

**IRÉC**

**INSTITUT DE RECHERCHE EN ÉCONOMIE CONTEMPORAINE**

*Noël Fagoaga  
Krystof Beaucaire*

**RAPPORT DE RECHERCHE**

**La privatisation de l'énergie éolienne et  
l'impact sur la mission d'Hydro-Québec**

**Mars 2024**

© Institut de recherche en économie contemporaine  
ISBN: 978-2-925456-03-2

Dépôt légal – Bibliothèque nationale du Québec, 2024  
Dépôt légal – Bibliothèque nationale du Canada, 2024

IRÉC, 10555, Avenue de Bois-de-Boulogne,  
CP 2006, Montréal (Québec) H4N 1L4

### **Notices biographiques**

Noël Fagoaga possède une maîtrise en génie des bioprocédés et une maîtrise en environnement et développement durable. Il travaille sur les enjeux liés à la transition énergétique et l'adaptation aux changements climatiques. Ces sujets de prédilection sont les filières de valorisation de la biomasse, les phytotechnologies, la gestion des matières résiduelles, la gestion de l'énergie et leur intégration au sein des réalités territoriales.

Krystof Beaucaire est détenteur d'une maîtrise en sociologie de l'UQAM et est membre de la Chaire de recherche sur la transition écologique.

## Table des matières

<b>Table des matières .....</b>	<b>1</b>
<b>En résumé .....</b>	<b>1</b>
<b>Introduction.....</b>	<b>5</b>
<b>De la nationalisation à la reprivatisation de l'énergie.....</b>	<b>6</b>
<b>Le passage d'un bien marchand à un service public .....</b>	<b>6</b>
<b>Évolution fiscale de la production d'électricité .....</b>	<b>7</b>
<b>Hydro-Québec sous pression .....</b>	<b>8</b>
<b>Le retour du privé par l'éolien .....</b>	<b>9</b>
<b>L'énergie patrimoniale.....</b>	<b>10</b>
<b>Le développement par appels d'offres .....</b>	<b>12</b>
<b>Le coût de l'éolien.....</b>	<b>15</b>
<b>L'énergie postpatrimoniale prioritaire .....</b>	<b>23</b>
<b>Historique.....</b>	<b>23</b>
<b>Le coût du postpatrimonial .....</b>	<b>23</b>
<b>L'impact sur les exportations.....</b>	<b>26</b>
<b>Les marges bénéficiaires.....</b>	<b>28</b>
<b>Perspectives .....</b>	<b>31</b>

## Résumé

### **Passer d'un bien marchand à un service public**

Des années 1930 à 1962, le Québec s'est engagé sur le chemin d'une maîtrise collective des infrastructures énergétiques privées, qui culmina avec la création d'Hydro-Québec et de la deuxième vague de nationalisation. Cette nouvelle entreprise publique deviendra non seulement un distributeur, mais aussi un producteur avec le grand chantier de l'hydroélectricité. Le service public de l'énergie est né. La nationalisation des infrastructures de production est advenue avec la renégociation des ententes avec les municipalités qui percevaient des revenus issus d'ententes avec les producteurs privés. Ces sources de revenus seront supprimées et une exemption de taxes municipales sera entérinée dans le cadre de la première loi en matière d'évaluation foncière du Québec. Dorénavant, l'exemption de taxes municipales s'applique à « l'ensemble des installations de production électrique », sans égards à l'identité de leur propriétaire.

### **La création de la Régie de l'énergie**

Dans les années 1980, les surplus d'électricité mènent à l'adoption, en 1983, d'une loi permettant l'exportation de l'énergie. L'intégration au marché nord-américain à travers l'ALENA entraîne la création de la Régie de l'énergie (1996) et l'adaptation de la structure d'Hydro-Québec au marché dérégulé américain. C'est la création de trois services distincts : la gestion des lignes de transport à TransÉnergie (HQT), la construction et la gestion des infrastructures de production (HQP) et les services de distribution (HQD).

### **Hydro-Québec et la Régie l'énergie refusent la filière éolienne**

En 1997, la stratégie énergétique du gouvernement de l'époque identifie la production éolienne comme la voie d'énergie renouvelable d'avenir. Après consultation, la Régie se prononce défavorablement considérant que les coûts élevés vont affecter négativement les clients d'Hydro-Québec et qu'une politique de développement régional portée par le développement de l'énergie éolienne ne doit pas être supportée par les clients d'Hydro-Québec. Le PDG d'Hydro-Québec de l'époque emboîte alors le pas à la Régie en s'opposant au développement de la filière.

## **Le gouvernement reprend la main : l'énergie patrimoniale**

En réponse à cette opposition et voulant se conformer à la libéralisation du marché de l'électricité nord-américain, le gouvernement commande un rapport à la firme Merrill Lynch dont le scénario proposant la création d'un bloc d'électricité patrimonial sera retenu. En séparant ainsi les choses au sein de la société d'État, le caractère public de l'énergie au Québec est directement attaqué : en sous-main, c'est la voie qui, une première fois, remet en cause la mission publique d'Hydro-Québec et les choix de société ayant mené à la nationalisation de l'énergie. Cette voie permettra la privatisation de la production énergétique au Québec.

## **L'énergie postpatrimoniale : la privatisation de la production énergétique**

L'énergie patrimoniale consiste en un bloc de 165 TWh au prix de vente de 2,79 ¢/kWh visant à garantir aux abonnés la fourniture d'une électricité à bas prix, sacralisant l'héritage de la nationalisation par l'application du décret 1277-2001 du 24 octobre 2001. Dorénavant, la demande en électricité qui excédera le volume du bloc patrimonial devra être satisfaite par un approvisionnement postpatrimonial. Les différents appels d'offre éolien, de biomasse ou de petite hydraulique permettront de répondre à une demande grandissante qui dépassera le volume du bloc patrimonial dès 2005. C'est le développement par appel d'offres tel qu'on le connaît maintenant. Chaque appel d'offres est le fruit d'un décret ministériel qui identifie certains types de production énergétique et les volumes associés. Cela permettra à l'éolien de contribuer à 77 % de l'énergie postpatrimoniale au Québec en 2023.

## **Les coûts d'acquisition et d'intégration de l'énergie éolienne**

Depuis 2006 et la mise en service des centrales éoliennes, l'acquisition d'énergie éolienne entraîne une hausse des coûts pour la clientèle d'Hydro-Québec. Ainsi le prix contractuel moyen de l'énergie éolienne en 2023 est de 9,58 ¢/kWh. Cela correspond à 9,98 G\$ de coût contractuel d'acquisition de l'énergie éolienne. Le coût réel, comprenant la surproduction, est évalué à 11,18 G\$ en 2023 et 22,2 G\$ à l'horizon 2035. Afin d'intégrer l'énergie éolienne à son réseau, un service d'intégration éolien est fourni par Hydro-Québec Production, ce qui implique un coût additionnel pour Hydro-Québec équivalent à 1 G\$ soit 0,98 ¢/kWh additionnel. En plus d'entraîner une perte de maîtrise de l'énergie, la privatisation d'Hydro-Québec entraîne des coûts importants pour la société québécoise.

## **La priorisation du postpatrimonial : le coût du développement par décret.**

Le développement de la filière éolienne, qui se fait par décret, implique que les choix ne se sont pas faits sur la base d'une planification énergétique intégrée, mais des besoins des acteurs au centre du développement de la filière. En 2013, la mise en service de la majorité des parcs éoliens alerte la clientèle et les intervenants à la Régie qui veulent préserver la priorité à l'énergie patrimoniale. Une décision de celle-ci et une modification législative valideront le principe de priorité à l'énergie postpatrimoniale. Cela entraîne un coût assumé par la clientèle qui atteint 6,09 G\$ attribuable au manque dans la planification intégrée des approvisionnements énergétiques. Cette énergie patrimoniale excédentaire, disponible à bas coût, n'a par ailleurs pas permis à Hydro-Québec de profiter d'un marché nord-américain inondé par l'énergie bon marché provenant du gaz de schiste. Si la fin des surplus et de cette « spirale de la mort » va entraîner la fin de ces surcoûts, il doit nous rappeler l'impact que peut avoir une gestion politique de l'approvisionnement énergétique.

## **Des profits substantiels pour les promoteurs éoliens**

Le principal argument utilisé par les différents gouvernements qui se succèdent depuis 25 ans est celui de l'impact de cette filière sur le développement régional. On peut y voir un rattrapage de l'exemption des taxes municipales mise en œuvre à l'époque de la nationalisation. Mais en évaluant les marges bénéficiaires, des questions se posent concernant les intérêts poursuivis par cette privatisation de la production éolienne. En effet, de 2006 à 2023, les marges bénéficiaires de la filière éolienne au Québec se situent entre 0,90 G\$ et 1,68 G\$. À l'horizon 2035, cela correspond à des marges comprises entre 1,79 G\$ et 3,34 G\$.

## **Une alternative pour les municipalités et Hydro-Québec**

Si certaines municipalités et MRC ont pu capter une partie de cette marge par un partage de la rente éolienne, la question se pose : qui sont les réels bénéficiaires de cette privatisation ? En prenant une répartition 50-50 entre Hydro-Québec et le milieu municipal d'une telle filière développée par Hydro-Québec, les revenus pour chaque partie en 2023 auraient pu être compris entre 450 et 840 M\$ cumulés en 2023 et devraient atteindre entre 910 M\$ et 1,70 G\$ à l'horizon 2035. Il est donc nécessaire de questionner, aussi bien sur le plan économique que politique, le principe de la privatisation de la production énergétique afin de pouvoir mieux capter et répartir les revenus issus d'une telle filière et répondre de manière plus adaptée aux besoins de la clientèle d'Hydro-Québec.

### Tableau résumé

Prix moyen de l'éolien en 2023 (¢/kWh)		
Énergie éolienne (A01 à A04)	9,58	
Service d'intégration éolienne	0.98	
Total	10,56	
Coût d'acquisition de l'énergie éolienne (M\$)		
	2006-2023	2006-2035
Énergie éolienne (A01 à A04)	11 180	22 200
Service d'intégration éolienne	1 000	2 000
Total	12 180	24 200
Coût de la priorisation de l'énergie postpatrimoniale (M\$)		
6 090		
Marges bénéficiaires des fournisseurs d'éolien (M\$)		
	2006-2023	2006-2035
Scénario bas	900	1 790
Scénario haut	1 680	3 340
Revenus potentiels issus de projets éoliens (M\$) (Municipal et Hydro-Québec)		
	2006-2023	2006-2035
Scénario bas	450	910
Scénario haut	840	1 700

## Introduction

Presque exclusivement renouvelable et publique, l'électricité québécoise fait exception dans un marché nord-américain dominé par la production privée et les centrales thermiques carburant aux énergies fossiles. Le cas du Québec est d'autant plus particulier qu'une grande partie de son développement politique, économique, industriel et institutionnel du dernier siècle s'est construit autour de ses avantages énergétiques. La nationalisation de la production d'électricité consacrée par la création d'Hydro-Québec est effectivement un pilier central de la construction du Québec contemporain et du projet de société au cœur de la Révolution tranquille, soit la poursuite d'une plus grande maîtrise collective de son avenir. Or, à travers les époques et à la suite de nombreuses transformations politiques et économiques, force est de constater que ces acquis s'érodent et se fragmentent graduellement, laissant de plus en plus de place aux intérêts privés. L'objectif de ce rapport est d'explorer les transformations récentes du secteur de l'électricité du Québec sous l'angle du développement de l'énergie éolienne, perçue par plusieurs comme le cheval de Troie de la reprivatisation de l'électricité québécoise.

