

Dans deux notes précédentes, nous avons exploré le potentiel québécois dans le développement de certains créneaux d'activités reliés aux véhicules électriques. Dans cette troisième note, nous allons faire valoir les avantages qu'il y aurait à développer, de façon simultanée, le créneau des batteries au lithium pour les usages résidentiels. Après avoir fait le point sur le marché du stockage d'énergie, nous proposons l'esquisse d'un modèle de développement de ce marché au Québec, grâce à un programme de soutien d'Hydro-Québec. Nous terminons sur une courte récapitulation de nos réflexions.

## SOMMAIRE

Introduction, p. 1

1. Le marché des batteries stationnaires, p. 1

2. Les opportunités pour Hydro-Québec, p. 3

3. L'industrie des batteries au lithium : récapitulation, p. 6

Conclusion, p. 7

## Les batteries stationnaires au lithium Une opportunité pour Hydro-Québec

Gilles L. Bourque\* et Robert Laplante\*\*

### Introduction

Dans deux notes précédentes<sup>1</sup>, nous avons exploré le potentiel québécois dans le développement de certains créneaux d'activités reliés aux véhicules électriques, dans la foulée de l'annonce du lancement d'une grappe d'innovation dans ce domaine. Reconnaisant d'emblée comme illusoire la volonté d'implanter sur le territoire du Québec des installations de fabrication de voitures électriques de grande série, nous avons plutôt opté pour les activités reliées à la production de batteries pour véhicules ainsi que pour l'industrie des équipements de transport moyen et lourd, secteur pour lequel il existe déjà un écosystème productif au Québec. Dans cette troisième note, nous allons faire valoir les avantages qu'il y aurait à développer, de façon simultanée, le créneau des batteries au lithium pour les usages résidentiels. Dans un premier temps, nous ferons le point sur le marché du stockage d'énergie. Dans un deuxième temps, nous proposerons l'esquisse d'un modèle de développement de ce marché au Québec grâce à un programme de soutien d'Hydro-Québec. Nous terminerons enfin par une récapitulation globale de nos réflexions sur les enjeux associés aux travaux de la grappe des véhicules électriques.

### 1 Le marché des batteries stationnaires

Dans la première note de cette série, nous avons souligné l'approche visionnaire adoptée par Elon Musk, créateur de Tesla, en opposition avec le modèle d'affaire des fabricants conventionnels. Ce dernier s'est démarqué dès le départ par une approche globale, par une vue d'ensemble des conditions à réunir pour faire émerger un écosystème de la mobilité électrique en rupture avec le paradigme lié aux énergies fossiles. La clé de la réussite – et le pari – sur lequel repose son modèle, c'est de miser sur une réduction rapide du coût des batteries et sur leur élargissement à d'autres usages. Tout en poursuivant le développement des batteries pour VE<sup>2</sup>, il développe en effet des produits de stockage d'énergie pour l'immobilier<sup>3</sup> (les Powerwall) ainsi que des panneaux solaires (avec la prise de contrôle de la firme Solar City) de manière à ce que les acheteurs de Tesla puissent alimenter leur VE à l'énergie solaire autonome plutôt qu'au réseau public, trop souvent dominé par une électricité d'origine fossile.

1. *L'industrie des batteries au lithium: une opportunité pour le Québec*, [[http://www.irec.net/upload/File/note\\_intervention\\_51\\_avril2017\(3\).pdf](http://www.irec.net/upload/File/note_intervention_51_avril2017(3).pdf)]; *Le marché des batteries: des opportunités pour le transport lourd*, [[http://www.irec.net/upload/File/note\\_intervention\\_55\\_mai\\_2017.pdf](http://www.irec.net/upload/File/note_intervention_55_mai_2017.pdf)].

2. Dans cette note, nous utilisons l'abréviation VE pour désigner les véhicules à motorisation électrique rechargeable, c'est-à-dire les tout électriques et les hybrides rechargeables, excluant donc les hybrides conventionnels.

