

Le potentiel photovoltaïque au Québec

Auteur : Pierre Godin

Cette note s'inscrit dans la démarche que l'IRÉC a amorcée avec la publication, en décembre 2019, du document intitulé « Hydro-Québec 2020 – Les défis du siècle de la transition énergétique », disponible sur le site de l'Institut.

Au cours de l'année qui s'amorce, l'IRÉC publiera d'autres notes sur des sujets qui ont été évoqués dans l'avant-propos de ce document ou qui en découleront.

La réduction des coûts associés aux panneaux photovoltaïques qui a été observée au cours des deux dernières décennies — et qui devrait se poursuivre d'ici 2030 — rend d'ores et déjà cette technologie attrayante pour les consommateurs d'électricité de plusieurs régions d'Amérique du Nord. Avant de conclure que cette filière d'énergie renouvelable et carboneutre se retrouve dans cette situation au Québec, il faut considérer le potentiel énergétique associé aux équipements photovoltaïques sur le territoire québécois, d'une part, ainsi que l'intérêt des consommateurs québécois à investir dans de telles installations, d'autre part.

Pour les fins de cette évaluation sommaire, cette analyse va porter exclusivement sur des consommateurs résidentiels qui envisagent d'acquérir des panneaux solaires photovoltaïques pour les installer sur la toiture de leur immeuble résidentiel¹. L'énergie produite par de telles installations correspond à une « autoproduction » par les consommateurs, c'est-à-dire à une production décentralisée par opposition à l'énergie produite par les grandes centrales centralisées (barrages, centrales thermiques ou nucléaires) et qui doit être relayée chez les utilisateurs par des réseaux de transport et de distribution. Cette analyse ne tient donc pas compte de centrales solaires « centralisées » intégrées dans les réseaux de distribution² ni des systèmes photovoltaïques gérés dans des immeubles commerciaux, institutionnels ou industriels.

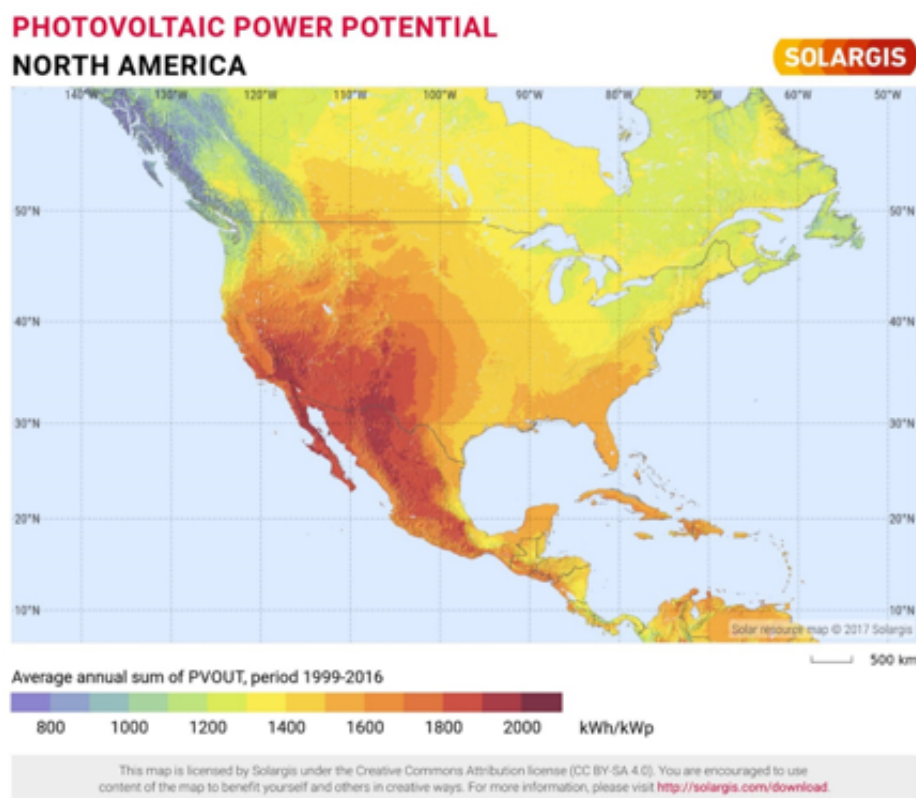
1

L'ENJEU ÉNERGÉTIQUE

La carte suivante indique le potentiel énergétique d'installations photovoltaïques pour l'ensemble de l'Amérique du Nord. Il en ressort que le Québec, à l'instar de la plus grande partie du nord-est du continent (ainsi que le versant occidental des cordillères du nord-ouest), constitue un territoire relativement peu productif sur le plan de l'énergie solaire photovoltaïque. Dépendant de la région considérée, le potentiel photovoltaïque au Québec oscille entre 60 % et 70 % de celui qui prévaut dans le Sud-Ouest américain. Le potentiel observé à Montréal ou à Toronto équivaut à quelque 90 % de celui de villes comme Boston ou New York.

