

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029
D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
(LE « DISTRIBUTEUR »)**

DOSSIER : R-4110-2019, Phase 1

**MÉMOIRE AMENDÉ DE
L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUELABLE
(« AQPER »)**



Montréal, le 6 mai 2021

TABLE DES MATIÈRES

1.	L'AQPER	1
2.	INTRODUCTION	1
2.1	Mise en contexte et préoccupations de l'AQPER	1
2.2	Sujets d'intervention de l'AQPER.....	3
3.	RESEAU INTEGRE	4
3.1	Prévision de la demande.....	4
3.1.1.	Impact de la crise sanitaire lié à la pandémie de la COVID-19 et de la transition énergétique sur les prévisions de la demande à moyen et long termes du Distributeur.....	4
3.1.2.	Impact à court terme de la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 sur la demande du Distributeur	12
3.1.3.	Commentaires de l'AQPER sur les prévisions des besoins en énergie du Distributeur	13
(i)	Croissance de base	14
(ii)	Technologies émergentes	15
(iii)	Développement des marchés.....	16
3.2	Bilans en énergie et en puissance	23
3.2.1.	Bilan en énergie	23
(i)	Besoins	25
(ii)	Marge de manœuvre.....	26
(iii)	Achats sur les marchés de court terme	27
(iv)	Coût de l'énergie de court terme	28
(v)	L'offre d'énergie de court terme.....	30
3.2.2.	Bilan en puissance	31
(i)	Les besoins.....	34
(ii)	Gestion de la demande en puissance (GDP)	35
(iii)	GDP Affaires	36
(iv)	Hilo	37
3.2.3.	Stratégie d'approvisionnement	40
(i)	Scénario d'approvisionnement de long terme.....	41
4.	RESEAU AUTONOME.....	43
4.1	Prévision de la demande.....	43
4.2	Stratégie d'approvisionnement.....	44
5.	CONCLUSION.....	44
5.1	Commentaires	44

5.2 Recommandations.....45

TABLE DES MATIÈRES DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Graphique S6 : L'électricité additionnelle requise pour répondre à l'électrification croissante des systèmes, (selon le scénario de réduction alternatif sur les technologies et la réduction des demandes).	8
Graphique 2 : Demande mondiale d'énergie pour le minage du Bitcoin	16
Graphique 3 : Prix du Bitcoin en \$US.....	17
Graphique 4 : IEA 2019.....	21
Graphique 5 : Consommation mondiale des centres de données	21
Graphique 6 : Achats de court terme en 2019.....	29
Graphique 7 : Achats de court terme du Distributeur en janvier 2019.....	30
Graphique 8 : Évolution des prévisions des besoins de puissance incluant la réserve	34
Graphique 9 : Évolution des prévisions des moyens GDP affaires.....	35
Graphique 10 : Levelized Cost of Energy Comparison – Unsubsidized Analysis.....	38
Graphique 11 : Courbe des puissances classées des approvisionnements additionnels requis (2029) – Scénario d'un appel d'offres éolien de 1000 MW avec un facteur d'utilisation de 45 %	41
Graphique 12 : Facteur d'utilisation moyen des ressources éoliennes sous contrat avec HQD (2012)	42

TABLE DES MATIÈRES DES FIGURES

Figure 1 : Figure 1.4 : Facteurs explicatifs de l'évolution des ventes	13
Figure 2 : Figure 2.2 : Facteurs explicatifs des écarts des ventes à terme par rapport au Plan d'approvisionnement 2020-2029	14
Figure 3 : Figure 1.1 : Méthodologie de la prévision des ventes et des besoins	15
Figure 4 : Figure 2 : Réparation par fournisseurs des achats d'énergie effectués au moyen de transactions bilatérales en 2018.....	31

TABLE DES MATIÈRES DES TABLEAUX

Tableau 1 : Tableau 3.19 : Prévion des ventes annuelles du développement de marchés	18
Tableau 2 : Tableau R-4.2.1 : Bilan d'énergie	24
Tableau 3 : Tableau R-3.1 : Bilan d'énergie	25
Tableau 4 : Bilan d'énergie - AQPER	26
Tableau 5 : Historique des achats de court terme	28
Tableau 6 : Tableau R-7.3 : Bilan de puissance	32
Tableau 7 : Tableau 2.1 : Bilan de puissance.....	33
Tableau 8 : Tableau 4.3 : Contribution en puissance et taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance	36

1. L'AQPER

Active au Québec depuis bientôt trente (30) ans, l'AQPER regroupe les principaux intervenants du secteur des énergies renouvelables au Québec, tant au niveau des producteurs que des équipementiers et entreprises de biens et services, lesquels contribuent à dynamiser l'industrie québécoise des énergies renouvelables.

L'AQPER a pour mission d'accroître la production d'énergie renouvelable de source indépendante et d'en maximiser la valorisation dans le portefeuille énergétique québécois. Les actions de l'AQPER sont fondées sur le respect des principes du développement durable et favorisent le développement économique tant des régions que des grands centres du Québec.

Dans le cadre du présent dossier, l'AQPER représente les intérêts de l'ensemble de ses membres producteurs d'énergie renouvelable, à savoir une vingtaine (20e) de producteurs privés d'électricité établis au Québec. Conjointement, les membres représentés au présent dossier par l'AQPER gèrent une puissance installée au Québec de plus de 3 874 mégawatts (« MW »). L'AQPER représente ainsi la majorité de la production indépendante d'énergie renouvelable répondant aux besoins du Québec, incluant l'énergie éolienne, la petite hydraulique, la biomasse et le biogaz issus de la valorisation de matières résiduelles. De plus, plusieurs membres de l'AQPER sont actifs dans les secteurs de l'énergie solaire, des batteries ainsi que dans le secteur de l'hydrogène (production et pile à combustible).

Au cours des dernières années, l'AQPER a déjà été reconnue à titre d'intervenante par la Régie dans différents dossiers réglementaires, notamment, mais sans s'y limiter, dans les dossiers R-3864-2013, R-3972-2016 et R-4070-2018. Soulignons également que l'AQPER a été reconnue à titre d'intervenante dans le cadre de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur¹. Soulignons au surplus que plusieurs membres de l'AQPER ont par le passé participé à des appels d'offres et d'octroi de contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux lancés par le Distributeur et que ces derniers pourraient être appelés à nouveau à participer à de futurs appels d'offres du Distributeur, d'où l'intérêt de l'AQPER dans le cadre du présent dossier.

2. INTRODUCTION

2.1 MISE EN CONTEXTE ET PRÉOCCUPATIONS DE L'AQPER

Plusieurs membres de l'AQPER offrent présentement, par le truchement de contrats de long terme, de l'énergie et de la puissance provenant de ressources renouvelables à la clientèle du Distributeur. Ces contrats ont été octroyés à la suite de la mise en place d'un mécanisme d'appels d'offres qui a permis au plus grand nombre possible de fournisseurs d'offrir de l'énergie et de la puissance fiable pour la clientèle du Québec.

Au cours des dernières années, l'AQPER observe des gains de productivité dans de nombreux secteurs de la production d'énergie renouvelable. Ces gains de productivité ont

¹ Dossier R-3864-2013, décision [D-2014-017](#).

fait en sorte de réduire significativement le prix de fourniture de l'énergie renouvelable, la rendant ainsi très compétitive par rapport aux ressources alternatives².

Dans ce contexte, l'AQPER est d'avis que les différentes technologies de production d'énergie renouvelable disponibles au Québec, à des prix compétitifs, pourraient répondre aux nouveaux besoins en énergie et en puissance du Distributeur pour la période couverte par le plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « **Plan d'approvisionnement** »). Tel que discuté plus amplement dans le présent mémoire, l'AQPER est préoccupée par la stratégie d'approvisionnement du Distributeur qui semble favoriser les achats de court terme sur les marchés afin de répondre aux besoins de sa clientèle, plutôt que de favoriser la tenue d'appels d'offres de long terme pour répondre à ces besoins. En effet, l'AQPER est d'avis que le meilleur moyen pour répondre aux nouveaux besoins du Distributeur, aux meilleurs coûts possibles, est de faire appel au mécanisme d'appels d'offres.

L'AQPER est également préoccupée par le fait que le Distributeur, se basant sur une prévision de forte demande de puissance à court terme, favorise l'utilisation de moyens de gestion de la demande, incluant ceux provenant de la filiale non-réglémentée d'Hydro-Québec, Hilo. Selon l'AQPER, les besoins de puissance additionnelle à court terme pour justifier la mise en place de moyens de gestion de la demande, incluant l'offre de puissance et d'énergie de Hilo, ne seraient plus requis dans les premières années du Plan d'approvisionnement considérant les impacts de pandémie liée à la COVID-19, lesquels impacts entraînent une baisse à court terme des prévisions de la demande du Distributeur. Ce faisant, l'AQPER croit que l'utilisation de moyens de gestion de la demande dans les premières années du Plan d'approvisionnement, tel Hilo, se ferait au détriment de la puissance qui pourrait être offerte par des ressources renouvelables de production résultant d'un processus d'appels d'offres de long terme. Le Distributeur justifie cette stratégie en indiquant que contrairement aux ressources de puissance octroyées à la suite d'un appel d'offres de long terme, les moyens de gestion de la demande peuvent répondre à des besoins de puissance de court terme. Conséquemment, le Distributeur mentionne que l'utilisation des moyens de gestion de la demande permet ainsi de repousser les appels d'offres de puissance de long terme³.

Tel qu'abordé plus amplement dans le présent mémoire, l'AQPER est particulièrement préoccupée par l'entente de gré à gré conclue entre le Distributeur et la filiale d'Hydro-Québec, Hilo, pour la fourniture, sans processus d'appel d'offres ou autre mécanisme plus ouvert, équitable et transparent, de puissance et d'énergie au Distributeur. En effet, sous le couvert d'un moyen de gestion de la demande, les volumes de puissance et d'énergie offerts par Hilo au Distributeur repoussent la mise en place d'appels d'offres de long terme auxquels pourraient participer les membres de l'AQPER.

L'AQPER se questionne également sur les prévisions du Distributeur quant à la demande à court, moyen et long termes. En effet, tel qu'abordé plus amplement dans le présent mémoire, l'AQPER soumet respectueusement à la Régie que la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 aura fort probablement un impact à la baisse sur les prévisions des besoins en énergie et en puissance à court terme du Distributeur, ce qui aurait pour

² Voir notamment à ce titre : < <https://www.forbes.com/sites/energyinnovation/2020/01/21/renewable-energy-prices-hit-record-lows-how-can-utilities-benefit-from-unstoppable-solar-and-wind/#77bf4df32c84> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

³ Pièce [B-0017](#), p. 5, l. 30 à 32.

effet de venir réduire le recours à des moyens de gestion de la demande durant cette période.

D'ailleurs, comme il en sera traité dans le présent mémoire amendé, l'AQPER constate que la plus récente prévision des ventes du Distributeur⁴ qui inclut l'impact de la pandémie, datée du 16 novembre 2020, montre une baisse marquée des besoins pour les premières années du Plan d'approvisionnement comme l'AQPER l'anticipait.

Quant aux prévisions à long et moyen termes, l'AQPER croit que des impacts haussiers à moyen et long termes sur la prévision de la demande pourraient survenir en raison de la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 et en raison des mesures qui pourraient être mises en place afin d'atteindre les cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« **GES** »). Par conséquent, l'AQPER se questionne sur la stratégie d'approvisionnement du Distributeur qui fait abstraction des répercussions de la crise sanitaire liée à la COVID-19 et des mesures visant l'atteinte de la transition énergétique sur les prévisions de la demande du Distributeur à moyen et long termes. De l'avis de l'AQPER, la crise actuelle ainsi que les mesures visant l'atteinte de la transition énergétique pourraient amener une transformation structurelle de l'économie québécoise qui pourrait avoir un impact significatif à la hausse sur les besoins en électricité du Québec, le tout tel qu'il sera exposé plus amplement dans le présent mémoire. Finalement, l'AQPER est préoccupée par la stratégie d'approvisionnement du réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine, laquelle semble faire abstraction des solutions alternatives de production d'énergie renouvelable sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine. À cet effet, l'AQPER compte participer à la phase 2 du présent dossier qui traitera spécifiquement de ce sujet.

2.2 SUJETS D'INTERVENTION DE L'AQPER

Considérant ce qui précède, l'AQPER entend traiter des sujets suivants dans le cadre du présent mémoire :

- Commentaire de l'AQPER en lien avec les impacts de la pandémie de la COVID-19 et de la transition énergétique sur les prévisions de la demande du Distributeur à court, moyen et long termes;
- Commentaires et recommandations de l'AQPER sur les prévisions des besoins en énergie du Distributeur;
- Commentaires et recommandations de l'AQPER sur les bilans en énergie et en puissance du Distributeur;
- Commentaires et recommandations de l'AQPER en lien avec le recours à des moyens de gestion de la demande, incluant ceux provenant de la filiale non-réglementée d'Hydro-Québec, Hilo, dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur;

⁴ Pièce [B-0106](#), État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029.

- Commentaires et recommandations de l'AQPER quant à la stratégie d'approvisionnement du Distributeur qui est notamment axée sur les achats sur les marchés de court terme.

Les sujets identifiés par l'AQPER au présent mémoire sont ceux sur lesquels elle estime qu'il est nécessaire d'apporter des compléments d'analyses ainsi que des commentaires et des recommandations.

L'AQPER se réserve le droit d'amender sa preuve suivant l'évolution du dossier et l'évolution de la présente crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19.

3. RÉSEAU INTÉGRÉ

3.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1.1. Impact de la crise sanitaire lié à la pandémie de la COVID-19 et de la transition énergétique sur les prévisions de la demande à moyen et long termes du Distributeur

Tel que mentionné dans sa correspondance du 8 avril 2020⁵, il ne fait aucun doute pour l'AQPER que la pandémie actuelle entraîne et entrainera une baisse à court terme des prévisions de la demande du Distributeur. Cette appréhension a été confirmée par la PDG d'Hydro-Québec lors d'une vidéo-conférence devant les membres de la Chambre de commerce du Montréal métropolitain : « *ça frappe fort [...] on va avoir une meilleure idée au cours des deux prochains mois, a-t-elle dit. En s'approchant de l'automne, nous allons avoir une meilleure (idée)* »⁶.

L'AQPER reconnaît aussi que la pandémie liée à la COVID-19 aura fort probablement des impacts négatifs à moyen et long termes sur certains secteurs de l'économie québécoise. Toutefois, même si l'AQPER reconnaît que certains secteurs de l'économie pourraient être affectés à moyen et long termes, d'autres secteurs émergents pourraient compenser et même dépasser cette baisse. Selon l'AQPER, des impacts haussiers à moyen et long termes sur la prévision de la demande pourraient survenir, le tout tel que plus amplement exposé ci-après. Par conséquent, l'AQPER se questionne sur la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, laquelle fait abstraction des répercussions de la crise sanitaire liée à la COVID-19 sur les prévisions de la demande du Distributeur à moyen et long termes.

Contrairement à ce que le Distributeur a affirmé dans sa lettre du 3 avril 2020⁷, l'AQPER n'est pas convaincue que les répercussions de la crise actuelle se limiteront aux premières années du Plan d'approvisionnement. En effet, l'AQPER soumet respectueusement à la Régie qu'il n'est pas impossible que la stratégie d'approvisionnement mise de l'avant par le Distributeur à l'horizon du Plan d'approvisionnement soit impactée par la présente situation tout dépendamment des

⁵ Pièce [C-AQPER-0008](#).

⁶ Voir notamment à ce titre : < <https://www.lapresse.ca/affaires/entreprises/2020-06-15/covid-19-un-impact-de-plusieurs-centaines-de-millions-chez-hydro-quebec> >; < <https://montrealgazette.com/business/pandemic-costly-for-hydro-quebec-ceo-says/wcm/e05427d8-c109-4d49-a182-66fd765750f6/> > (sites Web consultés le 23 juillet 2020).

⁷ Pièce [B-0036](#), p. 3.

conséquences de la pandémie sur l'économie québécoise, de l'ampleur et de la vitesse de la reprise économique au cours des prochains mois et années, celles-ci étant en partie tributaires d'un potentiel plan de relance économique qui pourrait être éventuellement déployé par le gouvernement du Québec, mais également par le gouvernement fédéral⁸.