3. Dans le reste du texte, nous parlerons de batteries stationnaires.

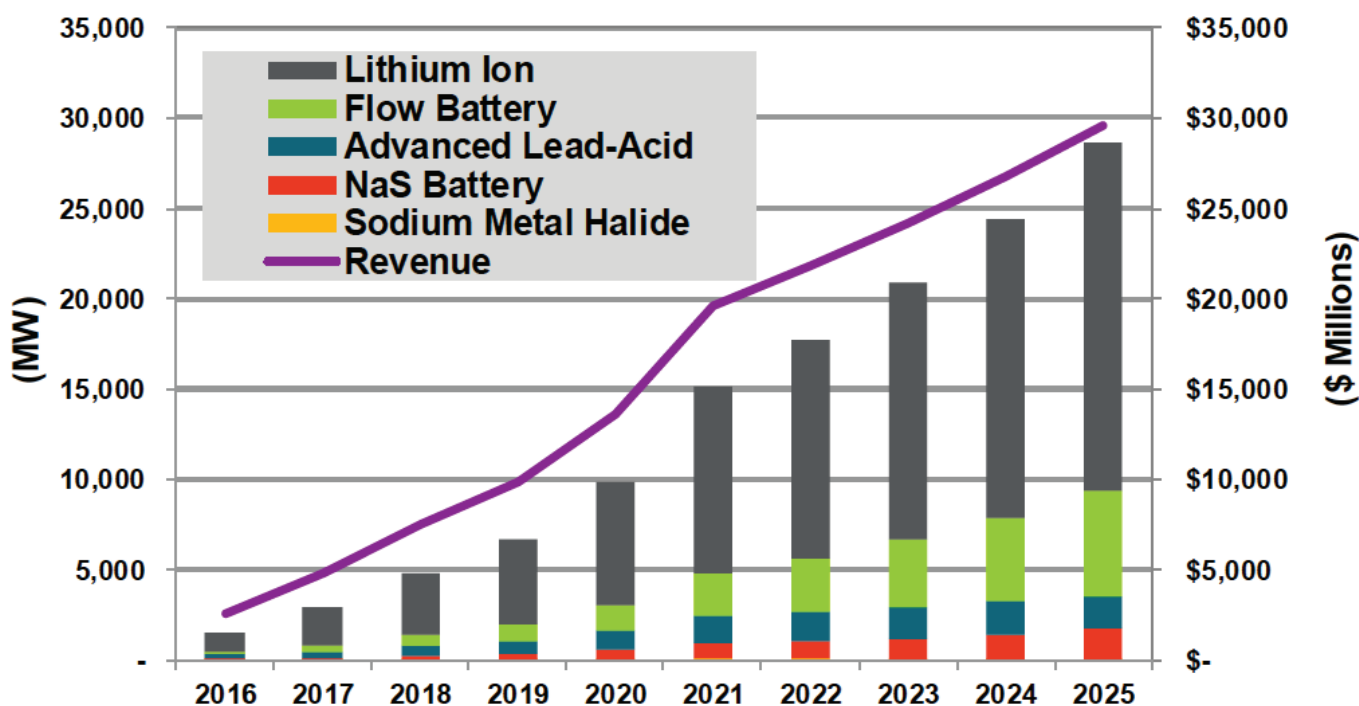
\*Chercheur à l'IRÉC

\*\* Chercheur et directeur général de l'IRÉC

Cette approche lui permet ainsi d'adopter une stratégie d'intégration verticale dans laquelle s'inscrit une pièce clé : la *Gigafactory* qu'il fera construire au coût de 5 milliards \$ dans l'État du Nevada, en partenariat avec le leader japonais de la fabrication de batteries, Panasonic.

Musk n'a pas inventé les batteries stationnaires : sa contribution capitale repose sur les approches nouvelles qu'il a déployées pour en baisser les coûts de production et stimuler fortement la concurrence dans cette industrie. De façon générale, les innovations dans le stockage de l'énergie et dans la production de l'énergie solaire surviennent à un point critique du développement du marché des énergies renouvelables, au même titre que l'avaient été les technologies du tissage au début de la révolution industrielle, ouvrant la voie à une rupture importante dans le modèle de production énergétique et, plus largement, dans le paradigme fondé sur les énergies fossiles. D'ores et déjà, on trouve une quarantaine de produits offerts pour répondre à la demande de batteries stationnaires, allant des petites batteries Sony de moins de 2 kWh à des batteries à usage commercial de 240 kWh<sup>1</sup>. Navigant Research prévoit que le marché des batteries stationnaires (pour le résidentiel et les services d'utilité publique) devrait atteindre une puissance de 28,6 GW en 2025, avec des ventes de 29,5 milliards \$. Près de 60% de ce marché devrait être accaparé par les batteries Lithium-Ion, suivies de loin par les batteries à flux.

**Figure 1. Croissance du marché mondial des batteries stationnaires, 2016-2025**



Source : Navigant Research, *Financing Advanced Batteries in Stationary Energy Storage*, 2016.

L'Australie, très favorisé dans le domaine de l'ensoleillement, est le pays où le marché des batteries stationnaires est l'un des plus florissants. Il préfigure l'évolution du marché ailleurs, au fur et à mesure de la diminution des coûts de fabrication des panneaux solaires PV. Ainsi, alors que le prix de revient de l'énergie solaire (panneaux PV sur le toit d'une maison) est en voie d'atteindre le seuil des 5 cents/kWh, on estime que la baisse du prix des batteries devrait permettre, sur un horizon de 5 ans, de passer sous la barre des 10 cents/kWh pour le stockage, pour un total de moins de 15 cents/kWh<sup>2</sup>, soit en dessous du prix de l'électricité de très nombreux réseaux électriques du monde. Pour expliquer cette progression, il faut souligner qu'en Australie, des aides financières sont allouées aux ménages qui adoptent ces technologies. Par exemple, la ville australienne d'Adélaïde offre 5 000\$ pour l'installation d'un système de stockage d'énergie<sup>3</sup>.

