

R-4110-2019
Demande d’approbation du plan d’approvisionnement 2020-2029

Mémoire du RNCREQ
24 juillet 2020

Version caviardée

Tables des matières

Avant-propos.....	2
1. Réseau intégré	2
1.1. Bilans prévisionnels et stratégies pour y répondre	2
1.1.1. Imprécisions du bilan prévisionnel	2
1.1.1.1. Conséquences de la crise sanitaire sur la prévision des besoins en puissance....	2
1.1.1.2. Incertitudes quant aux approvisionnements.....	3
1.1.2. Efficacité énergétique	6
1.1.3. GDP – Chauffe-eau.....	12
1.2. Les approvisionnements en achat de court terme	16
2. Réseaux autonomes	22
2.1. Conversion des réseaux autonomes	22
Annexe 1	24
Annexe 2	27

Avant-propos

Comme annoncé dans sa DDI, en plus des sujets traités dans le présent mémoire, le RNCREQ intervient sur les sujets « Hilo » et « Justification de la solution retenue pour les Iles de la Madeleine ». Conformément à la décision D-2020-084, la preuve du RNCREQ sur ces sujets sera déposée ultérieurement.

1. Réseau intégré

1.1. Bilans prévisionnels et stratégies pour y répondre

1.1.1. Imprécisions du bilan prévisionnel

1.1.1.1. Conséquences de la crise sanitaire sur la prévision des besoins en puissance

La preuve du Distributeur, incluant les bilans prévisionnels en énergie et en puissance, a été déposée avant l'écllosion de la pandémie de la COVID-19, qui a provoqué un ralentissement considérable de l'économie à l'échelle mondiale. Dans sa DDR, le RNCREQ s'est enquis des effets de la crise sanitaire sur les prévisions du Distributeur et de la nécessité de les mettre à jour. Le Distributeur répond :

Pour ce qui est de l'impact de la Covid-19, le Distributeur est d'avis qu'il s'agit d'un événement temporaire dont les effets seraient ressentis au début de la période couverte par le Plan. Après quoi, le Distributeur anticipe que les ventes reviendraient près du niveau de la prévision au dossier. D'autre part, le Distributeur juge que ce type d'événement est couvert par le biais de ses scénarios d'encadrement. Par conséquent, le Distributeur ne voit pas le besoin, à ce moment-ci, d'effectuer une mise à jour de sa prévision. (...) Néanmoins, le Distributeur continue de suivre l'évolution de la situation et sera en mesure de statuer sur les paramètres de la reprise plus tard cette année. A priori, il estime que sa prévision des besoins et les stratégies d'approvisionnement qui en découlent, telles que définies dans le Plan, sont encore valides.

Enfin, le Distributeur travaille à quantifier l'impact de la COVID-19 sur les ventes d'électricité et compte intégrer ses constats dans la mise à jour de sa prévision produite pour l'État d'avancement 2020.¹

Le RNCREQ ne partage pas l'avis du Distributeur, notamment à la lumière des plus récentes prévisions du Fonds monétaire international (FMI) qui prévoit maintenant une récession mondiale de 4,9% pour l'année 2020-2021, alors qu'il prévoyait 3% en avril. Pour le Canada, le FMI prévoit une contraction de 8,4 % cette année et une reprise de 4,9 % en 2021.² Toutefois, il faut reconnaître

¹ R-4110-2019, [B-0046](#), HQD-5, Doc. 7, p. 4, R1.1

² Le Devoir, [Le FMI prévoit une récession mondiale plus sévère que ce qui était prévu](#), 25 juin 2020.

la très grande incertitude qui entoure ces prévisions, étant donné que la trajectoire future de la pandémie demeure largement inconnue.

Force est de constater que le scénario de croissance sur lequel s'appuyaient les prévisions du Distributeur ne se réalisera vraisemblablement pas. Une mise à jour des prévisions du Distributeur tenant compte des impacts de la COVID-19 s'avère donc impérative, une position partagée par plusieurs intervenants, dont certains demandent, la suspension du dossier en l'attente de cette mise à jour. Dans sa décision D-2020-070, la Régie estime qu'il est prématuré de spéculer sur les impacts de la pandémie de COVID-19 sur la demande d'électricité et n'ordonne par conséquent pas au Distributeur de mettre à jour ses prévisions de la demande dès maintenant. Elle note l'intention du Distributeur de fournir une mise à jour dans le prochain état d'avancement du Plan, tout en l'informant qu'il est possible qu'elle lui demande des informations complémentaires d'ici la tenue de l'audience.³

La décision D-2020-070 ne doit pas être interprétée comme signifiant que la Régie cautionne l'affirmation du Distributeur selon laquelle la pandémie est « un événement temporaire dont les effets seraient ressentis au début de la période couverte par le Plan » après lequel « les ventes reviendraient près du niveau de la prévision au dossier. » La Régie affirme plutôt qu'il est « prématuré de spéculer sur les impacts de la pandémie de COVID-19 », ce qui sous-entend qu'elle anticipe qu'il y aura des impacts, mais qu'il est encore trop tôt pour les mesurer.

Depuis plusieurs années, le RNCREQ attire l'attention de la Régie sur le fait que, même si le Distributeur prépare chaque année des fourchettes d'incertitude dans ses prévisions de la demande, sa planification se fait uniquement en fonction du scénario moyen. Or, avec la pandémie, l'incertitude quant à l'avenir est plus grande que jamais. Le scénario d'un vaccin efficace dès l'automne et celui de l'absence d'immunité à long terme suite à une infection sont tous deux plausibles et comporteraient des impacts complètement différents sur l'économie mondiale et provinciale.

Dans ce contexte, il devient encore plus important de planifier en fonction de l'incertitude. Le RNCREQ invite donc à la Régie à insister que le Distributeur développe au moins deux scénarios distincts d'évolution de la demande, tous deux assortis de plans d'action.

1.1.1.2. Incertitudes quant aux approvisionnements

Au chapitre des imprécisions du bilan prévisionnel, le RNCREQ note également des incertitudes du côté des approvisionnements. Celles-ci sont notamment dues au caractère non contraignant des cibles fixées pour Hilo sur la durée du Plan, dont témoignent les réponses suivantes à la DDR #1 du RNCREQ :

- 38.3 Veuillez préciser les réductions qui font l'objet d'un engagement ferme de la part de Hilo, en date d'aujourd'hui.

³ R-4119-2019, [D-2020-070](#), p. 8.

Réponse :

Les contributions d'Hilo au plan d'approvisionnement sont des cibles (prévisions). Les engagements de réduction de puissance sont communiqués au Distributeur, par Hilo, une fois par année, avant la période d'hiver, en fonction du nombre de participants inscrits aux services d'Hilo.

(...)

39.9 Existe-t-il des pénalités en vertu du contrat si les engagements fermes confirmés annuellement ne sont pas à la hauteur des montants inscrits dans le Plan? Veuillez préciser et élaborer.