Le fait que le potentiel photovoltaïque en territoire québécois soit légèrement inférieur à ce qui prévaut, par exemple, dans la grande région de la Nouvelle-Angleterre ne signifie pas que les quantités d'énergie qu'il est possible d'en tirer sur une base annuelle au Québec ne présentent pas d'intérêt sur les plans énergétique et économique. Pour bien apprécier

la valeur de l'énergie produite au Québec et ailleurs par la filière photovoltaïque décentralisée, il faut la comparer à celle de l'électricité fournie par les producteurs et les distributeurs centralisés opérant sur le territoire³.



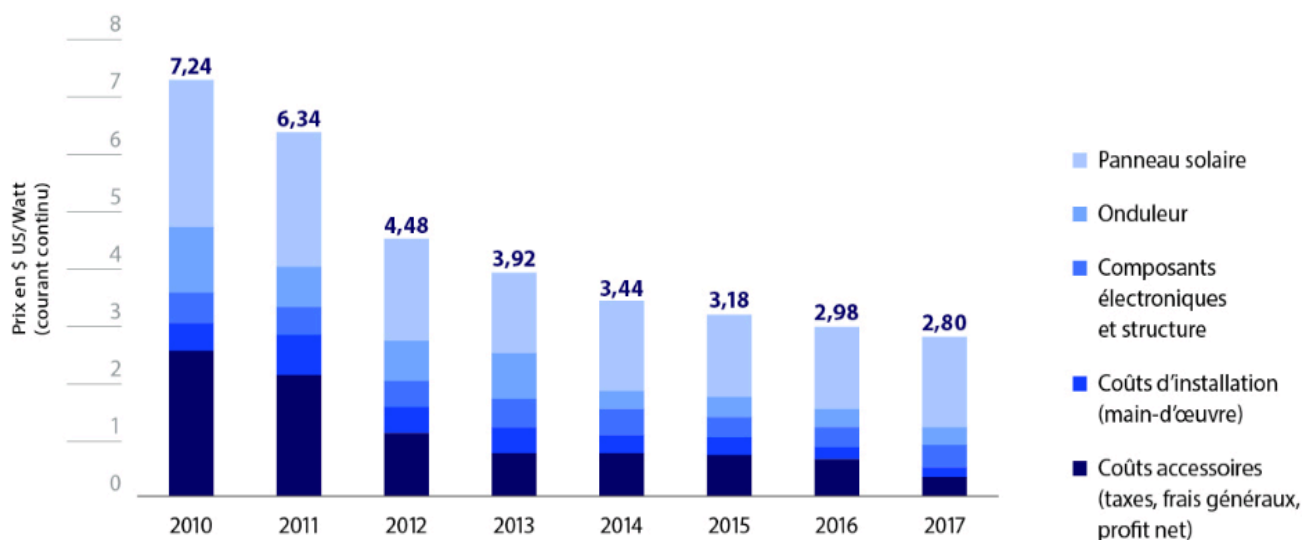
2 L'ENJEU ÉCONOMIQUE

Au cours de la dernière décennie, une combinaison de réductions de coûts de production de panneaux photovoltaïques à base de silicium cristallin, d'une part, et d'améliorations de la performance énergétique de ces panneaux, d'autre part, a fait en sorte que, dans un nombre croissant de pays, les coûts de l'électricité produite par cette filière solaire se situent maintenant à des niveaux équivalents ou inférieurs aux coûts de l'électricité offerte par les réseaux centralisés de production et de distribution d'électricité par les technologies conventionnelles.⁴ Dans la dernière version de sa feuille de route sur les technologies photovoltaïques, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que cette tendance à la baisse se poursuivra au cours des prochaines années.⁵

Selon les estimations de l'AIE, le marché de l'électricité photovoltaïque devrait se partager à peu près également entre l'électricité générée de façon centralisée dans des centrales solaires photovoltaïques (utility scale) et l'électricité produite de façon décentralisée par des panneaux solaires photovoltaïques généralement installés par les consommateurs sur la toiture de leurs bâtiments (rooftop systems). L'AIE considère que le fait de produire l'électricité à l'endroit même de son utilisation ou à proximité, ce que permet l'autoproduction et la filière photovoltaïque décentralisée, présente plusieurs avantages qui compensent les coûts généralement plus élevés du kWh produit de cette manière. Les enjeux que soulève ce constat pour les réseaux centralisés de production et de distribution d'électricité ont notamment trouvé un écho dans certains discours du président d'Hydro-Québec sur la « spirale de la mort » qui menacerait la société d'État :

« Rooftop systems are currently more expensive but the value of electricity delivered on consumption sites or nearby is greater. However, as PV [photovoltaic] expansion is driven more and more by self-consumption—the use of PV electricity directly at the same site where it is generated—grids may carry smaller amounts of traded electricity, raising concerns over how to recover the fixed costs of grids. Grid operators, regulators and policy-makers should monitor the impact of rapid expansion of distributed PVs on distribution networks. Rate changes ensuring full grid cost recovery and fair allocation of costs might be considered but should be carefully designed in order to maintain incentives for energy efficiency and the deployment of rooftop PV. »⁶