La combinaison de l'énergie solaire et des batteries stationnaires a par ailleurs le potentiel pour répondre au problème des heures de pointe de consommation d'électricité. Selon John Zahurancik, PDG de l'entreprise AES (pionnier des batteries stationnaires),

1. Voir [<http://products.cleantechnica.com/batteries/>].

2. Voir [<http://reneweconomy.com.au/s-a-network-says-solar-plus-battery-storage-to-cost-just-15cckwh-40898/>].

3. Voir [<http://reneweconomy.com.au/2015/adelaide-city-council-offers-energy-storage-incentive-australias-first-37588/>].

en 2008, alors que le prix des batteries était dix fois supérieur au prix actuel, l'industrie ne pouvait pas concurrencer les centrales au gaz naturel pour répondre aux besoins sporadiques des heures de pointe<sup>1</sup>. Ce n'est plus le cas aujourd'hui. Les systèmes intégrés panneaux solaires/batteries stationnaires sont maintenant capables de concurrencer le gaz naturel en rechargeant les batteries pendant les périodes creuses et en redirigeant cette électricité dans le réseau dans les heures de pointe. Dans la plupart des pays, ce modèle exige encore un système de modulation des tarifs d'électricité selon le niveau de demande du réseau. Mais la diminution à venir du prix des batteries rapproche le seuil au-delà duquel les tarifs n'auront plus besoin d'être bonifiés.

Pour accélérer encore davantage ce processus chez elle, la Suède a fait comme l'Australie et accorde des subventions s'élevant à 60% du coût d'installation, jusqu'à concurrence de 5600\$<sup>2</sup> des batteries stationnaires pour les résidences dotées de panneaux solaires. Résultat : l'an passé la Suède a vu la capacité des panneaux solaires installés augmenter de 60%, atteignant 128 MW. En Allemagne, pour appuyer la transition énergétique du nucléaire vers les énergies renouvelables, le pays a aussi mis en place des aides financières pour l'installation de panneaux solaires et de batteries stationnaires pour les résidences. En 2016, on avait déjà 50 000 installations de stockage, pour une capacité d'environ 300 MWh, et on prévoit dépasser la barre des 100 000 installations en 2018<sup>3</sup>. Cette politique volontariste a permis de baisser les coûts de l'énergie solaire de 40% en trois ans.

Un autre facteur qui pourrait également accélérer cette dynamique est celui de la réutilisation des batteries pour VE. En s'appuyant sur des batteries récupérées des voitures Leaf, le dispositif xStorage Home lancé par Nissan en France en fin d'année dernière permet justement, à un coût abordable, de se recharger aux heures creuses pour être par la suite restitué lors des pics de consommation, éventuellement de façon rémunérée quand il s'agit de soutenir le réseau<sup>4</sup>. Autrement dit, plus s'affirme le succès des véhicules électriques et que se précisent les tendances d'avenir et plus les solutions de stockage d'énergie devraient devenir abordables.

## 2 Les opportunités pour Hydro-Québec

C'est dans ce contexte qu'il convient de se questionner sur la volonté d'Hydro-Québec Distribution (HQD) de prolonger l'entente avec TransCanada (TCE)<sup>5</sup> pour une utilisation de la centrale de Bécancour (alimentée au gaz naturel) durant les heures de pointe l'hiver, alors que s'offrent des solutions peut-être légèrement plus coûteuses, mais beaucoup plus propres, rentables pour l'économie québécoise (en diminuant les importations d'énergie fossile) et potentiellement créatrices d'emplois. À propos de la centrale de Bécancour, il faut rappeler que la Régie de l'Énergie a approuvé une première entente de 20 ans avec TCE (2006-2026) pour l'achat, en énergie de base, de l'électricité produite par la centrale de Bécancour. Hydro-Québec n'a finalement jamais eu besoin de cette électricité puisque ses estimations de la demande avaient été surévaluées, ce qui implique que des pénalités sont versées annuellement à TCE même si la centrale n'est pas utilisée. Malgré cela, en avril 2015 HQD a proposé un nouveau Protocole d'entente visant à modifier le type d'énergie fournie par la centrale, en remplaçant l'énergie de base par une puissance de pointe, pour un nouveau terme de 20 ans (de 2016 à 2036). Selon la société d'État, des livraisons d'électricité de la centrale de Bécancour durant environ 100 heures par hiver<sup>6</sup> (soit autour de 57 000 MWh) permettraient de répondre à la croissance prévue de la demande en puissance aux pointes hivernales.

