

HQD - Demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029

R-4110-2019

Mémoire
présenté par Union des consommateurs
à la Régie de l'énergie

union
des consommateurs

27 mai 2020

Mémoire publié par :



7000, avenue du Parc, bureau 201
Montréal (Québec) H3N 1X1
Téléphone : 514 521-6820
Sans frais : 1 888 521-6820
Télécopieur : 514 521-0736
info@uniondesconsommateurs.ca
www.uniondesconsommateurs.ca

Organismes membres d'Union des consommateurs :

ACEF Appalaches-Beauce-Etchemins
ACEF de l'Est de Montréal
ACEF de l'Île Jésus
ACEF du Grand-Portage
ACEF du Sud-Ouest de Montréal
ACEF du Nord de Montréal
ACEF Estrie
ACEF Lanaudière
ACEF Montérégie-est
ACEF Rive-Sud de Québec
Centre d'éducation financière EBO
CIBES de la Mauricie
SAC de Shawinigan
ACQC

Rédaction du mémoire

- Viviane de Tilly, Union des consommateurs

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe 14 groupes de défense des droits des consommateurs. La mission d'UC est de promouvoir et défendre les droits des consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face ; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou règlementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et Internet, la santé, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

© Union des consommateurs — 2020

Reproduction autorisée, à condition que la source soit mentionnée. Toute reproduction ou utilisation à des fins commerciales est strictement interdite.

Table des matières

UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU	2
TABLE DES MATIÈRES	3
INTRODUCTION.....	4
1 PRÉVISION DE LA DEMANDE	4
1.1 LE GRAND CONFINEMENT.....	4
1.2 VÉHICULES ÉLECTRIQUES.....	15
1.3 CULTURE DU CANNABIS	18
2 FILIALE HILO.....	19
2.1 CONTRAT DE GRÉ À GRÉ.....	19
2.2 APPARENCE DE CONFLITS D'INTÉRÊTS	22
2.3 RENTABILITÉ DES MESURES POUR LES CLIENTS (PARTICIPANTS).....	24
2.4 RISQUE D'APPROVISIONNEMENT	27
ANNEXE 1	29

Liste des tableaux

Tableau 1 BILAN DE PUISSANCE	11
Tableau 2 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER POUR LES SCÉNARIOS FAIBLE ET FORT	14
Tableau 3 ESTIMATION DE LA DIMINUTION DES BESOINS À COMBLER EN PUISSANCE AVEC UN SCÉNARIO FAIBLE DE LA DEMANDE.....	15
Tableau 4 PRÉVISION DU NOMBRE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES	17
Tableau 5 PRÉVISION DES VENTES POUR LA CULTURE EN SERRES.....	18
Tableau A1- 1 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE SCÉNARIO MOYEN 2004-2014 (TWh)	29
Tableau A1- 2 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE SCÉNARIO MOYEN 2007-2017 (TWh)	29
Tableau A1- 3 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE SCÉNARIO MOYEN 2010-2020 (TWh)	30
Tableau A1- 4 PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE 2013-2023 (EN TWH)	30
Tableau A1- 5 PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE 2016-2026 (EN TWH)	31
Tableau A1- 6 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES EN ÉNERGIE 2019-2029 (EN TWH).....	31

Listes des figures

Figure 1 HISTORIQUE DES PRÉVISIONS ET VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ SELON LES PLANS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR.....	8
Figure 2 FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER	12
Figure 3 EXTRAIT DU SITE WEB DE HILO	24
Figure 4 EXTRAIT DU SITE WEB DU DISTRIBUTEUR – TARIF DT	27

Introduction

En novembre 2019, le Distributeur a soumis à l'approbation de la Régie un Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le plan) décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois. Parmi les principaux enjeux que nous avons identifiés figurait le recours au service de la filiale d'Hydro-Québec Hilo, via un contrat de gré à gré, comme moyen de la gestion de la demande en puissance. UC souhaitait s'assurer que les intérêts des clients résidentiels passeront en tout temps avant ceux de Hilo¹.

Depuis 6 mois, la situation économique et énergétique a changé et exacerbé nos inquiétudes initiales. Comme nous le verrons, l'impact de la Covid 19 sur l'économie et la demande d'électricité risque de perdurer. Le Distributeur devra démontrer une grande souplesse dans la gestion des approvisionnements afin de répondre aux besoins énergétiques de ses clients au meilleur coût possible.

1 Prévision de la demande

1.1 Le grand confinement

L'étude du présent plan se déroule dans le contexte exceptionnel du grand confinement. L'économie s'est contractée comme jamais en 50 ans avec une chute du PIB de 9 %². En avril, le taux de chômage au Québec a atteint 17,0 %, un niveau sans précédent depuis 1976.³

La mise sur pause des activités sociales et économiques se répercute fortement sur la demande d'électricité actuelle.

Entre le 13 mars et le 10 mai, la consommation d'électricité a chuté de presque 11 % dans le secteur commercial, en raison de la fermeture des commerces jugés non essentiels, selon les chiffres fournis par la société d'État. La consommation industrielle a diminué de près de 8 %.

La hausse de la consommation résidentielle a été de 2,6 % pendant la même période, ce qui n'a pas suffi à compenser la chute dans les autres secteurs.

¹ C-UC-0002, page 4.

² <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1694091/coronavirus-economie-canada-produit-interieur-brut-mars> (consulté le 13 mai 2020).

³ <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1701093/coronavirus-chomage-avril-canada-perte-emplois> (consulté le 13 mai 2020).

Résultat, la consommation totale d'électricité au Québec a baissé de 5 % depuis le début de la crise de la COVID-19 jusqu'à la réouverture partielle de certaines activités au début de la semaine.⁴

La situation exceptionnelle actuelle et la difficulté d'en prévoir les impacts sur la demande d'électricité, intrant fondamental à la planification des approvisionnements, nous ont incités à recommander à la Régie de suspendre l'étude du présent dossier.

Nous recommandons toutefois à la Régie de suspendre l'étude du dossier R-4110-2019 tant que le Distributeur ne sera en mesure de fournir une mise à jour de la prévision de la demande d'électricité qui tiendra compte des impacts de la COVID 19. Selon toute vraisemblance, cette mise à jour ne pourra se faire à court terme alors que nous ne savons rien de l'ampleur et la progression que prendra la pandémie. Dans les circonstances, il serait improductif de se livrer à une étude du plan d'approvisionnement du Distributeur.⁵

Le Distributeur s'est opposé à notre demande

En effet, bien que la crise liée à la COVID-19 puisse avoir un effet à la baisse sur la prévision de la demande, le Distributeur estime que cet effet est limité aux premières années du Plan et demeure sans impact sur les actions envisagées dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement qui sera déployée sur la période 2020-2029.⁶ (notre souligné)

Le Distributeur ajoute

De plus, le Distributeur rappelle que plusieurs étapes du dossier restent à être complétées, dont l'audience prévue au mois de septembre, au cours de laquelle pourront être précisés certains aspects des impacts potentiels de la COVID-19⁷.(notre souligné)

Étant donné le haut degré d'incertitude lié à l'impact de la pandémie de la COVID-19 sur l'économie du Québec, le Distributeur considère qu'il est hasardeux, à ce moment-ci de la crise, d'évaluer son impact sur les prévisions

⁴ <https://www.lapresse.ca/affaires/entreprises/202005/12/01-5273295-la-fermeture-commerciale-a-fait-mal-a-hydro-quebec.php> (consulté le 13 mai 2020).

⁵ C-UC-0004.

⁶ B-0036. Le Distributeur réitère sa position à la pièce B-0067, page 5.

⁷ B-0036.

de croissance du PIB. Toutefois, le Distributeur est d'avis qu'il s'agit d'un choc temporaire dont les répercussions se feront sentir à court terme, lesquelles seront compensées par une croissance future supérieure à la prévision de sorte que la croissance économique moyenne sur la période 2020-2029 serait similaire à celle prévue dans le présent dossier.⁸

Il est d'abord étonnant que le Distributeur puisse d'emblée affirmer que les effets de la COVID 19 seront limités aux premières années du Plan et que les répercussions seront compensées par une croissance future supérieure à la prévision. Ce scénario est repoussé pour le moment par les experts.