Évolution des prix des systèmes solaires photovoltaïques Secteur résidentiel aux États-Unis 2010 - 2017⁷



Pour un consommateur résidentiel qui évalue l'intérêt d'investir pour installer un panneau solaire sur le toit de son bâtiment, tout en demeurant branché sur le réseau local de distribution électrique, la décision devrait reposer sur les réponses à trois questions (simplifiées) principales :

- D'une part, en tenant compte (1) des coûts d'acquisition, d'installation et d'entretien de cet équipement photovoltaïque, (2) des montants disponibles sous la forme de crédits fiscaux ou de subventions, ainsi que (3) des taux d'intérêt applicables à de tels investissements, combien de kWh d'électricité peut-il ainsi autoproduire (et consommer) annuellement et à quel coût (au kWh) ?
- D'autre part, combien lui coûterait annuellement cette même quantité d'énergie s'il l'achetait totalement du distributeur local au tarif auquel il est assujéti ?⁸
- En supposant que la différence entre ces deux montants favorise l'acquisition et l'installation de panneaux photovoltaïques, en combien d'années peut-il récupérer son investissement initial ?
Bref, une combinaison de faibles coûts nets d'investissement initial⁹ et de tarifs élevés de l'électricité fournie par le réseau permet une récupération rapide de cet investissement initial. Le potentiel d'énergie photovoltaïque du site où le panneau est installé (voir la section précédente) influence également le rythme de récupération des coûts de l'équipement.

3

LA SITUATION AU QUÉBEC

Le nombre de consommateurs québécois qui ont opté pour l'installation de panneaux photovoltaïques (de type « rooftop ») demeure actuellement modeste, mais tend à augmenter rapidement. Un autre rapport de l'AIÉ indique que :

*« 2018 marked the beginning of large-scale deployment for solar PV in this province [Québec] as the cumulative number of grid-connected residential prosumers increased from 150 in 2017 to 694 in 2018. This growth can be partly linked to a significant decrease in installation costs and the ever-increasing variable rate of electricity which means residential systems 6 kW and above can now be installed below the grid parity price of CAD 2.66 per Watt. In addition, Quebec City's Simons department store inaugurated the largest PV system in the province (1,060 kW) installed on its roof and on its electric vehicle carport. »*¹⁰

Malgré cette progression, la part de marché des panneaux photovoltaïques demeure encore négligeable au Québec, même par comparaison avec les autres formes d'énergie renouvelable d'origine non hydroélectrique.¹¹ Toutefois, Hydro-Québec estime que le prix de l'énergie solaire pourrait concurrencer celui de l'hydroélectricité pour le marché résidentiel à l'horizon de 2025.¹²

Quoi qu'il en soit, le potentiel de progression de l'électricité photovoltaïque au Québec, par comparaison avec la situation qui prévaut dans le reste de l'Amérique du Nord, peut être estimé à grands traits sur la base des considérations suivantes :

- Comme l'a illustré la première section, le territoire québécois est légèrement défavorisé en ce qui concerne le rendement des technologies photovoltaïques centralisées. Toutefois, l'évolution des coûts de production et des performances énergétiques des équipements photovoltaïques pourrait compenser ce désavantage relatif au cours de la prochaine décennie. Ainsi, Hydro-Québec s'apprête à mettre en service, en 2020, deux petites centrales solaires photovoltaïques en Montérégie : l'une de 2,5 MW sur le site de l'IREQ à Varennes, l'autre de 7,5 MW à La Prairie. La puissance combinée de ces deux centrales correspond aux besoins énergétiques de 600 à 700 résidences.¹³ Étant donné les faibles coûts relatifs de production de l'électricité par la filière hydroélectrique au Québec, il reste à voir dans quelle mesure, et à quelles conditions, la production centralisée à plus grande échelle (utility scale) d'électricité photovoltaïque pourrait devenir économiquement justifiée à court ou à moyen terme.
- Le même raisonnement peut s'appliquer à la technologie décentralisée (rooftop). Toutefois, dans ce cas, la décision d'investir revient aux consommateurs eux-mêmes et non aux gestionnaires des grands réseaux centralisés. Ce sont donc les tarifs d'électricité (et en particulier les tarifs D et DM d'Hydro-Québec), et non les coûts de production, qui fournissent la base de comparaison économique, comme il en a été question à la section précédente.
 - o Nous supposons que les coûts d'acquisition, d'installation et d'entretien des panneaux photovoltaïques sont approximativement les mêmes au Québec que dans les États américains et les provinces canadiennes du nord-est du continent.