Avant d'examiner le choix de cette entente, commençons par remettre en question les prévisions d'HQD. Selon les prévisions établies en 2015 pour appuyer l'entente avec TCE, les besoins devaient atteindre une pointe de 40 713 MW à l'hiver 2022-2023, soit une augmentation de plus de 3 000 MW par rapport à la pointe 2013-2014. Pourtant, dans un document plus récent<sup>7</sup>, HQD signale une forte diminution des besoins par rap-

1. Voir [<https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-30/tesla-s-battery-revolution-just-reached-critical-mass>].

2. Voir [<http://reneweconomy.com.au/sweden-will-offer-60-subsidy-residential-battery-storage-costs-75343/>].

3. Voir [<https://www.pv-magazine.com/2017/03/13/over-50000-solar-storage-systems-are-now-installed-in-germany/>].

4. Voir [<https://www.nissan.fr/experience-nissan/vehicules-electrique-leadership/xstorage-by-nissan.html>].

5. Voir [<http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/772/utilisation-de-la-centrale-de-becancour-durant-les-heures-de-pointe-hydro-quebec-distribution-conclut-des-ententes-avec-transcanada-tce-et-gaz-metro/>]. Précision : la Régie de l'énergie a d'abord approuvé ce protocole d'entente avec TCE, mais par la suite elle a invalidé sa première décision (le 5 juillet 2016, décision D-2016-105) dans la foulée d'une contestation du Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) qui plaidait que HQD aurait dû passer par un appel d'offres. HQD veut que la Régie la dispense du processus d'appel d'offres. Voir aussi [<http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201609/15/01-5020708-hydro-quebec-tient-a-son-entente-avec-tce.php>].

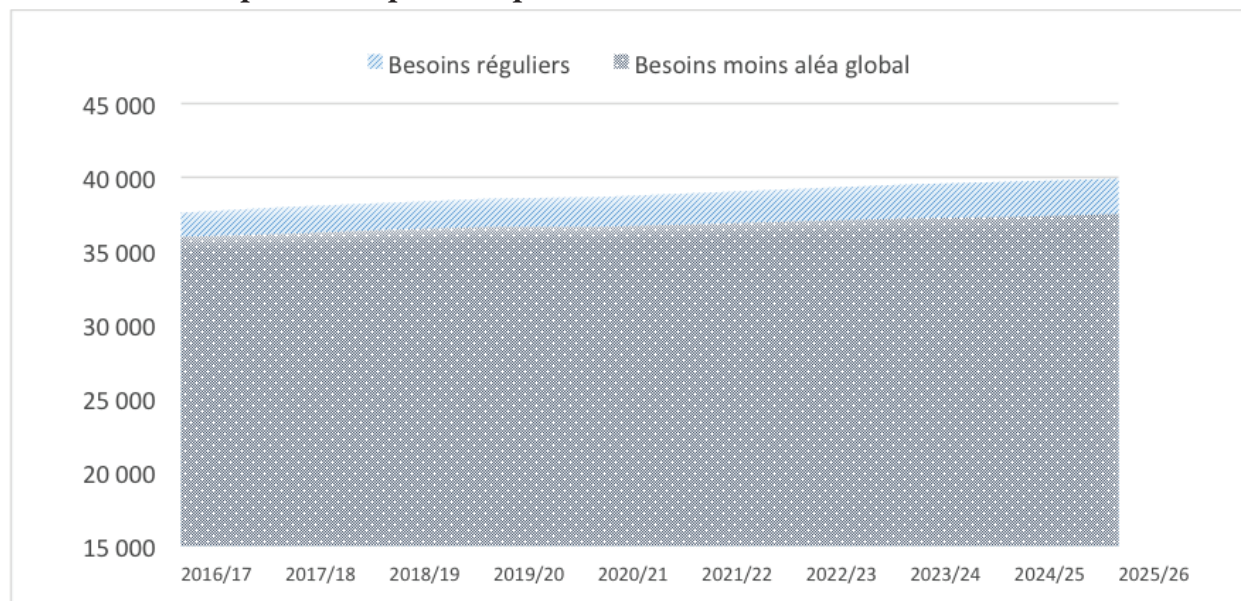
6. La centrale de Bécancour a une puissance de 570 MW, donc une entente visant des livraisons d'environ 100 heures par hiver représente une capacité potentielle de 57 000 MWh.

7. Hydro-Québec Distribution (HQD), *Plan d'approvisionnement 2017-2026 réseau intégré*, novembre 2016.

port au plan d'approvisionnement 2014-2023 (une diminution cumulative des besoins de 85 TWh sur 10 ans).