La reprise économique sera-t-elle en forme de V, de U, de L ou du logo d'une marque célèbre ? Cela dépendra des industries en cause, prédit la Banque TD, certaines d'entre elles se destinant à être encore en difficulté à la fin 2021.

Encore secoués par la terrible chute de l'activité économique et de l'emploi infligée par la pandémie de coronavirus ces dernières semaines, les entreprises et les experts se demandent maintenant quelle forme prendra la reprise à venir, littéralement.

D'abord considéré comme le scénario le plus probable, l'espoir d'une reprise en V, c'est-à-dire venant avec un rebond presque aussi marqué que la chute, apparaît de plus en plus comme trop optimiste à mesure que la crise se prolonge, constatait lundi le Wall Street Journal.⁹

Dans ce contexte, nous serions étonnés si le Distributeur présentait en septembre prochain un scénario de prévision basé sur une reprise rapide de la demande avec un retour à la prévision initiale. L'histoire récente nous apprend cependant que ce n'est pas la première fois que le Distributeur prône un retour à la normale rapide après une crise.

En effet, à titre illustratif et bien que la pandémie actuelle n'ait rien en commun avec la crise financière de 2008, dont le Québec a tout de même pris 10 ans à se sortir¹⁰, la Figure 1 indique

⁸ HQD-5, document 4, page 3.

⁹ <https://www.ledavoir.com/economie/578745/reprise-quelle-forme-prendra-la-reprise> (consulté le 13 mai 2020) Ce que disent les experts aujourd'hui sera peut-être faux demain. La durée du confinement, le nombre de vagues de la pandémie ou le délai avant que les populations aient reçu un vaccin —si vaccin il y a, influenceront sur l'économie et la demande d'électricité. Il va sans dire cependant que la mise à jour de prévision que le Distributeur présentera dans quelques mois seulement dans l'étude de ce dossier reposera sur des hypothèses qui pourraient ne jamais s'avérer.

¹⁰ <https://lactualite.com/lactualite-affaires/la-pandemie-et-leconomie-on-va-passer-au-travers/> (consulté le 22 avril 2020).

comment la prévision de la demande d'électricité du Distributeur post crise financière supposait un retour à la normale de l'économie en adoptant essentiellement le même profil que la demande pré crise financière et convergeant vers une demande de l'ordre de 185 TWh. En outre, les prévisions des plans d'approvisionnement triennaux qui ont suivi la crise, relativement pessimistes les unes par rapport aux autres, ont toutes affichées un grand optimisme à moyen et long terme par rapport aux ventes réelles et normalisées du Distributeur. Il s'agit bien sûr d'une analyse macroscopique qui ne permet pas de distinguer l'influence des aléas sur la demande en électricité comme la fermeture d'une grande entreprise ou encore une grève dans une aluminerie. En revanche, sur un horizon de 15 ans, on constate¹¹ le décalage important (niveau et tendance) entre les prévisions du Distributeur et la réalité.

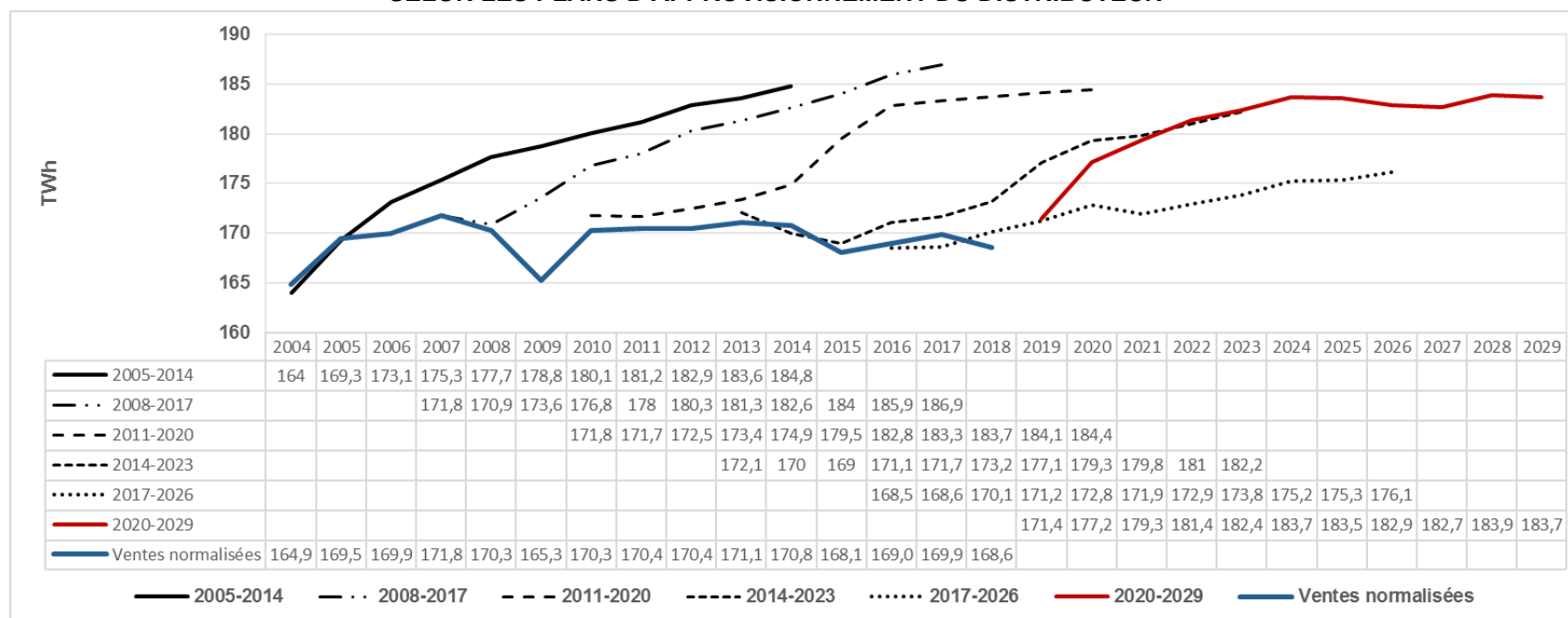
Comme l'indique encore la Figure 1, ce n'est qu'à la présentation du plan d'approvisionnement de 2014-2023 que le Distributeur a fini par « écraser » sa prévision de long terme, soutenant semble-t-il jusque-là, un retour au niveau ultime de la prévision qui existait avant la crise. Cela se justifie peut-être par le fait que le Distributeur n'a pas cherché à comprendre ou isoler précisément les causes de la baisse spectaculaire de la demande d'électricité constatée en 2009, et dont le Québec semble ne s'être jamais remis, comme il le précise ici.

Le Distributeur n'est pas en mesure d'isoler spécifiquement l'impact de la crise financière de 2008 des autres facteurs tels que la baisse d'intensité énergétique ou la décroissance naturelle du secteur industriel sur les ventes d'électricité.¹²

¹¹ L'axe tronqué de la Figure 1 augmente la sévérité du jugement.

¹² HQD-5, document 8, page 5

Figure 1
HISTORIQUE DES PRÉVISIONS ET VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ
SELON LES PLANS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR¹³



¹³ Tiré des données des prévisions des différents plans d'approvisionnement depuis 2004 qui apparaissent à l'annexe 1. Les données du présent plan ont été ajustées pour tenir compte de la réponse du Distributeur à la question 4.2.2 de l'AQPER (voir HQD-5, document 4 page 9). Les ventes régulières en réseaux intégrés (incluant les tarifs de gestion de la consommation) sont normalisées et tirées de R-3579-2005, HQD-2, document 1, p.10, R-3644-2007, HQD-2, document 1, p. 10, R-3708-2009, HQD-2, document 2, p. 19, R-3776-2011, HQD 2, document 2, R-3854-2013, HQD-3, document 2, p. 19, R-3933-2015, HQD-4, document 2, p. 20, p. 26, R-4057-2018, HQD-4, document 1, p. 24, R-9001-2018, HQD 2, document 4, p. 10.

Les conséquences de la pandémie actuelle sur la demande d'électricité lui seront propres et n'auront vraisemblablement rien à voir avec les conséquences de la crise financière de 2008. En revanche, il appert en observant la Figure 1 que le Distributeur n'a jamais réussi à « retomber » sur une prévision qui se rapprocherait de la demande réelle.