Afin de mieux apprécier les changements réglementaires, législatifs et économiques qui se discutent actuellement, il faut revenir sur l'analyse du cadre historique de la création et du développement d'Hydro-Québec. La relation entre la société québécoise et son fournisseur d'énergie est plus qu'une relation contractuelle liée à l'accès à de nouveaux marchés. Elle constitue une pierre angulaire des ambitions politiques, socio-économiques et culturelles du Québec. Des concessions ont dû être réalisées sur le territoire afin de faire de la place pour Hydro-Québec, tel que nous le connaissons maintenant. Les 25 dernières années ont permis l'avènement d'un modèle que l'on pensait dépassé par la Révolution tranquille, soit la privatisation de l'exploitation des ressources en énergie renouvelable. Cette décision politique vient avec un coût et des revenus évités dont les Québécois et les Québécoises ne sont pas toujours capables d'évaluer l'ampleur. L'ambition de ce document est d'évaluer l'impact global de la privatisation de l'énergie pour la société québécoise.

# De la nationalisation à la reprivatisation de l'énergie

## Le passage d'un bien marchand à un service public

Au sortir de la crise économique des années 1930, le Québec s'engage comme d'autres sociétés dans une grande remise en question collective du contrôle opéré par des sociétés privées sur les richesses communes. S'attelant à la question de la production d'électricité, le gouvernement met sur pied la Commission de l'électricité en 1936 dans le but de « superviser les activités des distributeurs d'électricité<sup>1</sup> ». En 1944, le gouvernement d'Adélard Godbout fonde Hydro-Québec et fait l'acquisition de la *Montreal Light Heat and Power*. Cette entreprise détenait alors un monopole sur la production d'électricité dans la région montréalaise, imposant des tarifs assez élevés pour freiner la productivité industrielle et pour gruger les revenus des ménages.

Cette première nationalisation était vouée à transformer l'électricité, jusqu'alors perçue comme un bien marchand fortement lucratif, en un véritable service public. Il ne s'agissait toutefois que d'une nationalisation partielle. Si la fourniture en électricité de Montréal, le cœur industriel du Québec, est désormais assurée par Hydro-Québec, les monopoles privés implantés dans les autres régions demeurent et continuent d'imposer des tarifs élevés et très variables, en plus d'offrir un service souvent déficient et instable. Ce régime hybride ne tiendra pas longtemps.

Rapidement, le modèle public prouve sa supériorité. Il est mieux équipé pour planifier des projets de grande échelle, il permet d'assurer une tarification stable et plus équitable pour l'ensemble des régions. De surcroît, il répond au désir d'émancipation politique exprimé depuis le début des années 1920 au sujet de l'exploitation des ressources naturelles qui s'intensifie dans la période d'après-guerre. Québec se lance alors dans un projet d'acquisition massive des infrastructures de production et de transport d'électricité qui culminera en 1962 avec le projet de nationalisation mis de l'avant par la campagne électorale *Maîtres chez nous* menée par le gouvernement de Jean Lesage. Peu de temps après la victoire du Parti libéral, Hydro-Québec entreprend sa deuxième vague de nationalisation qui se concrétisera par l'acquisition de la grande majorité des centrales privées du Québec<sup>2</sup>, mais aussi par la mise en œuvre de nouveaux projets d'envergure dans les bassins versants de la Côte-Nord, puis de la baie James.

---

<sup>1</sup> Bellavance, C. (2003). «Les origines économiques et techniques de la nationalisation de l'électricité au Québec : l'expérience du régime mixte, de 1944 à 1963», *Annales historiques de l'électricité*, 1(1), 37-52.

<sup>2</sup> Quelques centrales, notamment les barrages de l'aluminerie RioTinto Alcan, demeurent la possession de leurs propriétaires originaux. Ces barrages sont d'abord réservés à l'autoproduction d'électricité pour satisfaire les besoins industriels des entreprises, mais toute électricité excédentaire peut ensuite être rachetée par Hydro-Québec.

## Évolution fiscale de la production d'électricité

Pour réaliser son projet de nationalisation, la société d'État procède au rachat des diverses centrales installées sur le territoire. À l'époque de la première nationalisation, les centrales privées et les municipalités sont liées par des ententes particulières pour encadrer les redevances fiscales. Suivant les acquisitions d'Hydro-Québec, ces ententes sont maintenues sur une période de 20 ans, après quoi « l'article 41 de sa Loi constitutive prévoit que les installations de production, de transport et de distribution ne soient soumises aux taxes municipales et scolaires que sur la seule valeur des terrains<sup>3</sup> », excluant ainsi la valeur des bâtiments. Ces dispositions évoluent rapidement et Hydro-Québec obtient la possibilité de renégocier les ententes avec les municipalités, lui permettant de se délester des responsabilités qui lui avaient été transférées lors des premières acquisitions.

Les projets de grands barrages et les acquisitions supplémentaires qui se préparent à l'époque de la deuxième nationalisation soulignent à nouveau la complexité des responsabilités fiscales de la société d'État. Établir des ententes au cas par cas avec les municipalités était logique lors de l'acquisition des avoirs de la *Montreal Light Heat and Power*, une entreprise unique occupant un territoire limité. Toutefois, avec la deuxième nationalisation, ce genre de pratique s'avère de plus en plus complexe, en plus d'aller à l'encontre du désir de rendre l'accès à l'électricité et ses redevances plus égalitaire et équitable, un des objectifs centraux de la nationalisation. La seconde nationalisation devient ainsi l'occasion de réviser le statut fiscal d'Hydro-Québec. Un rapport commandé à l'époque explore trois modèles potentiels de taxation et la troisième option sera adoptée unanimement en 1963 : comme les installations d'Hydro-Québec qui se trouvent sur des territoires non organisés ne paient aucune taxe, il devient possible d'étendre cette situation à l'ensemble des installations passées et futures. L'enjeu de ce modèle implique de retirer la capacité des municipalités à prélever des taxes sur des installations importantes.

Des mesures temporaires d'atténuation, comme la possibilité de prélever des taxes sur les poteaux et pylônes, sont également adoptées de manière à éviter de « déséquilibrer trop brutalement les budgets des municipalités touchées<sup>4</sup>», mais le résultat principal de cette transformation est l'exemption unilatérale de taxes sur les installations de production électrique. Cette exemption est maintenue dans la Loi sur Hydro-Québec jusqu'en 1971, alors qu'elle est également inscrite dans la première loi d'application générale en matière d'évaluation foncière du Québec. Cette transformation est majeure, car elle met fin au caractère unique des installations d'Hydro-Québec. Dès lors, l'exemption s'applique « à l'ensemble des installations de production électrique, sans égards à l'identité de leur

---

<sup>3</sup> M.-C. Prémont, « Hydro-Québec et le délestage des grandes régions productrices d'hydroélectricité », in Robert Bernier (éd.), *Les défis québécois : conjonctures et transitions*, PUQ, 2014, p. 48.

<sup>4</sup> *Ibid.*, p. 52.

propriétaire<sup>5</sup> ». En 1979, une dernière modification vient consacrer les exemptions fiscales de la production d'électricité en retirant la possibilité de prélever des taxes sur les « terrains qui servent d'assiette aux postes de transformation et aux lignes de transport<sup>6</sup>. » Désormais, les municipalités ne peuvent plus taxer les terrains liés à la production d'électricité.

## Hydro-Québec sous pression

Depuis la nationalisation, la production d'électricité demeurait principalement vouée à la consommation québécoise. Cela répondait en grande partie au rôle de service public d'Hydro-Québec. Néanmoins, devant la croissance de la production résultant de la mise en service des barrages des complexes Manic et Outardes, et en prévision de la mise en service imminente du complexe La Grande, l'Assemblée nationale adopte en 1983 une loi autorisant l'exportation d'électricité. À cette époque, toutefois, seuls de faibles volumes d'électricité sont voués à l'exportation. Le vent tourne dans les années 1990 avec le début des négociations entourant l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA). En effet, les dispositions du chapitre 6 de l'ALENA<sup>7</sup> indiquent que l'électricité, au même titre que n'importe quel autre vecteur énergétique, est un bien marchand sujet au libre-échange. Or, le chapitre 15, qui encadre les pratiques anticoncurrentielles, fait état des contraintes auxquelles doivent se soumettre les monopoles d'État. Les monopoles doivent notamment être soumis à une surveillance et à une régulation extérieure permettant d'assurer qu'aucune pratique anticoncurrentielle n'ait lieu. La réponse de Québec sera donc de créer la Régie de l'énergie, vouée à agir comme organisme de régulation des activités d'Hydro-Québec et des autres acteurs du domaine de l'énergie.

La création de la Régie de l'énergie s'inscrit dans un contexte plus large de restructuration de la production d'électricité au Québec. Au-delà des mesures générales de l'ALENA, les transformations du marché énergétique américain, axées sur la dérégulation et sur le contrôle des monopoles, font pression sur le Québec. Il faut suivre la tendance, sans quoi il lui sera impossible de vendre sa production à ses voisins du sud, Hydro-Québec doit ainsi adapter sa structure pour se plier aux normes américaines. C'est de cette manière que la société d'État se trouvera fractionnée en trois composantes distinctes : la gestion des lignes de transport appartient dès lors à TransÉnergie (HQT), la construction d'installations de production devient la responsabilité d'Hydro-Québec Production (HQP) et la gestion de la vente aux particuliers devient la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

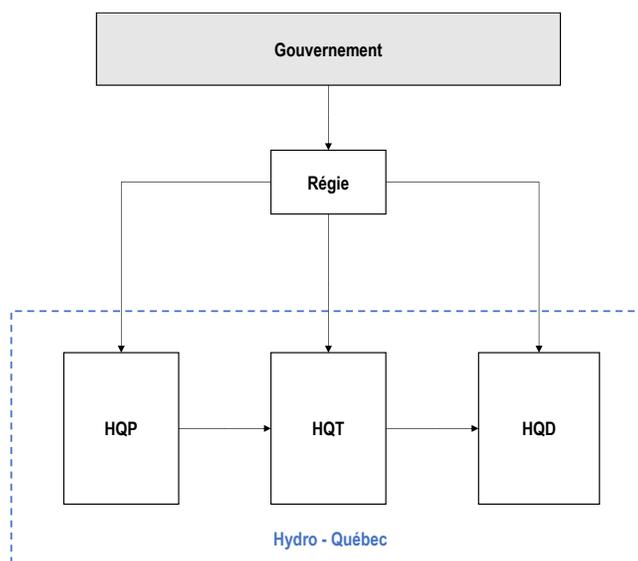
---

<sup>5</sup> *Ibid.*, p. 53.