o Par contre, les crédits fiscaux et les subventions disponibles pour l'installation de panneaux photovoltaïques de type rooftop sont plus intéressants dans la plupart des États de la Nouvelle-Angleterre qu'au Québec.¹⁴

o Par comparaison avec les tarifs résidentiels d'Hydro-Québec, ceux appliqués aux consommateurs résidentiels de ces territoires sont systématiquement plus élevés, et par une bonne marge. Par exemple, au 1er avril 2019 :

Les tarifs résidentiels en vigueur à Toronto (13,89 ¢/kWh) sont près du double de ceux qui prévalent à Montréal (7,30 ¢/kWh);

Les tarifs de grandes villes comme Boston (33,37 ¢/kWh) et New York (30,56 ¢/kWh) sont plus de quatre fois plus élevés qu'à Montréal (7,30 ¢/kWh).¹⁵

4

LE QUÉBEC ET LE MASSACHUSETTS

Comme Hydro-Québec a conclu une entente de vente d'électricité à l'État du Massachusetts pour une période de 20 ans, à raison de 9,46 TW par année, il était intéressant de comparer les situations respectives des consommateurs résidentiels des deux juridictions, de façon à évaluer les impacts des systèmes photovoltaïques de type rooftop. Une autre raison pour laquelle cette comparaison présente un intérêt vient du fait que l'État du Massachusetts ainsi que la ville de Boston sont généralement considérés comme des leaders à l'échelle américaine en matière de transition énergétique.

Les données de Solargis (voir la carte en page 2) indiquent que le potentiel PVOUT calculé pour la région de Boston est de l'ordre de 10 % à 15 % supérieur à celui de Montréal. Comme on le verra, un tel écart de potentiel énergétique demeure relativement modeste par comparaison aux autres facteurs qui influencent les décisions des consommateurs résidentiels quant à l'installation d'équipements rooftop sur la toiture de leur maison.

En supposant que les coûts d'acquisition et d'installation de tels équipements soient dans l'ensemble similaires à Montréal et à Boston, il faut considérer les programmes disponibles de crédits fiscaux et de subvention applicables à ces installations.

Dans le cas du Québec, le programme RénoVert offrait, pour des travaux réalisés entre les années d'imposition de 2016 à 2019 inclusivement, un crédit d'impôt remboursable correspondant à 20 % du coût des travaux admissibles qui excèdent 2 500 \$. Ce crédit peut aller jusqu'à un maximum de 10 000 \$ (ce qui correspond à un investissement total de l'ordre de 52 500 \$). L'installation de panneaux photovoltaïques était admissible aux fins de ce programme, dans la mesure où l'habitation avait été construite avant 2016.¹⁶

Ce programme de crédit d'impôt pouvait être conjugué avec les programmes Rénoclimat et Chauffez vert de Transition énergétique Québec. Hydro-Québec offre par ailleurs aux autoproducteurs d'électricité à partir d'une source renouvelable (incluant l'énergie photovoltaïque) l'option tarifaire du mesurage net. En vertu de cette option, lorsque le producteur produit plus d'énergie qu'il n'en consomme, Hydro-Québec injecte ces surplus dans son réseau et les lui restitue lorsque sa demande excède sa capacité de production¹⁷.

Dans le cas du Massachusetts, les propriétaires d'habitation qui investissent dans des panneaux photovoltaïques de type rooftop sont admissibles à un crédit d'impôt fédéral (Federal Solar Tax Credit—FSTC) qui correspond à 30 % des coûts admissibles (acquisition, installation et permis). Toutefois, ce pourcentage a été réduit à 26 % en 2020, et sera de 22 % en 2021. Ce crédit d'impôt fédéral ne sera plus en vigueur dans le secteur résidentiel à partir de 2022.¹⁸

En janvier 2018, l'administration fédérale américaine a imposé des tarifs de 30 % sur les importations de cellules photovoltaïques en silicium monocristallin. Ces tarifs dégressifs sont passés à 25 % en 2019, à 20 % en 2020 et à 15 % en 2021. Ils prendront fin au début de 2022.¹⁹ Selon la Solar Energy Industry Association des États-Unis, l'impact principal de ces tarifs se fait sentir dans les États et les villes où les baisses de prix des équipements photovoltaïques commençaient à rendre ces derniers avantageux au plan économique par comparaison aux prix de l'électricité fournis par les réseaux de distribution.²⁰ En fait, il apparaît que l'objectif réel visé par ces tarifs n'était pas de protéger l'industrie américaine de fabrication des panneaux solaires, dont les parts de marché demeurent marginales sur leur marché domestique, mais d'abord et avant tout les producteurs d'énergie utilisant les sources conventionnelles (charbon et gaz de schiste, en particulier). Il est à noter que le tarif initial de 30 % venait à toutes fins utiles annuler l'avantage résultant du crédit fédéral de 30 % (FSTC) et viendra à terme la même année (2022). À moins que ces tarifs ne soient renouvelés après 2021, leur effet sur le développement du marché des panneaux photovoltaïques devrait s'atténuer et s'estomper à partir de 2022.