Cette diminution s'explique par une baisse des ventes et, dans une moindre mesure, par une révision à la baisse du taux de pertes. Au total, les prévisions pour la période 2017-2026 des besoins en puissance de pointe ont diminué de l'ordre de 1 000 MW par rapport à ceux annoncés dans l'état d'avancement 2015. Ils atteindraient 39 931 MW à l'hiver 2025-2026, ce qui représente une croissance de 2 220 MW sur 10 ans, ou 0,6 % par an en moyenne par rapport à l'hiver 2015-2016 (contre une croissance de 0,9 % par année entre 2014 et 2023 estimée dans le plan 2014-2023). Dans la figure suivante, on peut voir l'évolution des prévisions les plus récentes des besoins en puissance de pointe corrigées par les estimations de l'aléa global (combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue) sur lesquelles s'appuient ces prévisions<sup>1</sup>. L'écart prévu passe de 1690 MW en 2016/17 à 2660 MW en 2025/26. En pourcentage des besoins réguliers, cet écart passe ainsi de 4,5 à 6,2% sur les dix années de la prévision.

**Figure 2. Prévision de puissance pour les pointes hivernales**



Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2017-2026. Réseau intégré. Annexes – Demande*, novembre 2016.

Ces besoins de pointe étant connus, interrogeons-nous maintenant sur les moyens d'y répondre. Dans le tableau 1 de la page suivante, nous avons regroupé les besoins de puissance et les approvisionnements additionnels requis identifiés par HQD pour la période 2017-2026, ainsi que nos propositions de nouvelles capacités de stockage sur batteries (les trois dernières lignes du tableau). Le BAPE, qui a analysé l'entente TCE sous l'angle de projets alternatifs au gaz naturel<sup>2</sup>, souligne d'abord qu'Hydro-Québec Distribution a devant elle quelques années pour envisager d'autres scénarios. Il relève, entre autres, qu'il serait possible de réduire de façon importante la demande de puissance en période de pointes hivernales en exploitant le potentiel des compteurs dits « intelligents » et en augmentant son effort d'efficacité énergétique de la clientèle. L'entente d'échange de 500 MW de puissance à coût nul intervenue en 2014 entre l'Ontario et le Québec accorderait par ailleurs une nouvelle marge de manœuvre supplémentaire. Il faut aussi rappeler que les appels à l'épargne de consommation d'électricité lancés aux Québécois lors des grands froids permettent déjà de gagner 250 MW à chaque occasion<sup>3</sup>. D'autres alternatives sont plus coûteuses : importer de l'électricité de producteurs d'électricité hors Québec ou passer par l'entremise du programme de rachat d'énergie interruptible avec ses clients industriels, pouvant atteindre jusqu'à 1900 MW. Toutefois, cette électricité coûte cher : lors des grands froids de 2014, les premiers avaient un coût unitaire de 27,3 ¢ le kWh, alors que les seconds pouvaient coûter jusqu'à 97 ¢ du kWh.

Il faudrait également savoir si le nouveau PDG d'Hydro-Québec, Éric Martel, nommé en juillet 2015 (soit après l'annonce de la nouvelle entente avec TCE), est toujours favorable à cette entente. Son message dans le rapport annuel de 2016 montre en effet une volonté de pousser davantage vers la transition énergétique, comme le confirme également la nouvelle campagne publicitaire de la société d'État :

1. HQD, *Plan d'approvisionnement 2017-2026. Réseau intégré. Annexes – Demande*, novembre 2016.

2. Voir [<http://www.fil-information.gouv.qc.ca/Pages/Article.aspx?idArticle=2410276269>].

3. Voir [<http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201404/16/01-4758414-hiver-difficile-pour-hydro-quebec.php>].

Certains de nos clients, affirme le nouveau PDG, manifestent un intérêt de plus en plus grand pour des sources d'énergie de remplacement comme le solaire photovoltaïque. Tout en ayant elle aussi un effet sur la croissance de la demande du secteur résidentiel, l'utilisation de cette source d'énergie, en libérant des kWh que nous pourrions commercialiser outre-frontières, pourrait fort bien constituer pour nous une occasion d'affaires à saisir<sup>1</sup>.

Les surplus d'énergie hydroélectrique sont par ailleurs projetés sur un horizon si long que même Éric Martel ne parle plus de chantier en vue de futures centrales, soulignant que l'enjeu dans le moyen terme n'est pas d'ajouter des capacités de production énergétique, mais bien d'améliorer les dispositifs de stockage qui permettraient à Hydro-Québec d'optimiser les capacités existantes.

Une stratégie de développement industriel en synergie avec l'électrification des transports et avec le stockage énergétique résidentiel pourrait bien fournir à Hydro-Québec une occasion de se donner une telle alternative de stockage d'énergie<sup>2</sup>. À coup sûr, une telle stratégie permettrait à la société d'État d'intégrer cette technologie de rupture dans son modèle de développement. Si en quelques années la Suède a atteint une capacité d'énergie solaire résidentielle de près de 130 MW, il est tout aussi possible et concevable qu'Hydro-Québec puisse lancer un programme d'aide financière (60% du coût d'achat et d'installation, pour un maximum de 6000\$) avec un objectif ambitieux, mais réaliste, de 50 000 foyers équipés de batteries stationnaires de 14 kWh sur l'horizon 2026. En contrepartie de son aide financière, la société d'État pourrait ainsi garantir par contrat avec ces clients une capacité d'utilisation potentielle de 630 MWh pour ses pointes hivernales.