<sup>6</sup> *Ibid.*

<sup>7</sup> Canada, A. mondiales. (2017, 10 février). Accord de libre-échange nord-américain – Produits énergétiques et produits pétrochimiques de base. AMC. <https://www.international.gc.ca/trade-commerce/trade-agreements-accords-commerciaux/agr-acc/nafta-alena/fta-ale/06.aspx?lang=fra>

## Structure avec la création de la Régie en 1996



Une pression supplémentaire incite Hydro-Québec à se défaire du monopole qu'elle exerce sur ces trois fonctions. Or, comme il s'avère peu avantageux économiquement d'instaurer de la compétition dans les domaines du transport et de la distribution<sup>8</sup>, il devient de plus en plus évident que Québec doit diversifier sa production et intégrer des types d'énergie gérée par de nouveaux acteurs. En d'autres mots, pour se conformer aux pressions de l'ALENA et du marché américain, le Québec se voit renouer en quelque sorte malgré lui avec la production privée d'énergie.

### Le retour du privé par l'éolien

L'intérêt croissant envers les enjeux environnementaux qui marque les années 1990 place le Québec dans une position jusque-là insoupçonnée. Son régime énergétique hautement renouvelable devient une position à défendre coûte que coûte dans la lutte aux changements climatiques. Cette réalité transparaît dans les politiques de diversification énergétique de l'époque. Suivant les objectifs du développement durable, on mise ainsi sur le développement de nouvelles filières d'énergie renouvelable : la biomasse, l'éolien et la petite hydraulique. Or, devant le faible rendement de la biomasse et l'opposition qui se manifeste contre la petite hydraulique, le gouvernement du Québec se range rapidement derrière la production éolienne qui devient la pièce maîtresse de la stratégie énergétique menée par le ministre des Ressources naturelles de l'époque.

Le gouvernement consulte d'abord la Régie sur sa stratégie. Cette dernière répond négativement au projet, invoquant les coûts élevés que devront assumer

<sup>8</sup> Prémont, M.-C. (2014). « L'étonnante construction juridique de l'énergie éolienne au Québec » *Revue de droit du développement durable de l'Université McGill*, 10(1), 8.

les usagers d'Hydro-Québec si le gouvernement souhaite aller de l'avant. La Régie reconnaît que le développement d'une filière éolienne pourrait s'avérer un moteur de développement régional efficace, mais critique en même temps « la confusion des genres vers laquelle se dirige le gouvernement du Québec : faire payer une politique de développement régional par les abonnés d'HQ<sup>9</sup>. » La Régie note de plus que le coût du développement éolien dépasserait celui des nouveaux développements hydroélectriques prévus. Durant la même période, le président d'Hydro-Québec fait une sortie médiatique où il s'oppose publiquement au développement éolien. Ces réactions auront peu d'effets sur la décision définitive du gouvernement, qui ira de l'avant avec le projet éolien.

Or, pour réintroduire le secteur privé dans le marché nationalisé de l'électricité québécoise, des transformations additionnelles devaient avoir lieu : il fallait effectivement trouver une stratégie qui contrait l'idée que le Québec était en train de faire marche arrière sur les acquis de la Révolution tranquille. Cette stratégie arriva par le biais d'un rapport commandé à la firme Merrill Lynch, qui reçut le mandat d'élaborer des scénarios pour introduire de la concurrence sur le marché. L'option retenue fut celle de l'énergie patrimoniale.

## **L'énergie patrimoniale**

La notion d'énergie patrimoniale vient répondre à la question épineuse du rôle que l'énergie produite par la société d'État devra jouer dans un marché concurrentiel. Le monopole qu'exerçait jusqu'alors Hydro-Québec lui permettait effectivement de faire de la fourniture d'électricité un service de nature publique. La production privée, quant à elle, fonctionne nécessairement selon la logique inverse et traite l'électricité comme un bien marchand. L'enjeu premier consiste donc alors à rassurer la population sur le fait que la dynamique marchande ne viendra pas court-circuiter les fondements de la nationalisation. Il faut trouver une manière de convertir la part de la production de la société d'État en bien marchand tout en permettant à cette dernière de conserver ses objectifs et responsabilités sociales.

Depuis la mise en place de la Régie de l'énergie et du fractionnement d'Hydro-Québec, HQP vend sa production à HQD qui assure ensuite le lien avec les consommateurs québécois. La production privée devra également vendre sa production à HQD, qui devient ainsi un bassin de collection où se rassemble l'électricité, toutes sources confondues, avant d'être distribuée aux consommateurs. Le concept d'énergie patrimoniale vise ainsi à définir un bloc d'énergie de 165 TWh dont le prix de vente à HQD sera fixé à 2.79 ¢/kWh. Ce bloc, entièrement composé d'électricité produite par les installations publiques de HQP, vise à garantir aux consommateurs la fourniture d'une électricité à bas prix,

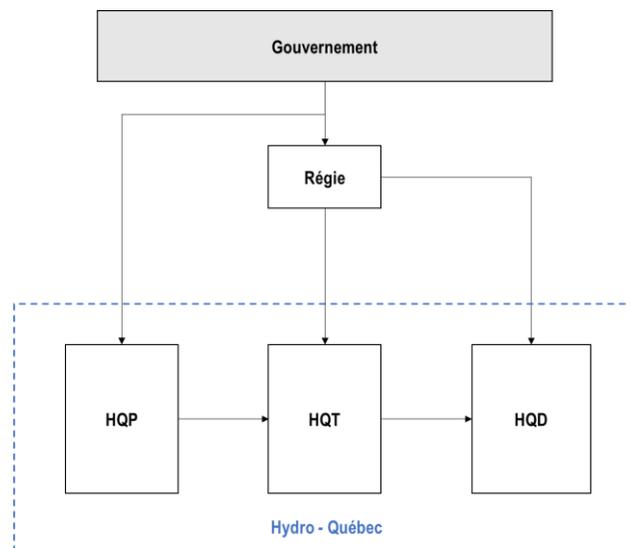
---

<sup>9</sup> Prémont, M.-C. (2016). «La transition énergétique en chantier. Les configurations institutionnelles et territoriales de l'énergie». *Vie économique*. Chapitre 7.

sacralisant et sanctuarisant ainsi l'héritage de la nationalisation. Or, dans les faits, l'énergie patrimoniale « signait la fin de l'intégrité du caractère patrimonial de la ressource [...] l'énergie patrimoniale devient désormais un ensemble fini, devant cesser de croître avec la demande de la société québécoise, donc perdant continuellement du terrain<sup>10</sup>». À partir du moment où les besoins énergétiques du Québec dépasseront les volumes du bloc patrimonial, HQD devra ainsi s'approvisionner par appel d'offres. Les entreprises privées et HQP pourront alors soumettre leurs projets pour combler la demande postpatrimoniale, concrétisant l'introduction du privé au sein du marché québécois. Le développement et la croissance de la demande relèveront désormais du domaine privé.

Le concept d'énergie patrimoniale s'est concrétisé en 2001 par le décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 qui fait suite au projet de loi 116 qui venait modifier la Loi de la Régie de l'énergie. À cette époque, la consommation québécoise n'excède pas encore la limite des 165 TWh prévue par l'énergie patrimoniale. Toutefois, les prévisions d'alors estimaient déjà que ce seuil serait atteint en 2005. Le gouvernement procédera donc rapidement à ses premiers appels d'offres en vue de répondre à la demande prévue.

### Structure après les modifications législatives en 2001



<sup>10</sup> Prémont, M.-C. (2014). « L'étonnante construction juridique de l'énergie éolienne au Québec », *Revue de droit du développement durable de l'Université McGill*, 10(1), p. 69.

## Le développement par appels d'offres

Le début des années 2000 marque le parachèvement de la transition au modèle patrimonial. Un flou persiste encore quant aux types d'énergie qui seront d'abord mis de l'avant. L'éolien est le plus désirable aux yeux du gouvernement, mais plusieurs détails de son implantation doivent encore être peaufinés (il faut notamment élaborer la politique de développement régional qui devra encadrer la production éolienne). Motivé par l'idée d'ouvrir de nouvelles filières énergétiques, le gouvernement de l'époque lève brièvement le moratoire sur le développement des petites rivières, ce qui soulève un tollé au sein de l'opinion publique. L'éolien gagne dans cette protestation un espace de déploiement.

Les premiers appels d'offres sont lancés en 2002 dans le cadre d'une série d'initiatives qui auront un impact important sur le domaine énergétique. Sont alors retenus un projet de 507 MW pour la centrale au gaz de Bécancour et un projet d'aménagement de turbines supplémentaires dans les centrales LG-1 et LG-2. La fin de 2002 marque en quelque sorte le parachèvement du modèle que suivra le gouvernement pour les futurs décrets d'acquisition d'énergie éolienne. Conséquemment, l'année suivante, Québec lance son premier appel d'offres réservé aux projets éoliens. Ce sera le début d'une série de décrets édictant des règlements propres à chaque bloc d'énergie incluant un pourcentage d'investissements et de dépenses minimum pour chaque projet.

**Tableau 1 : Appels d'offres pour l'énergie éolienne**

Année	Type d'A/O	Puissance (MW)	Nb de projets	Régions visées
2003	Éolien	820	7	Gaspésie (5) et Bas-St-Laurent (Matanie) (2)
2005	Éolien	2010	15	Gaspésie (3); Bas-St-Laurent (Matanie) (3); Capitale Nationale (3); Chaudière-Appalaches (2); Estrie (1); Saguenay-Lac-St-Jean (1); Centre-du-Québec (1); Montérégie (1)
2009	Éolien	286	12	Bas-St-Laurent (Matanie) (4); Montérégie (2); Chaudière-Appalaches (2); Capitale-Nationale (1); Estrie (1); Gaspésie (1) et Saguenay-Lac-St-Jean (1)
2013	Mixte	446	3	Bas-St-Laurent (Matanie) (1); Gaspésie (1) et Chaudière-Appalaches (1)
2015	Dispense spéciale	155	2	Gaspésie (2)
2021	Éolien et renouvelable	1144	6	Bas-St-Laurent (Matanie) (3); Chaudière-Appalaches (1); Estrie (1); Gaspésie (1)
2023	Éolien	1500	8	Bas-St-Laurent (1); Chaudière-Appalaches (3); Centre du Québec (1); Côte-Nord (1); Montérégie (2)

Le tableau 1 présente la séquence des appels d'offres qui entraîneront l'installation de nouveaux parcs éoliens. À l'exception de l'appel d'offres de 2013, tous les appels d'offres sont entièrement réservés à l'installation de projets privés éoliens. On note également que les objectifs de développement régional associés à l'implantation de l'éolien au Québec visent principalement les régions de la Gaspésie et de la Matanie, qui accueillent la totalité des projets du premier appel d'offres et une part significative de tous les appels d'offres subséquents.

La sélection des projets par HQD est un long processus impliquant une méthode complexe qui doit tenir compte de facteurs très variés incluant notamment les redevances qui seront versées aux communautés locales, la technologie qui sera employée, les tracés de raccordement envisagés et le territoire à occuper. Suivant la sélection finale, HQD signe un contrat avec chaque promoteur choisi. Les contrats encadrent, entre autres, la tarification et son évolution suivant l'inflation, le volume d'énergie à fournir annuellement, le calendrier de développement, les modalités de la vente d'électricité à HQD, les responsabilités et les redevances matérielles et légales des deux parties, les paramètres des contributions du parc au développement régional, ainsi que les installations et les modalités de démantèlement à la fin de vie du parc.