De l'avis de l'AQPER, la crise actuelle pourrait amener une transformation structurelle de l'économie québécoise qui pourrait avoir un impact à la hausse sur les besoins en électricité du Québec. En effet, certains secteurs industriels connaîtront un déclin, tandis que d'autres secteurs émergents, comme l'hydrogène vert, pourraient progressivement compenser et même dépasser cette baisse à long terme. À titre d'exemple, la demande pour d'autres produits, tel l'éthanol de qualité technique (pharmaceutique – USP), est en très forte augmentation. Le Canada et le Québec ont même connu une pénurie importante de ce produit durant les dernières semaines, forçant ainsi Santé Canada à accorder une dérogation pour l'éthanol carburant afin de lui permettre d'agir comme substitut temporaire à l'éthanol de qualité technique⁹.

De l'avis de l'AQPER, le Plan pour une économie verte 2030 (le « PEV »)¹⁰, qui prévoit notamment d'importantes mesures d'adaptation et de lutte aux changements climatiques, dont l'électrification des transports et la réduction des GES québécoises de 37,5 % à l'horizon 2030¹¹ pourrait également avoir un impact à la hausse sur la demande locale d'électricité. D'ailleurs, le Distributeur a pris en considération la publication du PEV dans son État d'avancement de novembre 2020. En effet, celui-ci a revu à la hausse (+ 300 000) le nombre de véhicules électriques, soit une hausse de 1 TWh sur la prévision de la demande en 2029.

À plus court terme, l'AQPER constate que la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 a un impact sur l'ordre économique mondial. À titre d'exemple, l'Organisation mondiale du commerce a publié une analyse indiquant une probable baisse comprise entre 13 % et 32 % des échanges mondiaux de marchandises en 2020, l'ampleur étant proportionnelle à la durée de la pandémie¹². En plus des impacts immédiats liés au confinement des populations concernées, lequel sujet est abordé subséquemment, l'AQPER note une tendance planétaire vers un mouvement protectionniste qui pourrait avoir un impact à moyen et long termes sur les prévisions de la demande du Distributeur, impact auquel n'échapperait pas l'économie québécoise. Déjà, en novembre 2019, la Banque centrale d'Angleterre soulignait le risque lié à un accroissement des mesures protectionnistes pour l'économie mondiale :

« A number of trade barriers have been introduced since mid-2018, the most significant of which have been higher tariffs on bilateral trade between the US and China. This increase in protectionism has contributed to the slowdown in global growth, both via the direct effects on trade flows, supply chains and import costs,

⁸ < <https://www.lapresse.ca/actualites/politique/2020-04-23/trudeau-misera-sur-une-relance-verte-apres-la-crise> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁹ < <https://www.canada.ca/en/health-canada/services/drugs-health-products/natural-non-prescription/legislation-guidelines/covid19-technical-grade-ethanol-hand-sanitizer/risk-assessment-summary-report.html> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

¹⁰ [Plan pour une économie verte 2030 – Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques](#) (site Web consulté le 4 mai 2021).

¹¹ < http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2020-2021/fr/documents/PlanBudgetaire_2021.pdf#page=35 >, Section B, Chapitre 2.1 (site Web consulté le 23 juillet 2020).

¹² < https://www.wto.org/french/news_f/news20_f/wtoi_19may20_f.htm > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

and via the wider indirect effects on business sentiment, uncertainty and investment around the world. Further protectionist measures taken since August have led the MPC to revise down its projection for the global economy and the forecast for UK output growth. »¹³

En réponse à la crise sanitaire actuelle, les autorités politiques de plusieurs juridictions militent en faveur d'une plus grande autarcie de certains secteurs économiques d'importance, par exemple, celui des produits pharmaceutiques et de la protection médicale ainsi que du secteur agroalimentaire¹⁴. Ces mesures protectionnistes pourraient favoriser certains secteurs énergivores du Québec, telle la production maraîchère en serre. Cette tendance protectionniste pourrait également atteindre d'autres secteurs économiques, comme les secteurs du transport et de l'énergie¹⁵. La hausse d'activité de ces secteurs pourrait augmenter la consommation d'électricité à moyen et long termes. De plus, les programmes de relance économique attendus pourraient également stimuler certains secteurs économiques qui auront fort probablement un impact à la hausse sur la demande en électricité à moyen et long termes.

Cette crise pourrait également avoir un impact permanent sur des aspects microéconomiques de l'économie québécoise. À titre d'exemple, nous pourrions nous attendre à ce que les mesures de distanciation physique augmentent la décentralisation des milieux du travail, et ce, même après la pandémie liée à la COVID-19. Les entreprises de service pourraient davantage avoir recours au télétravail ainsi qu'à une décentralisation des lieux de travail¹⁶. Ce phénomène pourrait avoir comme impact de limiter le développement des centres-villes et, par le fait même, pourrait être propice à l'étalement urbain. De tels changements pourraient impacter l'architecture des réseaux électriques compte tenu d'une plus grande dispersion de la charge.

Ces mesures de distanciation sociale pourraient également favoriser l'étalement des périodes typiques de travail. En effet, les autorités de santé publique favorisent un étalement des périodes de travail pour limiter les périodes de pointe dans les transports en commun. Un tel changement pourrait ainsi modifier le profil de charge du Distributeur.

Le télétravail pourrait aussi avoir un impact à la hausse sur la superficie des nouvelles unités résidentielles. Ces mesures pourraient avoir un impact sur l'espace à bureaux des entreprises. Les entreprises pourraient devoir remplacer les espaces de travail à aire ouverte par des bureaux fermés¹⁷. Ce phénomène serait en partie compensé par un plus grand recours au télétravail¹⁸. Ceci étant dit, l'usage au mètre carré serait moins grand, ce qui augmenterait le coût relatif des espaces de travail. Ces changements organisationnels pourraient avoir un impact sur les habitudes de consommation des clients du Distributeur. En effet, la décentralisation du travail dans le secteur des services aurait pour effet d'augmenter globalement la superficie des espaces commerciaux et

¹³ < <https://www.bankofengland.co.uk/monetary-policy-report/2019/november-2019/in-focus-trade-protectionism-and-the-global-outlook> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

¹⁴ < <https://www.weforum.org/press/2020/05/recession-job-losses-another-pandemic-and-protectionism-are-top-worries-say-industry-leaders> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

¹⁵ < <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/executive-order-securing-united-states-bulk-power-system/> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

¹⁶ < <https://www.cnet.com/news/spotify-will-reportedly-let-employees-work-from-home-for-the-rest-of-the-year/> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

¹⁷ < <https://www.cbc.ca/news/business/post-pandemic-offices-1.5551308> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

¹⁸ < <https://fortune.com/2020/04/19/coronavirus-going-back-to-work-from-home-commercial-real-estate-offices/> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

résidentiels. Conséquemment, la demande accrue pour le chauffage de ces espaces additionnels augmenterait, à moyen et long termes, les besoins en énergie et en puissance du Distributeur.

Le télétravail pourrait également avoir comme effet d'augmenter le recours à l'électricité pour le chauffage des espaces résidentiels. Ceci serait d'autant plus vrai si le Québec devait faire face à d'autres périodes de confinement à l'intérieur de l'horizon du Plan d'approvisionnement.

Sur un horizon de plus long terme, la demande québécoise en électricité ne pourra aller qu'en augmentant selon une étude commandée par le ministère de l'Environnement et de la Lutte aux changements climatiques (le « **MELCC** ») à la firme Dunsky – Expertise en énergie inc. qui avait pour objectif de jeter les bases de la consultation sur le prochain plan d'électrification et de changements climatiques¹⁹. D'entrée de jeu, cette étude rappelle qu'en 2015, dans le contexte de la Conférence de Paris sur le climat, le Québec s'est doté d'une cible ambitieuse de réduction de ses GES, soit une réduction de 37,5 % à l'horizon 2030 par rapport à 1990. Le Québec s'est également donné pour objectif de réduire ses émissions de GES de 80 % à 95 % d'ici 2050²⁰.

Selon le Rapport Dunsky, l'atteinte d'une telle cible est possible moyennant la mise en place de plusieurs mesures musclées.

Parmi celles-ci, un accroissement considérable de la substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables sera requis. Une consommation de plus de 240 térawattheures (« **TWh** ») sera nécessaire afin de réaliser une telle substitution à l'horizon 2030²¹, soit l'horizon du Plan d'approvisionnement. Toujours selon le Rapport Dunsky, 55 % de la demande supplémentaire seront requis pour répondre à la charge locale et 45 % seront destinés aux marchés d'exportation²².

¹⁹ Dunsky – Expertise en énergie inc., *Rapport final - Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec- horizons 2030-2050*, juin 2019. Pour consultation : < <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/trajectoires-emissions-ges.pdf> > (le « **Rapport Dunsky** »); voir aussi : < <http://environnement.gouv.qc.ca/infuseur/communiqu.asp?no=4178> >; < <http://www.fil-information.gouv.qc.ca/Pages/Article.aspx?lang=fr&idArticle=2708288537> > (sites Web consultés le 23 juillet 2020).

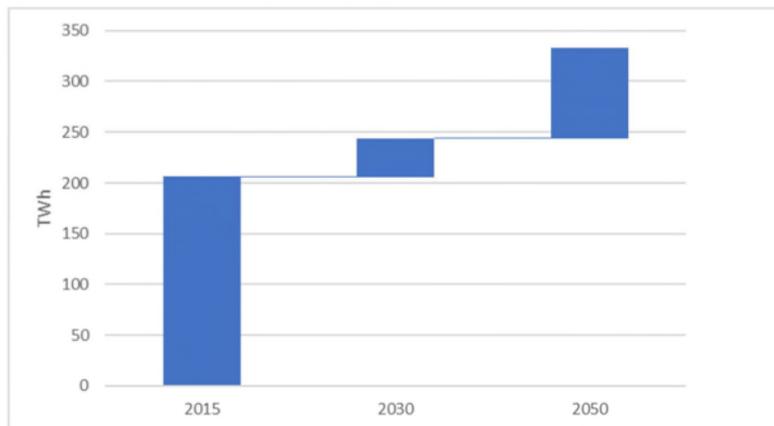
²⁰ Rapport Dunsky, p. ii; Le PEV fait désormais référence à la carboneutralité en 2050.

²¹ Rapport Dunsky, p. xii.

²² Rapport Dunsky, p. xiii.

Graphique 1 : Graphique S6 : L'électricité additionnelle requise pour répondre à l'électrification croissante des systèmes, (selon le scénario de réduction alternatif sur les technologies et la réduction des demandes).

Graphique S6 : L'électricité additionnelle requise pour répondre à l'électrification croissante des systèmes, (selon le scénario de réduction alternatif sur les technologies et la réduction des demandes).



L'AQPER constate que le Distributeur devra procéder à de nouvelles initiatives d'achats post-patrimoniaux afin de répondre à une telle augmentation de la demande. Elle remarque également que cette nouvelle demande est absente du Plan d'approvisionnement du Distributeur.

Recommandation 1 : Sachant que pour de nouvelles constructions dans le secteur éolien près de cinq (5) années sont requises entre la décision de procéder à de nouveaux approvisionnements et leur mise en service²³, l'AQPER est d'avis que le Distributeur devrait agir rapidement en mettant de l'avant de nouvelles initiatives d'achat pour rencontrer pareille demande.

À cet accroissement de la demande identifiée dans le Rapport Dunsky, s'ajoute également une autre demande électrique, celle pour la production d'hydrogène vert. Utilisé autant comme composé dans la chimie verte qu'à des fins de vecteur énergétique dans la production d'électricité ou dans le transport, ce composé chimique voit sa demande actuelle exploser à l'échelle mondiale. Une étude réalisée en 2019 par la firme Wood McKenzie prévoyait que la demande mondiale pour les électrolyseurs augmenterait de 1 272 %, passant de 253 MW en 2019 à 3 205 MW en 2025²⁴. De son côté, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables estime que d'ici à 2050, la production d'hydrogène vert représentera 8 % de toute l'énergie consommée sur la planète et que 16 % de la production électrique verte mondiale y sera consacrée²⁵.

²³ Le décalage est d'environ 10 années pour la mise en service de nouveaux ouvrages en grande hydraulique.

²⁴ < <https://www.woodmac.com/news/editorial/the-future-for-green-hydrogen/> >; < <https://www.forbes.com/sites/woodmackenzie/2020/01/31/green-hydrogen-a-pillar-of-decarbonization/#48e403ab5803> > (sites Web consultés le 23 juillet 2020).

²⁵ < https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf >, p. 22 (site Web consulté le 23 juillet 2020).

Au Québec, plusieurs facteurs militent en faveur d'une montée en puissance de cette nouvelle forme de valorisation de l'électricité verte. Pensons notamment aux facteurs suivants :

- Le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*²⁶ ouvre la porte à la production de méthane vert par le procédé de méthanation (la combinaison d'atomes de carbone et d'hydrogène pour former une molécule de CH₄ vert);
- Le projet de règlement concernant le volume minimal de carburant renouvelable dans l'essence et le carburant diesel, devant être promu prochainement, crée à son tour une demande pour de l'hydrogène vert²⁷;
- La *Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*²⁸ prévoit, à son alinéa 1, paragraphe 1, sous-paragraphe a), que les constructeurs automobiles produisant des autos propulsées par un moteur à combustion interne à hydrogène peuvent obtenir des crédits et redevances;
- La *Loi sur l'investissement Québec*²⁹, à son article 35.1, alinéa 2, paragraphe 3, mentionne que le fonds « Capital ressources naturelles et énergie » est déployé afin de faire fructifier et d'accroître les sommes portées à son crédit par des investissements en participations dans les entreprises dont l'activité principale correspond à, notamment, la production d'hydrogène propre au Québec;
- Le PEV ainsi que le *Plan de mise en œuvre connexe pour 2021-2026*³⁰ (le « **Plan de mise en œuvre** ») placent déjà l'hydrogène vert et la bioénergie en tête des sources complémentaires d'énergie propre pour l'avenir de l'économie verte du Québec. Le Plan de mise en œuvre pourra être réévalué chaque année. Le développement de la filière de l'hydrogène vert est considéré comme un élément clé devant permettre d'atteindre la cible provinciale en matière de réduction des émissions de GES, fixée à 37,5 % par rapport au niveau de 1990, d'ici 2030. Le gouvernement a indiqué que le développement de l'hydrogène vert et de la bioénergie constitue l'un des quatre piliers sur lesquels il veut bâtir l'économie verte du futur. Le gouvernement du Québec a pour objectif de faire de la province un chef de file de la production d'hydrogène vert et de bioénergie en tirant profit de ses capacités hydroélectriques, en développant l'expertise existante, en soutenant la mise en place de vitrines technologiques et, de façon générale, en créant un contexte économique stable et prévisible afin de favoriser les investissements du secteur privé;
- Dans cette perspective, d'ici l'autonomie 2021, le gouvernement du Québec dévoilera et mettra en œuvre la première stratégie québécoise de l'hydrogène

²⁶ RLRQ, c. R-6.01, r. 4.3; voir aussi : < <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/R-6.01,%20r.%204.3/> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

²⁷ < https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/energie-ressources-naturelles/publications-adm/lois-reglements/allegement/PR_Volume_minimal_carburant_renouvelable_MERN.pdf?1570737693 > (site Web consulté le 4 mai 2021).