Réponse :

Il n'y a pas de pénalités pour les écarts entre les engagements annuels et ces cibles. Cependant, si Hilo ne respecte pas l'engagement annuel de réduction de puissance pris avec le Distributeur, il devra fournir les justificatifs et produire un plan d'action pour assurer l'atteinte des cibles futures. De plus, une pénalité est prévue au contrat pour tout écart entre l'engagement annuel et la réduction de puissance réalisée.

Si le plan d'action ne peut rassurer le Distributeur quant à l'atteinte des cibles futures, celui-ci pourra ajuster, à la baisse, la contribution d'Hilo prévue au contrat. (...)⁴

Enfin, bien que le Distributeur affirme que « Si Hilo est en défaut de respecter ses obligations prévues au contrat, le Distributeur se réserve le droit de le résilier »⁵, la non-atteinte des cibles prévues dans le plan d'approvisionnement ne constitue pas un défaut à la Convention-cadre.

Dans sa DDR #2, la Régie demande au Distributeur comment il peut affirmer que la contribution d'Hilo est un moyen d'approvisionnement sûr, compte tenu de l'absence d'engagement à long terme d'Hilo. Dans sa réponse⁶, le Distributeur renvoie à sa réponse 42.1 à la DDR du RNCREQ, qui le « conforte » dans la capacité d'Hilo d'atteindre les cibles prévues au Plan. Dans cette réponse, il avait écrit :

La confiance du Distributeur est attribuable à un ensemble de facteurs, dont ceux énumérés ci-dessus [aux réussites antérieures de Hilo, aux technologies qu'il exploite, à ses gestionnaires, et au fait qu'il est une filiale d'Hydro-Québec]. Comme mentionné en réponse à la question 10.6 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), les résultats préliminaires obtenus à l'hiver 2019-2020 sont très encourageants et renforcent le niveau de confiance du Distributeur quant à l'atteinte des objectifs prévus au plan d'approvisionnement. De plus, durant la période de

⁴ R-4110-2019, [B-0046](#), HQD-5, Doc. 7, p. 45, R38.2 et p. 47-48, R39.9.

⁵ R-4110-2019, [B-0046](#), HQD-5, Doc. 7, p. 48, R39.10.

⁶ R-4110-2019, B-0092, HQD-5, Doc. 1.1, p. 27, R6.2.

rodage, des ajustements de nature technologique, commerciale et opérationnelle pourront être apportés pour assurer l'atteinte des objectifs.

Avec respect, le RNCREQ considère que ce « confort » n'est pas suffisant pour justifier la confiance que montre le Distributeur envers Hilo.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Une autre imprécision existe quant à la contribution interventions en efficacité énergétique et du programme des chauffe-eau, pour lesquels le RNCREQ juge qu'il existe un important potentiel inexploité. Les motifs et recommandations du RNCREQ à cet égard sont exposés aux sections 1.1.2 et 1.1.3 du présent mémoire.

Dans ce contexte, le RNCREQ conclut que **le bilan prévisionnel du Distributeur est imprécis et ne reflète pas suffisamment bien la réalité pour servir de base à une décision qui autoriserait de nouveaux approvisionnements.**

En réponse aux DDR, le Distributeur indique que, tant pour les approvisionnements en énergie qu'en puissance, les appels d'offres doivent être lancés au moins quatre ans avant la mise en service des installations visées.⁸ Selon le bilan de puissance, un approvisionnement de long terme additionnel serait requis à compter de l'année 2025-2026.⁹ En théorie donc, l'appel d'offres pour ce nouvel approvisionnement serait lancé au plus tard en 2021-2022, soit avant l'examen du prochain plan d'approvisionnement. Cependant, le Distributeur évoque plutôt un délai de trois à cinq ans :

⁷ R-4110-2019, B-0080, HQD-5, Doc. 7.2, p. 13, SOUS PLI CONFIDENTIEL.

⁸ R-4110-2019, [B-0046](#), HQD-5, Doc. 7, p. 31; [B-0005](#), HQD-1, doc. 1, p. 13.

⁹ R-4110-2019, [B-0009](#), HQD-2, Doc. 3, p. 18, Tableau 3.2.

Selon les bilans du présent Plan, les approvisionnements disponibles et à venir sont suffisants pour répondre aux besoins en énergie jusqu'en 2026, et en puissance jusqu'en 2025. Ce portrait de la situation tient compte de plusieurs nouvelles mesures d'efficacité énergétique, particulièrement en gestion de la demande de puissance, pour toutes les catégories de clients. Toutefois, d'ici trois à cinq ans, des appels d'offres pourraient être lancés si les besoins prévus se matérialisent.¹⁰

Compte tenu de la fin de certains contrats et de la croissance des besoins, un nouvel approvisionnement de long terme sera requis, à partir de l'hiver 2025-2026 selon le bilan de puissance et de l'année 2027 selon celui d'énergie. Le Distributeur suit de près l'évolution de la situation de l'équilibre énergétique et présentera, au moment opportun, une stratégie visant l'acquisition de nouveaux approvisionnements.¹¹

Il existe donc une certaine contradiction dans les affirmations du Distributeur au sujet de la date d'un éventuel appel d'offres. Toutefois, selon les besoins exprimés dans sa preuve, il est vraisemblable que, si ce Plan est approuvé, un appel d'offres sera lancé avant le prochain dossier du plan d'approvisionnement. Le cas échéant, cet appel d'offres serait lancé sur la base de données imprécises, en l'absence d'une réévaluation de la situation par la Régie et les intervenants.

Dans ces circonstances, **le RNCREQ recommande que la Régie n'approuve pas le Plan d'approvisionnement tant que le Distributeur ne lui aura pas fourni un bilan prévisionnel mis à jour, reposant sur une prévision des effets de la pandémie qui tient adéquatement compte de l'incertitude qui en découle. Le RNCREQ recommande que l'examen du nouveau bilan prévisionnel ait lieu lors d'une phase subséquente de la présente audience publique, qui pourrait par exemple avoir lieu après le dépôt de l'état d'avancement.**

1.1.2. Efficacité énergétique

Lors de l'étude du Plan directeur de TEQ (R-4043-2018), le RNCREQ, dans sa preuve commune avec Option consommateur, observait que les budgets et économies d'énergie associés à l'efficacité énergétique du Distributeur ont progressivement diminué entre 2012 et 2017¹². En 2017, le budget en efficacité énergétique s'établissait à 58,4 M\$, soit seulement 33,8 % du budget de 2012 (173 M\$). Les économies d'énergie générées annuellement ont également diminué : elles étaient de 524 GWh en 2017, soit 52 % des 1 001 GWh économisées en 2012.¹³

Malgré une légère remontée des montants budgétés pour les années 2018 et 2019, le RNCREQ déplorait que, contrairement à Gazifère et Énergir, le Distributeur adoptait une approche de statu quo où l'ampleur des efforts, déjà considérablement diminuée au cours des années précédentes, n'était aucunement augmenté pour la durée du Plan directeur. Cette tendance pour le statu quo s'observe également dans le cadre du présent dossier, où les prévisions des contributions annuelles en efficacité énergétique du Distributeur sont stables sur la durée du plan.

¹⁰ R-4110-2019, [B-0005](#), HQD-1, Doc. 1, p. 13.

¹¹ R-4110-2019, [B-0009](#), HQD-2, Doc. 3, p. 18.