Comme cela a été mentionné plus haut, les modifications fiscales des années 1970 avaient exempté les installations d'Hydro-Québec de toute taxe foncière en généralisant l'exemption à toutes les installations de production d'électricité. Cette décision, qui paraissait évidente à l'époque où Hydro-Québec détenait l'entièreté des centrales québécoises, prend toutefois une toute nouvelle signification avec l'introduction du privé : les parcs éoliens se trouvent effectivement à être exemptés des taxes foncières. Cette situation limite grandement l'influence que les municipalités auraient pu exercer sur les promoteurs. Ces derniers sont encouragés par le processus de sélection à offrir des redevances aux communautés locales, mais le rapport de force quasi unilatéral laisse peu de place à la négociation et les municipalités se trouvent souvent contraintes d'accepter des conditions à la hâte, craignant de perdre l'opportunité offerte par les promoteurs.

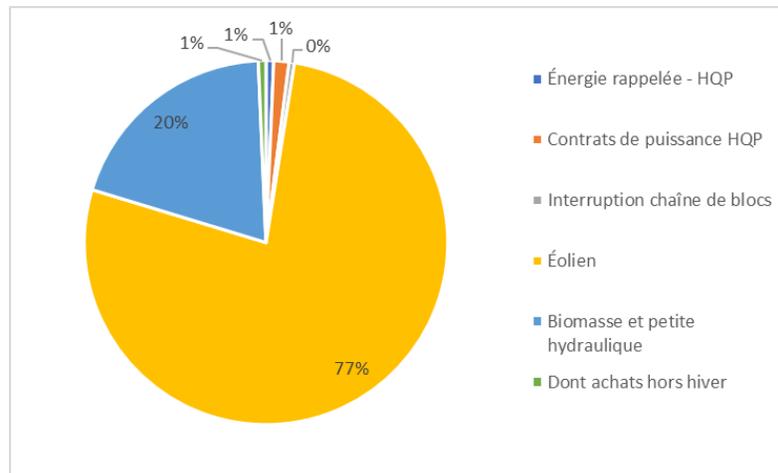
**Tableau 2 : Appels d'offres pour les autres sources d'énergie**

Année	Type d'A/O	Puissance (MW)	Nb de projets	Régions visées
2002	AO (cogénération)	507	1	Centre-du-Québec (1)
2003	AO (cogénération)	19	1	Estrie (1)
2009	AO (cogénération)	48,25	6	Montérégie (2), Saguenay-Lac-Saint-Jean (1), Outaouais (1), Lanaudière (1), Centre-du-Québec (1)
2009	PAE (petite hydraulique)	103,4	7	Saguenay-Lac-Saint-Jean (4), Côte-Nord (2), Capitale-Nationale (1)
2011	PAE (cogénération)	274,03	16	Abitibi-Témiscamingue (4), Montérégie (2), Saguenay-Lac-Saint-Jean (2), Estrie (2), Nord-du-Québec (2), Montréal (1), Outaouais (1)

Comme on peut le voir au tableau 2, le gouvernement ne se restreint pas son approvisionnement postpatrimonial à des appels d'offres éoliens. Quelques projets de cogénération, principalement à base de biomasse, sont effectivement autorisés entre 2002 et 2011. On remarque également qu'en 2009, quelques projets de petite hydraulique ont vu le jour. Ces projets sont rendus possibles par une autre levée du moratoire. Celui-ci sera peu après réinstauré, à nouveau et pour les mêmes raisons, mais il sera alors trop tard pour interdire certains projets qui

auront bel et bien lieu. Dans l'ensemble, toutefois, il vaut la peine de constater que la production de ces projets est beaucoup plus faible que la production éolienne. Ainsi, quand on analyse la contribution de l'énergie postpatrimoniale, on s'aperçoit, suivant le graphique 1, que l'éolien tient la partie la plus importante avec 77 % de la production totale actuelle<sup>11</sup>. Combinées, la biomasse et la petite hydraulique ne représentent que 20 % de la production totale du bloc postpatrimonial privé.

**Graphique 1 : Production postpatrimoniale privée**



La décision d'introduire au Québec une filière éolienne privée est une décision politique. Elle n'a jamais été basée sur une évaluation et une optimisation des meilleurs moyens de répondre à la demande pour la satisfaction des besoins de la population. Autrement dit, elle n'avait pas pour objectif de répondre aux objectifs sociaux au fondement de la mission d'Hydro-Québec. Cette transformation du bilan énergétique québécois est d'abord motivée par des incitatifs économiques. Pour comprendre les effets économiques que l'éolien privatisé a pu avoir, la prochaine section va évaluer le coût contractuel de l'installation de l'éolien au Québec, c'est-à-dire le coût réel d'acquisition de l'énergie éolienne ainsi que le coût d'intégration de cette énergie par Hydro-Québec Distribution.

<sup>11</sup> Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec, R-4210-2022, HQD-2, document 3

# Le coût de l'éolien

## Le prix de l'énergie éolienne

En consultant les contrats d'approvisionnement en électricité (CAE) signés par HQD et les différents fournisseurs, nous avons calculé les coûts d'acquisition contractuels d'énergie éolienne et leur évolution en tenant compte de l'inflation. Pour y parvenir, nous avons chiffré le produit du prix contractuel de l'énergie éolienne, soumis à différents indicateurs de suivi de l'inflation spécifique à chaque contrat, et du volume contractuel, inclus dans le contrat de fourniture d'énergie. En nous basant sur la date de mise en service et sur les données disponibles, nous avons pu estimer le coût théorique de l'acquisition d'énergie éolienne pour tous les parcs présentement en service. Le tableau 3 présente un bref résumé des tarifs moyens par appel d'offres en date de 2023. On remarque que la tarification moyenne par appel d'offres augmente graduellement pour retomber avec l'appel d'offres le plus récent. Cette variation est représentative de l'importante évolution technologique des années 2000 qui s'accompagne d'une croissance dans les coûts, puis du point d'inflexion qui arrive au début des années 2010, avec une baisse du coût de production qui suit l'adoption de plus en plus généralisée de la technologie éolienne.

**Tableau 3 : Moyenne des prix par appel d'offres (AO) en vigueur (2023)**

Appel d'offres	Prix moyen (¢/kWh)
1 (2003)	7,46
2 (2005)	10,72
3 (2009)	14,13
4 (2013)	8,64
Moyen <sup>12</sup>	9,58

Une croyance largement répandue laisse entendre que les prix des projets éoliens se situent à 6,5 ¢/kWh<sup>13</sup>. Toutefois, en tenant compte des calculs d'inflation inscrits aux contrats, on constate plutôt que le prix moyen des parcs dépasse cette valeur moyenne dès leur mise en service<sup>14</sup>. Ainsi, entre 2006 et 2023, l'introduction de nouveaux projets, avec un prix moyen plus élevé, augmente le tarif moyen de l'éolien. En 2023, le prix moyen atteint 9,58 ¢/kWh. Cela

<sup>12</sup> Ceci est une moyenne pondérée prenant en compte les volumes contractuels. Pour cette raison

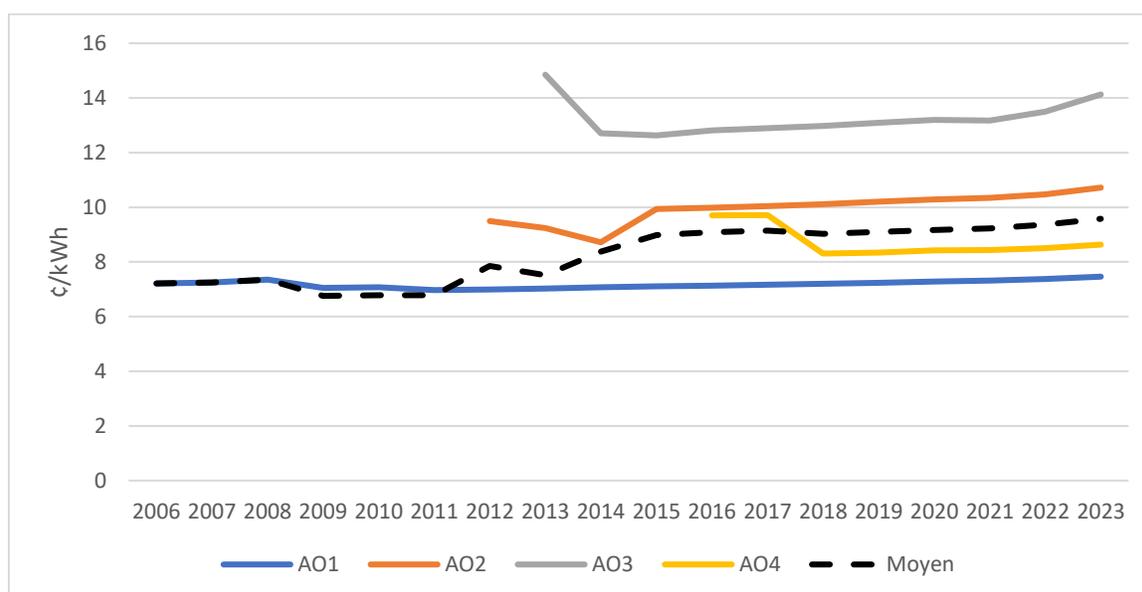
<sup>13</sup> <https://aqper.com/fr/lenergie-eolienne-coute-t-elle-cher-aux-contribuables-du-quebec-4>

<sup>14</sup> En 2006, le prix moyen du premier appel d'offres est de 7,21 ¢/kWh. Avec de nouveaux parcs éoliens, le prix moyen du premier appel d'offres descend à 6,97 en 2011.

correspond à 303 % du prix de l'énergie patrimoniale<sup>15</sup> et à 147% du prix répandu du coût de l'éolien.

Il est à noter que le prix annoncé de l'appel d'offres (AO) de 2021 se situait, lui, autour de 6,1 ¢/kWh<sup>16</sup>. Ce prix est bien sûr amené à suivre l'effet de l'inflation des années 2022, 2023, et les suivantes jusqu'à la mise en service des parcs éoliens. Il est donc attendu que le coût d'acquisition moyen de l'énergie éolienne se réduise même si l'inflation amènera une augmentation du prix des deux derniers appels d'offres.

**Graphique 2 : Évolution du prix moyen de l'énergie éolienne (2006-2023)**



## Coût d'acquisition de l'énergie éolienne

Pour s'approvisionner en énergie éolienne entre 2006 et 2023, Hydro-Québec a conclu des contrats d'acquisition éolienne (CAE) qui correspondaient à 110,15 TWh que les fournisseurs d'énergie éolienne doivent fournir à HQD pour la durée de l'entente contractuelle. En prenant le prix, les volumes contractuels et la date de mise en service, nous pouvons évaluer le coût total d'acquisition de l'énergie éolienne à 9,98 G\$ pour la période.