²⁸ [RLRQ, c. A-33.02.](#)

²⁹ [RLRQ, c. I-16.0.1.](#)

³⁰ [Plan pour une économie verte 2030 – Plan de mise en œuvre 2021-2016](#) (site Web consulté le 4 mai 2021).

vert et des bioénergies. Il s'agira d'une vision intégrée complète et cohérente tenant compte à la fois de leur production et de leur utilisation au Québec en remplacement d'énergies fossiles importées. Une première démarche de consultation de tous les partenaires concernés sera lancée dès le printemps 2021. Par cette stratégie, le gouvernement du Québec soutiendra la mise en place de vitrines technologiques dans des applications industrielles, en chimie verte, en mobilité et en stockage. Il est estimé que la mise en œuvre de cette stratégie pourrait entraîner une réduction importante des émissions des GES, contribuant ainsi à l'atteinte de la cible québécoise de 37,5 %, tout en ayant un fort potentiel de création de richesse³¹. Pour la période couverte par le Plan de mise en œuvre, le gouvernement du Québec prévoit un ensemble d'actions et dépenser d'importantes sommes d'argent visant le développement des bioénergies et l'innovation en lien avec l'hydrogène vert³²;

- Qui plus est, la demande mondiale de grands émetteurs du secteur de la pétrochimie, de la métallurgie et des transports crée un contexte extrêmement favorable à ce secteur;
- Dans son plan stratégique le plus récent, Hydro-Québec affirme qu'elle soutiendra le développement de l'hydrogène vert au Québec³³. Le plan propose cinq applications prometteuses de l'hydrogène propre, soit l'ammoniac et le méthanol, le chauffage des bâtiments, le transport routier et ferroviaire, les hydrocarbures synthétiques carboneutres et le gaz naturel renouvelable. Le plan met aussi de l'emphase sur l'aspect recherche et développement de l'hydrogène³⁴;
- Finalement, au niveau fédéral, soulignons l'existence de la *Stratégie relative à l'hydrogène*³⁵ qui décrit la vision du gouvernement fédéral pour le développement de la filière de l'hydrogène au Canada. Cette stratégie canadienne vient compléter les mesures prises par différentes provinces au cours des dernières années afin d'intégrer la production et l'utilisation de l'hydrogène dans leur économie.

Après avoir consulté ses membres et partenaires, l'AQPER établit que la demande en électricité pour la production d'hydrogène vert passera de 20 MW en 2020 à plus de 650 MW en 2024 pour atteindre 1 400 MW à l'horizon 2030. L'AQPER n'a pas constaté la présence d'une telle demande dans la preuve déposée par le Distributeur.

Pourtant, la volonté politique est bien présente et rarement le Québec a-t-il connu un tel alignement des planètes pour la demande envers son électricité verte depuis la substitution du mazout par l'électricité de la Baie-James. Le budget 2020-2021 du gouvernement du Québec, *Bâtir une économie verte*, est à ce propos fort clair. On peut y lire ce qui suit à ses trois premiers paragraphes :

³¹ [PEV](#), p. 69 et [Plan de mise en œuvre](#), p. 18 et 19.

³² [Plan de mise en œuvre](#), p. 19 et Annexe « Tableau synthèse des principales actions du Plan de mise en œuvre 2021-2026 ».

³³ < <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/nouvelles/224/hydro-quebec-soutiendra-le-developpement-de-lhydrogene-propre-au-quebec/> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

³⁴ [Plan stratégique 2020-2024 – Voir grand avec notre énergie propre](#) (site Web consulté le 4 mai 2021).

³⁵ [Stratégie relative à l'hydrogène](#) (site Web consulté le 4 mai 2021).

DOSSIER : R-4110-2019, Phase 1

« Le gouvernement du Québec est résolument engagé à faire de la lutte contre les changements climatiques une occasion de développement économique.

- D'une part, les changements climatiques constituent un défi réel pour les perspectives d'amélioration à long terme de la prospérité et de la qualité de vie.

- D'autre part, une économie forte et durable est essentielle pour financer une transition climatique à la hauteur des ambitions du Québec.

La Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques présentera la vision du Québec en ce qui concerne l'atteinte de la cible de réduction à l'horizon 2030 et l'adaptation aux changements climatiques.

Le gouvernement reconnaît l'urgence climatique et la nécessité de renforcer son action en environnement.

[...] Le gouvernement entend mettre à jour annuellement son plan de mise en œuvre afin d'assurer l'atteinte de ses objectifs, de prendre en compte le chemin parcouru et de maximiser au Québec l'effet des mesures mises en œuvre ». ³⁶

Ayant participé à différentes réunions de travail avec le ministre des Finances et d'autres membres du conseil des ministres ou avec différents sous-ministres, hauts fonctionnaires et personnels politiques, l'AQPER constate que la crise sanitaire n'a pas ralenti la volonté gouvernementale exprimée précédemment. Notre constat est plutôt qu'à l'instar du European Green Deal³⁷, le plan de relance économique européen, la recherche d'un plan de relance économique misant sur les énergies renouvelables et la réduction des émissions de GES milite en faveur du maintien de cet objectif.

Les récents propos du ministre du MELCC, lors des travaux visant l'étude du Projet de Loi 44 à la Commission sur le transport et l'environnement de l'Assemblée nationale, ont mis l'emphase sur le fait que :

« [...] l'objectif visant une réduction des émissions de GES, par rapport à 1990, de 37,5 % qui a été convenu, qui demeure ambitieux... Moi, je vous rappelle ceci, de 1990 à 2017, donc essentiellement 30 ans, on a réduit nos émissions de 9 %, et là, on a l'ambition de dire qu'en 10 ans on va les réduire de moins 9 % à moins 37 %. Donc, en 10 ans, collectivement, suite à des efforts colossaux, il faudra faire trois, sinon quatre fois mieux que ce qui a été fait en 30 ans. Donc, l'effort, il est considérable. »³⁸

³⁶ Ministère des Finances, *Bâtir une économie verte*, gouvernement du Québec, mars 2020 < http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2020-2021/fr/documents/Budget2021_EconomieVerte.pdf > (site Web consulté le 23 juillet 2020) ; Les propos tenus par le gouvernement du Québec dans son budget 2021-2022 sont au même effet : « Avec le Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement a engagé le Québec dans une transformation majeure, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre grâce à l'électrification de l'économie, tout en créant de la richesse. Le Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte est le plus ambitieux déposé à ce jour, avec son cadre financier prévoyant des dépenses de 6,7 milliards de dollars sur cinq ans. À ce cadre financier s'ajoutent des investissements massifs en infrastructures, des efforts du gouvernement pour réduire ses propres émissions de gaz à effet de serre, ainsi que des actions d'Hydro-Québec, d'Investissement Québec et d'autres organismes gouvernementaux. Ce budget prévoit des sommes additionnelles pour soutenir le déploiement de la première stratégie québécoise de l'hydrogène vert et des bioénergies. » < http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2021-2022/fr/documents/Discours_2122.asp > (site Web consulté le 6 mai 2021).

³⁷ < https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

³⁸ Assemblée nationale du Québec, journal des débats de la Commission des transports et de l'environnement, 4 juin 2020, 42^e législature, 1^{ère} session, Vol. 45, N° 49, vers 12 h 45, voir < <http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/cte-42-1/journal-debats/CTE-200604.html> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

Les différents éléments mentionnés ci-dessus pourraient avoir un impact structurel à moyen et long termes sur l'économie du Québec. De tels changements auraient inévitablement un impact sur les prévisions des ventes du Distributeur ainsi que sur le comportement de différentes catégories de consommateurs et le type d'énergie qu'ils consomment pour répondre à leurs besoins. Ces changements pourraient modifier les prévisions des besoins en énergie et en puissance du Distributeur sur la totalité de la période couverte par le Plan d'approvisionnement.

Commentaire 1 : Considérant ce qui précède, l'affirmation du Distributeur mentionnée précédemment à l'effet que les répercussions de la crise actuelle se limiteront aux premières années du Plan d'approvisionnement préoccupe l'AQPER. L'AQPER croit que les conséquences de la pandémie liées à la COVID-19 et les mesures pour atteindre la transition énergétique pourraient avoir comme effet d'accroître les besoins en énergie et en puissance à moyen et long termes. Par conséquent, l'AQPER réitère qu'il aurait été approprié de demander au Distributeur de déposer une preuve amendée prenant en considération les impacts de la pandémie de la COVID-19 sur le Plan d'approvisionnement et les prévisions de la demande du Distributeur. Nous constatons que la plus récente prévision des ventes du Distributeur datée du 16 novembre dernier³⁹ répond en partie aux préoccupations de l'AQPER.

3.1.2. Impact à court terme de la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 sur la demande du Distributeur

Tout comme le Distributeur⁴⁰, l'AQPER reconnaît que la pandémie liée à la COVID-19 entraîne une baisse à court terme des prévisions de la demande, en énergie et en puissance, du Distributeur. De l'avis de l'AQPER, cette baisse serait toutefois de courte durée et limitée aux premières années du Plan d'approvisionnement. En effet, dans la mesure où la crise sanitaire actuelle demeure sous contrôle et que l'activité économique reprend à l'automne 2020, la firme The Brattle Group, Inc. prévoit que la demande en électricité retrouvera son niveau de la fin de 2019 d'ici deux ans⁴¹.

Commentaire 2 : De l'avis de l'AQPER, cette baisse dans les prévisions des ventes du Distributeur à court terme vient démontrer la non-nécessité d'avoir recours à des moyens de gestion de la demande, tel Hilo, dans les premières années du Plan d'approvisionnement.

Au surplus, tel que mentionné précédemment, l'AQPER est d'avis que la combinaison de la reprise économique et des mesures liées à la transition énergétique qui suivront la crise actuelle risquent fort bien d'engendrer des besoins en énergie et en puissance encore plus importants que ceux prévus par le Distributeur.

Commentaire 3 : Selon l'AQPER, les ressources pour répondre à ces nouveaux besoins en énergie post-patrimoniale doivent être octroyées via un mécanisme d'appels d'offres, et ce, pour et aux bénéficiaires des clients du Distributeur.

³⁹ Pièce [B-0106](#), État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029.

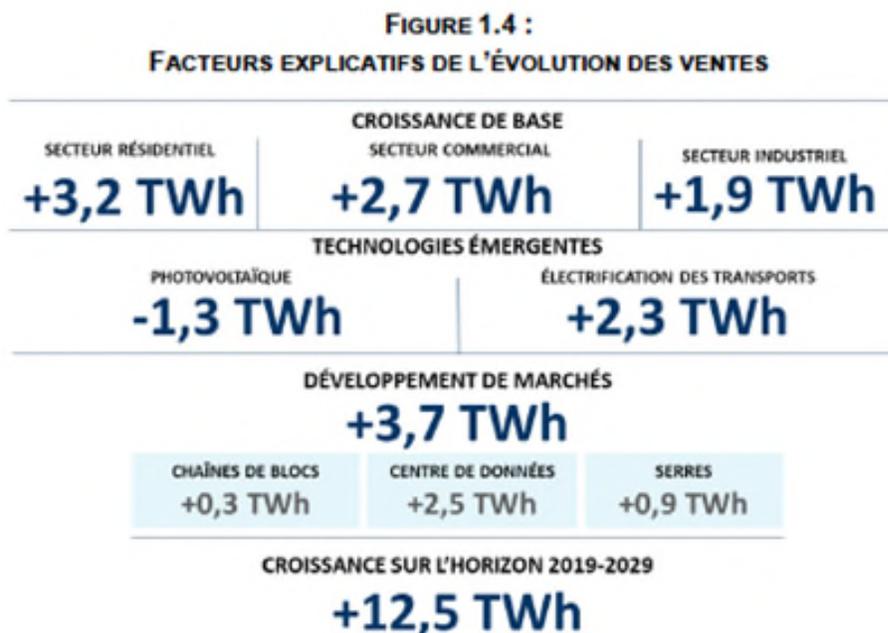
⁴⁰ Pièce [B-0036](#), p. 3.

⁴¹ < https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/18557_impact_on_covid-19_on_the_us_energy_industry.pdf >, p. 8 (site Web consulté le 23 juillet 2020).

3.1.3. Commentaires de l'AQPER sur les prévisions des besoins en énergie du Distributeur

La Figure 1.4 de la pièce B-0007 reproduite ci-dessous résume la répartition, par secteurs, des prévisions de la croissance des ventes du Distributeur. L'AQPER souhaite commenter certains éléments qui composent cette figure.

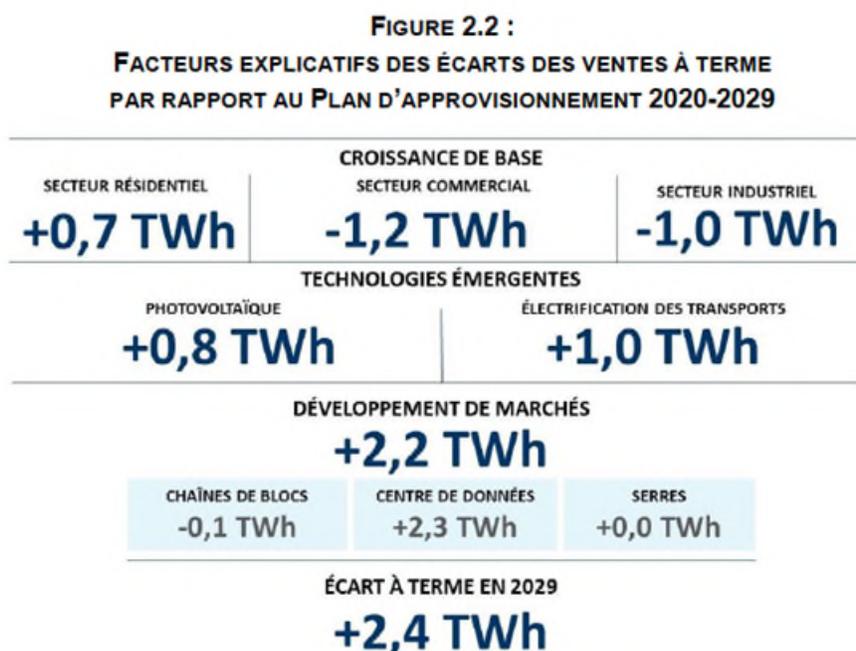
Figure 1 : Figure 1.4 : Facteurs explicatifs de l'évolution des ventes



Dans sa preuve amendée⁴², le Distributeur produit la figure 2.2 (voir la figure 2 ci-dessous) qui explique comment il a modifié ses prévisions des différents secteurs qui justifient la hausse prévue des besoins en énergie sur la période 2020-2029. Le Distributeur estime que la pandémie aura un effet à la baisse sur la croissance de base, et ce, malgré une hausse en provenance du secteur résidentiel. Toutefois, cette baisse est compensée et même dépassée par une plus grande consommation anticipée des secteurs de l'électrification des transports et des centres de données. Au net, malgré la pandémie, le Distributeur augmente la croissance anticipée des besoins en énergie de 2,4 TWh (+14,9 TWh) par rapport à celle prévue lors du dépôt initial du Plan d'approvisionnement.

⁴² Pièce [B-0106](#), État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, p. 12.

Figure 2 : Figure 2.2 : Facteurs explicatifs des écarts des ventes à terme par rapport au Plan d’approvisionnement 2020-2029



N’ayant pas accès au modèle prévisionnel du Distributeur, l’AQPER ne peut analyser précisément l’impact des nouvelles prévisions économiques post-COVID-19 sur les prévisions des ventes du Distributeur. C’est dans cette optique que l’AQPER a émis son commentaire. Tel que mentionné, l’AQPER est d’avis que la crise sanitaire actuelle aura fort probablement un impact durable sur le comportement des différentes catégories de consommateurs, ce qui pourrait avoir un impact à la hausse sur la demande électrique au Québec à moyen et à long termes. Il en est de même pour les mesures qui pourraient être mises en place afin de lutter contre les changements climatiques et d’accélérer la transition énergétique.

Comme nous serons à même de le constater à la lecture des prochaines sections, la preuve amendée du Distributeur semble confirmer les éléments d’analyse liés à l’impact de la pandémie de la COVID-19 sur la prévision des besoins du Distributeur.

(i) Croissance de base

À la lecture de la Figure 1.1 de la pièce B-0007 reproduite ci-dessous, il appert que les prévisions économiques jouent un rôle déterminant dans la méthodologie de la prévision des ventes et des besoins :

Figure 3 : Figure 1.1 : Méthodologie de la prévision des ventes et des besoins



Secteur résidentiel

De l'avis de l'AQPER et tel que mentionné, la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 pourrait fort probablement avoir un impact à la hausse sur les besoins résidentiels en raison de l'augmentation du télétravail, et ce, même après la crise.