¹² R-4043-2018, [C-RNCREQ-0020](#), pages 16-18.

¹³ Rapports annuels 2012 à 2017 d'HQD.

Tableau extrait de la pièce [B-0007](#), HQD-2, Doc. 2, p. 53 :

TABLEAU 3.12 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Secteurs											
<i>Résidentiel</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Commercial</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Industriel</i>	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Total	0,5										

Le tableau 3.12, qui figure à la pièce B-0007 de la preuve en chef du Distributeur, est significativement plus pessimiste que les tableaux fournis au RNCREQ en réponse à ses DDR 3.2 et 3.3, qui précisent les chiffres derrière la Figure 2.1 de la même pièce.

« Le tableau R-3.2 donne la répartition de la croissance annuelle telle qu'elle est illustrée à la figure 2.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).

TABLEAU R-3.2 :
RÉPARTITION DE LA CROISSANCE ANNUELLE AU SECTEUR RÉSIDENTIEL (GWH)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nouveaux abonnements	525	521	451	418	409	397	393	385	375	363
Taux de diffusion du chauffage des locaux	109	112	112	112	110	106	101	95	88	79
Variables économiques, taux de diffusions et autres	602	21	280	252	534	-82	328	213	511	-114
Véhicules électriques	80	91	102	121	152	169	202	186	189	199
Efficacité énergétique	-587	-512	-455	-418	-384	-350	-321	-295	-271	-251
Réchauffement climatique	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70
Photovoltaïque	-60	-46	-57	-66	-76	-88	-102	-118	-136	-158

(...)

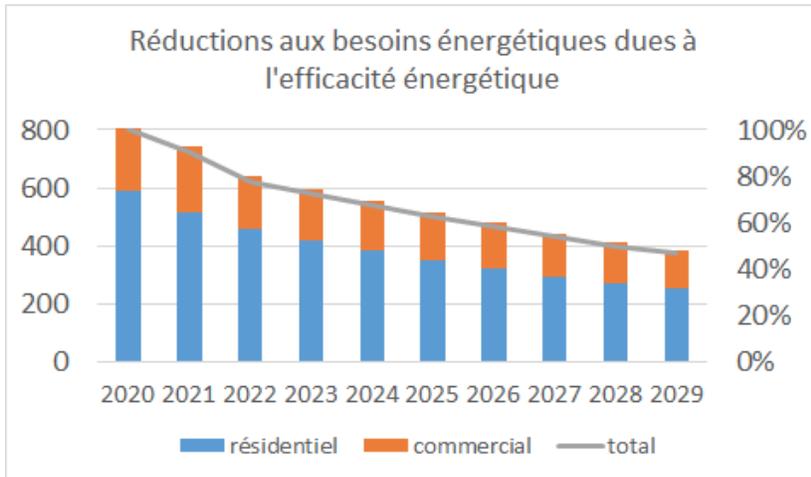
Le tableau R-3.3 donne la répartition de la croissance annuelle telle qu'elle est illustrée à la figure 2.2 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).¹⁴

TABLEAU R-3.3 :
RÉPARTITION DE LA CROISSANCE ANNUELLE AU SECTEUR COMMERCIAL (GWH)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de diffusion du chauffage des locaux	84	64	41	36	35	34	33	32	31	31
Variables économiques, taux de diffusions et autres	685	334	434	431	563	265	414	379	514	210
Électrification des transports	16	119	208	118	47	51	62	63	67	68
Développement de marché	1039	2896	1746	486	268	-137	-1852	-897	167	19
Efficacité énergétique	-236	-232	-184	-177	-171	-165	-157	-147	-140	-134
Réchauffement climatique	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Photovoltaïque	-32	-20	-23	-25	-28	-30	-33	-37	-49	-70

¹⁴ R-4110-2019, [B-0046](#), HQD-5, Doc. 7, Tableaux R-3.2 et R-3.3, p. 8 et 9.

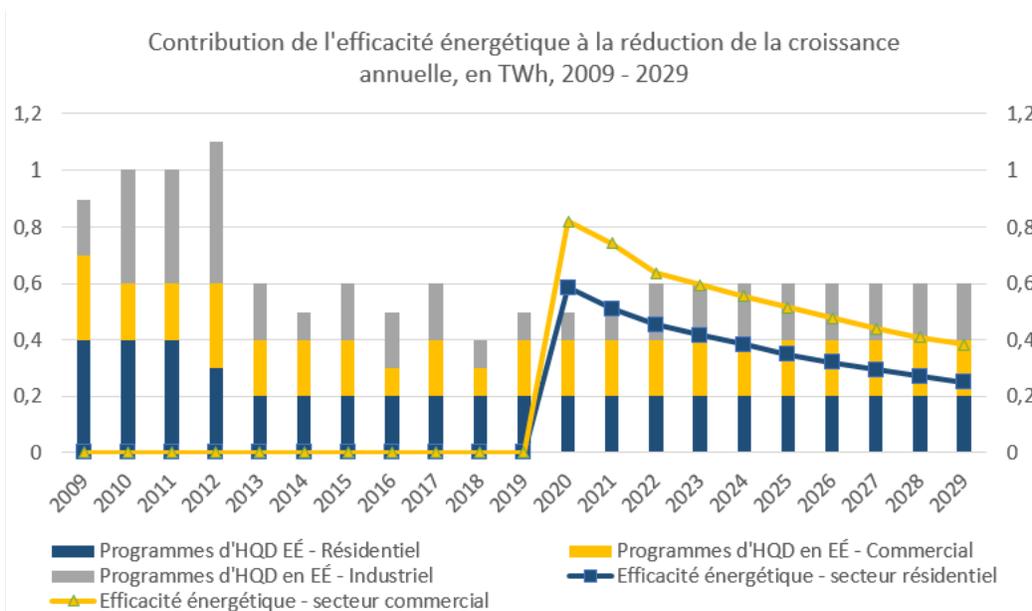
Le Graphique 1A présente les réductions annuelles aux besoins énergétiques dues à l'efficacité énergétique, pour les secteurs résidentiel et commercial, selon ces réponses.



Graphique 1A. Réduction aux besoins énergétiques dues à l'efficacité énergétique

Les gains en efficacité énergétique calculés selon les chiffres des tableaux R-3.2 et R-3.3 de la pièce B-0046 sont donc substantiellement plus élevés que selon le Tableau 3.12 de la pièce B-0007, mais s'effritent par plus de 50% pendant la période du Plan, pour finir au niveau que le Tableau 3.12 annonce dès 2020.

Dans sa DDR No. 2, la Régie s'interroge sur cette même question, et prépare le graphique suivant¹⁵ :



¹⁵ R-4110-2019, B-0092, HQD-5, Doc. 1.1, p. 9.

En réponse à ses DDR 2.1 à 2.4, le Distributeur explique que les chiffres des tableaux R-3.2 et R-3.3 incluent effectivement des effets tendanciels, que le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer d'effets de programmes de TEQ ou d'autres entités¹⁶. Cela dit, rien ne laisse comprendre que le Distributeur a l'intention de bonifier ses programmes d'efficacité énergétique dans les années à venir.