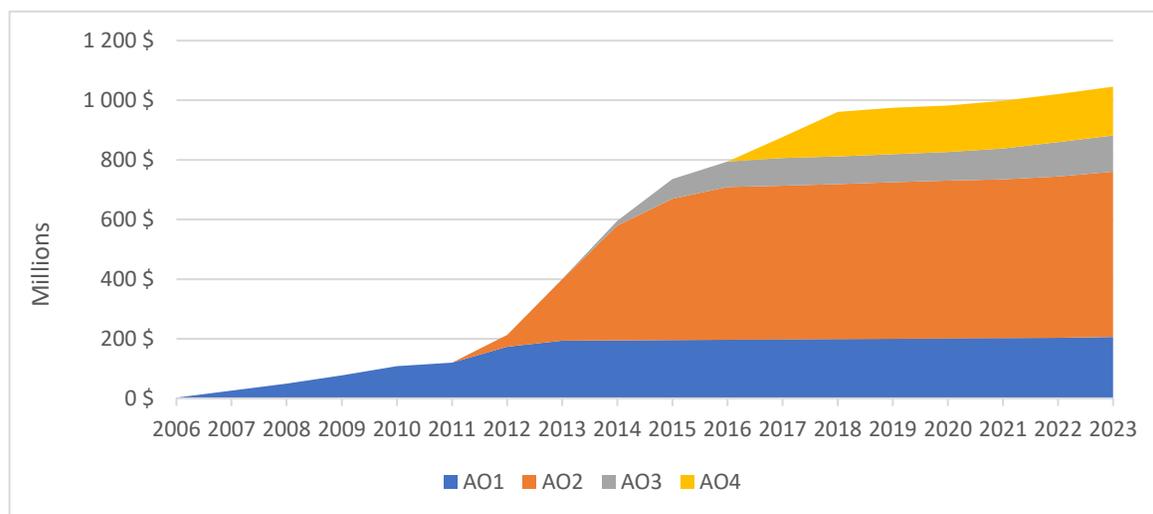
Comme nous pouvons le remarquer sur le graphique suivant, le principal contributeur est le deuxième appel d'offres (AO2) avec 53 % du coût d'acquisition alors que l'AO3 est le plus faible contributeur avec 12 % des coûts de fourniture d'électricité éolienne. Concernant les volumes, l'AO2 fournit 56 % du volume

<sup>15</sup> Estimée à 3,16 ¢/kWh

<sup>16</sup><https://www.newswire.ca/fr/news-releases/appels-d-offres-de-2021-hydro-quebec-retient-sept-soumissions-visant-notamment-pres-de-1-150-mw-d-eolien-installe-821043031.html>

d'énergie éolienne (2023) alors que l'AO3 fournit 7 % du volume d'énergie éolienne (2023).

### Graphique 3 : Coût contractuel d'acquisition de l'énergie éolienne pour Hydro-Québec par appel d'offres (2006-2023)



Le coût d'acquisition de 9,98 milliards de dollars correspond aux engagements contractuels entre les fournisseurs d'énergie éolienne et Hydro-Québec, on parle ici d'énergie contractuelle. Dans la réalité les fournisseurs d'énergie éolienne peuvent se retrouver en sur- ou sous-production<sup>17</sup>. Cela affecte le coût d'acquisition en énergie éolienne.

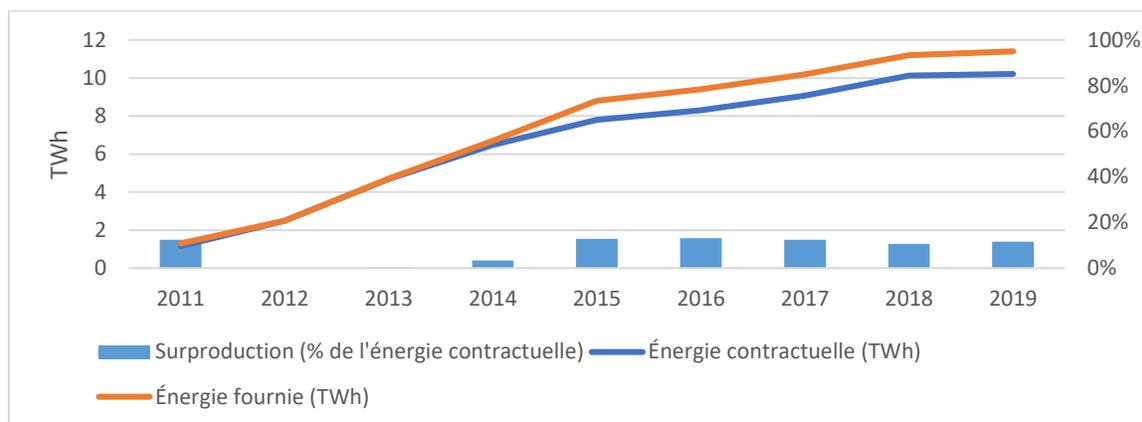
### Le coût de la surproduction

En nous basant sur les plans d'approvisionnement déposés par Hydro-Québec à la Régie de l'énergie<sup>18</sup>, nous avons pu faire une évaluation du volume et du coût d'acquisition de l'énergie éolienne depuis 2011. À partir de 2015, la surproduction se stabilise entre 10,6 et 13,2 % du volume de l'énergie éolienne contractuelle pour une moyenne de 12,1 %.

<sup>17</sup> Les parcs éoliens répondant aux aléas climatiques et aux profils de vents, il est commun qu'un parc surproduise ou sous-produise de l'électricité éolienne. Dans tous les cas, Hydro-Québec doit accepter, et intégrer, toute la production de ces parcs. Il existe donc une variation entre l'énergie contractuelle et l'énergie réellement fournie.

<sup>18</sup> R-4057-2018, HQD-6, document 1.1 ; R-3980-2016, HQD-6, document 1 ; R-3905-2014, HQD-6, document 1 ; R-3740-2010, HQD-5, document 1.

## Graphique 4 : Volumes d'énergie contractuelle et fournie incluant la surproduction



Il existe une variation entre les différents parcs éoliens qui peuvent surproduire une année, mais passer en sous-production l'année suivante. La diversité de la localisation des parcs éoliens permet ainsi d'avoir une stabilité pour le taux de surproduction. Par contrat, chaque parc éolien, dont la principale raison d'être est de créer des revenus pour ses propriétaires, a pour objectif de produire une quantité maximale d'énergie éolienne sans prendre en compte les besoins réels d'Hydro-Québec.

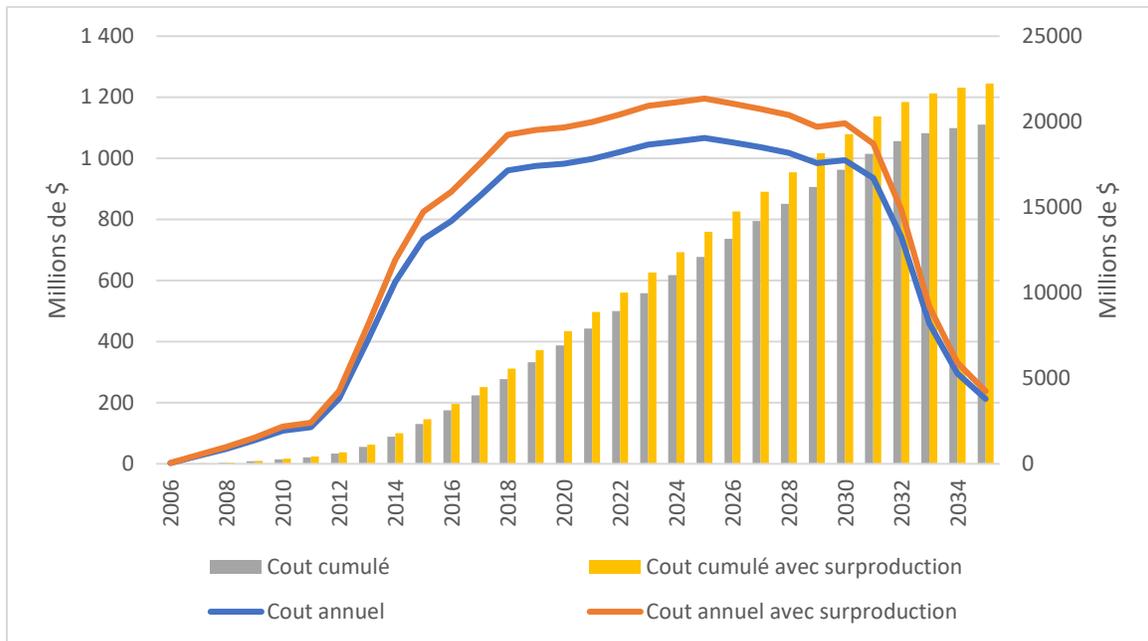
Les données correspondant au volume et au coût total d'acquisition éolienne ne sont disponibles que dans la documentation de la phase 2 de la dernière cause tarifaire avant l'indexation effectuée par le gouvernement en 2021<sup>19</sup>. Nous avons ainsi pu calculer un coût moyen d'acquisition d'énergie éolienne pour les années 2017 et 2018 de 9,14 et 9,06 ¢/kWh respectivement, alors que le coût moyen contractuel calculé est de 9,14 et 9,03 ¢/kWh pour 2017 et 2018 respectivement, soit une marge d'erreur de 0,01 % et 0,33 % respectivement.

En reprenant nos évaluations de coût de l'énergie contractuelle et les coûts d'acquisition réels d'Hydro-Québec, nous pouvons formuler l'hypothèse que le coût moyen contractuel calculé puisse être utilisé pour l'évaluation du coût d'acquisition à venir en y intégrant la surproduction<sup>20</sup>. Le coût total incluant la surproduction est de 11,18 G\$ en 2023 et de 22,2 G\$ à l'horizon de 2035.

<sup>19</sup> « Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020 » R-4057-2018 HQD-6, document 1.1. Suivi des décisions D-2020-152 et D-2020-182.

<sup>20</sup> Nous prenons ici la moyenne du pourcentage de surproduction des années 2015 à 2019 soit 12,1 % avec un coût moyen équivalent au coût moyen contractuel, car l'écart en 2017 et 2018 se trouve entre 0,01 % et 0,33 %

**Graphique 5 : Coût d'acquisition en énergie éolienne des parcs éoliens des quatre premiers appels d'offres**



Ceci ne prend pas en compte les appels d'offres 5 et 6 qui ne sont pas encore en service et qui ajouteront 2600 MW au coût des 3700 MW calculés ici. Le calcul ne prend pas en compte, non plus, le renouvellement des premiers parcs éoliens mis en service. Leur contrat arrive à échéance à partir de 2026 et un programme d'acquisition éolienne (PAE) entériné par le gouvernement permettra le renouvellement pour un coût préliminaire de 3 ¢/kWh<sup>21</sup>.