Secteurs commercial et industriel

La crise sanitaire affectant fortement le secteur commercial, cela risque de perturber à moyen et long termes ce secteur. Plusieurs entreprises de petite et moyenne taille risquent de fermer leurs portes définitivement. Les entreprises de loisirs, de restauration et de vente au détail sont particulièrement à risques compte tenu des mesures de distanciation physique qui auront un impact direct sur leur rentabilité. Le secteur industriel est également impacté par la crise sanitaire actuelle. Toutefois et tel que mentionné précédemment, la baisse dans ces secteurs pourrait être compensée, voire même être dépassée, par les hausses provenant des secteurs résidentiels et émergents (ex : centres de données, cultures en serre, production d'hydrogène, électrification des transports, mesures visant l'atteinte des cibles de réductions de GES, etc.).

(ii) Technologies émergentes

Photovoltaïque

En réponse à la question 16.3 de la demande de renseignements numéro 1 de l'AQPER⁴³, le Distributeur confirme que les ressources énergétiques décentralisées, ce que nous présumons être de la production photovoltaïque, proviendraient du service offert par Hilo.

La prévision de baisse des ventes de 1,3 TWh serait donc tributaire de la mise en place de l'offre de service de Hilo.

Comme il en sera discuté plus amplement au présent mémoire, l'AQPER conteste le traitement offert à la filiale Hilo d'Hydro-Québec. Selon l'AQPER, la prévision de baisse de 1,3 TWh ne devrait pas être considérée, car cette baisse de charge correspond plutôt à une offre d'énergie post-patrimoniale.

⁴³ Pièce [B-0043](#), p. 35.

Dans sa preuve amendée (voir la figure 2 ci-dessus), le Distributeur baisse de 62 % l'impact à la baisse de l'intégration de production photovoltaïque sur les besoins au Plan d'approvisionnement. En effet, le Distributeur abaisse l'impact de ce secteur de 1,3 TWh à 0,5 TWh.

(iii) *Développement des marchés*

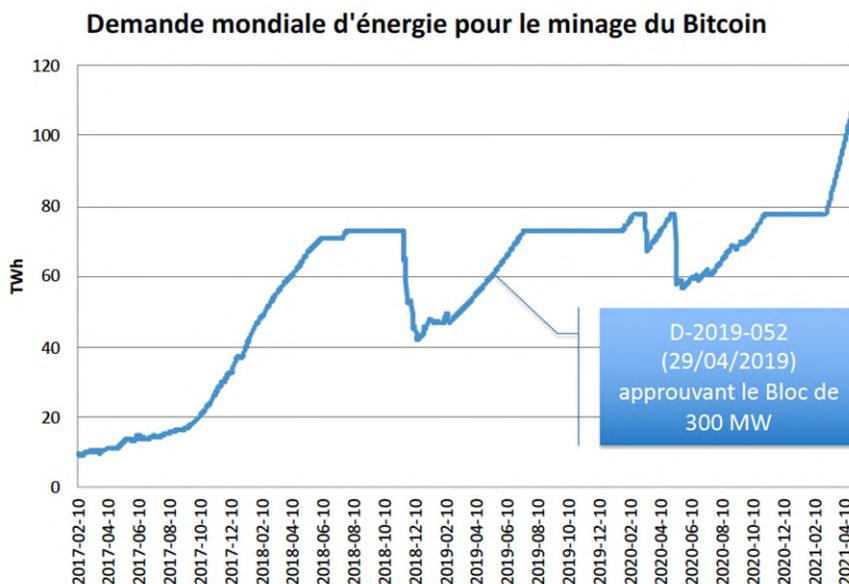
L'AQPER souhaite aborder certains éléments pour cette catégorie.

Chaînes de blocs

L'AQPER prend acte de la preuve du Distributeur concernant les bilans en puissance et en énergie qui ont été ajustés pour refléter les résultats de l'appel de propositions pour l'attribution du bloc pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, où le Distributeur a octroyé 32,6 MW des 300 MW offerts⁴⁴. En réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie⁴⁵, le Distributeur explique ce résultat par un engouement mitigé pour les chaînes de blocs, ce qui soutiendrait la prévision du Distributeur pour ce secteur dans son Plan d'approvisionnement.

L'AQPER est en désaccord avec cette affirmation. En effet, les données sur la consommation mondiale d'électricité pour ce secteur montrent plutôt une consommation en hausse depuis le creux observé en décembre 2018 :

Graphique 2 : Demande mondiale d'énergie pour le minage du Bitcoin



Source : Digiconomist (< <https://digiconomist.net/bitcoin-energy-consumption> >, site Web consulté le 29 avril 2021).

⁴⁴ D-2021-057, par 4.

⁴⁵ Pièce [B-0024](#), p. 17.

Ce graphique montre que la consommation mondiale a connu une forte hausse depuis la tenue des audiences publiques dans le dossier R-4045-2018 à la fin de l'année 2018. Loin de démontrer un engouement mitigé, ce graphique montre plutôt une hausse de 30 TWh de la consommation mondiale entre la tenue des audiences du dossier R-4045-2018 et le moment où le Distributeur a déposé ses réponses à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie.

De plus, malgré la crise sanitaire actuelle, il appert que la valeur du Bitcoin se maintient à des valeurs nettement supérieures à ce qu'elle était au moment des audiences dans le dossier R-4045-2018, le tout tel qu'il appert du graphique ci-dessous :

Graphique 3 : Prix du Bitcoin en \$US



Source : Yahoo Finance (< <https://finance.yahoo.com/quote/BTC-USD/history/> >, site Web consulté le 29 avril 2021)

De l'avis de l'AQPER, les exigences imposées aux participants de l'appel de propositions A/P 2019-01 seraient l'une des raisons expliquant les résultats mitigés de cet appel de propositions.

L'AQPER tient à souligner que depuis le dépôt de la première version de son mémoire, la Régie a demandé au Distributeur de rendre disponible le volume non attribué du bloc de 300 MW pour un usage cryptographique des chaînes de blocs⁴⁷. De plus, la Régie a accordé un bloc d'énergie additionnel de 40 MW aux réseaux de distribution municipaux pour ce secteur. Compte tenu de l'évolution récente de ce secteur, il est plausible de présumer que les ventes anticipées de ce secteur seront nettement plus élevées que les ventes anticipées par le Distributeur. Par ailleurs, afin d'allouer les quantités restantes du bloc de 300 MW, il est à noter que le Distributeur propose désormais un processus

⁴⁷ R-4045-2018, phase 1, étape 3, [D-2021-007](#), par. 169.

beaucoup plus simple utilisant l'approche du premier arrivé, premier servi⁴⁸, ce qui devrait favoriser l'écoulement des quantités non allouées dans le cadre de l'appel de propositions A/P 2019-01.

Malgré l'évolution des indicateurs liés à l'usage des chaînes de blocs discutée précédemment, le Distributeur maintient son hypothèse d'une baisse marquée de cet usage après cinq (5) années d'opération. En effet, à la lecture du Tableau 3.19 de la pièce B-0007 reproduit ci-dessous, le Distributeur montre une nette régression de ses ventes liées à ce secteur à partir de 2025-2026. Ceci dit, ce graphique ne reflète pas les résultats de l'appel de propositions qui a comme impact de réduire la consommation annuelle d'énergie.

Tableau 1 : Tableau 3.19 : Prévion des ventes annuelles du développement de marchés

TABLEAU 3.19 :
PRÉVISION DES VENTES ANNUELLES DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Développement de marchés											
<i>Centres de données</i>	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,3	2,7	2,9	3,1	3,1
<i>Chaînes de blocs</i>	1,0	1,7	4,2	5,4	5,4	5,2	4,7	2,5	1,4	1,4	1,4
<i>Serres</i>	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Total	1,9	3,0	5,9	7,6	8,1	8,4	8,2	6,4	5,5	5,7	5,7

N'ayant pas accès à une version révisée du Tableau 1 reproduit ci-dessus, nous pouvons estimer, en nous basant sur la plus récente prévision du Distributeur (voir la Figure 2), qu'une version révisée du tableau devrait inclure une hausse de 2,3 TWh à terme pour les centres de données ainsi qu'une hausse d'approximativement 2,6 TWh⁴⁹ pour le secteur des chaînes de blocs dû à la mise en marché de 267,4 MW⁵⁰ du volume non attribué ainsi que du bloc additionnel de 40 MW des réseaux de distribution municipaux.

Le Distributeur justifie cette baisse anticipée des ventes par les éléments suivants :

- Amélioration des équipements informatiques;
- Émergence d'autres crypto monnaies moins énergivores;
- Baisse d'intérêt pour le minage du Bitcoin en raison du plafonnement de l'offre.⁵¹

⁴⁸ R-4045-2018, phase 3, pièce [B-0290](#).

⁴⁹ En utilisant un facteur d'utilisation de 96,5 % (8 460 heures / 8 760 heures) sur une puissance additionnelle de 307,4 MW (267,4 MW d'HQD + 40 MW des réseaux de distribution municipaux), nous estimons le volume d'énergie additionnel à 307,4 MW x 96,5 % = 297 MW x 8 760 heures = 2,6 TWh.

⁵⁰ [D-2021-057](#), par. 4

⁵¹ Pièce [B-0007](#), p. 13, l. 9 à 15.

L'AQPER ne partage pas l'interprétation du Distributeur à cet égard. En effet, selon l'AQPER, l'amélioration de l'efficacité des machines ne fera qu'inciter les mineurs à acquérir plus de machines pour maximiser l'ensemble du bloc d'énergie obtenu. Cette réalité est perceptible en consultant l'évolution à la hausse de la consommation mondiale d'énergie pour le minage du Bitcoin (Graphique 2 ci-dessus), et ce, malgré l'émergence de nouvelles machines plus efficaces.

Concernant l'émergence de nouvelles crypto monnaies, l'évolution du prix du Bitcoin malgré la crise actuelle (Graphique 3 ci-dessus) démontre l'attrait de cette monnaie pour les investisseurs. Par ailleurs, malgré la baisse de l'offre programmée du nombre de Bitcoins, à plus de 60 TWh, la consommation mondiale demeure très importante. Pour les raisons énumérées ci-dessous, l'AQPER est d'avis qu'il n'y a pas de raison qui justifie une baisse de la demande pour ce secteur durant la période couverte par le Plan d'approvisionnement.

L'AQPER tient également à préciser que la technologie des chaînes de blocs n'est pas limitée aux crypto monnaies. Elle est entre autres utilisée pour sécuriser les transactions et les échanges d'information. Un exemple québécois de cet usage est l'application mobile d'Eva⁵², la Coopérative québécoise de transport de personne. Walmart Canada utilise cette technologie dans le suivi et le traitement des paiements de certaines de ses chaînes d'approvisionnement⁵³. Dans le secteur de l'énergie, le potentiel des chaînes de blocs est multiple. Selon des chercheurs de la National Renewable Energy Laboratory aux États-Unis, l'utilisation des chaînes de blocs pourrait remodeler le monde de l'exploitation des systèmes électriques. Dans un contexte de gestion de la demande, la technologie des chaînes de blocs pourrait éventuellement être utilisée dans le partage d'information sécurisé entre le Distributeur et les clients et ainsi améliorer la coordination de la consommation de l'énergie des bâtiments. Une meilleure coordination permettrait également une meilleure utilisation de la production distribuée (autoproduction) tout en réduisant le retour d'énergie dans le réseau électrique⁵⁴.

De plus, les clients de ce secteur auront tout intérêt à reconduire leur contrat puisqu'ils ont dû assumer la totalité du coût de raccordement au début de la première livraison, augmentant ainsi le prix de revient. C'est donc lors du renouvellement que cet investissement deviendra plus avantageux.

Par conséquent, selon l'AQPER, au lieu de limiter les ventes d'électricité à ce secteur d'activité au volume d'énergie octroyé suite à l'appel d'offres A/P 2019-01, le Distributeur devrait, à tout le moins, remettre sur le marché les 307,4 MW (267,4 MW par le Distributeur et 40 MW par les réseaux municipaux) non octroyés du bloc autorisé par la Régie. Compte tenu du contexte de crise économique actuel et des baisses probables des ventes dans d'autres secteurs d'activités, le Distributeur devrait même demander à la Régie d'augmenter la taille du bloc afin d'augmenter les ventes aux secteurs de chaînes. Finalement, la hausse anticipée du télétravail, discutée précédemment, pourrait engendrer un plus grand besoin de partage sécuritaire de données qui pourrait bénéficier de la technologie des chaînes de blocs.

⁵² < <https://eva.coop/> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁵³ < <https://www.forbes.com/sites/katevitasek/2020/01/31/walmart-canada-and-dlt-labs-launch-worlds-largest-industrial-blockchain-application/#230559b33d2e> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁵⁴ < <https://www.nrel.gov/news/features/2020/blockchain-not-just-for-bitcoin-nrel-researchers-demonstrate-collaborative-energy-transactions.html> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

Recommandation 2 : Modifier l'hypothèse des ventes au secteur des chaînes de blocs en maintenant la consommation des clients consommant de l'électricité pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs constant sur la totalité de la durée du Plan d'approvisionnement.

Recommandation 3 : Demander au Distributeur d'augmenter ses ventes au secteur des chaînes de blocs à usage cryptographique en offrant des conditions de services incitatives afin de capter une portion du marché mondial et ainsi assigner minimalement la portion du bloc de 300 MW non attribuée lors de l'appel de propositions A/P 2019-01⁵⁵. L'AQPER note que le Distributeur devra se conformer aux ordonnances de la Régie et rendre disponible un bloc additionnel de 307,4 MW, soit l'équivalent de 2,6 TWh.

Centre de données

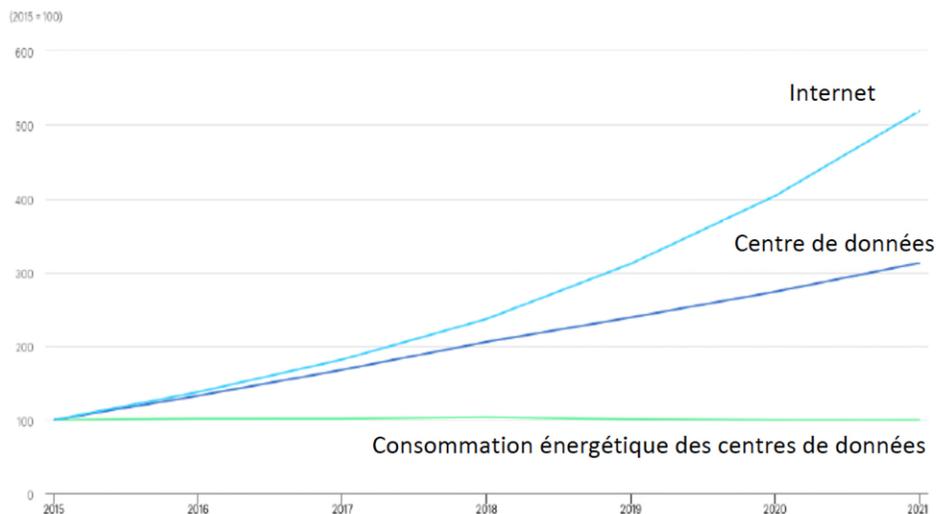
Tel qu'il appert du Tableau 1 ci-dessus, le Distributeur compte sur une forte croissance des ventes du secteur des centres de données. Les mesures de confinement liées à la crise sanitaire actuelle ont forcé plusieurs organisations à avoir recours au télétravail ce qui a augmenté l'utilisation des réseaux Internet.

L'AQPER est d'avis que cette expérience, qualifiée de positive par plusieurs organisations⁵⁶, incitera plusieurs de celles-ci à apporter des changements permanents à leurs opérations qui augmenteront la pratique du télétravail. Cela affectera à la hausse l'utilisation des réseaux informatiques utilisant les centres de données. Le Graphique 4 ci-dessous, créé par l'International Energy Agency (« IEA ») en 2019, soit avant la pandémie, montre que malgré une hausse importante de l'usage de l'Internet, la consommation mondiale est demeurée somme toute stable. Cette situation s'explique par des gains d'efficacité dans les équipements de traitement de données. Ceci dit, toutes choses étant égales par ailleurs, une demande encore plus grande de l'usage d'Internet provoquera une hausse globale de la consommation électrique des centres de données.

⁵⁵ < <https://www.hydroquebec.com/data/chaines-de-blocs/pdf/dap-2019-01-consolide-2019-10-01.pdf> >; voir aussi < <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1484579/cryptomonnaies-hydro-quebec-demande-electricite-moins-forte> > (sites Web consultés le 23 juillet 2020).