Dans ce contexte, nous nous étonnons que le Distributeur soutienne que l'impact de la pandémie sera un « choc temporaire dont les répercussions se feront sentir à court terme, lesquelles seront compensées par une croissance future supérieure à la prévision de sorte que la croissance économique moyenne sur la période 2020-2029 serait similaire à celle prévue dans le présent dossier ». Cela est d'autant plus étonnant qu'à notre connaissance, personne n'est en mesure de prévoir ce qui arrivera ou se risque à le faire. À preuve, le recours par le gouvernement fédéral à un conseil consultatif qui se penchera sur les incidences de la pandémie et qui présentera son rapport dans plus de 3 mois.

Le ministre de l'Innovation, des Sciences et de l'Industrie, l'honorable Navdeep Bains, a annoncé aujourd'hui la création du Conseil sur la stratégie industrielle, présidé par Monique Leroux, une femme d'affaires remarquable ayant mené une carrière distinguée dans le domaine de la finance. Le Conseil jouera un rôle consultatif. Il se penchera sur les incidences de la pandémie de COVID-19 sur les industries et aidera le gouvernement à faire le point sur les pressions qui touchent des secteurs en particulier.¹⁴

À preuve également, l'absence de prévision économique de la Banque du Canada dans son dernier rapport sur la politique monétaire.

Fait plus surprenant, l'édition printanière du Rapport sur la politique monétaire ne comprenait aucune prévision économique pour les prochains trimestres et les prochaines années, contrairement à son habitude. La suite des choses dépend de tellement de variables difficiles à prédire, dont la durée des mesures de confinement des pouvoirs publics et la façon dont les ménages et les entreprises s'adapteront à la situation, que de telles prévisions auraient offert « une information faussement précise », a déclaré le gouverneur Poloz en téléconférence.¹⁵

¹⁴ <https://www.canada.ca/fr/innovation-sciences-developpement-economique/nouvelles/2020/05/le-ministre-bains-annonce-la-creation-du-conseil-sur-la-strategie-industrielle.html> (consulté le 13 mai 2020).

¹⁵ <https://www.ledevoir.com/economie/577099/la-banque-du-canada-renonce-a-faire-des-previsions> (consulté le 21 avril 2020).

Autre signe de l'incertitude entourant les lendemains de la pandémie est la décision du gouvernement fédéral de ne pas produire de mise à jour de son budget.

"A budget is usually something that projects what's going to happen to the Canadian economy for the next 12 months and right now, we're having a lot of difficulty establishing with any certainty what's going to happen in the next 12 weeks," Trudeau said today at his daily briefing with reporters.

"The situation is changing extremely rapidly."¹⁶

C'est cependant sur la promesse du Distributeur de préciser au mois de septembre « certains aspects des impacts potentiels de la COVID-19 » que la Régie n'a pas retenu la recommandation d'UC de suspendre l'étude du plan et décidé de la poursuite du déroulement du dossier¹⁷.

Ainsi donc, alors que l'historique récent des prévisions de la demande d'électricité semble démontrer que le Distributeur n'a jamais réussi à saisir les grandes tendances de long terme depuis la crise financière de 2008 et sans même savoir ce que le Distributeur entend par la précision « de certains aspects des impacts potentiels de la COVID-19 », les intervenants dans ce dossier ainsi que la Régie doivent se prononcer sur les qualités du plan du Distributeur.

Nous rappelons que les clients du Distributeur ont déjà payé très cher pour combler des besoins prévus qui ne se sont pas matérialisés (principalement à cause de la crise financière bien que le Distributeur ne sache dans quelle proportion), en assumant les coûts de l'inutile contrat de la centrale TCE et des contrats de puissance et d'énergie avec le Producteur. Les clients l'ont en outre échappé belle lorsque la Régie a réduit de 1 000 à 500 MW l'objectif de l'appel de propositions pour un contrat de 20 ans souhaité par le Distributeur en 2014¹⁸, appel de propositions remporté bien évidemment par le Producteur¹⁹.

Sans minimiser par exemple les risques financiers associés aux achats d'énergie de court terme pour rencontrer les pointes d'hiver, il nous apparaît que les grands enjeux du plan relèvent de la gestion de la demande en puissance dont le bilan, révisé pour tenir compte du résultat de l'appel de proposition pour les usages cryptographiques est présenté au Tableau 1. Ce bilan suppose

¹⁶ <https://www.cbc.ca/news/politics/trudeau-budget-one-trillion-1.5568031> (consulté le 13 mai 2020).

¹⁷ A-0013.

¹⁸ D-2014-205, page 55. Rappelons que le Distributeur présentait ainsi les 1 000 MW de besoins à combler : « Par ailleurs, ce sont des... des besoins en puissance qui sont structurels, je dirais. Donc, on voit ces besoins-là depuis... depuis un certain temps. C'est plus la hauteur de ces besoins-là qui n'est pas... qui peut varier. Mais, en tout cas, il y a une... je peux dire qu'il y a une tranche de mille mégawatts (1000 MW) qui semble être nécessaire de toute façon et qu'il va falloir sécuriser de façon permanente. » nos soulignés, R-3864-2014, A-0046, page 40.

¹⁹ D-2015-202.

que les clients actuels avec usages cryptographiques du Distributeur (158 MW) et des réseaux municipaux (210 MW) sont desservis en service ferme (voir D-2019-052 page 21). À l'issue du dossier R-4045-2018, si la Régie approuvait un tarif non-ferme pour ces clients dont les interruptions seraient contrôlées par le Distributeur, ce sont 368 MW additionnels qui s'ajouteraient de facto aux moyens de gestion de la demande en puissance.

Tableau 1
BILAN DE PUISSANCE²⁰

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										
Approvisionnement 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.

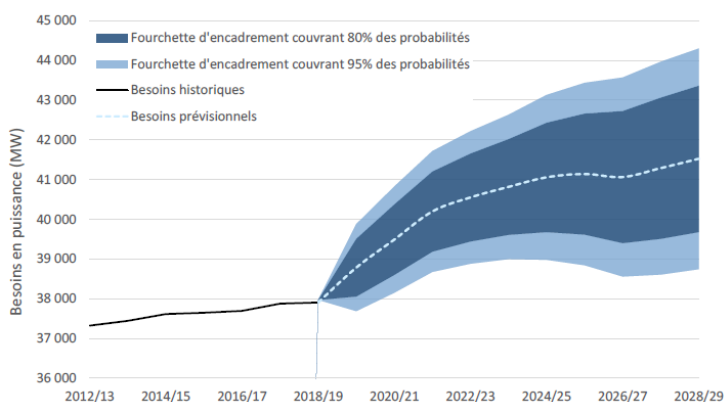
Soit, le Distributeur déposera une nouvelle prévision de la demande qu'il annonce similaire, au-delà des premières années du plan, à la prévision mise en preuve. Nous nous opposons d'emblée à la reconnaissance de cette prévision par la Régie. Des risques sérieux existent que cette demande ne se réalise jamais avec pour conséquence que des moyens seront inutilement engagés pour y répondre, avec les coûts inhérents. En fait, Hydro-Québec a sûrement été soulagée en lisant la réplique d'avril du Distributeur lui apprenant que la pandémie sera « sans impact sur les actions envisagées dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement qui sera déployée sur la période 2020-2029 »²¹ avec, à la clé, les profits de sa filiale Hilo.

²⁰ HQD-5, document 1, page 19.

²¹ B-0036.

Cela étant dit, dans la mesure où toute prévision de la demande d'électricité soumise avant que les impacts réels et structurels de la pandémie ne soient connus serait discutable, contestable, voire futile, nous recommandons à la Régie que le plan soit étudié en utilisant l'un des scénarios d'encadrement de la prévision de la demande fournis par le Distributeur (Figure 2). Le recours aux scénarios d'encadrement pour tenir compte de la pandémie est d'ailleurs suggéré par le Distributeur²². Le Distributeur ne dépose toutefois pas de stratégies ni de bilans pour répondre aux scénarios correspondants à ces fourchettes d'encadrement.²³

Figure 2
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER²⁴



Le Distributeur indique que l'aléa sur la demande prévue provient de l'aléa associé aux variables économiques et démographiques, à la diffusion des technologies émergentes, à l'impact du développement de marchés, ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité.²⁵ Nous ignorons l'influence de la pandémie sur chacune de ces variables tout comme nous ne connaissons pas l'importance de chacune de ces variables dans le calcul de l'aléa de la demande. Ce que nous savons toutefois c'est que la pandémie a un impact sur l'économie et que les pays tombent les uns après les autres en récession.