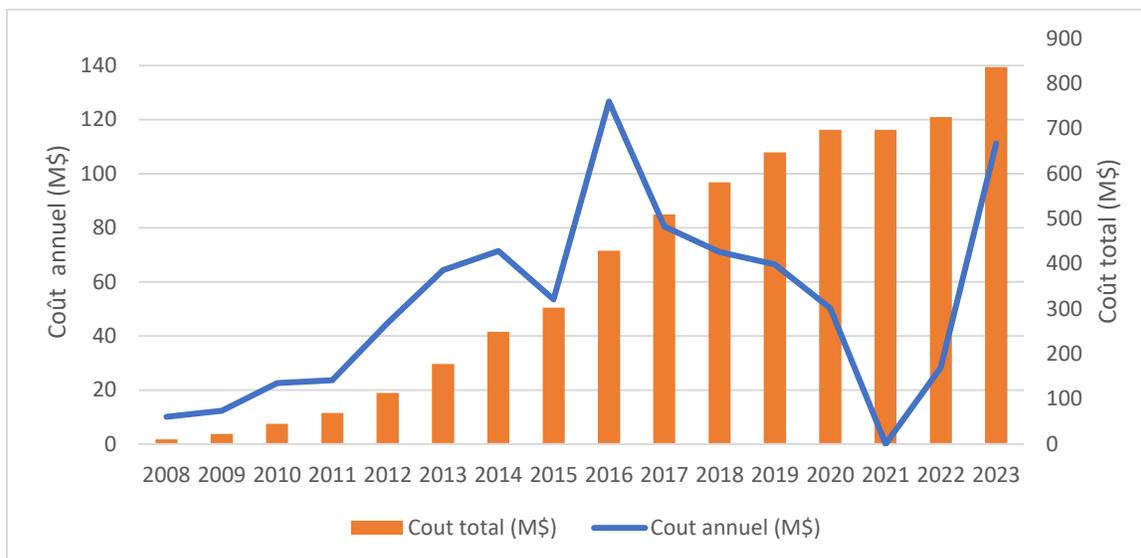
### Le service d'intégration éolien

Le service d'intégration éolien est le fruit du « règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse » mis en application par le décret 352-2003 du 5 mars 2003. Il inscrit, notamment, la « garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage ». En d'autres termes, c'est un service que fournit Hydro-Québec Production afin d'intégrer à son réseau une énergie éolienne qui est intermittente. Elle permet de prendre en compte la variabilité de l'approvisionnement éolien comme les besoins nécessaires pour équilibrer le réseau selon la fourniture effective d'énergie éolienne par les fournisseurs d'éolien. En 2015, une modification dans les paramètres de comptabilisation entraîne une augmentation anormale en 2016, mais le suivi permet cependant de faire une évaluation des coûts de 836 M\$ de

<sup>21</sup> Projet de règlement sur la capacité maximale de production d'un parc éolien visé dans un programme d'achat d'électricité de source éolienne. MEIE, mai 2023.

2008 à 2023. Cependant, il manque deux années pour lesquelles les informations ne sont pas disponibles sur le site de la Régie de l'énergie et la dernière année (2023) ne comprend pas le coût de septembre à décembre.

**Graphique 6 : Évolution du coût de service d'intégration éolienne**



Depuis le changement de méthode comptable, le coût le plus faible du service d'intégration éolienne est de 66 millions (2019). Sachant que nous possédons 2 ans et 4 mois sans données, on peut raisonnablement conclure, en se basant sur le coût le plus faible, que le coût d'intégration de l'énergie éolienne est autour de 1 G\$ depuis le début de l'intégration de l'énergie éolienne.

Dans le dernier plan d'approvisionnement présenté par HQD<sup>22</sup>, ce sont 11,4 TWh qui ont été acquis en énergie éolienne pour un coût de 111,16 M\$ d'intégration éolienne, soit 0,98 ¢/kWh de coût additionnel lié à l'intégration de l'énergie éolienne sur le réseau d'Hydro-Québec. Le coût de ce service représente principalement le coût d'opportunité pour HQP lorsque les périodes de demande les plus faibles apparaissent. Les fournisseurs, qui ont pour intérêt de maximiser les revenus de leurs installations énergétiques, vont faire fonctionner leurs installations au maximum de leur capacité. Il n'y a pas de refus de production possible, car Hydro-Québec est contrainte, par contrat, à accepter la production d'énergie éolienne. C'est donc un coût additionnel que l'on peut imputer à la privatisation de la production énergétique éolienne pour la clientèle d'Hydro-Québec.

<sup>22</sup> R-4210-2022

Le service d'intégration éolien (SIÉ) permet d'intégrer l'énergie éolienne produite au sein du réseau de transport d'Hydro-Québec. Dernièrement, il apparaît clairement que la capacité d'ajouter de nouveaux projets est arrivée à un point de saturation<sup>23 24 25</sup> et que cela détermine un peu plus la localisation des nouveaux projets que le réel potentiel éolien du territoire québécois. Cela entraîne plusieurs impacts qui amèneront une augmentation du coût de service d'intégration éolien :

- Un coût additionnel pour intégrer l'énergie éolienne va devoir être revu dans le cadre du prochain SIÉ. Actuellement l'énergie éolienne fournit une puissance de 3700 MW à laquelle il faudra additionner les 2300 MW des appels d'offres 5 et 6 et 1400 MW additionnels à définir comme le montre le dernier plan d'approvisionnement déposé à la Régie par HQD.
- Un besoin de nouvelles infrastructures de transport qui vont conséquemment impacter le coût d'intégration de l'énergie éolienne.
- La sélection et l'ajustement de projets éoliens à développer selon les capacités de transport d'Hydro-Québec et non pas selon les besoins en énergie de l'économie québécoise.

### **La génération minimum**

Ce coût de service d'intégration éolienne peut être évalué comme le coût d'équilibrage du réseau et le coût d'opportunité d'intégrer l'énergie éolienne quand le Québec n'en a pas besoin. Ainsi, si la demande en période de pointe est le principal enjeu pour calculer la puissance nécessaire à Hydro-Québec, la demande atteint un creux lors des périodes où le chauffage et la climatisation ne sont pas nécessaires. Au printemps et en automne, la nuit, lorsque la demande est la plus basse, Hydro-Québec doit faire tourner ses centrales à un débit minimum qui définit donc d'un minimum de génération. La demande faible suffit à absorber cette production. Cependant, lorsque les centrales éoliennes intermittentes, privatisées, produisent de l'énergie additionnelle, Hydro-Québec doit par contrat accepter cette énergie. Elle ne peut pas faire de « refus de production » et est prise avec une énergie éolienne abondante à écouler les marchés domestiques ou d'exportation. Comme les profils de production des parcs éoliens du Québec suivent en grande partie les grands vents du Nord-Est américain, lorsque le vent souffle, le prix sur le marché à court terme est souvent faible et parfois négatif.

<sup>23</sup><https://www.lapresse.ca/affaires/energie-propre/les-couts-de-l-eolien-s-envolent/2023-10-21/une-question-d-argent-et-d-espace.php>

<sup>24</sup><https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2048232/fitzgibbon-electricite-transprot-gaspesie-parcs-eoliens>

<sup>25</sup><https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2044776/appel-offres-hydro-quebec-pohenegamook>

## Récapitulatif

	Prix (¢/kWh)	Coût total (M\$)	
	2023	2023	2035
<b>Énergie éolienne</b>	9,58	11 180	22 200
<b>Service d'intégration</b>	0,98	1 000	2 000
<b>Total</b>	10,56	12 180	24 200

# L'énergie postpatrimoniale prioritaire

## Historique

Le développement de l'éolien s'est réalisé par décrets qui ont défini les contours d'appels d'offres d'éolien. De cette manière, le gouvernement a trouvé les moyens de développer une filière éolienne au Québec sans que la Régie n'ait à se prononcer sur le bien-fondé de ces nouvelles sources d'approvisionnement. Cela créa, dans les années 2010, l'apparition de surplus énergétiques avec des besoins énergétiques québécois qui ne suivent pas l'augmentation de l'offre.

Les différents appels d'offres des années 2000 ont permis la mise en service de parcs éoliens au tournant des années 2010. C'est en 2013 et 2014 que les premiers impacts sur les tarifs d'Hydro-Québec ont commencé à se faire sentir. Cette situation a mené à une contestation auprès de la Régie de l'énergie avec, notamment, le dépôt d'une requête en irrecevabilité de l'*Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité* (AQCIÉ)<sup>26</sup>. Pour cette association de consommateurs industriels, l'énergie éolienne qu'Hydro-Québec souhaite acquérir ne doit pas affecter les tarifs de la clientèle.

En réponse, la Régie de l'énergie, dans sa décision D-2014-175, valide le principe d'intégrer l'énergie postpatrimoniale (principalement éolienne) en priorité dans le calcul des tarifs pour la clientèle. Cela implique que, pour écouler en priorité l'électricité postpatrimoniale provenant des éoliennes, la clientèle au Québec devra laisser de l'énergie patrimoniale disponible dans les réservoirs d'Hydro-Québec Production.

En 2015, le gouvernement du Québec confirme cette orientation en modifiant la Loi de la Régie de l'énergie au moyen d'une loi budgétaire<sup>27</sup> afin d'intégrer à la loi sur Hydro-Québec la priorité à l'énergie postpatrimoniale (9,58 ¢/kWh) sur l'énergie patrimoniale (3,16 ¢/kWh).

## Le coût du postpatrimonial

Cette décision entraîne des coûts additionnels pour la clientèle que nous avons voulu évaluer. Dans un rapport de mai 2018<sup>28</sup>, le Vérificateur général du Québec évaluait déjà un effet à la hausse de 2,5 G\$. En reprenant la méthodologie utilisée, nous avons ainsi pu réévaluer l'impact des décisions gouvernementales et de la Régie.

---

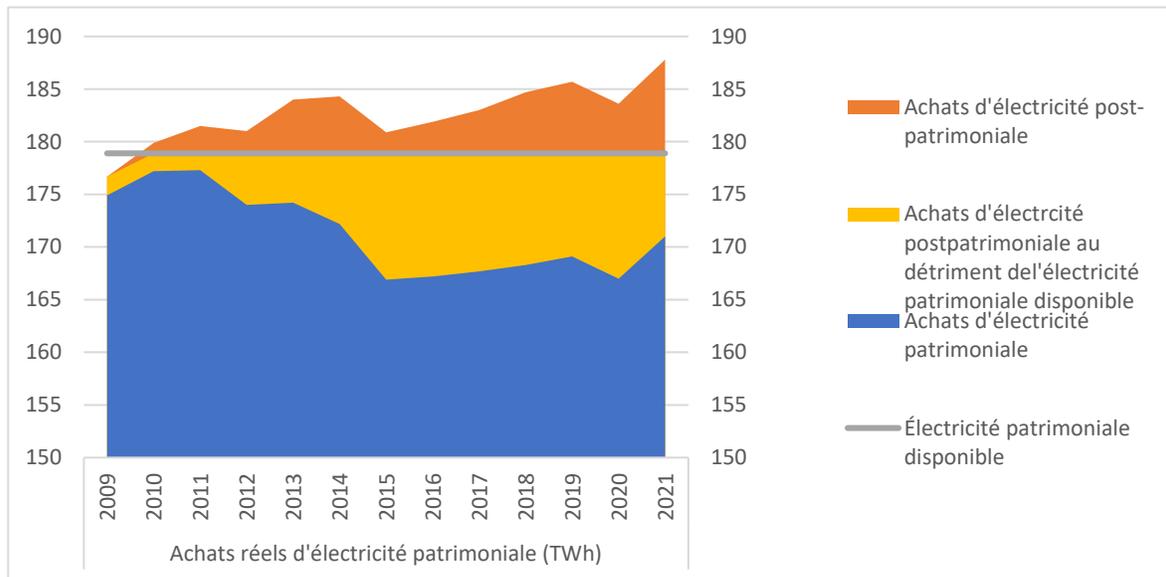
<sup>26</sup> R-3866-2013

<sup>27</sup> Loi 28, article 17 du chapitre 8.

