

Rapport

IREQ-2016-0059

Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois à la fin 2015

Niveau de confidentialité : Public

Mai 2016

Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois à la fin 2015

Niveau de confidentialité : Public



Coordonnateur et auteur principal : Alain Forcione

Collaborateur(s) : Slavica Antic, Noël Aubut, Frédéric Aucoin,
Sylvain Bastien, Julien Choisnard, Vincent Lachapelle,
Gaétan Lantagne, Dominic Marchand,
Francis Monette, Yannick Scully, Abdelhakim Sennoun

Approuvé par :



Jérôme Gosset
Directeur Principal
Institut de recherche d'Hydro-Québec

Entériné par :

Hydro-Québec Distribution

*Signatures numérisées du 31 mai 2016
d'**Hani Zayat**, Directeur Approvisionnement
en électricité, et **Hervé Lamarre**, Directeur
Principal Clientèle d'affaires &
réglementation, représentant le
Distributeur, disponibles sur demande.*

Hydro-Québec TransÉnergie

*Signature numérisée et datée du 13 juin
2016 de **Jean-Pierre Giroux**, Directeur
Planification, représentant le Transporteur,
disponible sur demande.*

Contribution :

Hydro-Québec Production a contribué à la rédaction de ce rapport.

Historique des changements

Version	Date	Commentaires
1.0	2015-12-04	Chapitre 1 avant commentaires
1.2	2016-01-21	Chapitre 2 avant commentaires
1.4	2016-03-09	Chapitre 3 avant commentaires
1.6	2016-03-18	Chapitre 4 avant commentaires
1.7	2016-03-31	Chapitre 5 avant commentaires
1.8	2016-04-07	Pour révision finale
1.9	2016-04-13	Intégration finale
2.0	2016-05-31	Sommaire de direction

Note d'édition

Quoiqu'une consultation au format numérique soit privilégiée, ce document est mis en forme de façon à être imprimé recto-verso, au besoin.

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Sommaire de direction

Il y a plus de quinze ans, le Québec a pris la voie de l'intégration d'une nouvelle filière énergétique renouvelable dans son système électrique alors largement hydroélectrique. Ce virage se terminant, le contexte social, environnemental, économique, énergétique et politique ayant évolué depuis son initiation, et reconnaissant que les résultats de l'exercice sont maintenant suffisants pour le faire, il est aujourd'hui opportun de tirer un bilan objectif de ce choix, du point de vue de l'intégrateur de l'énergie éolienne au Québec, Hydro-Québec. À l'orée du dépôt par le gouvernement québécois d'une stratégie énergétique renouvelée, et en parallèle de la rédaction par Hydro-Québec d'un nouveau plan stratégique, le présent rapport a pour objectif de faire ce bilan.

Contexte ayant mené à l'essor de la filière éolienne au Québec

Le programme éolien québécois se fonde sur plusieurs éléments technologiques, sociaux, économiques et politiques. Ses premières racines se retrouvent dans un long historique de développement de la technologie de production électrique à l'aide du vent, et en particulier sur l'expertise scientifique québécoise développée au cours des années 1975-1995 à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) et chez ses collaborateurs. Une maturité technologique suffisante pour envisager un large déploiement en réseaux électriques étant atteinte au milieu des années 90, la table était donc mise pour un examen de la filière éolienne comme potentielle source de production au Québec. Dès 1996, la politique énergétique québécoise ouvrait la porte à celle-ci, et le gouvernement exprimait le souhait qu'Hydro-Québec prévoit une quote-part d'énergie éolienne à son plan de ressources. Au cours des années suivantes, Hydro-Québec Production acquerra d'ailleurs 212 MW éoliens auprès de producteurs privés.

En parallèle, les systèmes électriques nord-américains faisaient face à une restructuration majeure avec la déréglementation du commerce électrique de gros et les principes de séparation fonctionnelle en découlant afin d'assurer l'équité et la transparence des nouveaux processus à mettre en place pour gérer le marché ouvert naissant. À la fin 1996, le gouvernement québécois mettait ces principes en application sur son territoire, la création d'*Hydro-Québec TransÉnergie* (HQT ou le Transporteur) découlant immédiatement de cette décision. Le gouvernement prenait également acte du besoin d'encadrer et réguler les processus de transport et de distribution d'énergie de façon rigoureuse, stricte, équitable et non discriminatoire pour toutes les parties prenantes et créait dans la foulée la Régie de l'énergie du Québec, lui conférant les pouvoirs nécessaires pour ce faire.

En 2000, l'état québécois compléta la restructuration d'Hydro-Québec en séparant *Hydro-Québec Distribution* à son tour, avec le mandat de servir la clientèle québécoise, et en excluant alors les activités d'Hydro-Québec Production du processus règlementaire. En contrepartie, le concept « d'électricité patrimoniale », pour un volume maximal de 165 TWh livré annuellement (178,9 TWh avec les pertes), était enchâssé dans la loi dans le but de garantir aux Québécois un retour sur l'investissement national dans l'hydroélectricité et une stabilité des coûts d'approvisionnement. À partir de la première année pendant laquelle la consommation québécoise dépasserait 165 TWh, tout volume supplémentaire d'énergie nécessaire sera dit

« postpatrimonial », et l’approvisionnement nécessaire devra faire l’objet d’une procédure d’appels d’offres compétitifs, le gouvernement se gardant cependant la possibilité d’imposer par décret une filière énergétique particulière.

Après 20 ans d’augmentation rapide de la consommation d’électricité au Québec, en l’an 2000 celle-ci fut de 152,7 TWh et croissait de façon relativement stable. Son prix de vente était parmi les plus faibles en Amérique, s’étant maintenu en dollars constant autour de 6 ¢/kWh pour le secteur résidentiel depuis 1980. Il était alors prévu que les premiers approvisionnements postpatrimoniaux soient requis vers 2005 et il était nécessaire de rapidement évaluer les besoins prévus afin de lancer les éventuels appels d’offres requis. De plus, le gouvernement devait rapidement orienter ses choix quant à la possibilité d’imposer une filière en particulier pour y répondre, avec en filigrane un contexte socio-économique difficile pour plusieurs régions gravement affectées par l’effondrement de domaines sur lesquels s’assoiaient les économies locales, particulièrement en Gaspésie — Iles-de-la-Madeleine.

Dans ce but, dès 1997, la Régie de l’Énergie du Québec avait reçu le mandat de donner un avis quant à la quote-part à réserver à la filière éolienne dans le plan d’approvisionnement d’Hydro-Québec, et sur les modalités de sa mise en œuvre incluant sa taille et le prix d’achat qui seraient socialement et économiquement acceptables pour le Québec. À la fin 1998, 18 recommandations furent déposées, encadrant le démarrage d’un programme éolien en trois phases de trois ans démarrant en 2002, devant soutenir l’économie locale à un prix d’achat plafonné, déterminé par un processus d’appels d’offres compétitifs.

Le besoin d’électricité augmenta constamment entre 2000 et 2003, avec une prévision d’approvisionnement postpatrimonial requis passant de 0,5 TWh en 2005 à 10,8 TWh en 2011, avec une pointe atteignant alors près de 35 680 MW pendant l’hiver. Le Distributeur lança donc un premier appel d’offres « postpatrimonial » au début 2002. Le gouvernement québécois démarra concrètement le « programme éolien québécois » par le dépôt, le 5 mars 2003, d’un premier décret portant sur l’achat par le Distributeur de 1 000 MW d’énergie éolienne.

Dans la foulée de ce démarrage et de l’annonce d’un projet, par le Producteur, d’une centrale à gaz à cycle combiné, le gouvernement québécois demanda en 2004 un « *avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l’égard des approvisionnements électriques [...]* » à la Régie de l’énergie. Tout en privilégiant l’hydroélectricité, cette dernière recommanda entre autres que soit évaluée la contribution attendue de 2 000 à 3 000 MW de production éolienne au-delà des 1 000 MW déjà engagés, avec un objectif de développement à l’horizon 2012. Le gouvernement résuma l’ensemble de ses préoccupations liées à la sécurité énergétique, au développement économique et régional et au développement durable dans un document encadrant l’élaboration de sa nouvelle stratégie énergétique 2006-2015, qui enchâssera finalement la cible de 4 000 MW éoliens en 2015 et le maintien ultérieur d’un ratio de 10 % de la production québécoise d’origine éolienne.

Le programme éolien québécois

Pour atteindre cet objectif, cinq groupes de décrets gouvernementaux se succédèrent de 2003 à 2013. Ceux-ci fixèrent les principes sous-jacents du programme : fournir la demande québécoise à titre d’approvisionnement postpatrimonial du Distributeur : (donc) procéder par appels d’offres concurrentiels, mais à filière déterminée ; imposer un niveau minimal de contenu régional et

québécois ; favoriser la participation communautaire ; prendre le coût de l'électricité de source éolienne en compte dans l'établissement du coût de service du distributeur d'électricité.

En conséquence, le Distributeur lança quatre appels d'offres en 2003 (1 000 MW), 2005 (2 000 MW), 2009 (2 x 250 MW) et 2013 (450 MW). Le gouvernement imposa également par décret l'achat de la production d'une centrale de 150 MW supplémentaires en 2014. Le prix moyen de l'énergie des approvisionnements résultants fut respectivement de 6,5 ¢₂₀₀₇/kWh, 8,7 ¢₂₀₀₇/kWh, 11,3 ¢₂₀₀₉/kWh, 6,3 ¢₂₀₁₄/kWh et 9,0 ¢₂₀₁₄/kWh avant coût d'intégration, des chiffres jugés compétitifs relativement aux marchés de comparaison, compte tenu du contexte et de son évolution de 2006 à 2014 : prix des matériaux, capacité manufacturière, impact sur le coût des contraintes de développement régional, et autres.

En fonction des aléas d'approbation des projets aux niveaux environnemental, financier, communautaire, manufacturier et règlementaire, et le besoin énergétique à court terme ayant diminué la pression sur les approvisionnements requis, à la fin 2015 le programme éolien québécois aura finalement garni les carnets de commandes de l'industrie éolienne de plus de 3 700 MW répartis sur 12 ans, pour une quote-part moyenne de plus de 300 MW par année de 2006 à 2017.

Sur la base des chiffres publiés par les promoteurs, on estime que plus de 765 emplois équivalents temps plein directs auront été générés annuellement en moyenne de 2006 à 2017 pour construire les 38 centrales et ériger les 1 814 turbines du parc de production. Au total, plus de 9,2 milliards de dollars étaient planifiés être investis directement pour la mise en service de ce dernier, auxquels on doit ajouter un investissement global de 1,71 milliard de dollars dans son réseau par le Transporteur, pour un investissement direct de 2 944 \$/kW installé. On estime également qu'autour de 300 emplois permanents seront ensuite nécessaires à l'exploitation des centrales du programme. Enfin, on évalue qu'environ 30,0 millions de dollars en redevances de toutes sortes seraient versés chaque année d'exploitation aux propriétaires et communautés les accueillant.

D'autre part, cinq manufacturiers majeurs de turbines éoliennes se sont installés au Québec dans la foulée du programme éolien, dont trois ayant des carnets de commandes allant de près de 800 MW à plus de 1 200 MW, et une multitude de sous contractants a fourni les équipements, expertises et ressources supplémentaires nécessaires à la planification et au déploiement des centrales en service ou en développement.

Les chiffres sont cependant difficiles à établir quant aux retombées québécoises indirectes et induites du programme éolien. Plusieurs études ont tenté des estimations donnant une large fourchette de résultats, sur des bases méthodologiques variables ou non disponibles. Toutes les études s'entendent toutefois sur l'impact positif très important que le programme éolien québécois a eu autant sur l'économie régionale du Bas St-Laurent et de la Gaspésie que partout au Québec, en termes d'emplois totaux, de revenus individuels, de revenus fiscaux, etc. Une conclusion s'impose par contre, telle que résumée dans son étude par Jean-Claude Thibodeau (2010) :

« [...] les emplois chez les fournisseurs (emplois indirects) peuvent être plus stables que les emplois directs, dans la mesure où les exportations peuvent se substituer à la demande locale ou nationale. Toutefois, il faut bien admettre que si les programmes de construction prenaient fin, plusieurs de ces fournisseurs disparaîtraient éventuellement. »

Au besoin, il est fortement recommandé que l'industrie elle-même fournisse de façon systématique et unifiée l'ensemble des données permettant d'évaluer les retombées économiques complètes.

En ce qui concerne les retombées environnementales, une analyse de cycle de vie complète place la filière éolienne parmi les moyens de production à plus faible impact direct. Tel qu'attendu à cet égard, en complémentarité directe avec l'hydroélectricité le programme éolien aide donc le Québec à maintenir son électricité parmi les plus propres au monde. D'autre part, après un apprentissage rapide au cours des premières années et quelques hésitations et faux pas, les processus environnementaux et l'encadrement réglementaire mis en place ont maintenant fait leurs preuves. De plus, plusieurs publications proposent maintenant des « pratiques recommandées » favorisant grandement le respect des collectivités et leur engagement positif dans l'ébauche des projets. En 2015, l'essentiel du questionnement d'ordre sociopolitique quant au programme éolien québécois se situe au niveau des retombées économiques et du soutien à l'industrie qu'il a généré, et de son financement par le truchement des tarifs.

Un aspect des retombées indirectes moins cité, mais qui est un important indicateur de la maturité, du dynamisme, de la valeur locale d'une industrie et de son potentiel d'exportation, est l'essor de la recherche et du développement qu'elle génère. Le TechnoCentre Éolien (TCÉ) et l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ), 5 chaires, 2 laboratoires et un centre collégial œuvrent en R ET D dans le domaine éolien, et plus d'une centaine de mémoires de maîtrise et thèses doctorales ont été déposés dans les universités québécoises au cours des dernières années. Quant à l'excellence de la R ET D québécoise, notons qu'en 2013 le *Utility Wind Integration Group* décerna trois prix aux chercheurs de l'IREQ en reconnaissance de l'excellence de leurs contributions.

Cependant, et ce fait est lié à la précarité actuelle de la partie manufacturière de l'industrie éolienne, le rapport 2015 du groupe de travail formé à la demande du ministre de ressources naturelles mentionne que :

« Ces accomplissements ne sauraient faire oublier certaines faiblesses du Québec en RD. En effet, si le Québec possède plusieurs fournisseurs de pièces, il n'a pas de turbinier fabriquant de grandes éoliennes, ce qui limite beaucoup les innovations dans ce domaine. De plus, il y a assez peu de RD en ce qui concerne les composantes et l'assemblage d'éoliennes. La taille restreinte du marché québécois ne devrait pas être un frein à ses ambitions en recherche et développement à l'exemple de l'industrie aéronautique, puisque le Québec peut compter sur des ingénieurs qualifiés et un bon nombre d'universités ».

Le programme québécois a donc eu de grandes retombées quant au développement d'expertises techniques en éolien, mais peu de développement industriel de pointe en a résulté à ce jour.

Enfin, bien que l'emphase soit largement mise sur l'intégration de l'éolien au réseau intégré d'Hydro-Québec, le potentiel de déploiement en réseaux autonomes est également important. Le rôle que l'éolien peut y jouer à titre « *d'économiseur de carburant* » est donc examiné de près. Après plus de 25 ans de R ET D et de développement d'une grande expertise technique à l'IREQ, et après quelques itérations et raffinements des études préliminaires et l'identification d'un modèle d'affaires devant permettre le déploiement du jumelage éolien-diesel dans ses réseaux autonomes, le Distributeur a lancé en 2015 un appel de propositions visant l'achat d'un bloc de

6 MW d'énergie éolienne à partir d'une centrale située aux Îles-de-la-Madeleine. Les résultats de cet exercice orienteront la suite de cet aspect particulier du programme éolien québécois et/ou de l'intégration d'un portefeuille varié d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes québécois.

L'intégration au système d'Hydro-Québec

Le principal objectif de gestion d'un système électrique est de supporter la demande de façon fiable et sécuritaire, de la prochaine seconde à plusieurs décennies en avant, et de le faire le plus efficacement possible, autant en termes économiques que d'utilisation des ressources. Lorsqu'est envisagée l'intégration d'une nouvelle source de production, tous ces aspects sont affectés.

Or la production éolienne a ceci de particulier qu'elle varie au gré des régimes météorologiques et climatiques, qu'il n'y a pas de possibilité de stocker le vent, qui est cependant gratuit, et que la production n'est pas strictement modulable : une source de variabilité et, en fonction de la capacité à bien la prévoir, d'incertitude. Ces particularités distinctives nécessitent donc une approche nouvelle pour l'intégration d'un moyen de production. Ne pouvant être modulé, il s'agit sur un horizon annuel et multiannuel d'une production dite « de base », mais dont la puissance varie continuellement, contrairement aux autres productions de base traditionnelles, telle une centrale nucléaire, dont la puissance produite est idéalement maintenue constante. Ainsi, quant à la fiabilité en puissance et en énergie à long terme, l'éolien participe donc définitivement à l'offre devant supporter la demande, un approvisionnement en bonne et due forme, dont il faut bien établir l'apport attendu. D'autre part, vue par le reste du système électrique, à court terme la production éolienne se « transforme » en demande négative¹, requérant au passage de la part de la production hydroélectrique un service inhabituel pour soutenir un moyen de production, mais que les centrales hydroélectriques donnent d'emblée pour supporter la charge fluctuante : l'équilibrage.

La production éolienne moderne est également générée par des équipements dont l'interface avec le réseau ne se retrouvait pas, jusqu'à récemment, du côté des moyens de production. Les génératrices éoliennes modernes ne sont en effet pas synchronisées au réseau électrique, la puissance produite transitant entièrement ou partiellement par l'intermédiaire de convertisseurs CC-CA². En conséquence, le raccordement des centrales éoliennes au réseau exige également des interventions particulières.

Hydro-Québec s'est donc rigoureusement attaquée à l'évaluation des impacts de ce nouveau type de production à son système électrique. Quant à la planification à long terme, il fut d'abord établi que la contribution en énergie attendue de l'éolien serait équivalente à 35 % de facteur d'utilisation annuel³. D'autre part, une contribution en puissance de l'ordre de 30 % de la capacité installée est ressortie des études de fiabilité en puissance. Les exigences de raccordement du Transporteur furent ensuite adaptées de façon à pouvoir garantir, avant même la mise en service, la capacité de maintien de la sécurité et la fiabilité ultérieure des équipements de production et du réseau, en phase d'exploitation. Des études exhaustives, pour chacune des installations, ont permis d'établir la stratégie optimale pour leur raccordement, et sa mise en œuvre.

¹ Vue par les autres moyens de production, l'éolien peut être considéré comme diminuant le demande effective. Le reste du système supporte alors la « demande nette » : demande moins éolien.

² Convertisseur CC (courant continu) vers du CA (courant alternatif)

³ Rapport entre l'énergie électrique produite par un équipement sur une période donnée et l'énergie qu'il aurait produite s'il avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période.

Ont en parallèle été caractérisées les variabilités globales attendues après le déploiement planifié de la nouvelle filière, et un système centralisé de prévision de la production éolienne, en constante amélioration, a été mis en place dès 2006 chez le Distributeur. Sur la base des résultats de ces exercices, les modifications nécessaires aux diverses réserves normales, provisions et services auxiliaires ont pu être établies. Cette production dispersée ne pouvant entraîner de contingences majeures, les réserves de fiabilité n'eurent pas à être modifiées. Par contre, il fut établi qu'à terme, de légères augmentations aux services de suivi de charge, horaire et intrahoraire, et de réglage de fréquence, pourraient être requises. De même, il fut établi que la prise en compte, à l'aide des provisions pour aléas, de l'incertitude supplémentaire sur la prévision de la demande nette (demande moins production éolienne), pourrait entraîner une augmentation des niveaux de puissance requis, en fonction du risque économique ciblé.

De façon à pallier efficacement aux particularités de la production éolienne et aux impacts de celles-ci sur la planification de l'exploitation par le Distributeur, et à tirer parti de la grande flexibilité du système hydroélectrique québécois pour ce faire, ce dernier signa dès 2006 avec le Producteur une entente d'intégration éolienne. Une nouvelle entente remplacera cette dernière en 2016. À ce jour, l'entente a permis d'intégrer efficacement la production éolienne et aucun autre ajustement majeur n'a, de fait, été nécessaire.

En intégration de l'éolien au réseau électrique, Hydro-Québec fut à la fois précurseur et, avec ses moyens de modélisation et de simulation, à bien des égards premier de classe tant du côté de la recherche, à l'IREQ, que du côté opérationnel, en planification et en exploitation. À cet égard, en reconnaissance de l'excellence de leur apport, en 2013 le *Utility Wind Integration Group* décerna trois prix aux chercheurs d'Hydro-Québec. N'agissant pas en isolement, ceux-ci ont au passage participé activement à plusieurs efforts internationaux dans le domaine, notamment à titre de représentants canadiens au groupe de travail du *Task XXV* de l'*Agence Internationale de l'Énergie*. Notons que la mise en place, en 2006 sur recommandation de l'IREQ, d'un comité éolien corporatif transversal coordonnant les travaux techniques devant être rapidement mis en branle assura cette attaque efficace du défi de l'intégration éolienne au système électrique.

Le contexte énergétique suite à la crise financière de 2008 jusqu'à aujourd'hui

Entre le démarrage du programme éolien québécois et aujourd'hui, un changement structurel marqué a été observé du côté du besoin en électricité du marché québécois. Dès 2006, la croissance du besoin annuel en énergie a commencé à légèrement décliner. Plusieurs facteurs ont participé à ce changement, dont la baisse de l'activité économique, le report ou l'annulation de projets industriels importants et une efficacité énergétique grandissante. Devant ces changements rapides, la prévision des besoins était déjà plus difficile. La crise financière de 2008 est alors venue se superposer à ce phénomène, entraînant soudainement une baisse très importante du besoin énergétique. En 2004, lors du dépôt de son plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur prévoyait un besoin global de 192,3 TWh en 2009. Lors du suivi 2008 de l'avancement du plan 2008-2017, la prévision pour l'année 2009 y était abaissée à 183,7 TWh. Le besoin réel en 2009 fut finalement, après normalisation climatique, de 178,3 TWh. Cela ramenait momentanément la consommation annuelle sous la barre du volume patrimonial. À la fin 2015, la lente reprise en cours depuis n'avait pas encore effacé ce recul. En parallèle, un profond changement est également apparu dans le profil chronologique des appels horaires de puissance, par lequel se déclinent ces besoins québécois, et une hausse importante de l'appel de puissance à la pointe.

Or, au-delà des aléas climatiques interannuels, la demande électrique croît normalement de façon assez constante et un approvisionnement « acquis » découlant d'un besoin prévu s'intègre entièrement et définitivement au portfolio. Cependant, la baisse récente et importante du besoin relativement aux prévisions a eu une répercussion majeure sur les nouveaux approvisionnements réellement requis, qui ont donc diminué rapidement et à répétition, alors même que le Distributeur prenait ses premiers engagements auprès de producteurs « postpatrimoniaux », dont éoliens. En conséquence, à la fin 2015 le Distributeur fait face à une nouvelle réalité : un surplus d'approvisionnements disponibles en énergie, sur une base annuelle, doublé d'une augmentation des besoins en puissance en période de forte demande. Les encadrements légaux font en sorte que, pour gérer ce surplus, le Distributeur doit miser sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre demande, laissant sur la table un approvisionnement à très faible coût. En effet, à la fin 2015 le Distributeur faisait état d'un coût global des approvisionnements postpatrimoniaux de 96,90 \$/MWh, alors que les approvisionnements patrimoniaux non utilisés étaient à 28,4 \$/MWh.

Le coût marginal des nouvelles productions est donc globalement beaucoup plus élevé que celui du bloc patrimonial. Malgré la baisse actuelle et attendue du coût de l'éolien qui rend cette filière déjà très compétitive sur le marché de l'énergie, cela s'applique toujours à cette filière comme aux autres, même avec un coût d'intégration et d'équilibrage limité. Au-delà du volume patrimonial, le Distributeur répondra donc à tout besoin québécois par des approvisionnements mettant une pression à la hausse sur ses tarifs, à hauteur de la différence entre les coûts patrimoniaux/postpatrimoniaux de l'électricité livrée au client ultime, au prorata des volumes d'énergie de chacun.

Par surcroît, le contexte énergétique et l'encadrement légal font en sorte que le Distributeur ne peut actuellement tirer parti au maximum du volume d'énergie patrimoniale disponible. Cela modifie le rapport patrimonial/postpatrimonial de ses livraisons, exacerbant cette pression à la hausse sur les tarifs.

Lorsque les 3 710,7 MW engagés seront en service, la production éolienne annuelle de 11,4 TWh coûtera plus de 93 \$/MWh en fourniture directe, ou près de 100 \$/MWh en moyenne en incluant le service d'intégration. Avec 8,3 TWh déjà livrés en 2015 - près de 47 % des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur⁴ - et compte tenu des facteurs expliquant ce coût moyen de la production sous contrat, la filière éolienne joue un rôle important dans cette équation.

La filière éolienne en 2016

Après une période de plus de quinze années pendant lesquelles l'augmentation annuelle de la capacité de production éolienne se maintenait entre 24 % et 37 % à l'échelle mondiale, depuis 2010 cette croissance a légèrement ralenti, avec une moyenne d'environ 17 % par an de 2011 à 2015. À la fin 2015, la capacité éolienne totale installée dans le monde était de 432 GW, dont 7 321 MW dans la première couronne des réseaux limitrophes de celui du Québec. Selon l'information disponible, l'augmentation de la capacité éolienne installée se poursuivra à un rythme très élevé pour plusieurs décennies.

Avec la diminution des coûts de production, les incitatifs directs en support à la production éolienne tendent à diminuer, sans être encore éliminés. Ils sont souvent complétés ou

⁴ L'année 2015, particulièrement froide, a entraîné l'achat d'énergie de court terme. Après normalisation climatique, non encore disponible au moment de la rédaction du présent rapport, cette proportion d'énergie éolienne serait plus élevée.

remplacés par la mise en place de différents types de réglementation obligeant les services électriques à atteindre et maintenir une proportion renouvelable dans leur portfolio de production en en « socialisant » les coûts. Les états imposent ainsi le remplacement rapide d'une partie des sources polluantes d'électricité par des sources renouvelables, ce qui est le cas des réseaux du Nord-Est américain.

Aujourd'hui, dans plusieurs marchés la production éolienne est donc compétitive, ou proche de l'être, relativement aux nouvelles installations de moyens de production classiques, et elle tend à encore s'améliorer à cet égard. Elle est en cela suivie de près par la production solaire, qui devient rapidement un incontournable. Mais de grands défis restent à être relevés pour maximiser la valeur de toutes les ressources en maintenant la fiabilité du système électrique.

Par exemple, un élément important de l'intégration de l'éolien est la flexibilité du système qui l'accueille. Toutes les zones de contrôle ne disposent pas du même niveau interne d'adaptabilité aux fluctuations et incertitudes, ce qui limite leur capacité intrinsèque d'intégration économique de production renouvelable variable. Or lorsque ces filières de production variables sont combinées à l'hydroélectricité flexible, une solution entièrement renouvelable est possible et économiquement viable. Les états du Nord-est américain reconnaissent aujourd'hui cette réalité, avec une ouverture à la grande hydroélectricité comme moyen de faciliter l'intégration des productions variables. Hydro-Québec est donc en position enviable à cet égard dans le nord-est de l'Amérique. Pour en tirer parti, les règles de marché doivent cependant évoluer.

Conclusion

Globalement, il ressort dans l'ensemble que le programme éolien est un succès quant au processus d'approvisionnement : rigueur et transparence, nombre de soumissions déposées et compétitivité des offres. Comme cela était attendu, une industrie locale de fabrication, construction et installation a également vu le jour, en lien avec la capacité éolienne à développer, mais toujours largement dépendante du carnet de commandes à l'interne du Québec. L'essor d'une industrie de service nécessaire à l'exploitation des centrales, de moindre ampleur, a suivi, le tout entraînant des activités indirectes et induites évidentes, mais difficiles à bien quantifier sans l'apport de toutes les parties prenantes. Quant aux impacts techniques de la production éolienne sur le système électrique, ils sont à ce jour limités, grâce à l'utilisation de la grande flexibilité de la production hydroélectrique telle que structurée dans l'entente d'intégration. Il ressort d'autre part que, surtout en présence d'un surplus d'approvisionnements disponibles pour soutenir la demande interne du Québec, et du fait que la filière est dominante dans les approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur tous plus coûteux que ne l'est la « base patrimoniale », l'éolien participe de façon importante à la pression à la hausse sur les tarifs d'électricité, malgré que son coût soit maintenant compétitif avec celui des nouvelles productions « classiques ».

Au début de l'année 2016, la filière éolienne occupe donc au Québec une place importante, en complémentarité avec celle dominante de l'hydroélectricité. Elle occupe également une place grandissante chez nos voisins et partout dans le monde. Avec en main une grande expertise et des outils de pointe qu'elle a développés pour intégrer efficacement dans son système la production éolienne ou toute autre source de variabilité et d'incertitude, Hydro-Québec est en bonne position pour explorer les scénarios de développement qui s'offrent à elle. Assis sur une mine de ressources renouvelables, flexibles et complémentaires, le système électrique québécois possède des atouts dont il faut maximiser les retombées, à l'interne et sur le marché l'entourant.

Table des matières

INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 : CONTEXTE AYANT MENÉ À L'ESSOR DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE AU QUÉBEC	3
1.1 UN BREF HISTORIQUE NATIONAL ET INTERNATIONAL DE LA FILIÈRE.....	3
1.2 LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE AU QUÉBEC AU TOURNANT DU MILLÉNAIRE.....	4
1.2.1 <i>La demande électrique et son évolution</i>	5
1.2.2 <i>Les approvisionnements électriques au Québec</i>	6
1.2.2.1 Le bloc patrimonial.....	6
1.2.2.2 La production électrique québécoise	7
1.2.2.3 Le prix de l'électricité au Québec.....	7
1.2.2.4 Le « postpatrimonial »	8
1.3 LE CONTEXTE SOCIO-ÉCONOMIQUE AU QUÉBEC AU TOURNANT DU MILLÉNAIRE	9
1.4 LE PROCESSUS DE CONSULTATION À L'ORIGINE DE LA STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE	10
1.4.1 <i>Les attentes des intervenants</i>	10
1.4.2 <i>Les recommandations de la Régie de l'énergie</i>	11
1.5 ÉVOLUTION DU CONTEXTE DE 2000 À 2003	12
CHAPITRE 2 : LE PROGRAMME ÉOLIEN QUÉBÉCOIS	15
2.1 LE MODÈLE D'AFFAIRES RETENU.....	16
2.1.1 <i>Fournir la demande québécoise</i>	16
2.1.2 <i>Les appels d'offres concurrentiels</i>	16
2.1.3 <i>La participation communautaire</i>	19
2.1.4 <i>Les exigences de contenu régional et québécois</i>	19
2.1.4.1 La mise en place d'une structure industrielle permanente	19
2.1.4.2 Le financement supportant l'émergence de la production éolienne	20
2.2 LE RÉSULTAT DES APPELS D'OFFRES	21
2.2.1 <i>Le choix des manufacturiers</i>	22
2.2.2 <i>La compétitivité des offres retenues</i>	22
2.2.2.1 Contexte du programme éolien québécois	22
2.2.2.2 Évolution des coûts de l'éolien.....	24
2.2.2.3 Les offres reçues par le Distributeur	25
2.3 LES INVESTISSEMENTS RÉALISÉS.....	26
2.3.1 <i>Les investissements directs</i>	27
2.3.1.1 Les investissements dans les centrales éoliennes	27
2.3.1.2 Les investissements dans le réseau électrique de transport et distribution	28
2.3.1.3 Investissements directs globaux	29
2.3.2 <i>Les investissements industriels indirects</i>	29
2.4 LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE	30
2.4.1 <i>Nature et pérennité des emplois directs créés</i>	30
2.4.1.1 Construction et raccordement des centrales.....	30
2.4.1.2 Exploitation des centrales.....	33
2.4.1.3 Redevances et compensations aux propriétaires et communautés.....	34
2.4.2 <i>Les retombées indirectes et induites</i>	35
2.5 LES RETOMBÉES ENVIRONNEMENTALES DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE	36
2.5.1 <i>L'impact direct des équipements de production</i>	36
2.5.2 <i>Processus environnemental québécois</i>	37
2.5.3 <i>L'acceptabilité sociale de la filière éolienne</i>	37
2.5.3.1 L'impact local et l'aspect communautaire	37
2.5.3.2 L'impact sociopolitique.....	38

2.6	LES AUTRES RETOMBÉES DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE : LA R ET D	39
2.7	LA DURÉE DE VIE DES INFRASTRUCTURES ET LES SCÉNARIOS EN FIN DE CONTRATS.....	40
2.7.1	<i>La durée de vie économique et technique des éoliennes</i>	40
2.7.2	<i>Scénario de renouvellement des contrats à leur échéance</i>	41
2.7.2.1	Valeur résiduelle et rééquipement des centrales éoliennes.....	41
2.7.2.2	Valorisation des actifs de transport.....	41
2.7.3	<i>Scénario de démantèlement des infrastructures en fin de contrat</i>	41
2.8	LE CAS PARTICULIER DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	42
CHAPITRE 3 : L'INTÉGRATION AU SYSTÈME D'HYDRO-QUÉBEC		45
3.1	DÉFINIR LE TERRAIN DE JEU	46
3.1.1	<i>Notions de sécurité, fiabilité et risques vs efficacité et rendement</i>	46
3.1.2	<i>Particularités distinctives de la production éolienne</i>	48
3.1.3	<i>L'éolien vu par le reste du système électrique</i>	49
3.1.3.1	La demande nette.....	49
3.1.3.2	La variabilité à court terme.....	50
3.1.3.3	La prévisibilité	57
3.2	INTÉGRATION AU SYSTÈME : PLANIFIER, RACCORDER, EXPLOITER	58
3.2.1	<i>Planification long terme : Garantir la sécurité d'approvisionnement</i>	58
3.2.1.1	Établir la contribution en puissance	58
3.2.1.2	Établir la contribution en énergie	60
3.2.1.3	Résumé des contributions et résultats à ce jour	61
3.2.2	<i>Raccordement au réseau : « brancher les centrales »</i>	64
3.2.2.1	Les études d'intégration au réseau.....	65
3.2.2.2	Les investissements sur le réseau de transport et de distribution.....	66
3.2.2.3	L'intégration à 100 % versus le plafonnement de la production.....	67
3.2.3	<i>Exploitation : garantir la fiabilité et la qualité d'alimentation au moindre coût</i>	67
3.2.3.1	Contingences et stabilité : les réserves d'exploitation.....	68
3.2.3.2	Variabilité, contrôle de fréquence et suivi de charge : réglage de la fréquence et de la production	69
3.2.3.3	Incertitudes sur les prévisions : Les provisions pour aléas	70
3.2.4	<i>Offre vs demande, variabilité et incertitude, équilibrage : la gestion globale du système intégré</i>	72
3.3	LA PÉNÉTRATION ÉOLIENNE ET SES LIMITES	73
3.4	LES RETOMBÉES TECHNOLOGIQUES À HYDRO-QUÉBEC ET SON RAYONNEMENT.....	73
CHAPITRE 4 : LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE SUITE À LA CRISE FINANCIÈRE DE 2008 JUSQU'À AUJOURD'HUI		75
4.1	CHANGEMENTS STRUCTURELS DE LA DEMANDE AU QUÉBEC	75
4.2	MAINTENIR L'ÉQUILIBRE OFFRE DEMANDE : APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR, FIABILITÉ ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	78
4.2.1	<i>Patrimonial et post patrimonial</i>	81
4.3	BILAN ÉCONOMIQUE ET IMPACTS TARIFAIRES DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE DANS UN CONTEXTE DE SOUS-UTILISATION DU BLOC PATRIMONIAL	83
CHAPITRE 5 : LA FILIÈRE ÉOLIENNE EN 2016		85
5.1	L'INTÉGRATION DE L'ÉOLIEN DANS LE MONDE	85
5.1.1	<i>Les incitatifs aux productions éoliennes et autres renouvelables</i>	86
5.1.2	<i>Le financement des projets éoliens en 2016</i>	88
5.1.3	<i>Les prévisions d'augmentation de la pénétration éolienne</i>	88
5.2	L'ÉVOLUTION DE LA TECHNOLOGIE ET DES COÛTS DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE.....	89
5.3	L'ÉVOLUTION DES MARCHÉS EN PRÉSENCE DE PRODUCTION VARIABLE	92
CONCLUSION		93
RÉFÉRENCES		95

ANNEXE A	INVESTISSEMENTS DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE QUÉBÉCOIS	109
ANNEXE B	COMPILATION DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DIRECTES DES CENTRALES ÉOLIENNES.....	113
ANNEXE C	ÉMISSIONS ET ÉPUISEMENT DES RESSOURCES : INDICATEURS MOYENS LIÉS AUX PRINCIPALES FILIÈRES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ – CYCLE DE VIE	115
ANNEXE D	LA PRODUCTION ÉOLIENNE AU CANADA, AUX ÉTATS-UNIS, ET DANS LE MONDE	117

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Liste des figures

FIGURE 1	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE AU QUÉBEC ET PART DE L'ÉLECTRICITÉ (1980-2000)	5
FIGURE 2	ÉVOLUTION DE LA RÉPARTITION DES SOURCES DE CHAUFFAGE AU QUÉBEC (1980-2000)	6
FIGURE 3	ÉVOLUTION DU PRIX DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC (1980-2000)	8
FIGURE 4	TAUX DE CHÔMAGE PAR RÉGIONS ADMINISTRATIVES AU QUÉBEC EN 2001	9
FIGURE 5	BESOINS ET APPROVISIONNEMENT ADDITIONNELS REQUIS SELON LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2002-2011 DU DISTRIBUTEUR	12
FIGURE 6	PUISSANCE ÉOLIENNE GLOBALE INSTALLÉE EN FIN D'ANNÉE, DE 1995 À 2003	13
FIGURE 7	CARNET PRÉVISIONNEL DE COMMANDES AUX MOMENTS DES DÉPÔTS DES DÉCRETS « BLOCS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE »	20
FIGURE 8	STRUCTURE DE COÛT DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE ISSUE D'UN PROJET	23
FIGURE 9	ÉVOLUTION DU COÛT MOYEN DES TURBINES DE 2004 À 2012 EN EUROPE	24
FIGURE 10	ÉVOLUTION DU COÛT MOYEN DES TURBINES DE 1997 À 2015 AUX ÉTATS-UNIS	24
FIGURE 11	ÉVOLUTION DU COÛT DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE AUX ÉTATS-UNIS PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE DE 1996 À 2014	25
FIGURE 12	PRIX D'ACHAT DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE PUBLIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR, SELON LES CONTRATS'	26
FIGURE 13	INVESTISSEMENTS ANNUELS ANNONCÉS DANS LES DOSSIERS PRÉSENTÉS AU BAPE	27
FIGURE 14	INVESTISSEMENT ANNUEL ET CUMULATIF PLANIFIÉ POUR LE RACCORDEMENT AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE DES CENTRALES ÉOLIENNES DU PROGRAMME QUÉBÉCOIS	28
FIGURE 15	EMPLOIS DIRECTS EN MOYENNE PENDANT LA CONSTRUCTION DES CENTRALES QUÉBÉCOISES	32
FIGURE 16	DURÉE DES CHANTIERS DE CONSTRUCTION DES CENTRALES QUÉBÉCOISES	32
FIGURE 17	RÉPARTITION MENSUELLE ESTIMÉE DU NOMBRE DE TRAVAILLEURS SELON LA PLANIFICATION DU CHANTIER DE LA CENTRALE NICOLAS-RIOU	33
FIGURE 18	PLANCHER DES REDEVANCES ANNUELLES VERSÉES AUX PROPRIÉTAIRES ET COMMUNAUTÉS POUR L'ÉCHANTILLON DISPONIBLE	34
FIGURE 19	BESOIN, RÉSERVES, OFFRE ET MARGES À UN HORIZON DONNÉ	48
FIGURE 20	VARIABILITÉ HORAIRE (HAUT) ET AUX 4 HEURES (BAS) DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE TOTALE (HQD+HQP) - DISTRIBUTIONS NORMALES DE MÊMES MOYENNES ET ÉCARTS-TYPES EN RÉFÉRENCE	52
FIGURE 21	COMPARAISON DE LA VARIABILITÉ HORAIRE DE LA DEMANDE SEULE ET DE LA DEMANDE NETTE (PRODUCTION ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE TOTALE (HQD+HQP)), DE 2008 À 2015 (HAUT) ET EN 2015 (BAS) - DISTRIBUTIONS NORMALES DE MÊMES MOYENNES ET ÉCARTS-TYPES EN RÉFÉRENCE	53
FIGURE 22	COMPARAISON DE LA VARIABILITÉ AUX 4 HEURES DE LA DEMANDE ET DE LA DEMANDE NETTE (PRODUCTION ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE TOTALE (HQD+HQP)), DE 2008 À 2015 (HAUT) ET EN 2015 (BAS) - DISTRIBUTIONS NORMALES DE MÊMES MOYENNES ET ÉCARTS-TYPES EN RÉFÉRENCE	54
FIGURE 23	ÉVOLUTION ANNUELLE DE LA VARIABILITÉ HORAIRE (HAUT) ET AUX 4 HEURES (BAS) DE LA DEMANDE ET DE LA DEMANDE NETTE (PRODUCTION ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE TOTALE (HQD+HQP)) DE 2008 À 2015	55
FIGURE 24	ÉVOLUTION MENSUELLE DE LA VARIABILITÉ HORAIRE (HAUT) ET AUX 4 HEURES (BAS) DE LA DEMANDE ET DE LA DEMANDE NETTE (PRODUCTION ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE TOTALE (HQD+HQP)) DE 2008 À 2015 – DIFFÉRENCE 2015 AJOUTÉE EN RÉFÉRENCE	55

FIGURE 25	IMPACT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE TOTALE (<i>HQD+HQP</i>) SUR LA VARIABILITÉ DE LA DEMANDE NETTE, EN PÉRIODES DE POINTE ET DE CREUX DE CHARGE DE 2008 À 2015	56
FIGURE 26	EFFET DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LES VARIATIONS HORAIRES MAXIMALES EN 2015 – HAUSSES MAXIMALES DE DEMANDE ET DE DEMANDE NETTE (HAUT : L'ÉOLIEN AUGMENTE LA RAMPE), BAISSÉ MAXIMALE DE DEMANDE (BAS GAUCHE : L'ÉOLIEN DIMINUE LA RAMPE), BAISSÉ MAXIMALE DE LA DEMANDE NETTE (BAS DROITE : L'ÉOLIEN AUGMENTE LA RAMPE) – AMPLITUDES DES VARIATIONS HORAIRES INDICUÉES.....	56
FIGURE 27	ÉCARTS DE PRÉVISION POUR TROIS HORIZONS PENDANT LES 12 POINTES FINES DE L'HIVER 2014-2015.....	58
FIGURE 28	CONTRIBUTION EN PUISSANCE, PUISSANCE COMPLÉMENTAIRE GARANTIE ET PRÉSENCE INSTANTANÉE RÉELLE LORS DES POINTES ANNUELLES DE LA DEMANDE ÉLECTRIQUE	62
FIGURE 29	ÉVOLUTION HISTORIQUE 2008-2015 DES FACTEURS D'UTILISATION SEMESTRIELS ET ANNUELS, AVEC TENDANCE À LA HAUSSE	63
FIGURE 30	PRODUCTION MENSUELLE MOYENNE DES CENTRALES EN SERVICE DU PROGRAMME ÉOLIEN QUÉBÉCOIS	64
FIGURE 31	FACTEUR D'UTILISATION INSTANTANÉ ET MOYEN, ANNÉE 2015.....	64
FIGURE 32	ÉVOLUTION ANNUELLE DU BESOIN QUÉBÉCOIS EN ÉNERGIE ET DE SA PRÉVISION INCLUSE AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR ET À LEURS ÉTATS D'AVANCEMENT....	75
FIGURE 33	BESOIN QUÉBÉCOIS CHRONOLOGIQUE ET CLASSÉ EN 2014, ET COMPARAISON AVEC LA COURBE DE PUISSANCE CLASSÉE DU BLOC PATRIMONIAL	76
FIGURE 34	ÉVOLUTION ANNUELLE DE L'APPEL DE PUISSANCE RELATIVEMENT AUX BÂTONNETS PATRIMONIAUX, EN DIFFÉRENCE DE PUISSANCE (HAUT) ET EN RAPPORT DE PUISSANCE (BAS).....	77
FIGURE 35	DISTRIBUTIONS DU BESOIN DE PUISSANCE EN 2013, 2014 ET 2015 ET COMPARAISON AVEC LE PROFIL PATRIMONIAL	78
FIGURE 36	ÉVOLUTION DE LA PÉNÉTRATION ÉOLIENNE EN ÉNERGIE (PRODUCTION ANNUELLE / BESOIN QUÉBÉCOIS EN ÉNERGIE) ET DU MAXIMUM HORAIRE ATTEINT EN COURS D'ANNÉE	79
FIGURE 37	ÉVOLUTION ANNUELLE DES BESOINS POSTPATRIMONIAUX PRÉVUS AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR ET LEURS ÉTATS D'AVANCEMENT	79
FIGURE 38	EFFET DE L'ÉOLIEN (BESOIN NET) SUR LE BESOIN CLASSÉ RELATIVEMENT AU PROFIL PATRIMONIAL EN 2015.....	82
FIGURE 39	ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE MONDIALE INSTALLÉE DE 1995 À 2015.....	85
FIGURE 40	PUISSANCE ÉOLIENNE INSTALLÉE DANS LES PROVINCES ET ÉTATS CANADO-AMÉRICAINS, SELON LA DISTANCE ENTRE MONTRÉAL ET LEURS CAPITALES RESPECTIVES.....	86

Liste des tableaux

TABLEAU 1	RÉSULTATS DE L'APPEL D'OFFRES 2002-01	13
TABLEAU 2	DÉCRETS GOUVERNEMENTAUX, ÉLÉMENTS PRINCIPAUX DES RÈGLEMENTS ET PRÉOCCUPATIONS GOUVERNEMENTALES S'Y ATTACHANT, ET APPELS D'OFFRES ÉOLIENS DU DISTRIBUTEUR EN DÉCOULANT.....	17
TABLEAU 3	RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES ET ENTENTE GRÉ À GRÉ DU DISTRIBUTEUR, PAR ORDRE CHRONOLOGIQUE D'ANNONCES DES PROJETS RETENUS	21
TABLEAU 4	FABRICANTS DE TURBINES ÉOLIENNES RETENUS ET LEUR QUOTE-PART ACTUELLE	22
TABLEAU 5	PRINCIPALES USINES DANS LA RÉGION DÉSIGNÉE EN 2013	29
TABLEAU 6	NOMBRE MOYEN D'EMPLOIS LORS DE LA CONSTRUCTION DES CENTRALES QUÉBÉCOISES	31
TABLEAU 7	PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE DU DISTRIBUTEUR SELON LA PÉRIODE ET L'HORIZON (EN HEURES NH), DU 1 ^{ER} DÉCEMBRE 2014 AU 30 NOVEMBRE 2015.	57
TABLEAU 8	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT : RÉSUMÉ DES CONTRIBUTIONS, GARANTIES ET PRÉSENCES AVÉRÉES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	61
TABLEAU 9	NIVEAUX PRESCRITS DE PROVISIONS POUR ALÉAS AU MOMENT DE L'ÉTUDE 2009, RISQUES CORRESPONDANTS, EFFETS DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE DES 1 ^{ER} ET 2 ^E APPELS D'OFFRES SUR CES RISQUES ET BESOIN DE PROVISIONS ADDITIONNELLES POUR GARDER UN NIVEAU CONSTANT DE RISQUE	71
TABLEAU 10	BILANS PRÉVISIONNELS 2016-2023 DU DISTRIBUTEUR : EN ÉNERGIE (HAUT), ET EN PUISSANCE (BAS) (<i>EN DATE DU 30 OCTOBRE 2015</i>)	80
TABLEAU 11	NORMES RELATIVES AU PORTEFEUILLE RENOUVELABLE EN VIGUEUR CHEZ LES PROCHES VOISINS DU QUÉBEC.....	87

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Introduction

Il y a plus de quinze ans, le Québec a pris la voie de l'intégration d'une nouvelle filière énergétique renouvelable dans son système électrique alors largement hydroélectrique. Ce virage se terminant, le contexte social, environnemental, économique, énergétique et politique ayant évolué depuis son initiation, et reconnaissant que les résultats de l'exercice sont maintenant suffisants pour le faire, il est aujourd'hui opportun de tirer un bilan objectif de ce choix, du point de vue de l'intégrateur de l'énergie éolienne au Québec, Hydro-Québec.

À l'orée du dépôt par le gouvernement québécois d'une stratégie énergétique renouvelée, et en parallèle de la rédaction par Hydro-Québec d'un nouveau plan stratégique, le présent rapport a pour objectif de faire ce bilan.

Se déclinant sur plusieurs chapitres concernant chacun des aspects du dossier jugés importants, le rapport tente de dresser une vue d'ensemble cohérente de « l'aventure éolienne », incluant lorsque nécessaire les interrelations entre ces divers aspects. Force est d'admettre que d'autres découpages tout aussi valables, et faisant possiblement mieux ressortir d'autres interrelations, auraient pu être retenus. Les auteurs se sont arrêtés à cette structure et sont satisfaits de l'éclairage global qu'elle permet d'établir.

Sans donner ici le détail des sujets, chapitre par chapitre, le document se penche tour à tour sur des éléments sociaux, environnementaux, économiques et énergétiques, de la fin des années 90 à aujourd'hui. Il fournit également un résumé des enjeux et impacts de l'intégration de la filière au réseau électrique québécois. Tout au long du document et pour chacun des aspects, un effort particulier est mis à décrire : 1) le contexte initial et les choix qui s'y sont attachés et 2) l'évolution de ce contexte depuis. Un bilan n'ayant valeur que pour l'éclairage qu'il donne au futur, les derniers chapitres résumant les constats généraux pour l'ensemble et, sur la base de l'évolution prévue du contexte global, propose des éléments devant éclairer les choix technologiques orientés vers l'avenir.

Il est important de noter d'emblée que, la filière éolienne ayant suscité bien des débats et soulevé de toutes parts maints arguments opposés, le présent rapport a pour objectif de présenter des faits mis en contexte. Il tente de positionner la filière éolienne à sa juste place en complémentarité avec celle dominante de l'hydroélectricité au Québec, en fonction du contexte passé, présent et futur : assis sur une mine de ressources renouvelables, flexibles et complémentaires, le système électrique québécois possède des atouts dont il faut maintenant maximiser les retombées.

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Chapitre 1 : Contexte ayant mené à l'essor de la filière éolienne au Québec

1.1 Un bref historique national et international de la filière

La filière éolienne se fonde sur un long historique plusieurs fois millénaire. D'abord dédiée au transport maritime, l'extraction de l'énergie du vent servira rapidement au pompage de l'eau. Dès le 12^e siècle de notre ère, nous trouvons ensuite trace de moulins servant à moudre le grain. À bien des égards, les turbines les plus modernes trouvent leurs évidentes racines dans ces technologies. En effet, sur cette base, la maîtrise de l'électricité, sa pénétration grandissante dans la société, la démocratisation de son accès et le hasard des crises économiques et pétrolières entraîneront par vagues successives leur développement jusqu'aux concepts modernes des aérogénérateurs tripales à axe horizontal et à une multitude de déclinaisons de ce concept central maintenant dominant.

Comme partout dans le monde, le Québec suivra ce développement. Les moulins à vent se retrouvaient déjà en grand nombre le long des rives de la Nouvelle-France. Dès le milieu des années 70, l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) et le Conseil National de Recherche du Canada (CNRC) entreront, en collaboration, dans la danse du développement des éoliennes dédiées à la production d'électricité. Après le milieu des années 80 et un repli global lié à la combinaison de facteurs économiques et de difficile maîtrise des contraintes mécaniques sur des prototypes trop rapidement de grande puissance, Hydro-Québec concentrera pendant une dizaine d'années ses efforts en recherche et développement aux concepts d'utilisation de la production éolienne de plus faible puissance en réseau isolé. En parallèle, l'industrie danoise, puis allemande, fortement appuyée par les gouvernements locaux dédiant d'importantes ressources financières à la recherche et au développement et au soutien de la jeune production, redéveloppera la technologie de façon incrémentale jusqu'à la convergence vers les premières turbines modernes, standardisées, fabricables en série et interconnectables aux grands réseaux électriques, au début des années 90. L'installation de turbines éoliennes, individuellement d'abord puis rapidement regroupées en centrales, ou « parcs éoliens »⁵, s'accélérera dès lors rapidement : fin 1995, 4 800 MW de puissance éolienne était en service au niveau mondial [1]. Le lecteur intéressé aux détails de cet historique et à une vue d'ensemble très complète du domaine de l'intégration de l'éolien aux réseaux électriques se réfèrera à Saulnier et Reid [2].