Le statu quo semble également se manifester dans le contenu des programmes en efficacité énergétique. En effet, rien dans le plan ne porte à conclure que les interventions en efficacité énergétique du Distributeur iront plus loin que les programmes existants, qui sont centrés sur des mesures de sensibilisation. Alors qu'en 2012, près de 60% du budget en efficacité énergétique du Distributeur était versé aux clients participants sous la forme d'appuis financiers;¹⁷ aujourd'hui, les programmes résidentiels offerts à l'ensemble de la clientèle consistent presque uniquement en des programmes de sensibilisation.

Ce virage vers les mesures de sensibilisation découle d'une nouvelle stratégie présentée par le Distributeur dans son dossier tarifaire de 2017-2018 axée sur les activités de promotion et de sensibilisation plutôt que sur les programmes de subvention (sauf pour les MFR). La Régie en a pris acte dans sa décision D-2017-022 :

[523] La Régie prend acte des intentions du Distributeur de réorienter sa stratégie d'intervention auprès de sa clientèle et de générer davantage d'économies d'énergie provenant d'activités de promotion et de sensibilisation, menant à des changements de comportement durables, plutôt qu'à l'aide de programmes de subvention, dont les impacts énergétiques demeurent incertains.¹⁸

Un an après avoir pris acte de cette nouvelle stratégie, la Régie a démontré un certain scepticisme par rapport aux économies d'énergie générées à l'aide de ce virage dans sa décision D-2018-025. Compte tenu de sa pertinence, nous reproduisons ci-dessous le passage au complet :

[545] La Régie reconnaît que le Distributeur n'est pas obligé de verser des subventions afin de se créditer des économies d'énergie. Cela étant dit, elle s'attend néanmoins à une démonstration rigoureuse de l'impact des campagnes de promotion et de sensibilisation dans l'évaluation d'influence sur le marché.

[546] La Régie observe l'évolution suivante des coûts et des impacts des programmes du marché Résidentiel (excluant l'offre aux MFR) :

- 2016 : 7 M\$ pour 199 GWh/an ajoutés ou 3,52 ¢/kWh annuel ajoutés;
- 2017 : 11 M\$ pour 133 GWh/an ajoutés ou 8,27 ¢/kWh annuel ajoutés;
- 2018 : 10 M\$ pour 148 GWh/an ajoutés ou 6,75 ¢/kWh annuel ajoutés.

¹⁶ *Ibid.*, pages 9-12.

¹⁷ R-3814-2012, [B-0042](#), HQD-8, Doc. 8, p. 10.

¹⁸ R-3980-2016, [B-0063](#), p. 142, par. 523.

[547] L'abandon des programmes d'aides financières visant l'implantation de mesures d'efficacité énergétique est accompagné d'une certaine baisse des économies annuelles ajoutées, mais pas d'une baisse des budgets. Bien au contraire, il y a hausse significative du budget consacré au marché Résidentiel hors MFR. Il y a donc une hausse encore plus importante du coût unitaire des économies d'énergie. Cette hausse est préoccupante si la durée de vie des économies découlant des interventions en promotion et de sensibilisation n'est pas supérieure à celle des mesures auparavant implantées.

[548] Considérant la hausse du budget consacré au marché Résidentiel, associée à une baisse des économies d'énergie ajoutées, la Régie accorde une attention particulière au caractère durable des économies générées par les activités de promotion et de sensibilisation ainsi qu'au processus de suivi et de vérification permettant d'évaluer l'impact en GWh annuels ajoutés.

[549] La Régie examine l'influence du Distributeur dans la transformation du marché de l'éclairage, ce qu'elle avait commencé à faire dans le cadre du Rapport annuel 2016. Elle s'est notamment interrogée sur les conclusions du Distributeur qui juge son influence considérable à la suite de cette évaluation, alors que de nombreux autres facteurs d'influence interviennent dans les technologies d'éclairage, que ce soit à l'échelle provinciale, nationale, mais surtout mondiale et qu'aucun balisage avec les autres marchés ne vient confirmer les conclusions du Distributeur.

[550] Par ailleurs, les réponses du Distributeur, en audience, sur les économies générées n'ont pas convaincu la Régie. En effet, la Régie a examiné avec attention les prétentions du Distributeur quant aux économies d'énergie générées par les activités de promotion et de sensibilisation, particulièrement celle voulant que le regroupement de ces activités agît comme un effet de levier. Interrogé à quantifier cet effet ou à savoir s'il avait été mesuré, le Distributeur ne peut y répondre précisément. L'effet de levier invoqué par le Distributeur n'est pas démontré à l'aide d'études ou d'analyses.

[551] Enfin, elle juge étonnante la position du Distributeur à l'effet qu'il puisse évaluer son influence sur la transformation du marché de l'efficacité énergétique alors qu'il n'est plus en mesure de fournir l'influence de la tendance du marché sur l'évolution de l'efficacité énergétique.¹⁹ (notes omises, soulignés ajoutés)

Le RNCREQ partage les inquiétudes exprimées par la Régie dans cette décision. Bien qu'une communication claire et un site internet riche en informations soient importants, le Distributeur n'a jamais démontré le potentiel de ce type de mesures, qui ne faisait pas partie de la dernière estimation du potentiel technico-économique réalisée en 2011.²⁰ Les cibles et les budgets fixés par le Distributeur doivent par conséquent être scrutés avec prudence.

Dans la Politique énergétique 2030,²¹ le gouvernement du Québec reconnaît qu'il y a un potentiel significatif d'efficacité énergétique encore inexploité au Québec et s'engage à prioriser l'efficacité

¹⁹ R-4011-2017, [D-2018-025](#), p. 151-152.

²⁰ TechnoSim, Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec (juin 2011)

²¹ MERN, Politique énergétique 2030, en ligne : <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf>

énergétique comme une des solutions pour répondre aux besoins des consommateurs en favorisant une consommation responsable et tirant pleinement parti du potentiel de l'efficacité énergétique. La Politique rappelle que l'efficacité énergétique est souvent la moins coûteuse et la plus disponible des ressources énergétiques qu'elle permet de favoriser la croissance et la compétitivité des entreprises; de diminuer les coûts énergétiques des ménages favorisant ainsi des réinvestissements dans les économies locales; d'éviter la construction d'infrastructure lourde pour la production, le transport et la transformation de l'énergie, en plus de diminuer la pression sur les infrastructures en place; d'améliorer la sécurité énergétique; de réduire l'empreinte environnementale de la consommation d'énergie et de minimiser les risques pouvant être associés aux diverses activités liées à la production et au transport énergétiques.