<sup>28</sup> Établissement des tarifs d'électricité d'Hydro-Québec et autres sujets d'intérêt, portrait, Vérificateur général du Québec, mai 2018.

Dans un premier temps, sur le graphique suivant, on constate que les achats réels d'électricité patrimoniale baissent dès 2011 pour atteindre un plancher vers 2015. La dernière année comptabilisée voit une hausse de l'achat d'électricité patrimoniale qui correspond à une augmentation de la demande en énergie. Cette tendance devrait se confirmer selon le dernier plan d'approvisionnement 2023-2032 déposé par Hydro-Québec à Régie de l'énergie.

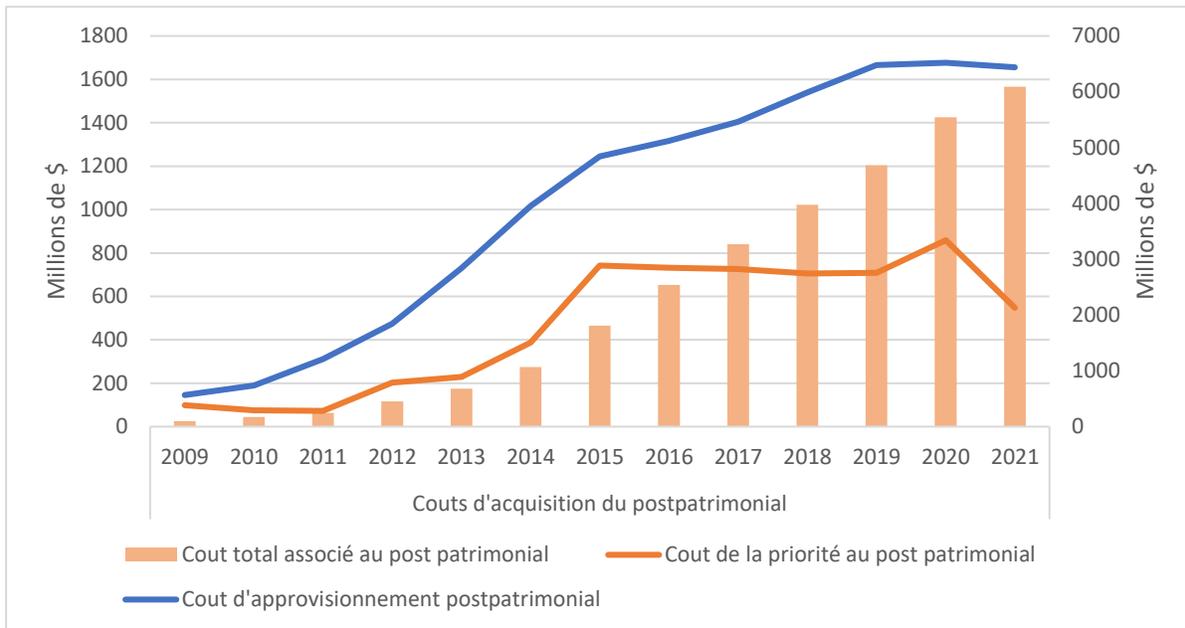
**Graphique 7 : Achats réels d'électricité patrimoniale et postpatrimoniale (TWh)**



Connaissant les volumes d'électricité patrimoniale inutilisée, nous avons pu évaluer le coût qui résulte de la priorité accordée à l'énergie éolienne. Ainsi, nous avons pu le chiffrer à plus de 6,09 G\$ de 2009 à 2021. Ce montant ne prend toutefois pas en compte les années 2022 et 2023, ce qui aurait eu pour effet d'augmenter le coût total. Il faut néanmoins retenir que ces coûts, avec la fin des surplus, seront en baisse avant de devenir nuls en 2027 selon les prévisions d'Hydro-Québec<sup>29</sup>.

<sup>29</sup> R-4210-2022

**Graphique 8 : Coût d'acquisition du postpatrimonial**



Ces coûts reportés sur la clientèle peuvent provenir de plusieurs sources. Tout d’abord d’une évaluation déficiente de la demande, qui peut résulter de plusieurs paramètres. Ainsi, la prévision de la demande se fait essentiellement sur la base de trois grands facteurs : les prévisions météorologiques, la démographie et le développement industriel. Cela permet d’évaluer les besoins en électricité pour le chauffage (météo) résidentiel ou commercial (démographie) ainsi que les besoins de la clientèle industrielle. Si la météo peut être difficile à prédire, la climatologie avec correction due au réchauffement climatique comme l’évolution démographique reste prévisible. La demande industrielle, elle, dépend de stratégies industrielles et des cycles économiques. Des décisions gouvernementales au niveau industriel auront ainsi un fort impact sur la prévision de la demande.

Une fois la demande évaluée, Hydro-Québec peut prévoir ses approvisionnements selon les besoins spécifiques de sa clientèle. Au Québec, la demande en chaleur est prépondérante et entraîne des besoins en énergie, mais surtout des besoins en puissance pour Hydro-Québec, lors des pointes hivernales. Dans le cas du développement de l’éolien, nous avons pu le voir précédemment, la principale motivation relève du développement régional. Pour cette raison, la planification de l’approvisionnement en énergie éolienne s’est réalisée par décrets afin de maintenir une filière éolienne québécoise sans prendre en compte les besoins de planification énergétique. On observe donc un découplage pour ainsi dire structurel entre la planification et le développement.

## L'impact sur les exportations

Dès la fin de 2017, le PDG d'Hydro-Québec, Éric Martel, envisageait déjà de privilégier les exportations<sup>30</sup> afin de contrer ce qu'il désignait comme la « spirale de la mort » dans laquelle Hydro-Québec risquait d'être entraînée<sup>31 32</sup> et par le fait même de répondre à son engagement de doubler les revenus de la société d'État<sup>33</sup>. Dans cette perspective, allier l'attractivité envers des industries gourmandes en électricité et l'exportation semblait être la voie à suivre.

En effet, depuis 2006, l'évolution des exportations permet de tirer deux enseignements. Si l'intégration de l'énergie éolienne nous a menés à détenir une énergie patrimoniale excédentaire, elle ne nous a pas permis d'en profiter sur les marchés d'exportation. Comme on peut le voir sur le graphique suivant, le volume d'électricité exporté entre 2012 et 2022 est compris entre 30 et 36 TWh à l'exception de 2014. Le coût moyen associé diminue à mesure que le volume des exportations augmente. La disponibilité de « surplus » ne crée donc pas d'occasion supplémentaire sur le marché énergétique du nord-est américain<sup>34</sup>. Au moment où l'énergie éolienne québécoise produit de l'électricité, et crée des surplus, les mêmes parcs éoliens du nord-est américain en produisent aussi. Ce contexte ne produit pas de nouvelles opportunités et ne crée pas d'avantage concurrentiel pour Hydro-Québec.

Si la demande à la pointe est forte en hiver, l'énergie éolienne peut certes contribuer, mais elle ne le fait qu'à hauteur de 40 % de la puissance installée en moyenne. En été, la demande est plus faible, mais les centrales hydroélectriques doivent tout de même tourner pour produire ce que l'on appelle la génération minimum sur le réseau. Dans le cas d'une demande faible, le réseau peut rester stable, mais une augmentation de l'approvisionnement, ici de l'énergie éolienne contractuelle, peut entraîner la nécessité de se départir de l'énergie à des coûts pouvant être nuls, voire négatifs, créant ainsi à nouveau, un coût d'opportunité pour Hydro-Québec sur le marché nord-américain. En effet, détenir un contrôle sur la production d'énergie éolienne permettrait une meilleure gestion de l'équilibrage, donc de la stabilité du réseau de transport, et de distribution et une meilleure capacité de positionnement concurrentiel.

---

<sup>30</sup> <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1059518/economie-electricite-hydro-quebec-energie-alena>

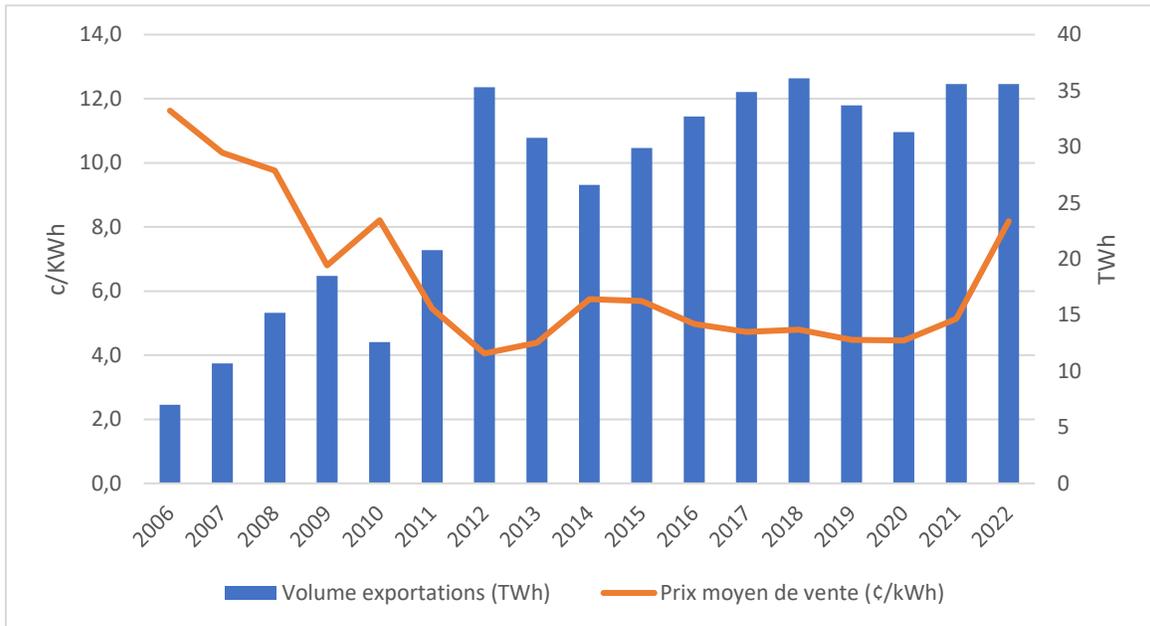
<sup>31</sup> <https://www.journaldequebec.com/2018/01/09/hydro-pourrait-se-lancer-dans-les-maisons-intelligentes>

<sup>32</sup> <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1078588/quelle-place-pour-hydro-quebec-dans-un-contexte-de-revolution-energetique>

<sup>33</sup> <https://www.ledevoir.com/economie/462197/hydro-quebec-veut-faire-doubler-ses-revenus-en-15-ans>

<sup>34</sup> Rappelons qu'au même moment, le marché énergétique nord-américain connaissait un « boom » du gaz de schiste.