⁵⁶ < <https://www.conferenceboard.ca/insights/blogs/covid-19-could-cause-a-permanent-shift-to-working-remotely> >; voir aussi : < <https://www.usatoday.com/story/money/2020/05/04/coronavirus-pandemic-might-game-changer-working-home/3061862001/> > (sites Web consultés le 23 juillet 2020).

Graphique 4 : IEA 2019

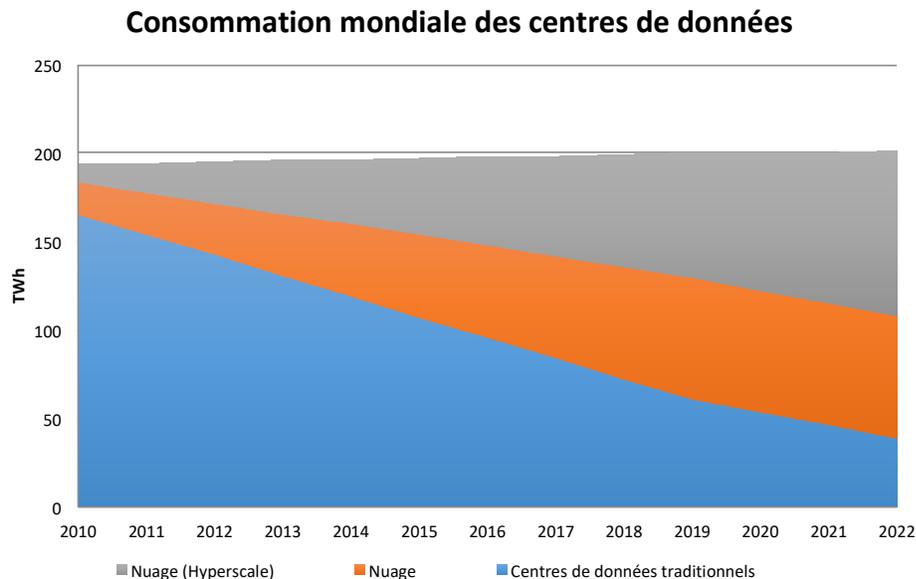


IEA. All Rights Reserved

Source : IEA, (< <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-trends-in-internet-traffic-data-centre-workloads-and-data-centre-energy-use-2010-2019> >, site Web consulté le 23 juillet 2020)

Sur le graphique ci-dessous, nous pouvons constater que la demande globale pour alimenter les centres de données est d’approximativement 200 TWh par année et, surtout, que la demande en provenance des serveurs informatiques est en constante croissance.

Graphique 5 : Consommation mondiale des centres de données



Source : IEA, (< <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-data-centre-energy-demand-by-data-centre-type-2010-2022> >, site Web consulté le 23 juillet 2020)

Avec des tarifs compétitifs et une demande plus grande qu'anticipée avant la crise sanitaire, il est raisonnable de croire que le Distributeur pourrait avoir des ventes plus importantes pour ce secteur que celles prévues au Plan d'approvisionnement. Comme pour le secteur des chaînes de blocs, la bonne performance de ces secteurs pourrait compenser en partie ou en totalité les baisses de ventes d'autres secteurs fortement impactés par la crise sanitaire.

Recommandation 4 : Le Distributeur devrait intensifier ses démarches pour augmenter ses ventes dans le secteur des centres de données et, par le fait même, amender sa prévision pour refléter cette stratégie commerciale.

Serres

Comme pour les centres de données, le Distributeur prévoit augmenter substantiellement ses ventes pour la production en serres. L'hypothèse principale retenue par le Distributeur pour expliquer cette hausse est l'émergence de la production de cannabis.

Tel que mentionné précédemment, la crise sanitaire liée à la pandémie de la COVID-19 a accéléré la tendance protectionniste de plusieurs gouvernements dans le monde⁵⁷, incluant le Québec. En effet, certains représentants gouvernementaux ont mentionné vouloir augmenter l'indépendance du Québec pour répondre à certains besoins essentiels, dont l'approvisionnement alimentaire. Cette tendance pourrait entraîner une augmentation de la culture en serre pour la production de fruits et légumes. Avec des tarifs d'électricité compétitifs, la consommation électrique pour la production en serre pourrait fort probablement augmenter.

D'ailleurs, le Distributeur a récemment déposé une demande, accueilli par le Régie⁵⁸, relative aux mesures de soutien au développement des serres⁵⁹ ayant pour objectif d'augmenter l'admissibilité de programmes actuels à un plus grand nombre de producteurs serres afin de doubler la production en serre au Québec.

L'AQPER tient également à souligner que la production électrique à l'aide de biomasse permet la valorisation de la chaleur résiduelle pour le chauffage des serres.

Filière de l'hydrogène

L'AQPER constate que le Plan d'approvisionnement ne traite pas du développement de la filière de l'hydrogène. Or, l'hydrogène représente une alternative aux produits pétroliers pour le transport routier⁶⁰. La production d'hydrogène vert par l'électrolyse ou par gazéification de la biomasse nécessitent une quantité importante d'électricité. Le développement de cette industrie pourrait avoir un impact à la hausse sur les ventes d'électricité du Distributeur. En effet, cette industrie a un avenir prometteur. En septembre

⁵⁷ < <https://hbr.org/2020/05/will-covid-19-have-a-lasting-impact-on-globalization> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁵⁸ D-2020-161.

⁵⁹ Dossier R-4127-2020.

⁶⁰ < <https://www.lesaffaires.com/strategie-d-entreprise/entreprendre/hydro-mise-sur-l-electrification-et-l-hydrogene/614672> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

2019, l'International Renewable Energy Agency a publié un rapport sur l'évolution de l'industrie de l'hydrogène⁶¹. Selon les auteurs du rapport, 16 % de l'électricité produite en 2050 servira à produire de l'hydrogène.

En réponse à la question 9.2.5 de la demande de renseignements numéro 1 de l'AQPER, le Distributeur se dit à l'affût de tout développement pouvant impacter ce secteur et se dit prêt à insérer cette information à sa prévision⁶².

Finalement, on peut lire dans le premier bulletin trimestriel 2020 d'Hydro-Québec une déclaration de la présidente d'Hydro-Québec, Sophie Brochu, traitant de l'hydrogène vert :

« Nous utiliserons notre électricité propre pour produire de l'hydrogène vert. Du coup, nous valoriserons notre énergie et donnerons du coffre à cette filière industrielle qui se profile [hydrogène vert], chez nous et partout dans le monde, comme un pilier important de la transition énergétique. »⁶³

Dans un contexte de crise sanitaire mondiale pouvant avoir un impact à moyen et long termes sur la croissance économique, il est hasardeux de prévoir les ventes d'électricité avec un haut niveau d'assurance. Ceci dit, le Distributeur doit être proactif pour ajuster sa stratégie d'approvisionnement pour répondre aux changements rapides qui affecteront sa clientèle. Comme nous l'aborderons dans la section ci-dessous traitant des bilans en énergie et en puissance, il est d'autant plus important de choisir les moyens d'approvisionnement respectueux de l'environnement aux meilleurs coûts.

3.2 BILANS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

L'objectif de l'étude du Plan d'approvisionnement est de déterminer quelle est la meilleure stratégie d'acquisition des moyens d'approvisionnement visant à répondre aux besoins prévus de la clientèle du Distributeur. Cette stratégie vise à assurer un approvisionnement fiable, respectueux de l'environnement, et ce, au meilleur coût possible. L'AQPER entend commenter dans les sections qui suivent la stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

3.2.1. Bilan en énergie

L'AQPER a utilisé, pour les fins de son analyse, le plus récent bilan en énergie, reproduit ci-dessous, qui prend en considération le résultat de l'appel de propositions pour l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs⁶⁴.

⁶¹ < <https://www.irena.org/newsroom/articles/2019/Oct/Unprecedented-momentum-for-green-hydrogen> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁶² Pièce B-0043, p. 20.

⁶³ < <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-trimestriel-pdg.pdf> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁶⁴ Pièce B-0043, p. 9, Tableau R-4.2.1.

Tableau 2 : Tableau R-4.2.1 : Bilan d'énergie

**TABLEAU R-4.2.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,5	192,8	194,9	196,0	197,5	197,3	196,8	196,5	197,8	197,6
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	173,8	175,0	175,5	176,4	175,9	175,4	177,2	178,3	178,1
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,5	0,7	0,8	0,8	0,4	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,1	1,4	1,8	2,0	2,4	3,6	3,9	4,0
- Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,1	1,4	1,7	1,9	2,3	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,6	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	<i>6,3</i>	<i>5,0</i>	<i>3,9</i>	<i>3,3</i>	<i>2,4</i>	<i>2,9</i>	<i>3,4</i>	<i>1,7</i>	<i>0,5</i>	<i>0,7</i>

En comparant ce dernier bilan avec le bilan initialement proposé par le Distributeur⁶⁵, nous constatons une baisse globale de la demande de 11,6 TWh qui est compensée en grande partie par une baisse de l'utilisation de l'électricité patrimoniale de 6,9 TWh ainsi que par une baisse des achats sur les marchés de court terme de 2,7 TWh.

L'on constate également que la baisse d'approximativement 4 TWh résultant de la fin des contrats de base et cyclable en 2026-2027 est compensée par une plus grande utilisation de l'énergie patrimoniale ainsi que par des achats plus importants sur les marchés de court terme. Le Distributeur anticipe également des nouveaux approvisionnements de long terme à partir de 2027. Selon notre compréhension de la preuve, le déclencheur pour un apport en approvisionnements de long terme semble être l'atteinte d'un seuil d'au moins 3 TWh d'achats de court terme en période hivernale.

Dans sa preuve amendée⁶⁶, le Distributeur a produit un nouveau bilan en énergie qui intègre sa nouvelle prévision des ventes qui tient notamment compte de la pandémie de la COVID-19.

⁶⁵ Pièce [B-0009](#), p. 17, Tableau 3.1.

⁶⁶ Pièce [B-0106](#), État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, p. 21.

Tableau 3 : Tableau R-3.1 : Bilan d'énergie

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale utilisée	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178,0	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise									
Achats sur les marchés de court terme	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
• Dont achats en hiver	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>7,6</i>	<i>6,2</i>	<i>5,1</i>	<i>3,7</i>	<i>3,6</i>	<i>3,7</i>	<i>0,9</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

La principale conclusion à retenir de ce nouveau bilan est que la baisse de la prévision des ventes pour les premières années se reflète par plus d'énergie patrimoniale inutilisée. Cela dit, l'année où les besoins en approvisionnement de long terme sont requis demeurent inchangée. Il faut toutefois noter que ce bilan en énergie ne prend pas en considération les besoins additionnels de 2,6 TWh provenant du secteur des chaînes de blocs. L'inclusion de ces nouveaux besoins aura comme impact le devancement des besoins d'approvisionnements de long terme.

Nous abordons plus spécifiquement ci-après certaines composantes du bilan en énergie.

(i) Besoins

En utilisant les prévisions économiques les plus récentes, ainsi qu'en considérant les baisses marquées des ventes d'électricité dans de nombreuses juridictions d'Amérique du Nord, nous sommes d'avis que dans le meilleur des scénarios, la hausse des ventes liées à la remise en marche de l'usine ABI serait contrebalancée par une baisse des ventes équivalentes dans les secteurs commercial et industriel. Nous prenons comme hypothèse qu'une portion de la baisse des ventes du secteur industriel en 2020 sera permanente.

Pour les années subséquentes du Plan d'approvisionnement, comme nous l'avons mentionné précédemment, il est raisonnable selon l'AQPER de présumer que la hausse de la demande des secteurs qui bénéficieront des changements structuraux à la suite de la crise sanitaire et des changements liés à l'atteinte des cibles de réduction de GES pourrait compenser en partie ou en totalité les baisses de demandes des secteurs d'activités affectés négativement par la crise.

(ii) *Marge de manœuvre*

En conformité avec la volonté gouvernementale exprimée dans la *Politique énergétique 2030 – L'énergie des québécois, source de croissance*, le Distributeur devrait prévoir maintenir une réserve d'énergie équivalente à 2,5 % de ses besoins, le tout tel qu'il appert de l'extrait ci-dessous :

« NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS

Depuis quelques années, différents facteurs socioéconomiques font en sorte qu'Hydro-Québec dispose d'une marge de manœuvre équivalant à plus de 4 % des besoins annuels du Québec en électricité.

De nouveaux approvisionnements seront autorisés dans la mesure où ils permettent de maintenir une marge de manœuvre de l'ordre de 2,5 % des besoins annuels du Québec en électricité. Cette marge est un élément essentiel de la politique d'attraction des investissements du Québec et c'est grâce à ce seuil qu'Hydro-Québec pourra envoyer un signal au marché, avec un préavis raisonnable, afin d'agir comme déclencheur de nouveaux approvisionnements. »⁶⁷

Comme on peut le constater au Tableau 4 ci-dessous, sur lequel nous avons reproduit le bilan en énergie du Tableau 3 en y ajoutant une ligne représentant la marge de manœuvre du Distributeur, cette marge est nettement inférieure à l'objectif de 2,5 %. Nous avons également ajouté une ligne représentant les approvisionnements additionnels qui seraient nécessaires pour maintenir une marge de 2,5 %. Comme mentionné précédemment, le bilan en énergie du Distributeur ne prend pas en considération la demande additionnelle de 2,6 TWh découlant du bloc additionnel de 307,4 MW pour le secteur des chaînes de blocs. L'inclusion de cette demande additionnelle aurait pour impact de devancer de plusieurs années le besoin pour des approvisionnements de long terme.

Tableau 4 : Bilan d'énergie - AQPER

Bilan d'énergie - AQPER										
En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Besoins	190,5	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
Approvisionnement										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,5	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	0	0
Énergie rappelée - HQP	0	0	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	0	0
Appel d'offres de long-terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	2,8	2,9	3	3	3,1	3,1	3	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
- Dont achats en hiver	0,4	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3	3	3
Approvisionnements de long terme	0							0,4	2,5	3,3
Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)	6,3	7,7	6,3	5,2	3,7	3,6	3,7	0,9	0	0
Marge de manœuvre résultant de la stratégie du Distributeur	3,3%	4,1%	3,3%	2,7%	1,9%	1,8%	1,9%	0,5%	0,0%	0,0%
Approvisionnements supplémentaires requis pour maintenir la marge de manœuvre de 2.5 %					1,2	1,3	1,2	4,0	5,0	5,0

⁶⁷ < <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf> >, p. 51 (site Web consulté le 23 juillet 2020).

Recommandation 5 : Le Distributeur devrait ajuster son bilan en énergie pour maintenir tout au long de la durée du Plan d'approvisionnement une marge de manœuvre de 2,5 % et, conséquemment, devancer les besoins pour des approvisionnements de long terme pour maintenir cette marge de manœuvre.

(iii) *Achats sur les marchés de court terme*

Les approvisionnements de court terme correspondent à des transactions d'achat d'énergie pour des périodes n'excédant pas trois (3) mois. Ces achats peuvent se faire sous dispense d'appel d'offres telle qu'approuvée par la Régie dans la décision D-2007-44. De plus, cet outil d'approvisionnement est, selon le Distributeur, utile pour répondre aux besoins ponctuels liés aux aléas de la demande :

« La dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de court terme constitue un outil important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour faire face aux déséquilibres ponctuels, en raison d'aléas climatiques ou de pannes d'équipement de transport. Elle permet des ajustements fins à l'équilibre entre l'offre et la demande, minimisant ainsi l'utilisation de l'entente globale cadre. »⁶⁸

Comme on peut le constater au Tableau 5 ci-dessous, au cours des dernières années, le Distributeur s'est procuré des quantités conséquentes d'énergie de court terme, et ce, à des prix relativement élevés.

Commentaire 4 : En voulant augmenter significativement le recours aux achats de court terme pour répondre à des besoins planifiés de long terme, l'AQPER est d'avis que le Distributeur ne semble pas respecter la décision de la Régie qui a permis l'utilisation de la dispense d'aller en appel d'offres uniquement pour répondre à des déséquilibres ponctuels.

⁶⁸ Dossier [R-9001-2018](#), pièce [B-0011](#), p. 3.