Il est très probable que l'économie mondiale connaisse cette année sa pire récession depuis la Grande dépression, soit une récession plus grave que celle observée lors de la crise financière mondiale il y a une dizaine d'années. Selon

²² HQD-5, document 7, page 4.

²³ HQD-5, document 7, page 21.

²⁴ HQD-2, document 2, page 34

²⁵ Ibid.

les prévisions, le « Grand confinement » devrait entraîner une forte décroissance. Une reprise partielle est prévue pour 2021, avec des taux de croissance supérieurs à la tendance, mais le niveau du PIB restera inférieur à la tendance d'avant l'apparition du virus et la vigueur de la reprise est très incertaine. Des résultats bien pires sont possibles et peut-être même probables.²⁶

La pandémie pourrait non seulement avoir un impact structurel sur l'économie et la demande d'électricité,²⁷ mais influencer également sur le mode de vie des sociétés²⁸ et donc sur la façon dont l'énergie sera consommée. Par exemple, le télétravail pourrait devenir la norme plus que l'exception dans plusieurs entreprises alors que le gouvernement y voit une façon d'économiser.

Le retour des travailleurs dans les tours de bureaux du gouvernement se fera au compte-goutte, mais la pandémie pourrait accélérer le virage que veut prendre le gouvernement Legault dans le réaménagement des lieux de travail des fonctionnaires pour économiser de l'espace et de l'argent.

Depuis le début de la crise, les fonctionnaires ont abandonné leurs traditionnels cubicules gris : 70 % d'entre eux font du télétravail. Les choses se déroulent rondement, si bien que le président du Conseil du Trésor, Christian Dubé, croit que ce sera difficile de revenir en arrière.²⁹

La diffusion du télétravail pourrait avoir pour conséquences non seulement de réduire la demande d'électricité en énergie et puissance des clients commerciaux et institutionnels,³⁰ mais également de modifier la courbe de puissance appelée des clients résidentiels avec des pointes moins prononcées ou s'étirant sur de plus longues périodes. Nous entendons ici que les besoins en

²⁶ <https://www.imf.org/fr/Publications/WEO/Issues/2020/04/14/weo-april-2020> (consulté le 22 avril 2020).

²⁷ Selon un sondage mené par la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI), 32 % des PME canadiennes qui ont fermé leurs portes ne sont pas certaines de pouvoir rouvrir à la fin de la pandémie. Voir <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1690009/tiers-pme-difficultes-financieres-coronavirus-educazoo> (consulté le 21 avril 2020).

²⁸ C'est ce que Naomi Klein appelle le Screen New Deal https://www.theguardian.com/news/2020/may/13/naomi-klein-how-big-tech-plans-to-profit-from-coronavirus-pandemic?CMP=Share_iOSApp_Other (consulté le 22 mai 2020).

²⁹ <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1704396/teletravail-fonction-publique-gouvernement-legault-bape> (consulté le 22 mai 2020).

³⁰ Diminution qui ne sera peut-être pas entièrement compensée par l'augmentation de la consommation des clients résidentiels.

puissance voire les potentiels commerciaux d'effacement en pointe³¹ pourraient être significativement différents après la pandémie. C'est d'ailleurs ce qui a été constaté dans l'industrie de télécommunication.

La grande partie du trafic, qui provient habituellement des entreprises, des établissements d'éducation et des réseaux wifi publics, a d'un seul coup été redirigée vers les réseaux résidentiels [...]. Les périodes de pointe qui durent typiquement une ou deux heures par jour se prolongent désormais sur plusieurs heures.³²

Pour ces raisons, étant donné l'impact baissier de la pandémie sur la demande d'électricité difficilement prévisible d'ici les prochains mois, nous recommandons à la Régie d'étudier le plan du Distributeur sur la base du scénario faible d'encadrement couvrant 80 % des probabilités dont les impacts sont présentés au Tableau 2.

**Tableau 2
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER POUR
LES SCÉNARIOS FAIBLE ET FORT³³**

<i>En MW</i>	2018- 2019 ¹	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Besoins en puissance à la pointe d'hiver											
<i>Scénario fort</i>	37 972	39 510	40 376	41 205	41 656	42 020	42 432	42 662	42 726	43 064	43 365
<i>Scénario faible</i>	37 972	38 057	38 602	39 187	39 443	39 610	39 679	39 616	39 402	39 510	39 680

Comme le démontre le Tableau 3, l'utilisation du scénario faible de prévision de la demande aurait pour conséquence de diminuer, au terme du plan, de près de 2 000 MW les besoins en puissance. Une diminution d'une telle ampleur rendrait inutile le recours à des moyens de gestion de la demande coûteux comme Hilo et même à un appel d'offres en puissance qui serait probablement remporté par le Producteur. Nous comprenons que Hilo pourrait être considéré comme un programme d'efficacité énergétique dont les coûts seront ultimement imputés à l'ensemble des clients résidentiels. Il serait inique que les ménages paient encore une fois pour des approvisionnements inutiles.

³¹ Par exemple, un client en télétravail pourrait être moins enclin à accepter qu'on surchauffe sa maison pendant quelques heures avant un délestage.

³² Voir <https://www.ledevoir.com/economie/579582/coronavirus-les-telecoms-fieres-d-avoir-tenu-le-coup-face-a-l-explosion-du-teletravail> (consulté le 26 mai 2020).

³³ HQD-2, document 2, page 58.

Tableau 3
ESTIMATION DE LA DIMINUTION DES BESOINS À COMBLER EN PUISSANCE
AVEC UN SCÉNARIO FAIBLE DE LA DEMANDE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29
Scénario de base									
Besoins en pointe	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
Réserve	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
Besoins en pointe incluant la réserve	43 111	43 756	44 210	44 562	44 863	45 096	45 127	45 378	45 641
Scénario faible									
Besoins en pointe	38 602	39 187	39 443	39 610	39 679	39 616	39 402	39 510	39 680
Réserve	3 656	3 745	3 835	3 907	3 946	3 949	3 937	3 952	3 973
Besoins en pointe incluant la réserve	42 258	42 932	43 278	43 517	43 625	43 565	43 339	43 462	43 653
Diminution des besoins à combler	853	824	932	1 045	1 238	1 531	1 788	1 916	1 988

Dans l'hypothèse où la Régie rejetait notre proposition d'étudier les moyens d'approvisionnement en puissance en fonction du scénario faible de la demande, nous sommes d'avis que d'autres facteurs appellent, de façon particulière, une diminution des besoins en puissance.

1.2 Véhicules électriques

Le Distributeur prévoit une croissance rapide des ventes de véhicules électriques, la part des véhicules à batterie 100 % électriques devant passer à 7 % en 2025, contre 2 % aujourd'hui, puis à 18 % en 2030.³⁴ Pour l'année 2019, le Distributeur anticipe des ventes d'électricité de 0,2 TWh en lien avec les véhicules électriques. Ces ventes devraient atteindre 2 TWh en 2029, soit une augmentation de 1,8 TWh à l'horizon du Plan. Les véhicules électriques auront un effet important sur les ventes d'électricité aux secteurs résidentiel et commercial. Le nombre de véhicules électriques en circulation en 2029 est évalué à 635 000, dont environ 80 % seraient entièrement électriques.³⁵ Selon notre compréhension, l'électrification des transports ajoutera 400 MW aux besoins en pointe³⁶.

Cette prévision suppose le déploiement complet du Projet de réseau de bornes de recharge rapide du Distributeur, incluant les bornes prévues au-delà de 2021.³⁷

Nous ne souhaitons pas reprendre dans ce dossier l'analyse produite par UC dans le cadre du dossier R-4060-2018,³⁸ mais rappelons que la Régie, dans sa décision D-2019-127 exprimait de nombreux doutes sur la rentabilité du projet de bornes de recharge rapide qui reposait essentiellement sur la prévision des ventes d'électricité.