**Tableau 1. Bilan en puissance et nouvelles capacités**

	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
<b>Besoins à la pointe (en MW)</b>	<b>37 630</b>	<b>37 946</b>	<b>38 227</b>	<b>38 509</b>	<b>38 678</b>	<b>38 970</b>	<b>39 243</b>	<b>39 499</b>	<b>39 721</b>	<b>39 931</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 457	3 774	3 855	4 024	4 046	4 077	4 105	4 132	4 155	4 177
<b>Besoins à la pointe - incluant la réserve</b>	<b>41 087</b>	<b>41 720</b>	<b>42 082</b>	<b>42 533</b>	<b>42 724</b>	<b>43 047</b>	<b>43 348</b>	<b>43 631</b>	<b>43 876</b>	<b>44 108</b>
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>Approvisionnements additionnels requis</b>	<b>3 645</b>	<b>4 278</b>	<b>4 640</b>	<b>5 091</b>	<b>5 282</b>	<b>5 605</b>	<b>5 906</b>	<b>6 189</b>	<b>6 434</b>	<b>6 666</b>
HQP	600	600	1 100	1 100	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500
Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Puissance rappelée	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400
Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 641	1 828	1 951	1 977	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
Éolien (4 000 MW) (1)	1 319	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
Biomasse et petite hydraulique	322	344	466	493	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	940	1 250	1 250	1 275	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300
Électricité interruptible	850	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Nouvelles interventions	90	250	250	275	300	300	300	300	300	300
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées	300	50	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Puissance additionnelle requise</b>	<b>0</b>	<b>300</b>	<b>100</b>	<b>500</b>	<b>650</b>	<b>800</b>	<b>900</b>	<b>1 150</b>	<b>1 400</b>	<b>1 650</b>
<b>Nouvelles capacités de batteries (en MWh)</b>	<b>300</b>	<b>670</b>	<b>1 040</b>	<b>1 410</b>	<b>1 780</b>	<b>2 150</b>	<b>2 520</b>	<b>2 890</b>	<b>3 260</b>	<b>3 630</b>
(5 000 batteries stationnaires X 14 kWh)/an	0	70	140	210	280	350	420	490	560	630
(10 000 VE X 30 kWh)/an	300	600	900	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400	2 700	3 000

Source : HQD, Plan d'approvisionnement 2017-2026. Réseau intégré, novembre 2016.

Cette capacité serait en disponibilité tous les jours, pour deux raisons : d'une part, les périodes de grand froid hivernal sont généralement accompagnées d'un plein ensoleillement; mais d'autre part, même s'il n'y avait pas de soleil, la technologie des batteries stationnaires offre à Hydro-Québec un nouvel outil pour mieux gérer l'énergie stockée dans les barrages dans la mesure où elle pourrait disposer d'une capacité de stockage qui se rechargerait pendant la nuit ou pendant les heures de travail (hors des pics de

1. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2016*, page 3.

2. Soulignons qu'Hydro-Québec développe aussi la nouvelle technologie de stockage de réseau Esstalion (Lithium Fer Phosphate) pour emmagasiner de grandes quantités d'électricité en prévision des périodes de froid intense. Le prototype existant a une puissance de 1,2 MW et peut emmagasiner 1,2 MWh. Voir [<https://www.lindustrielectrique.ca/energie/optimisation-de-systemes/1387-une-batterie-geante-pour-stocker-de-lenergie-en-grande-quantite>].

consommation du matin et du souper) pour fournir une électricité d'appoint pendant les deux pics de grande consommation<sup>1</sup>. Si, en plus, Hydro-Québec encourageait par des tarifs spécifiques les propriétaires de véhicules électriques à utiliser la charge de batterie de leur VE aux heures de pointe, cette capacité potentielle de stockage énergétique sur batterie pourrait être multipliée par 5 (3 000 MWh<sup>2</sup>).<sup>3</sup>

Présentement, le Powerwall 2.0 de 14 kWh est vendu 8000 \$ (ce qui comprend l'onduleur), auquel s'ajoute 2000 \$ pour l'installation<sup>4</sup>. Cependant, on s'attend à ce qu'avec la nouvelle *Gigafactory*, le coût de revient des batteries au lithium atteigne la barre des 150\$/kWh, puis celle de 100 \$/kWh au tournant des années 2020. Dans un tel cas, le coût de revient de l'électricité d'appoint fournie par les batteries stationnaires au lithium devrait être inférieur au coût unitaire des kWh de plusieurs des autres alternatives présentées précédemment. Pour profiter des mêmes économies d'échelle dans la production ainsi que dans l'installation des batteries stationnaires, il faut une stratégie de développement industriel en synergie avec l'électrification des transports et le stockage énergétique résidentiel. Si, en outre, cette stratégie est accompagnée d'une politique de récupération et de réutilisation des batteries pour VE, comme le dispositif xStorage Home lancé par Nissan, il nous apparaît raisonnablement probable d'atteindre les objectifs de capacité de stockage mentionnés précédemment.