Au milieu des années 90, la table était donc mise pour un examen de la filière éolienne comme potentielle source de production au Québec. D'ailleurs un producteur privé planifiait la plus grande centrale éolienne de l'époque au Canada avec une puissance installée de 100 MW, *Le Nordais*, dont la mise en service aura lieu fin 1998 à Cap-Chat et en 1999 à Matane, après signature d'une entente avec Hydro-Québec dès 1995 [3]. La société d'État préparait également la mise en service d'un banc d'essai éolien de quelques mégawatts à Saint-Ulric de Matane. De son côté, l'IREQ, active en éolien depuis les années 70, démarra alors un programme visant le

⁵ Bien que cette nomenclature s'accroche fermement aux habitudes, le présent rapport se réfèrera systématiquement au terme « centrale » pour désigner un ensemble d'éoliennes (groupes turbine-générateur) ayant un point commun de raccordement au réseau électrique de Transport ou de Distribution. Il s'agit là d'une nomenclature maintenant favorisée et évitant toute confusion, le « parc éolien » faisant référence à l'ensemble des moyens de production de cette filière sur un territoire ou dans un portefeuille énergétique donné.

déploiement en réseau intégré⁶ d'un important volume de production éolienne. De 1975 à 2001, Hydro-Québec aura investi environ 52 M\$ et 160 années-personnes d'efforts, principalement en recherche, dans le domaine éolien [4].

1.2 Le contexte énergétique au Québec au tournant du millénaire

Au milieu des années 1990, le gouvernement québécois encadra un large débat public sur l'énergie autour du thème « *pour un Québec efficace* » [5] et il procéda à l'élaboration de sa nouvelle politique énergétique, « *L'énergie au service du Québec* », qui s'alimenta des débats. Celle-ci fut déposée en novembre 1996 [6]. Y étaient entre autres abordés l'évolution en cours de la structure des marchés et de la réglementation, le virage vers l'efficacité énergétique, le choix des filières pour produire l'électricité et les stratégies de développement industriel et régional qui s'y attachent. Après des décennies de grands projets hydroélectriques, le gouvernement québécois y annonçait un virage vers la gestion d'un portefeuille de ressources où « *pour cette partie de la demande prévue, où les incertitudes quant aux prévisions sont plus importantes, il est en effet beaucoup plus logique qu'on ait recours à des solutions alternatives* » se caractérisant « *par une taille réduite, un temps de réalisation plus court, des coûts décroissants dans le cas des nouvelles filières et un développement technologique rapide* ». Il allait pour ce faire caractériser les différentes filières, dont l'énergie éolienne. Et il exprimait le souhait que la Régie de l'énergie autorise Hydro-Québec à prévoir une quote-part d'énergie éolienne dès son prochain plan de ressources.

Au même moment, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) américaine déréglementait le commerce électrique de gros aux États-Unis et énonçait les principes de séparation fonctionnelle alors devenus nécessaires entre les activités reliées au transport et au contrôle des mouvements d'énergie et les fonctions de production et de vente d'électricité, afin d'assurer l'équité et la transparence des nouveaux processus à mettre en place pour gérer le marché ouvert naissant [7]. Tel qu'annoncé dans sa stratégie énergétique, le gouvernement du Québec approuvait à son tour, le 11 décembre 1996, le principe de libre transit d'électricité de gros sur le réseau d'Hydro-Québec, une condition nécessaire à l'accès au marché américain des producteurs électriques québécois. La création d'*Hydro-Québec TransÉnergie* (HQT ou le Transporteur) découla immédiatement de cette décision.

Le gouvernement prenait également acte plus largement de l'évolution du domaine énergétique et du besoin d'encadrer et réguler les processus de transport et de distribution d'énergie de façon rigoureuse, stricte, équitable et non discriminatoire pour toutes les parties prenantes. Le 1^{er} mars 1997 entrait en vigueur la Loi sur la Régie de l'Énergie [8] créant l'organisme du même nom et lui conférant les pouvoirs nécessaires pour ce faire. Elle doit, entre autres, fixer les tarifs, autoriser les programmes commerciaux et les investissements et approuver les conditions de fourniture de l'électricité garantissant la sécurité d'approvisionnement des Québécois.

En 2000, la loi 116 [9] compléta la restructuration d'Hydro-Québec en séparant *Hydro-Québec Distribution* (HQD ou le Distributeur) à son tour, avec le mandat de desservir la clientèle québécoise. Toutes les activités d'Hydro-Québec portant directement sur la fourniture d'électricité aux consommateurs, autant en distribution qu'en transport, sont à ce moment dites

⁶ Le *réseau intégré* est l'ensemble du grand réseau électrique québécois et des équipements qui lui sont interconnectés. Seuls vingt-quatre réseaux autonomes, non raccordés, en sont donc exclus.

règlementées. Le gouvernement québécois exclut alors les activités d'Hydro-Québec Production (HQP ou le Producteur) du processus règlementaire. Enfin, la Régie de l'Énergie du Québec signe rapidement un protocole d'entente avec la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) quant à l'application sur le territoire québécois⁷ des règles et normes de fiabilité du réseau de transport électrique canado-américain.

1.2.1 La demande électrique et son évolution

À l'approche de l'an 2000, la consommation totale d'énergie croissait de façon relativement stable au Québec. Après une baisse marquée pendant la crise du début des années 80, elle augmenta régulièrement à partir de 1985 (Figure 1). Cette crise fut cependant une occasion importante d'électrification du chauffage résidentiel (Figure 2) que l'on trouve en 2000 dans plus de 70 % des foyers québécois, la pénétration électrique dans l'enveloppe énergétique globale augmentant de 27 % en 1980 à 40 % en 1986. La tendance à l'électrification du Québec continua cependant, la consommation électrique augmentant de 25,5 % de 1986 à 2000, alors que la consommation énergétique totale n'augmentait que de 20,4 % [10]. En 2000, Hydro-Québec a livré 152,7 TWh⁸ d'électricité au Québec, en augmentation de 3,9 % par rapport à l'année précédente, soutenant un besoin interne global de 165,1 TWh⁹ [11],[12].

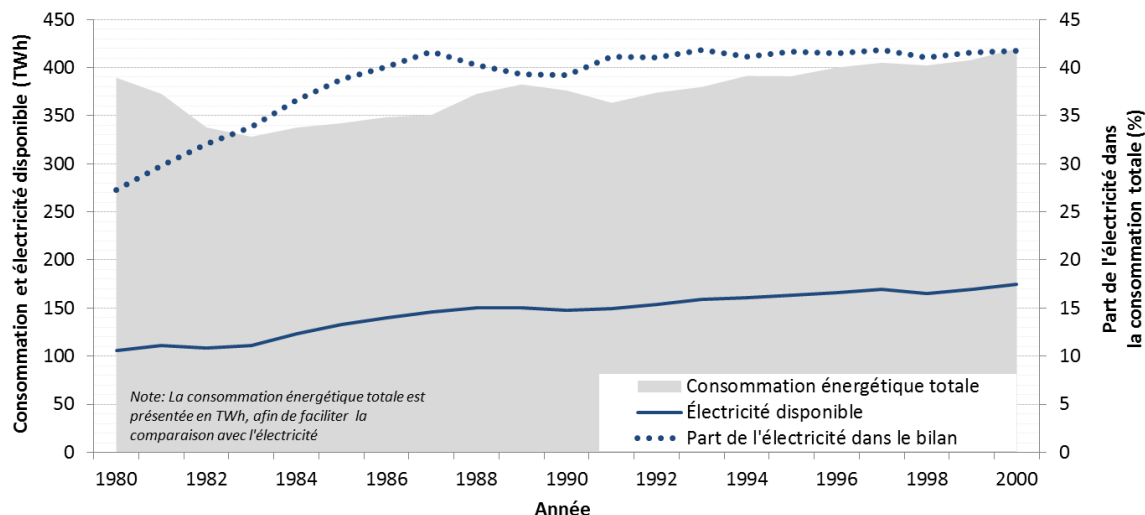


Figure 1 Évolution de la consommation énergétique au Québec et part de l'électricité (1980-2000) (réf. [10])

⁷ Le Québec fait partie de la région nord est de la NERC, sous l'autorité déléguée par celle-ci au *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC)

⁸ Un térawattheure (TWh) équivaut à la consommation de un million de kilowatt pendant une heure

⁹ Le besoin global est la somme de l'énergie livrée (consommation) et des pertes réseau qui s'y attachent, et correspond à l'énergie devant être produite.

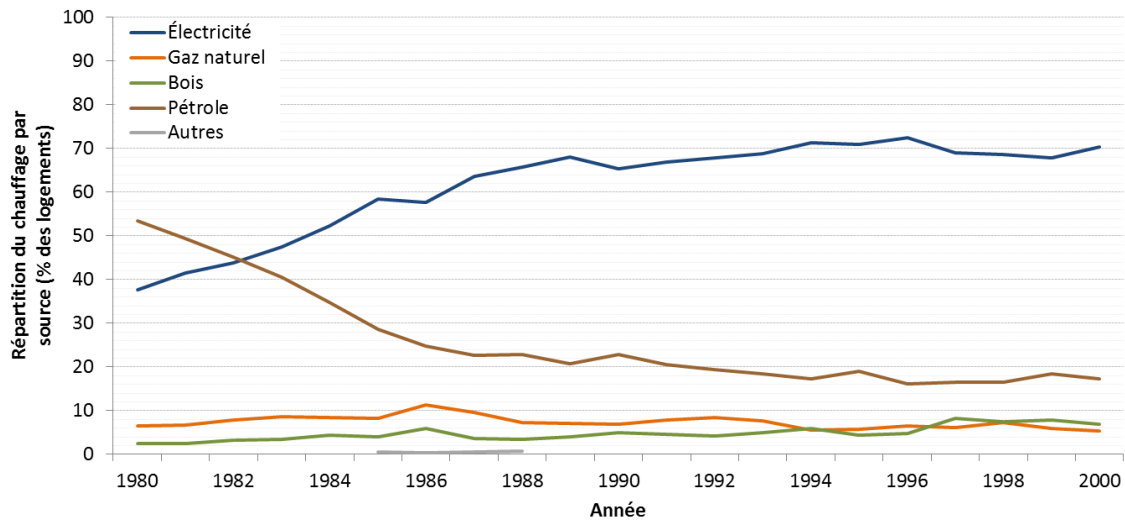


Figure 2 Évolution de la répartition des sources de chauffage au Québec (1980-2000) (réf. [10])

1.2.2 Les approvisionnements électriques au Québec

Le Distributeur a le mandat et la responsabilité de répondre à la demande québécoise en électricité¹⁰. Suite à la promulgation de la loi 116, ce dernier doit déposer à la Régie de l'Énergie, sur base triennale, un plan d'approvisionnement visant les besoins prévus sur les dix années à venir, supplémenté d'un suivi annuel de son avancement. Il doit également procéder par appels d'offres compétitifs¹¹ et signer des contrats d'approvisionnement répondant à ces besoins, au-delà d'un bloc d'énergie/puissance dite « patrimoniale », sous l'encadrement de la Régie de l'Énergie. Les Québécois sont donc régulièrement informés des besoins à venir, de leur évolution, et des approvisionnements requis et engagés. Le premier plan d'approvisionnement du Distributeur a été déposé à la Régie de l'Énergie le 25 octobre 2001 et visait les besoins de 2002 à 2011 inclusivement [13].

1.2.2.1 Le bloc patrimonial

Dans la foulée de la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec et de la création de la Régie de l'Énergie, et dans le but de garantir aux Québécois un retour sur l'investissement national dans l'hydroélectricité et une stabilité des coûts d'approvisionnement dans le contexte règlementé, le gouvernement québécois modifia la Loi sur Hydro-Québec [14] de sorte que cette dernière doive « assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale » des marchés québécois « pour un volume de 165 térawattheures » annuellement.

Le 24 octobre 2001, le gouvernement fixa par décret [15] les caractéristiques précises de cet approvisionnement maximal de 165 TWh qui, en incluant les pertes réseau, représente pour Le Producteur une obligation de rendre annuellement disponible au Distributeur 178,86 TWh d'énergie à prix décrété.

¹⁰ La loi sur la Régie de l'Énergie, chapitre R-6.01, article 62, stipule que quelques petits territoires sont exclus du « droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec » octroyé à HQD. Ceux-ci sont exclus de l'analyse.

¹¹ Le gouvernement québécois se réserve le droit d'imposer une filière spécifique pour répondre aux besoins.

- Ce volume d'énergie est la somme de 8760 « bâtonnets »¹² de puissance horaire dont les valeurs sont prescrites ;
- L'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ;
- À partir de la première année pendant laquelle la consommation québécoise dépasse 165 TWh, tout volume supplémentaire d'énergie nécessaire sera dit postpatrimonial.

Au moment où sont décrétées les caractéristiques du volume patrimonial en 2001, il est prévu que les premiers approvisionnements postpatrimoniaux soient requis vers 2005. La loi 116 fixe d'ici là son prix moyen à 2,79 ¢/kWh [8]. En 2004, le gouvernement du Québec décrètera finalement la structure de coût alloué à partir de 2005 à chaque catégorie de consommateurs, qui donnera alors un coût patrimonial moyen maintenu autour de 2,79 ¢/kWh pour le Distributeur [16]. Ce prix restera constant jusqu'en 2014 et, tel qu'alors adopté à titre de mesure budgétaire par le gouvernement, sera ensuite annuellement indexé au taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble des prix à la consommation au Québec.

1.2.2.2 La production électrique québécoise

La consommation annuelle des Québécois en 2000 a été de 152,7 TWh, la pointe de puissance de 33 767 MW ayant été atteinte le 13 décembre. Pour y répondre, le Producteur exploitait en réseau intégré 50 centrales hydroélectriques (29 222 MW), 1 centrale nucléaire (675 MW) et 4 centrales thermiques (1 470 MW). Il disposait également de la majeure partie de la production de la centrale *Churchill Falls* (5 428 MW) et des 100 MW de la centrale éolienne *Le Nordais*, pour un total de 36 896 MW disponibles [11]. Dès 2001, le Producteur devait également développer son expertise en production éolienne après la mise en service de trois turbines de 750 kW à son site d'essai de St-Ulric [17].

Au cours de l'année 2000, 37,3 TWh nets furent écoulés hors Québec, pour des ventes totales de 190,0 TWh [11]. Quant au besoin interne, le système électrique québécois était donc pour un temps en surplus d'approvisionnements disponibles autant en énergie qu'en appel de puissance à la pointe, mais de nouvelles productions seraient bientôt nécessaires compte tenu de l'augmentation prévue des besoins.

1.2.2.3 Le prix de l'électricité au Québec

L'essentiel des approvisionnements québécois étant de source hydraulique dont la mise en service remontait à plusieurs décennies, le prix de vente de l'électricité au Québec était en 2000 parmi les plus faibles en Amérique, s'étant maintenu en dollars constant autour de 6 ¢/kWh pour le secteur résidentiel depuis 1980, comme le montre la Figure 3 [10].

De plus, la constitution du volume patrimonial d'électricité à faible prix, qui répondrait à l'essentiel des besoins québécois pour de nombreuses années, garantissait que le prix de vente moyen demeurerait très bas malgré l'augmentation prévisible du coût marginal des nouvelles productions d'électricité requises après le passage en régime postpatrimonial.

¹² Un processus est décrit pour le cas des années bissextiles

Enfin, la signature du contrat avec le promoteur de la centrale éolienne Le Nordais, au prix de 5,8 ¢/kWh, avait permis d'établir le coût attendu d'éventuels approvisionnements par cette filière, autour du tarif résidentiel en cours.

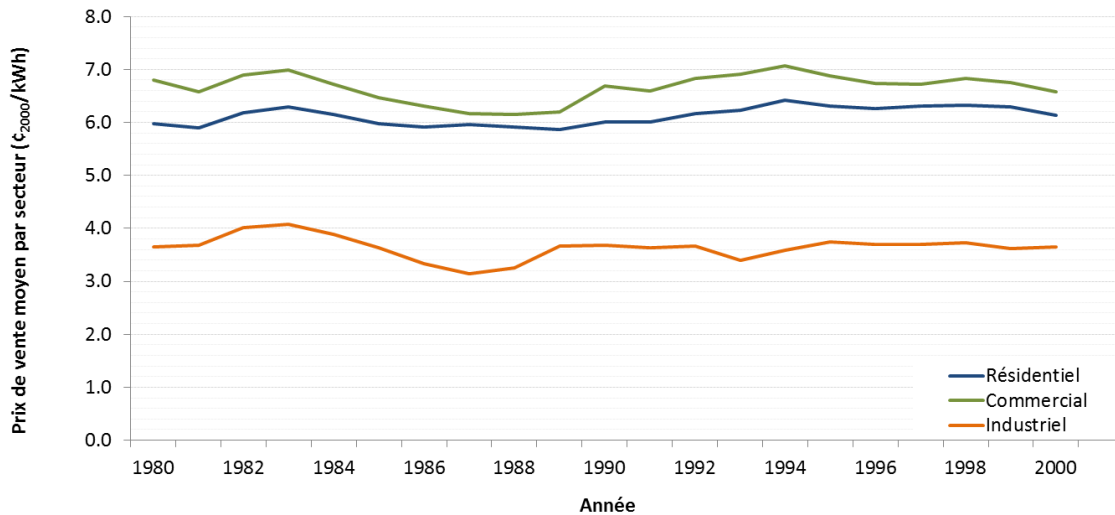


Figure 3 Évolution du prix de vente de l'électricité au Québec (1980-2000) (réf. [10])

1.2.2.4 Le « postpatrimonial »

La loi québécoise prescrit donc que pour répondre aux besoins prévus excédant le volume patrimonial annuel de 165 TWh, dès la première année pendant laquelle ce volume sera atteint, le Distributeur doit procéder par appels d'offres compétitifs. Plus précisément, la loi 116 prescrit que la procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment [9] :

« 1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé ;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement ;

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement ;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire. »

En 2001, il était prévu que la consommation dépasserait le volume patrimonial autour de 2005. Compte tenu du temps nécessaire pour planifier, construire et mettre en service de nouveaux moyens de production, il était dès 2001 nécessaire de rapidement évaluer les besoins prévus et de lancer les éventuels appels d'offres requis. De plus, le gouvernement devait rapidement orienter ses choix quant à la possibilité d'imposer une filière en particulier pour répondre aux besoins prévus.

1.3 Le contexte socio-économique au Québec au tournant du millénaire

En parallèle au contexte énergétique, au cours des années 90 le contexte socio-économique québécois a également grandement évolué. En particulier, certaines régions éloignées des grands centres ont vu leur tissu social s'effriter suite à l'effondrement de domaines sur lesquels s'assoient les économies locales. L'exploitation des ressources naturelles n'était plus toujours rentable, et le secteur des pêches a été particulièrement frappé par les moratoires imposés suite à l'effondrement des stocks.

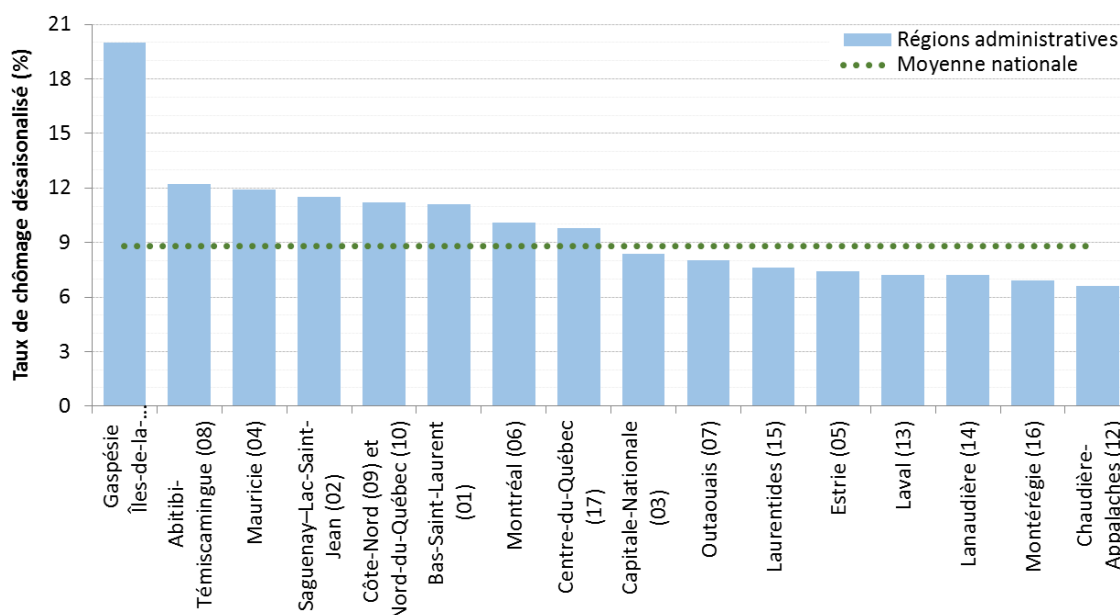


Figure 4 Taux de chômage par régions administratives au Québec en 2001 (réf. [18])

En conséquence, le taux de chômage dans la région administrative la plus durement frappée, la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, était de 20 % en 2001 pour une moyenne québécoise de 8.8 % [18]. Le gouvernement québécois cherchait donc des moyens de revitaliser cette dernière et les autres régions les plus affectées, entre autres par l'exploitation de filières énergétiques à fort potentiel, si applicable.

1.4 Le processus de consultation à l'origine de la stratégie de développement de la filière éolienne

C'est donc dans la foulée de sa nouvelle politique énergétique, et dans un contexte de grand dynamisme, d'augmentation de la demande électrique québécoise, de restructuration du monde de l'énergie et d'attentes socio-économiques importantes que le gouvernement du Québec, voulant bien encadrer le développement de la filière éolienne, lança dès la fin 1997 un exercice de consultation visant à étayer son inclusion dans sa politique énergétique.

La Régie de l'Énergie du Québec reçut donc le mandat de donner un avis quant à la quote-part à réserver à la filière éolienne dans le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec, et sur les modalités de sa mise en œuvre incluant sa taille et le prix d'achat qui seraient socialement et économiquement acceptables pour le Québec. Dans un document préalable aux audiences qui en découlèrent, la Régie notait que ce processus « *constitue en tout état de cause une première puisque, par le biais de cette consultation, le public contribuera directement à la réflexion sur la mise en place éventuelle d'une nouvelle filière énergétique au Québec* » [19].

1.4.1 Les attentes des intervenants

Au total dix-huit intervenants des domaines sociaux, environnementaux et industriels déposèrent des mémoires et/ou firent des présentations aux audiences de mai 1998¹³. Plusieurs points de vue différents furent discutés et un consensus majoritaire ressortit des discussions quant à l'intégration au réseau électrique québécois :

- Un programme éolien était effectivement souhaitable, mais devait être strictement et publiquement encadré. Un processus impartial et équitable d'appels d'offres compétitifs devait être démarré, dont les résultats seraient évalués sur des critères précis de prix et de retombées économiques pour obtenir des contrats d'une durée de 15 à 20 ans. Aucune iniquité tarifaire ne devait découler du programme et les acteurs prenant le risque devaient en tirer les bénéfices et en assumer les pertes ;
- De façon à favoriser l'essor d'une industrie québécoise, et si possible de technologies locales, une quote-part annuelle minimale d'environ 50 à 150 MW était nécessaire, assortie d'exigence de contenu local. Un programme démarrant rapidement et devant durer de 10 à 12 ans était jugé apte à l'implantation industrielle. Celui-ci devait être réparti en quelques appels d'offres par phases de 3 ou 4 ans. Il devait également éviter la création de monopoles. Un réexamen et un ajustement des engagements à plus long terme étaient enfin favorisés après quelques années, selon les résultats obtenus ;
- La grande majorité des intervenants milita pour une production privée ou à participation limitée de la société d'État dans l'exploitation des centrales ;
- Le programme devait répondre aux besoins énergétiques québécois ou, si une partie de la production était exportée, elle devait l'être sans conséquence sur les consommateurs québécois ;

¹³ Le lecteur pourra se référer au site de la Régie de l'Énergie pour consulter les divers documents à www.regie-energie.qc.ca/audiences/3395-97/index.html

- L'intérêt de systématiser la caractérisation de la ressource par des campagnes de mesure effectuées à partir des fonds publics ou financées par les abonnés d'Hydro-Québec.

Fut également discutée la nécessité de systématiser le déploiement de production éolienne dans les réseaux autonomes, selon un modèle d'affaires adapté à leur réalité, mais toujours dans l'optique de favoriser l'essor d'une industrie locale et l'exportation éventuelle de l'expertise et des technologies québécoises.

Finalement, la mise en place d'un système de facturation inverse, et la nécessité de favoriser une participation des communautés et de soutenir la recherche dans le domaine éolien furent mentionnées.

1.4.2 Les recommandations de la Régie de l'énergie

En septembre 1998, la Régie déposa son avis au gouvernement québécois [20]. L'avis se référait largement aux interventions reçues, et contenait dix-huit recommandations :

- Les trois premières visaient à préparer le terrain pour un programme éolien :
 - Mesurer et caractériser la ressource et préparer un cadre efficace d'évaluation environnementale par le BAPE.
- Douze recommandations s'appliquaient au programme d'approvisionnement éolien en « grand réseau » :
 - Implanter la production éolienne en favorisant l'essor local de l'industrie et le financement québécois, en trois phases de trois ans démarrant en 2002 avec une quote-part annuelle de 50 MW pouvant augmenter à 100-150 MW ;
 - Étudier la faisabilité d'intégrer 1 000 MW en Gaspésie ;
 - Limiter le prix d'achat à celui de la centrale *Le Nordais* au maximum et faire absorber par le gouvernement l'éventuel surcoût relatif au tarif en vigueur puisqu'il bénéficie des retombées, sauf si cette production vise l'exportation auquel cas il doit être absorbé par HQ, et que dans tous les cas les éventuels crédits à la production d'énergie propre reviennent à celui qui absorbe le coût ;
 - Procéder par appels d'offres compétitifs favorisant les retombées économiques locales, qu'un organisme sous la responsabilité du ministère des Ressources naturelles encadre et suive le programme, et qu'une comptabilité « isolée » soit faite par Hydro-Québec de tous les coûts liés au programme.
- Une recommandation concernait le programme éolien en « réseaux autonomes » :
 - Démontrer la valeur commerciale du couplage éolien-diesel et valoriser commercialement la technologie au Québec et ailleurs.
- Une recommandation technologique stratégique s'ajoutait :
 - Privilégier la R ET D pour appuyer le développement de l'industrie et la supporter à travers les programmes existants.

- Une recommandation commerciale voulant favoriser la petite production concluait la liste :
 - Mettre en place un programme d’auto production chez les clients avec mesurage et facturation nette.

1.5 Évolution du contexte de 2000 à 2003

De 2000 à 2003, la demande québécoise continua d’augmenter au rythme attendu au tournant du millénaire. Le 25 octobre 2001, le Distributeur déposa à la Régie de l’Énergie son premier plan d’approvisionnement [21]. Il y faisait état de besoins globaux augmentant de 169,6 TWh en 2002 à 189,7 TWh en 2011, avec passage postpatrimonial en l’année 2005, pendant laquelle 0,5 TWh d’approvisionnements annuels additionnels étaient requis. Ceux-ci augmentaient à 10,8 TWh en 2011 (Figure 5). Quant à lui, le besoin en puissance, à la pointe, devait passer de 32 100 MW pendant l’hiver 2001-2002 à près de 35 680 MW pendant l’hiver 2010-2011.

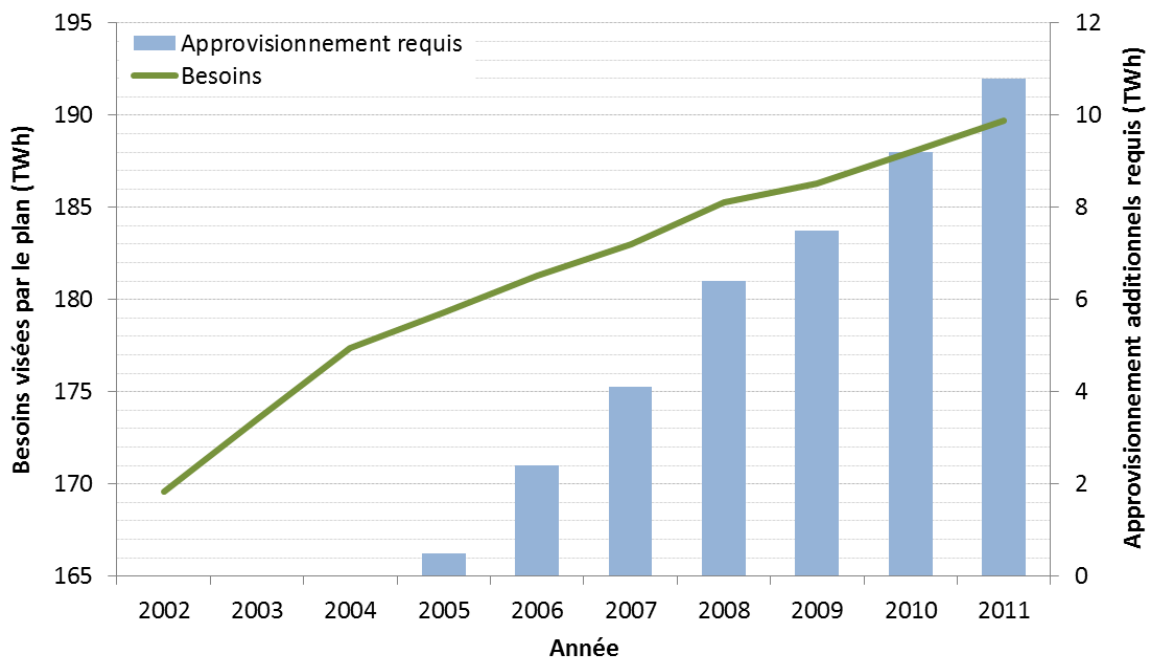


Figure 5 Besoins et approvisionnement additionnels requis selon le plan d’approvisionnement 2002-2011 du Distributeur (réf. [20])

Face à ces besoins grandissants, le Distributeur lança, le 21 février 2002, un premier appel d’offres visant des livraisons devant débuter avant le 1^{er} mars 2007. Suite à l’annonce gouvernementale d’une entente avec les alumineries Alcan et Alouette pour une puissance additionnelle de 500 MW et d’une consommation supplémentaire correspondante de 4,24 TWh annuellement à partir de 2005, le Distributeur ajusta cet appel d’offres [22]. Le 19 août 2003, la Régie de l’énergie approuvait trois contrats d’approvisionnement [23] décrits au tableau ci-dessous.

Tableau 1 Résultats de l'appel d'offres 2002-01 (réf. [23])

Fournisseur	Type	Puissance (MW)	Énergie contractuelle annuelle (TWh)	
			Maximale	Minimale
Hydro-Québec Production	Hydro, Base	350	2,882	2,882
	Hydro, Cyclable	250	2,058	0
Trans Canada Energy	Gaz, Base	507	4,063	4,063
Total		1 107	9,003	6,945

Du côté éolien, au niveau international, plus de 39 400 MW de production seront globalement en service à la fin de 2003. L'augmentation annuelle moyenne de puissance installée, de 1995 à 2003, aura été de plus de 30 % (Figure 6) [24]. Cette tendance était prévue se poursuivre pour une très longue période, et l'industrie prenait acte du besoin d'augmenter la capacité de fabrication des turbines et de leurs composantes. Déjà elle prévoyait être rapidement incapable de livrer de nouvelles turbines en moins d'un an.

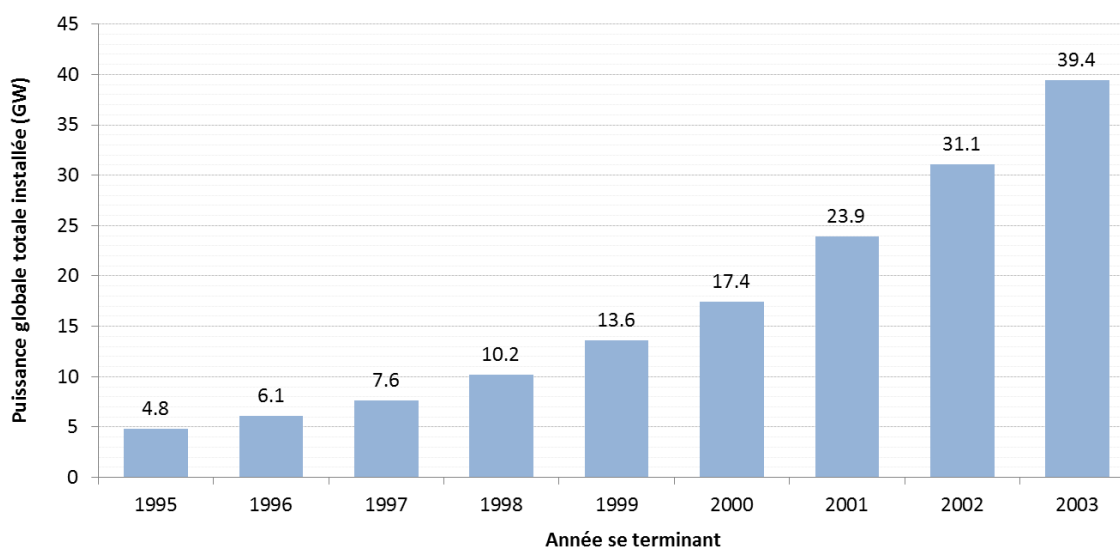


Figure 6 Puissance éolienne globale installée en fin d'année, de 1995 à 2003 (réf. [24])

Au Québec, Hydro-Québec Production participait à cet essor rapide de la production éolienne. Il venait de signer des contrats de gré à gré avec trois promoteurs. Deux mettraient en service, en 2004 et en 2005, des centrales de 54 MW chacune dans la municipalité de Murdochville. L'autre installerait 2,25 MW dans la municipalité de Rivière-au-Renard¹⁴.

¹⁴ Tout comme pour la centrale *Le Nordais*, ces contrats sont hors du processus d'approvisionnement du Distributeur et le demeurent.

En 2003, Le Distributeur voyait donc les besoins énergétiques du Québec augmenter à un rythme constant. Quant à lui, le gouvernement québécois travaillait à revitaliser les régions les plus touchées par le contexte socio-économique, en attirant de grandes industries souvent énergivores et en exploitant les ressources locales. Un avis de la Régie de l'énergie lui indiquait la voie à suivre pour favoriser et encadrer l'implantation d'une industrie éolienne au Québec, ce qui était en ligne avec sa politique énergétique. L'industrie éolienne elle-même était en croissance rapide et avait besoin de développer son système de fourniture de composantes. C'est à ce moment que le gouvernement québécois démarra concrètement le « programme éolien québécois » par le dépôt, le 5 mars 2003, d'un premier décret portant sur l'achat par le Distributeur de 1 000 MW d'énergie éolienne [25]¹⁵.

¹⁵ Le même décret 352-2003 ordonnait l'achat de 100 MW d'électricité produite à partir de la biomasse, à être installés à partir de 2005. Tous les décrets du programme éolien sont sous cette référence [25].

Chapitre 2 : Le programme éolien québécois

En 2003, le Québec fait donc face à une augmentation importante de sa demande électrique, qui peut rapidement s'amplifier selon la stratégie gouvernementale de développement industriel. Ce dernier doit s'assurer d'un développement rationnel des filières qui assureront rapidement la sécurité d'approvisionnement des Québécois tout en permettant le développement économique régional et en protégeant l'environnement. Dans la foulée du démarrage du programme éolien et de l'annonce d'un projet, par le Producteur, d'une centrale à gaz à cycle combiné, le gouvernement québécois demanda donc en 2004 un « *avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît* » à la Régie de l'énergie [26]. Tout en privilégiant l'hydroélectricité, cette dernière recommanda entre autres que soit évaluée la contribution attendue de 2 000 à 3 000 MW de production éolienne au-delà des 1 000 MW déjà engagés¹⁶, avec un objectif de développement à l'horizon 2012¹⁷.

De façon à éclairer les choix précis découlant de cette recommandation, le Ministère des Ressources naturelles et de la Faune donna à deux firmes indépendantes des mandats visant : 1) à établir le potentiel de production éolienne [27] et 2) à évaluer la capacité d'intégration de cette production par le système électrique [28].

- En juin 2005, le résultat de la première étude permit d'établir que, malgré des contraintes d'exclusion territoriales importantes, le potentiel exploitable était gigantesque à près de 3 900 GW au total, dépassant 40 GW seulement pour les régions de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et du Bas-St-Laurent.
- La seconde étude concluait quant à elle que, compte tenu de la demande québécoise prévue, un objectif initial de 3 600 MW en 2005 et de 4 000 MW en 2015 était possible. Elle étayait ce résultat avec comme intrant l'estimation « *prudente* » d'Hydro-Québec TransÉnergie indiquant qu'« *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* », ce niveau s'appliquant aux conditions d'exploitation à faible charge. Les auteurs ajoutaient que « *la limite d'intégration globale est à ce jour une limite relativement « floue » qui relève de considérations aussi techniques qu'économiques* » et que des études supplémentaires permettraient « *d'établir la faisabilité et l'impact d'une pénétration plus élevée* ».

En parallèle, le gouvernement résuma l'ensemble de ses préoccupations liées à la sécurité énergétique, au développement économique et régional et au développement durable dans un document encadrant l'élaboration de sa nouvelle stratégie énergétique 2006-2015 [29]. Avec l'estimation du Transporteur pour la soutenir, cette dernière enchâssera finalement la cible de 4 000 MW éoliens en 2015 et le maintien ultérieur d'un ratio de 10 % de la production québécoise d'origine éolienne [30].

¹⁶ Recommandation N° 9, page 94

¹⁷ Page 98

2.1 Le modèle d'affaires retenu

Il est important de réitérer qu'entre le moment où la Régie de l'énergie a émis son avis portant sur la filière éolienne en 1998 et le démarrage du programme éolien en 2003, la loi 116 a grandement fait évoluer la façon de gérer les approvisionnements électriques au Québec. Au moment où est lancé le programme, le Distributeur doit maintenant procéder par appels d'offres compétitifs pour tout besoin postpatrimonial jugé nécessaire selon son plan d'approvisionnement sous encadrement réglementaire, le gouvernement pouvant par décret imposer une filière en particulier. Le Producteur, de son côté, gère son portefeuille selon ses stratégies commerciales propres, hors du cadre réglementaire. Au moment où il démarre le programme éolien, le gouvernement doit donc décider si la nouvelle production éolienne visera strictement à répondre à la demande interne du Québec, auquel cas le processus d'approvisionnement du Distributeur sera nécessairement en vigueur. Il doit aussi décider de l'opportunité de favoriser le développement économique du Québec et de ses régions à travers ce déploiement, et du mode de financement qui y sera attaché, le cas échéant.

2.1.1 Fournir la demande québécoise

En édictant par le décret 352-2003 [25] le « *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse* », le gouvernement fit définitivement le choix que ces filières servent effectivement à combler les besoins québécois en électricité, tels qu'énoncés au plan d'approvisionnement du Distributeur, dans un processus encadré par la Régie de l'énergie. Pour l'éolien, il réitérera par la suite cette orientation par une série de décrets d'achat de blocs d'énergie éolienne en lien avec la stratégie énergétique 2006-2016 et sa cible initiale de 4 000 MW. Le Tableau 2 résume ces décrets et contient les éléments de la section 2.1 discutés ci-après.

2.1.2 Les appels d'offres concurrentiels

Au-delà de la limitation à la production éolienne comme source de production, le cadre législatif en vigueur impose dès lors le recours par le Distributeur à un processus d'appels d'offres concurrentiels visant la fourniture d'électricité au meilleur prix possible. Le Distributeur met alors en branle un processus transparent s'articulant autour des mesures nécessaires pour traiter tous les fournisseurs participants de manière équitable et impartiale durant la conduite des appels d'offres. Entre autres, comme le prévoit la loi, les grilles de sélection et les pondérations pour l'évaluation des soumissions seront toutes déposées et approuvées par la Régie de l'énergie¹⁸.

Devant l'évolution du marché de fourniture des équipements de production éolienne et par souci de contrôle des coûts d'approvisionnement du Distributeur, à partir du troisième appel d'offres éolien de ce dernier le gouvernement plafonnera le prix maximal de l'énergie à être proposé par les producteurs, tel que la Loi sur la Régie de l'énergie en prévoit la possibilité.

¹⁸ Le lecteur intéressé aux détails de la procédure se référera au site du Distributeur dédié aux achats d'électricité pour le marché québécois, au www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois et à celui de la Régie de l'énergie dédié aux audiences en cours et terminées, au www.regie-energie.qc.ca/audiences/index.html

Tableau 2 Décrets gouvernementaux, éléments principaux des règlements et préoccupations gouvernementales s’y attachant, et appels d’offres éoliens du Distributeur en découlant [25]¹⁹

Date des décrets initiaux	Décrets « Bloc d’énergie » Règlement Décrets « Contenu québécois »	Production éolienne visée (MW)	Prix maximal de l’énergie (¢/kWh) <small>année d’indexation</small>	Source d’équilibrage ²⁰	Contrainte sur la puissance installée	Participation communautaire	Mises en service au 1 ^{er} décembre (Année : MW)	Exigence de contenu local (Région : % des coûts globaux ou spécifiés)	Financement	Appel d’offres du Distributeur						
2003/03/05	352-2003 <i>Règlement sur l’énergie éolienne et sur l’énergie produite avec de la biomasse</i> 1399-2002 / 353-2003	1 000		Hydro-électricité			2006 : 200	• MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 40 %	Le coût d’achat de l’électricité provenant des blocs d’énergie déterminés par règlement du gouvernement doit être pris en compte dans l’établissement du coût de service du distributeur d’électricité.	I A/O 2003-02 (2003/05/12) [31]						
							2007 : 100	• MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 50 %								
							2008 : 150 2009 : 150 2010 : 150 2011 : 150 2012 : 100	• MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 60 %								
2005/10/12	926-2005 / 548-2007 <i>Règlement sur le second bloc d’énergie éolienne</i> 927--2005 / 1016-2005 / 96-2007	2 000		Toute filière		<ul style="list-style-type: none"> • Traitement préférentiel à être donné <ol style="list-style-type: none"> 1. Partenariat communautés locales ET autochtones 2. Participation communautés locales OU autochtones 	2010 : 300 2011 : 300 2012 : 350 2013 : 350 2014 : 350 2015 : 350	<ul style="list-style-type: none"> • Ensemble du Québec : 60 % • MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 30 % du coût des éoliennes excluant leur installation • Traitement préférentiel selon les niveaux atteints 	Le coût d’achat de l’électricité provenant des blocs d’énergie déterminés par règlement du gouvernement doit être pris en compte dans l’établissement du coût de service du distributeur d’électricité.	II A/O 2005-03 (2005/10/31) [32]						
2008/10/29	1043-2008 / 180-2009 / 520-2009 / 469-2010 <i>Règlement sur un bloc de 250 MW d’énergie éolienne issu de projets autochtones</i> 1044-2008 / 67-2010	250	12,5 ²⁰⁰⁹ ²¹		<ul style="list-style-type: none"> • Maximum de 25 MW par projet • Maximum de 50 MW par nation 	<ul style="list-style-type: none"> • Participation minimale de 30 % à la capitalisation et 50 % du contrôle • Traitement préférentiel selon les niveaux atteints²² 	2013 : 50 2014 : 100 2015 : 100	<ul style="list-style-type: none"> • Ensemble du Québec : 60 % • MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 30 % du coût des éoliennes excluant installation • Traitement préférentiel selon les niveaux atteints 			Le coût d’achat de l’électricité provenant des blocs d’énergie déterminés par règlement du gouvernement doit être pris en compte dans l’établissement du coût de service du distributeur d’électricité.	III A/O 2009-02 (2009/04/30) [33]				
2008/10/29	1045-2008 / 179-2009 / 521-2009 / 468-2010 <i>Règlement sur un bloc de 250 MW d’énergie éolienne issu de projets communautaires</i> 1046-2008 / 68-2010	250	12,5 ²⁰⁰⁹ ¹⁵		<ul style="list-style-type: none"> • Maximum de 25 MW par projet • Maximum de 25 MW par MRC 	<ul style="list-style-type: none"> • Participation minimale de 30 % à la capitalisation et 30 % du contrôle • Traitement préférentiel selon les niveaux atteints¹⁴ 	2013 : 50 2014 : 100 2015 : 100	<ul style="list-style-type: none"> • Ensemble du Québec : 60 % • MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 30 % du coût des éoliennes excluant installation • Traitement préférentiel selon les niveaux atteints 					Le coût d’achat de l’électricité provenant des blocs d’énergie déterminés par règlement du gouvernement doit être pris en compte dans l’établissement du coût de service du distributeur d’électricité.	IV A/O 2013-01 (2013/12/18) [34]		
2013/11/06	1149-2013 <i>Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d’énergie éolienne</i> 1150-2013	450	9,0 ²⁰¹⁴		<ul style="list-style-type: none"> • 300 MW dans les régions du Bas-Saint-Laurent ou de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine • 150 MW sans restriction géographique 	<ul style="list-style-type: none"> • Participation minimale de 50 % • Versement annuel de 5 000 \$/MW à la Municipalité, MRC ou la communauté autochtone 	2016 : 100 2017 : 350	<ul style="list-style-type: none"> • Ensemble du Québec : 60 % • MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 35 % du coût des éoliennes excluant installation • Traitement préférentiel selon les niveaux atteints • Poids très significatif à des composantes stratégiques non encore fabriquées au Québec 							Le coût d’achat de l’électricité provenant des blocs d’énergie déterminés par règlement du gouvernement doit être pris en compte dans l’établissement du coût de service du distributeur d’électricité.	IV A/O 2013-01 (2013/12/18) [34]
2014/02/26	191-2014 <i>Voir Note</i> ²³	149,65	9,0 ²⁰¹⁴		<ul style="list-style-type: none"> • Dans le territoire non organisé de Rivière-Nouvelle 	<ul style="list-style-type: none"> • Participation minimale de 50 % des communautés micmaques de Listuguj, de Gesgapegiag et de Gespeg • Versement annuel de 4 500 \$/MW à la MRC d’Avignon et de 500 \$/MW à un fond local d’engagement social 	2016 : 149,65	<ul style="list-style-type: none"> • Ensemble du Québec : 60 % • MRC de la Matanie et Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine : 35 % du coût des éoliennes excluant installation 								

¹⁹ Tous les décrets du programme éolien sont sous cette référence [25]. Les éléments introduisant de nouveaux principes dans la chronologie des décrets **sont en rouge, gras**

²⁰ Le premier décret réfère à « une garantie de puissance sous forme de convention d’équilibrage », les suivants à « un service d’équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d’entente d’intégration », à être contractée auprès de tout fournisseur québécois.

²¹ Les décrets 1043-2008 et 1045-2008 initiaux plafonnaient le prix à 9,5 ¢/kWh. Ils ont été modifiés à 12,5 ¢/kWh par les décrets 520-2009 et 521-2009, respectivement.

²² Des clauses particulières traitent de la réalisation des sûretés liées au financement des projets dans un contexte de projets autochtones ou communautaires locaux

²³ Le décret administratif 191-2014 accorde une dispense au Distributeur de recourir à un appel d’offres pour la conclusion d’un contrat d’approvisionnement de gré-à-gré avec une communauté autochtone, et n’est pas lié à un règlement.

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

2.1.3 La participation communautaire

Dès le décret lançant le second appel d'offres, le gouvernement québécois s'assure qu'un traitement préférentiel soit donné aux projets soumis contenant une participation par les communautés locales. Les décrets suivants viseront spécifiquement de telles participations, avec ajout d'exigences de niveau d'engagement par les communautés et/ou nations autochtones.

2.1.4 Les exigences de contenu régional et québécois

Le programme éolien québécois entier est lié, depuis la politique énergétique québécoise 1996-2006 et l'avis de 1998 de la Régie de l'énergie, à l'essor économique régional. Dès le départ, le gouvernement fait donc part à la Régie de l'énergie de ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de l'énergie éolienne, par le truchement d'exigences précises de contenu local devant permettre l'implantation et le développement d'une industrie éolienne québécoise ([25], décret 353-2003).

2.1.4.1 La mise en place d'une structure industrielle permanente

Le premier décret imposera donc une part spécifique du contenu global des projets, sans limitation sur le type d'investissement, à être dépensée dans deux régions alors durement frappées économiquement et dont le potentiel éolien est déjà connu : la municipalité régionale de comté de Matane et la région de Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. L'importance de la part de contenu y sera modulée selon les années de façon à donner le temps à l'industrie de se mobiliser.

Dès 2005, les premiers manufacturiers s'installant à Matane et Gaspé, et l'industrie périphérique se développant ailleurs au Québec, le gouvernement modula ses exigences de sorte à tenir compte d'investissements partout sur le territoire, mais assurant toujours une quote-part importante à la péninsule gaspésienne. Il précisera ensuite que les coûts spécifiquement liés à la fabrication des éoliennes devaient continuer à servir au développement industriel de la région. Enfin, en 2013, il établira clairement sa volonté que l'industrie des composantes stratégiques non encore fabriquées au Québec s'y implante.

2.1.4.1.1 La durée du programme et la quote-part éolienne

La phase de démarrage du programme éolien, annoncée dans la stratégie énergétique québécoise 2006-2015, ciblait 4 000 MW installés au total en dix ans, de 2006 à 2015. En fonction des aléas d'approbation des projets aux niveaux environnemental, financier, communautaire, manufacturier et règlementaire, et le besoin énergétique à court terme ayant diminué la pression sur les approvisionnements requis, le programme éolien québécois aura finalement garni les carnets de commandes de l'industrie éolienne de plus de 3 700 MW répartis sur 12 ans, pour une moyenne de plus de 300 MW par année de 2006 à 2017²⁴. Ces chiffres peuvent être comparés aux attentes des intervenants et aux recommandations de la Régie de l'énergie découlant de son mandat de 1998 [19]²⁵.

²⁴ Ces chiffres excluent les 212 MW des centrales sous contrat de gré-à-gré avec le Producteur.

²⁵ Le 21 décembre 2015, le gouvernement québécois a annoncé s'être entendu avec la nation innue pour la mise en place d'un partenariat afin de compléter le 200 MW restant de la stratégie énergétique 2006-2015, les différentes modalités et engagements de part et d'autre devant être convenus au début 2016.

2.1.4.1.2 Le besoin de continuité

Pour une partie importante de ses activités, la viabilité d'une industrie, surtout naissante, dépend cependant de la stabilité du carnet de commandes prévu et de l'ampleur du marché local [32]. L'accès rapide à plusieurs marchés indépendants favorisera ensuite une telle stabilité. En ce qui concerne le marché local, la Figure 7 présente l'état du carnet annuel de commande découlant du programme éolien québécois aux moments des dépôts par le gouvernement des décrets s'appliquant aux « blocs d'énergie éolienne »²⁶. Est inclus dans cette compilation l'effet ultérieur des mises en service retardées ou futures et des contrats annulés. Au moment où les décisions de projets sont prises, c'est sur cette base que l'industrie québécoise planifiait donc son envol.

Fin 2015, le carnet de commandes quant au besoin québécois de production éolienne additionnelle est donc vide à compter de 2018. Cette situation de baisse du besoin n'est pas exclusive au Québec et toute l'industrie revoit actuellement sa stratégie de croissance. Selon les représentants d'Enercon, qui ralentit en ce moment ses activités de fabrication à Matane, la diversification géographique des marchés fait partie des solutions, mais sur la base d'un carnet de commandes local minimal. Son concurrent Siemens vise plus directement l'exportation à partir de sa base industrielle ontarienne dans sa planification [36].