³⁴ <https://www.lesechos.fr/industrie-services/automobile/les-voitures-electriques-et-hybrides-pourraient-representer-la-majorite-des-ventes-dans-dix-ans-1160048> (consulté le 13 janvier 2020).

³⁵ HQD-2, document 2, page 13.

³⁶ HQD-2, document 2, page 16.

³⁷ HQD-5, document 11, page 5.

³⁸ Voir R-4060-2018-C-UC-0007.

[167] Toutefois, la Régie est d'avis que la croissance rapide du marché des VÉ comporte plusieurs incertitudes relatives, notamment, à l'évolution de la technologie, au comportement des électromobilistes et à la recharge à domicile, qui ont un impact direct sur la planification du déploiement des BRCC, eu égard à l'ensemble des variables et paramètres du Projet. Ces incertitudes modifient les paramètres financiers et se répercutent dans l'évaluation des impacts économiques et financiers du Projet. D'ailleurs plus on s'éloigne dans le temps, plus ces incertitudes rendent difficile l'examen de la Régie qui porte sur l'établissement de la juste valeur des actifs utiles et prudemment acquis et la détermination des dépenses nécessaires à l'exploitation du réseau public de BRCC.

[168] La Régie note l'approche prudente du Distributeur qui prévoit un déploiement adapté et progressif basé sur l'expérience acquise du déploiement effectué par Circuit électrique. Prenant en compte l'évolution rapide de la technologie en matière d'électrification des transports, la Régie juge toutefois qu'il est justifié d'anticiper que des ajustements de natures diverses peuvent survenir sur un horizon de 10 ans.

[169] La Régie estime que l'effet cumulatif anticipé de ces ajustements est susceptible d'entraîner une hausse ou une baisse des ventes de VÉ anticipées et, par conséquent, des ventes d'électricité qui y seraient associées, s'écartant d'autant du scénario présenté par le Distributeur.

Les incertitudes entourant les ventes d'électricité ont amené la Régie à n'approuver le projet que pour les premières années du déploiement, demandant au Distributeur de lui présenter une mise à jour des hypothèses ultérieurement³⁹.

[188] En conséquence, la Régie établit la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles à l'exploitation du service public de recharge pour véhicules électriques et détermine les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer l'exploitation du service public de recharge rapide pour véhicules électriques, tels que présentés dans la preuve du Distributeur, jusqu'au 31 mars 2021.

[189] Au-delà de cette période, la Régie ordonne au Distributeur de lui présenter une mise à jour de ses hypothèses et du plan de déploiement du Projet, dans le cadre d'un dossier spécifique conformément au cadre et au traitement réglementaires alors en vigueur, afin de lui permettre d'établir la juste valeur

³⁹ Ce qui ne se fera pas, au mieux et on ne sait comment, avant le dossier tarifaire 2025-2026 étant donné l'adoption du PL34.

des actifs et de déterminer la valeur des dépenses nécessaires afférentes à la poursuite du Projet.

Or, dans le dossier en cours, le Distributeur ne présente pas, à notre connaissance, de mise à jour de ses hypothèses. La prévision de la demande d'électricité réalisée par le Distributeur continue de reposer sur le nombre et le type de véhicules électriques sur les routes, le nombre de kWh par km parcouru et le nombre de km par véhicule. En outre, la pandémie actuelle risque d'avoir un impact sur le nombre de véhicules vendus et le nombre de km parcourus, et ce pendant de nombreuses années.

Les prévisions de la BNEF⁴⁰ sont loin d'être optimistes. BNEF anticipe une deuxième vague de victimes de Covid-19 et ne s'attend pas à une reprise des ventes mondiales d'automobiles avant cing ans, prévoyant même une diminution du nombre de kilomètres parcourus jusqu'en 2023.⁴¹ (nos soulignés)

Le Tableau 4 présente la prévision du nombre de véhicules électriques qui seront sur les routes du Québec pour chacune des années d'ici 2029. Si les appréhensions de BloombergNEF s'avéraient, la progression du nombre de véhicules d'ici 2025 pourrait être lente alors que rien ne permet de prévoir une forte reprise des ventes au-delà. D'autant plus que dans la période post pandémie, les gouvernements pourraient revoir leurs priorités budgétaires et limiter leurs subventions à l'achat de véhicules électriques.

Tableau 4
PRÉVISION DU NOMBRE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES⁴²

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Véhicules électriques	91 585	124 960	165 010	213 960	271 810	340 785	411 985	478 825	552 897	635 000
VEÉ	49 718	73 191	103 721	143 659	194 150	262 404	329 588	383 060	442 318	508 000
VHR	41 867	51 769	61 289	70 301	77 660	78 381	82 397	95 765	110 579	127 000

Nous croyons qu'à défaut d'analyser le présent plan sur la base du scénario faible de prévision de la demande et compte tenu des impacts de la pandémie sur les ventes de voitures, la prévision des ventes associées à l'électrification des transports devrait être revue considérablement à la baisse tout comme la prévision de la puissance en pointe associée à la recharge des véhicules d'autant plus qu'il est possible que la diffusion plus importante du télétravail ait un impact sur la contribution de la recharge en pointe puisque les clients auront le loisir de recharger leur voiture en tout temps. **À défaut d'une analyse fine qui pourrait être présentée par le Distributeur dans sa mise à jour de prévision de septembre, nous recommandons à la Régie de**

⁴⁰ BloombergNEF.

⁴¹ <https://www.aveq.ca/actualiteacutes> (consulté le 19 mai 2020).

⁴² HQD-5, document 11, page 4.

retrancher 100 MW des besoins en puissance associés au transport électrique soit le quart des besoins actuellement prévus.

1.3 Culture du cannabis

Le Distributeur anticipe une hausse des ventes en lien avec les activités de serriculture allant de 0,3 TWh en 2019 à 1,2 TWh en 2029.⁴³ À terme, ce sont 258 MW qui seront nécessaires pour alimenter les serres.⁴⁴ Comme le Tableau 5 le précise, les ventes d'électricité destinée à production en serre de cannabis expliquent essentiellement la croissance de la demande prévue.

**Tableau 5
PRÉVISION DES VENTES POUR LA CULTURE EN SERRES⁴⁵**

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Serres vivrières</i>	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
<i>Serres de cannabis (récréatif et pharmaceutique)</i>	0.2	0.5	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Total	0.4	0.7	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

Or, l'industrie de la culture du cannabis en serre ne s'avère pas aussi rentable qu'anticipé.⁴⁶ En outre, la culture extérieure du cannabis, moins coûteuse, est désormais permise par le gouvernement et pourrait être plus intéressante pour les producteurs⁴⁷. Autrement dit, la croissance de la demande d'électricité destinée à la culture en serre de cannabis sera vraisemblablement plus faible que prévu compte tenu des difficultés financières des producteurs actuels,⁴⁸ mais surtout de la concurrence de la culture extérieure dont le Distributeur n'a pas tenu compte dans sa prévision.⁴⁹ **À défaut d'une analyse fine qui pourrait être présentée par le Distributeur dans sa mise à jour de prévision de septembre, nous recommandons à la Régie de retrancher 60 MW des besoins en puissance associés à la culture du cannabis en serre soit le quart des besoins actuellement prévus⁵⁰.**

⁴³ HQD-2, document 2, page 13.

⁴⁴ HQD-2, document 2, page 32.

⁴⁵ HQD-5, document 11, page 7.

⁴⁶ Voir <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1478895/faillites-cannabis-marijuana-producteurs-protection-creanciers> et <https://www.lapresse.ca/affaires/entreprises/202003/04/01-5263338-canopy-growth-elimine-500-emplois.php> (consulté le 20 mai 2020).

⁴⁷ <https://www.lesaffaires.com/secteurs-d-activite/commerce-de-detail/des-producteurs-de-cannabis-attendent-leur-licence-pour-cultiver-en-plein-air/610358> (consulté le 20 mai 2020).

⁴⁸ Sans compter les impacts de la récession actuelle et post pandémie sur la consommation de cannabis récréatif.

⁴⁹ HQD-5, document 11, page 6.

⁵⁰ HQD-5, document 11, page 6.