### 3 L'industrie des batteries au lithium : récapitulation

Dans la première note d'intervention que nous avons publiée sur l'industrie des batteries au lithium<sup>5</sup>, nous avons fait écho au rapport conjoint<sup>6</sup> de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Agence internationale sur les énergies renouvelables (IRENA) qui, dans la foulée de l'entente de Paris sur le climat, et devant l'urgence d'agir rapidement en faveur d'une transition énergétique vers une économie à faible émission carbone, appelaient les États à soutenir le développement des technologies en rupture avec les énergies fossiles. Concernant les enjeux énergétiques des transports, les deux organisations supranationales réclamaient des mesures plus audacieuses et des objectifs contraignants en faveur de la motorisation électrique et des énergies renouvelables. C'est dans cette perspective que nous avons produit nos trois notes d'intervention, afin de soutenir les efforts de réflexion de la nouvelle grappe des véhicules électriques et intelligents, en centrant nos recommandations autour des industries de batteries au lithium et des équipements de transport moyens et lourds.

De notre ensemble de recommandations, on trouve l'idée centrale de soutenir les innovations de rupture; en l'occurrence, pour ce qui nous concerne, celles liées à l'industrie des batteries, qui représentent aujourd'hui la clé qui permettra d'ouvrir une pluralité de voies possibles à une transition énergétique dans les transports. La figure 3, ci-contre, montre que ce sont les investissements dans cette industrie (seuil critique de R&D, économies d'échelle) qui permettront de baisser les coûts de revient et de préparer une 3<sup>e</sup> génération de véhicules électriques très compétitifs face aux véhicules à combustion.

---

1. À ce propos, soulignons que Green Mountain Power (Vermont) est devenue la première compagnie d'électricité nord-américaine à vendre et à louer le Powerwall de Tesla. Son objectif : que ses clients rechargent la batterie la nuit et l'utilisent en période de pointe pour éviter de hausser sa capacité pour les heures de pointe. Voir [<http://products.greenmountainpower.com/product/tesla-powerwall/>].

2. Sous l'hypothèse que le Québec atteigne sa cible de 100 000 VE, avec une moyenne de 30 kWh par VE.

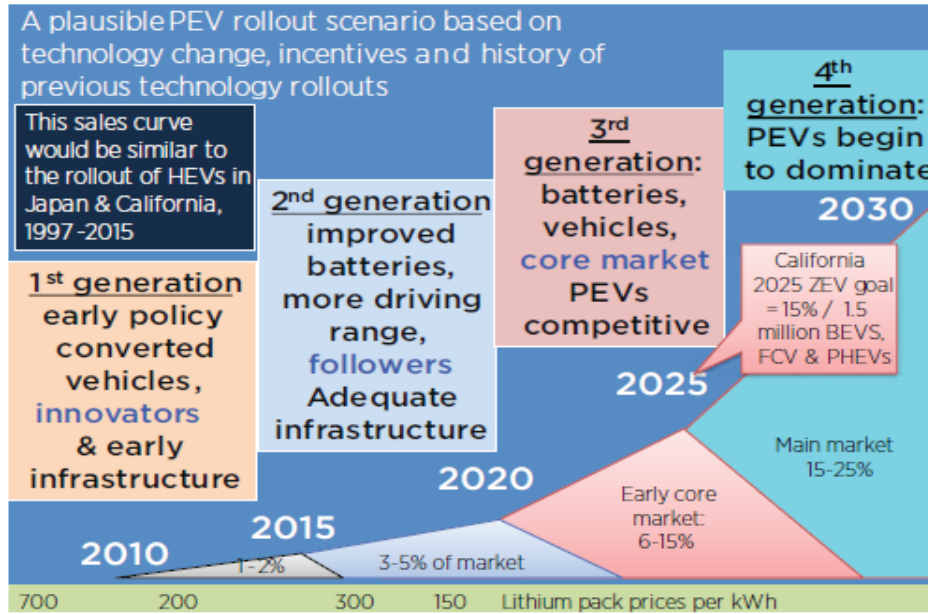
3. Dans les deux cas, tant pour les batteries stationnaires que pour les batteries de VE, le contrat d'HQ avec ces clients devrait stipuler d'une disponibilité, voire d'un certain contrôle d'HQ sur l'utilisation de la charge pendant les heures de pointe et de la recharge pendant les heures creuses de la nuit.