Tout comme au Québec, les autoproducteurs du Massachusetts ont accès à une option de mesurage net (net metering). Comme il y a plusieurs distributeurs privés différents d'électricité au Massachusetts, l'option de mesurage net y est imposée par une loi de l'État.²¹

L'État du Massachusetts, comme plusieurs autres États américains, gère un programme dédié à encourager, au moyen d'incitatifs financiers, la conversion de consommateurs aux énergies renouvelables, en particulier par l'installation de panneaux solaires de type rooftop. Ce programme Solar Renewable Energy Certificate (SREC) vient appuyer l'obligation légale que le Massachusetts a imposée aux public utilities de l'État de produire un minimum de 40 % de leur électricité à partir de ressources renouvelables d'ici 2030. En vertu de ce programme SREC, les propriétaires de panneaux solaires de l'État (rooftop et autres) peuvent vendre des « certificats » d'énergie renouvelable dont la valeur est établie sur la base de l'énergie produite par leurs équipements. Les public utilities de l'État peuvent alors acheter ces certificats des autoproducteurs branchés à leur réseau et comptabiliser la valeur de ces certificats aux fins d'établir leur propre production d'énergie à partir de sources renouvelables.²² Cette transaction, étalée sur la durée de vie des panneaux solaires, fournit un revenu significatif aux autoproducteurs qui vendent de tels SREC.²³

Enfin, dans le calcul des retombées économiques et financières de l'installation de panneaux photovoltaïques rooftop sur des maisons du Massachusetts, il faut mentionner qu'un tel investissement a pour effet, dans le marché résidentiel local, d'accroître la valeur de la maison d'environ 3 % à 4 % en moyenne. Si les dispositions des programmes respectifs du Québec et du Massachusetts peuvent varier, ce sont d'abord et avant tout les écarts entre les tarifs d'électricité des deux territoires qui exercent un impact sur l'intérêt économique des consommateurs résidentiels de s'équiper d'installations photovoltaïques de type rooftop. En effet, au 1er avril 2019, les tarifs résidentiels moyens à Montréal s'élevaient à 7,30 ¢/kWh, alors que ceux en vigueur à Boston étaient de 33,37 ¢/kWh.²⁴ Les tarifs résidentiels de Boston sont donc 4,6 fois plus élevés que ceux de Montréal.

Cette situation fait en sorte que la valeur monétaire de l'électricité économisée par un autoproducteur résidentiel qui procède à l'installation de panneaux photovoltaïques sur la toiture de sa maison dans la région de Boston est environ 4,6 fois plus élevée que ce que peut économiser un autoproducteur qui fait le même investissement à Montréal. Autrement dit, pour recevoir le même avantage économique qu'un consommateur résidentiel équivalent de Boston, le propriétaire de panneaux photovoltaïques montréalais devrait générer 4,6 fois plus d'économies en énergie. Et ces comparaisons ne tiennent pas compte des différences entre les programmes fiscaux ou subventionnaires dont il a été question précédemment.

En intégrant toutes ces considérations, on peut estimer la période de temps nécessaire pour qu'un autoproducteur résidentiel puisse récupérer, à même les économies d'électricité acquises de son distributeur local, l'investissement initial consenti dans l'acquisition et l'installation de panneaux photovoltaïques sur la toiture d'une maison unifamiliale typique :

- Dans le cas de Boston, cette période estimée se situe dans une plage allant de 7 à 10 ans;²⁵
- Dans le cas de Montréal, selon Hydro-Québec, cette période se situe dans une plage autour d'une trentaine d'années.²⁶

Comme Hydro-Québec ne mentionne pas si son estimation inclut ou non l'effet des programmes de crédit d'impôt ou de subvention, il est difficile de comparer directement les périodes d'amortissement de Boston et de Montréal pour l'année 2018 (l'année qui a servi de base aux calculs d'amortissement pour la région de Boston). À première vue, la période de 30 ans pour récupérer l'investissement initial pour Montréal est environ 4,3 fois plus longue que celle de 7 ans pour Boston (3 fois plus longue si la période est de 10 ans).

Il est important de noter que ces comparaisons pourraient devenir caduques au cours des toutes prochaines années (incluant 2019 et 2020), en raison :

- De la fin possible des programmes de crédit d'impôt (RénoVert au Québec en 2019, FSTC aux États-Unis en 2021). Tout autre facteur étant constant, l'élimination de ces programmes aurait pour effet de réduire les écarts de périodes de récupération des coûts entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre;
- De la réduction des tarifs imposés aux États-Unis sur les produits à base de silicium monocristallin et de leur élimination possible à partir de 2022. L'élimination de ces tarifs aurait pour effet de réduire les coûts relatifs des panneaux solaires de la Nouvelle-Angleterre par rapport à ceux en vigueur au Québec et, par conséquent, d'accroître les écarts de périodes de récupération des coûts entre les deux régions.

CONCLUSION : UNE « SPIRALE DE LA MORT » POUR QUI ?

