 3307 MW d'installations conventionnelles complémentaires fourniront les 10 TWh additionnels requis, ce qui correspond à un facteur d'utilisation de 34,5% pour ces installations.

On peut faire le même exercice pour divers degrés de pénétration de la production d'origine éolienne. A titre d'exemple, le tableau qui suit indique les paramètres correspondant à des taux de pénétration de cette production atteignant respectivement 5%, 7,5%, 10% et 12,5% de la pointe en 2015.

Puissance éolienne installée (MW)	2 000	3 000	4 000	5 000
Taux de pénétration de l'éolien	5%	7,5%	10%	12,5%
Capacité engagée (MW)	933	933	933	933
Puissance conventionnelle additionnelle requise (MW)	3 107	2 907	2 707	2 507
Énergie produite (TWh)				
- par l'éolien	6,1	9,2	12,3	15,3
- par la capacité engagée	7,2	7,2	7,2	7,2
- par le conventionnel additionnel	7,0	3,9	0,8	0
Facteur d'utilisation du conventionnel additionnel	25,6%	15,3%	3,5%	0%

Cet exemple vise à illustrer l'impact d'une pénétration croissante de la production éolienne sur la rentabilité, liée directement au facteur d'utilisation, des installations de puissance programmable conventionnelle additionnelles qui devront être prévues pour établir la capacité nécessaire à la fiabilité du réseau. Les valeurs de puissance et d'énergie utilisées pour l'horizon 2015 peuvent différer quelque peu des valeurs figurant dans le projet de Plan d'approvisionnement présenté à la Régie de l'énergie à l'automne 2005, mais ne représentent pas moins des ordres de grandeurs adéquats pour permettre de saisir le genre de situation auquel devrait faire face le producteur pour assurer la fiabilité du réseau.

## **7.6 CONCLUSIONS**

La limite globale à l'intégration massive d'éoliennes sur le réseau d'Hydro-Québec est fonction de quatre facteurs principaux, soit :

- la réserve de la production;
- le contrôle de la tension et la stabilité de réseau;
- le contrôle de la fréquence et le suivi de la charge;
- l'exploitation du réseau à faible charge.

Dans le cas des réserves de production, la limite globale d'intégration de parcs éoliens n'est limitée que par des choix économiques; chaque addition d'énergie éolienne doit être associée à l'addition des réserves de production nécessaires.

Pour ce qui est du contrôle de la tension et la stabilité du réseau, la quantité de scénarios et le nombre de paramètres impliqués exigent qu'une étude de sensibilité soit faite pour déterminer les limites « molles » qui peuvent être augmentées à l'aide de moyens disponibles (compensateurs synchrones, par exemple) et les limites « dures » qui ne peuvent être augmentées, compte tenu de la taille du réseau d'Hydro-Québec et compte tenu du fait qu'il n'est pas interconnecté de façon synchrone.

En ce qui concerne le contrôle de la fréquence et le suivi de la charge, ici aussi, la quantité de scénarios et le nombre de paramètres impliqués exigeraient qu'une analyse détaillée soit faite afin de déterminer les limites « molles » qui peuvent être augmentées à l'aide de moyens disponibles (automatisation par exemple) et les limites « dures » qui ne peuvent être augmentées, compte tenu de la taille du réseau d'Hydro-Québec et compte tenu du fait qu'il n'est pas interconnecté de façon synchrone.

Pour ce qui est de l'exploitation du réseau à faible charge, il était possible d'accepter une capacité éolienne installée d'environ 3 600 MW en 2004 sans devoir imposer de contraintes significatives à cette exploitation, mais en imposant des exportations durant certaines période. Cette valeur pourrait être

de l'ordre de 4 000 MW à l'horizon 2015. Des valeurs plus élevées pourraient être acceptables en ce qui concerne ce critère, moyennant l'imposition de restrictions quant à l'exploitation des centrales qui iront croissant avec le niveau de pénétration.

En résumé, la limite d'intégration globale est à ce jour une limite relativement « floue » qui relève de considérations autant techniques qu'économiques. Des études de simulation élaborées pourraient permettre de préciser certains des facteurs susceptibles d'avoir un impact sur cette limite, et de définir des solutions qui pourraient permettre d'augmenter le niveau de pénétration de la production éolienne. Certains autres facteurs ayant une influence sur la limite de pénétration sont liés à des considérations de stratégie et de coûts, principalement en ce qui concerne la réserve de production requise.