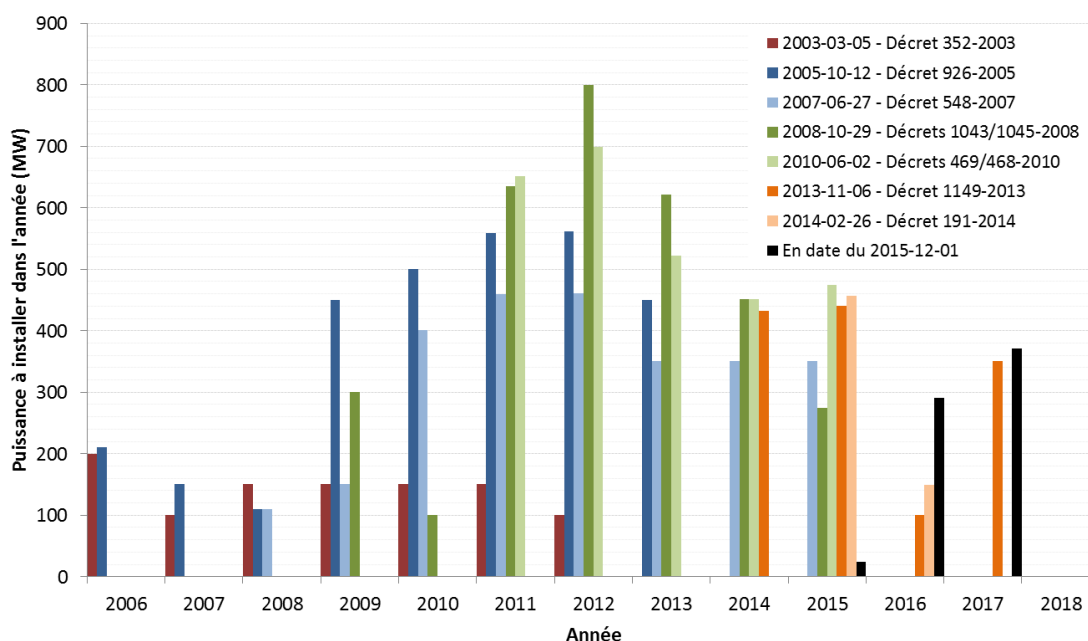


Figure 7 Carnet prévisionnel de commandes aux moments des dépôts des décrets « blocs d'énergie éolienne »

2.1.4.2 Le financement supportant l'émergence de la production éolienne

Les exigences de contenu local sont intimement liées au développement économique attendu devant en découler. En contrepartie, il est généralement admis que, tout au moins pour la période

²⁶ Les règlements initiaux ont deux fois été modifiés en ce qui concerne le programme de livraison. L'effet de tous les décrets est présenté. Les 200 MW s'attachant à l'annonce gouvernementale de décembre 2015 d'un partenariat avec la nation innue ne sont pas inclus.

d'essor initial de la base industrielle interne, ces politiques peuvent avoir un effet à la hausse sur le prix de l'énergie, le surcoût lié à l'investissement local exigé étant transféré aux acheteurs [37]. Dès le premier décret éolien concernant ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de l'énergie éolienne (353-2003), le gouvernement québécois a indiqué à la Régie de l'énergie que

« Afin d'assurer l'émergence de la production d'énergie éolienne [...], telle que définie dans le Règlement sur l'énergie éolienne [...], le coût d'achat de l'électricité provenant des blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement doit être pris en compte dans l'établissement du coût de service du distributeur d'électricité. »

Il réitérera cette demande dans tous les décrets par la suite, établissant le principe que tout effet sur le coût du programme lié à ses préoccupations sera transféré à la base tarifaire du Distributeur.

2.2 Le résultat des appels d'offres

Les appels d'offres lancés par le Distributeur connurent un fort succès en termes de nombre de soumissions et de quantité totale proposée. Globalement, près de cinq fois la quantité attendue totale fut offerte, le dernier appel d'offres atteignant un ratio de presque quinze mégawatts offerts pour chaque mégawatt attendu. Le Tableau 1 donne le résumé des résultats obtenus.

Tableau 3 Résultats des appels d'offres et entente gré à gré du Distributeur, par ordre chronologique d'annonces des projets retenus

A/O ou décret	Soumissions				Projets retenus			
	Ouverture	Nombre de soumissionnaires	Nombre de projets	Quantité totale (MW)	Annonce	Nombre de projets	Puissance totale (MW)	Prix moyen de la fourniture (¢/kWh) ²⁷ année d'indexation
I 2003-02	2004/06/15	9	32	4 292	2005/04/27	8	990	6,5 ₂₀₀₇
II 2005-03	2007/09/19	25	67	7 724	2008/05/05	15	2 004	8,7 ₂₀₀₇
III 2009-02	2010/07/08	16	44	1 051 ²⁸	2010/12/20	12	291,4 ²⁹	11,3 ₂₀₀₉
D-191-2014					2014/03/21	1	149,25	9,0 ₂₀₁₄
IV 2013-01	2014/11/06	10	54	6 627,5	2014/12/16	3	446,4	6,3 ₂₀₁₄

²⁷ Il s'agit du prix moyen de l'énergie au départ de la centrale. Le coût de transport et le prix du service d'intégration doivent être ajoutés.

²⁸ 13 soumissions pour 319 MW pour le bloc autochtone et 31 soumissions pour 732 MW pour le bloc communautaire.

²⁹ 1 projet pour 24 MW pour le bloc autochtone et 11 projets pour 267,4 MW pour le bloc communautaire.

2.2.1 Le choix des manufacturiers

Comme il a été discuté ci-dessus, les critères de sélection des projets retenus par le Distributeur incluait le respect de strictes exigences de contenu économique local, le processus permettant toutefois aux manufacturiers de s'assurer d'un volume de commandes suffisant pour y arriver. Au fil des appels d'offres, la majorité des grands turbiniers éoliens se sont engagés auprès des différents soumissionnaires. Lorsque l'ensemble des quelque 3 711 MW dont l'exploitation est prévue ou déjà en route aura été déployé, le programme éolien québécois aura finalement permis à cinq d'entre eux de s'implanter au Québec³⁰. Le Tableau 4 résume leurs engagements.

Chaque turbinier a sa propre stratégie d'approvisionnement. Certains fabriqueront eux-mêmes des composantes importantes. C'est le cas, par exemple, d'Enercon qui implantera en 2011 une usine de tours à Matane. D'autres s'approvisionneront auprès de sous-traitants, approche qui a permis, par exemple, au fabricant de grandes composantes métalliques Marmen d'également s'installer dans cette municipalité dès 2005, tout comme le fabricant de pales LM Glassfiber s'installa à Gaspé à la même époque. De même, Fabrication Delta ajoutera le secteur éolien à ses activités à partir de son usine de New Richmond, et les sociétés Eaton et Woodward démarreront leur production de convertisseurs de puissance au même endroit en 2011.

Tableau 4 Fabricants de turbines éoliennes retenus et leur quote-part actuelle

Manufacturier	General Electric	Enercon	Senvion (REPower)	Siemens	Vestas
Quantité (MW) ³¹	898,1	1 239,35	1 201,65	147,2	224,4

2.2.2 La compétitivité des offres retenues

Le coût de l'énergie éolienne d'un projet est complexe à établir et à bien prévoir. De plus, la comparaison entre divers projets est difficile et risquée, du fait de leur dépendance à plusieurs aspects de la structure de coût, résumés à la Figure 8, tous grandement influencés par le contexte dans lequel ils se font.

2.2.2.1 Contexte du programme éolien québécois

En général, six éléments sont critiques quant au coût actualisé de l'énergie produite : facteur d'utilisation, ratio d'emprunt, coût de la dette, inflation, taux de rendement attendu et coût d'équipement et construction. [38]

Dans le contexte du programme éolien québécois, les facteurs d'utilisation prévus pour les projets sous contrat, de plus de 30 %, indiquent que le gisement éolien est de bonne qualité, ce qui

³⁰ Quant aux turbines des centrales sous contrat gré-à-gré avec le Producteur, hors du programme éolien proprement dit, les NEG Micon (maintenant Vestas) de la centrale Le Nordais et les REPower (maintenant Senvion) du TechnoCentre éolien ont été fabriquées en bonne partie au Québec contrairement aux Vestas de Murdochville.

³¹ Entre l'annonce initiale des soumissions retenues et aujourd'hui, la quote-part des manufacturiers a fluctué en fonction des aléas d'approbation des projets aux niveaux environnemental, financier, social et réglementaire et de la capacité des manufacturiers à livrer l'équipement.

favorise un faible coût de l'énergie. En contrepartie, au terrain québécois généralement complexe quant à la topographie et au couvert forestier s'attache un coût d'installation possiblement supérieur à celui d'une installation en plaine, près des axes routiers existants.

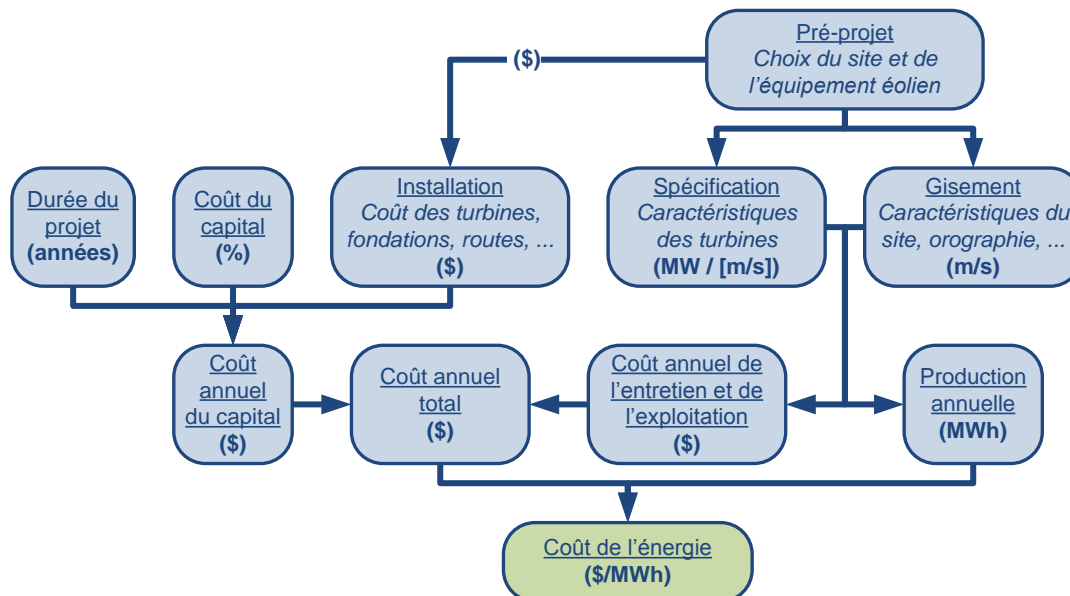


Figure 8 Structure de coût de l'énergie éolienne issue d'un projet (tiré et adapté de [39])

Un important facteur influençant le coût de l'énergie est celui de la durée du contrat d'approvisionnement : une durée plus longue aura un effet à la baisse sur le coût de la dette. En contrepartie, les coûts d'entretien auront tendance à augmenter à la fin des contrats, selon la durée de vie des turbines et équipements de raccordement, qui tend à augmenter avec le développement de la technologie. Les contrats éoliens du Distributeur ont une durée de 20 ans, sauf les tout derniers pour lesquels une durée de 25 ans était permise. Cet élément est en partie à la source du prix moyen très compétitif des projets retenus du quatrième appel d'offres.

De plus, comme cela a été mentionné précédemment, dans le contexte du programme éolien québécois le coût des turbines peut avoir été augmenté du fait des exigences de contenu local. L'ampleur des projets individuels et de la commande globale d'un promoteur a également un effet sur le prix de vente des équipements par les manufacturiers et sur les conditions d'emprunt. Cela peut avoir eu un effet lors du troisième appel d'offres, dont les projets étaient limités à un maximum de 25 MW.

Enfin, les prix de l'énergie vendue au Distributeur par des promoteurs privés contiennent évidemment l'ensemble des frais de financement et d'exploitation, incluant par exemple le coût de la dette, les assurances, les versements aux communautés, les redevances payées aux propriétaires terriens et le rendement attendu sur le capital, généralement élevé pour des fonds d'investissement privés. Ces coûts doivent donc être inclus pour tout autre projet auquel sont comparés les projets éoliens.

2.2.2.2 Évolution des coûts de l'éolien

Au-delà des facteurs locaux influençant le coût de l'énergie éolienne, celui-ci a eu globalement une tendance continue à la baisse de 1990 à 2002, résultat d'une maturation technologique importante, de l'augmentation de la puissance individuelle des turbines et d'un marché grandissant. Cette tendance s'est inversée de 2003 à 2009, sous la pression de la hausse marquée du prix des matériaux et de la difficulté qu'avait l'industrie à fournir la demande. La Figure 9, qui présente l'évolution du coût moyen des turbines éoliennes en Europe entre 2004 et 2012, montre l'effet de cette réalité sur leur coût d'acquisition [40]. Dans son rapport de 2014 portant sur le marché éolien, le département américain de l'énergie (DOE) rapporte les mêmes tendances quant au coût des turbines aux États-Unis [41], résumés à la Figure 10, y ajoutant la baisse subséquente depuis. Y est mentionnée une fourchette de coûts des turbines de 850 à 1 250 \$ US/kW en 2014, se traduisant par un coût total d'installation des projets autour de 1 710 \$ US/kW la même année.

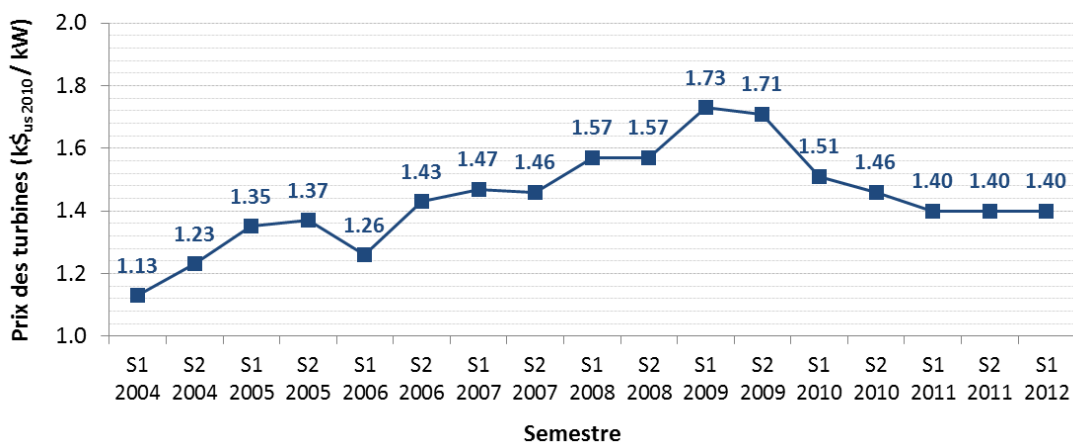


Figure 9 Évolution du coût moyen des turbines de 2004 à 2012 en Europe (tiré de [40])

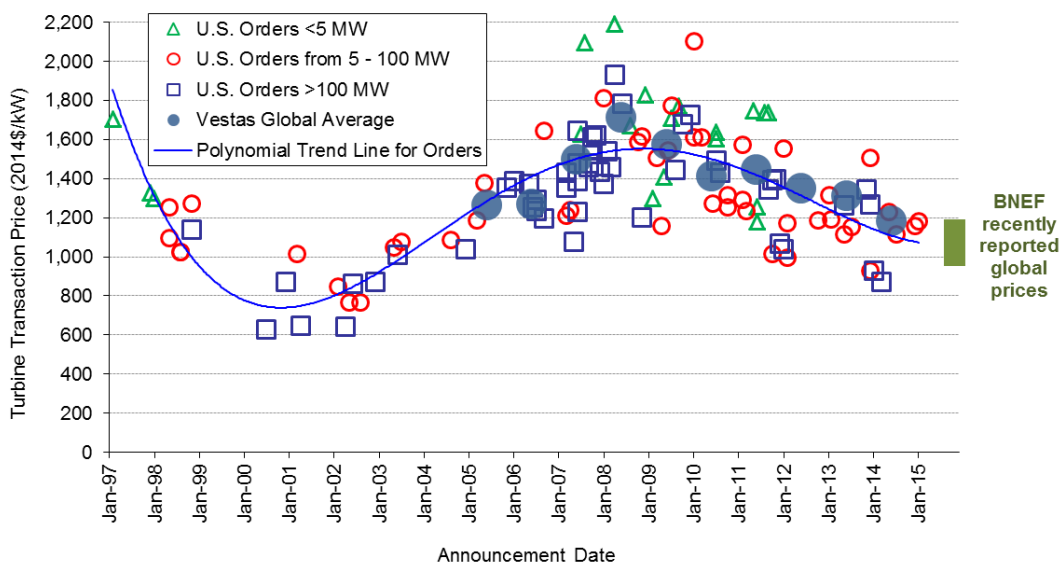


Figure 10 Évolution du coût moyen des turbines de 1997 à 2015 aux États-Unis (tiré de [41])

L'augmentation entre 2002 et 2009 résulta en une hausse du coût actualisé de l'énergie des projets proposés pendant cette période comme le montre la Figure 11 pour les États-Unis. On y rapporte³² qu'après un sommet de 85 \$_{US2014}/MWh³³ en 2009, le prix actualisé de l'énergie des contrats signés en 2014 est descendu au minimum historique de 38,5 \$_{US2014}/MWh en 2014, toutes régions confondues. Les auteurs notent le lien direct avec l'évolution du coût des turbines et qu'en moyenne à l'échelle nationale, et spécialement pour certaines régions, le prix de l'énergie éolienne aux États-Unis en 2014 était plus faible que le prix de gros sur le marché de l'énergie.

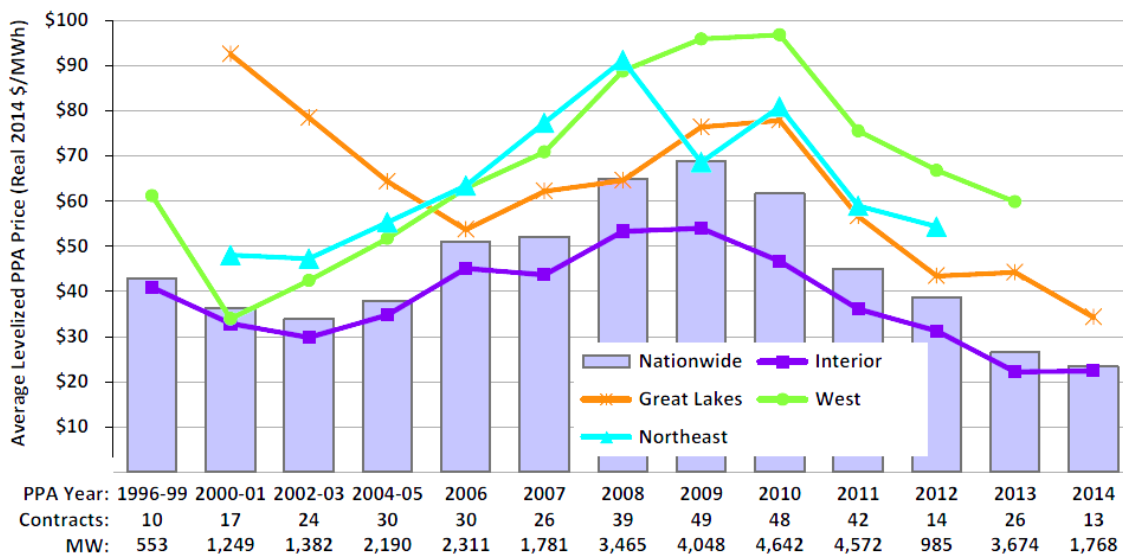


Figure 11 Évolution du coût de l'énergie éolienne aux États-Unis par année de mise en service de 1996 à 2014 (tiré de [41])

2.2.2.3 Les offres reçues par le Distributeur

Le Tableau 3 (page 21) donne la moyenne des prix soumissionnés pour chaque appel d'offres. On y voit apparaître les tendances décrites ci-dessus. Mises à part quelques ententes avec un promoteur du premier appel d'offres, le prix individuel de vente de l'énergie des centrales a été rendu public avec les contrats. Ces prix augmentent annuellement sur la base d'années d'indexation et d'éléments économiques variables selon les ententes. Leur comparaison ultérieure est donc complexe. Cependant, en marge des audiences portant sur la cause tarifaire 2016-2017 à la Régie de l'énergie, le Distributeur a publié le prix auquel il achète l'énergie pour l'année témoin 2016, donnant une base de comparaison constante pour la quasi-totalité de son portefeuille [42]. La Figure 12 donne l'évolution de ce coût selon la date de signature des contrats. On y constate la concordance des fluctuations du coût de l'énergie avec celles mentionnées plus haut, l'effet étant légèrement retardé au Québec. En tenant compte du taux de change, la comparaison des Figure

³² Les auteurs mentionnent que leur base de données contient des projets bénéficiant d'un crédit à la production de l'ordre de 15\$_{US}/MWh. Ce nombre est donc additionné ici aux 70 \$_{US2014}/MWh³² en 2009 et 23,5 \$_{US2014}/MWh en 2014 dans l'étude pour donner un coût sans support étatique.

³³ 1,00 \$/MWh, l'unité généralement utilisée pour les transactions de volume importants d'électricité, équivaut à 0,1 ¢/kWh, unité utilisée pour les petits volumes, tels les tarifs.

11 et Figure 12 indique également que ce coût se situe dans la gamme générale de celui que l'on retrouvait aux États-Unis aux mêmes époques.

Une étude commandée auprès d'un consultant indépendant par le Distributeur en marge de la signature des contrats découlant du premier appel d'offres concluait d'ailleurs qu'autant en ce qui concerne le coût de l'énergie même, 6,5 ¢/kWh, qu'en matière de coût de transport lui étant ajouté, 1,3 ¢/kWh, le coût de l'énergie éolienne acquise en 2005 se situait dans la fourchette de coûts de projets contemporains comparables [43]. Le même expert conclura de même après l'évaluation des soumissions du second [44], du troisième [45] et du quatrième appel d'offres [46], étant au passage l'explication des variations de coûts précédemment ébauchée.

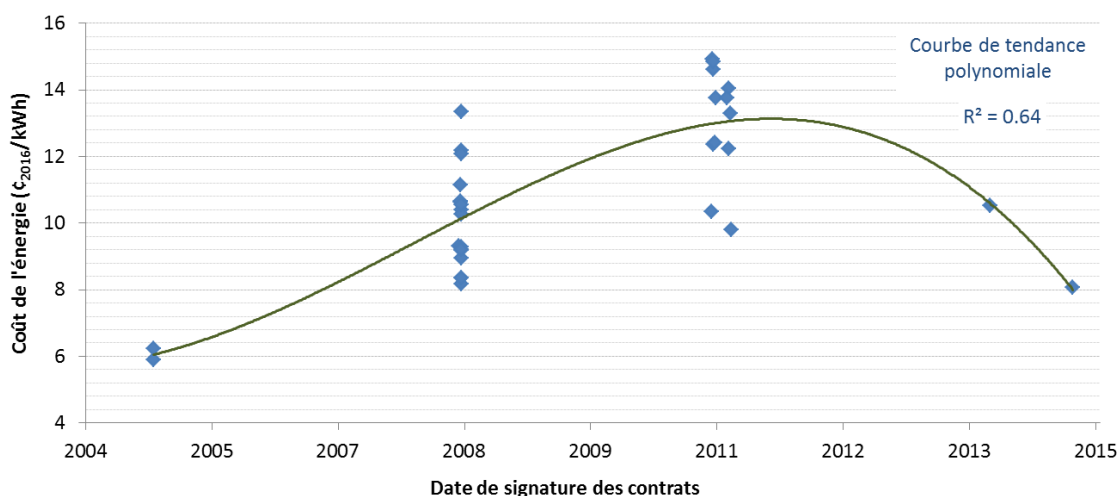


Figure 12 Prix d'achat de l'énergie éolienne publiés par le Distributeur, selon les contrats³⁴.

À l'égard de l'ensemble du processus d'évaluation mis en place par le Distributeur lors du second appel d'offres, il sera également conclu que

« [...] this process was the most thorough, rigorous, and comprehensive evaluation and selection process we have observed, with every eligible bid scrutinized in great detail. Both the price and non-price assessments were expertly undertaken, which should result in competitive prices, viable projects, and benefits to customers [44] »,

Cet avis sera réitéré lors du quatrième appel d'offres [47].

2.3 Les investissements réalisés

Les investissements découlant du programme éolien sont difficiles à obtenir et à précisément chiffrer. À travers diverses annonces publiques et en marge des audiences environnementales de plusieurs projets de centrales, il est cependant possible d'estimer ceux faits directement par les promoteurs dont les soumissions ont été retenues. De plus, le suivi par le Distributeur des engagements de contenu industriel local qui en découlent fournit un résumé des investissements des turbiniers éoliens spécifiquement. De même, quant aux investissements en transport et

³⁴ Le lecteur intéressé peut consulter les contrats au www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/parc_eoliens.html

distribution, règlementés et sous la responsabilité du Transporteur, l'ensemble des chiffres est disponible. Au-delà de ces montants, l'ensemble des investissements indirects percolant dans toute la chaîne d'approvisionnement reste par contre difficile à établir.

2.3.1 Les investissements directs

2.3.1.1 Les investissements dans les centrales éoliennes

En ce qui concerne les centrales éoliennes mêmes, une source d'information constante et complète est celle des différents dossiers déposés au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) [48]³⁵. Il s'agit des investissements prévus par les promoteurs au moment de leur planification des travaux qui sont directement liés au développement des centrales, incluant l'achat des équipements (turbines, réseau électrique interne, etc.) et le coût de toutes les activités de planification et de construction menant à la mise en service. Les investissements réels peuvent donc avoir différé à la baisse ou à la hausse, comme le démontrent certains communiqués de presse entourant les mises en service. Il est supposé que globalement les investissements prévus sont représentatifs du résultat effectif. Le détail de la compilation des données disponibles se trouve en Annexe B.

Au total plus de 9,2 milliards de dollars étaient planifiés être investis directement pour la mise en service des 3 710,7 MW des 38 centrales éoliennes³⁶ résultantes des quatre appels d'offres et de l'entente gré à gré (décret D-191-2014) citées au Tableau 3^{34,37}. La Figure 13 donne la répartition annuelle de ce montant, en monnaie courante, imputé à l'année de début des livraisons d'énergie des centrales.

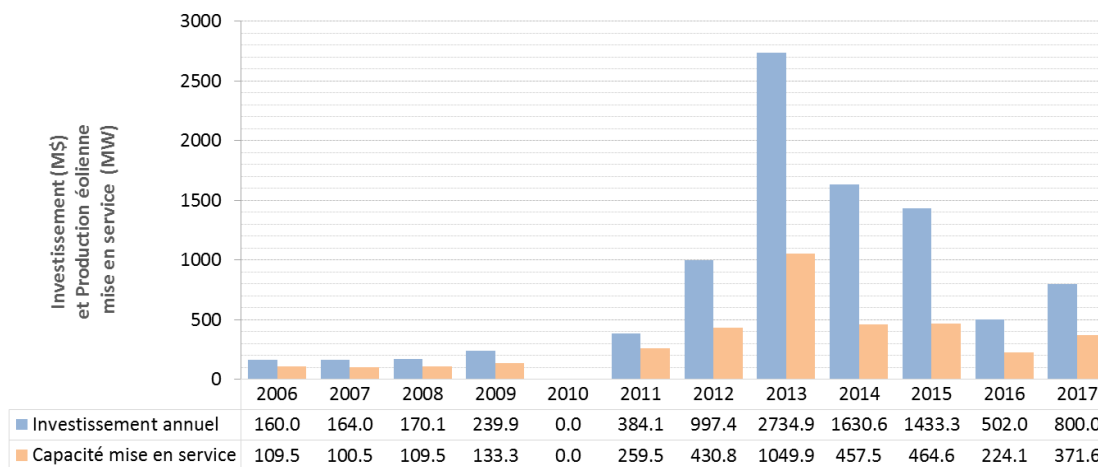


Figure 13 Investissements annuels annoncés dans les dossiers présentés au BAPE

³⁵ Tous les dossiers de ces centrales déposés au BAPE sont sous la référence [48].

³⁶ En date du 15 décembre 2015, en fonction des aléas d'approbation des projets aux niveaux environnemental, financier, social et réglementaire, de la capacité des manufacturiers à livrer l'équipement et de la spécification exacte des turbines dont l'installation est planifiée, le programme fait état de 38 centrales et 3 710,7 MW.

³⁷ 1) Les dossiers des centrales ayant remplacé des projets autrement annulés sont inclus; 2) lorsque la puissance installée diffère de celle du dossier, l'investissement est reporté au prorata des puissances prévue et réelle.

L'investissement direct dans les centrales est donc en moyenne de 2484 \$/kW installé. Des exigences de contenu québécois des divers appels d'offres découle le fait que, de ce nombre, une part minimale de 1473 \$/kW est investie au Québec³⁸.

2.3.1.2 Les investissements dans le réseau électrique de transport et distribution

Le raccordement des centrales éoliennes a également nécessité d'importants investissements directs dans le réseau électrique québécois. Hydro-Québec TransÉnergie est le maître d'œuvre de ces projets. À ce titre, les projets d'investissement pour le raccordement des premières centrales éoliennes ont été présentés à la Régie de l'énergie, et la documentation qui s'y attache est publique [49]. La planification du raccordement des trois centrales du quatrième appel d'offres, incluse à l'analyse, est en cours [50].

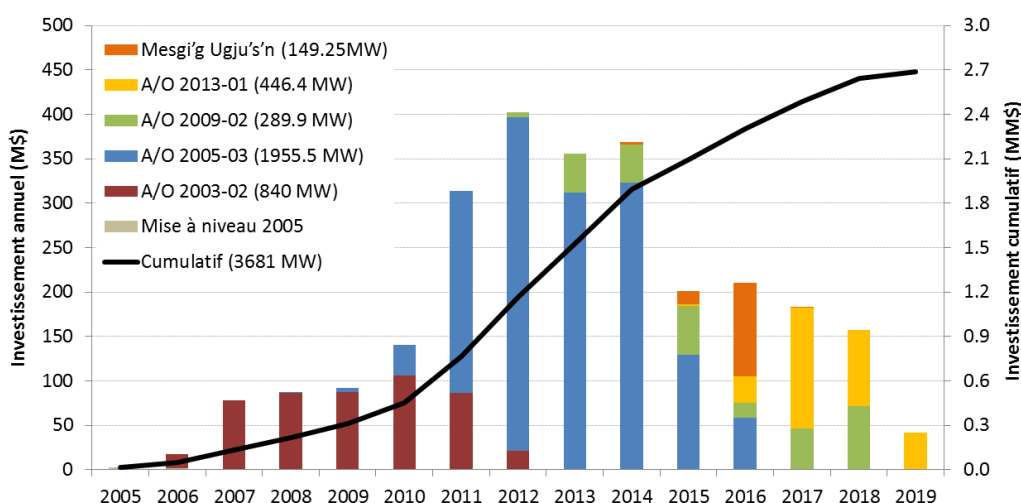


Figure 14 Investissement annuel et cumulatif planifié pour le raccordement au réseau électrique des centrales éoliennes du programme québécois

Au total, et en fonction de quelques modifications et ajustements ultérieurs aux contrats éoliens, les documents disponibles concernent la presque totalité de la production engagée³⁹, et des investissements s'échelonnant de 2005 à 2019. Comme le montre la Figure 14, au total le Transporteur aura investi dans le réseau électrique près de 2,69 milliards de dollars. Ce montant inclut 981 millions de dollars en remboursement des postes élévateurs et réseaux collecteurs aux promoteurs éoliens. En excluant ces remboursements, il s'agit donc pour le Transporteur d'un investissement global de 1,71 milliard de dollars dans son réseau, soit environ 464 \$/kW raccordé en moyenne. Le détail de cette compilation se trouve en Annexe A.

Il est d'intérêt de noter que ces chiffres sont les investissements planifiés tels qu'ils ont été présentés dans le cadre réglementaire, selon l'approche technique et la stratégie d'intégration retenues par le Distributeur et le Transporteur. Cette dernière sera brièvement discutée au

³⁸ Les exigences de contenu québécois minimal, dont une part importante dédiée à la MRC Matane et à la région Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, sont résumées au Tableau 2.

³⁹ L'impact sur les coûts des modifications et ajustements pour raccorder les 3710,7 MW planifiés au 15 décembre 2015, comparativement aux 3681 MW de l'Annexe A, est estimé négligeable aux fins de cette compilation.

chapitre suivant. Il est également d'intérêt de comparer cet investissement moyen au montant maximal de 604 \$/kW pouvant être assumé par le Transporteur « *pour des ajouts au réseau visant à répondre aux besoins des services de transport* », tel que fixés par la Régie de l'énergie pour 2015 [51] et détaillé dans les « *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* » [52].

2.3.1.3 Investissements directs globaux

Ainsi, selon les informations disponibles, les investissements directs totaux dans les centrales (2480 \$/kW) et dans le réseau électrique (464 \$/kW) découlant du programme éolien québécois ont été en moyenne de l'ordre de 2944 \$/kW.

2.3.2 Les investissements industriels indirects

De l'investissement direct dans les centrales éoliennes, et compte tenu des exigences de contenu régional et québécois, découle un ensemble d'investissements industriels indirects dans la région Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et partout au Québec. Comme il a été mentionné plus haut, il est cependant ardu d'évaluer précisément ces derniers. Plusieurs usines de fabrication et d'assemblage de composantes ont toutefois vu le jour dans la foulée des appels d'offres et des fabricants déjà établis ont élargi leur offre technologique.

Le Ministère de l'Économie, de l'Innovation et des Exportations (MÉIE) fournit un répertoire de plus de 150 entreprises québécoises offrant maintenant des produits et services dans le secteur éolien⁴⁰. Sachant qu'avant le démarrage du programme éolien il n'y avait que quelques sociétés dans le domaine au Québec, et bien qu'un examen rapide indique que cette liste n'est pas exhaustive, il s'agit d'un indicateur de son succès à cet égard.

Tableau 5 Principales usines dans la région désignée en 2013 (tiré de [54])

Usine	Municipalité	Emplois
Marmen	Matane	130
WEC Tours Québec (Enercon)	Matane	132
Eaton – Woodward	New Richmond	5
Fabrications Delta	New Richmond	100
LM Wind Power	Gaspé	200
	Total	567

Une étude de KPMG-Secor estimait en 2013 que, de ce groupe, 75 entreprises manufacturières étaient alors impliquées dans la chaîne d'approvisionnement « éolienne », et que ces dernières avaient investi quelques centaines de millions de dollars au Québec et y employait 2 300 travailleurs, sans que l'impact économique en soit mesuré [53]⁴¹. Ce nombre est cohérent avec celui ressortant de l'analyse de la liste du MÉIE. Lors de l'inauguration de son usine de Matane en

⁴⁰ www.economie.gouv.qc.ca/objectifs/informer/par-secteur-dactivite/eolien/

⁴¹ Seul le résumé de cette étude est disponible. La méthodologie employée et les sources de données sont inconnues.

juin 2011, le turbinier Enercon mentionnait un coût d'érection de plus de 50 millions de dollars⁴². Un mémoire de 2013 de l'Association canadienne de l'énergie éolienne [54] donnait la liste des principales installations manufacturières en Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et dans la MRC de la Matanie en 2013, rapportées au tableau ci-dessus.

2.4 Les retombées économiques de la filière éolienne

Aux investissements dans l'érection des centrales éoliennes et chez les fabricants de composants s'attachent de multiples retombées économiques sous forme d'emplois temporaires ou permanents, d'achats de biens et de services et de recettes fiscales que ces derniers induisent. De même, l'entretien et l'exploitation des centrales nécessitent le maintien d'emplois permanents en centrale et chez les fournisseurs, et les redevances octroyées aux propriétaires terriens et aux communautés sont importantes pour l'économie régionale. De plus, l'ensemble de l'activité entraîne le développement d'expertises nouvelles pour des sociétés de service telles celles requises pour les études et le suivi environnemental, l'évaluation de la ressource, le droit contractuel, le financement et l'assurance, etc. Enfin, le secteur de la recherche et du développement se développe également dans ce créneau. Au début 2015, un groupe de travail formé à la demande du ministre de ressources naturelles faisait état, dans son rapport, de 5 000 emplois directs et indirects au Québec, dont 1 200 dans la région désignée du programme éolien [55].

2.4.1 Nature et pérennité des emplois directs créés

L'impact immédiat des investissements est donc l'embauche de personnel spécialisé dans la construction et l'exploitation des centrales. Tout le domaine s'entend pour affirmer que le programme éolien québécois a généré beaucoup d'emplois de ce type. En absence de base de données cohérente et complète pour l'ensemble des projets, et devant l'incertitude entourant les chiffres disponibles, il est cependant très difficile de conclure quant à l'impact précis à cet égard. Plusieurs études ont tenté de brosser un tableau de la situation, au Québec et ailleurs dans le monde⁴³. Les méthodologies et contextes étant divers et l'éclairage étant mis sur différents aspects du dossier, il ressort une grande difficulté à comparer leurs analyses. Mis à part une méta-analyse de celles-ci, qui serait de grande utilité, mais qui sort du cadre du présent bilan, il est tout de même possible de compiler les données publiques issues du programme éolien québécois. Encore ici, la source d'information la plus complète est celle des différents dossiers déposés au BAPE [48], que l'on tente de compléter avec l'information ultérieurement divulguée par les promoteurs. Le détail de cette compilation est donné à l'Annexe B.

2.4.1.1 Construction et raccordement des centrales

La période de construction des centrales entraîne naturellement le plus gros volume d'activités. Il est cependant important de noter que dans la documentation disponible la définition précise des « emplois » mentionnés pendant la construction est généralement absente : s'agit-il de moyenne, pointe, embauches individuelles ? De même, la base sur laquelle sont définies les durées des

⁴² www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/les-regions/201106/15/01-4409615-enercon-inaugure-son-usine.php

⁴³ Mises à part les études mentionnées ici, le lecteur intéressé trouvera aisément de multiples exemples internationaux tels les rapports NREL (2011) « [Economic Development Impact of 1,000 MW of Wind Energy in Texas](#) » et (2008) « [Economic Development Impacts of Colorado's First 1000 Megawatts of Wind Energy](#) » ou IRENA (2014) « [Renewable Energy and Jobs – Annual review 2014](#) »

travaux auxquels s'attachent ces emplois n'est ni constante, ni en général bien qualifiée. Il s'avère donc difficile d'établir l'« équivalent-personnes-année », la donnée la plus significative en ce qui concerne des emplois de durée limitée tels ceux discutés ici.

En 2010, l'économiste Jean-Claude Thibodeau utilisait un coefficient de 1,23 personne-année par mégawatt, estimé en 2005 à partir d'études québécoises et américaines et d'informations fournies par les promoteurs [56]. En ce qui concerne l'utilisation possible du nombre dans un contexte d'installation annuelle constante, l'auteur ajoute que

« On laisse souvent entendre que les emplois de la Phase Construction sont temporaires, car il s'agit surtout des emplois directs, et sur un site précis. Avec un programme de construction s'étalant sur plusieurs années sur l'ensemble du Québec, un nombre moyen d'emplois directs perdure sur l'ensemble de la période. »

Tableau 6 Nombre moyen d'emplois lors de la construction des centrales québécoises

Promoteur	Centrale	Puissance (MW)	Début des livraisons	Emplois moyens	
				Nb	Par MW
Cartier Énergie Éolienne Inc.	Baie-des-Sables	109,5	2006-11-22	150	1,37
	Anse-à-Valleau	100,5	2007-11-10	100	1,00
	Carleton	109,5	2008-11-22	200	1,83
	Montagne Sèche	58,5	2011-11-25	150	2,56
	Gros Morne (phase 1)	100,5	2011-11-29	200	1,99
	Gros Morne (phase 2)	111,0	2012-11-06	200	1,80
Venterre NRG (TransAlta)	New Richmond	67,8	2013-03-13	100	1,47
Enerfin Sociedad de Energia	De l'Érable	100,0	2013-11-16	150	1,50
EDF Énergies Nouvelles	Nicolas-Riou	224,4	2017-12-01	148 ⁴⁴	0,66
Total		982,0		1 398	1,42

Quant aux données du programme éolien québécois, seuls les promoteurs de 8 des 38 projets de centrales éoliennes du programme ont spécifiquement publié le nombre moyen d'emplois sur leurs chantiers, au Tableau 6 ci-dessus.

Bien que l'échantillon soit limité, deux remarques peuvent être faites : 1) en moyenne 1,42 employé travaille à ces chantiers par mégawatt installé pendant la construction ; 2) une tendance à la baisse de ce nombre s'observe en fonction d'une augmentation de la puissance installée, ce qui semble logique considérant qu'un nombre minimal d'emplois est nécessaire peu importe l'ampleur du chantier (le « frais fixe »), et une relation non linéaire peut en être tirée, telle que la montre la Figure 15.

⁴⁴ Le promoteur donne le niveau mensuel d'emplois, et la moyenne sur deux périodes. Il en résulte une moyenne globale de 148 emplois.

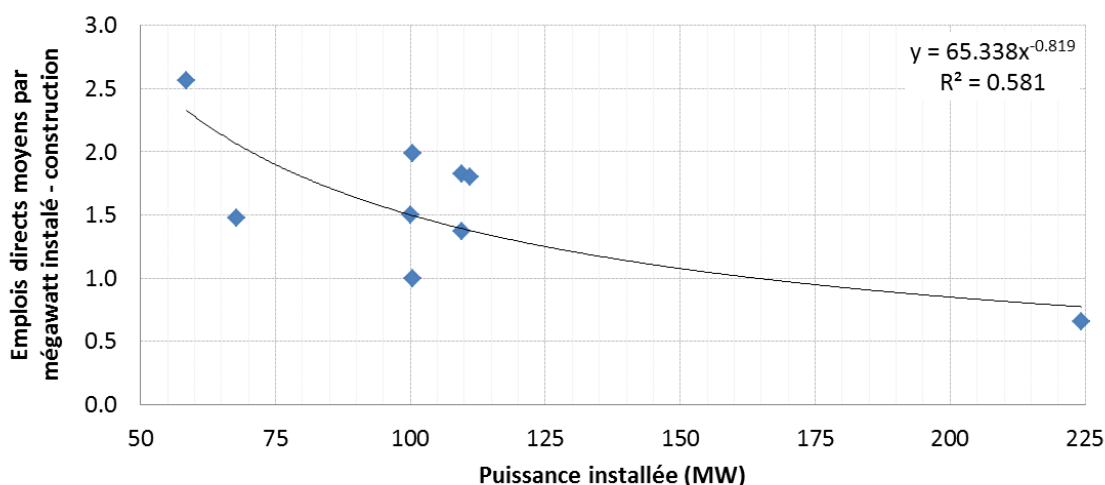


Figure 15 Emplois directs en moyenne pendant la construction des centrales québécoises

De même, les durées des chantiers du programme québécois ont été fournies par la majorité des promoteurs. Malgré la limite de qualification de ces dernières, la même approche permet à nouveau de déterminer que : 1) en moyenne ces derniers s'étendent sur 1,75 année par 100 mégawatts installés, mais varie beaucoup, car ; 2) une tendance marquée à la baisse de ces durées s'observe en fonction d'une augmentation de la puissance installée, et une relation non linéaire peut également en être tirée, telle que le montre la Figure 16.

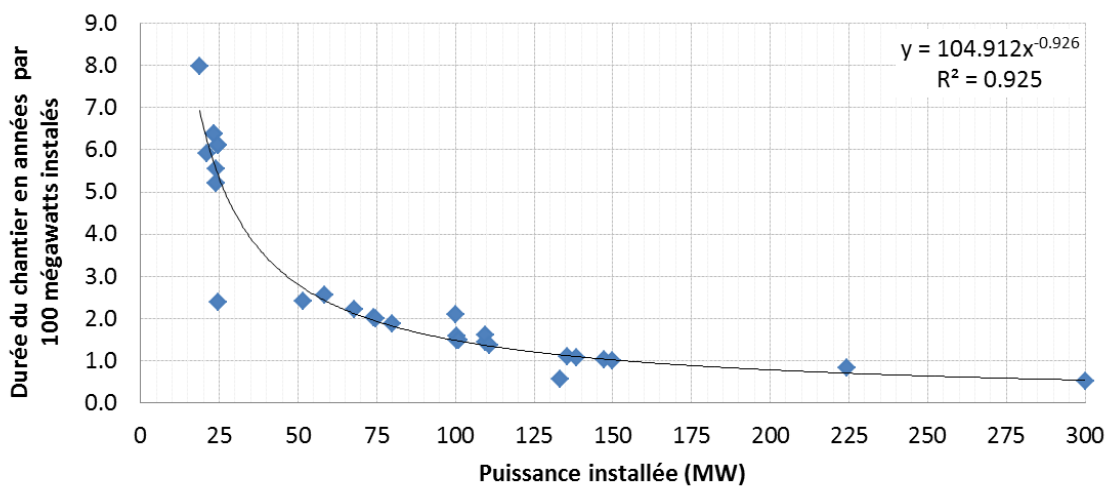


Figure 16 Durée des chantiers de construction des centrales québécoises

Malgré la limite due à l'échantillon et à l'incertitude autour des informations publiées par les promoteurs, on peut estimer de ces deux relations qu'en moyenne une centrale québécoise de 100 MW soutiendra environ 150 emplois directs pendant presque 18 mois, ou plus de 221 équivalents-personnes-année, pour sa construction. Appliquée à l'ensemble des projets, et

retenant que la relation n'est pas linéaire en fonction de la puissance individuelle des projets et que le résultat est en conséquence spécifique à la structure du portfolio, cela représente annuellement plus de 765 emplois équivalents temps plein, de 2006 à 2017, pour construire les centrales et ériger les 1 814 turbines des 3 710,7 MW actuellement en service ou engagés.

Enfin, il est d'intérêt de noter que le nombre de travailleurs sur les chantiers varie grandement selon les phases, comme le montre la Figure 17. Toujours selon les informations fournies par les promoteurs, la pointe du nombre de travailleurs sur le chantier pendant la construction est d'environ 2,9 par mégawatt installé, soit plus du double de la moyenne. Dans tous les cas, le fait doit être noté que ces emplois prennent fin lorsque les centrales sont en exploitation.

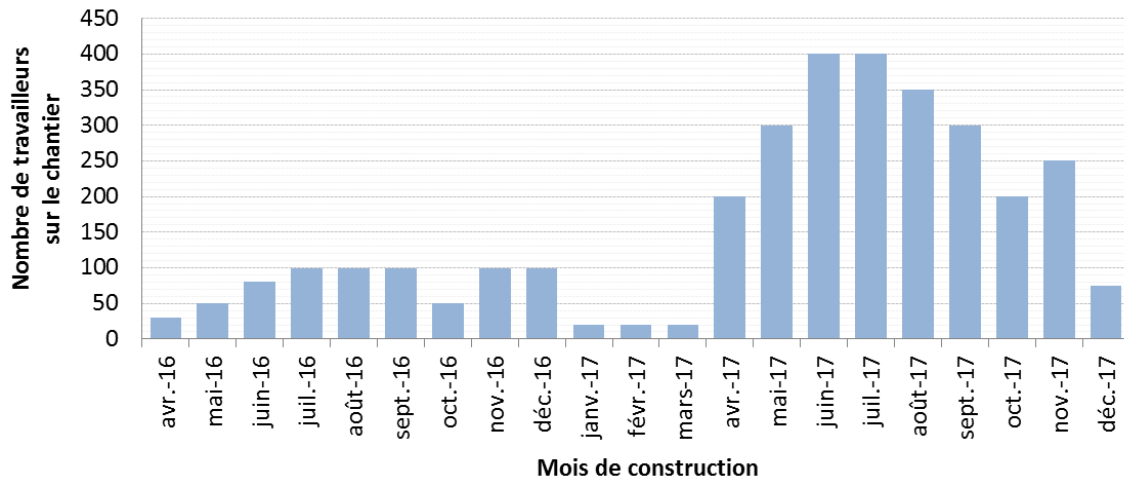


Figure 17 Répartition mensuelle estimée du nombre de travailleurs selon la planification du chantier de la centrale Nicolas-Riou (source EDF Énergie nouvelle⁴⁵)

2.4.1.2 Exploitation des centrales

L'exploitation des centrales éoliennes entraîne la création d'emplois pérennes sur toute sa durée, qui au Québec est prévue être de 20 à 25 ans selon les contrats. Il s'agit d'emplois dédiés à la gestion et à l'entretien des équipements, la plupart sur le site même des centrales.

L'étude Thibodeau, précitée, utilisait un coefficient de 15 personnes-année par 100 mégawatts, toujours estimé en 2005 à partir d'études québécoises et américaines et confirmé auprès de producteurs de l'époque. Cette donnée ne correspond pas aux chiffres déposés au BAPE par les promoteurs du programme québécois ou ultérieurement mis à jour par eux : les dossiers de 35 centrales permettent en effet d'estimer que le nombre d'emplois directs permanents prévus en exploitation par les producteurs est de 7,79 par 100 mégawatts en service. 23 dossiers citent une fourchette d'embauche, donnant un maximum prévu de 8,60 emplois par 100 mégawatts. Ces moyennes ne varient pas de façon marquée en fonction de la puissance installée.

⁴⁵ EDF Énergies Nouvelles (2015) « Réponses – Estimé de main d'œuvre annuelle en phase de construction », BAPE dossier 321, Centrale Nicolas-Riou, pièce DA24 [48].

Encore ici malgré la limite qualitative des données disponibles, on peut estimer que, lorsque ces chiffres sont appliqués aux 3 710,7 MW actuellement en service ou engagés, de 289 à 319 emplois directs permanents seront dédiés à leur exploitation.

2.4.1.3 *Redevances et compensations aux propriétaires et communautés*

Les producteurs éoliens paient en général un loyer pour l'utilisation des terres où sont installés leurs équipements, que ces terres soient privées ou publiques. De plus, ils pourront verser à l'ensemble des propriétaires fonciers environnants ou à leurs communautés des redevances et compensations, annuelles ou à versements uniques, selon les ententes entre les parties. Force est d'admettre qu'entre l'époque des premières grandes mises en service éoliennes et aujourd'hui, le cadre dans lequel se négocient ces ententes a évolué, résultant en deux « phases » du programme à cet égard. Dès 2005, en support à une demande de l'Union des producteurs agricoles, Hydro-Québec produisait d'ailleurs un « *Cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier* », révisé en 2013, et déposé à la Bibliothèque de l'Assemblée nationale du Québec [57]. Aujourd'hui, plusieurs guides servent à baliser ce processus et une approche globale s'est mise en place au Québec.

Bien qu'il soit ardu d'obtenir une vue complète du dossier devant la complexité des ententes en place, il est possible, à nouveau en consultant la documentation déposée au BAPE et autrement publiée par les promoteurs et les communautés, d'esquisser un portrait d'ensemble des redevances et compensations, à tout le moins en terme de plancher des engagements. La Figure 18 résume les nombres disponibles, et montre l'évolution des redevances après la phase initiale du programme⁴⁶.

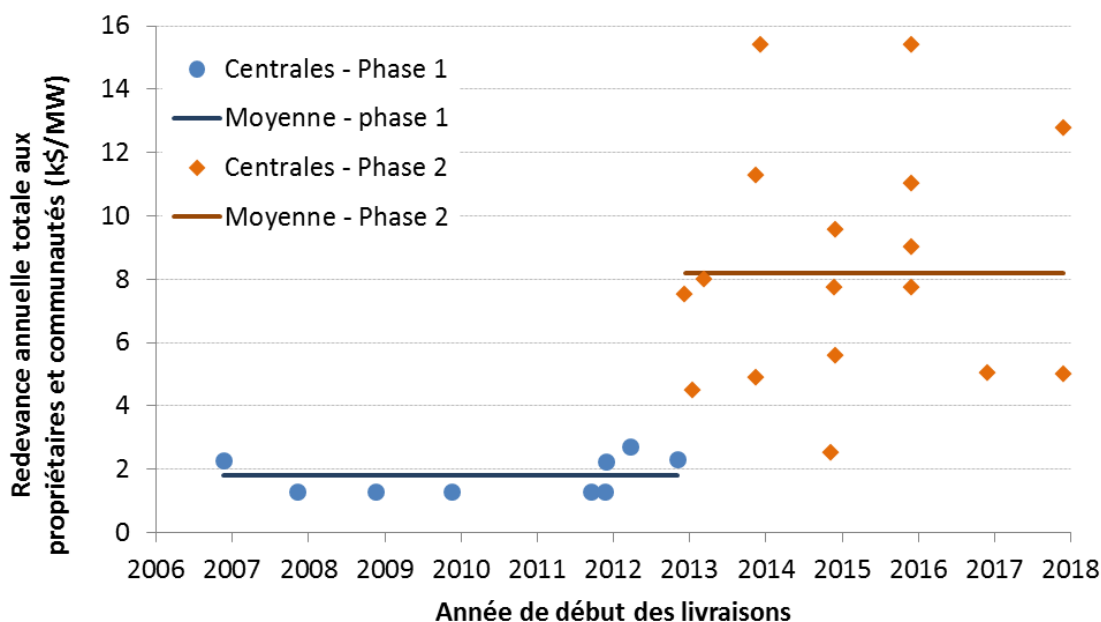


Figure 18 Plancher des redevances annuelles versées aux propriétaires et communautés pour l'échantillon disponible

⁴⁶ Les contrats étant signés longtemps avant la mise en service des centrales, un délai est visible entre l'évolution du cadre de référence des ententes et son effet.