Dans l'ensemble, donc, l'intérêt économique relatif de l'investissement par le consommateur résidentiel du Québec dans l'autoproduction d'électricité au moyen de panneaux photovoltaïques sera bien moindre, à cause principalement des tarifs avantageux d'Hydro-Québec, que celui des consommateurs des marchés actuels d'exportation de la société d'État. Un scénario de « spirale de la mort » est donc hautement improbable pour le Québec, alors qu'il constitue déjà un enjeu stratégique immédiat pour les « utilités publiques » de la Nouvelle-Angleterre et, dans une moindre mesure, de l'Ontario. Bref, dans un premier temps, la « menace » que présente la diffusion des panneaux photovoltaïques pour l'électricité du réseau centralisé d'Hydro-Québec va d'abord venir de ses marchés d'exportation, et non pas de son marché domestique. Si

les marchés résidentiels de la Nouvelle-Angleterre et de New York ont largement recours aux panneaux photovoltaïques de type rooftop (en particulier dans les banlieues résidentielles où le ratio de la superficie des toitures de maisons unifamiliales par rapport à la consommation domestique d'électricité est élevé) :

- La demande résidentielle d'électricité acheminée aux réseaux centralisés devrait diminuer de façon significative, au profit de sources décentralisées renouvelables ;
- La pression exercée sur les tarifs facturés par les réseaux centralisés va s'accroître. Comme c'est déjà le cas dans la région de Boston, toute augmentation de tarifs résidentiels d'électricité fournie par les réseaux centralisés va raccourcir davantage la période de récupération des coûts d'acquisition et d'installation des panneaux photovoltaïques et rendre ceux-ci plus intéressants sur le double plan énergétique et économique ;
- Les coûts de production de l'électricité dans les grands réseaux centralisés de la Nouvelle-Angleterre (et de l'Ontario) sont fortement marqués par des coûts fixes associés à l'amortissement de grands équipements, ce qui limite la capacité des public utilities à utiliser les augmentations tarifaires pour compenser les diminutions prévues de la demande. La généralisation d'équipements photovoltaïques décentralisés dans les principaux marchés d'exportation d'Hydro-Québec devrait donc contribuer, au cours de la prochaine décennie, à atténuer la demande en électricité renouvelable fournie par la société d'État dans ces marchés, en plus d'imposer des contraintes additionnelles aux prix que celle-ci peut obtenir en vendant son électricité sur ces marchés.

Sur le marché résidentiel québécois, en raison du potentiel plus modeste d'ensoleillement du territoire et, surtout, de la grille tarifaire nettement avantageuse d'Hydro-Québec, l'adoption par les consommateurs de la technologie photovoltaïque décentralisée se fera dans un deuxième temps, dans la mesure où les prix d'acquisition et d'installation connaîtront des diminutions additionnelles importantes.

En plus de ces considérations, il est important de signaler que la capacité de production d'électricité de panneaux solaires est directement liée à la durée de l'ensoleillement. Pour le Québec, cette capacité va donc varier de façon très significative selon les saisons. En hiver (de la fin décembre à la fin février en particulier), les heures d'ensoleillement sont à leur minimum annuel, alors que cette période correspond précisément à la pointe de la demande en électricité sur le marché domestique québécois. À moins d'être associée à une stratégie de stockage de l'électricité, ce qui va accroître les coûts des systèmes photovoltaïques si elle est gérée par le consommateur lui-même, cette technologie photovoltaïque décentralisée sera donc de peu d'utilité pour alléger la pression de la demande en période de pointe hivernale.²⁷

À plus long terme, toutefois, se profile un enjeu majeur au niveau de l'architecture des marchés fondés sur les énergies renouvelables. Dans la mesure où ces énergies renouvelables se prêteront à des formes d'autoproduction et à des circuits de production plus décentralisés — éliminant ou réduisant substantiellement, au passage, les coûts de transport et de distribution de l'énergie — il faudra repenser le rôle que doivent jouer et les marchés que doivent viser les grands réseaux centralisés de production, de transport et de distribution de l'énergie, comme l'indiquait le rapport cité de l'AIÉ. Cette réflexion sera particulièrement critique dans le cas des grandes infrastructures centralisées qui feront face à ces pressions « décentralistes » avant d'avoir atteint leur pleine durée de vie utile ou d'avoir été totalement ou en grande partie amorties sur le plan financier.

Dans le cas d'Hydro-Québec, étant donné l'âge et l'état de son parc actuel d'infrastructures de production et de transport d'électricité, cette « menace » ne semble pas poser d'enjeu particulièrement critique, à la possible exception des toutes dernières centrales du complexe de La Romaine. Mais tout projet d'aménagement de centrales hydroélectriques additionnelles, en plus de coûter plus cher par kilowatt produit et transporté à cause de leur éloignement, serait particulièrement exposé aux risques économiques découlant de la baisse des coûts, de l'augmentation des performances et de l'intérêt économique des panneaux photovoltaïques prévus au cours des prochaines décennies.