L'expérience acquise en Europe pourrait constituer une source d'information fournissant des exemples de méthodologie potentiellement utilisables. Les exploitants de réseaux y font face à des problèmes de plus en plus grands, aussi bien au niveau des réseaux des pays que des interconnexions, non prévues pour permettre des échanges d'énergie importants et difficilement contrôlables. Si l'on y atteint, comme prévu, une capacité de l'éolien de 75 GW en 2010, on approchera alors les 20 % de la pointe du réseau interconnecté de l'UCTE, qui, rappelons le, présente une topologie plus favorable que celui d'Hydro-Québec et un rapport charge minimale/charge maximale sensiblement plus élevé. Outre le renforcement du réseau et l'imposition de critères plus sévères concernant le comportement électrique des éoliennes, il s'avèrera sans doute nécessaire d'imposer un contrôle plus strict de la part des exploitants de réseau sur la production éolienne en imposant certaines contraintes quant à leur niveau de production en fonction de la situation sur le réseau.

Hydro-Québec TransÉnergie considère actuellement qu'une limite de 10 % devrait pouvoir être atteinte sans problèmes majeurs. De nouveaux critères d'HQT, datés de décembre 2004, établissant les exigences requises pour le comportement des nouveaux parcs éoliens, ont été définis dans le but de faciliter cette intégration. L'exploitant considère de plus qu'une stratégie de

développement contrôlé devrait permettre de compiler plus de données en ce qui concerne le comportement de ces parcs dans le contexte du régime éolien propre à la province et de son réseau. L'étude de ces données permettrait d'identifier des problèmes potentiels et le cas échéant de réorienter la stratégie d'intégration.

L'approche de HQT est une approche prudente et sans doute conservatrice. Des études de simulation permettraient peut-être de préciser une limite plus élevée. La question de la capacité d'intégration est une question que se posent tous les exploitants de réseaux sans pouvoir y donner à ce jour aucune réponse précise. Les 60 % de pénétration obtenus sur le réseau du Danemark ne sont pas une référence valable, car ce petit réseau possède un fort potentiel d'interconnexion avec un réseau puissant.

Compte tenu, d'une part, des incertitudes actuelles concernant le comportement de la production éolienne dans le contexte de la Province de Québec, et, d'autre part, de l'insuffisance des études disponibles actuellement en ce qui concerne le contrôle de la tension, la stabilité du réseau et l'équilibrage en temps réel en présence de forte pénétration de cette production, il n'est pas possible d'affirmer en ce moment que le réseau est en mesure d'intégrer un pourcentage de capacité éolienne installée supérieur à environ 10 % de la demande de pointe du réseau, soit environ 3 600 MW en 2005, 4 000 MW en 2015.

Si l'on fait l'hypothèse que les études mentionnées plus haut permettraient de conclure à la possibilité d'obtenir un niveau de pénétration plus élevé, avec ou sans ajout de dispositifs additionnels sur le réseau, les exigences liées à l'exploitation du réseau à faible charge ainsi que l'impact sur l'utilisation de la réserve complémentaire amèneront des contraintes économiques qui iront croissant avec le degré de pénétration. Entre autres choses, les producteurs devront s'attendre à se voir imposer un plafond de production dont la valeur dépendra de la puissance installée, et il leur reviendra d'évaluer l'impact de ce plafond sur la rentabilité du site proposé. Il faudra également tenir compte du coût correspondant aux équipements additionnels qui pourraient être requis, le

cas échéant, pour augmenter la capacité d'intégration du réseau au-delà de la limite susmentionnée.

**8. RÉFÉRENCES**

1. Revue Electra – No 214 – Juin 2004  
Integration of Large Wind Plants in the German Network, article par W. Neldner et Y. Sassnick, Vattenfall Europe Transmission GmbH.
2. E.ON Netz – Wind Report 2004 (disponible à :  
[http://www.eon-energie.de/bestellsystem/frameset\\_eng.php?choosenBu=eonenergie&choosenId=405](http://www.eon-energie.de/bestellsystem/frameset_eng.php?choosenBu=eonenergie&choosenId=405))
3. Northeast Power Coordinating Council (NPCC) – Document A-2 - Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems – Revised May 6, 2004.
4. Northeast Power Coordinating Council (NPCC) – Document A-06 – Operating Reserve Criteria – Revised November 14, 2002.
5. Hydro-Québec TransÉnergie – Exigences techniques relatives à l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec – Exigences complémentaires relatives à la production éolienne - Addenda 1 – 23 décembre 2004. (disponible à :  
[http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/producteurs\\_prives.html](http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/producteurs_prives.html)).
6. Hydro-Québec Distribution – Approvisionnements existants ou en cours d'acquisition – Demande R-3550-2004, HQD-3, Document 2, 2004-11-01  
[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Requete/HQD-3Doc2\\_3550\\_01nov04.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Requete/HQD-3Doc2_3550_01nov04.pdf)