2 Filiale Hilo

2.1 Contrat de gré à gré

Le 16 octobre 2019, avant même que la convention cadre et le contrat de service-gestion de la demande en puissance liant Hilo et le Distributeur de gré à gré⁵¹ ne soient signés par les deux parties⁵², Hydro-Québec créait la surprise en annonçant le lancement de la marque Hilo⁵³, projet de filiale sur lequel elle travaillait depuis des années avec l'IREQ.⁵⁴ Comme nous l'apprenons plus précisément dans le présent dossier, la filière d'Hydro-Québec contribuera, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, à réduire la demande en puissance des clients résidentiels.

Le Distributeur fournit une explication qui nous semble circulaire indiquant qu'il a l'obligation de procéder à un appel d'offres pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Mais que ce n'est pas le cas avec Hilo puisque le service offert par cette dernière vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur. Il ne peut donc s'agir d'un « contrat d'approvisionnement en électricité » au sens de la LRÉ.⁵⁵

Nous sommes d'avis que le Distributeur joue sur les mots et interprète la LRÉ à sa faveur dans le but de permettre à Hydro-Québec de faire ce que bon lui semble en matière de commercialisation de services énergétiques incluant les profits qui les accompagnent. **La preuve du Distributeur ne nous a donc pas convaincus que le contrat avec Hilo respecte la LRÉ et sur cette base, nous recommandons à la Régie de refuser la contribution d'Hilo au plan d'approvisionnement et de ne pas en reconnaître les coûts.**

Même si le contrat de gré à gré entre Hilo et le Distributeur respectait la LRÉ, nous sommes également d'avis que, puisque Hilo est une filiale d'Hydro-Québec qui échappe à la juridiction de la Régie, le Distributeur aurait pu et dû, par soucis de transparence, procéder par appel d'offres pour acquérir des approvisionnements en puissance en respectant l'article 74.1 de la LRÉ. Rappelons que la procédure d'appel d'offres doit permettre de répondre aux besoins énergétiques au prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées. Cette

⁵¹ Vraisemblablement sans qu'Hydro-Québec ait publié un avis d'intention de conclure une entente de gré à gré avec Hilo tel que le stipule la Loi sur l'Autorité des marchés publics voir HQD-5, document 8, page 17.

⁵² HQD-5, document 3, Annexe 1, page 13 de la convention.

⁵³ <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1552/lenergie-devient-intelligente-avec-hilo-nouvelle-marque-dhydro-quebec/> (consulté le 5 mai 2020).

⁵⁴ <https://www.lapresse.ca/affaires/2019/10/15/01-5245521-hydro-quebec-lance-une-nouvelle-filiale.php> (consulté le 5 mai 2020).

⁵⁵ HQD-5, document 6, page 7.

assurance permet d'intégrer les coûts d'acquisition des approvisionnements aux revenus requis du Distributeur. À tout le moins, nous devrions nous attendre à ce que le Distributeur démontre qu'il exige des fournisseurs avec lesquels il s'entend de gré à gré qu'ils répondent aux mêmes critères exigés par la Régie de l'énergie en ce qui concerne les producteurs d'électricité, particulièrement en ce qui concerne l'obtention du meilleur prix possible.⁵⁶

Il va sans dire que ce contrat de gré à gré coupe l'herbe sous le pied de la Régie qui avait l'habitude, dans le cadre des dossiers tarifaires ou de plan d'approvisionnement, d'examiner en détail et approuver les programmes d'efficacité énergétique à la pièce en favorisant « la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif ». La Régie surveillait également l'impact tarifaire des programmes « afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif ».

Le Distributeur échappe aux questions de la Régie et des intervenants concernant l'ensemble des activités d'Hilo puisque, comme il l'indique dans les extraits suivants, ce ne sera pas lui qui sera maître d'œuvre des activités, mais bien Hilo.

Qui, du Distributeur ou d'Hilo, établira les paramètres applicables aux biens et services mis en marché par Hilo? Par exemple, qui établira les montants des aides financières pour l'installation des outils technologiques, le cas échéant? Qui décidera si l'effacement lors d'une période de pointe est volontaire ou obligatoire? Qui établira les conditions d'admissibilité des participants? Etc.

Réponse :

Tous les paramètres applicables aux biens et services mis en marché par Hilo sont sous sa responsabilité, sous réserve des conditions d'admissibilité définies à la section 6 du contrat, déposé à l'annexe A de la pièce HQD-5, document 3.⁵⁷

Ou encore,

14.1 Veuillez justifier plus en détail la prime de 0,05 \$/kWh effacé que reçoit un client participant à l'offre d'Hilo comparativement à la rétribution pour un effacement de l'option de crédit hivernal au tarif D.

Comme mentionné en réponse à la question 12.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), les décisions relatives à la rétribution des participants, de même que la forme ou

⁵⁶ HQD-1, document 1, page 13.

⁵⁷ HQD-5, document 7, page 58.

la valeur de celle-ci, est du ressort d'Hilo et non de celui du Distributeur. Par conséquent, ce dernier n'est pas en mesure de justifier la prime reçue par les clients participants à Hilo.⁵⁸

Et finalement, dans la réponse du Distributeur à la demande de la Régie apparaissant dans la décision D-2019-1571 de fournir un complément de preuve sur Hilo qui inclut la ventilation annuelle du nombre de participants, selon les hypothèses utilisées, entre la clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et institutionnelle, précisant le type de charge (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, et autres charges pouvant faire l'objet d'un effacement).

Hilo a la responsabilité de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles convenues avec le Distributeur, en sollicitant le nombre de clients requis et en assurant un effacement par participant suffisant afin d'atteindre les cibles de réduction de puissance pendant les plages horaires spécifiées par le Distributeur.⁵⁹

Autrement dit, la mise en œuvre d'activités et de services par une filiale d'Hydro-Québec via un contrat de gré à gré a pour conséquence de soustraire le Distributeur à un examen minutieux de ses activités, ce qui s'ajoute aux impacts de l'adoption du PL34. La Régie ne peut plus vraiment veiller pleinement aux intérêts des consommateurs. À cet égard, la volonté du Distributeur d'agir en dehors du cadre réglementaire est claire.

Le Distributeur rappelle que le contrat avec Hilo est déjà en vigueur et que le présent dossier ne constitue pas une demande d'approbation de celui-ci. Il ne s'agit pas non plus de renégocier ni d'amender celui-ci. La Régie devra voir si les prévisions concernant Hilo contenues au plan d'approvisionnement présenté par le Distributeur sont robustes et permettront de satisfaire les besoins des marchés québécois sur cet horizon.⁶⁰

Le Distributeur a pourtant anticipé que la Régie ou les intervenants ne l'entendraient pas de la même manière que lui à ce propos. C'est pourquoi les articles 4 de la Convention-cadre et du Contrat de service – Gestion de la demande en puissance⁶¹ reconnaissent les compétences de la Régie pour réviser la convention cadre et la rémunération de Hilo.

⁵⁸ HQD-5, document 11, page 25.

⁵⁹ HQD-4, document 1, page 7.

⁶⁰ B-0072, page 2.

⁶¹ HQD-5, document 3, annexe A.

2.2 Apparence de conflits d'intérêts

La filiation entre Hilo et le Distributeur place ce dernier en situation de conflit d'intérêts. D'une part, il n'existe pas de code d'éthique pour encadrer les relations entre Hilo et le Distributeur comme il en existe un dans le contexte d'un appel d'offres auprès des fournisseurs d'énergie. Ce code d'éthique énonce les principes que le Distributeur doit respecter dans la conduite d'appels d'offres ainsi que dans ses activités courantes pour éviter de conférer au Producteur, à une société affiliée à Hydro-Québec qui agit à titre de fournisseur d'électricité ou à tout autre fournisseur un avantage par rapport aux autres fournisseurs.⁶² C'est ainsi que nous interprétons la réponse suivante du Distributeur :

2.3 Veuillez indiquer s'il y a un code de conduite ou un code d'éthique régissant les rapports entre le Distributeur et Hilo.