Tableau 5 : Historique des achats de court terme

Historique des achats de court terme						
	Bilatéral		Bourses		Achat total de court terme	
	Qté (TWh)	SCAN/MWh	Qté (TWh)	SCAN/MWh	Qté (TWh)	SCAN/MWh
2012	0,22	39,40	0,00	44,19	0,22	39,49
2013	1,80	66,65	0,52	70,98	2,32	67,62
2014	2,16	165,11	0,52	242,60	2,68	180,15
2015	2,59	81,57	0,40	102,21	2,99	84,33
2016	0,02	59,43	0,09	90,37	0,12	84,25
2017	0,31	94,93	0,19	98,96	0,50	96,46
2018	0,52	88,86	0,28	90,90	0,80	89,58
2019	1,67	48,09	0,13	75,95	1,80	50,10
2020	0,20	35,53	0,03	37,00	0,22	35,71
Moyenne pondérée						96,84

Source : suivis des plans d'approvisionnement sur les activités d'achat du Distributeur

(iv) *Coût de l'énergie de court terme*

Les achats de court terme pour la période 2012-2020 ont été en moyenne de 1,29 TWh par année. Le coût unitaire moyen pour les achats de court terme a été de 97 \$/MWh pour la même période.

Commentaire 5 : L'AQPER est d'avis que ce prix historique est plus représentatif de la valeur de l'énergie de court terme que celui anticipé par le Distributeur, de l'ordre de 65 \$/MWh⁶⁹, pour la période 2020-2026.

Le Distributeur justifie son estimation de la valeur de l'énergie de court terme sur le prix des contrats à terme mensuel de New York⁷⁰. Pourtant, en analysant les achats de court terme répertoriés dans les suivis de l'entente globale cadre⁷¹, nous constatons que ces achats sont généralement concentrés durant les périodes où les prix sont les plus élevés. Nous attribuons cette corrélation à une demande accrue en période de grands froids qui crée une pression à la hausse sur le prix de l'énergie dans l'état de New York. Par conséquent, l'utilisation des prix à terme qui offrent une valeur moyenne du prix de l'énergie est nécessairement inférieure aux heures où les prix sont les plus élevés pour cette même période. De l'avis de l'AQPER, l'utilisation des prix à terme mensuels crée un biais systématique vers le bas sur la valeur des achats de court terme du Distributeur.

⁶⁹ Pièce B-0009, Tableau 10.1, p. 77.

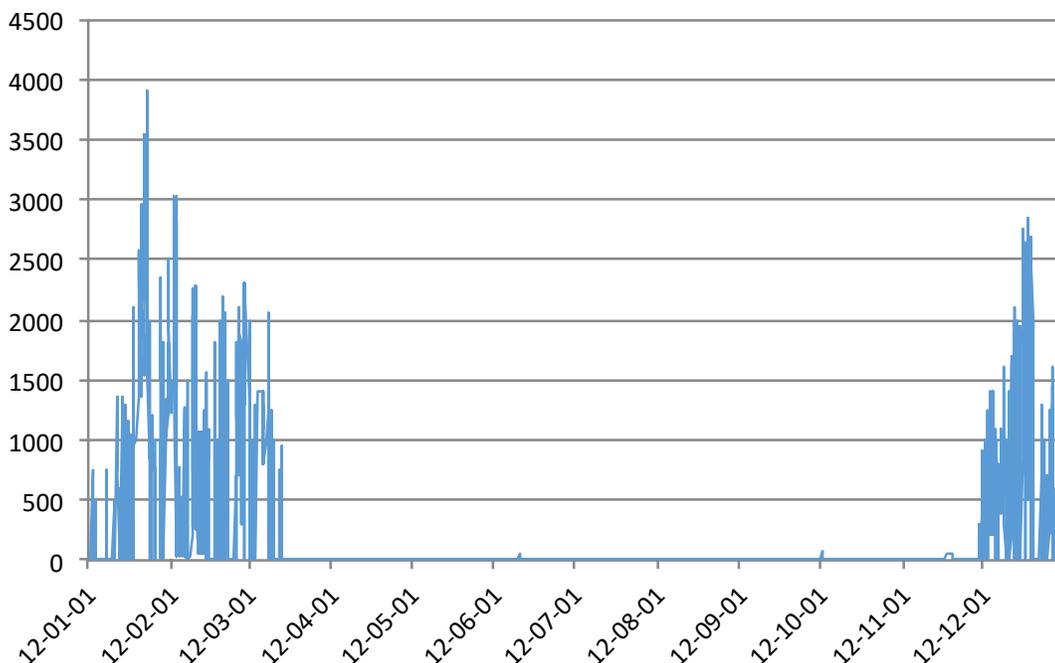
⁷⁰ Pièce B-0032, section 2.1, p. 5.

⁷¹ < http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2016-143.html > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

Le Graphique 6 ci-dessous illustre les achats de court terme en 2019. Nous constatons qu'ils ont généralement lieu en période hivernale et qu'ils peuvent atteindre plusieurs milliers de MW. La concentration des achats de court terme est également observée dans les suivis des années précédentes.

Graphique 6 : Achats de court terme en 2019

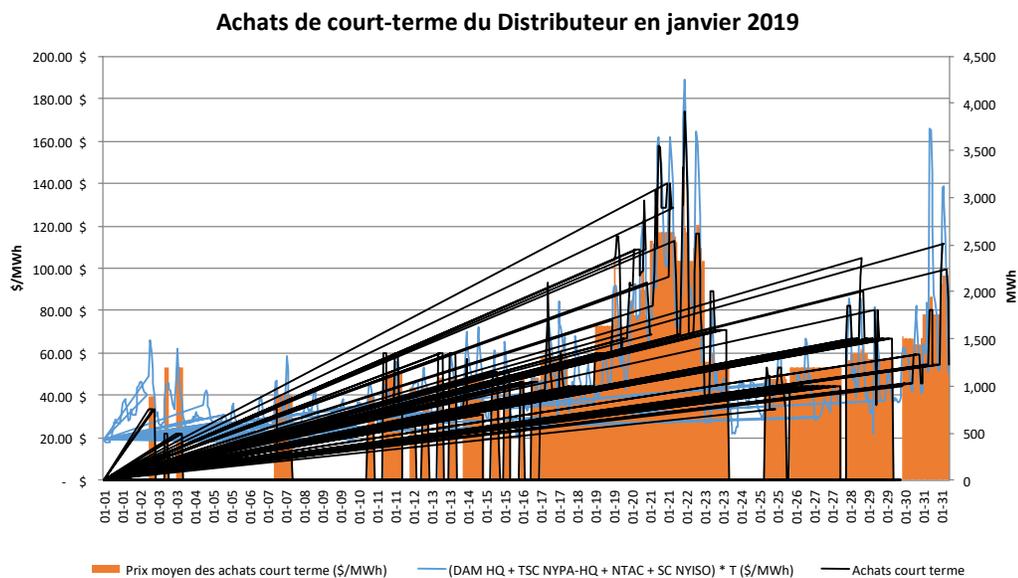
Achats de court terme en 2019



Source : Suivi 2019 de l'entente globale cadre

Afin de représenter graphiquement la corrélation entre les achats de court terme du Distributeur et les périodes de prix élevé, nous représentons, sur le graphique ci-dessous, les données horaires de la période de janvier 2019. Nous utilisons une période d'un mois pour faciliter la représentation graphique. Les données proviennent du suivi de l'entente globale cadre pour l'année 2019 (voir la note de bas de page numéro 71) :

Graphique 7 : Achats de court terme du Distributeur en janvier 2019



Source : suivi 2019 de l'entente cadre

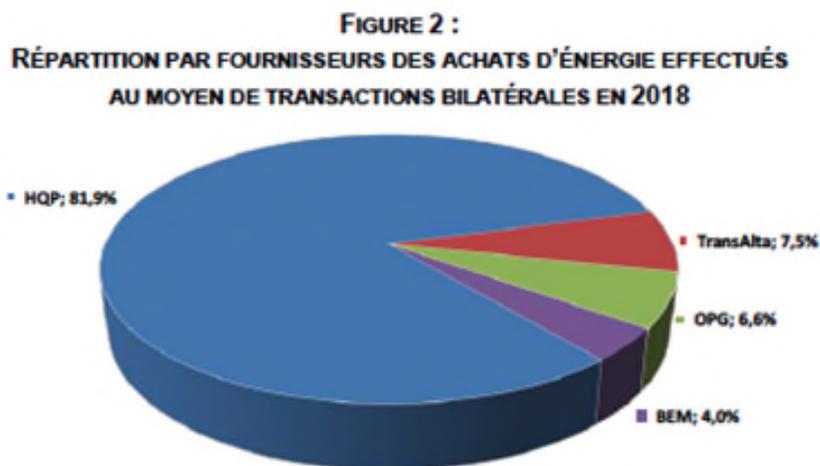
Notre analyse des données horaires des suivis de l'entente globale cadre pour les années 2017 à 2019 démontre que le prix moyen des achats de court terme est supérieur aux prix moyens de référence pour le marché de New York. Comme mentionné précédemment, cela s'explique en partie par la corrélation entre les achats en périodes de grands froids. Cela pourrait également s'expliquer par le fait que les fournisseurs d'énergie de court terme, dont Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (« **HQP** »), exportent également sur le marché de la Nouvelle-Angleterre où les prix de l'énergie sont généralement plus élevés que ceux observés aux points d'interconnexion avec l'État de New York (zone M du NYISO). Notre analyse supporte l'utilisation des prix moyens historiques des achats de court terme pour estimer le coût des achats de court terme indiqué au bilan en puissance du Distributeur.

(v) *L'offre d'énergie de court terme*

À la lecture des différents suivis des plans d'approvisionnement utilisés pour concevoir le Tableau 5 nous constatons qu'HQP a fourni une part importante de l'énergie de court terme au Distributeur. À titre d'exemple, nous pouvons constater à la Figure 4 ci-dessous produite par le Distributeur dans le cadre de son rapport annuel 2018⁷², qu'HQP a fourni 82 % des achats d'énergie effectués au moyen de transactions bilatérales en 2018 :

⁷² Voir note de bas de page 68.

Figure 4 : Figure 2 : Répartition par fournisseurs des achats d'énergie effectués au moyen de transactions bilatérales en 2018



Commentaire 6 : De l'avis de l'AQPER, la part importante des transactions du Distributeur avec HQP est préoccupante pour les autres fournisseurs, d'autant plus que celui-ci prévoit avoir recours à plus grande échelle à ces transactions sous dispense d'appel d'offres durant la période du Plan d'approvisionnement. En effet, tel qu'indiqué dans le bilan en énergie, reproduit précédemment, le Distributeur compte augmenter ses achats de court terme à 4 TWh d'ici 2029.

De l'avis de l'AQPER, le recours à de tels approvisionnements de court terme de manière systématique est également problématique, car ce type d'approvisionnement ne procure pas de puissance. Comme il en sera question à la section 3.2.3 du présent mémoire, le recours à des approvisionnements de long terme apporte également une contribution en puissance.

3.2.2. Bilan en puissance

Comme pour le bilan en énergie, nous avons utilisé la version la plus récente du bilan en puissance qui intègre le résultat de l'appel de proposition pour l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs⁷³.

⁷³ Pièce [B-0024](#), p. 19.

Tableau 6 : Tableau R-7.3 : Bilan de puissance

TABLEAU R-7.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

Note [1] : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

En comparant ce bilan avec le bilan initialement proposé par le Distributeur⁷⁴, nous constatons que de maintenir le service d'énergie ferme aux entreprises utilisant les chaînes de blocs augmente les besoins en puissance. Les besoins de long terme sont également devancés d'une année.

L'AQPER tient à souligner que depuis le dépôt de sa preuve le 24 juillet 2020, la Régie a confirmé⁷⁵ le statut non ferme de la totalité des abonnements du secteur des chaînes de blocs. Cela dit, cette décision est présentement en révision⁷⁶. Le maintien du caractère non ferme de ces abonnements aura un impact certain sur le bilan en puissance.

Les variations des volumes d'énergie octroyés par le truchement de l'appel de propositions pour le secteur des chaînes de blocs ne changent pas le bilan en puissance puisque l'énergie attribuée est, contrairement à celle fournie aux clients ayant déjà des ententes de raccordement, non ferme.

La stratégie du Distributeur pour équilibrer son bilan en puissance pour les premières années du Plan d'approvisionnement consiste à avoir recours aux marchés de court terme ainsi qu'à l'utilisation accrue des moyens en gestion de la demande.

⁷⁴ Pièce B-0009, p. 18, Tableau 3.2.

⁷⁵ R-4045-2018, phase 1, étape 3, D-2021-007.

⁷⁶ Dossier R-4143-2021.

Comme pour ses besoins en énergie, le Distributeur a amendé ses prévisions des ventes ayant un impact sur les besoins en puissance. Conséquemment, celui-ci a également amendé son bilan en puissance reproduit ci-dessous⁷⁷ :

Tableau 7 : Tableau 2.1 : Bilan de puissance

**TABLEAU 2.1 :
BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

L'incidence principale de cette révision, qui inclut une plus grande contribution de l'offre tarifaire GDP Affaires, est le report de trois ans pour les besoins en approvisionnement de long terme. Toutefois, les besoins de long terme demeurent du même ordre de grandeur.

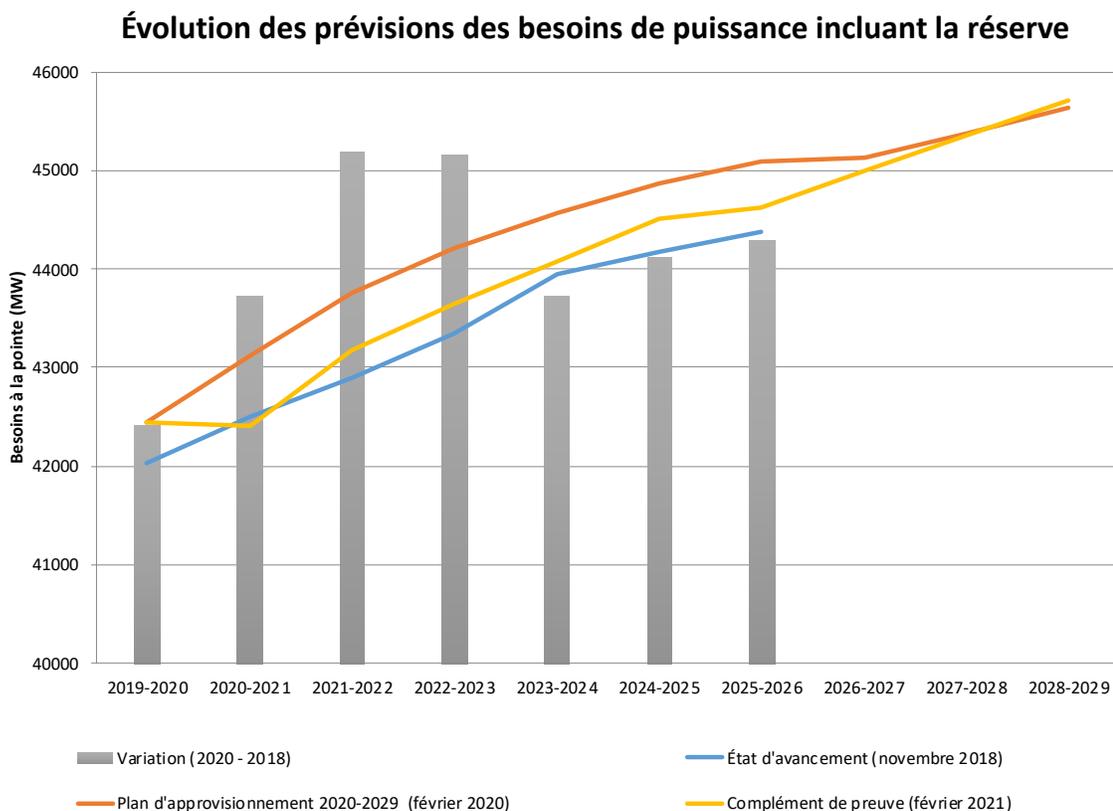
Nous allons maintenant aborder plus spécifiquement certains éléments clés des composantes du bilan en puissance.

⁷⁷ Pièce [B-0114](#), p. 5.

(i) Les besoins

La prévision des besoins en puissance du Distributeur dans le présent dossier est significativement plus élevée que celle du dernier état d'avancement.