Globalement, sur la base des centrales pour lesquelles des informations sont disponibles, à la mise en service les promoteurs ont versé des compensations ponctuelles aux propriétaires et communautés de 2 311 dollars par mégawatt. À partir du début de la construction et jusqu'à la fin de l'exploitation, ils paieront ensuite annuellement un montant de 5 418 dollars par mégawatt installé directement aux propriétaires fonciers et de 2 662 dollars par mégawatt installé aux communautés et organismes locaux. Ces montants sont généralement indexés annuellement.

L'extrapolation de ces montants aux 3 710,7 MW installés ou engagés suggère que 8,6 millions de dollars seraient versés en compensation à la mise en service, et que 30,0 millions de dollars seraient versés chaque année d'exploitation aux propriétaires et communautés.

Il est important de noter que la structure financière des projets varie grandement. Les redevances à une communauté tirant profit de l'exploitation d'un projet à titre de propriétaire ne sont pas celles d'une communauté accueillant un producteur privé, sans participation directe. De plus, des hypothèses doivent être faites quant au lieu d'installation des équipements, en terre publique ou privée : dans la mesure du possible, le paiement de loyer directement au gouvernement n'est pas inclus. Les montants sont inclus en argent courant, en général au moment de la planification des centrales. Enfin, plusieurs montants engagés ne sont pas comptabilisés et donc, à nouveau, il s'agit de paiements minimums pour les centrales disponibles dans l'échantillon. Les chiffres présentés ici le sont donc à titre indicatif et devront être approfondis.

2.4.2 Les retombées indirectes et induites

Si les retombées directes sont déjà complexes à bien cerner, les retombées indirectes, et *a fortiori* induites, sont quant à elles très difficiles à établir⁴⁷. Les études disponibles offrent des vues très diversifiées de l'impact global des investissements directs dans le domaine éolien, et peu de chiffres concrets sont divulgués par les fournisseurs. Plusieurs agences gouvernementales développent des modèles statistiques servant à déduire des investissements directs et du contexte dans lequel ils se font leurs impacts à tous les niveaux. L'Institut de la Statistique du Québec propose l'un de ces modèles [58], dont l'utilisation sort du cadre du présent bilan.

Les études disponibles portant sur le cas québécois ne diffèrent pas de cette approche, mais donnent une vaste gamme de résultats selon leurs hypothèses sous-jacentes, leurs détails méthodologiques et l'objectif qu'elles se donnaient [53],[56],[59],[60]. Bien au-delà des emplois avérés en 2010 chez les plus importants fabricants et cités au Tableau 5⁴⁸, toutes s'entendent toutefois sur l'impact positif très important que le programme éolien québécois a eu autant sur l'économie régionale du Bas St-Laurent et de la Gaspésie que partout au Québec, en matière d'emplois totaux, de revenus individuels, de revenus fiscaux, etc. À titre d'exemple, l'étude Aviseo [60] conclut que plus de 950 travailleurs œuvrent dans le domaine éolien à Montréal seulement, et que leur revenu moyen est de 42 % supérieur à la moyenne régionale. Des investissements et emplois directs mentionnés aux articles précédents découlent donc une activité intensive dont tous mentionnent cependant qu'elle est liée de façon importante à la construction même des centrales.

⁴⁷ Les retombées indirectes sont liées aux emplois chez les fournisseurs de biens et services et les fournisseurs de ces derniers. Les retombées induites sont celles générés par les dépenses des salaires des emplois directs et indirects.

⁴⁸ Ces niveaux d'emploi ont varié en fonction des carnets de commande depuis 2010.

À l'égard des emplois indirects, Jean-Claude Thibodeau mentionne d'ailleurs dans son étude de 2010 citée précédemment que

« [...] les emplois chez les fournisseurs (emplois indirects) peuvent être plus stables que les emplois directs, dans la mesure où les exportations peuvent se substituer à la demande locale ou nationale. Toutefois, il faut bien admettre que si les programmes de construction prenaient fin, plusieurs de ces fournisseurs disparaîtraient éventuellement. »

Globalement, quant aux retombées directes et indirectes, il est fortement recommandé que l'industrie elle-même fournisse de façon systématique et unifiée l'ensemble des données permettant d'évaluer l'impact du programme éolien québécois. L'estimation précise des retombées induites découlerait directement de ce portrait.

2.5 Les retombées environnementales de la filière éolienne

Les retombées environnementales d'une filière sont multiples. Au moment du choix d'intégrer celle-ci dans un portefeuille de production, un aspect important doit être établi : l'impact environnemental direct et chiffré de la filière sur le plan des émissions et de l'épuisement des ressources pour sa mise en œuvre. Il est ensuite nécessaire d'évaluer l'ensemble des retombées liées au déploiement et à l'exploitation de la filière sur la faune, la flore, le milieu humain, et autres, sous un éclairage de développement durable.

2.5.1 L'impact direct des équipements de production

La fabrication des équipements, la construction et l'installation des infrastructures, l'exploitation et le démantèlement génèrent tous ensemble une « signature » de l'impact global d'une filière qu'une analyse de cycle de vie permet d'évaluer. À la demande d'Hydro-Québec, en 2013 la *Chaire internationale sur le cycle de vie* du Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits procédés et services a produit une telle analyse pour un large ensemble de filières de production d'électricité [61]. Il ressort de celle-ci, dont le résumé se trouve en Annexe C, que pour six des huit indicateurs principaux, l'éolien se situe parmi les moyens de production électrique à très faible empreinte relative, généralement dans le même groupe que l'hydroélectricité, et se démarque de façon très importante des filières thermiques. Contrairement à la plupart des autres filières, l'essentiel des impacts de l'éolien est concentré pendant la fabrication des turbines et, à moindre échelle, la construction des centrales, pour essentiellement disparaître par la suite.

En particulier en ce qui concerne les gaz à effet de serre, il est d'intérêt de noter que lorsqu'on ajoute l'effet des productions incluses dans les achats et les importations énergétiques dans le marché du nord-est américain, de sources principalement thermiques, et celui dû au transport et à la distribution d'électricité, les émissions globales nettes de gaz à effet de serre de l'électricité québécoise sont de l'ordre de 22 g éq. CO₂/kWh [63]. Avec des émissions 16 g éq. CO₂/kWh⁴⁹ la production éolienne participe donc à abaisser les émissions globales de la fourniture d'électricité québécoise, en complément avec l'hydroélectricité.

⁴⁹ Ces chiffres, résultant d'une analyse de cycle de vie (ACV) complète, sont donc plus élevés pour l'éolien et l'hydroélectricité que les émissions de CO₂ brutes associées uniquement à leur production. Pour l'éolien, ces dernières se situent autour de 9 g éq. CO₂/kWh. D'autre part, les chiffres de l'étude pour l'éolien s'attachent à des études portant sur des centrales européennes aux FU en général plus faibles, exacerbant donc les émissions par unité d'énergie produite.

2.5.2 Processus environnemental québécois

Au Québec, tout projet d'envergure ayant un impact sur le milieu et étant assujéti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévue dans la Loi sur la qualité de l'environnement⁵⁰ est présenté au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), qui soumet au ministre de l'Environnement un rapport ou une recommandation, avec possiblement une description des engagements nécessaires des promoteurs à l'égard d'actions ou modifications aux projets préalables à l'émission des autorisations gouvernementales. Selon les cas et les demandes de la population, le BAPE pourra tenir des périodes d'informations et de consultation ou procéder à une enquête avec audiences publiques ou avec médiation. Tout au long des procédures, des modifications pourront être apportées aux projets à l'étude, en fonction des impacts et moyens de mitigation discutés.

L'ensemble des projets de centrales éoliennes du programme québécois a fait l'objet d'un tel processus d'enquête⁵¹. La documentation qui s'y attache, souvent citée dans le présent rapport, est d'accès public [48]. Les rapports du BAPE résument l'ensemble des préoccupations des participants au processus et des impacts du projet concerné tant sur le milieu naturel et humain que sur les aspects économiques.

D'autre part, en supplément du cadre de référence d'Hydro-Québec [57], l'état québécois a publié plusieurs guides servant à encadrer le développement de projets éoliens, incluant les aspects environnementaux⁵². Enfin, au fil des ans plusieurs instances municipales ont émis et révisé des règlements de contrôle intérimaire (RCI) spécifiques à l'éolien, définissant les exigences locales telles les distances minimales devant être respectées⁵³.

2.5.3 L'acceptabilité sociale de la filière éolienne

2.5.3.1 L'impact local et l'aspect communautaire

Un élément particulier et très sensible des dossiers analysés par le BAPE, et plus largement suivis par le gouvernement du Québec et Hydro-Québec, est celui de l'acceptabilité sociale des grands projets d'infrastructures modifiant autant le portrait physique du milieu qu'affectant son économie, sa gestion énergétique et, à l'avant plan, le milieu humain même. D'autant plus qu'il s'agit d'un moyen de production électrique distribuée souvent installé près de secteurs résidentiels, par ses effets sur le paysage et les questionnements qu'elle suscite quant à ceux sur la santé et sur l'équité quant aux retombées économiques et autres, la filière éolienne n'échappe pas à ce débat, au Québec comme partout ailleurs.

Bien que le processus environnemental québécois traite rigoureusement de ces éléments, chaque projet, dans un contexte toujours particulier, peut être très bien accepté localement ou, au contraire, faire face à une opposition pouvant aller jusqu'à empêcher sa mise en œuvre. Bien que le processus environnemental ait conduit à une bonne intégration des projets découlant du

⁵⁰ Loi sur la qualité de l'environnement :

www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/Q_2/Q2.htm

⁵¹ Le lecteur intéressé trouvera également sur le site du BAPE les dossiers des centrales sous contrat de gré-à-gré avec le Producteur

⁵² Le lecteur intéressé trouvera un vaste ensemble de ressources aux sites internet dédiés à l'éolien du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles au www.mern.gouv.qc.ca/energie/eolien/index.jsp et du ministère des Affaires municipales et occupation de territoire au www.mamrot.gouv.qc.ca/amenagement-du-territoire/orientations-gouvernementales/energie-eolienne

⁵³ Une recherche rapide sur internet, sous « RCI éolien » donne accès à une multitude de tels RCI.

programme québécois en général, il ne faut aucunement conclure que cela va de soi, et un seul projet mal ficelé à cet égard produit des conséquences pérennes sur l'ensemble du processus.

Au Québec, la courbe d'apprentissage de l'ensemble des parties prenantes à l'époque du démarrage du programme éolien est éloquent à ce sujet : l'encadrement étatique maintenant disponible ne s'est formalisé, entre autres, qu'après l'étude d'un projet hors programme ayant entraîné une dure prise de conscience des lacunes du système. Le rapport du BAPE s'y attachant, datant de 2006 [62], insistait sur le nécessaire respect de la population et de la réglementation locales et concluait que

« Les outils réglementaires dont disposent les MRC ne permettent de pallier que temporairement le manque d'encadrement qui caractérise le développement actuel de la filière éolienne en territoire privé. Des ajustements sont nécessaires au processus qui mène à l'implantation de parcs éoliens en terres privées et il importe que le gouvernement du Québec établisse des mécanismes pour mieux encadrer ce volet de la filière éolienne »

Bien que les ajustements nécessaires aient été ensuite mis en place, ce projet continua longtemps à défrayer la manchette et à montrer la voie à ne pas suivre en termes d'acceptabilité sociale.

En marge du processus environnemental, depuis 2006 plusieurs projets du programme éolien québécois ont dû être grandement modifiés, et quelques-uns ont été annulés ou déplacés faute de satisfaire les communautés d'accueil. Un rapport datant de 2009 de l'Unité de recherche sur le développement territorial durable et la filière éolienne de l'UQAR traite en profondeur de ces aspects [64], par exemple celui de l'évolution des redevances, citée plus haut, après la première phase du programme.

Tout en appuyant sur le fait que toutes les parties prenantes ne sont pas toujours satisfaites, dans son rapport de 2008 [65] portant sur l'acceptabilité sociale de l'éolien au Québec, Maya Jegen mentionne au sujet de cet aspect du dossier qu'elle nomme « acceptation communautaire » qu'en moyenne

« [...] l'acceptation semble fluctuer dans le temps : élevée au début d'un projet éolien, elle diminue durant la construction du projet, tout en restant positive, pour remonter une fois que l'installation est en fonction ».

À l'égard de l'acceptabilité communautaire, force est d'admettre que l'expérience maintenant acquise au Québec et partout dans le monde a permis des ajustements importants au processus de développement de projets. Plusieurs publications proposent maintenant des « pratiques recommandées » favorisant grandement le respect des collectivités et leur engagement positif dans l'ébauche de ces derniers [66].

2.5.3.2 L'impact sociopolitique

Au Québec, aux aspects « universels » d'acceptabilité sociale telle qu'ils sont traités par le BAPE s'ajoute un élément sociopolitique non négligeable, bien que plus diffus : la fierté nationale du « maître chez nous » et des grands projets nationaux de production électrique « 100 % renouvelable ». À cet égard, la volonté populaire fut clairement énoncée au moment où le gouvernement québécois démarrait le programme éolien alors qu'un projet de centrale thermique était également proposé par Hydro-Québec : l'éolien était sans discussion la filière à retenir pour

complémenter la base hydroélectrique du bouquet énergétique. Sous cet éclairage, que l’auteure nomme « acceptabilité sociopolitique », l’étude Jegen de 2008 rapportait que 73 % des répondants⁵⁴ mentionnaient des arguments environnementaux comme premier facteur de soutien au programme et que 71 % étaient en désaccord avec le modèle de développement retenu par le gouvernement. En 2015, l’essentiel du questionnaire d’ordre sociopolitique quant au programme éolien québécois se situe au niveau des retombées économiques et du soutien à l’industrie qu’il a générée, et de son financement par le truchement des tarifs.

2.6 Les autres retombées de la filière éolienne : la R ET D

Un aspect des retombées indirectes moins cité, mais qui est un important indicateur de la maturité, du dynamisme, de la valeur locale d’une industrie et de son potentiel d’exportation, est l’essor de la recherche et du développement qu’elle génère. À cet égard, le rapport précité commandé en 2015 par le ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles [55] mentionne que

« Depuis l’implantation de la filière éolienne au Québec, des avancées difficiles, mais non négligeables, ont été réalisées dans le domaine de la recherche, du développement et de l’innovation. Le Québec est en effet devenu une référence mondiale dans l’exploitation de parcs éoliens adaptés au climat nordique. Il s’est de plus distingué grâce à l’expertise d’Hydro-Québec en ce qui concerne l’intégration de l’énergie éolienne à son réseau et le transport d’énergie sur de longues distances. On peut aussi noter que certaines innovations en matière d’amélioration des processus de production ont résulté en des activités d’amélioration continue de la performance sur les sites de production »

Il cite ensuite notamment le TechnoCentre Éolien (TCÉ) et l’Institut de recherche d’Hydro-Québec (IREQ), 5 chaires, 2 laboratoires et un centre collégial œuvrant en R ET D dans le domaine éolien, et plus d’une centaine de mémoires de maîtrise et thèses doctorales déposés dans les universités québécoises au cours des dernières années.

Quant à l’excellence de la R ET D québécoise, notons qu’en 2013 le *Utility Wind Integration Group* (UWIG, maintenant UVIG) décerna trois prix aux chercheurs de l’IREQ. Ceux-ci reconnaissent l’excellence de leurs contributions au développement : 1) d’une nouvelle approche pour la simulation à large échelle et en temps réel de centrales éoliennes ; 2) d’une méthode de simulation pour l’évaluation des impacts de l’intégration éolienne sur l’exploitation du système ; et 3) pour le calcul dynamique des réserves d’exploitation nécessaires à l’équilibrage de la production éolienne⁵⁵.

Cependant, et ce fait est lié à la précarité actuelle de la partie manufacturière de l’industrie éolienne, le rapport 2015 ajoute que

« Ces accomplissements ne sauraient faire oublier certaines faiblesses du Québec en RD. En effet, si le Québec possède plusieurs fournisseurs de pièces, il n’a pas de turbinier fabriquant de grandes éoliennes, ce qui limite beaucoup les innovations

⁵⁴ Enquête avec échantillon composé de 44 acteurs de divers milieux avec représentants gouvernementaux (3), municipaux (8), paraétatiques (5), promoteurs privés (4), firmes conseils (5), groupes d’intérêt (5), groupes de citoyens (8), groupes communautaires (2), universitaires (4).

⁵⁵ www.businesswire.com/news/home/20110330006361/en/UWIG-Announces-2011-Technical-Achievement-Honorees-Scholarship, consulté le 18 janvier 2016.

dans ce domaine. De plus, il y a assez peu de RD en ce qui concerne les composantes et l'assemblage d'éoliennes. La taille restreinte du marché québécois ne devrait pas être un frein à ses ambitions en recherche et développement à l'exemple de l'industrie aéronautique, puisque le Québec peut compter sur des ingénieurs qualifiés et un bon nombre d'universités ».

Le programme québécois a donc eu de grandes retombées quant au développement d'expertises techniques en éolien, mais peu de développement industriel de pointe en a résulté à ce jour.

2.7 La durée de vie des infrastructures et les scénarios en fin de contrats

2.7.1 La durée de vie économique et technique des éoliennes

La durée de vie des infrastructures et les scénarios de fin de contrats sont des aspects stratégiques de grande importance tant pour la sécurité d'approvisionnement électrique à long terme qu'en ce qui concerne la continuité du programme éolien québécois et d'atteinte d'une « vitesse de croisière » pour le carnet de commandes industriel.

Les manufacturiers conçoivent les équipements de production éolienne en tenant compte de plusieurs facteurs dont découle leur coût d'achat. Ce dernier devra être amorti à l'intérieur de la durée des contrats entre les producteurs et le Distributeur qui pour la majorité est de 20 ans, seuls les derniers contrats étant de 25 ans. En conséquence, et pour des raisons de garantie de service, les turbines modernes seront conçues de sorte à ce que leur durée de vie soit normalement supérieure à la durée de ces contrats. Il ressort de cette réalité que :

- L'exploitation des équipements pourrait être étendue au-delà de la durée des contrats, alors que leur amortissement sera complet
- Leur exploitation sera par contre de plus en plus coûteuse en termes d'entretien⁵⁶ et les avancées techniques rendront les nouvelles turbines beaucoup plus efficaces. De plus, l'évolution des exigences de raccordement rendra possiblement les équipements en place obsolètes
- À un certain point, le coût total d'exploitation dépassera les revenus possibles, moment qui correspond à la durée de vie économique de l'équipement, ou alors la turbine cessera de produire en atteignant l'ultime limite de sa durée de vie technique

La durée de vie effective des équipements variera également en fonction des conditions environnementales locales dans lesquelles ils sont exploités. De façon à baliser les choix possibles et à assurer leur sécurité et leur durabilité, des normes de conception leurs sont donc appliquées et des certifications sont requises. À cet effet, la Commission électrotechnique internationale publie la série de normes CEI 61400 [67],[68], et les organismes de certification supposent normalement une durée d'exploitation de 20 ans. L'application de telles normes a fait partie des exigences du Distributeur dans les appels d'offres du programme éolien.

⁵⁶ La planification et le financement initial d'un projet incluront des entretiens majeurs, incluant normalement le remplacement de composants importants telles les pales ou la boîte d'entraînement, pendant la durée initiale des contrats

2.7.2 Scénario de renouvellement des contrats à leur échéance

2.7.2.1 Valeur résiduelle et rééquipement des centrales éoliennes

Dans le cas où un besoin énergétique existe à l'échéance des contrats et qu'il est économiquement viable de le faire, le scénario de renouvellement est envisageable. Sous l'éclairage de l'article précédent, au-delà d'une extension de quelques années de l'exploitation des équipements en place, l'option de rééquipement des centrales est alors la plus probable.

Le cas échéant, dans un rapport commandé par le Distributeur [69], Søren Krohn mentionne que la remise à neuf des équipements n'est normalement pas une possibilité réaliste, autant en termes de disponibilité des composants nécessaires qu'économiquement. De plus, le marché actuel de revente des équipements déshabillés est très limité. En conséquence, la valeur résiduelle des équipements se limite à la valeur des matériaux récupérés.

Toujours selon Krohn, le rééquipement des centrales est donc essentiellement un nouveau projet, avec des turbines modernes, bénéficiant toutefois de l'existence préalable d'infrastructures telles les routes. De plus, la connaissance fine de la ressource locale et la relation bien établie avec le milieu, acquises pendant la durée du contrat se terminant, faciliteront la conception et la configuration de la nouvelle centrale et diminueront le risque financier qui s'y attache. De plus, selon le niveau d'optimisation de l'ancienne configuration de la centrale, la productivité du site pourrait possiblement augmenter. En contrepartie, la réutilisation des bases de béton n'est pas possible, et le réseau électrique interne pourrait être largement à revoir.

2.7.2.2 Valorisation des actifs de transport

Un aspect non négligeable de l'option de renouvellement des contrats avec rééquipement est celui de la revalorisation des équipements de transport dédiés aux raccordements des premières centrales. Ayant été amortis sur la durée des contrats initiaux, il est envisageable qu'une partie de ceux-ci soit réutilisable dans le nouveau contexte. Cette possibilité, et l'ampleur des économies possibles, dépendront toutefois des choix technologiques pour le rééquipement, de la nouvelle puissance installée et de l'évolution régionale du réseau. *A contrario*, dans le cas du démantèlement des centrales, les équipements de transport entièrement dédiés à celles-ci, devenant dans les faits inutiles, perdront une grande partie de leur valeur résiduelle effective.

2.7.3 Scénario de démantèlement des infrastructures en fin de contrat

Dans le cas où l'option de non-renouvellement d'un contrat d'approvisionnement soit retenue à son échéance ou qu'une partie des équipements devienne inexploitable avant ce terme, il est primordial de s'assurer du démantèlement des installations. Conséquemment, les études environnementales des producteurs privés déposées au BAPE abordent systématiquement cette question, en termes descriptifs des travaux à être faits.

Par contre, bien que les certificats gouvernementaux d'autorisation des projets abordaient l'obligation de démantèlement des centrales⁵⁷, les contrats entre le Distributeur et les producteurs privés du premier appel d'offres ne contenaient pas de clause spécifique à cet aspect. Prenant rapidement acte du fait qu'il était nécessaire d'assurer dès le départ la planification financière de cette phase des projets, dès le second appel d'offres le Distributeur ajouta à ses contrats un article

⁵⁷ Le lecteur pourra par exemple consulter le premier de ces décrets, le 129-2006, concernant la centrale éolienne de Baie-des-Sables, à l'adresse www.mddelcc.gouv.qc.ca/evaluations/decret/2006/129-2006.htm

décrivant les exigences à cet égard, et une clause de garantie s’y attachant : aujourd’hui, au dixième anniversaire de la mise en service les producteurs doivent déposer auprès du Distributeur des garanties de démantèlement complet pour un montant égal au coût net estimé par une firme d’experts indépendants. Ainsi, le site d’une centrale éolienne dont le contrat ne serait pas renouvelé retournerait en fin de compte à son état antérieur à la construction, sauf entente avec le propriétaire foncier.

2.8 Le cas particulier des réseaux autonomes

Le présent bilan de l’intégration de l’éolien au réseau québécois met largement l’emphase sur son déploiement dans le réseau intégré d’Hydro-Québec. En termes de puissance installée planifiée, il s’agit effectivement de la quasi-totalité de la production prévue de cette filière au Québec. Quant au programme éolien québécois, et bien qu’il s’agisse d’une puissance relativement minime, le bilan ne serait par contre pas complet sans mentionner le cas particulier des réseaux autonomes.

Il y a aujourd’hui au Québec 24 réseaux dits « autonomes », non reliés au grand réseau de transport, dit « intégré ». Dans son plan d’approvisionnement 2014-2023 [70], le Distributeur dresse le portrait suivant de ceux-ci :

« Les réseaux autonomes se situent dans une zone territoriale vaste, mais peu peuplée. Ces territoires comptent une population totale de près de 35 000 habitants répartie en trente communautés composées d’Attikameks, de Blancs, de Cris, d’Innus, d’Inuits et de Naskapis. En 2012, les réseaux autonomes comptaient plus de 17 600 abonnements, la production en électricité s’élevait à 412 GWh et les besoins en puissance atteignaient 93 MW.

Pour répondre à ces besoins, les réseaux autonomes sont alimentés par deux centrales hydrauliques (Ménihek et Lac-Robertson) et par vingt-trois centrales thermiques, dont la puissance installée totale représente 164 MW. Le coût de fonctionnement des centrales thermiques est très élevé compte tenu du prix des combustibles »

Ces réseaux sont donc majoritairement alimentés à partir de centrales thermiques, dont le carburant est le diesel ou le mazout lourd, totalisant 125 MW de puissance installée. Leur exploitation coûtait 48.4 ¢/kWh en moyenne en 2012 (déduit de [71]). De plus, la même année les émissions atmosphériques des 67 MW de la centrale de Cap-aux-Meules seule dépassaient les 125 000 tonnes d’équivalents CO₂, loin au-delà de la limite de 25 000 tonnes prévue par la réglementation en vigueur. En conséquence, depuis 2013 le Distributeur doit annuellement procéder à l’acquisition de droits d’émission.

Sous certaines conditions, le jumelage de la production éolienne avec celle des centrales diesel est une avenue à fort potentiel pour réduire ces coûts et l’empreinte environnementale des réseaux, par la diminution marquée qu’elle permet du carburant diesel consommé : une notion de « carburant évité ». Depuis les années 1980, de nombreux travaux ont porté sur le développement des technologies et concepts nécessaires. À l’Institut de recherche d’Hydro-Québec, un important programme portant sur le jumelage éolien-diesel a d’ailleurs permis le développement de concepts novateurs, dont celui de « jumelage éolien diesel à haute pénétration sans stockage » en exploitation à l’île St-Paul, en Alaska, depuis 1998.

Au cours des années, Hydro-Québec a continué à suivre de près le développement de cette méthode d'alimentation des réseaux isolés et a procédé à quelques études de faisabilité portant sur ceux étant sous sa juridiction [72],[73],[74], s'engageant au passage auprès de la Régie de l'Énergie pour y préparer le déploiement du jumelage éolien-diesel. Tenant compte de ce fait, dans sa stratégie énergétique 2006-2015 [30], le gouvernement du Québec a donc annoncé que des projets pilotes seraient réalisés. Le Distributeur a alors procédé à deux études d'avant-projet, l'une pour un petit système à Kangiqsualujjuaq et l'autre pour le plus grand réseau isolé, celui des Îles-de-la-Madeleine.

Après quelques itérations et raffinements de ces études et l'identification d'un modèle d'affaires devant permettre le déploiement du jumelage éolien-diesel dans ses réseaux autonomes, le Distributeur a finalement lancé, en 2015, un appel de propositions visant l'achat d'un bloc de 6 MW d'énergie éolienne à partir d'une centrale située aux Îles-de-la-Madeleine [75],[76],[77]. Les résultats de cet exercice orienteront la suite de cet aspect particulier du programme éolien québécois et/ou de l'intégration d'un portefeuille varié d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes québécois.

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Chapitre 3 : L'intégration au système d'Hydro-Québec

NOTE : Les chapitres précédents sont d'ordre historique, commercial, environnemental, etc., et résument les résultats de divers processus souvent externes à Hydro-Québec, sans entrer dans le détail des analyses les soutenant. Bien que l'objectif du présent chapitre de résumer l'aspect « intégration au système » selon une approche de vulgarisation soit sous-jacent, le texte est ici nécessairement d'ordre plus technique. À cet effet, il est important de mentionner la possible confusion entre la notion d'intégration au réseau (1) et celle d'intégration au système (2). La première s'attache pour le Transporteur aux processus de raccordement des centrales et de gestion en temps réel du réseau électrique visant toujours et strictement le maintien de la sécurité et de la fiabilité de ce dernier. La discussion qui suit s'attache à l'intégration au système, une vision plus large et transversale de l'ensemble des processus de gestion de toutes les parties prenantes à Hydro-Québec, de la planification à très long terme des approvisionnements à l'exploitation des centrales hydroélectriques et à la conduite du réseau en temps réel. Les concepts qui suivent seraient en partie présentés différemment sous la loupe stricte du Transporteur.

D'autre part, bien que le présent bilan porte principalement sur le programme éolien dont découlent les approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur, la production éolienne totale incluant celle des 208 MW sous contrat avec le Producteur est ici généralement incluse, lorsque l'impact global de l'éolien doit être pris en compte. Lorsqu'aucune référence n'est donnée à des compilations de résultats d'exploitation, il s'agit d'analyses basées sur des données réelles, par exemple de productions horaires, dont le détail est confidentiel.

.....

Globalement, l'objectif de gestion d'un système électrique est de supporter la demande de façon fiable et sécuritaire, de la prochaine seconde à plusieurs décennies en avant, et de le faire le plus efficacement possible, autant en termes économiques que d'utilisation de ressources. Lorsqu'est envisagée l'intégration d'une nouvelle source de production, tous ces aspects sont affectés. Afin d'en évaluer les impacts, il est d'abord nécessaire de bien définir le « terrain de jeu » : notions de fiabilité/sécurité et efficacité, particularités distinctives de la filière et son comportement vu par le reste du système. On procède ensuite à l'intégration au système en trois grandes étapes :

A. **La planification long terme** : L'évolution attendue des besoins plusieurs années, voire décennies, d'avance est établie, et des engagements conséquents sont pris entre le Distributeur, responsable de répondre à ces besoins, les producteurs d'électricité⁵⁸ et le Transporteur qui, tous ensemble, garantiront la sécurité de ces approvisionnements autant en termes d'énergie que de puissance, sur l'horizon planifié. À cette étape, la participation individuelle de chaque ressource à cette sécurité d'approvisionnement (l'adéquation du système : sa fiabilité long terme), doit être rigoureusement établie pour la durée des engagements contractuels. Le plan d'approvisionnement du Distributeur et le processus de désignation des ressources⁵⁹ s'attachent entièrement à ce processus ;

⁵⁸ Il est important de mentionner que l'évolution technologique permet maintenant d'inclure ici comme « producteur » les moyens de gestion de la demande à hauteur de ce que nous pouvons garantir d'en tirer.

⁵⁹ Le processus de désignation vise à fournir l'information permettant au Transporteur de planifier son réseau de manière à répondre adéquatement aux besoins du Distributeur.

- B. **Le raccordement au réseau** : On « branche » physiquement au réseau électrique les nouveaux équipements en garantissant que les impacts de ceux-ci sur le système électrique, et vice versa, sont pris en compte dans la solution de raccordement afin de permettre une exploitation fiable et efficace de l'ensemble ;
- C. **L'exploitation** : On exploite le système avec ces nouvelles productions, garantissant la sécurité opérationnelle du réseau (sa fiabilité court terme) tout en optimisant l'utilisation globale de toutes les ressources, en tout temps.

3.1 Définir le terrain de jeu

3.1.1 Notions de sécurité, fiabilité et risques vs efficacité et rendement

D'entrée de jeu, comme pour n'importe quel système complexe, la fiabilité absolue du système électrique, sans possibilité de défaillance, est simplement impossible à garantir que ce soit pour les prochaines secondes ou plusieurs décennies d'avance. Un moyen de production peut par exemple devenir soudainement indisponible ou offrir une performance inadéquate ou un équipement de transport peut défaillir. La question générale est de savoir à quel niveau de précision peuvent être prévus ces événements, et dans quelle proportion, ou « niveau de fiabilité », le système doit pouvoir y survivre en fonction de sa capacité d'adaptation propre, sa « flexibilité », admettant ainsi que, bien que très rarement, le système sera parfois incapable d'y arriver.

Au niveau de fiabilité visé s'attachent des notions sociales et économiques : par exemple, « perdre » le système électrique entièrement ou en partie, ou provoquer la perte des échanges sur les interconnexions avec les réseaux voisins s'avère très coûteux. Pour minimiser ces événements et maintenir le niveau élevé de fiabilité de son réseau, Hydro-Québec investit donc adéquatement, comme elle l'a fait par exemple de façon importante lors de l'ajout récent d'équipements de compensation série. Or, pour atteindre un niveau de fiabilité supérieur, on pourrait investir encore davantage. Et à une augmentation de fiabilité s'attache souvent une augmentation de pertes ou une moindre utilisation de ressources gardées en réserve « *au cas où* »⁶⁰. À l'extrême, le fait de créer deux systèmes électriques en parallèle, desservant les mêmes consommateurs sur le même territoire, entraînerait par redondance un niveau de fiabilité extrêmement élevé... à un coût astronomique. Un consensus doit donc d'abord être établi quant au niveau de fiabilité socioéconomiquement « acceptable ».

Compte tenu de l'interdépendance entre les différents systèmes électriques interconnectés entre eux, une approche d'ordre continental est appropriée pour ce faire. Cela s'applique au réseau québécois, bien que certaines spécificités importantes découlent du fait qu'il ne soit pas électriquement synchrone avec ses voisins⁶¹. En Amérique du Nord, l'organisme coordonnant et encadrant la planification et la gestion de la fiabilité du réseau électrique et l'évolution des normes est la *North American Electric Reliability Council* (NERC)⁶². Face à l'augmentation rapide des

⁶⁰ Une différence centrale entre les notions d'intégration au « réseau » et au « système » : la fiabilité sera toujours garantie par le coordonnateur de la fiabilité (HQT), à la limite « à tout prix » bien qu'il vise à le faire efficacement autant que possible. Mais les ressources mises en réserve ont une valeur.

⁶¹ Le réseau québécois est l'une des quatre interconnexions en Amérique du Nord. Le lecteur intéressé pourra consulter www.hydroquebec.com/transenergie/fiabilite/modele.html

⁶² Le représentant régional de la NERC est le *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC), dont Hydro-Québec est membre. Tel que mentionné au chapitre 1, sous entente avec ses vis-à-vis américains, la Régie de l'énergie du Québec se voit déléguée la responsabilité

sources de production éolienne et solaire dans les réseaux, au cours des dernières années, la NERC s'est en particulier penchée sur l'impact de l'intégration de ces nouvelles productions variables, et émis des recommandations conséquentes [78]. Il est d'intérêt de noter qu'à l'égard des moyens visant le maintien de la fiabilité du réseau en présence de production éolienne, Hydro-Québec a été un précurseur. Dès le premier appel d'offres, le Transporteur a par exemple émis des exigences de raccordement spécifiques à cette filière. Ces exigences ont à leur tour influencé l'évolution des pratiques et des normes.

Dans tous les cas, après qu'à tous les horizons futurs - de la prochaine seconde à plusieurs décennies en avant - soient prescrits les niveaux de fiabilité à maintenir, chaque système sera donc étudié dans son contexte :

1. Dans un premier temps seront identifiés, pour chaque horizon de gestion, des prochaines secondes à plusieurs années en avant, tous les événements à impacts majeurs possibles, mais considérés pratiquement imprévisibles, et auxquels le système ne pourrait pas, sans une robustesse intrinsèque, s'adapter « en temps réel » : par exemple la perte inopinée d'un transformateur, qui constitue un événement réseau, ou encore une situation de faible hydraulité⁶³ sur une longue période. Des réserves court et long termes seront allouées de sorte à couvrir un éventail de menaces à hauteur des niveaux de fiabilité attendus. À cet effet, pour la planification à long terme, Hydro-Québec définit la réserve hydraulique⁶⁴ et, pour l'exploitation à court terme, les réserves 10 minutes, 30 minutes et de stabilité.
2. Dans un second temps, quant aux variations du besoin qui sont rapides, mais suffisamment prévisibles pour que le système puisse s'y adapter et maintenir la qualité d'alimentation en temps réel grâce à sa flexibilité, des services complémentaires seront mis en place en fonction des caractérisations de la production et de la demande. Sans être strictement des réserves de fiabilité, ces services permettront de toujours garantir la fiabilité de la façon la plus efficace possible. À Hydro-Québec, les services de réglage de la production (suivi de charge) et de régulation de fréquence répondent à ce besoin.
3. Enfin, les prévisions n'étant pas parfaites, chaque système mettra en place des moyens pour gérer le risque d'engagement des marges résiduelles disponibles s'attachant à ces aléas, un risque économique et, en situation de forte demande interne, de fiabilité: le coût de devoir annuler ou prendre des engagements de marché à court terme à cause d'erreurs de prévision, et donc hors des stratégies commerciales, est élevé. De même, un coût s'attache aux écarts de rendement imposés à la production « classique » (hydroélectrique au Québec) et aux arrêts et démarrages additionnels de groupes requis pour éviter d'avoir recours à ces moyens. Enfin, à la pointe l'insuffisance de réserves causée par une erreur de prévision peut également compromettre la fiabilité. À cet effet, Hydro-Québec utilise la notion de provisions pour aléas.

d'assurer le suivi local de l'application des normes. Exemple de critère, en Amérique du Nord les niveaux de fiabilité en puissance recherchés limitent les taux de délestage d'une charge régulière à une journée par dix ans ou 0,1 jour (2,4 heures) par année.

⁶³ « Pour un cours d'eau ou un barrage, l'hydraulité est le rapport de son débit mensuel (ou annuel) comparé à sa moyenne interannuelle. Cette mesure permet de comparer simplement le débit du cours d'eau à une année normale » (source : Wikipédia)

⁶⁴ Au Québec les niveaux de fiabilité long terme en énergie, approuvés par la Régie de l'énergie [79], satisfont « un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année ». Cela résulte entre autres au maintien par le Producteur d'une réserve énergétique suffisante pour combler un éventuel déficit d'apport en eau (hydraulité) de 64 TWh deux années consécutives ou de 98 TWh sur quatre années consécutives, avec suivi par la Régie de l'énergie.

À hauteur de la fiabilité attendue, l'offre disponible dépassera ainsi en tout temps le besoin additionné des réserves d'exploitation et des provisions pour aléas. En contrepartie, le système disposera généralement de marges de manœuvre résiduelles dont les producteurs pourront disposer, par exemple en les engageant sur les marchés voisins en gérant leur risque économique. Face à une telle problématique d'interdépendance et de corrélations complexes, un aspect sous-jacent important sera de bien estimer le réel besoin de provisions pour ne jamais les sous-évaluer, mais sans imposer au système une coûteuse redondance excessive. La Figure 19 résume ces éléments et leurs liens⁶⁵.

Sous cet éclairage, au Québec, l'entité responsable des approvisionnements électriques, Hydro-Québec Distribution, doit s'assurer de la disponibilité des moyens pour assurer la fiabilité, sous l'encadrement du « coordonnateur de la fiabilité », le Transporteur. C'est le Producteur qui fournit ce service au Distributeur. Depuis 2005, l'« Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial » encadre le processus [80]⁶⁶.

À cause de ses particularités distinctives, la production éolienne affecte plusieurs de ces aspects, ce qui doit être pris en compte. À cet égard, son éventuel impact sur l'entente mentionnée ci-dessus a été évalué en 2009 et 2010. De plus, tel que les décrets éoliens le stipulaient, cette entente a été complémentée dès 2005 par l'« Entente d'intégration éolienne » [82]. Cette dernière maintenant échue, le Distributeur est actuellement en processus d'appel d'offres compétitif visant un nouveau service d'intégration éolienne reconduisant l'essentiel des principes de la première entente [83].⁶⁷

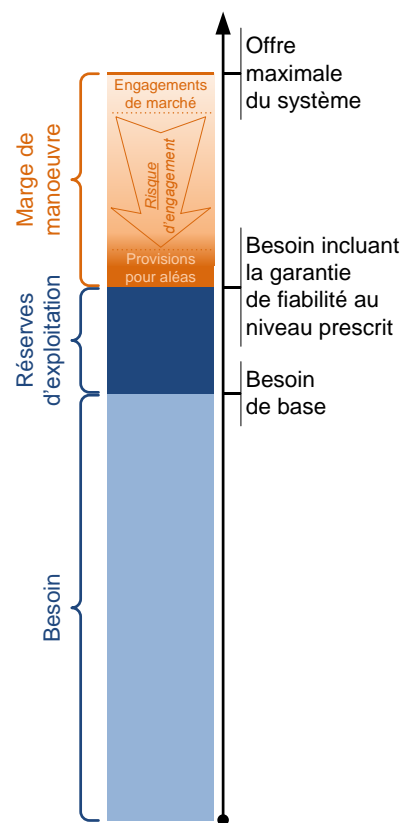


Figure 19 Besoin, réserves, offre et marges à un horizon donné

3.1.2 Particularités distinctives de la production éolienne

Partageant plusieurs caractéristiques avec les autres moyens de production renouvelable, tributaires des aléas environnementaux, la production éolienne se distingue globalement par les éléments suivants pouvant affecter les notions précédentes :

- Quant à l'horizon long terme, la production mensuelle, annuelle ou pluriannuelle d'énergie variera autour d'une moyenne au gré des régimes météorologiques et climatiques : Une notion d'« éollicité » similaire à celle d'hydraulicité.

⁶⁵ Cette figure s'applique à la planification de l'exploitation ou à long terme. Elle ne s'applique pas à la conception de réseau.

⁶⁶ Une entente sur les services complémentaires a ultérieurement précisé les services fournissant la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial [81]

⁶⁷ Au moment du dépôt du présent bilan, le processus d'appel d'offres et d'évaluation des soumissions est complété. Le 15 mars 2016, le Distributeur a déposé à la Régie de l'énergie une demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne. Voir [publicsde.regie-energie.qc.ca/ layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=367&phase=1&Provenance=B](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=367&phase=1&Provenance=B)

- Quant à leur raccordement au réseau, les génératrices éoliennes modernes ne sont pas, pour la majorité, synchronisées au réseau électrique : selon leur classe de technologie, la puissance produite transite entièrement, ou partiellement, par l'intermédiaire de convertisseurs CC-CA⁶⁸.
 - Cela permet d'augmenter l'efficacité d'extraction de l'énergie du vent et de contrôler finement le comportement des machines, ouvrant même la porte à leur utilisation en support du réseau, pour certains aspects. En contrepartie, cela les rend peu aptes pour d'autres services de support au réseau offerts d'emblée par les productions « traditionnelles ».
- Quant à l'exploitation à court terme, la production varie au gré du vent⁶⁹, de 0 % à 100 % de la puissance maximale d'une turbine individuelle, la probabilité d'occurrence des extrêmes et la rapidité des fluctuations diminuant avec un nombre et une dispersion géographique grandissants d'éoliennes⁷⁰.
 - Il n'y a pas de possibilité de stocker son apport naturel, le vent, qui est cependant gratuit.
 - Elle n'est donc pas strictement modulable : on peut plafonner la puissance produite, provoquant alors un « déversement éolien », mais sans jamais pouvoir aller au-delà de ce que le vent instantané permet⁷¹.
 - Sous certaines conditions de grand froid, de vent excessif ou d'accumulation de givre et de glace, la production doit s'arrêter afin de protéger les infrastructures de production⁷².

3.1.3 L'éolien vu par le reste du système électrique

Au global, pour l'exploitation du système électrique, à la production éolienne s'attache donc une source additionnelle de variabilité et, en fonction de la précision et de l'erreur sur sa prévision, d'incertitude. Il est donc utile d'aborder son intégration en s'arrêtant à ce nouveau « signal » tel qu'il est perçu par le reste du système électrique.

3.1.3.1 La demande nette

Sur un horizon plurimensuel ou annuel, la production éolienne se comporte de façon semblable à la production hydroélectrique : elle génère un volume d'énergie variant autour d'une moyenne à long terme. En contrepartie, entre les prochaines minutes et les prochains jours les fluctuations éoliennes surviennent dans des horizons de temps et à des fréquences similaires à ceux de la demande électrique. Ces variations des deux « signaux » dépendent des aléas environnementaux et sont par le fait même corrélées, et les outils à la base de leur prévision sont les mêmes. À bien des égards, pour le reste du système électrique, dans l'horizon du temps réel à quelques jours

⁶⁸ Convertissant un courant continu (CC) en courant alternatif (CA)

⁶⁹ À partir d'une vitesse dite d'amorçage, généralement autour de 3 ou 4 m/s, jusqu'à l'atteinte de la puissance maximale de conception, la production est fonction du cube de la vitesse du vent

⁷⁰ La variabilité de la production éolienne s'attache directement à celle du vent, un flux régulier et continu. À ce titre la production éolienne est variable mais aucunement intermittente contrairement à une notion largement véhiculée. Les systèmes de contrôle modernes permettent même maintenant de contrôler le processus d'arrêt des turbines, anciennement instantanés et automatiques, à l'atteinte de limites d'exploitation telles les trop forts vents ou les basses températures. La pluie est, par exemple, un phénomène météorologique intermittent : il pleut, il ne pleut pas, elle s'arrête et reprend par intervalles, et de façon relativement chaotique.

⁷¹ Sauf momentanément, afin de procurer une réponse inertielle virtuelle d'une durée de quelques secondes

⁷² Les manufacturiers conçoivent leurs turbines en recherche d'un équilibre entre le coût additionnel de l'équipement pour produire à plus basse température et l'espérance de revenu de vente d'énergie dans ces conditions et offrent des options pour « climat froid ». Dans ses appels d'offres, le Distributeur exigeait qu'elles produisent jusqu'à -30°C. Les turbines québécoises sont donc spécialement équipées pour affronter les basses températures. Certains manufacturiers, par exemple Enercon, permettent maintenant que les arrêts de production (fort vent, froid) se fassent graduellement, ce qui favorise grandement leur intégration fiable et efficace au réseau.

d'avance, la production éolienne se comporte donc comme une « demande négative ». En conséquence, pour plusieurs aspects de l'intégration de la production éolienne, il est très utile de référer à la notion de « demande nette », la réelle demande moins la production éolienne, à laquelle doivent faire face les moyens de production modulables et flexibles. Sous cet éclairage, l'impact de la production éolienne s'attache donc à la modification qu'elle apporte à la variabilité et à la prévisibilité de la demande nette. Il est important de noter que pour certains aspects de gestion du réseau, tout comme pour la demande seule, la demande nette régionale ou locale peut être d'importance. Cette question n'est que très brièvement abordée dans le présent bilan, mais son analyse serait de grand intérêt.

3.1.3.2 La variabilité à court terme

Mis à part un éventuel plafonnement ponctuel et contrôlé, la production éolienne et la demande nette résultante varient au gré des fluctuations du vent et autres conditions météorologiques. L'historique récent permet d'observer l'ampleur de ces variations, ou « rampes », auxquelles le système doit s'adapter.

Les graphiques des pages suivantes résument cette variabilité à l'horizon horaire et sur quatre heures, agrégée de 2008 à 2015 et pour 2015 seulement. Dans tous les cas, la production éolienne totale, incluant celle sous contrat avec le Producteur, est incluse. L'écart-type des variations est utilisé pour quantifier l'amplitude de la variabilité⁷³. Dans tous les cas, il faut cependant noter que la distribution des variations ne suit pas une loi normale. On observe d'ailleurs cette différence à tous les graphiques. En particulier, les faibles augmentations de production éolienne sont, relativement à une distribution normale, plus fréquentes que les plus fortes hausses. Le profil journalier de la demande électrique modifie également de façon importante les distributions de fluctuations, phénomène très visible aux quatre heures.

La Figure 20 présente d'abord la variabilité de l'éolien seul qui, bien qu'elle augmente en mégawatts absolus avec l'augmentation de la puissance installée, tend à diminuer en pourcentage de celle-ci. Ce phénomène est attendu compte tenu de l'augmentation de la dispersion géographique des turbines, les différents systèmes météorologiques actifs sur le territoire affectant rarement toutes les centrales à la fois. En 2015, l'écart-type des variations horaires et aux quatre heures de la production éolienne seule était respectivement de 3,38 % et 10,58 % de la puissance installée, ce qui correspondait à environ 98,3 MW et 308,0 MW.

Le Distributeur a également compilé les données de fluctuations intrahoraires de la production éolienne du 1^{er} décembre 2014 au 30 novembre 2015 sur la base de données aux dix minutes⁷⁴. Confirmant les données ci-dessus, cette compilation montre également que pendant cette période 97,2 % des variations de production éolienne aux 10 minutes se situaient à l'intérieur de ± 2 % de la puissance installée, 99,7 % à l'intérieur d'une plage de ± 4 % de celle-ci et 99,99 % à l'intérieur d'une plage de ± 6 % [84]. Cela correspond à un écart-type de variations aux dix minutes de la production éolienne d'environ 1,05 % de la puissance installée.

⁷³ « En statistique, l'écart-type sert à mesurer la dispersion d'un ensemble de données. Plus elle est faible, plus les valeurs sont regroupées autour de la moyenne » (Source : Wikipedia). Dans le cas présent, l'écart-type sert donc à estimer la dispersion des variations de la production éolienne, de la demande ou de la demande nette. Plus l'écart-type est faible, moins le signal varie, plus il est élevé, plus sa variabilité est importante. La comparaison des écarts-type des variations de la demande et de la demande nette permet d'estimer l'impact de la production éolienne.

⁷⁴ Données de production nette aux 10 minutes pour l'ensemble des centrales éoliennes au Québec incluant celles de HQP, et contenant les phénomènes météorologiques et les pannes aux centrales ou sur le réseau de transport. La compilation est faite avec des classes de rampe définies par tranche de variation absolue de 2% de la puissance installée, donc à précision de ± 1 %. L'auteur du présent rapport n'a utilisé que les données sur base horaire.

Les Figure 21 et Figure 22 montrent l'effet de cette variabilité de la production éolienne sur celle de la demande nette, en comparant cette dernière à la demande seule, sans éolien. En 2015, l'écart-type des variations horaires de la demande électrique québécoise a été de 714,3 MW, et celle de la demande nette de 724,1 MW. Avec environ 1 000 MW produits en moyenne, la variabilité horaire de la production éolienne seule (écart-type de 98,3 MW) a donc eu un effet à la hausse de 9,8 MW sur celle de la demande, qui était d'environ 21 280 MW en moyenne. De même, les variations aux quatre heures de la production éolienne seule (écart-type de 308,0 MW) ont eu un effet à la hausse de 35,2 MW sur la variabilité de la demande électrique québécoise qui est passé de 2 166,8 MW à 2 202,0 MW.

La Figure 23 montre l'évolution annuelle des variabilités horaires et aux quatre heures. Bien qu'en mégawatts l'impact de la production éolienne demeure restreint, on y perçoit qu'à partir de 2012, avec l'augmentation importante de la pénétration de la filière, l'effet de sa présence sur la variabilité de la demande nette devient non négligeable : sur une base annuelle, l'éolien augmente la variabilité à court terme.

Il est cependant d'intérêt d'établir comment se répartit cette augmentation à l'intérieur de l'année. La Figure 24 donne le découpage mensuel de cet impact. On y voit que le jeu des corrélations entre la demande et la production éolienne font que, bien que globalement augmentée sur l'année, en période hivernale la variabilité de la demande nette est légèrement moindre que celle de la demande seule. En contrepartie, au cours de l'été la production éolienne augmente cette variabilité globale. Ainsi, en 2015 la production éolienne a diminué l'écart-type des variations horaires de 11,3 MW et celui des variations aux quatre heures de 39,5 MW au mois de janvier, et augmenté ceux du mois d'août de 26,8 MW et de 87,1 MW respectivement⁷⁵. Un autre éclairage d'intérêt confirmant l'importance de cette réalité pour la gestion du système électrique, montré à la Figure 25, est le fait qu'en 2015 la production éolienne a légèrement diminué l'écart-type des variations horaires de 17,4 MW pendant les 300 heures de fine pointe hivernale, et augmenté celui des 300 heures de creux de charge estival de 19,5 MW.