Réponse :

Dans le cadre du contrat, Hilo est assujettie aux mêmes règles de conduite en matière de service à la clientèle, de confidentialité et de protection des renseignements personnels que celles que doit respecter le Distributeur. L'application de ces règles est suivie dans le cadre de la gestion du contrat par le Distributeur.⁶³

En outre, le Distributeur ne semble plus avoir pour objectif de répondre aux besoins énergétiques de ses clients au plus bas coût possible puisqu'il pourrait favoriser les effacements fournis par Hilo au détriment de moyens de gestion de la demande moins coûteux. C'est ainsi que nous interprétons la réponse suivante du Distributeur :

2.21 Advenant que la pandémie de la maladie à coronavirus entraîne une baisse de 2000 MW du besoin en puissance sur tout l'horizon du plan, veuillez indiquer quel moyen de gestion de la demande en puissance le Distributeur réduirait en premier dans la perspective de minimisation des coûts.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre de façon précise à une question sur un scénario hypothétique. Toutefois, il confirme que les moyens de GDP offrent en effet une flexibilité pour faire face à une diminution des besoins prévus en puissance. Par exemple, le déploiement anticipé du

⁶² http://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/code_240701_fr.pdf (consulté le 6 mai 2020).

⁶³ HQD-5, document 3, page 5.

programme GDP Affaires ou des modifications prévues aux options d'électricité interruptible pourraient être ralentis ou retardés. De plus, la contribution en puissance des adhésions annuelles aux options d'électricité interruptible pourrait être revue à la baisse.⁶⁴

En effet, bien qu'il s'agisse d'un scénario hypothétique de diminution des moyens de gestion en puissance, les exemples du Distributeur font abstraction de la possibilité de diminuer la contribution de Hilo. Le Distributeur évite également de faire référence à la minimisation de coûts d'approvisionnement même si la question y fait référence. En fait, cela n'a rien d'étonnant puisqu'il élude la question de minimisation des coûts d'approvisionnement même si on lui pose la question directement.

2.18 Veuillez confirmer que le Distributeur continue de poursuivre l'objectif de gestion de la demande en puissance au moindre coût.

Réponse :

Le Distributeur mise en effet sur le développement des moyens de gestion de la demande de puissance pour combler ses besoins en puissance et reporter l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il existe une diversité de coûts entre les moyens de GDP dont il dispose, mais le Distributeur doit s'appuyer sur l'ensemble de ces moyens compte tenu de ses besoins de puissance.⁶⁵

Ceci nous amène à envisager que dans la possibilité où des besoins moindres de gestion de la demande sur l'horizon du plan s'avéraient (par exemple en supposant une diminution importante des besoins en puissance en raison des impacts de la pandémie actuelle), le Distributeur pourrait être enclin à favoriser des effacements via Hilo au détriment de moyens de gestion de la demande moins coûteux.

Dans ce contexte, nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur

- **le dépôt d'un code d'éthique formel régissant ses relations avec Hilo afin d'éviter tout conflit d'intérêts au détriment des clients**
- **un engagement formel de minimiser ses coûts de gestion de la demande dans le respect des critères de fiabilité**
- **un rapport détaillé des moyens de gestion utilisés dans le cadre des suivis annuels du plan.**

⁶⁴ HQD-5, document 6, page 16.

⁶⁵ HQD-5, document 6, page 15.

2.3 Rentabilité des mesures pour les clients (participants)

Dans sa décision sur la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur, la Régie écrivait :

[94] La Régie est satisfaite de l'intention du Distributeur de se doter de mesures de gestion de la demande qui seront disponibles d'ici 2025, et ce, dans la mesure où le Distributeur démontre la rentabilité des montants qu'il investit dans ces programmes et des budgets qu'il consacre aux approvisionnements qui y sont associés.⁶⁶

De toute évidence, le recours à la filiale Hilo évite au Distributeur de démontrer la rentabilité des montants qu'il investit dans les programmes de gestion de la demande particulièrement pour le client participant auquel on annonce un service clé en main qui, en plus de l'aider à réduire sa consommation d'énergie, lui remet de l'argent. C'est presque trop beau ! (voir la Figure 3).

Figure 3
EXTRAIT DU SITE WEB DE HILO⁶⁷



Alors qu'Hilo affirme sans équivoque les gains sur la facture, le Distributeur est moins affirmatif dans le présent dossier à ce propos.

⁶⁶ D-2017-140.

⁶⁷ Consulté le 4 mai 2020.

D'autre part, les clients participants recevront des conseils personnalisés et devraient également réaliser des économies d'énergie, lesquelles leur permettront de réduire leur facture d'électricité. Ces économies potentielles s'ajouteront aux compensations qui seront versées par Hilo.⁶⁸

Ainsi donc, le Distributeur abdique sa responsabilité d'assurer une rentabilité à ses clients qui deviendront clients de Hilo, une filiale qui utilise le nom d'Hydro-Québec (*Dites allo à Hilo, le prochain grand projet énergétique du Québec, propulsé par Hydro-Québec*⁶⁹).

Hilo est responsable de mettre en œuvre les moyens administratifs, financiers, commerciaux et techniques de son choix pour répondre aux exigences du Distributeur, incluant une rétribution aux clients participants selon la forme et la valeur qu'il juge nécessaire pour l'atteinte des cibles de réduction de puissance convenues avec le Distributeur. Le Distributeur n'est pas impliqué dans la détermination de la compensation aux clients participants.⁷⁰

Nous croyons que Hilo ne peut avoir le beurre et l'argent du beurre soit obtenir un contrat sans appel d'offres auprès du Distributeur, une entité réglementée, et profiter commercialement de sa filiation avec le Distributeur en offrant des biens et services avec promesses de réduction de facture⁷¹.

Le Distributeur croit important de souligner que la rémunération d'Hilo n'est pas dérivée du coût évité. Le coût évité fait partie des éléments permettant de juger du caractère raisonnable du coût de la mesure par rapport aux bénéfices qu'en tire le Distributeur. Or, sa conclusion est à l'effet que l'ensemble de ces bénéfices, pécuniaires et non pécuniaires, se compare avantageusement au coût.

Le Distributeur insiste sur l'importance qu'il accorde au déploiement d'une activité structurante permettant à sa clientèle de contribuer à la transition énergétique, comme il le soulignait en réponse à la question 10.19 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).⁷²

⁶⁸ HQD-5, document 1, page 45.

⁶⁹ <https://www.hiloenergie.com/fr-ca/notre-raison-detre/> (consulté le 7 mai 2020).

⁷⁰ HQD-4, document 1, page 8.

⁷¹ À notre avis, l'histoire d'HydroSolution se répète sous un vernis de légalité. Voir HQD-5, document 11, page 35.

⁷² HQD-5, document 3, page 10.

Il serait déplorable que les clients d'Hilo, après avoir investi de bonne foi pour des équipements et accessoires sous une apparente promesse de réaliser des économies, soient non seulement perdants dans cette histoire, mais surtout laissés sans protection réglementaire.

Nous croyons utile ici d'établir un parallèle avec la problématique de rentabilité du tarif DT à laquelle sont confrontés des milliers de clients qui se trouvent à avoir une facture énergétique plus élevée en chauffant en mode biénergie au tarif DT que s'ils chauffaient tout à l'électricité en étant facturés au tarif D. À maintes reprises nous avons porté cet enjeu devant la Régie⁷³, insistant sur le fait que le Distributeur faisait la promotion du tarif DT sur la promesse d'économies pour les clients. À la suite de nos représentations devant la Régie, le Distributeur a procédé à des inspections chez les clients.

C'est plutôt s'assurer que le client, est-ce qu'il fonctionne? Est-ce qu'il a bien compris le tarif? Est-ce que c'était parce qu'il n'avait pas de mazout ? Ou est-ce que l'équipement est défectueux ou quelque chose comme ça? Qui fait en sorte qu'il consomme en période de pointe, alors qu'il devrait s'effacer normalement, comme un autre client. Et évidemment, on va lui suggérer que s'il n'a pas l'intention de fonctionner en mode biénergie, il serait préférable pour lui d'être au tarif D Ça fait qu'on va lui...c'est le but surtout de ça.⁷⁴

Plus encore, le Distributeur indique clairement sur son site Web que le tarif DT est « généralement plus économique que le tarif D » comme le démontre la Figure 4.

⁷³ Voir par exemple, R-4057-2018, C-UC-0010, section 3.1.

⁷⁴ R-3933-2015, A-0045, page 246.