Graphique 8 : Évolution des prévisions des besoins de puissance incluant la réserve



Source : État d'avancement 2018 du plan d'approvisionnement 2017-2026 (< http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_PlanAppro2017-2026/HQD_SuiviPlanAppro2017-2026_1nov2018.pdf >) et la pièce B-0024, Tableau R-7,3, p. 19.

À la lecture du graphique ci-dessus, l'on peut observer une forte croissance des prévisions pour les premières années du Plan d'approvisionnement dans la prévision de 2019. Cela dit, dans sa révision de février 2021, le Distributeur a significativement baissé ses prévisions de besoins en puissance pour la période 2020-2026.

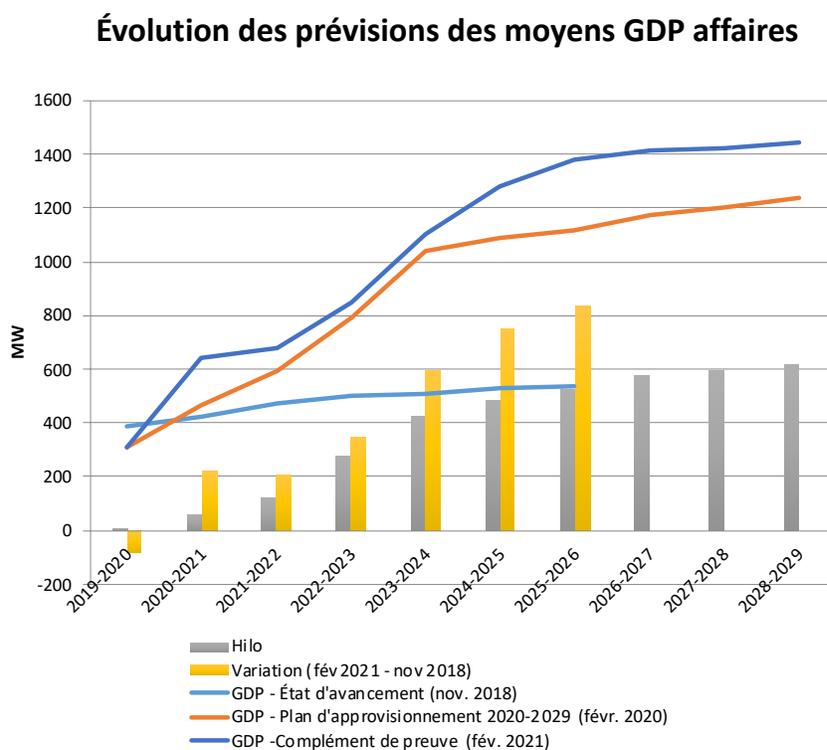
Comme pour les besoins en énergie, nous sommes d'avis que la crise actuelle aura un impact à court terme sur les besoins de puissance ce qui semble être reflété dans la révision de février 2021. En effet, les besoins de puissance pour les premières années du Plan d'approvisionnement seront probablement impactés à la baisse en raison de la baisse de l'activité économique des secteurs commercial et industriel. Toutefois, à moyen et long termes, l'on peut s'attendre à ce que les changements structuraux discutés précédemment ainsi que les changements liés à l'atteinte des cibles de réduction de GES accroissent les besoins de puissance du Distributeur.

(ii) *Gestion de la demande en puissance (GDP)*

En plus de l'usage des achats de puissance sur les marchés de court terme, le Distributeur compte sur les moyens en gestion de la demande pour équilibrer son bilan en puissance. Le Distributeur repousse ainsi le lancement d'un appel d'offres de puissance de long terme. En effet, malgré des besoins en puissance plus importants que ceux présentés au dernier état d'avancement, grâce aux moyens GDP, le Distributeur estime avoir besoin de moins d'approvisionnement de long terme.

Au Graphique 9 ci-dessous, nous avons juxtaposé les moyens GDP envisagés lors du dernier état d'avancement et ceux présentement envisagés :

Graphique 9 : Évolution des prévisions des moyens GDP affaires



Source État d'avancement 2018 du plan d'approvisionnement 2017-2026 et la pièce B-0024, Tableau R-7,3, page 19

Comme on peut le constater, la différence dans les moyens GDP envisagés correspond en grande partie à la contribution de la filiale d'Hydro-Québec, Hilo. Les autres moyens GDP envisagés demeurent à peu près inchangés.

Avant de traiter spécifiquement des moyens GDP, il est intéressant de noter que ces moyens comportent un taux de réserve variable qui dépend de leur niveau de fiabilité. Le Distributeur a par ailleurs produit le tableau ci-dessous⁷⁸ :

Tableau 8 : Tableau 4.3 : Contribution en puissance et taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance

**TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE**

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

(iii) GDP Affaires

Le programme GDP Affaires⁷⁹ offre actuellement⁸⁰ un appui financier annuel de 70 000 \$ par MW aux clients commerciaux participants. Pour recevoir cet appui financier, les participants devront réduire leur consommation durant les heures de pointe du matin ou de la fin de journée à la demande du Distributeur pour un nombre maximal de 100 heures par hiver. Toutefois, contrairement au programme d'électricité interruptible, le non-respect de ces consignes de réduction de charge n'est sujet à aucune pénalité.

De plus, en réponse à la question 5.4 de la demande de renseignements numéro 1 de l'AQPER⁸¹, le Distributeur confirme que les moyens GDP du Distributeur ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur ou du Coordonnateur de la fiabilité.

⁷⁸ Pièce [B-0009](#), p. 27.

⁷⁹ < <http://www.hydroquebec.com/affaires/offres-programmes/gestion-demande-puissance.html> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁸⁰ Dans le dossier R-4041-2018, phase 2, la rémunération liée à ce programme a été abaissée à 60 000 \$ par MW. Les modalités de ce programme qui est maintenant considéré par la Régie comme une option tarifaire reste à être déterminées.

⁸¹ Pièce [B-0043](#), p. 11 et 12.

Cette absence de contrôle direct ne semble pas conforme à l'information fournie par Hydro-Québec au NPCC où il est mentionné qu'uniquement les programmes de gestion de la demande sous le contrôle du Coordonnateur de la fiabilité peuvent être considérés comme étant une ressource en puissance :

« 5. MODELING OF DEMAND SIDE RESOURCES AND DEMAND RESPONSE PROGRAMS

For the resource adequacy assessment, MARS runs were modeled with the most updated demand response capacity. Forecasted demand takes into account the impact of energy savings and dual energy programs, as described in section 1.4 of the Appendix.

Demand response programs fully dispatched by the system operator are included as resources. The Québec area has various types of demand response resources specifically designed for peak shaving during winter operating periods. The first type of demand response resource is the interruptible load program, mainly designed for large industrial customers, with an impact of 1,748 MW during the peak. The second type of demand response resource consists of a voltage reduction scheme with 250 MW of demand reduction at peak. The area is also developing some additional programs, including direct control load management. A recent program, consisting of mostly interruptible charges in commercial buildings, has an anticipated impact of 270 MW in 2017-2018 and up to 540 MW by 2020-2021.

All these demand response programs are modeled as emergency operation procedures. »⁸² (Nos soulignés)

De l'avis de l'AQPER, puisque le programme GDP Affaires du Distributeur n'est pas sous le contrôle direct du Coordonnateur de la fiabilité et considérant l'absence de pénalité en cas de non-respect des demandes de réduction de charge, les réductions de charge résultantes de ce programme devraient être considérées au même titre que celles résultantes du tarif BT, soit en réduction de la demande et non en tant que ressources de puissance.

Recommandation 6 : Ne pas reconnaître le programme GDP Affaires comme une ressource de puissance, mais plutôt comme un programme qui réduit les besoins de puissance inscrits au bilan.

(iv) *Hilo*

Le service offert par l'agrégateur Hilo consiste à fournir une réduction de puissance au Distributeur. Le volume exact de réduction sera confirmé avant chaque période d'hiver. Bien que le contrat, d'une durée de dix (10) ans, ait été signé à l'automne 2019, le montant de la pénalité prévu au contrat en cas de non-respect de l'engagement de réduction de charge n'a toujours pas encore été déterminé. Cet enjeu est déterminant afin de pouvoir considérer l'offre de puissance de Hilo comme une ressource en puissance.

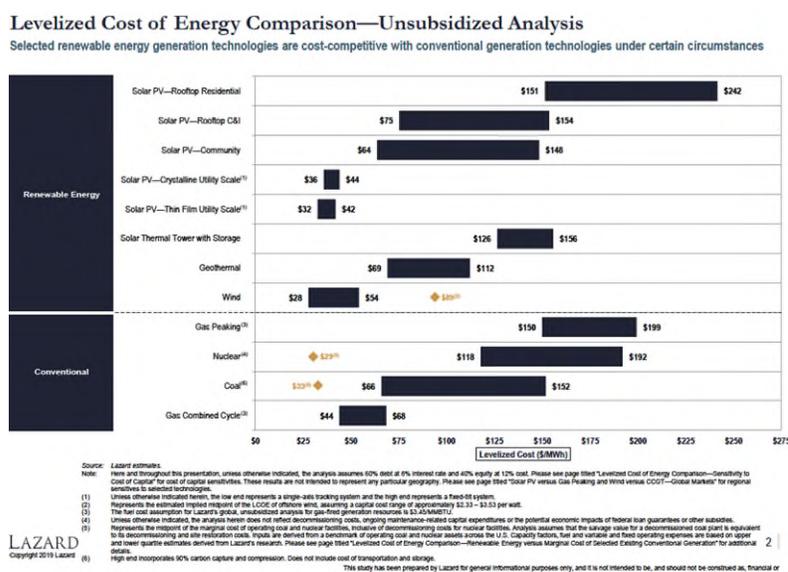
⁸² < <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf> >, p. 29 (site Web consulté le 23 juillet 2020).

L'offre de Hilo sera offerte en deux phases. La première phase consistera au contrôle à distance des thermostats intelligents des clients résidentiels participants pour réduire leur consommation pour le chauffage en période de pointe. La deuxième phase consistera en une diversification de l'offre de l'agrégateur, notamment dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire.

Selon l'AQPER, l'ajout planifié de capacité significative⁸³ de nouvelles productions solaires correspond à de l'énergie post-patrimoniale. En effet, avec l'ajout de capacités de production solaire, le service Hilo ne contribue pas uniquement au bilan en puissance, mais également au bilan en énergie, car il y a également fourniture d'énergie.

À cet effet, la firme Lazard estime que le coût de production solaire résidentiel est nettement supérieur à d'autres alternatives d'énergie renouvelable⁸⁴ :

Graphique 10 : Levelized Cost of Energy Comparison – Unsubsidized Analysis



Le coût du service offert par Hilo étant confidentiel, la seule information que l'AQPER possède à cet effet est que le prix de la fourniture pour ce service est représentatif des coûts évités de long terme, soit approximativement 115 \$/kW⁸⁵.

⁸³ Le Distributeur anticipe une contribution de 1,3 TWh d'énergie solaire à son bilan en énergie (voir la pièce [B-0007](#), Figure 1.4, p. 12).

⁸⁴ < <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁸⁵ Pièce [B-0043](#), réponse à la question 14.4 de la demande de renseignements numéro 1 de l'AQPER, p. 32.

Selon le Distributeur, l'offre de service de Hilo répond à une volonté de reporter l'acquisition d'approvisionnement de long terme :

« Pour combler ses besoins en puissance et reporter l'acquisition d'approvisionnements de long terme, le Distributeur mise sur le développement de moyens de gestion de la demande de puissance (GDP). »⁸⁶

La contribution de Hilo au bilan en puissance est équivalente à l'offre de puissance provenant d'unités de production d'électricité résultant d'un processus d'appel d'offres de long terme.

Cette réalité physique et commerciale est d'ailleurs reconnue dans plusieurs juridictions voisines au Québec.

À titre d'exemple, l'opérateur du réseau de la Nouvelle-Angleterre, le ISO New England, permet aux agrégateurs de participer aux encans servant à répondre aux besoins de puissance de ce réseau :

« June 1, 2018, marked the completion of a complex, years-long effort to fully integrate active demand resources into the regional wholesale electricity marketplace. With the new Price-Responsive Demand (PRD) framework now in effect, active demand resources are fully part of the energy market and reserve market systems and are dispatched economically based on their energy market offers, just like power plants and other supply resources. Passive demand resources, which are not dispatchable, are ineligible to participate in the energy markets. Both active and passive demand resources have been fully integrated into the Forward Capacity Market since 2010, though the resource type names have changed (more below) »⁸⁷ (Nos soulignés)

L'opérateur du réseau de l'Ontario, l'Independent Electricity System Operator (« **IESO** »), procède depuis quelques années à des encans où les agrégateurs ainsi que les grands consommateurs peuvent soumettre des offres de puissance provenant de mesures de gestion de la demande. Les résultats du dernier encan pour l'année 2020 ont été dévoilés en décembre 2019. À titre informatif, le prix moyen annuel de la puissance obtenu était de 58,73 \$/kW⁸⁸.

De plus, à partir de 2020, l'IESO a amendé la structure de l'encan pour permettre, comme c'est le cas dans le New England ISO, aux producteurs de participer aux mêmes encans de puissance que ceux qui offrent de la puissance à partir de mesures de gestion de la demande⁸⁹. Voici un extrait du manuel de formation sur ce nouveau mécanisme de marché, où il y a une liste des deux catégories de participants aux encans⁹⁰ :

⁸⁶ Pièce B-0017, p. 5, l. 30 à 32.

⁸⁷ < <https://www.iso-ne.com/markets-operations/markets/demand-resources/about> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁸⁸ < <http://www.ieso.ca/Sector-Participants/IESO-News/2019/12/IESO-Announces-Results-of-Demand-Response-Auction> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁸⁹ < <http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Capacity-Auction> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

⁹⁰ *Idem.*

What resources are acquired in the Capacity Auction?

There are two classes of resources that can participate:

- Demand response resources, including hourly demand response resources and dispatchable loads
- Capacity generation resources, which are made up of generators that are both dispatchable and are not under contract with the IESO or OEFC.

Ainsi, plusieurs juridictions ont développé des mécanismes compétitifs pour répondre aux besoins de puissance, et ce, afin d'obtenir le meilleur prix possible au bénéfice des clients. Ces mécanismes permettent ainsi à toutes les ressources de puissance (producteur local, producteur des réseaux voisins, agrégateurs et certains clients grandes puissances) de se concurrencer dans un seul et unique processus de sélection.

Selon l'AQPER, la contribution de Hilo au bilan en puissance est un approvisionnement post-patrimonial qui devrait être octroyé par appel d'offres. Un processus compétitif permettrait au Distributeur d'obtenir une ressource de puissance lui permettant d'équilibrer son bilan au plus bas coût, et ce, au bénéfice de sa clientèle. L'existence de marchés compétitifs pour l'offre de puissance provenant, entre autres, d'agrégateurs sur les réseaux voisins démontre qu'il existe effectivement d'autres fournisseurs qui pourraient concurrencer avec Hilo pour offrir une ressource en puissance au Distributeur.

Recommandation 7 : Reconnaître que la contribution de Hilo au bilan en puissance est un approvisionnement en électricité post-patrimoniale qui devrait être octroyé par appel d'offres.

3.2.3. Stratégie d'approvisionnement

Selon l'AQPER, l'analyse des bilans en énergie et en puissance montre que, malgré un ralentissement économique à court terme, le Distributeur devra acquérir de nouveaux approvisionnements.

Toujours selon l'AQPER, il appert que la stratégie d'approvisionnement en énergie du Distributeur semble être orientée vers une plus grande utilisation des achats sur les marchés de court terme. Basés sur les données historiques, ces achats se font sans processus d'appel d'offres et à des prix oscillant autour de 95 \$/MWh. De plus, une partie importante de ces achats a été faite avec l'affilié du Distributeur, HQP.