Le RNCREQ souhaite voir la mise en place de mesures qui favorisent une diminution globale de la consommation d'énergie des Québécois et Québécoise. Le Québec occupe la troisième place dans le monde en termes de consommation d'électricité par habitant.²² Ceci est notamment dû au chauffage électrique grandement répandu dans le secteur résidentiel et à la présence d'industries grandes consommatrices d'électricités telles que les alumineries. Les efforts en efficacité énergétique du Distributeur doivent être accentués afin de refléter ce constat. Plusieurs opportunités semblent présenter un potentiel intéressant. Par exemple, en complémentarité avec le programme Rénoclimat, le Distributeur pourrait offrir des appuis financiers pour le remplacement de la chauffe par résistance par des thermopompes ainsi que la rénovation touchant l'enveloppe thermique des bâtiments chauffés à l'électricité. Ces appuis pourraient notamment inclure les mesures d'étanchéité (pellicules plastiques pour fenêtre, coupe-froid). Il pourrait pour ce faire s'inspirer de nombreux programmes existants dans d'autres juridictions :

- Le Weatherization Assistance Program²³ du Department of Energy des États-Unis vise depuis longtemps à réduire les coûts énergétiques des ménages à faible revenu (MFR) en augmentant l'efficacité énergétique de leur résidence. Il offre plusieurs services, dont l'installation de pellicules isolantes dans les fenêtres. Voir l'Annexe 1 pour la fiche d'information sur le programme.
- Fortis BC, en partenariat avec BC Hydro, offre gratuitement aux MFR une trousse d'efficacité énergétique (*energy saving kit*) qui contient notamment des pellicules isolantes pour les fenêtres et des isolants pour les prises de courants et interrupteurs.²⁴ Ils offrent également une multitude de rabais sur l'achat de produits ou la rénovation écoénergétique.²⁵
- L'organisme de bienfaisance WindowDressers, au Maine, emploie des bénévoles pour fabriquer des cadres de fenêtres isolants réutilisables, constitués de deux pellicules de polyoléfine montées sur un cadre en pin.²⁶ Les cadres sont fabriqués sur mesure dans des ateliers communautaires et sont offerts gratuitement aux MFR.

²² MERN, Statistiques énergétiques, Consommation d'électricité, en ligne :

<https://mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques-energetiques/consommation-electricite/> (consulté le 8 juillet 2020)

²³ U.S. Department of Energy, Weatherization Assistance Program, en ligne :

<https://www.energy.gov/eere/wap/weatherization-assistance-program> (consulté le 10 juillet 2020)

²⁴ Fortis BC, Free Energy Saving Kit, en ligne : <https://www.fortisbc.com/rebates/home/free-kit-to-save-energy-at-home> (consulté le 10 juillet 2020)

²⁵ Fortis BC, Rebates and Offers, en ligne : <https://www.fortisbc.com/rebates-and-energy-savings/rebates-and-offers?l=> (consulté le 10 juillet 2020)

²⁶ WindowDressers.org, en ligne : <https://windowdressers.org/insulating-inserts/> (consulté le 10 juillet 2020)

En définitive, le RNCREQ recommande que la Régie reconnaisse que les efforts du Distributeur en matière d'efficacité énergétique sont insuffisants et l'invite à réinstaurer des programmes dotés d'appuis financiers afin de capter un plus grand potentiel d'efficacité énergétique.

1.1.3. GDP – Chauffe-eau

Le Distributeur annonce qu'il a choisi de mandater Hilo pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec, ce qui inclut celui du contrôle des chauffe-eau électriques (CEE).

Dans le précédent dossier du plan d'approvisionnement (R-3986-2019), le RNCREQ a déposé un rapport d'expert sur les meilleures pratiques en gestion de la demande en puissance aux États-Unis et au Canada, et leur analyse en contexte québécois.²⁷ Au cœur de ces meilleures pratiques se trouve la nécessité d'effectuer une planification adéquate et structurée reposant notamment sur la réalisation régulière d'études de potentiel et la détermination d'une cible représentant une fraction appropriée de l'ensemble des ressources de GDP rentables et réalisables. Dans son rapport et son témoignage, l'expert concluait que le Distributeur n'appliquait pas ces pratiques de manière suffisante,²⁸ une conclusion à laquelle adhérait le RNCREQ.²⁹ En conséquence, les démarches de GDP du Distributeur ne lui permettaient pas d'exploiter convenablement le potentiel commercial de la ressource. Plus particulièrement, l'expert observait l'importance de rapidement faire passer les programmes de la phase pilote à la phase mise en marché afin de capter le maximum du potentiel, et observait que le programme de chauffe-eau était particulièrement prometteur à cet égard et devait être préconisé.³⁰

Subséquemment, la Régie rendait la décision interlocutoire D-2017-064 par laquelle elle procédait à une réouverture d'enquête à l'égard du programme « Charges interruptibles résidentielles–Chauffe-eau », menant à la création d'une phase 2 au dossier, et demandait au Distributeur de déposer une nouvelle preuve incluant le potentiel commercial réalisable du programme.³¹ Dans sa preuve additionnelle, déposée en octobre 2017, le Distributeur évaluait ce potentiel en se basant sur le parc de chauffe-eau existants, fixant un taux de pénétration réaliste à 17%, soit 500 000 participants et une puissance de 450 MW, sans toutefois préciser l'horizon de temps envisagé pour l'atteindre.³² Il y exposait également les enjeux de santé publique qui retardaient le déploiement du programme, et les pistes de solutions envisagées. Dans deux rapports subséquents sur l'état d'avancement des travaux, en date du 15 juin et du 28 septembre 2018, le Distributeur faisait état de résultats préliminaires probants permettant d'envisager un programme de délestage appliqué uniquement aux CCE répondant aux critères des autorités de santé publique du Québec relatifs au risque de contamination par les légionelles.³³ Il ne précisait toutefois pas s'il maintenait le taux de pénétration annoncé antérieurement.

²⁷ R-3986-2016, Phase 1, [C-RNCREQ-0021](#).

²⁸ R-3986-2016, Phase 1, [C-RNCREQ-0021](#), p. 41.

²⁹ R-3986-2016, Phase 1, [C-RNCREQ-0020](#), p. 9.

³⁰ R-3986-2016, Phase 1, [C-RNCREQ-0021](#), p. 43.

³¹ R-3986-2016, Phase 1, [D-2017-064](#), p. 7.

³² R-3986-2016, Phase 2, [B-0081](#), p. 8.

³³ R-3986-2016, Phase 2, [B-0089](#) et [B-0092](#).

La preuve ne permet toutefois pas de vérifier si ce potentiel sera suffisamment exploité, conformément aux bonnes pratiques de GDP. En effet, l'opacité du voile tiré par Hilo sur les programmes de GDP du Distributeur rend très difficile la collecte d'informations. Aux demandes de renseignements formulées par la Régie et les intervenants à l'égard des modalités du programme des chauffe-eau résidentiel et son taux de pénétration anticipé, le Distributeur se contente de répondre qu'Hilo est responsable des choix technologiques et du rythme de déploiement des mesures pour atteindre les cibles d'effacement convenues avec le Distributeur.⁴³ On peut toutefois déduire de certaines réponses que la solution technique actuellement envisagée semble s'appliquer uniquement aux nouveaux chauffe-eau antilégionelle, qui opéreront à des températures plus élevées que les chauffe-eau conventionnels.