La production éolienne modifie donc le « signal » de demande (demande vs demande nette) vu par le reste du système. Or la capacité du système à supporter les variations de ce signal est particulièrement mise à l'épreuve lors des variations maximales en hausse et en baisse. La Figure 26 donne les exemples des périodes de trois jours entourant les événements de hausses et de baisses horaires maximales de demande et de demande nette en 2015. On y confirme que la production variable augmente ou diminue l'amplitude des rampes « au hasard » des circonstances, et on y observe qu'à la pénétration éolienne actuelle la demande nette se comporte tout de même de façon très semblable à la demande seule. L'impact éventuel associé à la variation du signal sur le système est cependant lié à la possibilité de préparer sa réaction à une forte variation en anticipant cette dernière. La question sous-jacente est donc d'établir à quelles précision et certitude peuvent être prévues ces fluctuations de la production éolienne et de la demande nette.

(Suite du texte page 57)

⁷⁵ En janvier 2015, il y avait 2864,8 MW de production éolienne en service. En août il y en avait 2 876,4 MW. En moyenne il y en a eu 2 920,4 MW sur toute l'année, avec une forte hausse au dernier trimestre.

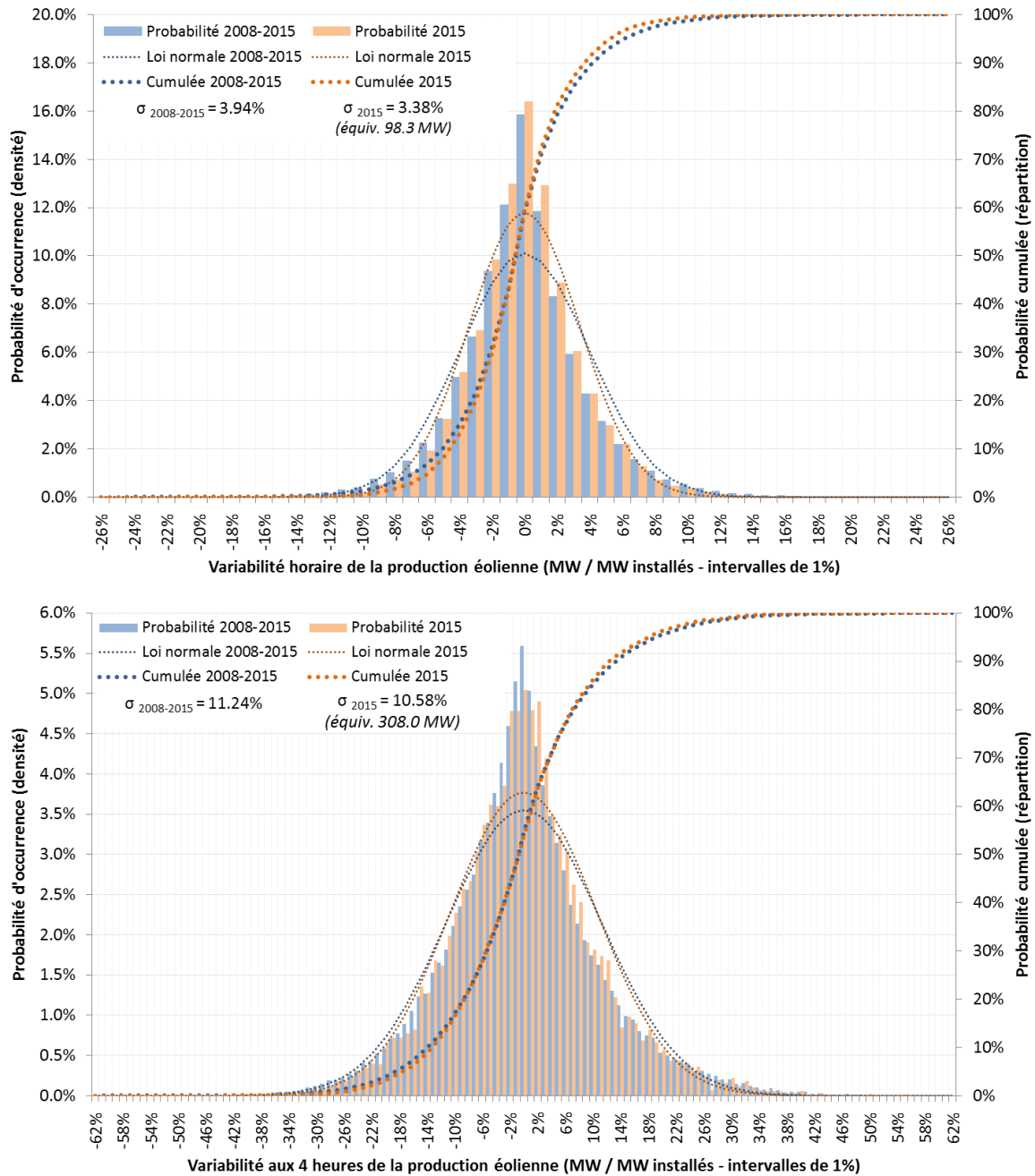


Figure 20 Variabilité horaire (haut) et aux 4 heures (bas) de la production éolienne québécoise totale (HQD+HQP) - distributions normales de mêmes moyennes et écarts-types en référence

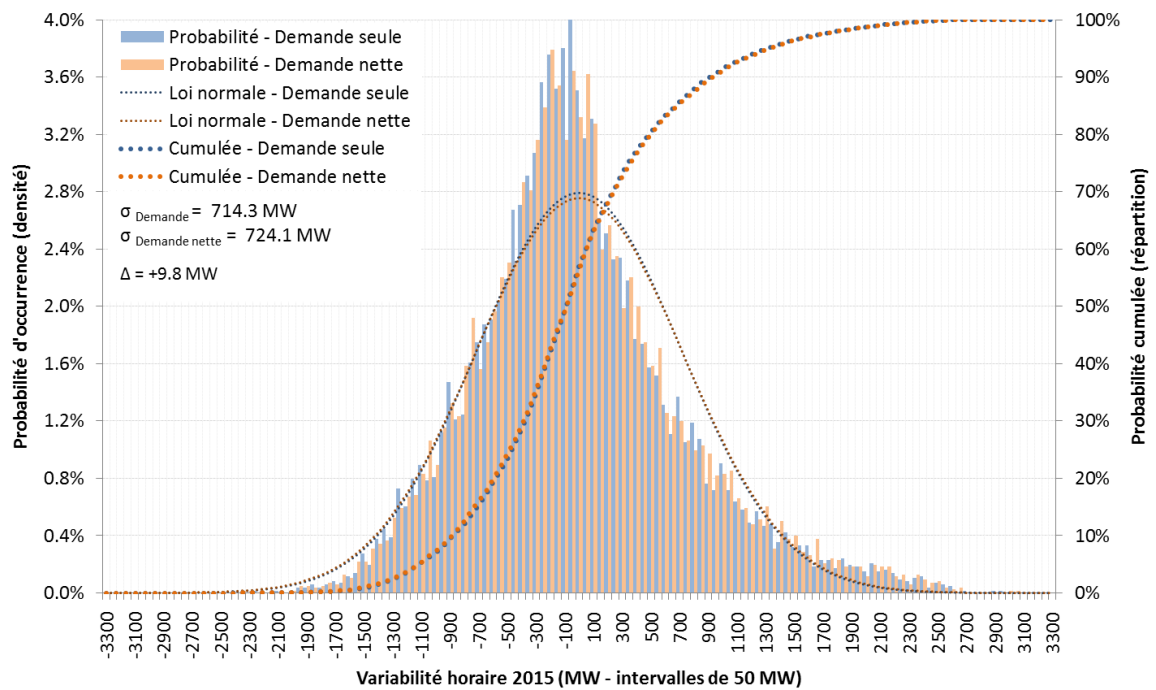
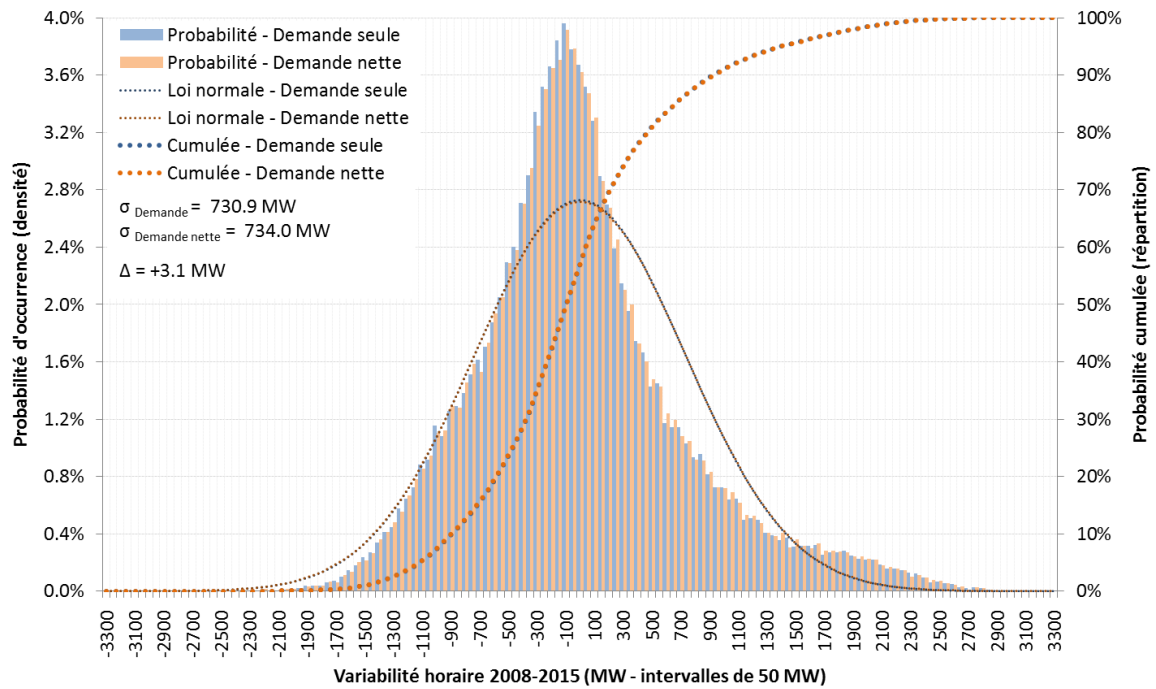


Figure 21 Comparaison de la variabilité horaire de la demande seule et de la demande nette (*production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)*), de 2008 à 2015 (haut) et en 2015 (bas) - distributions normales de mêmes moyennes et écarts-types en référence

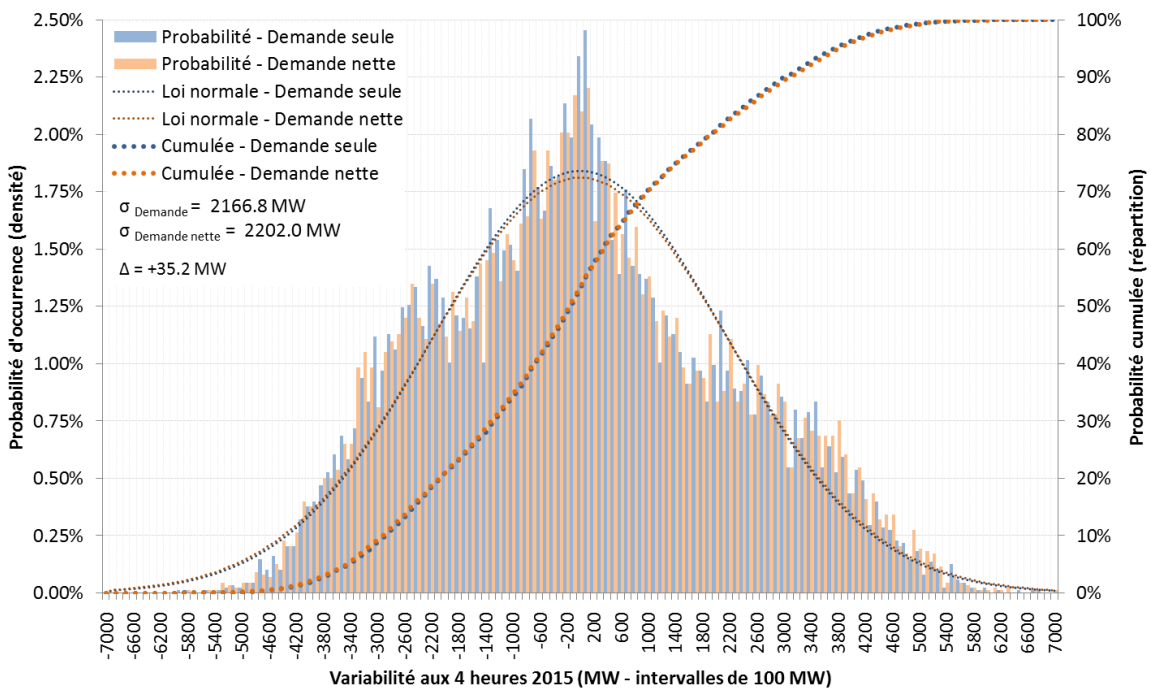
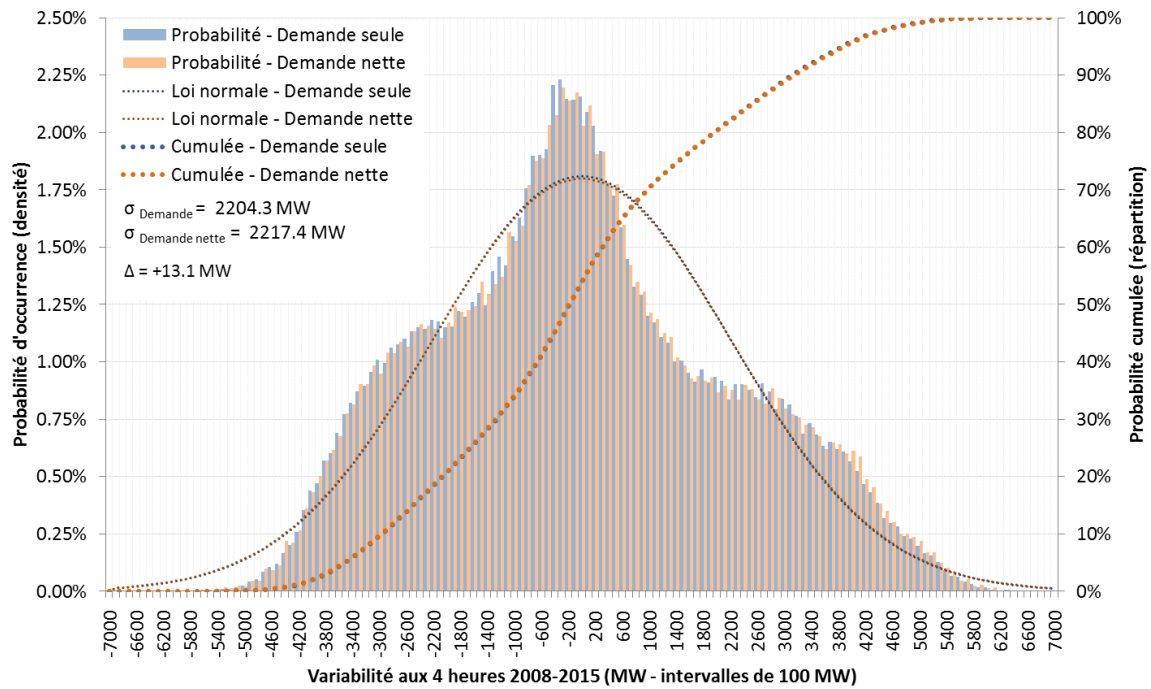


Figure 22 Comparaison de la variabilité aux 4 heures de la demande et de la demande nette (*production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)*), de 2008 à 2015 (haut) et en 2015 (bas) - distributions normales de mêmes moyennes et écarts-types en référence

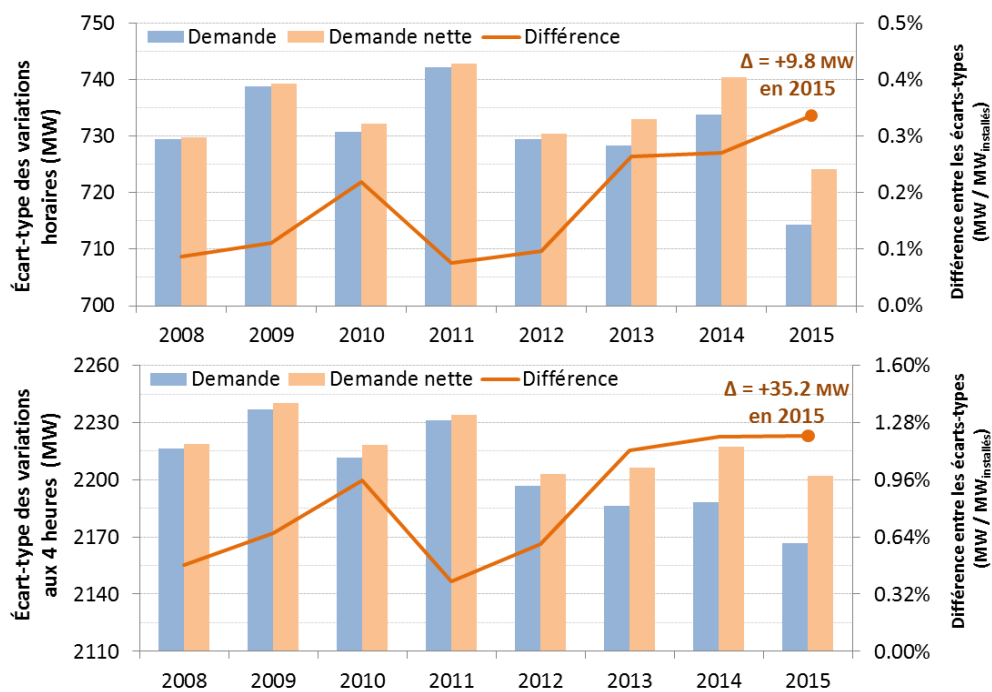


Figure 23 Évolution annuelle de la variabilité horaire (haut) et aux 4 heures (bas) de la demande et de la demande nette (*production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)*) de 2008 à 2015

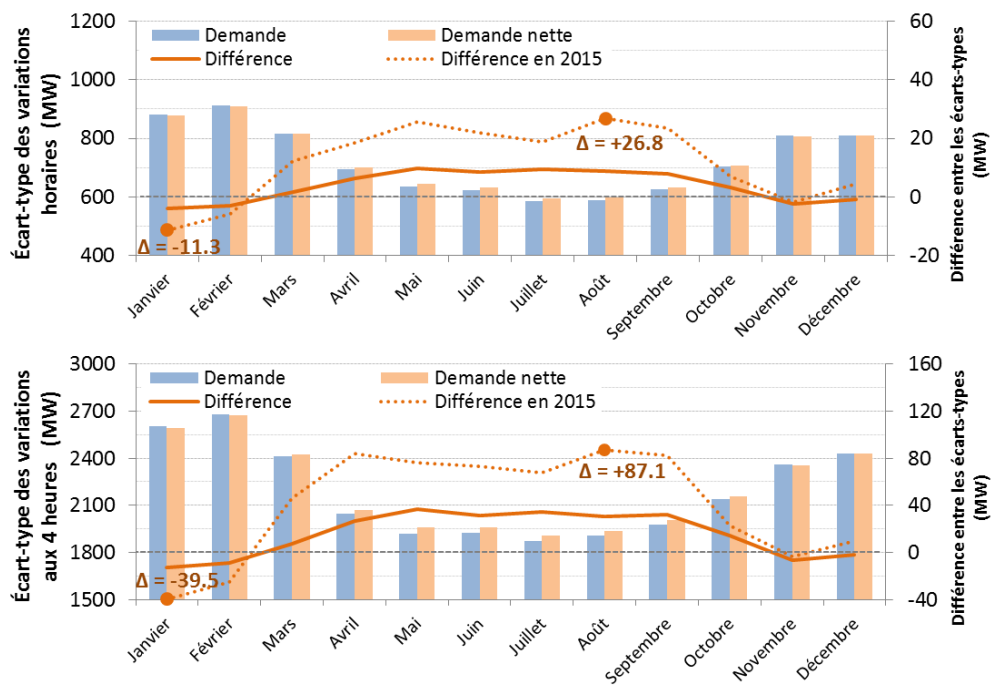


Figure 24 Évolution mensuelle de la variabilité horaire (haut) et aux 4 heures (bas) de la demande et de la demande nette (*production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)*) de 2008 à 2015 – différence 2015 ajoutée en référence

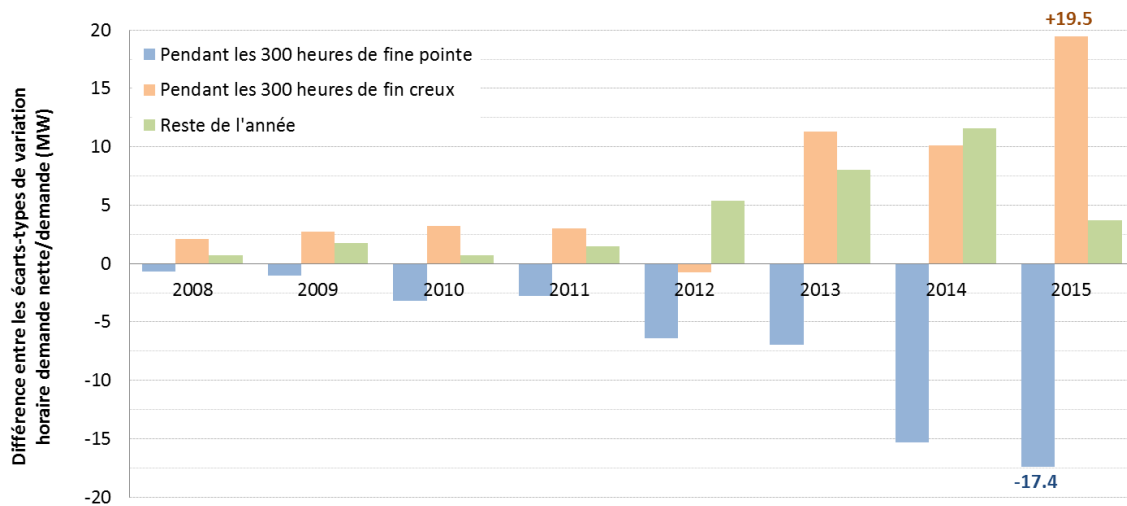


Figure 25 Impact de la production éolienne québécoise totale (*HQD+HQP*) sur la variabilité de la demande nette, en périodes de pointe et de creux de charge de 2008 à 2015

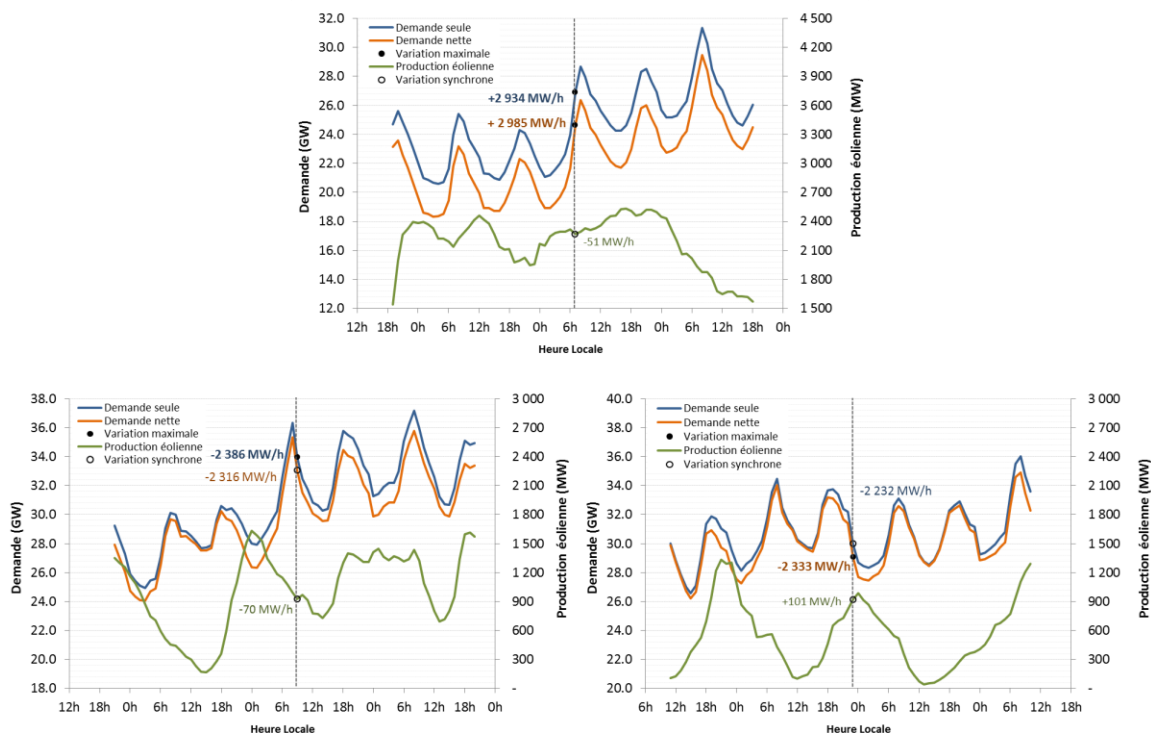


Figure 26 Effet de la production éolienne sur les variations horaires maximales en 2015 – hausses maximales de demande et de demande nette (haut : l'éolien augmente la rampe), baisse maximale de demande (bas gauche : l'éolien diminue la rampe), baisse maximale de la demande nette (bas droite : l'éolien augmente la rampe) – amplitudes des variations horaires indiquées

3.1.3.3 La prévisibilité

Depuis près de trente ans, Hydro-Québec a mis en place chez le Transporteur une équipe dédiée spécifiquement à la prévision de la demande électrique, dont les performances sont en général très bonnes. Dès 2005, en préparation pour la mise en service de la première centrale du programme éolien québécois, le Distributeur fit de même pour la production éolienne [85]. Depuis 2006 la production éolienne québécoise⁷⁶ fait donc l'objet d'une prévision continue : En 2015, une prévision horaire « meilleure estimation » sur huit jours à venir est produite et mise à jour à chaque heure, assortie d'une estimation de probabilité à 10 %, 20 %, 80 % et 90 %.

Tableau 7 Performance de la prévision de la production éolienne du Distributeur selon la période et l'horizon (en heures nH), du 1^{er} décembre 2014 au 30 novembre 2015⁷⁷.

Période		Puissance installée (MW)	FU	Erreur absolue moyenne (MW/MW _{inst})				Erreur moyenne (MW/MW _{inst})			
				48H	24H	4H	1H	48H	24H	H4	1H
Semestre	Mai à octobre	2 877	30 %	6,9 %	5,1 %	4,2 %	3,2 %	2,4 %	1,5 %	1,0 %	0,6 %
	Décembre à avril et novembre	2 894	39 %	8,9 %	7,2 %	5,4 %	3,9 %	3,6 %	3,2 %	1,2 %	0,3 %
Pointe	300 h	2 869	40 %	7,2 %	6,0 %	5,5 %	4,6 %	0,3 %	-1,8 %	-3,5 %	-3,3 %
	100 h	2 867	42 %	8,0 %	6,7 %	6,4 %	5,5 %	0,1 %	-2,2 %	-4,4 %	-4,7 %
	50 h	2 867	42 %	7,2 %	6,7 %	6,4 %	5,4 %	-1,0 %	-3,0 %	-4,7 %	-4,7 %
	10h	2 862	47 %	8,0 %	6,1 %	9,0 %	8,2 %	-3,8 %	-4,8 %	-8,3 %	-8,0 %
Creux	300 h	2 876	30 %	7,2 %	5,1 %	4,3 %	3,1 %	3,1 %	1,6 %	1,0 %	0,7 %
	100 h	2 877	34 %	7,2 %	4,7 %	4,4 %	3,3 %	1,0 %	0,2 %	-0,8 %	0,0 %
	50 h	2 877	37 %	6,8 %	4,8 %	4,5 %	3,7 %	0,8 %	-0,1 %	-0,7 %	0,2 %
	10h	2 876	41 %	5,0 %	3,8 %	3,5 %	3,4 %	-2,8 %	-1,0 %	0,4 %	2,5 %
Total général		2 885	35 %	7,9 %	6,1 %	4,8 %	3,6 %	3,0 %	2,3 %	1,1 %	0,5 %

Les deux prévisions, éolienne et demande électrique, sont portées au bilan de puissance aux fins de planification de l'exploitation. La performance du système de prévision de la production éolienne, compilée par le Distributeur pour divers périodes et horizons d'intérêt pour la gestion du système électrique, est présentée au Tableau 7.

Tout comme pour les variabilités, la précision et l'incertitude sur la prévision de la demande nette sont à bien des égards plus importantes que celles sur la demande ou la production éolienne prise isolément. La Figure 27 montre l'effet des corrélations et indépendances entre les deux intrants à

⁷⁶ La production des centrales sous contrat avec le Producteur est maintenant également prévue par l'équipe du Distributeur, sous entente de service.

⁷⁷ Les performances, surtout sur de courtes périodes, varient d'une année à l'autre selon les événements météorologiques associés.

la prévision de la demande nette au moment des douze pointes de demande les plus importantes de l'hiver 2014-2015. En cohérence avec les observations équivalentes portant sur la variabilité, on y observe que l'erreur totale est passablement plus faible que la somme des erreurs individuelles ne tend à conclure.

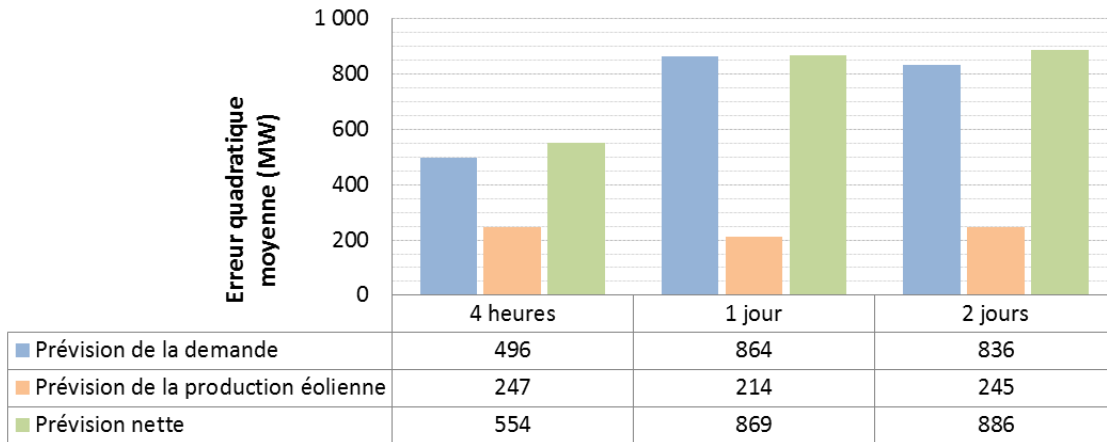


Figure 27 Écarts de prévision pour trois horizons pendant les 12 pointes fines de l'hiver 2014-2015 [86]

La combinaison des données de performance des prévisions avec les variabilités discutées précédemment donne donc une appréciation de l'impact réel de la production éolienne sur l'exploitation du système électrique et les ajustements à apporter à ses processus. Sur cette base, il est alors possible de procéder à l'intégration proprement dite de la production éolienne au système électrique.

3.2 Intégration au système : planifier, raccorder, exploiter

3.2.1 Planification long terme : Garantir la sécurité d'approvisionnement

En planification à long terme telle que réalisée par le Distributeur, deux aspects distincts de la participation attendue d'une ressource doivent être établis : sa contribution en puissance et sa contribution en énergie. Dans les deux cas, il s'agit d'évaluer à quel degré prévisionnel on peut compter sur cette ressource pour garantir l'adéquation du système électrique à hauteur du niveau de sécurité d'approvisionnement ciblé. Il s'agit donc de notions d'espérance mathématique⁷⁸ liées à la ressource même, à ne pas confondre avec des garanties contractuelles dites d'*équilibre* ou avec la *présence* effective de la ressource, en temps réel.

3.2.1.1 Établir la contribution en puissance

La contribution en puissance d'un moyen de production dépend non seulement de la ressource elle-même, mais du contexte dans lequel elle s'inscrit : dans un monde de variabilité, à quel degré participera-t-elle au maintien de l'équilibre offre demande au niveau de fiabilité prescrit à tout moment incluant lors de la pointe de demande électrique ? Ainsi, une production toujours

⁷⁸ « En théorie des probabilités, l'*espérance mathématique* d'une variable aléatoire réelle est, intuitivement, la valeur que l'on s'attend à trouver, en moyenne, si l'on répète un grand nombre de fois la même expérience aléatoire. Elle se note $E(X)$ et se lit *espérance de X* ». (Source : Wikipédia)

présente à 100 % de sa puissance installée, sauf systématiquement pendant quelques dizaines d'heures au moment exact de cette pointe, n'aura pas une contribution aussi élevée que son facteur d'utilisation moyen, à lui seul, ne le laisserait présager.

Dans le cas des productions modulables⁷⁹, la production à court terme pouvant être contrôlée, l'essentiel du risque se situe au niveau de leurs indisponibilités, dues normalement à une défaillance technique. Dans le cas de productions variables et non modulables⁸⁰, au-delà d'éventuelles défaillances la contribution dépendra surtout du profil même de l'apport et de ses niveaux de corrélations avec la demande. En conséquence, les premières grandes centrales éoliennes se voyaient souvent attribuer une contribution nulle sous l'argument que statistiquement il pourrait survenir qu'une centrale ne produise pas au « bon » moment. La production moyenne étant bien plus élevée que zéro, et le volume total d'éolien et sa dispersion géographique diminuant la fréquence des faibles productions, cet argument ne peut tenir pour un portfolio diversifié de production éolienne. Par contre, bien que le facteur d'utilisation prévu de l'éolien québécois se situe à 35 % (voir l'article 3.2.1.2), en termes de contribution en puissance ce chiffre peut aussi, comme on l'a vu, être trompeur.

Or, tout comme la demande québécoise, la production éolienne augmente durant la saison froide. Cela est dû en bonne partie aux mêmes facteurs : les vents sont en moyenne plus intenses, la température plus basse et l'air plus dense. La contribution en puissance étant une notion d'espérance mathématique de présence d'une ressource au moment où le système en a besoin, cette corrélation positive est favorable à l'éolien. En contrepartie, au Québec la dispersion géographique de la production éolienne et de la demande peut estomper cette corrélation. De plus, les conditions hivernales (vent fort, verglas, givre, basse température⁸¹) peuvent ponctuellement dégrader la production éolienne, diminuant sa contribution, le cas échéant. De même, contrairement à la demande, au Québec la production éolienne tend globalement à être supérieure la nuit que le jour. Une estimation valable de la contribution en puissance demande donc une approche cohérente adaptée au contexte.

La méthodologie employée par Hydro-Québec pour estimer cette contribution en puissance des 3 000 premiers mégawatts éoliens utilisait des séries historiques de 36 années et 252 scénarios combinés de demande et de production éolienne, et tenait compte des aléas de la demande et d'indisponibilité des moyens conventionnels de production. Ces séries servent d'intrants à un modèle de simulation de type Monte-Carlo⁸². La contribution en puissance résulte de la comparaison d'une première simulation avec l'éolien en service et planifié et d'une seconde pour laquelle uniquement l'éolien est remplacé par une production générique sans défaillance ou des achats fermes (dits UCAP), dont on augmente la quantité jusqu'à atteindre le même niveau de fiabilité qu'avec l'éolien. La contribution en puissance correspond à cette quantité qui permet de maintenir le même niveau de fiabilité. Le détail de cette analyse, attribuant **30 % de contribution**

⁷⁹ Dont on peut dans l'idéal rapidement contrôler la production instantanée, de 0% à 100% de sa capacité à l'intérieur de l'horizon de variation du besoin. Dans les faits, plusieurs moyens dits modulables ne peuvent varier leur production que sur une plage réduite. Par exemple, un groupe diesel pourra être soit arrêté, avec des délais importants de remise en marche, soit modulé d'environ 50% ou 60% à 90% de sa capacité, avec de rares, petites et courtes incursions permises hors de ces limites. De même, pour des raisons environnementales et selon le nombre de groupes turbine-alternateur et le volume de réservoir et son marnage disponibles, une centrale hydroélectrique devra turbiner ou déverser un débit minimal.

⁸⁰ Par exemple les centrales éoliennes, solaires, hydroélectrique au fil de l'eau (sans réservoir).

⁸¹ Voir note 72

⁸² « La simulation Monte Carlo est une technique mathématique informatisée qui permet de tenir compte du risque dans l'analyse quantitative et la prise de décision ». (Source : www.palisade.com/risk/fr/simulation_monte_carlo.asp)

en puissance à ces 3 000 MW éoliens, est donné dans [87],[88]⁸³. Hydro-Québec procède actuellement à la mise à jour de cette étude en utilisant de nouvelles séries de production éolienne sur la période 1979-2014. En attendant les résultats de l'évaluation, l'hypothèse actuelle est que la contribution est semblable pour les 3 710,7 MW maintenant engagés, soit environ 1 114 MW⁸⁴.

Afin de permettre au Distributeur d'inscrire un volume garanti à son bilan de puissance et mieux assoir sa planification annuelle d'approvisionnement, l'*entente d'intégration éolienne* mentionnée précédemment contenait un service de puissance complémentaire lui garantissant une puissance disponible à 35 % de la puissance éolienne installée⁸⁵. L'appel d'offres visant un nouveau service d'intégration éolienne reconduit ce principe de puissance complémentaire, mais avec une garantie totale de 40 % de la puissance installée pendant la période de forte demande du 1^{er} décembre au 31 mars. En absence d'entente, le volume porté à son bilan de puissance est la contribution de 30 %.

3.2.1.2 *Établir la contribution en énergie*

La contribution en énergie est plus simple à établir. Il est d'intérêt de noter que le Distributeur paie pour l'énergie produite et livrée par les centrales éoliennes. Il exige donc lors des appels d'offres que l'estimation de la production annuelle attendue à long terme d'une centrale soit faite en suivant un processus rigoureux ayant fait ses preuves : les promoteurs déposent des soumissions sur la base de campagnes de mesure du vent de haute qualité, incluant une correction climatique à long terme, et d'analyses d'écoulement des fluides autour des sites de production⁸⁶. Ils établissent la production annuelle attendue de leur centrale à plusieurs niveaux de probabilité et, sachant que des pénalités sont prévues en cas de sous ou surproduction, soumettent le volume d'« *énergie contractuelle* » correspondant à leur propre niveau de risque financier, qui devient la contribution en énergie initiale du projet.

La production éolienne étant tributaire des approbations, des éventuelles délocalisations de centrales ou des changements d'équipements en plus d'être soumises aux aléas climatiques une fois en service, un risque demeure que les estimations ne soient pas représentatives du potentiel réel des projets à long terme. S'agissant de garantir la sécurité d'approvisionnement nonobstant les engagements contractuels, dans le cas des contrats du programme éolien, le Distributeur permet que l'énergie contractuelle, et donc la contribution en énergie de la centrale, soit révisée une fois après quelques années de production.

Lors du dépôt du dernier suivi de son plan d'approvisionnement [91], le Distributeur faisait état d'une contribution en énergie éolienne totale de 8,3 TWh en 2015, qui passerait à 11,4 TWh lorsque l'ensemble des 3 710,7 MW de production éolienne engagés sera en service en 2018. Cela entraîne **35 % de contribution en énergie**, correspondant au facteur d'utilisation (FU) moyen en 2015⁸⁷.

⁸³ L'essentiel des études d'intégration est résumé dans [89]

⁸⁴ Aux niveaux de fiabilité recherchés s'attachent les concepts de LOLE (*Loss Of Load Expectation*), LOLP (*Loss Of Load Probability*) et EUE (*Expected Unserved Energy*). La référence [90] aiguille vers plusieurs articles détaillés quant à l'application de ces méthodes dans le contexte de l'intégration de production éolienne.

⁸⁵ Dans cette entente, l'hypothèse était retenue que les centrales éoliennes fourniraient au moins 15% de la puissance installée pour les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation d'une année.

⁸⁶ De nouvelles méthodes et technologies viennent régulièrement compléter ce processus.

⁸⁷ Le facteur d'utilisation (FU) est le rapport entre la production annuelle d'énergie d'une ressource et celle qu'elle donnerait à pleine puissance pendant toute l'année.

D'autre part, à travers son service de puissance complémentaire à niveau constant de 35 %, l'entente d'intégration éolienne garantissait également la contribution en énergie, tout surplus ou déficit annuel autour du 35 % attendu étant automatiquement modulé à l'aide des réservoirs du Producteur. Le Distributeur peut ainsi inscrire un volume d'énergie constant à son bilan malgré les aléas interannuels de la ressource, et mieux assoir sa planification à long terme. Le nouveau service d'intégration éolienne reconduira ce principe d'énergie complémentaire⁸⁸, mais sous la forme de retours d'énergie à hauteur de 30 % de la puissance installée du 1^{er} avril au 30 septembre, et de 40 % pour le reste de l'année.

3.2.1.3 Résumé des contributions et résultats à ce jour

Tableau 8 Sécurité d'approvisionnement : résumé des contributions, garanties et présences avérées en énergie et en puissance

Sécurité en	Contribution	Garantie par complément contractuel	Présence avérée annuelle en énergie (années 2008 à 2015) à la pointe instantanée en puissance (hivers 2006-2007 à 2014-2015) HQD seul (HQD+HQP) année ou hiver			
			Moyenne	Médiane	Minimale	Maximale
Puissance (% de la puissance installée)	30 %	35 % en tout temps <i>Sous 1^{re} entente d'intégration</i>	60,0 %	66,0 %	17,2 % 2013-2014	92,2 % 2010-2011
		40 % déc. à mar. <i>Selon A/O 2015-02 (en cours)</i>	(54,1 %)	(64,0 %)	(15,7 %) 2013-2014	(80,7 %) 2006-2007
Énergie (facteur d'utilisation)	35 %	35 % en tout temps <i>Sous 1^{re} entente d'intégration</i>	32,1 %	32,3 %	30,5 % 2008	35,0 % 2015
		40 % oct. à mar. 30 % avr. à sep. <i>Selon A/O 2015-02 (en cours)</i>	(29,7 %)	(29,4 %)	(26,3 %) 2008	(34,3 %) 2015

Le Tableau 8 résume les contributions résultantes de l'éolien québécois quant à la sécurité d'approvisionnement long terme en puissance et en énergie, basées sur les dernières études, ententes et appel d'offres. Y sont également résumées les présences historiques effectives, la comparaison de ces valeurs permettant quelques observations.

- Quant à la puissance, il est important de ne pas confondre la garantie contractuelle et la contribution de 30 % de la filière. Il est d'intérêt de noter que bien que discutée sous la planification à long terme, cette contribution en puissance de l'éolien peut être utile pour certains horizons de planification de l'exploitation du système électrique. Tant qu'une prévision de la production éolienne de plus court terme ne permet pas de préciser la

⁸⁸ L'appel d'offres réfère à des « retours d'énergie », puisqu'il s'agit d'une « prise en charge » de la production instantanée variable par l'équilibreur, qui « retourne » ensuite l'énergie.

puissance qui sera disponible à un moment précis, par exemple quelques mois d'avance⁸⁹, et qu'aucune autre garantie contractuelle n'est disponible, la contribution en puissance (c.-à-d. 30 %) pourra être utilisée pour la planification à cet horizon. C'est le cas, par exemple, lors de l'analyse prévisionnelle du Transporteur pour la pointe hivernale. Cela n'implique pas qu'au moment dit, et en fonction des prévisions court terme alors disponibles sur la base desquelles l'exploitation aura finalement été programmée, le système ne pourra s'adapter efficacement à un écart même important entre la production réelle et la contribution espérée : en exploitation, il n'y a plus de lien entre contribution en puissance et production réelle. La Figure 28 compare ces différentes valeurs et l'historique de production à la pointe fine. Les « pires cas » ayant un effet à la baisse important sur la contribution en puissance, la production réelle à la pointe sera en général plus élevée que celle-ci, ce que l'historique confirme.

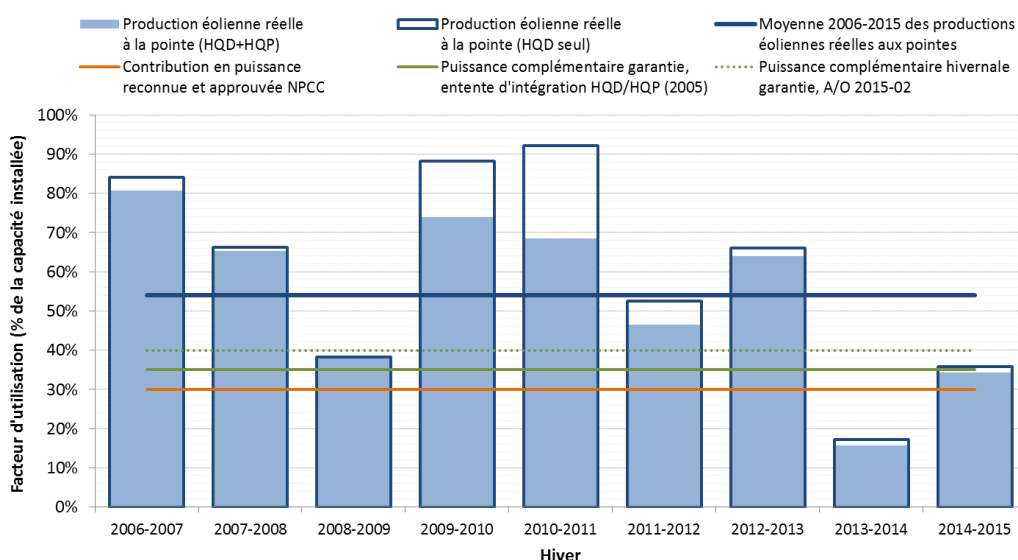


Figure 28 Contribution en puissance, puissance complémentaire garantie et présence instantanée réelle lors des pointes annuelles de la demande électrique (réf. [82],[83],[84],[86])

- Quant à l'énergie, il est d'intérêt de mentionner que le facteur d'utilisation (FU) global de la production éolienne tend à augmenter avec le temps. L'hypothèse sous-jacente est que, d'une part, l'expérience permet d'optimiser l'exploitation et la production d'un site. D'autre part, les nouvelles technologies s'améliorent à cet égard, surtout sous vents plus faibles tel en période estivale⁹⁰. L'échantillon faible rend cependant difficile l'évaluation définitive des causes et de la pérennité de ces variations. Toutefois :
 - La Figure 29 donne l'évolution du FU au cours des années, pendant la période hivernale définie à l'appel d'offres 2015-02 du Distributeur et pour le reste de l'année. Avec un FU de 35,0 %, pour la première fois en 2015 les centrales sous contrat avec le Distributeur ont

⁸⁹ La prévision opérationnelle étant, en 2015, disponible pour les huit prochains jours, tout besoin de planification plus éloignée doit utiliser d'autres sources de données

⁹⁰ Le lecteur aura noté, au Tableau 8 et aux Figure 28 et Figure 29, que le FU des centrales du Distributeur est plus élevé que celui de l'ensemble de l'éolien installé au Québec. L'hypothèse présentée ici explique cet effet, les centrales sous contrat avec le Producteur étant de technologie plus âgée. La production énergétique totale est plus grande, mais la productivité moyenne plus faible.

maintenu un niveau de productivité légèrement supérieur à leur contribution en énergie attendue, la moyenne de 2008 à 2015 ayant été de 32,1 %.

- À cause des aléas naturels, la production éolienne fluctue également autour d'une moyenne à long terme. L'augmentation quasi constante du FU annuel empêche de conclure quant à la variabilité interannuelle effective. On peut cependant établir que, si la tendance à la hausse du FU annuel est effectivement due à une meilleure productivité, qu'elle est supposée linéaire et est retirée du bref historique de huit ans, de 2008 à 2015 le FU annuel des mêmes centrales aurait varié de -1,4 % à +1,6 % autour de la moyenne globale de 32,1 % à cause d'aléas environnementaux. Or, cette variabilité relativement restreinte n'est pas corrélée à celle de l'hydraulicité du système québécois. Cette complémentarité tendrait donc à diminuer le risque interannuel global sur les approvisionnements énergétiques entièrement renouvelables d'Hydro-Québec.

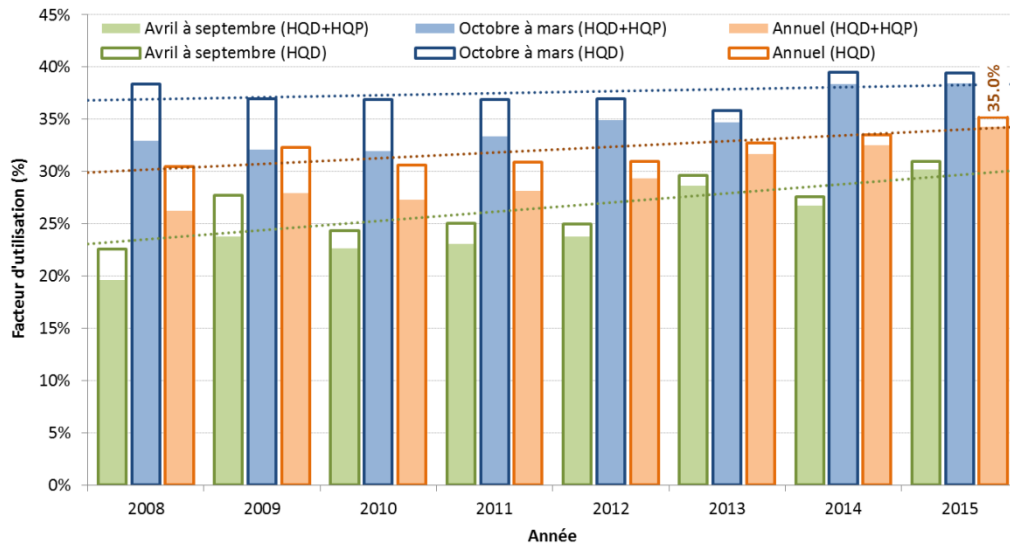


Figure 29 Évolution historique 2008-2015 des facteurs d'utilisation semestriels et annuels, avec tendance à la hausse

- Également, l'historique de production éolienne éclaire aussi le processus de gestion mensuelle de la sécurité d'approvisionnement en présence de production éolienne. La Figure 30 en donne un exemple. Bien que limitée à une courte période de 15 mois, on y voit apparaître la variation saisonnière ayant incité le Distributeur à moduler la demande de garantie de puissance complémentaire selon l'hiver et l'été dans l'appel d'offres en cours.

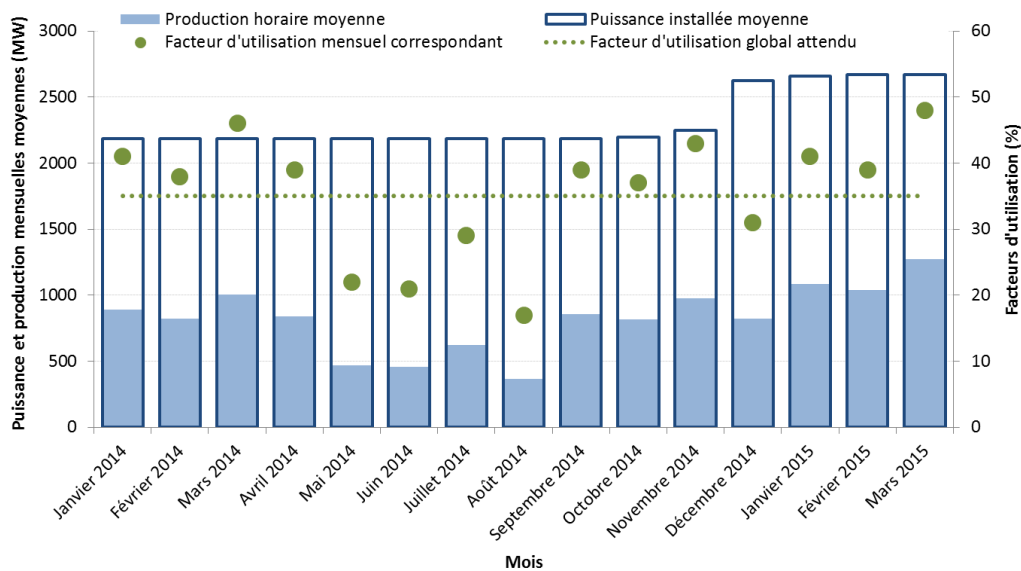


Figure 30 Production mensuelle moyenne des centrales en service du programme éolien québécois (réf. [83], Annexe 6.2, page 3)

- Afin de mettre en contexte la notion de contribution en puissance et en énergie, la Figure 31 donne, sous forme de facteur d'utilisation, la production horaire et la production moyenne pendant l'année 2015. On y perçoit également la variation saisonnière.