IRÉC - NOTE D'INTERVENTION N° 68 - JANVIER 2020

1. Aux États-Unis et dans le reste du Canada, ces installations sont qualifiées de « rooftop ».
2. Installations qualifiées comme « Utility-Scale » dans le contexte anglo-saxon nord-américain.
3. Cette carte PVOUT résume les données du potentiel d'énergie photovoltaïque estimé pour l'ensemble de l'Amérique du Nord. Elle représente la moyenne annuelle du potentiel de production électrique d'une installation photovoltaïque de capacité d'un kilowatt branchée sur le réseau de distribution d'électricité, et ce pour la période allant de 1999 à 2016. Cette installation correspond à un panneau solaire photovoltaïque permanent, à base de silicium cristallin, installé dans une position fixe, tourné vers l'équateur et dans un angle vertical qui maximise le rendement énergétique annuel. Le rendement énergétique indiqué sur la carte incorpore les données relatives aux conditions d'ensoleillement, à la température de l'air et aux caractéristiques du terrain, à une résolution de 250 mètres. Il tient également compte des ratios de conversion et de pertes énergétiques associés aux panneaux photovoltaïques et à leurs équipements (câbles électriques, onduleurs, transformateurs). L'effet cumulatif des autres sources de pertes énergétiques (dépôts de saleté, de glace ou de neige, pertes associées aux équipements) est estimé à 9 %. (Source : Solargis – <https://solargis.com/maps-and-gis-data/tech-specs>. Cette carte peut être téléchargée à cette adresse : <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/north-america/>.)
4. En ce qui concerne le marché des États-Unis, le coût des systèmes solaires photovoltaïques installés dans le secteur résidentiel est passé de 7,26 \$US / Watt en 2010 à 2,80 \$US / Watt en 2017
5. Voir : Agence internationale de l'énergie, Solar Photovoltaic Energy Technology Roadmap, Rapport 2014, pages 5, 12 et 15. Parmi ses principaux constats, ce rapport prévoit que (par comparaison avec les prix en vigueur vers 2014) : « *This roadmap assumes that the costs of electricity from PV [photovoltaic] in different parts of the world will converge as markets develop, with an average cost reduction of 25% by 2020, 45% by 2030, and 65% by 2050, leading to a range of 40 \$US to 160 \$US / MWh, assuming a cost of capital of 8%.* »
6. AIE, op. cit., pages 5, 23 et 24. Il est à noter que cette analyse sur l'impact des technologies décentralisées sur l'amortissement des coûts des réseaux de distribution peut également s'appliquer aux infrastructures de production et de transport d'électricité.
7. Graphique tiré de la page Web « Transition énergétique et Innovations » du site d'Hydro-Québec (Développement durable). Voir : <https://www.hydroquebec.com/developpement-durable/notre-approche.html>.
8. Au Québec, ce tarif correspond aux tarifs D et DM d'Hydro-Québec. (Voir : <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>, pages 12 et 19). Pour les fins de cette évaluation, nous supposons que les consommateurs peuvent conclure des ententes de « mesurage net » (net metering) avec le distributeur d'électricité. De telles ententes permettent au consommateur d'obtenir un crédit sur sa facture d'électricité correspondant à la quantité d'électricité produite par ses panneaux solaires qu'il ne consomme pas directement au moment de sa production. Hydro-Québec, par exemple, permet de conclure de telles ententes si le consommateur qui installe des panneaux solaires demeure branché sur le réseau de la société d'État. (Voir : <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf> page 28)
9. Dans le cas des panneaux solaires photovoltaïques, les coûts variables d'exploitation (entretien, nettoyage ou déneigement des surfaces, entretien des équipements périphériques – câbles, onduleurs, transformateurs, etc.) demeurent relativement modestes par comparaison aux coûts fixes de l'investissement initial et de leurs frais d'amortissement. Ils sont négligés pour les fins de cette évaluation. Les programmes de crédit d'impôt et de subvention, qui permettent d'abaisser les coûts nets d'investissement initial et, par conséquent, de réduire les coûts d'intérêt liés à leur financement, ont par contre un effet important dont il faut tenir compte. Cet effet, toutefois, peut varier de façon significative selon les juridictions concernées (programmes fédéraux canadiens et américains, programmes gérés par les États américains, les provinces canadiennes ou par les sociétés d'« utilité publique »).
10. AIE, *Photovoltaic Power Systems Technology Collaboration Programme, Annual Report 2018*, page 50.
11. Johanne Whitmore & Pierre-Olivier Pineau, *État de l'énergie au Québec 2020*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour TÉQ, Montréal 2020, page 18.
12. Hydro-Québec, *Une énergie propre à nous*, Rapport sur le développement durable 2018, page 56.
13. Hydro-Québec, *Une énergie propre à nous*, Rapport sur le développement durable 2018, page 57.