Figure 4
EXTRAIT DU SITE WEB DU DISTRIBUTEUR – TARIF DT⁷⁵



Généralement plus économique que le tarif D

Sur une base annuelle, le tarif DT est généralement plus économique que le tarif D pour le client biénergie qui utilise la bonne source d'énergie au bon moment. Il faut cependant savoir que selon vos habitudes de consommation, [le tarif DT peut s'avérer plus cher](#) que le tarif D.

Nous ne pouvons concevoir qu'Hilo agira sans obligation de résultat pour les clients du Distributeur. C'est pourquoi nous recommandons à la Régie de requérir du Distributeur que le contrat le liant à Hilo comporte spécifiquement une exigence de démonstration de rentabilité de ses produits et services.

2.4 Risque d'approvisionnement

Le Distributeur indiquera en octobre prochain l'effacement en puissance que Hilo doit livrer pour l'hiver 2020-2021⁷⁶. Comme le stipule l'article 7.1 du contrat de service reproduit ci-dessous, Hilo devrait pouvoir livrer jusqu'à 56,7 MW d'effacement.

7.1 Cibles prévisionnelles de réduction prévisionnelles du contrat est intitulé

Le tableau ci-dessous illustre les cibles de réduction de puissance à atteindre par l'Agrégateur pour les années indiquées ci-dessous :

Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
MW	1,8	56,7	124,3	274,7	427,9	485,7	529.1	574.1	595.8	620.7

L'Agrégateur doit mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles réductions de puissance identifiées dans le présent tableau.

⁷⁵ <http://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-dt.html> (consulté le 19 mai 2020).

⁷⁶ HQD-4, document 1, page 7.

Il est possible que le Distributeur n'ait pas besoin de l'effacement d'Hilo compte tenu des impacts de la pandémie sur la demande, mais nous comprenons que Hilo doit de toute façon avoir mis en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles réductions. En revanche, on peut s'interroger sur la vraisemblance qu'Hilo puisse livrer l'effacement « illustratif » de 56,7 MW l'hiver prochain compte tenu des mesures de confinements encore en place. Par exemple, en supposant qu'un participant procure un effacement moyen de 2 kW⁷⁷, une installation de produits devra avoir été réalisée chez près de 30 000 clients du Distributeur d'ici l'hiver 2020 pour obtenir un effacement de 56,7 MW, ce qui pourrait être difficile à réaliser dans le contexte actuel⁷⁸. En outre, un retard possible dans le déploiement initial, sur quelques années peut-être, pourrait se répercuter sur l'horizon du contrat. Cette incertitude s'ajoute à celle inhérente à la période de rodage⁷⁹.

Hilo ne prend aucun engagement de long terme⁸⁰, son seul engagement étant de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles présentées à l'article 7.1. Nous croyons cet engagement, qui ressemble à une promesse sur l'honneur, nettement insuffisant. **Afin d'éliminer les risques que l'effacement ne soit pas au rendez-vous lorsque nécessaire nous recommandons à la Régie de requérir du Distributeur que le contrat de service qui le lie à Hilo inclue une exigence de démonstration annuelle que les moyens nécessaires pour atteindre les cibles qui apparaissent à l'article 7.1 ont été mis en place. Cette démonstration serait produite dans le cadre du suivi du plan.**

⁷⁷ HQD-4, document 1, page 8.

⁷⁸ La diffusion du télétravail pourrait rendre les produits et services d'Hilo moins attrayants.

⁷⁹ HQD-5, document 4, page 34.

⁸⁰ HQD-5, document 6, page 13.

Annexe 1

Tableau A1- 1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN 2004-2014 (TWh)⁸¹

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Domestique et Agricole	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	60,9	61,0	61,4
Général et Institutionnel	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	33,8	34,0	34,2
Industriel PME	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	11,6	11,7	11,9
Industriel Grandes entreprise	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	70,8	71,0	71,4
Autres	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8

1 Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques.

2 Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

Tableau A1- 2
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN 2007-2017 (TWh)⁸²

	2007 ¹	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croissance TWh	2007-17 tx annuel moyen
Domestique et Agricole	59,2	60,3	60,1	60,5	61,0	61,7	61,9	62,3	62,7	63,4	63,6	4,5	0,7%
Général et Institutionnel	34,2	34,9	35,2	35,7	36,0	36,5	36,7	37,0	37,3	37,8	38,1	3,9	1,1%
Industriel PME	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	9,6	9,8	9,9	0,6	0,7%
Industriel Grandes entreprises	64,1	61,4	63,8	66,1	66,5	67,4	67,9	68,4	68,9	69,5	69,8	5,7	0,9%
Autres	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8	170,9	173,6	176,8	178,0	180,3	181,3	182,6	184,0	185,9	186,9	15,1	0,8%
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	13,5	12,9	13,1	13,4	13,4	13,5	13,6	13,7	13,7	13,9	14,0	0,5	0,3%
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2007	185,3	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8	15,5	0,8%
	186,2												

1 Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2007, normalisées pour les conditions climatiques.

⁸¹ R-3550-2004, HQD-2, Document 1, page 18.

⁸² R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 14.

Tableau A1- 3
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE
SCÉNARIO MOYEN 2010-2020 (TWh)⁸³

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-20 tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	67,9	68,3	68,9	6,0	0,9%
Commercial et institutionnel	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	35,6	35,7	36,0	1,2	0,3%
Industriel PME	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,0	-0,8	-0,9%
Industriel grandes entreprises	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0%
Autres	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	0,2	0,4%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7%
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	13,2	13,2	13,2	13,2	13,3	13,6	13,8	13,8	13,9	13,9	13,9	0,7	0,5%
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2010	185,0	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3	13,3	0,7%
	180,9												

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

Tableau A1- 4
PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE 2013-2023 (EN TWH)⁸⁴

En TWh	2013 ¹	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance TWh	2013-23 tx annuel moyen
Résidentiel et Agricole	65,5	65,7	66,0	66,7	67,1	67,8	68,3	69,3	69,5	70,0	70,5	5,0	0,7%
Commercial et Institutionnel	35,2	35,4	35,6	35,9	36,0	36,1	36,3	36,5	36,6	36,7	36,7	1,5	0,4%
Industriel PME	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	0,4	0,4%
Industriel Grandes entreprises	57,0	54,3	52,8	53,6	53,7	54,2	57,4	58,4	58,6	59,1	59,8	2,8	0,5%
Autres	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	172,1	170,0	169,0	171,1	171,7	173,2	177,1	179,3	179,8	181,0	182,2	10,1	0,6%
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	13,8	13,7	13,5	13,7	13,7	13,8	14,1	14,3	14,2	14,3	14,4	0,6	0,4%
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2013	185,9	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6	10,7	0,6%
	185,2												

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2013, normalisées pour les conditions climatiques.

⁸³ R-3748-2010, HQD-1, Document 1, page 16.

⁸⁴ R-3864-2013, HQD-1, document 1, page 12

Tableau A1- 5
PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE 2016-2026 (EN TWH)⁸⁵

En TWh	2016 ¹	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26 TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	68,7	68,7	69,0	4,3	0,6%
Commercial et institutionnel	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	38,8	38,9	39,2	2,6	0,7%
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-0,1	-0,2%
Industriel grandes entreprises	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	53,8	53,8	53,9	0,5	0,1%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6	0,4%
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8	0,3	0,2%
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2016	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0	7,7	0,4%
	181,6												

¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques

Tableau A1- 6
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES EN ÉNERGIE 2019-2029 (EN TWH)⁸⁶

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7	70,1	70,8	70,8
Commercial	44,4	45,9	49,1	51,2	52,1	52,8	52,8	51,2	50,6	51,1	51,2
Dont:											
Commercial et institutionnel	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
Réseaux municipaux et Éclairage public	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
Industriel	59,9	63,6	63,8	63,7	63,6	63,6	63,2	62,4	62,2	62,2	61,8
Dont:											
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
Industriel grandes entreprises	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
Alumineries	19,0	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0	23,0	23,1	23,0
Pâtes et papiers	12,1	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
Pétrole et chimie	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,2	4,1	4,0
Mines	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
Sidérurgie, fonte et affinage	7,4	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Autres industriel grandes entreprises	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8

Notes:

¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

⁸⁵ R-3986-2016, HQD-1, document 1, page 10.

⁸⁶ R-4110-2019, HQD-2, document 2, page 24.