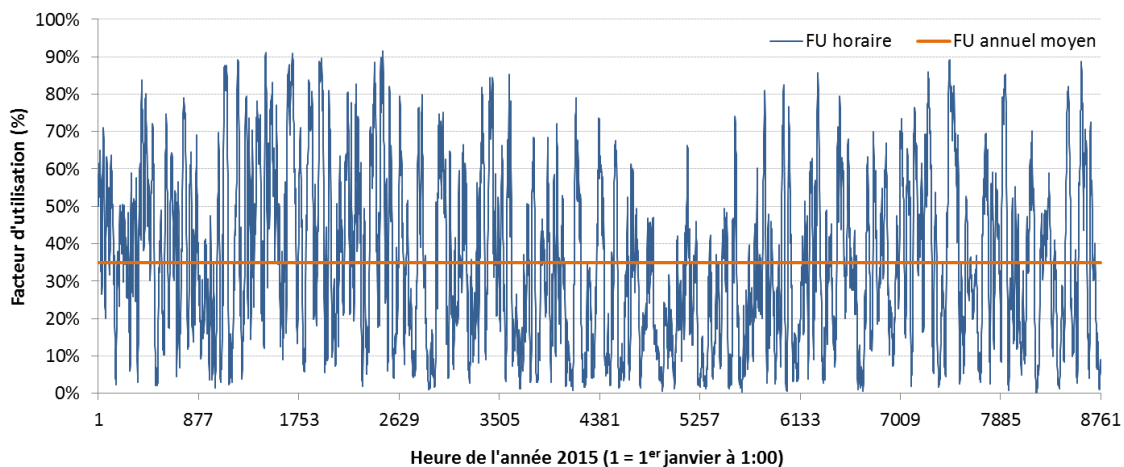


Figure 31 Facteur d'utilisation instantané et moyen, année 2015

3.2.2 Raccordement au réseau : « brancher les centrales »

L'intégration au réseau électrique⁹¹ de toute technologie de production doit se faire avec l'objectif général principal de maintenir la fiabilité du réseau de transport et garantir la stabilité du réseau

⁹¹ Dans cet article, référence est spécifiquement faite à l'intégration au « réseau »

et des centrales qui y sont raccordées. Pour y arriver, le processus de raccordement au réseau est beaucoup plus complexe qu'un simple « branchement ».

Afin de soutenir l'exercice, le Transporteur élabore et publie une série d'exigences de raccordement servant de guide à un promoteur qui, ainsi, connaît d'avance les caractéristiques que ses équipements devront *a priori* respecter. Dès le tout début du programme éolien québécois en 2003, le Transporteur apporta des ajustements à ses exigences, mises à jour quelques fois depuis, pour prendre en compte les particularités de la production éolienne [92]⁹².

Une fois les technologies de production et configurations à intégrer connues, des études techniques poussées sont nécessaires pour planifier leur raccordement au réseau. Les choix technologiques spécifiques reposent sur des stratégies et hypothèses visant toujours le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du NPCC^(note 62, page 46). Outre le raccordement même des centrales, d'importants renforcements aux réseaux régionaux et principaux pourront être requis : nouvelles lignes, installation de disjoncteurs dans des postes, ajout de condensateurs série, de compensateurs statiques ou d'inductances *shunt*, modification des protections.

Il est d'intérêt de noter qu'Hydro-Québec est à l'avant-scène quant aux techniques de pointe employées pour ces études de réseau : au-delà des approches normalisées du domaine qui sont strictement appliquées, les outils de simulation de réseau, les méthodes de modélisation numérique d'équipements et les infrastructures d'essais de contrôleurs développés à l'IREQ permettent de compléter de façon efficace et très exhaustive l'analyse d'une grande quantité de configurations et d'évènements, assurant ainsi une intégration optimale des centrales. Tel qu'il a été mentionné au paragraphe 2.6, la qualité et l'avant-garde de ces méthodes ont d'ailleurs été internationalement reconnues.

3.2.2.1 Les études d'intégration au réseau

Au-delà des spécificités des technologies de production, la « solution de raccordement » et les investissements requis dépendent surtout de la position géographique d'une centrale dans le système électrique. Or, le programme éolien s'assoyant sur un processus d'appel d'offres, et le choix de multiples soumissions reposant entre autres sur le principe du coût total optimal, le coût de leur intégration est requis tôt dans le processus. Mais l'étude détaillée, rapide et complète de toutes les combinaisons possibles de soumissions pour des sites dispersés dans le réseau prendrait un temps considérable à réaliser et, si l'on considère le nombre total d'offres reçues au Tableau 3, page 21, exigerait une énorme dépense dont l'essentiel serait inutile à terme.

En conséquence, au moment de l'analyse des soumissions reçues, le Distributeur procède en deux étapes :

1. De façon à établir une base de comparaison entre les différentes soumissions, il demande d'abord au Transporteur d'effectuer une étude sommaire déterminant un scénario de raccordement pour chacune d'entre elles⁹³ et estimant les coûts du poste électrique, ceux du

⁹² Les exigences évoluant régulièrement, le lecteur intéressé se référera à la source unique de documentation officielle, sous www.hydroquebec.com/transenergie/fr/index.html. Les items « Documentation – Raccordement au réseau » et « Documentation – Données de modélisation du réseau » y sont particulièrement d'intérêt.

⁹³ Lors de l'appel d'offres 2003-02, toute la production devant être installée dans une seule région, un coût générique unique de 0,9 \$₂₀₀₇/kW/an pour le renforcement du réseau principal fut fourni comme guide, de même qu'une évaluation quantitative du degré de réceptivité des réseaux régionaux. Pour l'appel d'offres 2005-03, le coût générique pour le renforcement du réseau principal fut donné pour chaque région. À partir de l'appel d'offres 2009-02, le promoteur a pu demander au Transporteur qu'une étude exploratoire de sa

raccordement au réseau régional et ceux du renforcement de ce dernier, d'une part, et le taux de pertes et les délais requis pour réaliser les travaux d'autre part. Le Transporteur tiendra alors compte d'éventuels évitements ou reports d'investissement autrement requis pour la croissance de son réseau.

2. Après que quelques combinaisons d'offres aient été identifiées sur la base de multiples critères dont les coûts globaux incluant les estimations de la première étape, il demande au Transporteur d'établir les scénarios de raccordement des centrales contenues dans ces combinaisons. Le Transporteur établira ensuite si des économies ou coûts additionnels sont générés par les regroupements d'offres à l'étude, et évaluera le coût de renforcement du réseau principal pour chacun.

Une fois identifiée la combinaison de projets répondant au mieux aux critères du Distributeur, le Transporteur procède à l'étude finale de raccordement de l'ensemble des centrales, et la planification détaillée des travaux et équipements requis est alors complétée.

3.2.2.2 Les investissements sur le réseau de transport et de distribution

De cette planification découlent les investissements nécessaires pour l'intégration des centrales éoliennes par le Transporteur (et par le Distributeur s'il y a lieu). Conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, le Transporteur doit obtenir une autorisation préalable de cette dernière lorsque le coût d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, ce qui a été systématiquement le cas pour les raccordements découlant des appels d'offres éoliens. Comme il en a été discuté précédemment, le Transporteur y dépose donc une demande d'autorisation et procède aux travaux approuvés [49]. L'article 2.3.1.2 donnait le résumé des investissements réseau découlant du programme éolien québécois, équivalents à 464 \$/kW raccordé en moyenne, excluant le remboursement des postes élévateurs et réseaux collecteurs aux promoteurs éoliens.

Comme pour tout autre projet de production devant être intégré au réseau, le Transporteur finance cet investissement tout au long de l'exploitation des centrales et évalue les revenus requis pour ce faire en prenant en compte des coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation qui s'y attachent. Ce coût d'amélioration du réseau et d'intégration des centrales du programme, de l'ordre de 14,5 \$/MWh en 2015, lorsqu'imputé à la production éolienne globale, est facturé au Distributeur.

Un point d'intérêt à souligner est le fait que, vue la puissance installée des centrales éoliennes, seules celles de faibles capacités, donc celles de l'appel d'offres 2009-02, limitées à 25 MW, pouvaient être raccordées au réseau de Distribution. Compte tenu des options de raccordement disponibles, cinq d'entre elles seront effectivement raccordées à ce dernier⁹⁴ [49]. Toutes les autres centrales éoliennes sont raccordées à plus haute tension, soit au réseau de transport. Dans tous les cas, le Transporteur se voit donner la responsabilité de planifier le raccordement des centrales et d'y procéder.

proposition donnant « une estimation succincte des coûts et des délais de réalisation » soit faite de façon « à éviter que des coûts significatifs soient engagés dans la préparation d'une soumission pour laquelle le coût de transport de l'électricité serait prohibitif et la rendrait peu compétitive ».

⁹⁴ Les centrales de Saint-Philémon, Frampton, Pierre-de-Saurel, Val-Éo et St-Cyprien sont raccordées au réseau 25 kV du Distributeur. La centrale du TechnoCentre Éolien, à Rivière-aux-Renards et sous contrat gré-à-gré avec le Producteur, est également raccordée au réseau de distribution basse tension.

3.2.2.3 L'intégration à 100 % versus le plafonnement de la production

Un aspect important des choix possibles au moment de raccorder une centrale au réseau est d'évaluer si, dans certaines circonstances, le plafonnement ponctuel de sa production peut diminuer de façon significative les coûts d'intégration ou de renforcement du réseau régional lié à son raccordement. Le producteur devant être compensé pour cette éventuelle perte de production forcée⁹⁵, il est nécessaire d'estimer si cette solution est globalement rentable et, le cas échéant, d'établir le niveau optimal de limitation à appliquer, et dans quelles circonstances le faire.

Lors du premier appel d'offres éolien, l'objectif d'Hydro-Québec était d'établir la solution de raccordement permettant d'intégrer 100 % de la production éolienne de l'ensemble des centrales en tout temps. Avec l'injection possible de puissance éolienne dans des sous-réseaux de plus en plus contraints, dits « zones à coûts d'intégration élevés », la possibilité de prévoir le plafonnement de cette nouvelle production aux fins de diminution du coût de raccordement⁹⁶ fut ajoutée aux appels d'offres à partir de 2005 [32]. L'impact d'un niveau de plafonnement sur ce coût, si applicable, fut établi par le Distributeur avec une estimation du taux de perte de production s'y attachant. Les contrats découlant de cette nouvelle approche contiennent des clauses spécifiques à la gestion des plafonnements de production.

En marge du dernier appel d'offres, le Distributeur a procédé à des simulations⁹⁷ de l'effet attendu de ce plafonnement dans la zone ciblée (zone Rivière-du-Loup et est de Rimouski). Bien qu'une mise à jour soit nécessaire de sorte à inclure l'impact de délocalisations ultérieures, de l'historique récent de transit sur le réseau de transport et des dernières données de production simulées, le Distributeur concluait que le plafonnement annuel résultant aurait varié de 18 GWh à 133 GWh par année, avec une moyenne de 69 GWh, selon les paramètres de 2004 à 2013. Avec 2 353,9 MW de puissance installée planifiée dans cette région au moment de l'étude, cela correspond à une éventuelle perte de production d'environ 0,33 % en facteur d'utilisation, à être compensée monétairement [84]⁹⁸.

3.2.3 Exploitation : garantir la fiabilité et la qualité d'alimentation au moindre coût

L'exploitation du réseau électrique vise le maintien fiable et efficace, en temps réel, de l'équilibre offre demande. Pour y parvenir, le coordonnateur de la fiabilité, HQT, planifiera cette exploitation le plus longtemps d'avance et mettra à jour cette planification aussi souvent que possible, sur la base des besoins prévus incluant les réserves et provisions prescrites (Figure 19) et, s'il y a lieu, les échanges programmés avec les réseaux voisins. Pour soutenir ce besoin global à cet horizon prévisionnel, il procédera à un ordonnancement horaire des moyens de production disponibles maximisant leur rendement, et s'assurera de la disponibilité des moyens d'acheminer cette

⁹⁵ L'apport éolien étant gratuit et non stockable, en cas de plafonnement la perte de production est complète, immédiate et irrémédiable.

⁹⁶ Comme pour tout autre moyen de production, un plafonnement ponctuel et à très court terme, jusqu'à 100% de la puissance productible, est toujours possible, bien qu'exceptionnel, aux fins du maintien de la fiabilité du réseau. Depuis le second appel d'offres cette nécessité est d'ailleurs incluse aux contrats d'approvisionnement éolien du Distributeur. D'autre part, dans le contexte du programme québécois se déclinant par approvisionnements post-patrimoniaux, les scénarios de gestion totalement intégrée du système « hydro et éolien », visant une optimisation globale et une éventuelle diminution des coûts totaux d'exploitation, n'ont pas été explorés. On parle donc ici strictement du coût de raccordement.

⁹⁷ Le modèle considérait des séries de production éolienne horaire, incluant des reconstitutions basées sur des données météorologiques, des pertes électriques et la limite de transit horaire des années 2004 à 2013.

⁹⁸ Des situations de réseau dégradé (entretien de postes ou de lignes) peuvent également entraîner une réduction des capacités de transit et donc des quantités d'énergie rendue disponible, également à être compensées par HQT. L'effet de ces éventuels plafonnements n'est pas inclus ici.

production jusqu'à l'utilisateur. En temps réel, il maintiendra au mieux cette répartition optimale de la production, en engageant ou arrêtant les groupes turbines-alternateurs ou modifiant leur plage de fonctionnement afin de maintenir l'équilibre offre demande en s'adaptant aux variations. Tout événement fortuit d'importance pourra alors déclencher l'utilisation des réserves d'exploitation et les procédures normalisées de gestion qui s'y attachent.

La mise en action de ce processus en présence de la nouvelle production éolienne, avec sa variabilité et sa prévisibilité et la demande nette qui en résulte (voir l'article 3.1), nécessite au préalable d'évaluer s'il y a un besoin :

1. D'ajuster les réserves d'exploitation pour parvenir à maintenir la stabilité du système face aux éventuels événements non prévisibles affectant cette production
2. D'adapter les processus de suivi des variations prévisibles de la demande nette
3. De modifier la gestion du risque lié aux erreurs sur ces prévisions : leur incertitude

Les trois articles suivants traitent dans l'ordre de ces trois aspects.

3.2.3.1 Contingences et stabilité : les réserves d'exploitation

À tous les horizons de temps de planification de court terme, des prochaines secondes aux prochains jours, pour garantir la fiabilité au niveau prescrit il est nécessaire d'évaluer précisément le besoin

- De réserves de stabilité, servant à stabiliser la fréquence à la suite de l'occurrence d'une simple contingence causant une perte importante de production ;
- De réserves normales (synchrone, 10 minutes et 30 minutes) servant à remplacer une perte de production suite à un événement et à assurer le retour de la fréquence près de sa valeur nominale par la suite.

Ces réserves s'attachent aux normes de fiabilité de la NERC et aux critères et procédures du NPCC. Elles sont entre autres fournies par les centrales hydroélectriques du Producteur, et devront toujours être disponibles selon des critères bien définis tels leur acheminabilité⁹⁹, leur seuil minimal, leur délai de reconstitution et leur persistance.

Cependant, la production éolienne venant de centrales dispersées et de faibles puissances individuelles relatives, et les premières contingences étant liées à des pertes de production ne pouvant être acheminée depuis des complexes hydroélectriques importants, la production éolienne n'affecte pas de façon particulière les réserves normales et la réserve de stabilité qui sont considérées comme suffisantes à l'égard d'éventuelles contingences simples d'origine éolienne¹⁰⁰. À cet égard, les conclusions d'Hydro-Québec ne se démarquent pas de celles des coordonnateurs de la fiabilité des autres zones de réglage¹⁰¹.

⁹⁹ Propriété qui vise à ce que l'utilisation de la réserve n'entraîne pas de dépassement de limites de transport. S'applique à la réserve normale uniquement.

¹⁰⁰ Les exigences de raccordement du Transporteur prescrivent également une participation minimale des équipements éoliens au maintien de la stabilité du réseau, par réponse inertielle

¹⁰¹ Les rapports et « facts sheets » du « *Task 25 - Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Energy* » de l'Agence Internationale de l'Énergie se penchent sur tous ces aspects. En particulier, le lecteur intéressés pourra ici se référer au résumé suivant : « [Facts Sheet - Impacts of Wind Power on Power System Stability](#) »

3.2.3.2 Variabilité, contrôle de fréquence et suivi de charge : réglage de la fréquence et de la production

Tel que cela a été mentionné plus haut, la planification de l'exploitation se fait à pas de temps horaire sur la base des prévisions disponibles, sachant que l'équilibre offre demande devra être maintenu à l'échelle intrahoraire des secondes et des minutes, même avec en main des prévisions qui seraient parfaites. Deux services servent cette adaptation en temps réel : 1) le réglage de la production, par un ajustement monotone de sorte à « lentement » passer du besoin à une heure donnée à celui de l'heure suivante et, 2) le réglage de la fréquence, agissant automatiquement sur les fluctuations rapides autour de cette pente, sans apport énergétique significatif.

Bien que ces services ne servent pas à garantir la fiabilité du système, ils participent grandement au maintien de l'équilibre et assurent la qualité du service en contrôlant constamment sa fréquence. À cet égard, le Transporteur doit donc compiler des indicateurs évaluant sa performance, et maintenir ces derniers à l'intérieur de limites prescrites par la NERC : l'erreur de contrôle de sa zone de réglage (*Area Control Error - ACE*) mesurant les écarts autour de la référence de 60 Hz, et les normes de performance de contrôle (*Control Performance Standard 1 and 2 – CPS1 et CSP2*) qui en dérivent, mesurant sa performance globale.

À cause de ses particularités distinctives de fluctuations similaires à celles de la demande, par le truchement des fluctuations rapides de la demande nette, la production éolienne affecte ces processus. Hydro-Québec a donc étudié cette question en 2009 et 2010 [93],[94],[95] afin d'évaluer les besoins additionnels totaux pour maintenir en 2015 sa bonne performance historique en termes de CPS1 et CPS2 suite à l'intégration des 3 000 MW de production éolienne des 1^{er} et 2^e appels d'offres.

Deux méthodologies s'attaquant aux deux services de réglage furent appliquées au cas québécois :

- En première ébauche, l'une analytique n'utilisant que les caractéristiques des intrants du type de celles décrites à l'article 3.1 et ne faisant pas intervenir l'écart de fréquence
- Dans un second temps, une autre plus précise basée sur une simulation minute par minute de l'exploitation, contenant une modélisation détaillée du système électrique, et permettant d'inclure tous les aspects importants, tels l'impact sur les écarts de fréquence et les arrêts/démarrages de groupes hydroélectriques.

Il ressortait de ces études que pour maintenir la performance de régulation de la fréquence du Transporteur au niveau historique, l'intégration du premier 3 000 MW de production éolienne requérait des besoins additionnels de 88 MW pour la régulation de la fréquence, ou 3 % de la puissance éolienne installée, et de 638 MW pour le suivi intrahoraire de charge, ou 21 % de la puissance éolienne installée. Les simulations indiquaient également une augmentation annuelle de 1 340 arrêts et démarrages de groupes hydroélectriques.

De plus, le service de réglage de la production pour le suivi horaire de la charge sous-entendant la fourniture d'énergie associée au volume d'électricité patrimoniale, le Distributeur évalua également en 2009 [96] les ajustements nécessaires aux ententes de service qu'il a avec le Producteur à cet égard [80],[81], celles-ci prescrivant des niveaux de dépassement maximum limitant la prestation du service. Ainsi, le Producteur doit :

« Rendre disponibles des ressources de production dont l'exploitation est modulable pour la variation horaire de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale lesquelles ressources ne doivent pas excéder pour chaque jour 11 % de la valeur horaire maximale en mégawatts de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale mobilisée pour ce jour, sans dépasser 3 000 MW. »

La conclusion de l'étude était qu'afin de maintenir la profondeur des dépassements au niveau alors attendu de 14,9 GWh en 2016 sans éolien, le service de réglage horaire de la production dans l'entente devrait être augmenté de 82 MW.

Il est à noter que ces évaluations ont été faites en 2009 et 2010 avec un faible historique disponible de données de production et de prévision éoliennes. De même, il est important de noter que pour le suivi intrahoraire les résultats découlaient de l'utilisation de prévisions horaires pour l'éolien et à la minute pour la demande, ce qui pouvait entraîner une surestimation de la réserve totale nécessaire. De même, l'erreur sur cette prévision éolienne (6,7 % de la puissance installée sur persistance de 2 heures) y semble importante relativement aux résultats opérationnels actuels, et la variabilité horaire de la production éolienne, à 171 MW, y est beaucoup plus forte que celle de 98,3 MW observée en 2015 avec près de 3 000 MW installés. Une mise à jour avec l'historique complet, un raffinement méthodologique et les hypothèses nécessaires à l'inclusion des nouvelles centrales planifiées résulterait donc potentiellement en des ajustements à ces conclusions. Cela dit, à ce jour aucun ajustement n'a été fait aux divers services.

3.2.3.3 Incertitudes sur les prévisions : Les provisions pour aléas

Une fois établis les besoins additionnels requis pour garantir la fiabilité et maintenir la qualité du support en fréquence du réseau, l'ajustement final devant être apporté au processus de planification de l'exploitation, en présence de production et demande variables et compte tenu de leurs prévisions imparfaites et incertaines, est la gestion du risque économique d'engagement des marges résiduelles disponibles. Au-delà du coût lié aux ressources mises de côté pour soutenir les besoins additionnels de réserves d'exploitation et de plage de régulation, une part importante du réel coût d'équilibrage des variations du système électrique s'attache à cette gestion.

Contrairement à d'autres juridictions, Hydro-Québec a formellement structuré la gestion de ce risque autour du concept de provisions pour aléas. Un niveau fixe de provisions est actuellement en vigueur selon les horizons prévisionnels, sur la base du fait que l'incertitude sur les prévisions de la demande et des indisponibilités est jugée relativement constante, aboutissant à un niveau de risque non formellement établi, mais contrôlé sous l'éclairage des résultats historiques d'exploitation du système.

Devant l'augmentation de l'incertitude liée à la production éolienne, dès 2009 Hydro-Québec a cependant commencé à étudier l'impact de cette dernière sur les provisions pour aléas [97],[98],[99] et à développer une nouvelle approche de gestion dynamique du risque. Basées sur la théorie de la fiabilité des réseaux électriques, il s'agit de formuler la probabilité, de la prochaine heure jusqu'à 48 heures d'avance, de ne pouvoir supporter la charge (*Loss of Load Probability – LOLP*), incluant les réserves d'exploitation et plages de régulation déjà établies. La formulation se fait alors sur la distribution de probabilité d'erreur de prévision nette, établie par convolution - une opération mathématique complexe - de celles de la charge, de la production variable (ici l'éolien) et des indisponibilités de la production modulable et du réseau de transport. L'exercice est répété régulièrement avec mise à jour des intrants. À une quantité de provisions

résultantes à un horizon prévisionnel donné correspond alors un risque que celle-ci ne soit pas suffisante à l'« heure de tombée » : Si toute la marge de manœuvre résiduelle est alors engagée, des pénalités coûteuses sont encourues ou, à tout le moins, des pertes de rendement importantes sont imposées aux turbines hydroélectriques. En contrepartie, toute marge de manœuvre inutilisée n'aura pu être valorisée.

L'étude 2009 a d'abord permis d'établir formellement les risques maximums réels, sans éolien. De l'application du principe de maintien des mêmes risques avec l'éolien a découlé le besoin de provisions additionnelles à chacun des cas. Le Tableau 9 résume l'ensemble des résultats. L'étude concluait que, bien que les augmentations fussent faibles relativement aux provisions nominales pour le lendemain, celles-ci sont particulièrement sensibles, en temps réel, au niveau de production éolienne et à l'incertitude sur sa prévision. Globalement, les auteurs soulignaient la justification résultante du besoin d'un calcul dynamique des provisions. En conséquence, la nouvelle approche est actuellement sous analyse.

Il est d'intérêt de noter qu'avec cette étude de 2009 et ses suites, Hydro-Québec se positionne à l'avant-scène quant à la formalisation des techniques d'équilibrage de la production éolienne et à la préparation de son système à une gestion dynamique de l'aléa. Ici également, tel qu'il a été mentionné au paragraphe 2.6, la qualité et l'avant-garde de ces méthodes développées à l'IREQ ont d'ailleurs été internationalement reconnues.

Tableau 9 Niveaux prescrits de provisions pour aléas au moment de l'étude 2009, risques correspondants, effets de la production éolienne des 1^{er} et 2^e appels d'offres sur ces risques et besoin de provisions additionnelles pour garder un niveau constant de risque (tiré de [97])

Paramètre	Jour même 1-6 heures		Jour même 7-24 heures		Lendemain	
	Hiver	Été	Hiver	Été	Hiver	Été
Provisions pour aléas nominales (MW)	500	500	1 000	700	1 500	1 200
Risque maximal sans éolien	21,4 %	13,8 %	10,0 %	9,8 %	5,0 %	3,0 %
Δ Risque avec ajout de l'éolien correspondant au Risque maximal (%)	1,0 %	2,1 %	0,6 %	1,4 %	0,4 %	0,7 %
Δ Provisions avec ajout de l'éolien correspondant au risque maximal (MW)	22	41	26	39	34	57

Il est également opportun de noter qu'ici également ces évaluations ont été faites en 2009 avec un faible historique disponible de données. Entre autres, l'écart-type des erreurs de prévision de production éolienne à 48 heures, à 21 %, y résultait d'une extrapolation à 3 000 MW de celles de l'historique à quelques centrales, alors que le même écart-type réel en 2015 était de l'ordre de

10 % pour 2 800 MW de production en moyenne. Les analyses en cours résulteront donc en des ajustements aux conclusions de 2009.

D'autre part, et cela s'applique à l'ensemble des réserves, plages de régulation et provisions pour aléas, les niveaux prescrits et leurs définitions évoluent et le coordonnateur de la fiabilité émet régulièrement des mises à jour [100].

3.2.4 Offre vs demande, variabilité et incertitude, équilibrage : la gestion globale du système intégré

Les articles précédents permettent d'évaluer les caractéristiques et l'effet de l'intégration de la production éolienne sur une base analytique, en découpant la problématique en différents aspects de la gestion du système électrique. Ce découpage permet de simplifier l'analyse et d'assurer que chacun de ces aspects est contrôlé. Il répond également en partie à une approche normalisée, assortie d'exigences réglementaires liées à la garantie de fiabilité du réseau. Cette gestion du système est cependant complexe, et le processus entier est constitué d'éléments inter reliés, l'un influençant l'autre. En conséquence, comme cela a été mentionné précédemment, il peut être difficile de garantir la fiabilité du système sans « doubler certaines protections ». L'approche décrite au présent chapitre vise à éviter ce piège.

D'autre part, l'augmentation avérée de la variabilité et de l'incertitude provoquée par la filière éolienne, bien que généralement limitée à ce jour, entraîne une suite de modifications à tous les processus. De la planification long terme et la gestion contractuelle des approvisionnements postpatrimoniaux jusqu'à la gestion des apports hydriques saisonniers, le maintien de la garantie de fiabilité tout en tirant parti de façon optimale des ressources disponibles, dans un monde de variabilité et d'incertitude grandissantes, est un défi d'entreprise en soi. L'intégration de l'éolien n'est qu'un élément particulier de plus dans cette équation.

Les particularités distinctives de cette filière nécessitent cependant une approche nouvelle pour un moyen de production. Ne pouvant être modulé¹⁰², il s'agit sur un horizon annuel d'une production dite « de base », mais dont la puissance varie continuellement, contrairement aux autres productions de base traditionnelles, telle une centrale nucléaire, dont la puissance produite est idéalement maintenue constante. D'une part quant à la fiabilité en puissance et en énergie à long terme, l'éolien participe donc définitivement à l'offre devant supporter la demande, un approvisionnement en bonne et due forme, dont il faut bien établir l'apport attendu. D'autre part, vue par le reste du système électrique, à court terme la production éolienne se « transforme » en demande négative¹⁰³, requérant au passage de la part de la production hydroélectrique un service inhabituel pour soutenir un moyen de production, mais que les centrales hydroélectriques donnent d'emblée pour supporter la charge fluctuante : l'équilibrage.

Ainsi, le besoin d'équilibrage n'est pas nouveau. C'est le besoin d'équilibrage d'une source de production qui l'est, et les processus contractuels et de gestion qui s'attachent à cette réalité particulière. Une fois établis les moyens garantissant la fiabilité du système et la qualité du service, la question résiduelle est alors celle de l'allocation juste des coûts. Les éléments nécessaires pour y

¹⁰² Des moyens de stockage locaux combinés à la production éolienne et des stratégies d'exploitation de celle-ci impliquant des pertes de production peuvent la rendre partiellement ou entièrement modulable « vue du système ». À ce jour, ces moyens n'ont pas été étudiés.

¹⁰³ Vue par les autres moyens de production, l'éolien peut être considéré comme diminuant le demande effective. Le reste du système supporte alors la « demande nette » : demande moins éolien.

répondre ont été résumés ici. Mais face à une plus grande variabilité, le Québec jouit d'un avantage majeur : la grande flexibilité de son système de production hydroélectrique.

3.3 La pénétration éolienne et ses limites

Comme le montrent les éléments précédents, avec bientôt près de 10 % de la puissance installée au Québec, la production éolienne augmente la variabilité et l'incertitude du système, mais son impact global en ce qui concerne les besoins additionnels de réserves, plages et provisions demeure relativement modeste. Les éléments de la section 3.1.2 montrent tout de même qu'au cours des dernières années le « signal » éolien sur la demande nette est devenu un peu plus apparent avec l'augmentation de la puissance installée.

L'expérience mondiale montre cependant qu'une grande quantité est techniquement intégrable, même dans des systèmes peu flexibles et peu interconnectés à leurs voisins. À titre d'exemple, bien qu'il soit important de noter que chaque système est spécifique et qu'une analyse en profondeur est nécessaire pour le comparer objectivement à un autre, la production éolienne en Irlande, un système isolé à l'inertie limitée, a culminé à 63 % de la demande le 7 janvier 2015. La pénétration éolienne horaire maximale atteinte au Québec a été de 17,4 % le 20 septembre 2015. La question réelle n'est donc pas tant celle d'une limite technique que celle du coût total des approvisionnements incluant tous les coûts de raccordement et des « *services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité* » de ceux-ci.

Une pénétration éolienne beaucoup plus forte ferait subir à ces services des impacts supplémentaires dont il faudrait simplement tenir compte. Il est également probable qu'à partir d'une certaine pénétration il soit nécessaire de procéder parfois à des déversements éoliens ou hydrauliques¹⁰⁴ ou de limiter/forcer des exportations, principalement en période de faible demande lorsque la production non modulable dépasse la demande nette. Également, la configuration particulière du réseau québécois entraîne que, sous certaines conditions, la production en amont de celui-ci relativement aux régions de forte demande peut se trouver captive et ne peut être acheminée. Encore ici, la question est de savoir à quelle pénétration se trouve l'optimum économique et, selon les structures corporatives et contractuelles, qui assume les risques, les coûts, et empêche les bénéfices.

À ce jour, Hydro-Québec n'a pas systématiquement étudié l'impact d'une très grande pénétration éolienne sur son système. Nonobstant d'autres facteurs pouvant limiter ou accélérer l'ajout ou le besoin d'ajout de production éolienne supplémentaire dans sa zone de contrôle, il est recommandé qu'une telle étude accompagne toute hypothèse d'augmentation importante de celle-ci.

3.4 Les retombées technologiques à Hydro-Québec et son rayonnement

Hydro-Québec travaille constamment à l'amélioration de ses méthodes, processus, équipements et outils d'analyse. Or un changement profond vers une exploitation plus dynamique et optimale des ressources et vers une intégration plus concrète et rigoureuse des incertitudes et aléas est en cours dans les grands réseaux électriques, et Hydro-Québec travaille avec ses vis-à-vis à faire rapidement évoluer le domaine. Il est important de noter que, comme c'est le cas partout ailleurs,

¹⁰⁴ Les centrales au fil de l'eau sont d'emblée à risque à cet égard mais, à titre d'exemple, pour éviter des déversements des centrales à réservoir se sont également trouvées en mode de production forcée en 2015 en période de très grande hydraulité sur leur bassin.

l'intégration de la production éolienne dans le réseau québécois a fortement motivé d'importants développements technologiques directement en lien avec cette mouvance, et dont la haute qualité a été reconnue internationalement.

Spécifiquement pour l'intégration éolienne et au-delà des études déjà citées, Hydro-Québec et l'IREQ participent activement à de nombreux efforts internationaux, par exemple à titre de

- Représentant canadien¹⁰⁵ au « *Task 25 - Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Energy* »
- Membre du conseil de direction du « *Réseau stratégique du CRSNG sur l'énergie éolienne* »¹⁰⁶
- Membre du comité consultatif technique de l'« *Étude pancanadienne sur l'intégration de l'éolien* »¹⁰⁷.

Hydro-Québec est également membre actif de « *UVIG - Utility Variable Generation Integration Group* »¹⁰⁸ et ses ingénieurs et scientifiques participent régulièrement aux ateliers et conférences organisés par cet important joueur du domaine et ailleurs.

Notons que la mise en place, en 2006 sur recommandation de l'IREQ, d'un comité éolien corporatif transversal coordonnant les travaux techniques devant être rapidement mis en branle, assura l'attaque efficace du défi de l'intégration éolienne au système électrique.

Aujourd'hui, la production éolienne variable, et plus récemment la production solaire aux caractéristiques similaires, favorise l'évolution des marchés, de leur structure et des produits d'équilibrage qui peuvent y être échangés. À la fin 2015, par les outils et méthodes qu'elle a mis en place et continue de développer dans la foulée du programme éolien, Hydro-Québec est bien positionnée pour faire face à ces nouveaux défis, et pour tirer parti des nouvelles opportunités qui s'y attachent.

¹⁰⁵ Le ministère des Ressources Naturelles du Canada est le représentant national pour l'ensemble des initiatives du « *Wind Implementing Agreement* » de l'Agence Internationale de l'Énergie. Hydro-Québec agit à titre de représentant délégué au *Task 25*. Voir www.ieawind.org, et en particulier www.ieawind.org/task_25.html.

¹⁰⁶ www.nserc-crsng.gc.ca/Business-Entreprise/How-Comment/Networks-Réseaux/WESNet-WESNet_fra.asp. Ce mandat est maintenant complété.

¹⁰⁷ Effort en cours, coordonné par l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne, www.rncan.gc.ca/energie/financement/programmes-financement-actuels/iei/16635

¹⁰⁸ www.uvig.org

Chapitre 4 : Le contexte énergétique suite à la crise financière de 2008 jusqu'à aujourd'hui

4.1 Changements structurels de la demande au Québec

Le programme éolien québécois a démarré dans un contexte social, économique et énergétique décrit aux chapitres 1 et 2. Depuis, ces derniers ont évolué de façon remarquable. Quant à la gestion des approvisionnements en électricité, le plus important impact résultant de ces transformations est celui des changements structurels profonds qu'a subis la demande électrique interne.

Comme le montre la Figure 32, dès 2006 la croissance du besoin annuel en énergie a commencé à légèrement décliner. Plusieurs facteurs ont participé à ce changement, dont la baisse de l'activité économique, le report ou l'annulation de projets industriels importants et une efficacité énergétique grandissante¹⁰⁹. Devant ces changements rapides, la prévision des besoins était déjà plus difficile. La crise financière de 2008 est alors venue se superposer à ce phénomène, entraînant soudainement une baisse très importante du besoin énergétique. En 2004, lors du dépôt de son plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur prévoyait un besoin global de 192,3 TWh en 2009. Lors du suivi 2008 de l'avancement du plan 2008-2017, la prévision pour l'année 2009 y était de 183,7 TWh. Le besoin réel en 2009 fut finalement, après normalisation climatique, de 178,3 TWh. Cela ramenait momentanément la consommation annuelle sous la barre du volume patrimonial, fixé à 178,9 TWh. À la fin 2015, la lente reprise en cours depuis n'avait pas encore effacé ce recul.

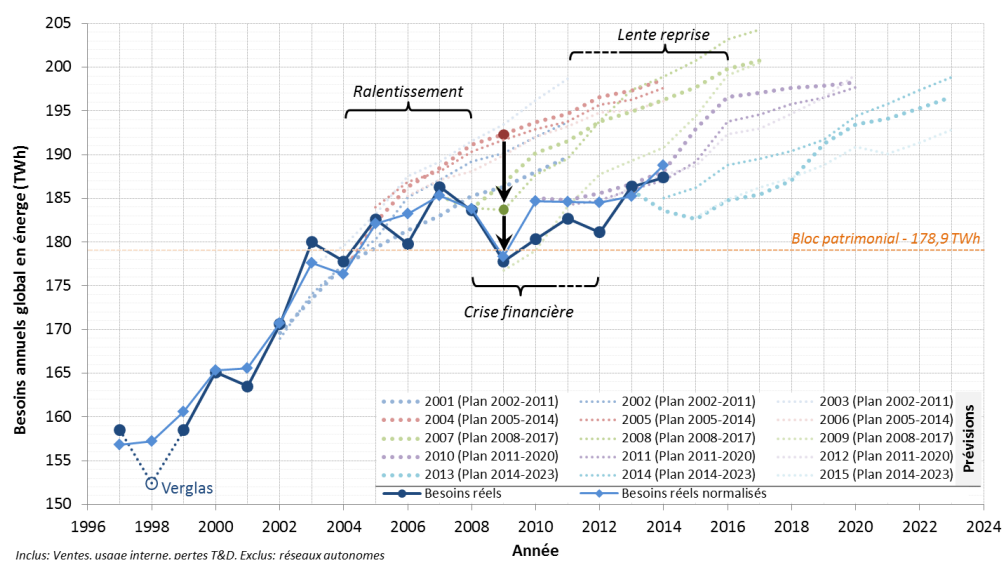


Figure 32 Évolution annuelle du besoin québécois en énergie et de sa prévision incluse aux plans d'approvisionnement du Distributeur et à leurs états d'avancement

¹⁰⁹ Cette tendance se poursuit en 2015 : « [...] les économies d'énergie cumulées ont atteint 8,8 TWh [...] » et la demande « [...] a diminué de 2,6 TWh ou 187 M\$, principalement en raison d'une baisse de 1,5 TWh de la demande des grands clients industriels qui s'explique surtout par la réduction de la capacité de production du secteur des pâtes et papiers. » (Rapport annuel 2015 [101])

D'autre part, entre le début des années 2000, moment où le bloc patrimonial a été enchâssé dans la loi, et 2015, un profond changement est apparu dans le profil chronologique des appels horaires de puissance, par lequel se déclinent les besoins québécois. La Figure 33 montre l'exemple du besoin chronologique pendant l'année 2014, de même que la courbe de puissance classée¹¹⁰ correspondante. Y est également montrée la courbe de puissance classée patrimoniale. On y observe que la quasi-totalité de l'augmentation des besoins entre 2000 et 2014 se situe dans la moitié de l'année à plus forte consommation - au Québec pendant la saison froide -, alors que la moitié la plus faible des besoins - pendant la saison chaude -, pouvait être soutenue en très grande partie par le bloc patrimonial. Il est d'intérêt de noter que, la production éolienne étant plus importante l'hiver que l'été, en termes de demande nette cette production tend en moyenne à diminuer l'impact de ce changement structurel de la demande.

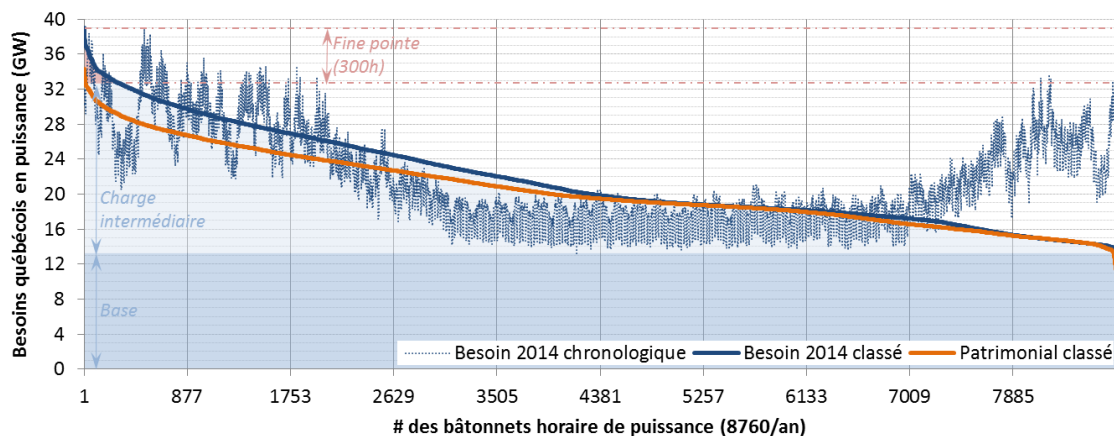


Figure 33 Besoin québécois chronologique et classé en 2014, et comparaison avec la courbe de puissance classée du bloc patrimonial

La Figure 34 présente la différence (graphique du haut) et le rapport (graphique du bas) entre le besoin de puissance horaire classée d'une année et la puissance patrimoniale classée, bâtonnet par bâtonnet, de 2008 à 2015. Tout en reconnaissant qu'un bâtonnet patrimonial n'est très généralement pas utilisé pour supporter le bâtonnet de besoin correspondant, le graphique donne une évaluation de la part du besoin qui ne peut être supporté par le bloc patrimonial. Il permet également de bien faire ressortir l'évolution structurelle du besoin québécois au fil des ans. La tendance observée à la figure ci-dessus pour les mois froids en 2014 y est visible pour 2015 et 2013 également, alors qu'un changement semble être intervenu relativement aux années précédentes. L'effet de l'hiver 2015 très froid suivi d'un été et d'un début d'automne relativement chauds y est également clair, le besoin ayant ensuite été, en moyenne, sous le profil patrimonial.

¹¹⁰ La courbe de puissance classée est un simple et puissant outil de planification des besoins en termes de puissance. Il s'agit de la série chronologique de besoin horaire, ordonnée de l'heure d'appel de puissance maximal jusqu'à celle d'appel minimal. L'aire sous la courbe chronologique et classée d'une année donne donc le même résultat : la besoin annuel en énergie. La première heure, ou bâtonnet horaire, de la courbe de puissance classée correspond à la pointe de demande de l'année, et la 8760^{ème} (8784 pour une année bissextile) correspond au creux de charge. Notons que si, par exemple, le 900^{ème} bâtonnet chronologique correspond toujours à l'heure se terminant le 7 février à 12h, le 900^{ème} bâtonnet classé peut survenir à tout moment de l'année : en 2014 il est survenu le 20 décembre à 9h.

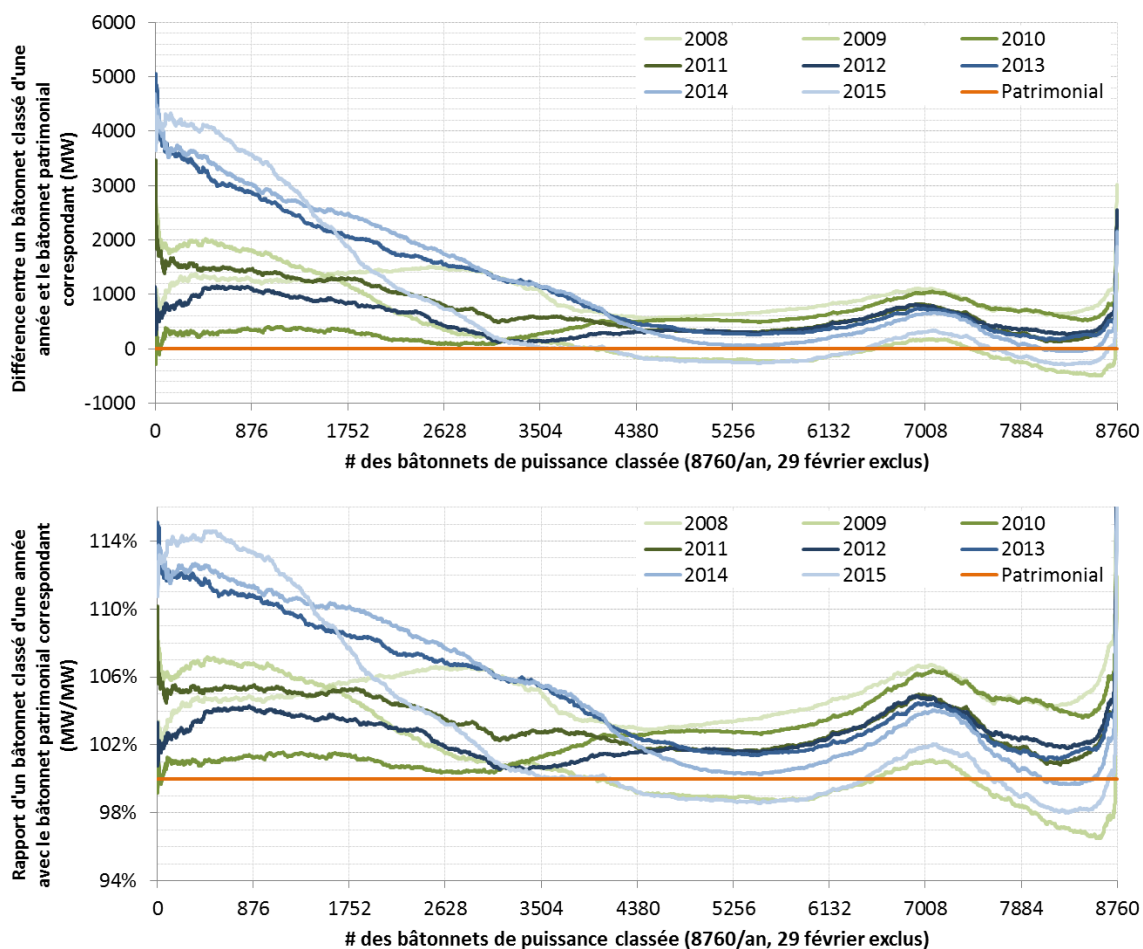


Figure 34 Évolution annuelle de l'appel de puissance relativement aux bâtonnets patrimoniaux, en différence de puissance (haut) et en rapport de puissance (bas)¹¹¹

De plus, relativement au profil patrimonial, un phénomène de hausse marquée du besoin autour du 7000^e bâtonnet est évident, et ce dès 2008. Cette hausse, visible également à la Figure 33, semble correspondre aux besoins en période de montée et baisse de charge journalière et aux pointes de fin de semaine en saison chaude, ainsi qu'aux creux journaliers de fin de printemps et début d'automne. L'analyse plus poussée de cet effet sort du cadre du présent rapport, mais il pourrait être lié, par exemple, à une hausse de charge de climatisation. Aux fins de la présente discussion, l'aspect important du phénomène est sa pérennité avérée.

La Figure 35 résume l'évolution de la distribution du besoin en puissance horaire. Globalement, le besoin moyen des 300 heures de plus grande consommation en 2013, 2014 et 2015 a été de 12,7 % plus élevé que celui du bloc patrimonial, alors que le besoin annuel total n'était que de 5,1 % supérieur aux 178,9 TWh (incluant les pertes) patrimoniaux. Entre l'an 2000 et aujourd'hui, il y a donc eu un important changement structurel dans la demande québécoise, vers une

¹¹¹ Le graphique du haut est obtenu en soustrayant le vecteur de profil patrimonial classé de celui du besoin québécois classé d'une année. Le graphique du bas divise ce dernier par le vecteur patrimonial, bâtonnet par bâtonnet.

consommation de plus grande puissance. Une évolution conséquente de l'offre est donc nécessaire.

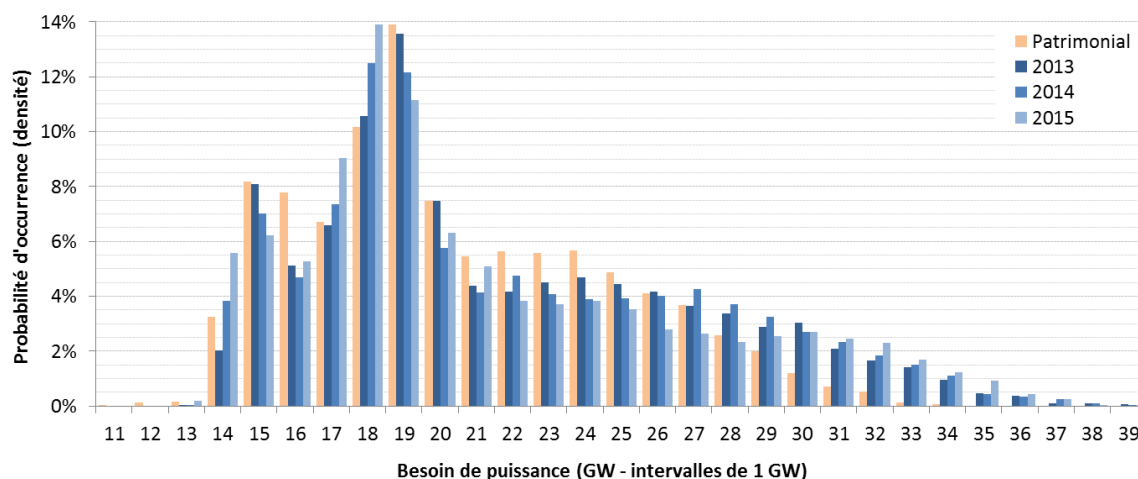


Figure 35 Distributions du besoin de puissance en 2013, 2014 et 2015 et comparaison avec le profil patrimonial

4.2 Maintenir l'équilibre offre demande : approvisionnements du Distributeur, fiabilité et sécurité d'approvisionnement

Pour répondre à ces besoins en évolution, le Distributeur les prévoit à long terme et s'assure ensuite de la disponibilité des approvisionnements nécessaires pour maintenir à cet horizon l'équilibre entre l'offre et la demande. Il s'assure d'abord de limiter le besoin même à son niveau strictement nécessaire, d'abord en énergie par des interventions en efficacité énergétique auprès des clients, puis en puissance par des moyens de gestion dynamique de la demande. Comme il en a été discuté précédemment, il a ensuite d'emblée accès au bloc patrimonial d'énergie, à être livré selon le profil de puissance montré à la Figure 33. Il lance finalement des appels d'offres pour tout besoin additionnel dit « postpatrimonial » et, en tenant compte des délais de mise en œuvre des projets retenus, prend des engagements contractuels avec des producteurs auxquels s'attachent des échéanciers de mises en service.

À titre d'exemple, la Figure 36 donne l'évolution des livraisons éoliennes postpatrimoniales de 2008 à 2015, en pourcentage du besoin québécois fourni. À environ 8,6 TWh produits en 2015, la production éolienne sous contrat avec le Distributeur soutenait 4,63 % du besoin québécois en énergie, ayant atteint un sommet de 16,54 %¹¹² de l'appel horaire le 20 septembre 2015 entre 2 h et 3 h. La part éolienne annuelle augmenterait à environ 6,1 % en 2018, avec une production prévue de 11,4 TWh. Au-delà des aléas climatiques, cette production des projets déjà en service ou planifiés resterait ensuite stable à ce niveau d'énergie annuelle. Mis à part d'éventuels plafonnements limités¹¹³ de la production (article 3.2.2.3), pour le Distributeur il s'agira d'un approvisionnement dont la livraison devra être entièrement acceptée.

¹¹² Le 17,4% de l'article 3.3 correspond au même événement, mais incluait la production des centrales sous contrat avec HQP.

¹¹³ Ces plafonnements entraîneraient une légère baisse du volume d'énergie livrée qui, étant rendue disponible par le producteur, devrait tout de même lui être payée.