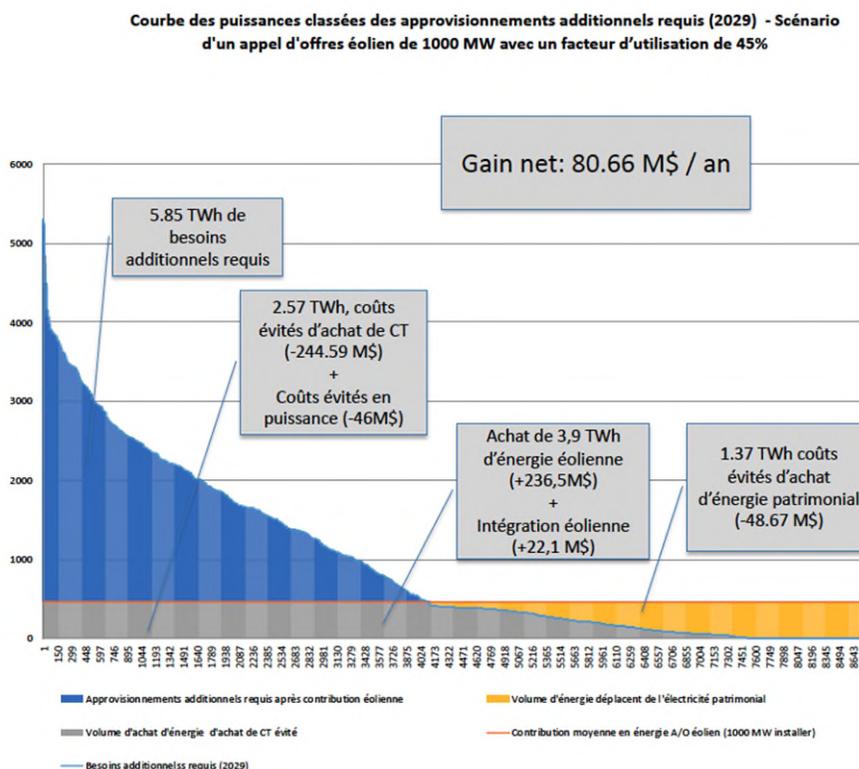
En ce qui a trait à la stratégie d'approvisionnement en puissance, le Distributeur indique vouloir repousser la tenue d'appels d'offres de long terme par la mise en place de moyens de gestion de la demande incluant la fourniture de puissance provenant d'un contrat de gré à gré, d'une durée de dix (10) ans, signé en exclusivité avec la filiale d'Hydro-Québec, Hilo.

Que ce soit pour l'énergie ou la puissance, la stratégie d'approvisionnement semble, en partie, favoriser les entités non réglementées d'Hydro-Québec au détriment d'autres fournisseurs qui pourraient, par le truchement d'appels d'offres, potentiellement offrir les mêmes produits à moindres coûts.

(i) Scénario d’approvisionnement de long terme

Afin de démontrer la contribution potentielle que pourraient offrir d’autres fournisseurs pour répondre aux besoins de la clientèle du Distributeur, nous avons élaboré un scénario où le Distributeur mettrait en place un appel d’offres de 1 000 MW d’énergie éolienne afin de répondre aux besoins de 2029. L’analyse consiste à comparer l’achat, en 2029, de 3,9 TWh provenant d’un appel d’offres d’énergie éolienne et un scénario d’achat de 3,9 TWh sur les marchés de court terme qui implique également des achats de puissance. Le Graphique 11 ci-dessous représente l’impact d’un tel scénario sur le coût d’approvisionnement du Distributeur.

Graphique 11 : Courbe des puissances classées des approvisionnements additionnels requis (2029) – Scénario d’un appel d’offres éolien de 1000 MW avec un facteur d’utilisation de 45 %



Analyse d'un scénario d'approvisionnement pour l'année 2029			
Hypothèses sur les paramètres de marché		Hypothèses sur les volumes à approvisionner	
Prix d'achat de CT ¹ :	95\$/MWh	Besoins en énergie en 2029:	8,42 TWh
Prix de la puissance de LT ² :	115\$/KW année	Courbe des puissances classées:	Pièce B-0127
Prix de l'énergie éolienne ³ :	60\$/MWh	Appel d'offres de LT pour de l'énergie éolienne	1000 MW
Coût de l'électricité patrimonial (0% d'inflation pour 2020 et 2% pour les autres années)	35.59\$/MWh	Puissance garantie ⁴ (40%)	400 MW

Sources :

- (1) Valeur basée sur le coût d'approvisionnement moyen historique répertorié au tableau 2.
- (2) Dossier : R-4057-2018, Pièce B-0015.

(3) < <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

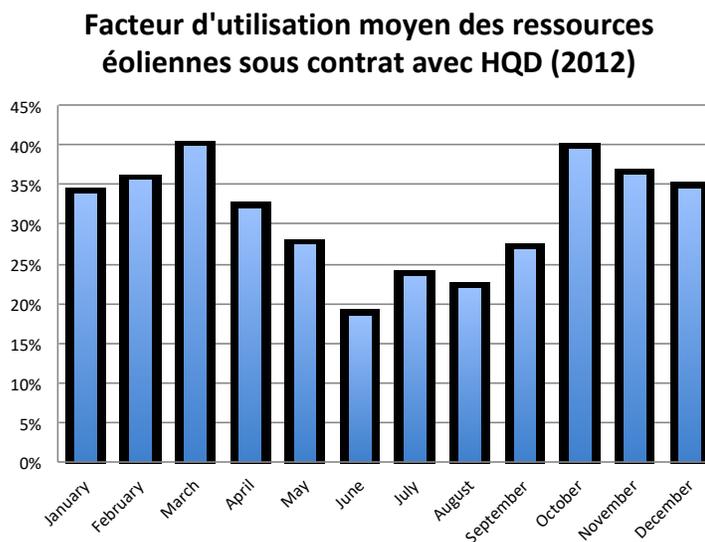
(4) Dossier : R-4057-2018, Pièce B-0017, Tableau A-1. Calcul : $1\ 000\ \text{MW} / 3\ 700\ \text{MW} * \text{moyenne des coûts d'intégration éolienne pour les années 2017, 2018 et 2019}$.

Le scénario envisagé montre un gain net de 80,66 M\$. Fait à noter, en utilisant la valeur de l'énergie de court terme proposée par le Distributeur de 65 \$/MWh, le scénario discuté ci-dessus demeure rentable. Les hypothèses retenues sont conservatrices pour les trois raisons suivantes :

(1) Contribution en énergie des éoliennes

Nous avons présumé que les éoliennes contribuaient également à toutes les heures de l'année. Or, il est bien établi que les éoliennes ont un facteur d'utilisation plus important en période hivernale que durant les autres périodes de l'année⁹¹. Cela s'explique par des conditions climatiques plus propices à la production éolienne en hiver (meilleurs vents et plus grande densité de l'air). L'analyse des données historiques de production éolienne au Québec disponibles tend à démontrer la meilleure performance de la production éolienne en hiver :

Graphique 12 : Facteur d'utilisation moyen des ressources éoliennes sous contrat avec HQD (2012)



Source : Dossier R-3848-2013, pièce B-0030.

En considérant ce facteur dans notre analyse comparative, le recours à un approvisionnement éolien permettrait de réduire davantage des achats de court terme à prix élevé ce qui augmenterait encore davantage le gain économique d'opter pour un appel d'offres de long terme d'énergie éolienne.

⁹¹ Jin, J., Virk, M, Seasonal weather effects on wind power production in cold regions - a case study, International Journal of Smart Grid and Clean Energy, vol. 8, no. 1, January 2019, pp. 31-37.
< <http://www.ijsgce.com/uploadfile/2018/1220/20181220041538134.pdf> > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

DOSSIER : R-4110-2019, Phase 1

(2) Prix des produits énergétiques utilisés

Nous avons estimé un coût des achats de court terme similaire à ceux payés durant la période 2012-2019. Il serait raisonnable de prévoir que ce prix pourrait être plus élevé en 2029.

De plus, nous avons utilisé le prix actuel de la production éolienne. Il est raisonnable de croire que la tendance à la baisse des coûts de production observée au cours des dernières années continuera dans le futur compte tenu des avancées technologiques constantes dans ce secteur.

(3) Profil de charge

En modifiant le profil de charge pour inclure la charge des clients utilisant les chaînes de blocs à leur niveau de 2024, le gain net du scénario d'approvisionnement éolien augmente de 63 M\$.

En conclusion, le scénario décrit ci-dessous montre qu'il existe des alternatives à la stratégie proposée par le Distributeur qui seraient à l'avantage de sa clientèle.

Recommandation 8 : Favoriser une stratégie d'approvisionnement de long terme basée sur la tenue d'appels d'offres de long terme, au lieu de recourir à des achats de court terme pour répondre aux besoins du Distributeur sur l'horizon du Plan d'approvisionnement.

4. RÉSEAU AUTONOME

4.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE

La croissance de la prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes est basée sur les prévisions de croissance démographique et l'évolution attendue des consommations unitaires⁹². Selon l'AQPER, ces facteurs ne seront pas impactés significativement par la crise sanitaire actuelle. Par conséquent, nous ne pensons pas que les prévisions de la demande des réseaux autonomes soient, même à court terme, affectées significativement par la crise sanitaire actuelle.

De l'avis de l'AQPER, la baisse des prix des produits pétroliers aura également moins d'impact relatif dans les réseaux autonomes éloignés que pour le réseau principal. En effet, une part importante du coût des combustibles (principalement le diesel) en régions éloignées est liée aux coûts du transport pour acheminer les carburants dans ces régions.

À titre d'exemple, selon le Bulletin d'information sur les prix des produits pétroliers au Québec⁹³ produit par la Régie pour la semaine du 25 mai 2020, le prix du diesel au Nunavik, le 25 mai 2020, était de 161,47 ¢/litre comparativement à 74,97 ¢/litre à Montréal. Ceci dit, la baisse des cours du pétrole pourrait avoir un impact à la baisse sur

⁹² Pièce B-0010, p. 25 et 26.

⁹³ < http://www.regie-energie.qc.ca/energie/releve_hebdo_essence/bulletin.pdf > (site Web consulté le 23 juillet 2020).

le coût d'opération des centrales électriques appartenant au Distributeur pour la période couverte par le plan.

4.2 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

Comme mentionné dans sa demande d'intervention, l'AQPER appuie la volonté du Distributeur de réduire l'impact environnemental de la production d'électricité dans les réseaux autonomes, de même que la volonté du gouvernement du Québec de contribuer à l'effort mondial de réduction des émissions de GES en adoptant des cibles particulièrement exigeantes dans le cadre de sa Politique énergétique 2030.

Selon nous, le Distributeur doit favoriser la mise en place de stratégies d'approvisionnement permettant de remplacer une portion importante de la production électrique alimentée par des combustibles fossiles en réseaux autonomes par des technologies non émettrices de GES, comme l'énergie éolienne, hydraulique ou solaire.

L'ajout de production d'électricité renouvelable et de sources intermittentes doit également inclure l'implantation de systèmes de stockage d'énergie comme les batteries et les piles à combustible. Ces stratégies d'approvisionnement doivent favoriser la participation du plus grand nombre de fournisseurs potentiels. Comme nous l'avons constaté, en consultant l'analyse de la firme Lazard (voir le Tableau 10), le coût de la production de l'énergie renouvelable (incluant l'utilisation de biomasse) sont généralement très compétitif par rapport aux alternatives utilisant l'énergie fossile.

5. CONCLUSION

En guise de conclusion, l'AQPER rappelle ses commentaires et recommandations eu égard au Plan d'approvisionnement du Distributeur.

5.1 COMMENTAIRES

Commentaire 1 : Considérant ce qui précède, l'affirmation du Distributeur mentionnée précédemment à l'effet que les répercussions de la crise actuelle se limiteront aux premières années du Plan d'approvisionnement préoccupe l'AQPER. L'AQPER croit que les conséquences de la pandémie liées à la COVID-19 et les mesures pour atteindre la transition énergétique pourraient avoir comme effet d'accroître les besoins en énergie et en puissance à moyen et long termes. Par conséquent, l'AQPER réitère qu'il aurait été approprié de demander au Distributeur de déposer une preuve amendée prenant en considération les impacts de la pandémie de la COVID-19 sur le Plan d'approvisionnement et les prévisions de la demande du Distributeur. Nous constatons que la plus récente prévision des ventes du Distributeur datée du 16 novembre dernier⁹⁶ répond en partie aux préoccupations de l'AQPER.

⁹⁶ Pièce [B-0106](#), État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029.

Commentaire 2 : De l'avis de l'AQPER, cette baisse dans les prévisions des ventes du Distributeur à court terme vient démontrer la non-nécessité d'avoir recours à des moyens de gestion de la demande, tel Hilo, dans les premières années du Plan d'approvisionnement.

Commentaire 3 : Selon l'AQPER, les ressources pour répondre à ces nouveaux besoins en énergie post-patrimoniale doivent être octroyées via un mécanisme d'appels d'offres, et ce, pour et aux bénéficiaires des clients du Distributeur.

Commentaire 4 : En voulant augmenter significativement le recours aux achats de court terme pour répondre à des besoins planifiés de long terme, l'AQPER est d'avis que le Distributeur ne semble pas respecter la décision de la Régie qui a permis l'utilisation de la dispense d'aller en appel d'offres uniquement pour répondre à des déséquilibres ponctuels.

Commentaire 5 : L'AQPER est d'avis que ce prix historique est plus représentatif de la valeur de l'énergie de court terme que celui anticipé par le Distributeur, de l'ordre de 65 \$/MWh, pour la période 2020-2026.

Commentaire 6 : De l'avis de l'AQPER, la part importante des transactions du Distributeur avec HQP est préoccupante pour les autres fournisseurs, d'autant plus que celui-ci prévoit avoir recours à plus grande échelle à ces transactions sous dispense d'appel d'offres durant la période du Plan d'approvisionnement. En effet, tel qu'indiqué dans le bilan en énergie, reproduit précédemment, le Distributeur compte augmenter ses achats de court terme à 4 TWh d'ici 2029.

De l'avis de l'AQPER, le recours à de tels approvisionnements de court terme de manière systématique est également problématique, car ce type d'approvisionnement ne procure pas de puissance. Comme il en sera question à la section 3.2.3 du présent mémoire, le recours à des approvisionnements de long terme apporte également une contribution en puissance.

5.2 RECOMMANDATIONS

Recommandation 1 : Sachant que pour de nouvelles constructions dans le secteur éolien près de cinq (5) années sont requises entre la décision de procéder à de nouveaux approvisionnements et leur mise en service, l'AQPER est d'avis que le Distributeur devrait agir rapidement en mettant de l'avant de nouvelles initiatives d'achat pour rencontrer pareille demande.

Recommandation 2 : Modifier l'hypothèse des ventes au secteur des chaînes de blocs en maintenant la consommation des clients consommant de l'électricité pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs constante sur la totalité de la durée du Plan d'approvisionnement.

Recommandation 3 : Demander au Distributeur d'augmenter ses ventes au secteur des chaînes de blocs à usage cryptographique en offrant des conditions de services incitatives afin de capter une portion du marché mondial et ainsi assigner minimalement la portion du bloc de 300 MW non attribuée lors de l'appel de propositions A/P 2019-01. L'AQPER note que le Distributeur devra se conformer aux ordonnances de la Régie et rendre disponible un bloc additionnel de 307,4 MW, soit l'équivalent de 2,6 TWh.

DOSSIER : R-4110-2019, Phase 1

Recommandation 4 : Le Distributeur devrait intensifier ses démarches pour augmenter ses ventes dans le secteur des centres de données et, par le fait même, amender sa prévision pour refléter cette stratégie commerciale.

Recommandation 5 : Le Distributeur devrait ajuster son bilan en énergie pour maintenir tout au long de la durée du Plan d'approvisionnement une marge de manœuvre de 2,5 % et, conséquemment, devancer les besoins pour des approvisionnements de long terme pour maintenir cette marge de manœuvre.

Recommandation 6 : Ne pas reconnaître le programme GDP Affaires comme une ressource de puissance, mais plutôt comme un programme qui réduit les besoins de puissance inscrits au bilan.

Recommandation 7 : Reconnaître que la contribution de Hilo au bilan en puissance est un approvisionnement en électricité post-patrimoniale qui devrait être octroyé par appel d'offres.

Recommandation 8 : Favoriser une stratégie d'approvisionnement de long terme basée sur la tenue d'appels d'offres de long terme, au lieu de recourir à des achats de court terme pour répondre aux besoins du Distributeur sur l'horizon du Plan d'approvisionnement.

Le tout respectueusement soumis.