**Graphique 9 : Évolution des volumes d'exportation de l'électricité et son coût moyen associé.**



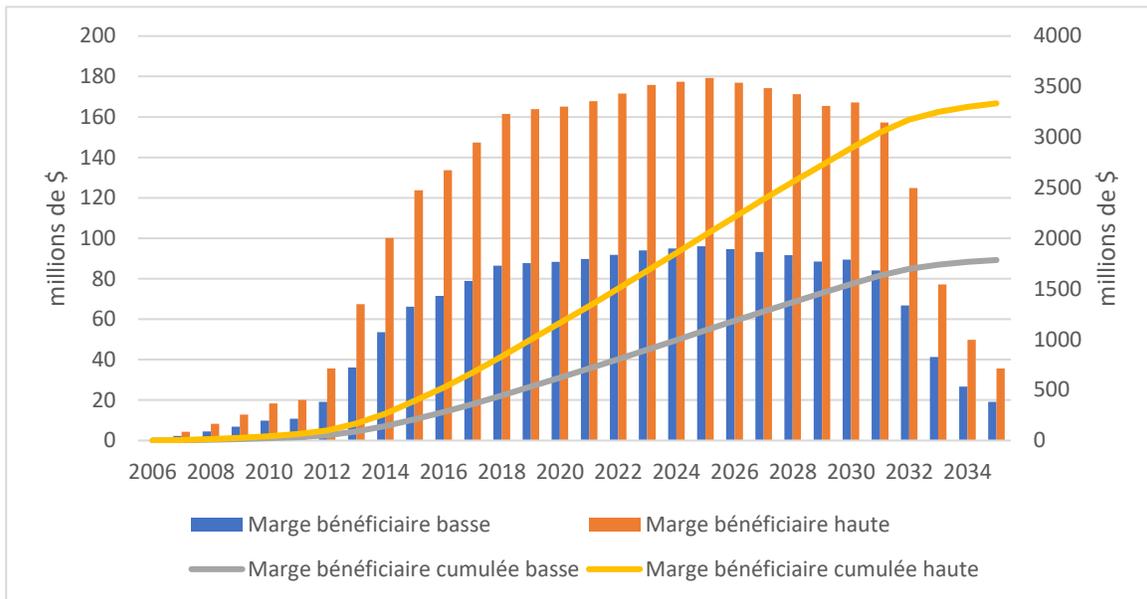
## Les marges bénéficiaires

Le choix de privilégier l'énergie éolienne n'était peut-être pas nécessaire lorsque les changements législatifs et réglementaires ont été réalisés, mais ils ont entraîné une augmentation de tarif pour la clientèle d'Hydro-Québec. Cela a cependant pu profiter à certaines régions et certaines industries, notamment en Gaspésie ou dans le Bas-Saint-Laurent. La décision de privilégier un approvisionnement québécois et régional lors des appels d'offres a permis l'avènement de nouvelles industries dans ces régions. Les redevances payées par les promoteurs d'éolien pour permettre le développement de parcs éoliens ont aussi permis de créer de nouveaux revenus même si, comme nous avons pu le voir, la concurrence ne permet pas de profiter au maximum de la manne des revenus pour les communautés touchées.

L'absence d'Hydro-Québec Production (HQP) dans les appels d'offres reste néanmoins une occasion manquée tant pour Hydro-Québec que pour les régions. Les parcs, en très grande majorité propriété de promoteurs privés, ont ainsi pu investir dans des infrastructures énergétiques ayant la particularité d'être principalement financées au moyen de coûts d'amortissement grâce à des contrats d'achat garantis par Hydro-Québec. Cela comporte des avantages considérables qu'on peut mieux comprendre en étudiant un cas particulier.

La structure d'un projet comme celui de Pierre de Saurel, de propriété municipale, nous démontre la capacité d'une MRC à mener à bien un tel projet, mais aussi, et surtout, de bénéficier des rendements qu'elle peut en tirer. La MRC a ainsi pu se donner de nouvelles sources de revenus sans pour autant avoir une expertise préalable en énergie éolienne. Cela permet de démontrer que de tels projets sont à la portée d'instances publiques qui peuvent se donner du contrôle sur des sources de revenus fiables. Dans un document publié en 2007 par le ministère des Affaires municipales et des Régions intitulé « La participation des municipalités aux projets d'éoliennes : aspects financiers et autorisations requises pour un emprunt à long terme », on remarque que la participation du milieu municipal est fortement encouragée et l'on souhaite même en faire un levier de développement local. On en vient même à prévoir le rendement d'un projet de parc éolien entre 9% et 15% pour encourager les municipalités à investir. Cela nous amène à faire une évaluation des marges bénéficiaires attendues pour la production d'énergie éolienne au Québec.

**Graphique 10 : Marges bénéficiaires des projets éoliens**



Dans le graphique précédent, on remarque que les marges attendues jusqu'en 2023 seraient, en cumulé, d'au moins 0,90 G\$ et pourraient atteindre 1,68 G\$. En se concentrant uniquement sur les 4 premiers appels d'offres d'ici 2035, on peut évaluer des marges bénéficiaires allant de 1,79 à 3,34 G\$.

Cette évaluation ne se base que sur la base des contrats de 20 ans des projets issus des appels d'offres 1 à 4 correspondants à une puissance installée de 3700 MW. La prolongation de ces contrats et la future mise en service des 2300 MW des parcs éoliens des appels d'offres 5 et 6 vont augmenter les revenus pour les investisseurs.

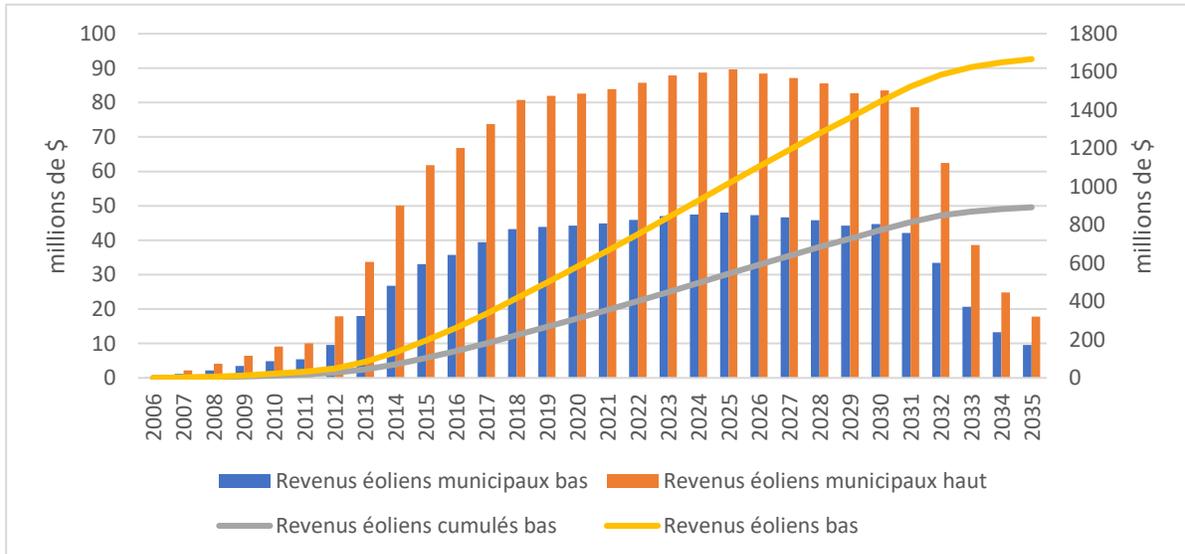
### **L'alternative d'une coopération Municipalités/Hydro-Québec**

On met ici en concurrence le développement économique local ou régional et le développement d'une filière éolienne au sein d'Hydro-Québec. Pourtant, cela n'est nullement nécessaire. Au contraire, le partenariat et la collaboration avec le monde municipal pourraient plutôt s'avérer des plus profitables. Contrairement aux municipalités du Québec, Hydro-Québec possède une meilleure capacité d'investissement et pourrait facilement capter le rendement de tels investissements. En fixant une répartition des marges bénéficiaires à 50 % pour Hydro-Québec et les régions concernées selon un mécanisme restant à définir, on pourrait créer une structure, non pas axée sur le captage de cette rente par des promoteurs privés, mais bien plutôt axée sur le projet de développement en région sous le contrôle des élus régionaux.

C'est en appliquant les rendements annoncés par le gouvernement du Québec aux coûts d'acquisition déjà encourus et ceux prévus pour les prochaines années

qu'il est possible de mesurer ce qu'auraient pu être les dividendes pour les municipalités dans le cadre d'un hypothétique partenariat avec Hydro-Québec.

**Graphique 11 : Revenus potentiels issus des projets éoliens disponibles pour les municipalités régionales et Hydro-Québec**



En prenant l'hypothèse de revenus partagés entre le milieu municipal et Hydro-Québec, les revenus annuels seraient compris entre 80 M\$ et 180 M\$ de 2018 à 2031. Les revenus cumulés entre 2006 et 2023 pour les municipalités et Hydro-Québec auraient pu être entre 450 M\$ et 840 M\$, alors qu'à l'horizon 2035 ce serait entre 910 M\$ et 1,70 G\$ que les municipalités auraient pu capter comme revenus régionaux de développement.

### Récapitulatif

	Marges bénéficiaires (M\$)		Revenus potentiels (M\$) Municipal et HQ	
	2023	2035	2023	2035
<b>Scénario bas</b>	900	1 790	450	910
<b>Scénario haut</b>	1 680	3 340	840	1 700

## Perspectives

Comme au tournant des années 2000, une tension entre Hydro-Québec, la Régie de l'énergie et le gouvernement apparaît actuellement dans le contexte de la mise en œuvre du « Plan pour une économie verte ». Pour réaliser ce plan, qui a notamment pour ambition d'électrifier les transports et l'industrie, le gouvernement aura besoin d'Hydro-Québec pour atteindre ses objectifs. Pour cette raison, toutes les discussions tournent autour du déploiement d'une offre en électricité additionnelle et rapidement opérationnelle. En gardant l'esprit du tournant des années 2000, le gouvernement a identifié Hydro-Québec comme le pivot de sa politique industrielle d'électrification : assurer la puissance hydroélectrique et des réseaux de transport nécessaire au déploiement de projets éoliens privés afin de répondre aux opportunités économiques de l'heure.

La volonté de soustraire Hydro-Québec aux décisions tarifaires de la Régie de l'énergie et de transformer la société d'État en outil au service d'une vision du développement économique déterritorialisé correspond à un choix qui pourrait entraîner des conséquences sur les revenus issus des activités de notre fournisseur public d'hydroélectricité et d'un impact sur le tissu socio-économique régional. Ce dernier, nous pensons l'avoir montré, aurait été beaucoup mieux servi sous le modèle public. Cela n'est cependant pas irréversible : le Québec peut faire le choix de redonner à Hydro-Québec la maîtrise de l'offre énergétique dans l'éolien en en faisant le principal promoteur. Des propositions de partage des revenus de la rente éolienne avec le monde municipal pourront certainement être avancées à l'avantage de chacune des parties.

Redonner à Hydro-Québec la pleine maîtrise de l'énergie éolienne s'impose aussi, et probablement surtout, parce que l'énergie est une richesse commune qui doit demeurer sous contrôle public. Alors que le Québec s'engage dans une importante transition énergétique, il importe de remettre en lumière les extraordinaires réalisations du modèle de service public et de les soustraire du puissant champ d'intérêt du marché qui souhaite faire de l'énergie renouvelable un lucratif moyen d'enrichissement privé. La transition en cours n'est donc pas tant une question technique qu'une question de choix de société.