En effet, en réponse à une DDR de la Régie, Distributeur « estime que des chauffe-eau répondant aux critères antilégionelles devraient être disponibles commercialement en 2021. »⁴⁴ Sachant que des solutions de modification des chauffe-eau existants sont déjà disponibles commercialement,⁴⁵ la réponse du Distributeur semble impliquer que de telles solutions ne sont pas envisagées. On déduit la même chose des extraits de deux documents déposés en réponse aux DDR 5.3 et 5.4 du ROEE, dont certains passages ont été déposés sous pli confidentiel. Ces documents, réalisés dans le cadre des démarches visant à obtenir l'approbation de l'INSPQ pour le programme de délestage des chauffe-eau, nous apprennent



Peu importe la solution technique retenue, les réponses du Distributeur – ou plutôt leur absence – ne permettent pas de savoir qui en fera la commercialisation ni si HQD ou Hilo participent directement dans cette initiative commerciale ni jusqu'à quel point le Distributeur sera compensé pour la propriété intellectuelle qu'il a développée au fil des ans.

Compte tenu de l'importance de développer le potentiel commercial réalisable de la GDP, le RNCREQ est inquiet de cette portée en apparence limitée du programme de chauffe-eau envisagé. Il est bien sûr conscient que le respect des critères du MSSS implique des contraintes technologiques qui pourraient faire en sorte de réduire ce potentiel. Afin de mieux apprécier la portée de ces contraintes, le RNCREQ a demandé à CaSA Appareils Connectés Ltée (CaSA), entreprise dont la mission est de développer des solutions de contrôle pour les charges électriques résidentielles, de l'informer sur les procédés technologiques permettant de respecter le critère antilégionelle avec des chauffe-eau électriques conventionnels, ainsi que sur le marché des

⁴³ R-4110-2019, [B-0046](#), HQD-5, Doc. 7, p. 53; [B-0024](#), HQD-5, Doc. 1, p. 49, R10.21.

⁴⁴ R-4110-2019, [B-0024](#), HQD-5, Doc. 1, p. 49, R10.21.

⁴⁵ Voir notamment le [contrôleur wi-fi pour chauffe-eau Triton](#) de CaSA, dont le fonctionnement est décrit dans le rapport figurant en Annexe 2.

⁴⁶ R-4110-2019, [B-0047](#), HQD-5, Doc. 8, p. 111 et 112.

⁴⁷ R-4110-2019, B-0061, HQD-5, Doc. 8, Annexe B, p. 9 - SOUS PLI CONFIDENTIEL.

chauffe-eau en général. Le rapport transmis par CaSA en réponse aux interrogations du RNCREQ est joint en Annexe 2.⁴⁸

On apprend du rapport de CaSA que le respect des critères du MSSS est possible avec les chauffe-eau existants via l'installation d'un contrôleur permettant l'application en temps réel de diverses solutions de contrôle. L'élément essentiel pour la mise en place de telles solutions est la lecture en temps réel de la température à différents points à l'intérieur du réservoir, et la programmation de règles de qualification permettant au contrôleur du chauffe-eau de déterminer si celui-ci peut participer à un événement de réponse à la demande. Une protection additionnelle est fournie par la mise en place d'une règle faisant en sorte de remettre automatiquement en marche tout chauffe-eau dont de l'eau est prélevée pendant qu'il participe à un événement de réponse à la demande. De l'avis du RNCREQ, en l'absence de preuve du contraire, les explications fournies par CaSA sont suffisantes pour conclure qu'**il est faux de prétendre que les chauffe-eau existants ne peuvent être contrôlés de manière à respecter le critère antilégionnelle du Ministère. Il est donc également faux de prétendre que le potentiel des chauffe-eau existants ne peut pas être exploité pour des raisons de santé publique.**

Malgré cela, le Distributeur semble miser sur le remplacement des chauffe-eau existants par des chauffe-eau à haute température. Afin d'évaluer la contribution potentielle à la réduction des besoins en puissance des chauffe-eau à haute température, il faut d'abord estimer l'évolution de la pénétration de cette nouvelle technologie. Demandé de fournir l'estimation du Distributeur (ou d'Hilo) de l'évolution de la pénétration du chauffe-eau anti-légionelle pendant la période du Plan, le Distributeur répond :

Hilo émet l'hypothèse conservatrice que 7 % de ses clients s'équiperont d'un chauffe-eau antilégionelle pouvant participer à son programme de GDP résidentielle (les défis Hilo) à l'horizon du Plan. L'évolution du taux de pénétration de la technologie sera suivie de près et des ajustements à l'offre seront possibles pour favoriser l'adoption du produit⁴⁹.

Si seulement 7% des clients d'Hilo s'équiperont d'un chauffe-eau antilégionelle pouvant participer à son programme de GDP résidentielle à l'horizon du Plan, et si 50% des clients résidentiels du Distributeur deviennent clients d'Hilo, on parle de seulement 3 % du PTÉ de 701.3 MW, mentionné ci-dessus, soit **24,5 MW**.

Le rapport de CaSA indique que les solutions techniques existent qui permettent le respect des critères de santé publique eu égard à la diminution des risques de légionellose pour les chauffe-eau existants. Néanmoins, rien dans la preuve du Distributeur ne permet de conclure qu'il a l'intention de capter ce potentiel. Si cette compréhension se confirme en audience, **le RNCREQ recommandera à la Régie de ne pas approuver un plan d'approvisionnement qui négligerait d'inclure les chauffe-eau électriques conventionnels aux mesures de GDP résidentielles; et d'exiger que le Distributeur mette en place des mesures pour exploiter le potentiel de GDP de ces chauffe-eau, afin de réduire la pression pour un appel d'offres pour acquérir des ressources post-patrimoniales en puissance.**

⁴⁸ À noter que ce rapport a été préparé sans frais de la part de CaSA. Si la Régie ou les participants le souhaitent, l'auteur pourrait être présent lors des audiences afin de répondre à des questions techniques concernant le rapport.

⁴⁹ R-4110-2019, B-0046, p. 53, R. 45.1.

L'absence alléguée de contrôle du Distributeur sur les paramètres des programmes, biens et services mis en marché par Hilo⁵⁰ ne l'empêche pas de mettre en place des mesures additionnelles de GDP. Questionné par la Régie quant à son intention de conclure des contrats avec d'autres agrégateurs qu'Hilo pour la gestion des charges interruptibles auprès de la clientèle résidentielle, le Distributeur répond :

Le Distributeur a choisi de mandater l'agrégateur Hilo pour le déploiement massif de moyens de gestion de la demande de puissance pour la clientèle résidentielle. Le Distributeur n'a pour l'instant conclu un tel contrat avec aucun autre agrégateur qu'Hilo. Il n'exclut toutefois pas la possibilité de faire affaire avec d'éventuels autres agrégateurs pour l'acquisition de moyens de gestion de puissance provenant de la clientèle résidentielle.⁵¹

Ainsi, le choix du Distributeur de mandater Hilo pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec ne fait pas obstacle à la recommandation du RNCREQ.