4. Les indications de prix de vente du Powerwall 2.0 diffèrent passablement selon les sources et les pays : pour les États-Unis, on indique un prix de 5500 \$US + 1000 \$US pour l'installation (voir [<https://cleantechnica.com/2016/11/24/need-know-tesla-powerwall-2-0/>]), alors que pour l'Australie, le prix de vente s'élèverait à 8000 \$AU + 2000 \$AU pour l'installation (voir [<http://reneweconomy.com.au/tesla-says-powerwall-2-battery-storage-deliveries-begun-15268/>]). Nous prenons ces derniers en tant que borne élevée de référence de prix (le \$AU étant par ailleurs à parité avec le \$CA).

5. *L'industrie des batteries au lithium: une opportunité pour le Québec*, [[http://www.irec.net/upload/File/note\\_intervention\\_51\\_avril2017\(3\).pdf](http://www.irec.net/upload/File/note_intervention_51_avril2017(3).pdf)].

6. *Deep energy transformation needed by 2050 to limit rise in global temperature*, [<https://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/deep-energy-transformation-needed-by-2050-to-limit-rise-in-global-temperature.html>].

**Figure 3. Scénario de déploiement des EV pour 2030**



Source: IRENA, *Electric Vehicles Technology Brief*, 2017.

La présence sur le territoire québécois de mines de lithium ainsi que d'un fournisseur de concentré de classe mondiale (Nemaska Lithium) nous encourage à recommander des efforts plus importants de la part du gouvernement du Québec pour convaincre un leader dans le domaine des batteries à venir s'installer au Québec et à conduire en parallèle une stratégie de soutien aux fabricants québécois de camions et d'autobus à motorisation électrique; un programme de démarchage d'Investissement Québec auprès des nouveaux équipementiers de transport moyen et lourd électrique pour qu'ils implantent au Québec leurs unités de fabrication; un programme d'Hydro-Québec d'incitation à l'achat de batteries stationnaires pour répondre à la demande de pointe hivernale. Ces initiatives représenteraient des éléments supplémentaires pour attirer un fabricant de batteries.

En complément à cette stratégie industrielle, il faudrait également avoir une politique ambitieuse de récupération et de réutilisation des batteries de VE (recyclées dans les batteries stationnaires comme nous l'avons présenté dans la présente note ou dans le transport naval, dont il a été question dans la note d'intervention no 557). Si toutes ces stratégies étaient mises en place avec succès au Québec, alors non seulement aurions-nous l'une des politiques les plus conséquentes dans le domaine de la transition énergétique du transport dans le monde, mais nous aurions aussi ouvert l'un des plus grands gisements de nouveaux emplois de qualité qu'est censée générer la nouvelle économie à faible émission de carbone du 21<sup>e</sup> siècle.

## Conclusion

L'année 2017 pourrait s'avérer une année cruciale pour l'avenir de la mobilité électrique au Québec. D'un côté, on assiste au lancement de la grappe des véhicules électriques et intelligents, à l'arrivée du Centre nord-américain d'excellence en mobilité électrique de la firme ABB<sup>8</sup> et à la tenue du Sommet mondial sur la mobilité durable organisé par Michelin et C2MTL (les 13-15 juin prochain); de l'autre, le gouvernement du Québec fait face à un agenda très attendu, au cours duquel il devra prendre un ensemble de décisions qui confirmeront ou non, aux yeux de tous, qu'un sentier de croissance en rupture avec les énergies fossiles est véritablement en train de prendre forme ici, sur le territoire québécois. Dans les trois notes d'intervention que nous avons produites au cours des dernières semaines, nous avons soumis plusieurs recommandations en ce sens, en particulier pour soutenir le développement de l'industrie des batteries au lithium, et plus généralement en faveur des activités reliées à une grappe des véhicules électriques et intelligents. Il est maintenant temps d'agir.

7. *Le marché des batteries: des opportunités pour le transport lourd*, [[http://www.irec.net/upload/File/note\\_intervention\\_55\\_mai\\_2017.pdf](http://www.irec.net/upload/File/note_intervention_55_mai_2017.pdf)].

8. ABB investit 90 millions \$ à Montréal pour son siège nord-américain et ses activités de R-D sur le continent. Voir [<http://www.lesaffaires.com/blogues/julie-cailliau/2017-annee-electrique/592923>].

**NOTE D'INTERVENTION DE L'IRÉC**

La Note d'intervention de l'IRÉC vise à contribuer au débat public et à jeter un éclairage original sur les questions d'actualité. Elle s'appuie sur les recherches scientifiques menées par les équipes de chercheurs et chercheuses de l'IRÉC.

Institut de recherche en économie contemporaine (IRÉC)  
1030, rue Beaubien Est, bureau 103  
Montréal H2S 1T4  
514 380-8916/Télécopieur : 514 380-8918  
secretariat@irec.net/ www.irec.net

facebook.com/IREContemporaine  
@IREC\_recherche

ISBN (PDF) : 978-2-923203-73-7