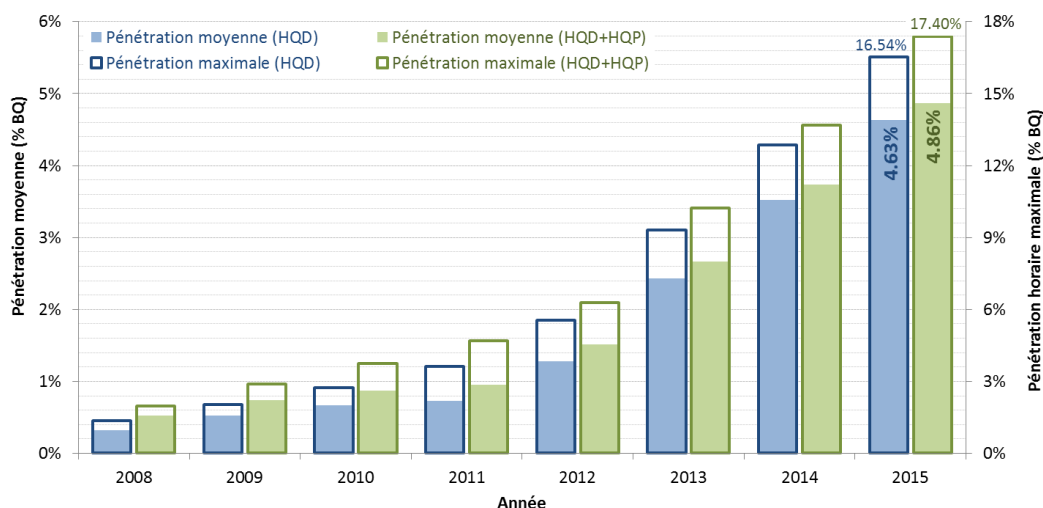


Figure 36 Évolution de la pénétration éolienne en énergie (production annuelle / besoin québécois en énergie) et du maximum horaire atteint en cours d'année

Or, au-delà des aléas climatiques interannuels, la demande électrique croît normalement relativement constamment et un approvisionnement « acquis » découlant d'un besoin prévu s'intègre entièrement et définitivement au portfolio. Cependant, la baisse récente et importante du besoin relativement aux prévisions a eu une répercussion majeure sur les nouveaux approvisionnements réellement requis, qui ont diminué rapidement et à répétition, alors même que le Distributeur prenait ses premiers engagements auprès de producteurs « postpatrimoniaux ». La Figure 37 montre l'évolution de ces besoins postpatrimoniaux prévus au fil des plans d'approvisionnements du Distributeur.

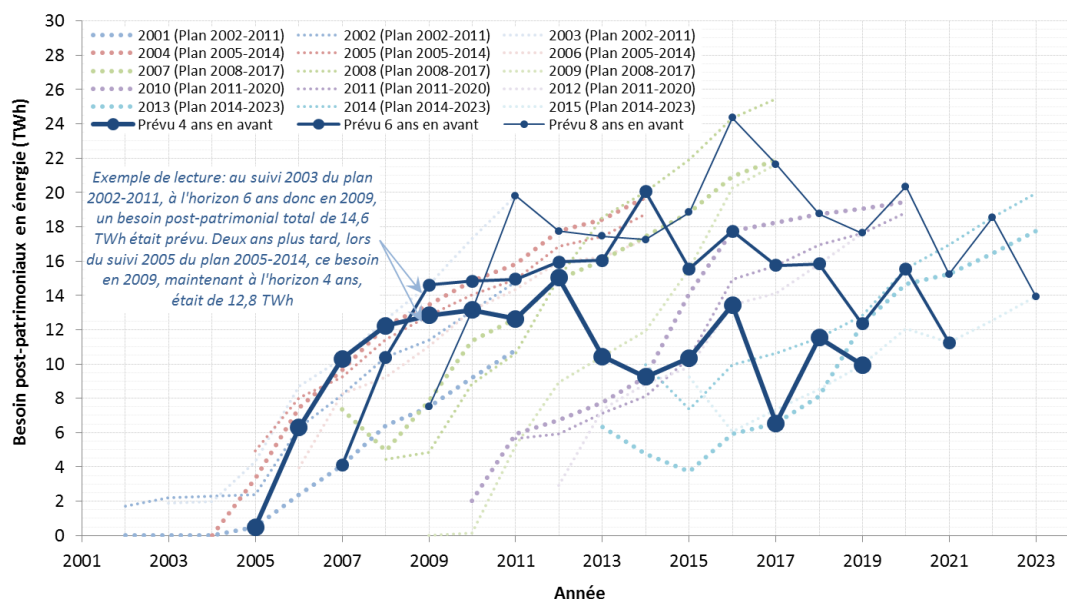


Figure 37 Évolution annuelle des besoins postpatrimoniaux prévus aux plans d'approvisionnement du Distributeur et leurs états d'avancement

Tableau 10 Bilans prévisionnels 2016-2023 du Distributeur : en énergie (haut), et en puissance (bas) (en date du 30 octobre 2015) [102]

Bilan en énergie (TWh)		Année ►	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan d'approvisionnement			184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8
Approvisionnement disponible	Électricité patrimoniale		178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
	Électricité post patrimoniale		15,0	16,5	18,2	18,8	19,4	19,5	20,0	20,6
	HQP – base, cyclable et retours		3,3	3,3	3,3	3,5	4,0	4,0	4,3	4,5
	Trans Canada Energy		-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Biomasse et petite hydraulique		2,0	2,6	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
	Éolien		9,4	10,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
	Achats d'énergie en hiver		0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,9	1,3
	Énergie totale disponible		193,9	195,4	197,1	197,7	198,3	198,4	198,9	199,5
Surplus d'approvisionnement disponible en énergie*			9,0	9,2	9,7	8,9	7,4	8,3	7,5	6,7

Bilan en puissance (MW)		Hiver ►	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Besoins à la pointe visés par le Plan			38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité			3 663	3 895	4 087	4 120	4 141	4 174	4 208
Besoins à la pointe incluant la réserve			42 161	42 669	43 218	43 567	43 781	44 136	44 496
Approvisionnement disponible	Électricité patrimoniale		37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
	Électricité post patrimoniale		3 873	3 922	5 031	5 331	5 356	5 456	5 456
	HQP - Base, cyclable et retours d'énergie		600	600	650	900	900	1 000	1 000
	Trans Canada Energy		-	570**	570	570	570	570	570
	Autres contrats de long terme		1 673	1 972	1 986	1 986	1 986	1 986	1 986
	Éolien***		1 336	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
	Biomasse et petite hydraulique		337	487	502	502	502	502	502
	Gestion de la demande en puissance		1 050	1 050	1 075	1 125	1 150	1 150	1 150
	Électricité interruptible (option)		850	850	850	850	850	850	850
	Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance		200	200	225	275	300	300	300
	Abaissement de tension		250	250	250	250	250	250	250
	Transactions de court terme réalisées (A/O 2014-01)		300	50	-	-	-	-	-
	Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)		-	-	500	500	500	500	500
Puissance totale disponible		41 315	41 364	42 473	42 773	42 798	42 898	42 898	
Puissance additionnelle requise (arrondie au 50 MW)			850	1 300	750	800	1 000	1 250	1 600

* L'utilisation de données arrondies explique certains écarts avec les besoins de la référence
** Contribution potentielle de la centrale de TCE en 2017-2018, conditionnelle à la mise en place d'un approvisionnement en gaz naturel par HQD
*** Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (A/O 2015-02) (35 % pour 2015-2016)

En conséquence des éléments ci-dessus, à la fin 2015 le Distributeur fait face à une nouvelle réalité : un surplus d'approvisionnements disponibles en énergie, sur une base annuelle, doublé d'une augmentation des besoins en période de forte demande. Le Tableau 10 ci-dessus résume les prévisions résultantes du Distributeur de 2016 à 2023, selon sa mise à jour d'octobre 2015. Quant à sa demande interne, la fiabilité en énergie du système électrique québécois est donc assurée pour une longue période, et de nouveaux approvisionnements sont nécessaires pour maintenir sa fiabilité en puissance. Le Distributeur doit maintenant répondre à ce défi par les moyens de gestion dont il dispose.

Afin d'éponger les éventuels surplus, sous entente avec le Producteur [103], le Distributeur diffèrait en partie jusqu'en 2014 les livraisons postpatrimoniales du contrat découlant de l'appel d'offres 2002-01. D'autre part, il avait la possibilité d'en écoulé une partie en revente sur le marché externe. L'adoption de la loi 28 [104] par le gouvernement québécois modifia la *Loi sur la Régie de l'Énergie* par l'ajout des clauses

« 71.1. La fourniture d'électricité est destinée exclusivement à la satisfaction des besoins des marchés québécois

Ces besoins sont satisfaits en priorité par la fourniture d'électricité autre que patrimoniale vendue au distributeur d'électricité, puis lorsque cette fourniture est écoulée, par l'électricité patrimoniale.

71.2. La fourniture d'électricité pour les besoins des marchés québécois, à compter du 1^{er} janvier 2014, ne peut être différée ; la fourniture différée avant cette date doit être achetée avant le 28 février 2027 par Hydro-Québec, en tant que distributeur d'électricité. »

Ces modifications font en sorte que, sur une base annuelle, Hydro-Québec doit

« [...] miser sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre demande en énergie, les autres engagements à long terme dont elle dispose étant fermes et leurs livraisons d'électricité ne pouvant être réduites. »¹¹⁴

4.2.1 Patrimonial et post patrimonial

En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Producteur est tenu de fournir au Distributeur un volume annuel maximal de référence de 165 TWh (178,9 TWh avec pertes) d'électricité dite « patrimoniale ». Le Distributeur n'est cependant pas pénalisé s'il sous-utilise ce bloc d'énergie qui lui est ainsi rendu disponible et dont le prix moyen, en 2015, était fixé par décret à 28,4 \$/MWh [105].

Ce coût d'approvisionnement, attaché à des installations de production hydroélectrique en grande partie amorties, est faible relativement au coût marginal de toutes les nouvelles productions. Dans sa demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2016-2017, le Distributeur faisait état d'un coût global des approvisionnements postpatrimoniaux de 96,90 \$/MWh en 2015 [42]¹¹⁵. Les encadrements légaux font cependant en sorte que c'est maintenant par la flexibilité de gestion des bâtonnets horaires de puissance et du volume annuel

¹¹⁴ www.hydroquebec.com/developpement-durable/energie-environnement/besoin-puissance-energie.html

¹¹⁵ Du point de vue des besoins. Du point de vue de la consommation, une fois les tarifs de gestion et pertes de 7,72% prises en compte, le coût est de 105,4 \$/MWh.

total d'énergie patrimoniale que le Distributeur peut gérer le plus efficacement possible les aléas entourant le besoin québécois ou, en ce qui concerne la production éolienne, ceux entourant le besoin net. La Figure 38 montre l'effet de la production éolienne sur ce dernier, relativement au profil patrimonial, en 2015.

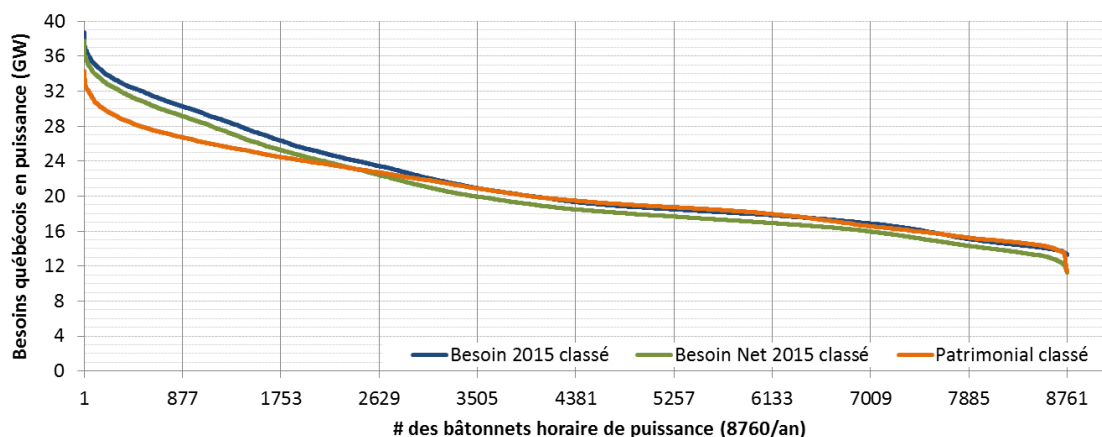


Figure 38 Effet de l'éolien (besoin net) sur le besoin classé relativement au profil patrimonial en 2015

La gestion du bloc patrimonial a été brièvement abordée à l'article 1.2.2. Il est d'intérêt de réitérer, comme cela y avait été mentionné, que malgré l'abondance actuelle des approvisionnements sur une base annuelle, sous certaines circonstances, le détail du processus peut entraîner un recours à des achats de court terme. Ce sera par exemple le cas à tout moment lorsqu'une demande horaire forte nécessite plus de puissance que la somme des plus grands bâtonnets patrimoniaux toujours disponibles et des productions postpatrimoniales prévues. Selon les conditions du marché et ses prévisions à moyen et long termes, le Distributeur peut également réserver, surtout tôt dans l'année, des bâtonnets de grande puissance qui pourraient être nécessaires au début de la saison froide de fin d'année. Le cas échéant, il peut alors devoir recourir à des achats de court terme, bien que les bâtonnets réservés puissent s'avérer partiellement inutiles à terme. En 2015, le Distributeur s'attendait ainsi à déboursier au total 311,8 M\$ en approvisionnements de court terme, dont 31,1 M\$ en achats de puissance, pour un volume de 3,5 TWh d'énergie¹¹⁶ [42].

Au final, en 2015 le Distributeur prévoyait acquérir environ 17,9 TWh d'énergie post patrimoniale [42]¹¹⁷ Le Producteur lui aura vendu 171,6 TWh d'énergie patrimoniale sur les 178,9 TWh disponibles. 7,3 TWh d'énergie patrimoniale seront donc restés inutilisés par le Distributeur.

¹¹⁶ Incluant les montants relatifs à l'entente cadre [81]

¹¹⁷ Les arrondis et les réévaluations de fin d'année 2015 peuvent entraîner de petites différences entre les différents nombres, selon les sources.

4.3 Bilan économique et impacts tarifaires de la filière éolienne dans un contexte de sous-utilisation du bloc patrimonial

Le coût marginal des nouvelles productions est globalement plus élevé que celui du bloc patrimonial. Malgré la baisse actuelle et attendue de celui de l'éolien qui rend cette filière déjà très compétitive sur le marché de l'énergie, comme en fait état le prix moyen des contrats du dernier appel d'offres¹¹⁸, cela s'applique toujours à cette filière comme aux autres, même avec un coût d'intégration et d'équilibrage limité. Tout besoin québécois au-delà du volume patrimonial sera donc soutenu pour le Distributeur par des approvisionnements mettant une pression à la hausse sur ses tarifs, à hauteur de la différence entre les coûts patrimoniaux/post patrimoniaux de l'électricité livrée au client ultime, au prorata des volumes d'énergie de chacun.

Par surcroît, le contexte énergétique et l'encadrement légal font en sorte que le Distributeur ne peut actuellement tirer parti au maximum du volume d'énergie patrimoniale disponible. Cela modifie le rapport patrimonial/postpatrimonial de ses livraisons, exacerbant cette pression à la hausse sur les tarifs.

Lorsque les 3 710,7 MW engagés seront en service, la production éolienne annuelle de 11,4 TWh coûtera plus de 93 \$/MWh en fourniture directe, ou près de 100 \$/MWh en moyenne en incluant le service d'intégration¹¹⁹. Avec 8,3 TWh déjà livrés en 2015 - près de 47 % des approvisionnements post patrimoniaux du Distributeur¹²⁰ - et compte tenu des facteurs historiques expliquant ce coût moyen de la production sous contrat, discutés à l'article 2.2, la filière éolienne joue un rôle important dans cette équation.

¹¹⁸ A/O 2013-01 : 6,3 ¢/kWh₂₀₁₄

¹¹⁹ Établi avec les chiffres publiés dans [106], sous l'hypothèse d'un FU de 35%, et de coûts du service d'intégration et de transport égaux à ceux estimés pour 2015, tous appliqués également à l'ensemble du parc de production.

¹²⁰ L'année 2015, particulièrement froide, a entraîné l'achat d'énergie de court terme. Après normalisation climatique, non encore disponible au moment de la rédaction du présent rapport, cette proportion d'énergie éolienne serait plus élevée.

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Chapitre 5 : La filière éolienne en 2016

Au fil des premiers chapitres, le présent bilan a donné un état des lieux et une description du chemin parcouru au Québec dans le domaine de la production éolienne depuis le milieu des années 90. Ce faisant, il a dressé un portrait global de la situation actuelle, comme la voit Hydro-Québec à titre de responsable de la sécurité énergétique des Québécois quant à leur consommation d'électricité : surplus d'approvisionnements disponibles en énergie pour soutenir la demande interne, changement structurel de celle-ci, pression à la hausse de tous les nouveaux approvisionnements postpatrimoniaux sur les tarifs. Il a également résumé les impacts de la filière sur le système électrique, relativement limités à la pénétration actuelle. Il a enfin tenté d'estimer l'apport économique, social et environnemental du programme pour le Québec dans son ensemble.

Un bilan n'ayant de valeur que pour l'éclairage qu'il donne au futur, sur la base de l'évolution prévue du contexte global et de la technologie le présent et dernier chapitre propose, sans tenir compte des facteurs découlant des chapitres précédents pouvant influencer la suite du programme éolien québécois, des éléments supplémentaires orientés vers cet avenir auquel feront face Hydro-Québec et tous les exploitants de systèmes électriques.

5.1 L'intégration de l'éolien dans le monde

Après une période de plus de quinze années pendant lesquelles l'augmentation annuelle de la capacité de production éolienne se maintenait entre 24 % et 37 %, depuis 2010 cette croissance a légèrement ralenti, avec une moyenne d'environ 17 % par an de 2011 à 2015. La Figure 39 résume la croissance depuis 1995.

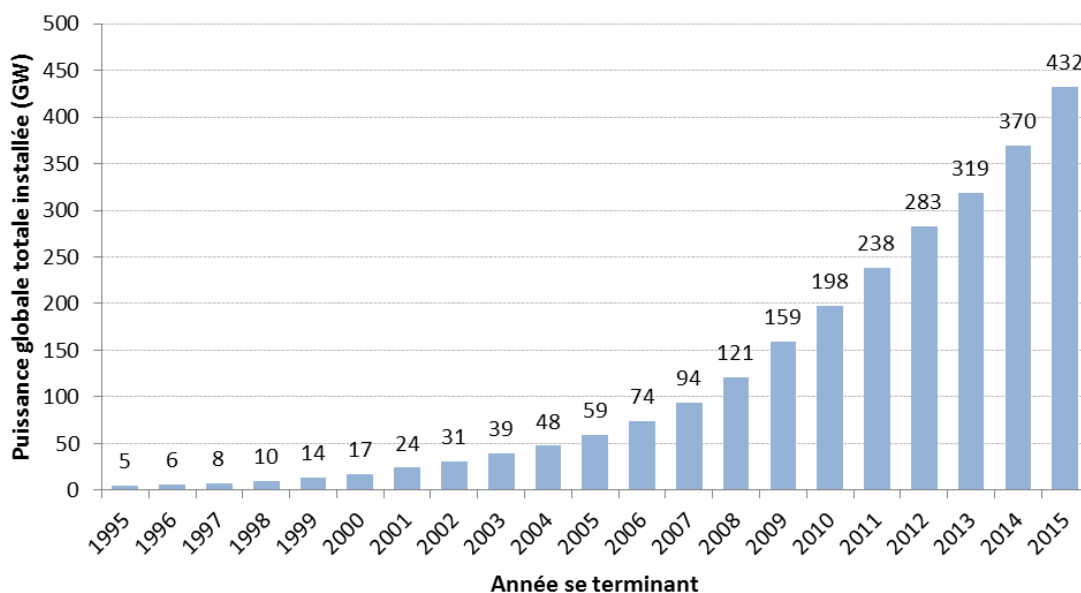


Figure 39 Évolution de la puissance mondiale installée de 1995 à 2015 [107]

À la fin 2015, la capacité éolienne totale installée dans le monde était de 432 GW, en augmentation de 17 % relativement à la fin 2014. Avec 145 GW et 27 % d'augmentation annuelle, la Chine est maintenant le joueur dominant du tableau, les États-Unis venant à sa suite avec 74 GW et 13 % d'augmentation en 2015. Pour leurs parts, l'Europe entière comptait 148 GW, en augmentation de 10 %, et le Canada 11,2 GW (+16 %). Avec ses 3 255 MW en fin d'année 2015, le Québec avait donc 29,1 % de la puissance installée au Canada, et 0,8 % de la puissance mondiale. L'Annexe D résume la situation globale actuelle, et canado-américaine en détail.

Autour du Québec, à la fin 2015 la production éolienne totale dans la première couronne¹²¹ des réseaux voisins était de 7 321 MW, en augmentation de 17 % depuis 2014. Elle était de 8 791 MW en ajoutant la seconde couronne du Nord-est américain¹²². Les réseaux limitrophes de celui d'Hydro-Québec font donc également face à une augmentation de la variabilité et de l'incertitude dans leurs systèmes respectifs. La même situation prévaut partout au Canada et aux États-Unis. La Figure 40 résume la puissance installée dans les deux pays, en fonction de la distance du Québec.

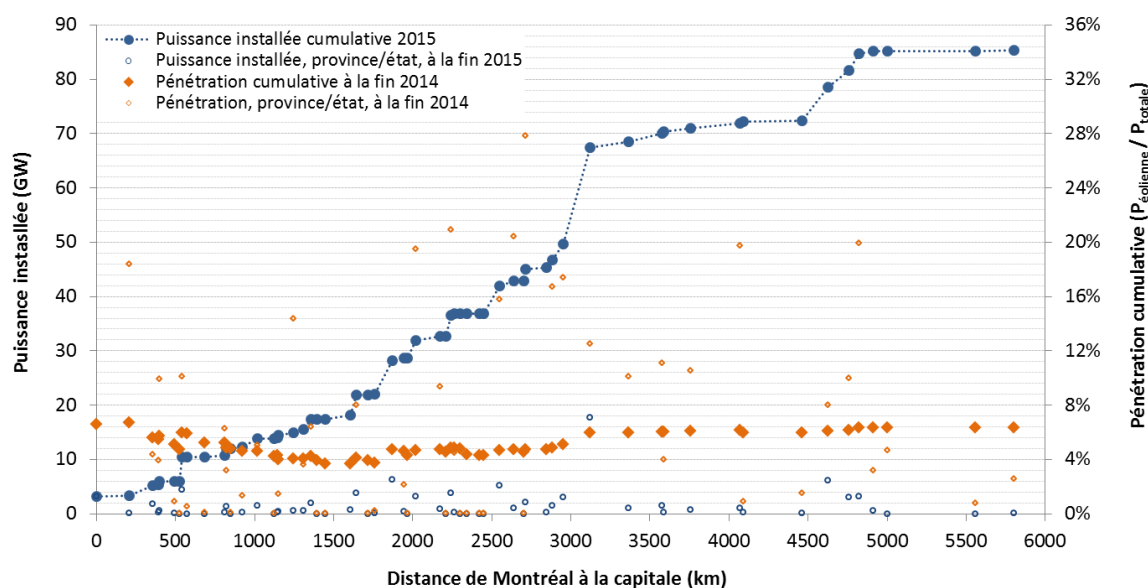


Figure 40 Puissance éolienne installée dans les provinces et états canado-américains, selon la distance entre Montréal et leurs capitales respectives¹²³

5.1.1 Les incitatifs aux productions éoliennes et autres renouvelables

L'augmentation constante de la pénétration éolienne depuis 1995 a été fortement liée à l'évolution des politiques environnementales dans la plupart des régions du globe. Les subventions directes à la production (ex. Canada), les crédits d'impôt sur la production (ex. É.-U.¹²⁴), les prix

¹²¹ Nouveau-Brunswick, Maine, New Hampshire, Vermont, New York, Ontario.

¹²² Massachusetts, Rhode Island, Connecticut, New Jersey, Pennsylvanie.

¹²³ Les distances sont celles des itinéraires routiers minimaux établies par maps.google.ca entre Montréal et les capitales. Le Nunavut (0 MW éoliens) est relié en ligne terrestre directe entre Montréal et la frontière du territoire avec le Manitoba. Les réseaux insulaires sont exclus (Terre-Neuve et Hawaï). Sources : US Energy Information Administration à www.eia.gov/electricity/state/ et Statistiques Canada à www5.statcan.gc.ca/subject-sujet/result-resultat?pid=1741&lang=fra&id=4012&more=0&type=ARRAY&pageNum=1.

¹²⁴ À cause du processus budgétaire américain nécessitant une approbation annuelle du programme, la *Production Tax Credit* (PTC) est entourée d'incertitude et de fluctuations dont l'impact passé sur l'installation annuelle de nouvelle production éolienne aux États-Unis

garantis d'achat (ex. Ontario, Allemagne) ou autres ont permis l'entrée massive sur le marché d'une production qui n'était pas encore tout à fait économiquement compétitive au départ. Certaines régions ont aussi favorisé une adaptation importante du système de transport électrique aux fins spécifiques d'intégration d'énergie renouvelable additionnelle dans leurs réseaux (ex. Texas¹²⁵), un élément freinant régulièrement l'essor de la filière dans des régions à haut potentiel éolien. À titre d'exemple, en 2012 le taux de plafonnement de la production éolienne en Chine a été d'environ 17 %, essentiellement à cause de l'insuffisance d'un réseau de transport ne se développant pas aussi rapidement que la capacité éolienne installée. Dans la foulée d'investissements important dans le réseau, ce taux a baissé à 11 % en 2013 [108].

Avec la diminution des coûts de production, les incitatifs directs tendent à diminuer, sans être encore éliminés. Ils sont souvent complétés ou remplacés par la mise en place de différents types de réglementation obligeant les services électriques à atteindre et maintenir une proportion renouvelable dans leur portfolio de production en en « socialisant » les coûts. Les états imposent ainsi le remplacement rapide d'une partie des sources polluantes d'électricité par des sources renouvelables (ex. Royaume-Uni, Suède, Italie)¹²⁶.

Tableau 11 Normes relatives au portefeuille renouvelable en vigueur chez les proches voisins du Québec [109],[110]

Province/État	Normes relatives au portefeuille renouvelable (% de l'énergie électrique vendue)
Connecticut	27 % en 2020
Maine	40 % de la production d'électricité en 2017 <i>Dont 2 000 MW éoliens en 2015, 3 000 MW en 2020 et 8 000 MW en 2030</i>
Massachusetts	Classe I : 15 % en 2020 et augmentation annuelle de 1 % ensuite Classe II : 5.5 % en 2015
New Hampshire	24,8 % de la production d'électricité en 2025
New Jersey	24.5 % en 2020
New York	29 % en 2015, 50 % en 2030 (actuellement en révision)
Nouveau-Brunswick	40 % en 2020
Nouvelle-Écosse	40 % en 2020
Pennsylvanie	18 % en 2020-2021
Rhode Island	14.5 % en 2019
Vermont	55 % en 2017, 75 % en 2032
Note : Le lecteur est invité à consulter la référence [109] pour le détail des exigences américaines qui comportent généralement des catégories et niveaux de production acceptés de différentes filières, dont l'éolien et la petite et grande hydroélectricité	

est éloquent quant à l'importance initiale des subventions étatiques sur l'essor de la filière.

Voir www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=8870

¹²⁵ Au Texas, un ambitieux programme de 7 MM\$_{us} visant le désengorgement du réseau à l'accès à ce dernier pour les projets d'énergie renouvelable, le *Competitive Renewable Energy Zones* ou CREZ, maintenant presque complété, a été adopté par la législature en 2005. Voir nawindpower.com/online/issues/NAW1307/FEAT_01_Nearly_Completed_CREZ_Lines_Unlock_Wind_Congestion.html.

¹²⁶ Le lecteur intéressé à la réglementation et au support étatique des énergies renouvelables trouvera un résumé de ces aspects et de multiples références sur le site du *Clean Energy Solutions Center* à cleanenergysolutions.org/.

Quant à ces normes relatives au portefeuille renouvelable (souvent nommées *Renewable Portfolio Standards*, ou RPS), en Amérique du Nord ce sont les provinces et états qui en sont les principaux acteurs. Deux provinces canadiennes et vingt-neuf états américains en ont en vigueur, dont plusieurs voisins du Québec, résumés au Tableau 11, et huit autres se sont donné des cibles similaires, mais non contraignantes.

Au sud de la frontière, les normes relatives au portefeuille renouvelable sont également toujours assorties de divers incitatifs généralement liés à des certificats d'énergie verte (*Tradable Renewable Energy Certificates – TREC*), un système d'allocation d'attributs environnementaux valorisables¹²⁷, ou d'autres mécanismes connexes¹²⁸.

5.1.2 Le financement des projets éoliens en 2016

De simples prêts bancaires qui supportaient les premières centrales éoliennes, le mode de financement de ce déploiement massif de la filière se fait maintenant par une large panoplie de leviers, et profite largement de la demande rapidement croissante pour des « certificats verts » (*Green Bonds*) par les investisseurs [111]. Plusieurs grandes sociétés du secteur de l'électricité investissent directement une part de capitaux propres dans des centrales que des filiales dédiées aux énergies renouvelables exploitent (par exemple *NextEra Energy*, *EDF Énergies nouvelles*, *E.on SE*, *Enel*, *Statkraft*). Certains manufacturiers éoliens financent également des projets, à travers leur propre groupe (*GE*, *Siemens*). Enfin, les grandes banques (par exemple *Santander*, *Rabobank*, *HSBC*) maintiennent toutes une présence très importante, mais le font maintenant par une approche globale d'investissements en énergies renouvelables, accompagnées par les grands gestionnaires de fonds institutionnels mondiaux de pension et d'assurance, qui acquièrent au passage des participations dans des sociétés d'exploitation de centrales éoliennes¹²⁹. À cet égard, il est d'intérêt de noter que la Caisse de dépôt et placement du Québec a participé au financement de plus de 5 400 MW éoliens par l'entremise de sa participation dans la société *Invenergy*, et qu'elle est une actionnaire majeure de la plus grande centrale éolienne en mer au monde, la *London Array*¹³⁰. Au total, il est estimé qu'en 2014 seulement 99,5 milliards de dollars américains ont été investis globalement en éolien [111],[38].

5.1.3 Les prévisions d'augmentation de la pénétration éolienne

Quant à l'avenir, dans son résumé de l'édition 2015 du « *World Energy Outlook* » [112] l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit que d'ici 2040

« [...] la part du charbon au sein du mix électrique mondial chute de 41 % à 30 %, les énergies renouvelables hors hydroélectricité augmentent en proportion, tandis que le gaz, le nucléaire et l'hydroélectricité conservent dans l'ensemble leur part actuelle. À l'horizon 2040, les énergies renouvelables représentent 50 % de la production d'électricité dans l'UE, environ 30 % en Chine et au Japon, et plus de 25 % aux États-Unis et en Inde [...] »

¹²⁷ Le lecteur intéressé trouvera de l'information entre autres sous www.epa.gov/greenpower/green-power-markets

¹²⁸ À titre d'exemple, le gouvernement du Massachusetts offre un support direct aux productions renouvelables, par exemple à hauteur de 67,07\$_{US}/MWh en 2015 pour celles dites de Classe I. Voir www.mass.gov/eea/energy-utilities-clean-tech/renewable-energy/rps-aps/retail-electric-supplier-compliance/alternative-compliance-payment-rates.html

¹²⁹ Le lecteur intéressé trouvera plus de détails dans about.bnef.com/presentations/2015-league-tables-clean-energy-and-energy-smart-technologies/.

¹³⁰ Voir cdpq.com/fr/nouvelles-medias/communiques/caisse-etablit-une-presence-strategique-en-inde

De son côté, sur la base des chiffres de 2013, le *Global Wind Energy Council* (GWEC) établissait trois scénarios de développement de la production éolienne, le plus conservateur s'appuyant sur le scénario de référence de l'AIÉ, y ajoutant l'intégration de nouvelles réglementations toujours en discussion. Il s'avère que dès 2015, avec le 432 GW d'installation globale avérée, le scénario le plus agressif prévoyant 420 GW en fin d'année était dépassé [107]. Le même scénario prévoit plus de 800 GW de production éolienne installée mondialement dès 2020, dont près de 174 GW en Amérique du Nord, et 400 GW en 2030 sur ce continent seulement.

Au début 2016, à l'échelle mondiale la filière éolienne et l'ensemble des moyens de production d'énergie renouvelable se trouvent donc en situation d'essor rapide et continu, et ce chez les voisins immédiats du Québec également. Afin de soutenir ce rythme, l'industrie éolienne et les réseaux électriques qui l'intègrent font face à plusieurs défis et opportunités.

5.2 L'évolution de la technologie et des coûts de la production éolienne

Malgré plusieurs décennies d'essor rapide et continu de la filière éolienne, le domaine de la recherche et du développement entourant cette production est toujours en bouillonnement. Plusieurs aspects continuent à faire l'objet d'efforts continus : augmentation de la productivité des turbines et baisse du coût des équipements et de l'exploitation sont toujours sous-jacentes, et montrent toujours un potentiel d'amélioration marquée, sur lequel s'appuient les prévisions d'augmentation de la pénétration. De plus, tout en exigeant des manufacturiers éoliens que leurs équipements respectent des exigences de plus en plus semblables à celles des autres moyens de production, les grands réseaux électriques modifient leurs exigences, mais également leurs processus pour s'adapter à l'injection de puissance variable dans leurs systèmes. L'émergence et la coordination du « réseau intelligent » accompagnent naturellement ce virage vers un système électrique exploité de façon plus dynamique, ce qui favorise l'intégration harmonieuse des productions renouvelables variables.

En 2013, l'Agence Internationale de l'Énergie publiait une mise à jour de sa « carte routière technologique » en énergie éolienne jusqu'à l'horizon 2050 [114]. Bien qu'on y mentionne qu'aucune barrière fondamentale n'empêchera l'essor attendu de la filière éolienne, on y observe que, pour ne pas ralentir la cadence tout en maintenant la grande fiabilité des réseaux, il faut entre autres :

- Une R ET D intensive entraînant une baisse de 25 % du coût de l'énergie éolienne pour les centrales sur terre, et de 45 % pour celles en mer : design, matériaux, fabrication, fiabilité, optimisation de la performance et réduction de l'incertitude quant à la productivité des sites ;
- Des améliorations importantes aux infrastructures de réseaux¹³¹, à la flexibilité du système électrique et au fonctionnement des marchés d'électricité ;
- Des améliorations aux techniques d'évaluation, de réduction et d'atténuation des impacts et des risques sociaux et environnementaux, et une communication plus vigoureuse de la valeur de l'énergie éolienne et du rôle du transport électrique pour atteindre les objectifs climatiques et environnementaux.

¹³¹ Soulignements de l'auteur

Plusieurs recommandations d'actions portant sur tous les aspects sociaux, environnementaux et économiques du dossier en découlent, dont :

1. Quant au coût de l'énergie et aux projets de centrales
 - a. Fixer des objectifs à long terme et soutenus par des mécanismes prévisibles pour faciliter le financement
 - b. Alléger les processus d'autorisation tout en faisant une planification intégrée et globale des infrastructures avec l'implication de toutes les parties prenantes ;
 - c. Renforcer la recherche et le développement pour entraîner des réductions de coûts des turbines et des structures de soutien et pour augmenter leurs performances et leur fiabilité ;
 - d. Adapter la conception des installations aux conditions spécifiques locales (par exemple au climat froid et aux faibles vents)¹³² ;
 - e. Diminuer les coûts de raccordement au réseau.
2. Quant au coût d'exploitation et d'intégration au système
 - a. Accroître la flexibilité du système de production, en utilisant les services auxiliaires de tous, incluant de l'éolien ;
 - b. Améliorer les processus de planification et d'approbation d'infrastructures de transport à travers de grandes régions ;
 - c. Gérer dynamiquement la production et la demande et moderniser les procédures d'exploitation du réseau, par exemple par une coordination de l'équilibrage sur de grands territoires et par des mises à jour rapides de la programmation et de l'engagement des groupes ;
 - d. Élargir la portée des marchés de l'électricité et les améliorer en adaptant leur fonctionnement aux productions variables.

Les mêmes recommandations se retrouvent largement dans la littérature et dans les discussions de divers groupes de travail en intégration de l'éolien aux systèmes électriques. Plusieurs aspects du premier point (1) ci-haut interpellent particulièrement les instances politiques et les manufacturiers éoliens. Mais les exploitants de systèmes électriques et les organismes de réglementation sont au centre des recommandations du second (2).

Entre les deux, une discussion continue est nécessaire, de sorte à toujours augmenter la compatibilité des technologies éoliennes avec celles des systèmes électriques, jusqu'au point où les turbines, centrales ou grappes de centrales pourront en coordination participer aux services complémentaires de support au réseau. À cet égard, en 2014, l'*Association européenne d'énergie éolienne* (EWEA) a publié un rapport résumant les cibles de ce domaine qui restent encore largement à développer [115]. Incidemment, les outils de modélisation et de simulation de réseau

¹³² À cet égard entre autres, le *TechnoCentre Éolien* basé à Gaspé et le *Laboratoire de recherche sur l'aérodynamique des éoliennes en milieu nordique* positionnent le Québec comme un chef de file. Voir par exemple « *Le turbinier allemand Senvion choisit le TechnoCentre éolien pour optimiser la production de ses éoliennes en conditions givrantes* » sous www.eolien.qc.ca/fr/publications/ et www.etsmtl.ca/Unites-de-recherche/AEMN/Accueil

développés par l'IREQ et Hydro-Québec sont à même d'attaquer rigoureusement les défis sous-jacents : contrôle de tension, de fréquence, résonances sous-synchrones, etc., sur la base d'exigences de raccordement que le Transporteur a grandement contribué à faire évoluer spécifiquement pour l'intégration de la nouvelle filière, et ce dès le début du programme éolien.

Un point clé de l'intégration de production éolienne variable, et maintenant de la production solaire, autant à l'intérieur des zones de contrôles électriques qu'entre elles, est donc également le développement coordonné du réseau de transport électrique et l'évolution du marché de l'énergie. À cet égard, au niveau technique Hydro-Québec participe activement aux études d'intégration, telle l'*Étude pancanadienne d'intégration de l'éolien*¹³³ actuellement en cours sous la gouverne de l'*Association Canadienne de l'Énergie Éolienne*, et continuera à le faire. Les résultats de ces études serviront de balises aux organismes règlementaires qui encadrent ces aspects.

Enfin, continuant le travail qu'elle a fait pour intégrer les 3 710,7 MW actuellement engagés, Hydro-Québec s'assure de participer au virage en cours vers une gestion plus dynamique de la variabilité et des incertitudes dans son système électrique, dont la mise en œuvre se fera entre autres par le déploiement de l'approche dite de « réseau intelligent », la prochaine étape-clé de l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique [116],[117].

En 2014, l'Agence Internationale de l'Énergie a publié le document « *The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems* » [118] résumant l'état des lieux et émettant des recommandations concrètes visant une intégration fiable et efficace des énergies renouvelables variables. Basé entre autres sur les travaux du « *Task 25 - Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power* »¹³⁴, auquel Hydro-Québec et l'IREQ participent activement, le document offre une vue d'ensemble des défis actuels auxquels font face les exploitants de réseaux électriques et la communauté scientifique les soutenant. Le lecteur intéressé à étudier plus en détail le domaine de l'intégration de l'énergie éolienne aux systèmes électriques y trouvera une mine de renseignements supplémentaires et de chemins à explorer.

Aujourd'hui, dans plusieurs marchés la production éolienne est donc compétitive, ou proche de l'être, relativement aux nouvelles installations de moyens de production classiques, et elle tend à encore s'améliorer à cet égard. Elle est en cela suivie de près par la production solaire, qui devient rapidement un incontournable. Mais de grands défis restent à être relevés pour maximiser la valeur de toutes les ressources en maintenant la fiabilité du système électrique.

Par exemple, comme cela a été largement mentionné plus haut, un élément important de l'intégration de l'éolien est la flexibilité du système qui l'accueille. Or toutes les zones de contrôle ne disposent pas du même niveau interne d'adaptabilité aux fluctuations et incertitudes, ce qui limite leur capacité intrinsèque d'intégration économique de production renouvelable variable. Or lorsque ces filières de production variables sont combinées à l'hydroélectricité flexible, une solution entièrement renouvelable est possible et économiquement viable. Hydro-Québec est donc en position enviable à cet égard dans le nord-est de l'Amérique. Pour en tirer parti, le marché doit cependant évoluer.

¹³³ Note 107 : Effort en cours, coordonné par l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne, www.rncan.gc.ca/energie/financement/programmes-financement-actuels/iei/16635, déjà cité.

¹³⁴ L'un des groupes de travail de l'entente de mise en œuvre de système d'énergie éolienne (*Wind Energy Systems Implementing Agreement*). Voir www.ieawind.org/task_25.html, déjà cité.

5.3 L'évolution des marchés en présence de production variable

Au cours des dernières décennies, tout en permettant des échanges d'énergie, le développement des marchés énergétiques et l'interconnexion des réseaux entre eux a déjà permis à des systèmes voisins de « s'appuyer » l'un sur l'autre, la variabilité globale diminuant et la flexibilité commune augmentant¹³⁵. C'est ainsi que, par exemple, à l'extrême le Danemark a pu atteindre des pointes instantanées de production éolienne dépassant sa demande intérieure. Pour y arriver, les marchés court terme doivent cependant évoluer vers des temps de réponse très rapides, assortis de signaux de prix suivant les fluctuations. Et ces services de support ayant une valeur, des « produits » de support formel doivent être créés de façon à valoriser la flexibilité d'un système offerte à ses voisins [118]¹³⁶.

D'autre part, la plupart des juridictions américaines étudient actuellement les moyens à leur portée pour respecter leurs exigences de production électrique renouvelable telles celles du Tableau 11. L'achat d'énergie et de « services d'équilibrage » de leurs propres productions variables, incluant ceux fournis par la grande hydro canadienne, fait partie des scénarios étudiés [120]. À titre d'exemple, le 25 février 2015 le Connecticut, le Massachusetts et le Rhode Island ont lancé un appel de propositions découlant de ce processus [121]. Or avec ses grands réservoirs et sa production hydroélectrique très flexible, Hydro-Québec dispose de moyens pouvant répondre très efficacement aux services qui y sont requis. Au moment où s'écrivent ces lignes, le Producteur annonce son intention d'y répondre en partenariat avec un producteur éolien du Vermont. Sans être un service d'équilibrage, l'offre garantirait à l'acquéreur un niveau de puissance horaire relativement constant par le truchement d'engagements de marché « *day ahead* » complétant la production éolienne prévue. La structure des marchés du Nord-est américain et les produits qui y sont offerts doivent cependant évoluer pour permettre un réel équilibrage des fluctuations rapides et des erreurs de prévision¹³⁷.

Encore ici, avec son système très flexible et les outils de gestion qu'elle a développés, en s'adaptant à sa nouvelle réalité et à celle des réseaux l'entourant, Hydro-Québec peut aujourd'hui se positionner favorablement dans son marché en évolution. Le programme éolien a participé à ce virage en cours.

¹³⁵ Certaines limitations s'appliquent au cas du Québec, son réseau électrique n'étant pas synchronisé avec ceux de ses voisins.

¹³⁶ Le site de la consultation 2015 de la commission européenne visant un nouveau design du marché de l'énergie peut aussi être consulté à ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design

¹³⁷ Le 28 janvier 2016, la soumission conjointe de *Eversource Energy* et Hydro-Québec a finalement été déposée, offrant 400 MW de production hydro-éolienne à la Nouvelle-Angleterre, en complément du projet d'interconnexion *Northern Pass Transmission*. Voir nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/973/des-solutions-en-matiere-denergie-propre-pour-la-nouvelle-angleterre-une-reponse-a-un-appel-de-propositions-de-trois-etats-table-sur-la-participation-dhydro-quebec/.

Conclusion

Le présent bilan a d'abord résumé le contexte ayant mené au démarrage du programme éolien québécois : aspects politiques, sociaux, environnementaux et énergétiques. Il a ensuite abordé en détail la façon par laquelle il a été mis en branle puis mené jusqu'à l'intégration actuellement engagée de plus de 3 700 MW de puissance éolienne dans le système électrique québécois : encadrement et gouvernance, appels d'offres et leurs résultats, création d'une industrie locale, impacts économiques, sociaux, environnementaux. Ont ensuite été abordés les aspects techniques de l'intégration au système électrique sous l'éclairage du maintien efficace de la fiabilité : caractérisation de la production et de la demande nette, planification à long terme, exploitation en présence de production variable et adaptations requises aux réserves, provisions et autres services complémentaires. Enfin, l'évolution récente du contexte énergétique a été esquissée, en appuyant sur la part de la production éolienne dans celle-ci, puis quelques éléments éclairant l'avenir ont été résumés.

Globalement, il ressort de l'ensemble que le programme éolien est un succès quant au processus d'approvisionnement : rigueur et transparence, nombre de soumissions déposées et compétitivité des offres. Comme cela était attendu, une industrie locale de fabrication, construction et installation a également vu le jour, en lien avec la capacité éolienne à développer, mais toujours largement dépendante du carnet de commandes à l'interne du Québec. L'essor d'une industrie de service nécessaire à l'exploitation des centrales, de moindre ampleur, a suivi, le tout entraînant des activités indirectes et induites évidentes, mais difficiles à bien quantifier sans l'apport de toutes les parties prenantes. Quant aux impacts techniques de la production éolienne sur le système électrique, ils sont à ce jour limités, grâce à l'utilisation de la grande flexibilité de la production hydroélectrique telle que structurée dans l'entente d'intégration. Il ressort d'autre part de cela que, surtout en présence d'un surplus d'approvisionnements disponibles pour soutenir la demande interne du Québec, et du fait que la filière est dominante dans les approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur tous plus coûteux que ne l'est la « base patrimoniale », l'éolien participe de façon importante à la pression à la hausse sur les tarifs d'électricité, malgré que son coût soit maintenant compétitif avec celui des nouvelles productions « classiques ».

Au début de l'année 2016, la filière éolienne occupe donc au Québec une place importante, en complémentarité avec celle dominante de l'hydroélectricité. Elle occupe également une place grandissante chez nos voisins et partout dans le monde. Avec en main une grande expertise et des outils de pointe qu'elle a développés pour intégrer efficacement dans son système la production éolienne ou toute autre source de variabilité et d'incertitude, Hydro-Québec est en bonne position pour explorer les scénarios de développement qui s'offrent à elle. Assis sur une mine de ressources renouvelables, flexibles et complémentaires, le système électrique québécois possède des atouts dont il faut maximiser les retombées, à l'interne et sur le marché l'entourant.

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Références

Le présent document réfère autant que faire se peut à des informations publiques et, lorsque possible, fournit le lien internet pour y accéder. Tous ces liens étaient actifs et les documents en références ont été consultés entre le 1^{er} novembre 2015 et le 15 janvier 2016, sauf pour la référence [101], consultée le 22 février 2016, et [109], consultée le 24 mars 2016.