1.2. Les approvisionnements en achat de court terme

Au fil des ans, le RNCREQ est intervenu à plusieurs reprises concernant les achats de court terme et les coûts évités qui s'y appliquent, notamment pendant les périodes de plus grande charge. À l'audience sur le Plan d'approvisionnement antérieur, le RNCREQ a présenté un rapport sur les différents enjeux soulevés par les achats de court terme⁵². Le RNCREQ a notamment recommandé à la Régie d'exiger que le Distributeur inclue dans ses rapports annuels le volume et coût d'achats de court terme sur une base horaire, demande qui était retenue par la Régie dans sa décision⁵³. Dans le dossier R-3933-2015, la preuve du RNCREQ a démontré que le coût moyen des achats de court terme était 2,3 fois plus élevé que la valeur utilisée dans le calcul des coûts évités du Distributeur.⁵⁴

Cette analyse s'est poursuivie dans le dossier R-4011-2017, où la preuve du RNCREQ a démontré une tendance à sous-estimer le prix des achats de court terme pendant les heures critiques.⁵⁵ Basé sur cette preuve, le RNCREQ a invité le Distributeur à réviser la méthodologie d'établissement des coûts évités. Dans sa décision D-2020-025, la Régie faisait état d'un changement de contexte économique et réglementaire à l'égard des coûts évités et reconnaissait que l'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix. Elle convenait également que le moment était venu d'entreprendre un débat sur le sujet et demandait au Distributeur de déposer des propositions en ce sens dans un prochain dossier.⁵⁶

Dans le dossier R-4057-2018, le RNCREQ a déposé un rapport d'expert sur la question des coûts évités afin de répondre aux préoccupations exprimées par la Régie dans sa décision D-2018-025.

⁵⁰ R-4110-2019, [B-0056](#), HQD-5 Doc. 7, p. 58, R48.4.

⁵¹ R-4110-2019, B-0024, HQD-5, Doc. 1, p. 30, R9.1.2.

⁵² R-3986-2016, C-RNCREQ-0022.

⁵³ D-2017-140, para. 112.

⁵⁴ R-3933-2015, [C-RNCREQ-0016](#), p. 22 (p. 26 du pdf)

⁵⁵ R-4011-2017, [C-RNCREQ-0013](#), p. 14 (p. 17 du pdf)

⁵⁶ D-2018-025, para 208 à 210.

L'expert a recommandé que le Distributeur modifie la manière dont il calcule les coûts évités, afin de tenir compte du fait que ces coûts sont plus élevés lors des heures de plus grande charge⁵⁷. Dans sa décision D-2019-027, la Régie retenait cette recommandation et ordonnait au Distributeur de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges.⁵⁸

En réponse à cette demande, le Distributeur a présenté dans le présent dossier un complément de preuve sur les coûts évités pour les périodes de plus grande charge⁵⁹. Dans cette preuve, le Distributeur fixe d'abord des profils selon l'heure de la journée, basés sur les données historiques. Ensuite, il fait appel à ces profils afin de calculer le coût évité horaire. Pour les 100 heures de plus grande charge, il fait référence aux profils horaires des journées ouvrables de janvier; pour les autres heures, il fait référence aux profils horaires de l'hiver au complet.

Le RNCREQ a mandaté l'expert Philip Raphals pour faire l'analyse de cette proposition et pour faire toutes recommandations qu'il considère appropriées à l'égard de l'estimation des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge.

L'expert a démontré que la méthode proposée par le Distributeur ne réussit pas à approximer ces coûts évités réels, ni pour les heures de plus grande charge ni pour l'hiver au complet. Pour ce faire, il a analysé les deux seuls hivers pour lesquels des données sur les prix horaires d'achats de court terme sont disponibles (2017-18 et 2018-19).

Afin de déterminer le coût qui serait réellement évité si la charge avait été réduite pendant une heure donnée, il a adapté l'approche sur une base saisonnière utilisée depuis longtemps. Il a défini le « coût évité réel » pour une heure historique comme étant :

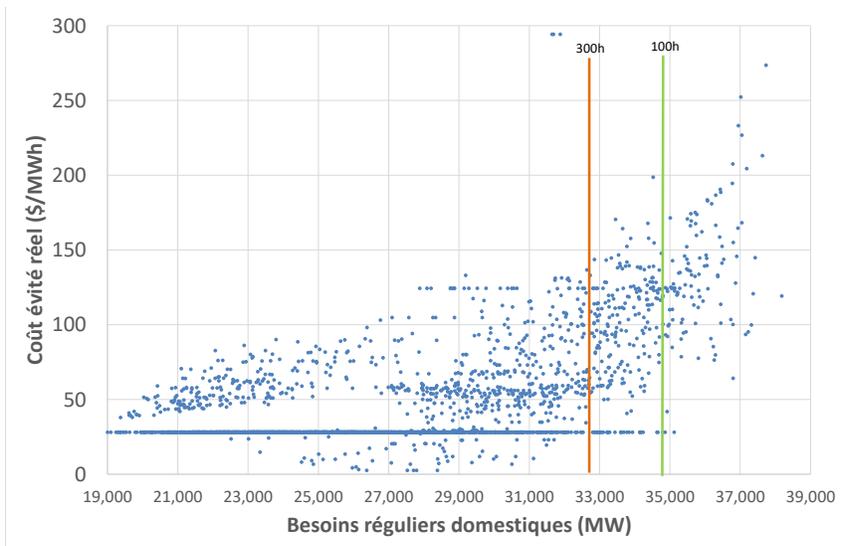
- s'il y a eu un achat de court terme, le prix (moyen) de cet achat;
- autrement, le prix de l'électricité patrimoniale.

Les coûts évités réels de l'hiver 2017-18 sont indiqués au Graphique 1, où les lignes verticales indiquent les frontières pour les 100h (Besoins réguliers domestiques (BRD) plus que 35,000 MW) et les 300h (BRD plus que 33,000 MW) de plus grande charge.

⁵⁷ R-4057-2018, [C-RNCREQ-0029](#), p. 42-43 (p. 48-49 du pdf)

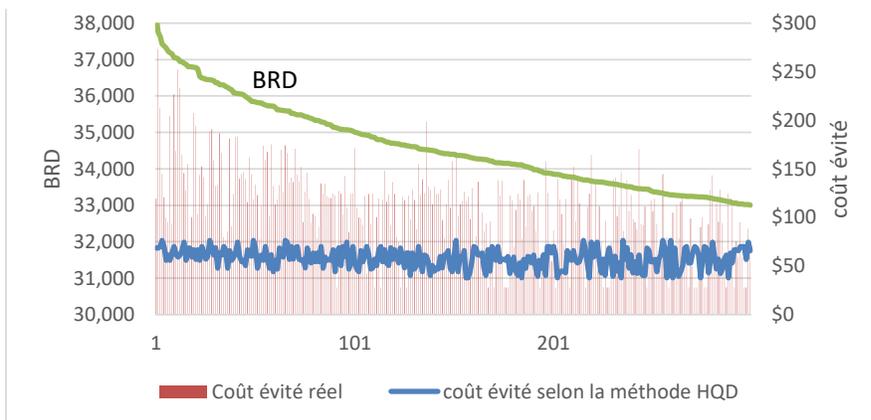
⁵⁸ [D-2019-027](#), para 329.

⁵⁹ B-0021.