14. La prochaine section permettra de comparer les programmes disponibles au Québec et au Massachusetts, à titre d'exemple.
15. Hydro-Québec, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (Tarifs en vigueur le 1er avril 2019), page 4. Voir : <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite.pdf>
16. Voir : <http://www4.gouv.qc.ca/FR/Portail/Citoyens/Evenements/acheter-renover-maison/Pages/credit-impot-renover.aspx>. Voir également : <http://cffp.recherche.usherbrooke.ca/outils-ressources/guide-mesures-fiscales/credit-impot-renover/>. Il est à noter que le programme RénoVert n'a pas été reconduit dans le budget 2019-2020 du gouvernement du Québec.
17. <http://www.hydroquebec.com/autoproduction/docs/depliant-mesurage-net.pdf>
18. <https://nationaltaxreports.com/federal-solar-energy-tax-credit/>
19. [https://www.federalregister.gov/documents/2018/01/25/2018-01592/to-facilitate-positive-adjustment-to-competition-from-imports-of-certain-crystalline-silicon?utm_source=live&utm_medium=live&utm_term=Section+201+tariffs+solar&utm_content=undefined&utm_campaign=\(not%20set\)&gclid=undefined&dclid=undefined&GAIID=1792889984.1578604607](https://www.federalregister.gov/documents/2018/01/25/2018-01592/to-facilitate-positive-adjustment-to-competition-from-imports-of-certain-crystalline-silicon?utm_source=live&utm_medium=live&utm_term=Section+201+tariffs+solar&utm_content=undefined&utm_campaign=(not%20set)&gclid=undefined&dclid=undefined&GAIID=1792889984.1578604607)
20. https://www.seia.org/sites/default/files/2019-12/SEIA-Tariff-Analysis-Report-2019-12-3-Digital_0.pdf, pages 5 et 6.
21. <https://www.mass.gov/guides/net-metering-guide#1.-net-metering-basics->
22. Le programme SREC est donc à l'origine d'un marché organisé où s'échangent des certificats associés à la production d'énergie renouvelable. Voir : <https://www.sretrade.com/markets/rps/srec/massachusetts> Voir également : <https://news.energysage.com/sreca-in-massachusetts-prices-and-program-status/>
23. Le programme SREC fait partie d'un effort plus large de l'État du Massachusetts pour stimuler le développement de la filière photovoltaïque sur son territoire. Le programme SMART (Solar Massachusetts RenewableTarget) est une initiative conjointe de l'État et de public utilities du Massachusetts pour encourager le déploiement d'installations photovoltaïques – rooftop et autres – allant jusqu'à une puissance de 5 MW. Le Massachusetts Department of Energy Resources (DOER) offre plusieurs programmes et services dans des domaines comme les Clean Cities, l'Energy Storage Initiative, le Home Energy Market Value Performance, le Zero Net Energy Buildings, etc. Voir : <https://www.mass.gov/guides/doer-divisions-and-services#-programs,-initiatives-&-regulatory-measures->
24. Hydro-Québec, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (Tarifs en vigueur le 1er avril 2019), page 4. Voir : <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite.pdf>
25. Un cas représentatif de l'installation de panneaux de type rooftop dans la région de Boston et des calculs sur les coûts et les économies d'énergie après une année entière d'utilisation est décrit dans le clip suivant de YouTube : <https://www.youtube.com/watch?v=UAXdA9FXR80>. Nous avons vérifié les programmes dont il est fait mention dans cette présentation et qui sont décrits précédemment dans cette section.
26. Voir : <https://www.hydroquebec.com/solaire/couts.html>. Hydro-Québec fait remarquer que la durée de vie typique des toitures est de l'ordre de 20 ans, ce qui est inférieur au nombre d'années (30 ans) pour amortir les installations photovoltaïques, dont la période de garantie sur le matériel est généralement de 25 ans. Dans ces circonstances, il faut ajouter aux coûts des équipements ceux reliés au remplace-

ment de la toiture (plus spécifiquement, les coûts d'enlèvement et de réinstallation des panneaux solaires à l'occasion des travaux de la toiture). Ou alors, il faut prévoir l'installation au départ d'une toiture dont la durée de vie sera plus longue, ce qui suppose également des coûts supplémentaires.

27. Si le consommateur demeure branché au réseau du distributeur, son autoproduction d'électricité devrait engendrer une réduction nette de sa demande annuelle totale. Du point de vue d'Hydro-Québec, cela signifie que cette réduction va accroître les quantités d'eau disponibles dans l'ensemble de ses réservoirs au moment de la pointe hivernale, ce qui équivaut à une forme de stockage hydraulique d'énergie (à moins que les réservoirs aient atteint leur capacité maximale).

NUMÉRO 68 — JANVIER 2020

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)

10555, avenue de Bois-de-Boulogne, C.P. 2006
Montréal H4N 1L4, 514 380-8916

secretariat@irec.quebec / www.irec.quebec

Facebook : IREContemporaine

Twitter : @IREC_recherche

Dépôt légal à la Bibliothèque nationale du Québec
ISBN 978-2-924927-45-8 (PDF)