- [1] Global Wind Energy Council (2007) « *Global Wind 2006 Report* », gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/gwec-2006_final_01.pdf
- [2] Saulnier B., Reid R. (2009) « *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique* », ISBN 978-2-89544-145-8, Éditions Multimondes
- [3] Hydro-Québec (1996) « *Rapport annuel 1995* », ISBN 2-550-25747-2
- [4] Saulnier, B. (2001) « *Pourquoi un Programme Corporatif en Éolien ?* », présentation interne, DPRD, Hydro-Québec
- [5] Gouvernement du Québec (1996) « *Pour un Québec efficace – Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie* », ISBN-2-550-30044-0, www.politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2014/12/Rapport-consultation-Energie-1996.pdf
- [6] Gouvernement du Québec (1996) « *L'énergie au service du Québec – Une perspective de développement durable* », ISBN-2-550-30832-8, www.politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2014/12/Strategie-Energie-1996.pdf
- [7] FERC (1996) « *Order No. 888* », www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp
- [8] Gouvernement du Québec (1996) « *Loi sur la Régie de l'énergie* », www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/R_6_01/R6_01.html
- [9] Gouvernement du Québec (2000) « *Projet de loi n° 116 - Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* », www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2000C22F.PDF
- [10] Gouvernement du Québec (2003) « *L'énergie au Québec – Édition 2002* », ISBN 2-550-40325-8, www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/energie/energie-au-quebec-2002.pdf
- [11] Hydro-Québec (2001) « *De plus en plus - Rapport annuel 2000* », ISBN 2-550-37120-8
- [12] Hydro-Québec Distribution (2007) « *Plan d'approvisionnement 2008-2017 annexes* », Régie de l'Énergie, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/Requete3648/B-1-HQD-01-02_3648_01nov07.pdf

- [13] Hydro-Québec Distribution (2001) « *HQD-2 - Plan d'approvisionnement pour le réseau intégré* », Régie de l'Énergie, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/mainRequete3470.htm
- [14] Gouvernement du Québec, « *Loi sur Hydro-Québec* », chapitre H-5, article 22, www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/H_5/H_5.html
- [15] Gouvernement du Québec (2001) « *Décret 1277-2001* », Gazette officielle du Québec, 14 novembre 2001, 133^e année, N^o 46, www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=37151.pdf
- [16] Gouvernement du Québec (2004) « *Décret 1070-2004* », Gazette officielle du Québec, 1^{er} décembre 2004, 136^e année, N^o 48, www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=43420.PDF
- [17] Hydro-Québec (2002) « *Une énergie continue - Rapport annuel 2001* », ISBN 2550-38920-4, www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQD2001/HQD-3doc1_hydro2001fr_complet.pdf
- [18] Institut de la statistique du Québec (2015) « *Données annuelles - Principaux indicateurs économiques* », en ligne, www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/economie/indicateurs-annuels.pdf
- [19] Régie de l'énergie du Québec (1998) « *La place de l'énergie éolienne au Québec : document de réflexion* », www.regie-energie.qc.ca/audiences/3395-97/audi-4_c.htm
- [20] Régie de l'énergie du Québec (1998) « *Avis de la Régie de l'Énergie au Ministre d'État des Ressources Naturelles concernant la place de l'énergie éolienne dans le portefeuille énergétique du Québec* », A-98-02 R-3395-97, www.regie-energie.qc.ca/audiences/4_avis/a-98-02.pdf
- [21] Hydro-Québec Distribution (2001) « *Approvisionnements additionnels et stratégie proposée* », requête R-3470-2001, HQD-2, Document 3, Régie de l'énergie du Québec, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/Requete3470/3470_HQD-2doc3.pdf
- [22] Hydro-Québec Distribution (2002) « *Requête en modification du plan d'approvisionnement 2002-2011 du distributeur pour la période 2006-2007* », www.regie-energie.qc.ca/audiences/3470-01/Requete3470/Requete3470-01mars02.pdf
- [23] Régie de l'énergie du Québec (2003) « *Décision - Demande du Distributeur concernant l'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2002-01* », D-2003-159, www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2003-159.pdf
- [24] Global Wind Energy Council (2007) « *Global Wind Report – Annual Market Update 2014* », www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR.pdf

- [25] Ensemble des décrets du programme éolien du gouvernement du Québec, tirés de la Gazette officielle du Québec. Sauf exception *, sous [www.mern.gouv.qc.ca/publications/publications/lois/\(Nom du document\)](http://www.mern.gouv.qc.ca/publications/publications/lois/(Nom%20du%20document))

Date	Décret	Vol. No.	Nom du document
27 novembre 2002	1399-2002	134 ^e année, N ^o 50	D-1399-2002.pdf
19 mars 2003	352-2003	135 ^e année, N ^o 12	D-352-2003.pdf
19 mars 2003	353-2003	135 ^e année, N ^o 12	D-353-2003.pdf
12 octobre 2005	926-2005	137 ^e année, N ^o 41B	D-926-2005.pdf
12 octobre 2005	927-2005	137 ^e année, N ^o 41B	D-927-2005.pdf
27 octobre 2005	1016-2005	137 ^e année, N ^o 45	D-1016-2005.pdf
8 février 2007	96-2007	139 ^e année, N ^o 9	Decret 96-2007 8fev07.pdf
27 juin 2007	548-2007	139 ^e année, N ^o 28	D-548-2007.pdf
29 octobre 2008	1043-2008	140 ^e année, N ^o 46	D-1043-2008.pdf
29 octobre 2008	1044-2008	140 ^e année, N ^o 46	D-1044-2008.pdf
29 octobre 2008	1045-2008	140 ^e année, N ^o 46	D-1045-2008.pdf
29 octobre 2008	1046-2008	140 ^e année, N ^o 46	D-1046-2008.pdf
4 mars 2009	179-2009	141 ^e année, N ^o 11	D-179-2009.pdf
4 mars 2009	180-2009	141 ^e année, N ^o 11	D-180-2009.pdf
29 avril 2009	520-2009	141 ^e année, N ^o 17A	D-520-2009.pdf
29 avril 2009	521-2009	141 ^e année, N ^o 17A	D-521-2009.pdf
26 janvier 2010	67-2010	142 ^e année, N ^o 7	*D-67-2010.pdf
26 janvier 2010	68-2010	142 ^e année, N ^o 7	*D-68-2010.pdf
2 juin 2010	468-2010	142 ^e année, N ^o 23	*D-468-2010.pdf
2 juin 2010	469-2010	142 ^e année, N ^o 23	*D-469-2010.pdf
6 novembre 2013	1049-2013	145 ^e année, N ^o 46A	D-1149-2013.pdf
6 novembre 2013	1050-2013	145 ^e année, N ^o 46A	D-1150-2013.pdf
26 février 2014	191-2014	146 ^e année, N ^o 12	*61202.pdf

- [26] Régie de l'énergie (2004) « *Avis de la Régie de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît* », A-2004-01, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/index3526.html
- [27] Hélimax Énergie Inc. et AWS Truwind, LLC (2005) « *Inventaire du potentiel éolien exploitable du Québec* », www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/eolien/vent_inventaire_inventaire_2005.pdf
- [28] RSW Inc. (2005) « *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* », www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/eolien/vent_inventaire_evaluation_2005.pdf

- [29] Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs (2004) « *Le secteur énergétique au Québec - Contexte, enjeux et questionnements* », ISBN 2-550-43356-4, www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie-2004.pdf
- [30] Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (2006) « *L'énergie pour construire le Québec de demain* », ISBN 2-550-46951-8, www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf
- [31] Hydro-Québec Distribution (2003) « *Électricité produite à partir d'éoliennes totalisant 1000 MW de puissance installée* », 2003/05/12 et addendas 1 et 2 ultérieurs
- [32] Hydro-Québec Distribution (2005) « *Électricité produite à partir d'éoliennes totalisant 2000 MW de puissance installée* », 2005/10/31 et addendas 1 à 9 ultérieurs, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-A-0031-DDR-AUTRE-2011_05_18.pdf
- [33] Hydro-Québec Distribution (2009) « *Électricité produite à partir d'éoliennes totalisant 500 MW répartis comme suit : bloc de 250 MW issu de projets autochtones et bloc de 250 MW issu de projets communautaires* », 2009/04/30 et addendas 1 à 8 ultérieurs, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/106/DocPrj/R-3827-2012-B-0049-DDR-AUTRE-2013_01_11.pdf
- [34] Hydro-Québec Distribution (2013) « *Électricité produite à partir d'éoliennes totalisant 450 MW* », 2013/12/18 et addendas 1 à 3 ultérieurs, www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ao-201301/pdf/doc-appel-offres-consolide-22oct2014.pdf
- [35] Lewis, J. et Wiser, R. (2005) « *Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms* », Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-59116, emp.lbl.gov/sites/all/files/report-lbnl-59116.pdf
- [36] Bailey, D., (2015) « *Analysis : As construction boom ends, manufacturers look elsewhere* », Wind Power Monthly, décembre 2015, volume 31, No 12 www.windpowermonthly.com/article/1373501/analysis-construction-boom-ends-manufacturers-look-elsewhere?utm_source=hootsuite
- [37] Kuntze, J.-C. et Moerenhout, T. (2013) « *Local Content Requirements And The Renewable Energy Industry - A Good Match?* », International Centre for Trade and Sustainable Development, www.ictsd.org/sites/default/files/research/2013/06/local-content-requirements-and-the-renewable-energy-industry-a-good-match.pdf
- [38] World Economic Forum (2011) « *Green Investing 2011 - Reducing the Cost of Financing* » REF: 200311, www3.weforum.org/docs/WEF_IV_GreenInvesting_Report_2011.pdf
- [39] Krohn, S. et al. (2009) « *The Economics of Wind Energy* », European Wind Energy Association report, www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf

- [40] IRENA (2012) « *Renewable energy technologies: cost analysis series – Wind power* », Volume 1 : Power sector, issue 5/5, www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf
- [41] U.S. Department of Energy (2015) « *2014 Wind Technologies Market Report* », DOE/GO-102015-4702, energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/2014-Wind-Technologies-Market-Report-8.7.pdf
- [42] Hydro-Québec Distribution (2015) « *Approvisionnement en électricité* », HQD-6, document 1, Régie de l'Énergie R-3933-2015, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/317/DocPrj/R-3933-2015-B-0023-Demande-Piece-2015_07_30.pdf
- [43] Merrimack Energy Group Inc. (2005) « *The Competitive Cost of Wind Power* », Régie de l'énergie, demande R-3569-2005, HQD-2 document 4, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3515-03/Requete3515/HQD-2_Doc4_20juin03.pdf
- [44] Merrimack Energy Group Inc. (2008) « *Assessment of Hydro-Quebec Distribution's Call for Tenders Process for the Purchase of Wind-Generated Electricity for a Total of 2,000 MW of Installed Capacity* », Régie de l'énergie, demande R-3676-2008, en liasse, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3676-08/Requete_3676-08/B-1_HQD_MerrimackEnergy_3676_29juil08.pdf
- [45] Merrimack Energy Group Inc. (2011) « *The Competitive Cost of Smaller-Scale Wind Power* », Régie de l'énergie, demande R-3774-2011, HQD-2 document 1, annexe 4, en liasse, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/39/DocPrj/R-3774-2011-B-0022-DEMANDE-ANNEXE-2011_07_26.pdf
- [46] Merrimack Energy Group Inc. (2015) « *The Competitive Cost of Wind Power – Final Report* », Régie de l'énergie, demande R-3920-2015, HQD-2 document 2, en liasse, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/297/DocPrj/R-3920-2015-B-0009-Demande-Piece-2015_02_17.pdf
- [47] Merrimack Energy Group Inc. (2015) « *Assessment of Hydro-Quebec Distribution's Call for Tenders Process for Wind-Generated Electricity For a Total of 450 MW of Installed Capacity* », Régie de l'énergie, demande R-3920-2015, HQD-2 document 3, en liasse, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/297/DocPrj/R-3920-2015-B-0010-Demande-Piece-2015_02_17.pdf
- [48] Documents consultés concernant l'ensemble des dossiers environnementaux du programme éolien déposés au BAPE, sous [www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/\(sous le dossier\)](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/(sous%20le%20dossier))

Centrale	Sous le dossier	Documents consultés
Anse-à-Valleau	eole-valleau-sables	PR3.1a.pdf, bape217.pdf
Baie-des-Sables	eole-valleau-sables	PR3.1b.pdf, bape217.pdf
Carleton	eole_carleton	bape238.pdf
Côte-de-Beaupré	eole_cote-de-beaupre	bape306.pdf

Centrale	Sous le dossier	Documents consultés
De l'Érable	eole-mrc-erable	bape267.pdf
Des Moulins	Eole_Des-Moulins	bape264.pdf
Des Moulins 2	eole_des-moulins_phase2	PR3.1.pdf
Frampton	eole_frampton	PR3.1.pdf
Gros Morne (phases 1 et 2)	eole-gros-morne-montagne-sèche	bape255.pdf
La Mitis	eole la mitis	PR3.1_annexeE
Lac Alfred	eole-lac-alfred	PR3.1.pdf
Le Granit	eole du granit	PR3.1.pdf
Le Plateau	Eole Le Plateau	PR3.1.pdf, PR3.3.pdf
Le Plateau 2	eole le plateau 2	PR3.1.pdf
Massif du Sud	eole massif du sud	Bape276.pdf, DA15.pdf
Mesgi'g Ugju's'n	eole mesgig-ugjusn	PR3.1.pdf
Mont Ste-Marguerite	eole mont-sainte-marguerite	DA8.pdf, DA12.pdf, DA16.pdf
Montagne Sèche	eole-gros-morne-montagne-sèche	bape255.pdf
Montréal	eole-monteregie	PR3.1.pdf
Mont-Louis	eole Mont-Louis	PR3.1_partie1de3.pdf, PR3.1_partie2de3.pdf, PR3.1_partie3de3.pdf, PR3.2_Annexe6_1de5.pdf, PR3.2_Annexe6_2de5.pdf
Mont-Rothery	eole mont-rothery	PR3.1.pdf
New Richmond	eole-new-richmond	PR3.4.pdf, bape269.pdf
Nicolas-Riou	eole nicolas-riou	PR3.1.pdf, PR3.4.pdf, DA24.pdf
Pierre de Saurel	eole pierre-de saurel	bape310.pdf
Rivière du Moulin (phases 1 et 2)	eole riviere-du-moulin	bape288.pdf
Roncevaux	eole roncevaux	PR3.3.pdf
Seigneurie de Beaupré #2	Seigneurie Beaupre	PR3.1,partie1de2.pdf, PR3.3,partie1de4.pdf
Seigneurie de Beaupré #3	Seigneurie Beaupre	PR3.1,partie1de2.pdf, PR3.3,partie1de4.pdf
Seigneurie de Beaupré #4	eole seigneurie-beaupre-4	bape290.pdf
St-Cyprien	eole saint-cyprien	bape318.pdf
St-Damase	eole saint-damase	PR3.1.pdf
St-Philémon	eole saint-philemon	PR3.1.pdf
St-Robert-Bellarmin	eole saint-robert-bellarmin	bape272.pdf
St-Ulric - St-Léandre	eole ulric leandre	bape231.pdf, PR3-1.pdf, DA22.pdf

Centrale	Sous le dossier	Documents consultés
Témiscouata	eole_temiscouata	PR3.1_partie1.pdf
Témiscouata 2	eole_temiscouata_2	PR3.1.pdf
Val-Éo	eole_belle-riviere	PR3.1.pdf
Vents du Kempt	eole_vents-du-kempt	PR3.1.pdf, PR3.2_annexeD1.pdf, PR3.2_annexeD3.pdf
Viger-Denonville	eole_viger-denonville	PR3.1.pdf

[49] Documents consultés concernant les projets de raccordement des centrales éoliennes par le Transporteur et déposés à la Régie de l'énergie sous <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/TermElecTransInv.html>

Audience	Dossier	Documents consultés
R-3560-2005	Demande d'autorisation du Transporteur afin de construire les immeubles et actifs requis pour la réalisation du projet visant la mise à niveau du réseau régional Matapédia dans le cadre de l'intégration des éoliennes	HQT-6, Document 1, Annexe A
R-3631-2007	Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour l'intégration des parcs éoliens au réseau régional de transport Matapédia	HQT-6, Document 1 HQT-6, Document 1, Annexe A
R-3742-2010 Phase 1	Projet du Transporteur d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec	HQT-1, Document 1 HQT-1, Document 1, Annexes 9
R-3742-2010 Phase 2	Projet du Transporteur d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec	HQT-1, Document 1 HQT-1, Document 1, Annexe 3
R-3836-2013	Demande d'autorisation relative au projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02 au réseau de transport	HQT-1, Document 1
R-3926-2015	Demande du Transporteur relative au projet d'intégration du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (Rivière-Nouvelle)	HQT-1, Document 1, annexe 7, (révision 2015-07-10)

- [50] Bastien, S. (2015), document « 4- AO2013-01 450 MW éolien 2015.pdf », joint au courriel interne « L'éolien au Québec », 2015-12-18.
- [51] Régie de l'énergie (2015) « *Décision finale - Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2015* », publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/280/DocPrj/R-3903-2014-A-0036-Dec-Dec-2015_03_23.pdf
- [52] TransÉnergie (2015) « *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* », Appendice J, Section E, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/280/DocPrj/R-3903-2014-B-0113-Demande-PieceRev-2015_03_23.pdf
- [53] Secor-KPMG (2013) « *Retombées économiques de l'industrie éolienne québécoise* », canwea.ca/wp-content/uploads/2015/03/Secor-KPMG_Retomb%C3%A9es-%C3%A9olien.pdf
- [54] CanWEA (2013) « *La poursuite du développement éolien : une stratégie gagnante pour le Québec et ses régions* », mémoire déposé à la commission sur les enjeux énergétiques du Québec, www.canwea.ca/pdf/memoire-CanWEA-190913.pdf
- [55] Groupe de travail gouvernement industrie sur l'avenir de la filière éolienne québécoise (2015), rapport *sans titre* déposé au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, M. Pierre Arcand, www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/eolien/Rapport_Groupe_de_travail_eolien_fevrier_2015_FINAL.pdf
- [56] Thibodeau, J.-C. et GPCo (2010) « *Étude des retombées économiques de la filière de l'énergie éolienne sur le Québec et en Gaspésie, 2005-2025* », Étude réalisée pour l'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA), www.canwea.ca/pdf/economic_benefits_qc_full_fr.pdf.
- [57] Hydro-Québec (2013) « *Cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier* », www.bibliotheque.assnat.qc.ca/DepotNumerique_v2/AffichageNotice.aspx?idn=37095
- [58] Institut de la statistique du Québec (2015) « *Le modèle intersectoriel du Québec : Fonctionnement et applications* », www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/economie/comptes-economiques/comptes-production/modele-intersectoriel.pdf
- [59] EcoTec (2013) « *Les nouveaux marchés pour l'énergie éolienne au Québec* », www.canwea.ca/wp-content/uploads/2015/03/ÉcoRessources_nouveaux_marchés_vfinale_2013_08_13.pdf
- [60] Aviseo Conseil (2015) « *Estimation du nombre d'emplois de la filière éolienne dans la région de Montréal* », présentation, canwea.ca/wp-content/uploads/2014/01/Portrait-des-emplois-montr%C3%A9alais-de-la-fili%C3%A8re-%C3%A9olienne_VF29juillet2015.pdf

- [61] CIRAIG (2014) « *Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique* », Rapport technique préparé pour le compte d'Hydro-Québec, www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/comparaison-filieres-et-bouquets.pdf
- [62] BAPE (2006) « *Projet d'aménagement d'un parc éolien dans la MRC de Rivière-du-Loup – Rapport d'enquête et d'audience publique* », www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape232.pdf
- [63] Hydro-Québec (2015) « *Rapport sur le développement durable 2014* », ISBN 978-2-550-72314-1, www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/rapport-developpement-durable/rdd_2014.pdf
- [64] Unité de recherche sur le développement territorial durable et la filière éolienne (2009) « *Développement territorial et filière éolienne – Des installations éoliennes socialement acceptables : élaboration d'un modèle d'évaluation de projets dans une perspective de développement territorial durable* », UQAR, depot.erudit.org/bitstream/003300dd/1/UR-EEAS-Rapport-Developpement-territorial-et-filiere-eolienne-P-2009.pdf
- [65] Jegen, M. (2008) « *L'acceptation sociale des projets éoliens au Québec* », UQAM, rapport mandaté par Ressources naturelles Canada, politique.uqam.ca/upload/files/PDF/Rapport_mandate.pdf
- [66] CanWEA (2013) « *Développement de projets éoliens - Pratiques d'excellence en matière d'engagement communautaire et de consultation publique* », canwea.ca/wp-content/uploads/2013/12/canwea-communityengagement-report-f-final-web1.pdf
- [67] CÉI (2015) « *IEC 61400 – ONLINE COLLECTION – Wind turbines* », webstore.iec.ch/publication/22259
- [68] Madsen, P. H. (2008) « *Introduction to the IEC 61400-1 standard* », Risø DTU, www.windpower.org/download/461/introduction_to_the_iecpdf
- [69] Krohn, S. (2014) « *Repowering of Wind Projects: Technical, Commercial and Regulatory Issues* », Søren Krohn Consulting, Holte, Danemark. rapport commandé par le Distributeur
- [70] Hydro-Québec Distribution (2013) « *Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes* », Régie de l'Énergie, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-B-0009-Demande-Piece-2013_11_01.pdf
- [71] Hydro-Québec Distribution (2013) « *Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes - Annexes* », Régie de l'Énergie, publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-B-0010-Demande-Piece-2013_11_01.pdf
- [72] Forcione, A., Saulnier, B. (2003) « *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – Mise à jour 2004* », Hydro-Québec, rapport E-MMC-2008-012, déposé à la Régie de l'Énergie au dossier 3550, HQD-5, Document 1, Annexe 1, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/RepDemRensHQD/HQD_3550_Annex1_15dec04.pdf

- [73] Forcione, A., (2004) « *Système jumelé éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) – Établissement de la VAN optimale* », Hydro-Québec, rapport IREQ-2004-217, déposé à la Régie de l'Énergie au dossier 3550, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Audi_HQD3550/HQD-4Doc3_3550_08juin05.pdf
- [74] Forcione, A. (2008) « *Jumelage éolien-diesel - Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine* », Hydro-Québec, rapport IREQ-2003-247C, déposé à la Régie de l'Énergie au dossier 3648, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-68HQD-06-01_annexe1_3648-2_23mai08.pdf
- [75] Hydro-Québec Distribution (2015) « *Document d'appel de propositions a/p 2015-01 - Électricité produite à partir d'un parc éolien situé aux îles-de-la-madeleine* », www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/pdf/ap-2015-01.pdf
- [76] Hydro-Québec Distribution (2015) « *Document d'appel de propositions a/p 2015-01 - Électricité produite à partir d'un parc éolien situé aux îles-de-la-madeleine - ADDENDA No 1* », www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/pdf/AP2015-01_Addenda-1_FR_VF.pdf
- [77] Hydro-Québec Distribution (2015) « *Document d'appel de propositions a/p 2015-01 - Électricité produite à partir d'un parc éolien situé aux îles-de-la-madeleine - ADDENDA No 2* », www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201501/pdf/ap-2015-01-addenda-2.pdf
- [78] NERC (2009) « *Special Report: Accommodating High Levels of Variable Generation* », www.nerc.com/files/ivgtf_report_041609.pdf
- [79] Régie de l'énergie (2005) « *Décision finale - Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur* », dossier R-3550-2004, www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2005-178.pdf
- [80] Hydro-Québec (2005) « *Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial* », Régie de l'énergie, dossier R-3550-2004, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Audi_HQD3550/HQD-3Doc2-2_3550_13juin05.pdf
- [81] Hydro-Québec (2005) « *Entente cadre* », Régie de l'énergie, dossier R-3568-05, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3568-05/Requete3568/HQD-02-01_Entente-cadre_15avril05.pdf
- [82] Hydro-Québec Distribution (2005) « *Entente d'intégration éolienne* », Régie de l'Énergie, dossier R-3573-2005, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3573-05/Requete3573/HQD-01_doc01_3573_05juil05.pdf
- [83] Hydro-Québec Distribution (2015) « *Document d'appel d'offres A/O 2015-02 - acquisition d'un service d'intégration éolienne* », version du 21 septembre 2015 intégrant l'addenda 3, www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ao-201502/pdf/AO-2015-02_consolide-20150921.pdf

- [84] Choisnard, J. (2015) document
« *InfosEOLIEN_PerformancePrevision_Plafonnement_201512_08.docx* », joint au courriel interne « *draft perf prev eolienne et plafonnement* », 2015-12-09
- [85] Bourret, J., Forcione, A., Arsenault, É., Sibuet-Watters, C. (2005) « *Options de développement de la prévision de la production éolienne (PPE) à Hydro-Québec Distribution* », Rapport Hélimax/HQD/IREQ préparé pour HQD
- [86] Hydro-Québec TransÉnergie (2015) « *Analyse rétrospective de la période de pointe de charge 2014-2015* », version 17 avril, document interne Hydro-Québec
- [87] Hydro-Québec Distribution (2009) « *Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution* », rapport déposé à la Régie de l'énergie en marge de l'État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017,
www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution_en_puissance_.pdf
- [88] Bernier L. and Sennoun A. (2010) « *Evaluating the Capacity Credit of Wind Generation in Québec* », 9 th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, T. Ackermann (ed), Québec, Canada
- [89] Robitaille, A. et al (2012) « *Preliminary Impacts of Wind Power Integration in the Hydro-Quebec System* », Wind Engineering, Volume 36, No 1, pp 35-52,
multi-science.atypon.com/doi/abs/10.1260/0309-524X.36.1.35
- [90] Giebel, G. (2005) « *Wind Power Has a Capacity Credit – A Catalogue of 50+ Supporting Studies* », Laboratoire National Risø, e-Windeng Journal,
orbit.dtu.dk/files/112568219/GGiebel_CapCredLit_WindEngEJournal_2005_right_links.pdf
- [91] Hydro-Québec Distribution (2015) « *État d'avancement 2015 du plan d'approvisionnement 2014-2023* », Régie de l'Énergie, www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf
- [92] Bernard, S. et al (2005) « *Hydro-Québec grid code for wind farm interconnection* », IEEE, Power Engineering Society General Meeting 2005, Vol. 2, pages: 1248 – 1252,
DOI: 10.1109/PES.2005, ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1489702
- [93] Institut de Recherche d'Hydro-Québec (IREQ) (2009) « *Impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence* », rapport déposé à la Régie de l'énergie en marge de l'État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017,
www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Regulation_de_la_frequence.pdf
- [94] Kamwa I. et al (2009) « *Assessment of AGC and Load-Following Definitions for Wind Integration Studies in Québec* », 8 th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, T. Ackermann (ed), Energynautics GmbH, article No 129, Bremen, Germany

- [95] De Montigny, M. et al (2010) « *A new simulation approach for the assessment of wind integration impacts on system operations* », 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, T. Ackermann (ed), Québec, Canada
- [96] Hydro-Québec Distribution (2009) « *Impact de la production éolienne sur le service de réglage de la production (suivi de la charge)* », rapport déposé à la Régie de l'énergie en marge de l'État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017, www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHOD/Rapport_Reglage_de_production_-_3000MW_eol.pdf
- [97] Institut de Recherche d'Hydro-Québec (IREQ) (2009) « *Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne* », rapport déposé à la Régie de l'énergie en marge de l'État d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017, www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHOD/Rapport_Provisions_pour_aléas.pdf
- [98] Menemenlis, N. et al (2009) « *Calculation of Balancing Reserves Incorporating Wind Power into the Hydro-Québec System over the Time Horizon of 1 to 48 Hours* », 8th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms, T. Ackermann (ed), Bremen, Germany
- [99] Menemenlis, N. et al (2010) « *Computation of Dynamic Operating Balancing Reserve for Wind Power Integration over the Time Horizon of 1–48 Hours* », 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms, T. Ackermann (ed), Québec, Canada
- [100] TransÉnergie (2013) « *Réserves et provisions d'exploitation* », directive d'exploitation 33199-D-001, Hydro-Québec
- [101] Hydro-Québec (2016) « *Rapport annuel 2015 - Voir grand avec notre énergie propre* », ISBN 978-2-550-74988-2, www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/rapport-annuel/rapport-annuel.pdf
- [102] Hydro-Québec Distribution (2015) "*État d'avancement 2015 du plan d'approvisionnement 2014-2023*", Tableaux 4-1 et 4-2, Page 17 et 18 de 65, déposé à la Régie de l'énergie, www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf
- [103] Régie de l'énergie (2010) « *Décision - Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée* », dossier R-3726-2010, www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2010-099.pdf
- [104] Gouvernement du Québec (2014) « *Projet de loi no 28 - Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016* », Éditeur officiel du Québec, www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/projets-loi/projet-loi-28-41-1.html

- [105] Gouvernement du Québec (2014) « *Décret 1069-2014 - Concernant le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale* », gazette officielle du Québec, 17 décembre 2014, 146^e année, no 51, www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=62415.pdf
- [106] Hydro-Québec Distribution (2015) « *Projet de parc éolien Nicolas-Riou dans les MRC des Basques et de Rimouski-Neigette - Votre requête DQ36 du 21 décembre 2015 et votre demande de précision du 22 décembre 2015* », Réponse à la demande DQ36, BAPE, Enquête et audience publique, Projet de parc éolien Nicolas-Riou dans les MRC des Basques et de Rimouski-Neigette, www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/eole_nicolas-riou/documents/DQ36.1.pdf
- [107] Global Wind Energy Council (2014) « *Global Wind Energy Outlook 2014* », www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf
- [108] Global Wind Energy Council (2014) « *China Wind Power Review and Outlook 2014* », www.gwec.net/2014_China_Wind_Power_Review_and_Outlook
- [109] Durkay, J. (2016) « *State Renewable Portfolio Standards And Goals* », site internet de la National Conference of State Legislature, www.ncsl.org/research/energy/renewable-portfolio-standards.aspx
- [110] Ressources Naturelles Canada (2013) « *Le Canada – Chef de file mondial dans le domaine de l'énergie renouvelable - Renforcer la collaboration en matière de technologies d'énergie renouvelable* », Conférence des ministres de l'énergie et des mines, Yellowknife, ISBN 978-0-660-21166-4, www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/www/pdf/publications/emmc/renewable_energy_f.pdf
- [111] Kidney, S. (2015) « *Green bonds offer exciting opportunities for the wind sector* », dans le *Global Wind Report – Annual Market Update 2014*, GWEC, p.22, www.gwec.net/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR
- [112] Agence Internationale de l'Énergie (2015) « *World Energy Outlook 2015* », AIE/OCDE, www.worldenergyoutlook.org/weo2015/
- [113] Département américain de l'Énergie (2015) « *Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States* », DOE/GO-102015-4557 April 2015, www.energy.gov/sites/prod/files/WindVision_Report_final.pdf
- [114] Agence internationale de l'Énergie (2013) « *Technologie Roadmap – Wind Energy – 2013 edition* », AIE/OCDE, www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- [115] European Wind Energy Association (2014) « *Economic grid support services by wind and solar PV* », www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/REserviceS.pdf

- [116] IRENA (2013) « *Smart Grids and Renewables - A Guide for Effective Deployment* », www.irena.org/documentdownloads/publications/smart_grids.pdf
- [117] Speer, B. et al (2015) « *The Role of Smart Grid in Integrating Renewable Energy* », ISGAN/NREL Report, NREL/TP-6A20-63919, www.nrel.gov/docs/fy15osti/63919.pdf
- [118] Agence Internationale de l'Énergie (2014) « *The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems* », AIE/OCDE, www.iea.org/publications/freepublications/publication/The_power_of_Transformation.pdf
- [119] Ela, E. et al (2014) « *Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation* », NREL Report NREL/TP-5D00-61765, www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf
- [120] Sustainable Energy Advantage LLC (2013) « *Renewable Portfolio Standard Section 129 - Renewable Energy Portfolio Standards - Appendix I: Incorporating Large-Scale Hydro into a Connecticut Class I RPS Sub-tier - A White Paper* », Connecticut Department of Energy and Environmental Protection, www.ct.gov/deep/lib/deep/energy/rps/rpsappxi.pdf
- [121] Specified state agencies and electric distribution companies in Connecticut, Massachusetts and Rhode Island (2015) « *Notice of request for proposals from private developers for clean energy and transmission* », cleanenergyrfpdotcom.files.wordpress.com/2015/11/clean-energy-rfp-final-111215.pdf

Annexe A Investissements dans le réseau électrique québécois

Tous les investissements en milliers de dollars.

Planification globale - Mise à niveau 2005 : Dossier Régie R-3560-2005				
Année	2005	2006	2007	Total
Puissance installée (MW)	-	-	-	-
Projets Postes	17 785	12 353	4 428	34 565
Total	17 785	12 353	4 428	34 565

HQT-6, Document 1, Annexe A (2005-03-11), page 3 de 3, Tableau 3

Planification globale – 990 MW (sans Les Méchins) : Dossier Régie R-3631-2007									
Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Puissance installée (MW)	-	109,5	250,5	109,5	-	100,5	159	111	840
Remboursement des postes		10 403	47 595	20 805		19 095	30 210	21 090	149 198
Projets Lignes	790	6 157	27 509	49 353	74 175	71 387	31 633		261 003
Projets Postes	45	1 211	3 045	15 883	13 695	15 185	24 688	127	73 881
Projets Mesurage	16	178	325	157	18	200	327		1 220
Total	851	17 948	78 474	86 198	87 888	105 867	86 858	21 217	485 302

HQT-6, Document 1 (2007-04-20), page 12 de 19, Tableau 3

HQT-6, Document 1, Annexe A (2007-04-20), page 2 de 73, Tableau A-1

Planification globale – 2000 MW (sans St-Valentin et avec Seigneurie-de-Beaupré 4) : R-3742-2010 Phase 1 et 2										
Année	Avant	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Puissance installée (MW)	-	-	-	394,6	546	421,9	319	274	-	1955,5
Remboursement des postes				119 583	149 448	128 464	90 200	79 532		567 227
Projets Lignes	145	2 811	20 325	58 599	143 955	55 391	59 905	16 025		357 156
Projets Postes	75	1 036	9 943	36 701	71 548	122 281	163 989	32 290	58 884	496 746
Projets Mesurage				630	918	330	480	344		2 701
Télécom	17	178	4 703	11 745	10 004	5 504	9 020	828		41 998
Total	237	4 025	34 970	227 257	375 873	311 970	323 594	129 019	58 884	1 465 829

Phase 1, HQT-1, Document 1, Annexe 9 (2010-08-12), pages 6, 26, 27, 28, 38, 40, 41 et 42 de 163

Phase 1, HQT-1, Document 1 (2010-08-12), page 91 de 104, Tableau 21 et page 99 de 104, Tableau 25

Phase 2, HQT-1, Document 1 (2011-07-21), page 10 de 16, Tableau 3.1

Phase 2, HQT-1, Document 1, Annexe 3 (2011-07-21), pages 4 et 5 de 9

Planification globale – 2 x 250 MW : Dossier Régie R-3836-2013								
Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Puissance installée (MW)	-	71,6	96,7	121,6	-	-	-	289,9
Remboursement des postes		20 590	26 745	30 994				78 329
Projets Lignes	3 564	13 512	513	0				17 589
Projets Postes	1 513	6 125	12 416	21 900	16 091	46 528	71 293	175 867
Projets Mesurage		320	405	695				1 420
Télécom	398	3 514	2 624	1 976				8 512
Total	5 475	44 060	42 703	55 565	16 091	46 528	71 293	281 716

HQT-1, Document 1, page 35 de 49, Tableau 6 et page 36 de 49, Tableau 7

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Planification globale – 450 MW						
Année	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Puissance installée (MW)	-	74,8	371,6	-	-	446,4
Remboursement des postes		24 175	112 843			137 017
Projets Lignes	483	694	3 442	15		4 634
Projets Postes	810	2 671	14 335	86 173	42 323	146 313
Projets Mesurage		369	490			860
Télécom	589	2 685	4 616	10		7 900
Total	1 883	30 594	135 726	86 198	42 323	296 724

Document interne, Hydro-Québec

Planification globale – 150 MW (Mesgi'g Ugju's'n) : Dossier Régie R-3926-2015					
Année	2014	2015	2016	2017	Total
Puissance installée (MW)	-	-	149,25	-	149,25
Remboursement des postes			49 253		49 253
Projets Lignes	1 621	10 496	25 389		37 506
Projets Postes	1 000	3 465	28 411	1 379	34 254
Projets Mesurage			185		185
Télécom	259	833	1 544	174	2 810
Total	2 880	14 793	104 781	1 554	124 008

HQT-1, Document 1, Annexe 7, (Révisé : 2015-07-10), page 3 de 18

Compilation globale (Total : 3681 MW)																			
Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total			
Puissance installée (MW)	-	109,5	250,5	109,5	-	100,5	553,6	657	493,5	415,7	395,6	224,05	371,6	-	-	3681,05			
Remboursement des postes		10 403	47 595	20 805		19 095	149 793	170 538	149 054	116 945	110 526	73 427	112 843			981 023			
Projets Lignes	790	6 157	27 509	49 497	76 987	91 712	90 231	147 520	68 903	62 039	27 004	26 082	3 442	15		677 888			
Projets Postes	17 830	13 564	7 473	15 958	14 732	25 128	61 389	73 188	128 406	177 405	58 465	106 057	62 242	157 466	42 323	961 626			
Projets Mesurage	16	178	325	157	18	200	957	918	650	885	1 039	554	490			6 386			
Télécom				17	178	4 703	11 745	10 402	9 018	11 903	4 225	4 229	4 790	10		61 220			
Total	18 636	30 301	82 902	86 434	91 914	140 837	314 115	402 565	356 030	369 178	201 260	210 350	183 807	157 491	42 323	2 688 143			
																	\$/kW avec remboursements	730,27	
																		\$/kW sans remboursements	463,76

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Annexe B Compilation des retombées économiques directes des centrales éoliennes

Projet						Paramètres économiques colligés (référence générale BAPE, détail sur demande)																														
Centrale	Producteur	Processus contractuel	Nombre de turbines	Puissance MW	Date de début des livraisons	Investissements directs dans les centrales										Emplois directs à la centrale												Redevances avant taxes, excluant les revenus directs de participation au projet et les loyers payés à l'état								
						Documents BAPE					Annonces, communiqués					Construction						Exploitation						Versement unique aux communautés et/ou privés		Versement annuel						
						Total		Part Québec minimale			Total	Part Région ou Québec	Début du chantier	Fin du chantier	Durée			Nombre moyen d'emplois		Équivalent personnes-années		Nombre d'emplois en pointe		Emplois non spécifiés: moyenne, pointe, d'embauches		Emplois minimum		Emplois maximum		Versement unique		Aux propriétaires privés		Aux communautés		Total proprio & comm.
						(M\$)	(M\$/MW)	(%)	(M\$)	(M\$/MW)	(M\$)	(M\$)	(mois)	(années)	(années par 100 MW)	(nb)	(nb/MW)	(p-a)	(p-a/MW)	(nb)	(nb/MW)	(nb)	(nb/MW)	(nb)	(nb/MW)	(nb)	(nb/100M W)	(nb)	(nb/100M W)	(M\$)	(M\$/MW)	(M\$)	(M\$/MW)	(M\$)	(M\$/MW)	(M\$/MW)
Baie-des-Sables	Cartier Énergie Éolienne Inc.	A/O 2003-02	73	109.50	2006-11-22	160	1.461	40%	64.0	0.584	164	85.0	2005-05-01	2006-12-01	1.585	1.448	150	1.37	238	2.17	325	2.97	10	9.13	10	9.13			109 500	1 000	139 500	1 274	2 274			
Anse-à-Valleau	Cartier Énergie Éolienne Inc.	A/O 2003-02	67	100.50	2007-11-10	164	1.632	40%	65.6	0.653	164	102.0	2005-05-01	2006-12-01	1.585	1.577	100	1.00	159	1.58	325	3.23	9	8.96	9	8.96					128 000	1 274	1 274			
Carleton	Cartier Énergie Éolienne Inc.	A/O 2003-02	73	109.50	2008-11-22	170	1.553	60%	102.0	0.932	170	102.0	2007-03-21	2008-12-21	1.755	1.603	200	1.83	351	3.21	325	2.97	9	8.22	9	8.22					139 500	1 274	1 274			
St-Ulric - St-Léandre	Northland Power Inc.	A/O 2003-02	85	133.30	2009-11-20	240	1.800	60%	144.0	1.080			2007-03-01	2007-12-01	0.753	0.665							200	1.50	10	7.50			133 300	1 000			169 950	1 275	1 275	
Mont-Louis	Northland Power Inc.	A/O 2003-02	67	100.50	2011-09-17	180	1.791	60%	108.0	1.075		126.0											200	1.99	10	9.95					128 138	1 275	1 275			
Montagne Sèche	Cartier Énergie Éolienne Inc.	A/O 2003-02	39	58.50	2011-11-25	83	1.419	60%	49.8	0.851	83	50.8	2010-06-01	2011-12-01	1.500	2.565	150	2.56	225	3.85	200	3.42	6	10.26	6	10.26					74 588	1 275	1 275			
Gros Morne (phase 1)	Cartier Énergie Éolienne Inc.	A/O 2003-02	67	100.50	2011-11-29	121	1.205	60%	72.6	0.723	121	74.1	2010-06-01	2011-12-01	1.500	1.493	200	1.99	300	2.99	325	3.23	8.4	8.36	8.4	8.36			100 500	1 000	124 879	1 243	2 243			
Le Plateau	Invernergy Wind	A/O 2005-03	60	138.60	2012-03-28	330	2.381	60%	198.0	1.429					18	1.500	1.082						250	1.80	8	5.77	12	8.66					374 220	2 700	2 700	
St-Robert-Bellamin	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2005-03	40	80.00	2012-10-11	200	2.500	60%	120.0	1.500	200				18	1.500	1.875																			
Gros Morne (phase 2)	Cartier Énergie Éolienne Inc.	A/O 2003-02	74	111.00	2012-11-06	167	1.508	60%	100.4	0.905	167	102.5	2011-06-01	2012-12-01	1.503	1.354	200	1.80	301	2.71	325	2.93	11.6	10.47	11.6	10.47			111 000	1 000	144 707	1 304	2 304			
Montérégie (St-Rémi)	Kruger Énergie Inc	A/O 2005-03	44	101.20	2012-12-12	300	2.964	60%	180.0	1.779					18	1.500	1.482						50	0.49	8	7.91	10	9.88			506 000	5 000	253 000	2 500	7 500	
Massif du Sud	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2005-03	75	150.00	2013-01-18	350	2.333	60%	210.0	1.400					15	1.500	1.000						200	1.33	6	4.00	8	5.33	325 000	2 167	600 000	4 000	75 000	500	4 500	
Lac Alfred	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2005-03	150	300.00	2013-01-19	700	2.333	60%	420.0	1.400					24	1.500	0.500						150	0.50	15	5.00										
New Richmond	Venterre NRG (TransAlta)	A/O 2005-03	33	67.80	2013-03-13	190	2.802	60%	114.0	1.681					6	1.500	2.212	100	1.47	150	2.21	200	2.95	5	7.37	10	14.75			430 360	6 347	112 200	1 655	8 002		
De l'Érable	Enerfin Sociedad de Energia S.A.	A/O 2005-03	50	100.00	2013-11-16	420	4.200	60%	252.0	2.520	365		2011-09-01	2013-10-01	2.084	2.084	150	1.50	313	3.13	300	3.00	5	5.00	7	7.00	500 000	5 000	938 660	9 387	190 000	1 900	11 287			
Viger-Denonville	Invernergy Énergie Renouvelable Inc.	A/O 2009-02	12	24.60	2013-11-19	75	3.049	60%	45.0	1.829			2013-05-01	2013-12-01	0.586	2.382							50	2.03												
Seigneurie de Beauré #2	Consort. Boralex/Gaz Métro	A/O 2005-03	62	131.20	2013-11-28	315	2.399	60%	188.8	1.430													617.3	4.71	12.3	9.41	12.3	9.41								
Des Moulins	Invernergy Wind	A/O 2005-03	59	135.70	2013-12-07	348	2.564	60%	208.8	1.538	368	265.0			24	1.500	1.105																			
Seigneurie de Beauré #3	Consort. Boralex/Gaz Métro	A/O 2005-03	64	140.60	2013-12-10	337	2.399	60%	202.4	1.439													661.5	4.71	13.2	9.41	13.2	9.41								
La Mitis	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2009-02	12	24.60	2014-10-17	70	2.846	60%	42.0	1.707					18	1.500	6.098						70	2.85	2	8.13										
Le Granit	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2009-02	12	24.60	2014-11-14	70	2.846	60%	42.0	1.707	60				18	1.500	6.098						70	2.85	2	8.13						61 500	2 500	2 500		
Rivière du Moulin (Phase 1)	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2005-03	75	150.00	2014-11-27	692	4.611	60%	415.0	2.767													200	1.33	17.3	11.53			778 050	5 187	382 500	2 550	7 737			
Témiscouata	Boralex	A/O 2009-02	10	23.50	2014-12-01	65	2.766	60%	39.0	1.660					15	1.500	6.383						50	2.13	2	8.51	3	12.77								
St-Damase	Algonquin Power & Utilities Corp.	A/O 2009-02	10	23.50	2014-12-02	70	2.979	60%	42.0	1.787					9	1.500	6.383						50	2.13												
Seigneurie de Beauré #4	Consort. Boralex/Gaz Métro	A/O 2005-03	28	67.90	2014-12-03	200	2.946	60%	120.0	1.767													319.5	4.71	6.4	9.41	6.4	9.41			339 500	5 000	40 000	589	5 589	
Vents du Kempt	B&B VDK Holdings Inc.	A/O 2005-03	43	101.05	2014-12-03	340	3.365	60%	204.0	2.019					21	1.500	1.484						150	1.48	10	9.90			400 000	3 958	800 000	7 917	164 801	1 631	9 548	
Des Moulins (phase 2)	Invernergy Wind	A/O 2005-03	9	21.15	2014-12-11	54	2.553	60%	32.4	1.532			2012-09-01	2013-12-01	1.248	5.903							75	3.55			2	9.46								
Le Plateau 2	Invernergy Wind	A/O 2009-02	9	21.15	2014-12-12	70	3.310	60%	42.0	1.986																										
St-Philémon	Parc éolien Saint-Philémon L.P.	A/O 2009-02	8	24.00	2015-01-16	57	2.375	60%	34.2	1.425			2013-09-01	2014-12-01	1.248	5.202																				
Rivière du Moulin (Phase 2)	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2005-03	100	200.00	2015-12-01	714	3.571	60%	428.6	2.143																										
Côte-de-Beauré	Boralex	A/O 2009-02	10	23.50	2015-12-01	70	2.979	60%	42.0	1.787					12	1.500	6.383						110.6	4.71	2.2	9.41	2.2	9.41								
Frampton	Northland Power Inc.	A/O 2009-02	12	24.00	2015-12-01	75	3.125	60%	45.0	1.875	81.4		2014-09-01	2015-12-01	1.248	5.202																				
Mont-Rothery	EDF Énergies Nouvelles	A/O 2005-03	37	74.00	2015-12-01	190	2.568	60%	114.0	1.541					12	1.500	2.027						150	2.03	5	6.76	7	9.46								
Pierre de Saurel	MRC Pierre-De Saurel	A/O 2009-02	12	24.60	2015-12-01	67	2.724	60%	40.2	1.634					12	1.500	6.098						100	4.07	5	20.33										
St-Cyprien	Kahnawake Sustainable Energies	A/O 2009-02	8	18.80	2015-12-01	60	3.191	60%	36.0	1.915					6	1.500	7.979						50	2.66	2	10.64	4	21.28								
Témiscouata 2	Boralex	A/O 2005-03	22	51.70	2015-12-01	130	2.515	60%	78.0	1.509			2014-09-01	2015-12-01	1.248	2.415							200	3.87			5	9.67			350 000	6 770	116 000	2 244	9 014	
Val-Éo	Val-Éo société en commandite	A/O 2009-02	8	24.00	2015-12-01	70	2.917	60%	42.0	1.750			2014-08-01	2015-12-01	1.333	5.556																				
Mesgig Uguj's'n (Grand Vent)	Parc éolien Mesgig Uguj's'n, S.E.C	Gré-à-gré	47	149.25	2016-12-01	330																														

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Annexe C Émissions et épuisement des ressources : indicateurs moyens liés aux principales filières de production d'électricité – cycle de vie

Groupe	Indicateur (moyenne)	Filière										
		Éolienne	Hydroélectricité HQ		Hydroélectricité		Solaire photovoltaïque	Biomasse	Nucléaire	Thermique		
			Fil de l'eau	Réservoir	Fil de l'eau	Réservoir				Gaz naturel	Mazout	Charbon
ÉMISSIONS	Changement climatique (g éq. CO ₂ /kWh)	16	6	17	3	7	77	107	23	798	878	835
	Couche d'ozone (µg éq.CFC-11/kWh)	0,6	0,23		0,21		10	6	29	67	107	6
	Acidification (g éq.SO ₂ /kWh)	0,08	0,013		0,013		0,3	0,9	0,05	1,6	6,3	3,5
	Eutrophisation (mg éq.PO ₄ /kWh)	17	3,7		17		203	189	13	209	412	9176
	Toxicité humaine (g éq.1,4-DB/kWh)	38	2		7		65	44	78	90	65	213
	Oxydation photochimique (mg éq. C ₂ H ₄ /kWh)	15	0,8		2		20	30	3	220	296	2261
ÉPUISEMENT DES RESSOURCES	Extraction des ressources minérales mg éq. Sb/kWh	0,3	0,031		0,017		14	0,09	0,07	0,016	0,04	0,016
	Utilisation d'énergies fossiles (MJ d'énergie non renouvelable/kWh)	0,33	0,03		0,03		0,86	0,37	0,11	9	11	13

Selon une analyse de cycle de vie (ACV) - Tirés de [61]. Les chiffres de l'étude pour l'éolien s'attachent à des études portant sur des centrales européennes aux FU en moyenne faibles relativement à ceux du Québec. Les émissions pour l'éolien étant largement liées à la fabrication et à l'installation des turbines, cela exacerbe les émissions par unité d'énergie éolienne produite.

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Annexe D La production éolienne au Canada, aux États-Unis, et dans le monde

Capacité éolienne Canada/États-Unis, par Provinces et États (MW)

	Installation Fin 2014	2015	Total à la fin 2015	Croissance annuelle		Installation Fin 2014	2015	Total à la fin 2015	Croissance annuelle
Canada					États-Unis (suite)				
Colombie-Britannique	489	0	489	0%	Iowa	5 688	524	6 212	9%
Alberta	1 471	29	1 501	2%	Kansas	2 967	799	3 766	27%
Saskatchewan	198	23	221	12%	Kentucky	0	0	0	-
Manitoba	259	0	259	0%	Louisiane	0	0	0	-
Ontario	3 490	872	4 361	25%	Maine	440	173	613	39%
Québec	2 852	403	3 255	14%	Maryland	160	30	190	19%
Nouveau-Brunswick	294	0	294	0%	Massachusetts	107	0	107	0%
Île-du-Prince-Édouard	204	0	204	0%	Michigan	1 525	6	1 531	0%
Nouvelle-Écosse	367	186	552	51%	Minnesota	3 035	200	3 235	7%
Terre-Neuve	55	0	55	0%	Mississippi	0	0	0	-
Yukon	1	0	1	0%	Missouri	459	0	459	0%
Territoires du Nord-Ouest	9	0	9	0%	Montana	665	0	665	0%
Nunavut	0	0	0	-	Nebraska	812	78	890	10%
Total	9 687	1 512	11 200	16%	Nevada	152	0	152	0%
États-Unis					New Hampshire	171	14	185	8%
Alabama	0	0	0	-	New Jersey	9	0	9	0%
Alaska	62	0	62	0%	New York	1 748	1	1 749	0%
Arizona	238	30	268	13%	Nouveau Mexique	812	268	1 080	33%
Arkansas	0	0	0	-	Ohio	435	8	443	2%
Californie	5 917	191	6 108	3%	Oklahoma	3 782	1 402	5 184	37%
Caroline du Nord	0	0	0	-	Orégon	3 153	0	3 153	0%
Caroline du Sud	0	0	0	-	Pennsylvanie	1 340	0	1 340	0%
Colorado	2 593	399	2 992	15%	Rhode Island	9	0	9	0%
Connecticut	0	5	5	-	Tennessee	29	0	29	0%
Dakota du Nord	1 886	257	2 143	14%	Texas	14 098	3 615	17 713	26%
Dakota du Sud	803	174	977	22%	Utah	325	2	327	1%
Delaware	2	0	2	0%	Vermont	119	0	119	0%
Floride	0	0	0	-	Virginie	0	0	0	-
Georgie	0	0	0	-	Virginie Occidentale	583	0	583	0%
Hawaï	206	3	203	-1%	Washington	3 075	0	3 075	0%
Idaho	973	0	973	0%	Wisconsin	648	0	648	0%
Illinois	3 568	274	3 842	8%	Wyoming	1 410	0	1 410	0%
Indiana	1 744	151	1 895	9%	Total USA	65 748	8 598	74 346	13%
Total Canada/USA	75 435	10 110	85 546	13%					

Sources:
[Wikipedia, en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_wind_power_in_the_United_States](https://en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_wind_power_in_the_United_States)
[CanWEA, canwea.ca/wind-energy/installed-capacity](http://canwea.ca/wind-energy/installed-capacity)

[PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT VIDE
À FIN DE CONTINUITÉ DE PAGINATION]

Capacité éolienne mondiale (MW) - Distribution régionale

	Installation Fin 2014	2015	Total à la fin 2015	Croissance annuelle
Asie				
Chine*	114 604	30 500	145 104	27%
Inde	22 465	2 623	25 088	12%
Japon	2 794	245	3 038	9%
Corée du Sud	610	225	835	37%
Taïwan	633	14	647	2%
Pakistan	256	0	256	0%
Thaïlande	223	0	223	0%
Philippines	216	0	216	0%
Autres ¹	167	0	167	0%
Total	141 968	33 606	175 573	24%
Europe				
Allemagne	39 128	6 013	44 947	15%
Espagne	23 025	0	23 025	0%
Royaume-Uni	12 633	975	13 603	8%
France	9 285	1 073	10 358	12%
Italie	8 663	295	8 958	3%
Suède	5 425	615	6 025	11%
Pologne	3 834	1 266	5 100	33%
Portugal	4 947	132	5 079	3%
Danemark	4 881	217	5 063	4%
Turquie	3 738	956	4 694	26%
Pays-Bas	2 865	586	3 431	20%
Roumanie	2 953	23	2 976	1%
Irlande	2 262	224	2 486	10%
Autriche	2 089	323	2 411	15%
Belgique	1 959	274	2 229	14%
Autres ²	6 564	833	7 387	13%
Total	134 251	13 805	147 771	10%
Pacifique				
Australie	3 807	380	4 187	10%
Nouvelle-Zélande	623	0	623	0%
Îles du pacifique	12	0	12	0%
Total	4 442	380	4 822	9%
Total mondial	369 695	63 013	432 419	17%

	Installation Fin 2014	2015	Total à la fin 2015	Croissance annuelle
Amérique latine & Caraïbes				
Brésil**	5 962	2 754	8 715	46%
Chili	764	169	933	22%
Uruguay	529	316	845	60%
Argentine	271	8	279	3%
Panama	35	235	270	671%
Costa Rica	198	70	268	35%
Honduras	126	50	176	40%
Pérou	148	0	148	0%
Guatemala	0	50	50	-
Caraïbes ³	250	0	250	0%
Autres ⁴	285	0	285	0%
Total	8 568	3 652	12 220	43%
Amérique du nord				
États-Unis	65 877	8 598	74 471	13%
Canada	9 694	1 506	11 200	16%
<i>dont Québec</i>	<i>2 852</i>	<i>403</i>	<i>3 255</i>	<i>14%</i>
Mexique	2 359	714	3 073	30%
Total	77 930	10 817	88 744	14%
Afrique & Moyen-Orient				
Afrique du Sud	570	483	1 053	85%
Maroc	787	0	787	0%
Égypte	610	0	610	0%
Tunisie	245	0	245	0%
Éthiopie	171	153	324	89%
Jordanie	2	117	119	5850%
Autres ⁵	151	0	151	0%
Total	2 536	753	3 289	30%

¹ Bangladesh, Mongolie, Sri Lanka, Vietnam
² Bulgarie, Chypre, République Tchèque, Estonie, Finlande, Îles Féroé, FYROM (Macédoine), Hongrie, Islande, Lettonie, Liechtenstein, Lituanie, Luxembourg, Malte, Norvège, Russie, Suisse, Slovaquie, Slovaquie, Ukraine
³ Aruba, Bonaire, Curaçao, Cuba, République Dominicaine, Guadeloupe, Jamaïque, Martinique, Grenade, Saint-Christophe-et-Nièves
⁴ Bolivie, Colombie, Équateur, Nicaragua, Venezuela
⁵ Algérie, Cap Vert, Iran, Israël, Kenya, Libie, Nigéria
 * Chiffres provisoires
 ** Projets complétés, en attente de raccordement au réseau dans certains cas
 Note: L'arrêt d'exploitation d'environ 290 MW de production et les arrondis affectent les sommes finales
 Source: GWEC, www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status

NOTE : Les chiffres canadiens et américains des deux tableaux peuvent légèrement différer selon les sources.