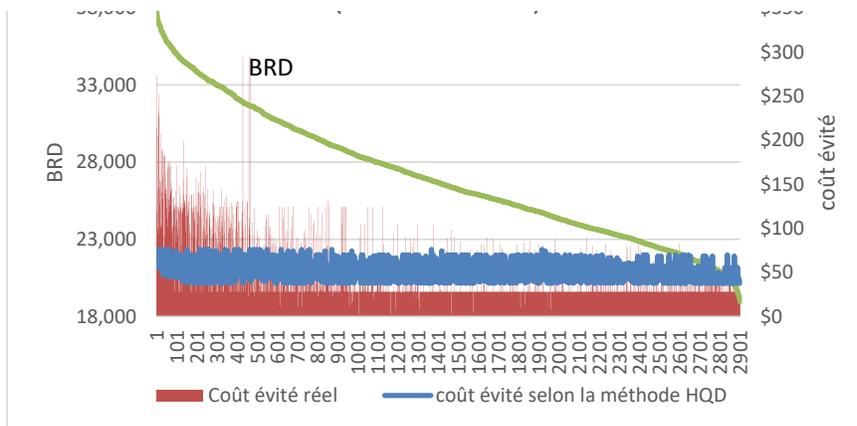


Graphique 1. Coûts évités horaires réels (prix d'achat ou d'électricité patrimoniale), hiver 2017-18

Cette analyse permet de constater que la méthode des « profils horaires » proposée par le Distributeur réussit mal à approximer ces coûts évités réels, comme le démontre les Graphique 2 et 3, respectivement pour les 300h de plus grande charge et pour l'hiver au complet :



Graphique 2. Coûts évités méthode HQD vs réels, 300h (2017-18)

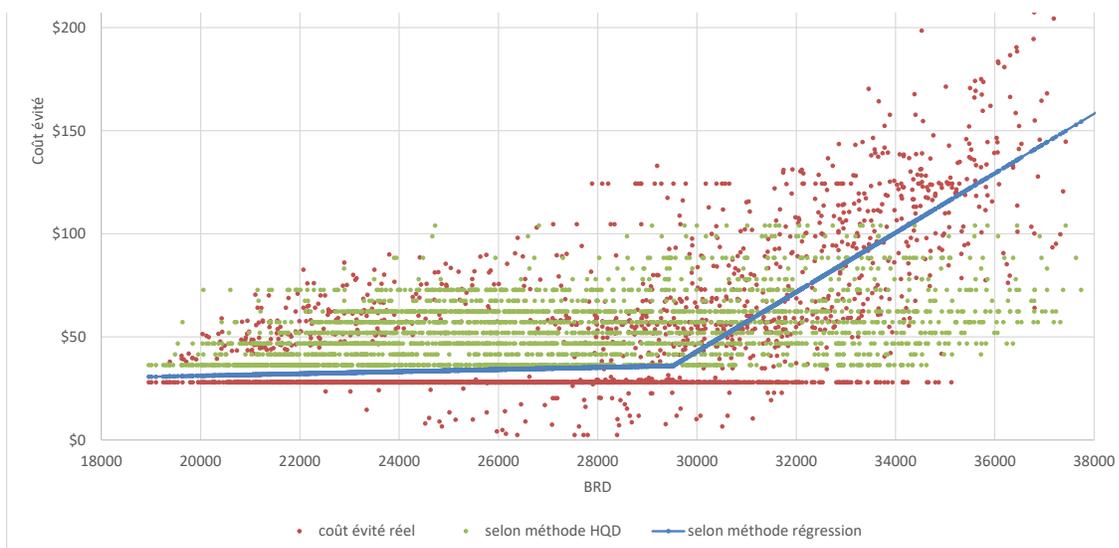


Graphique 3. Coûts évités méthode HQD vs réels, hiver (2017-18)

Le Graphique 2 montre clairement que, pour les heures de plus grande charge, la méthode du Distributeur sous-estime les coûts évités. Le Graphique 3 monte aussi clairement que, pour le grand nombre d'heures de l'hiver où l'électricité patrimoniale est suffisante pour répondre à la demande, la méthode du Distributeur **surestime** les coûts évités.

L'expert a démontré qu'une **régression linéaire segmentée** basée sur la charge horaire (les Besoins réguliers domestiques, ou BRD) réussit beaucoup mieux à prédire les coûts évités réels. Tant pour l'hiver 2017-2018 que pour celui de 2018-2019, **les coûts évités estimés selon la méthode de régression linéaire segmentée produisent des résultats qui ressemblent à la réalité plus que la méthode de profils horaires, proposée par le Distributeur.**

Le Graphique 4 montre les résultats de cette approche pour l'hiver 2017-2018 (la ligne bleue). Le graphique présente aussi les résultats de la méthode du Distributeur (points verts). Les points rouges représentent les coûts évités réels.



Graphique 4. Coûts évités réels vs méthode HQD et régression segmentée, hiver 2017-18

La même approche peut être appliquée à l'année complète. Cela présente un avantage important par rapport à la méthode utilisée par le Distributeur depuis longtemps — qui définit les coûts évités d'énergie de court terme selon la saison — parce que, avec l'augmentation importante prévue du nombre d'heures par année avec ACT, il y aura inévitablement un nombre croissant d'heures hors hiver avec ACT. Le Tableau 1 montre cette évolution :

Tableau 1. Nombre et pourcentage d'heures avec ACT, 2020 – 2029⁶⁰

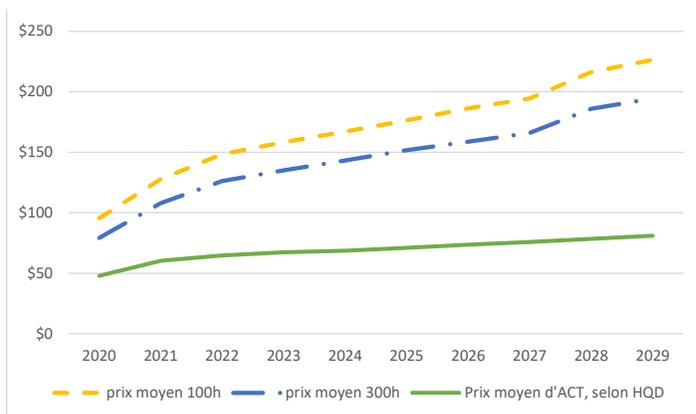
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
nombre	1334	1978	2574	2901	3028	3394	3069	3926	4154	4873
%	15%	23%	29%	33%	35%	39%	35%	45%	47%	56%

Le Distributeur a présenté ses estimations des prix moyens annuels d'achats de court terme futurs, qui vont de 60,35\$/MWh en 2021 à 81,01\$/MWh en 2029. Évidemment, les ACT pendant les heures de plus grande charge auront lieu à des prix beaucoup plus élevés que ces prix moyens.

En utilisant les données disponibles, l'expert a évalué les coûts évités pour les 100h et 300h de plus grande charge. Les résultats sont présentés au Tableau 2 et au Graphique 5 :

Tableau 2. Prix moyens d'achats de court terme pour les 100h et 300h de plus grande charge, 2020 à 2029

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
prix moyen 100h	\$96	\$128	\$148	\$158	\$167	\$176	\$186	\$194	\$216	\$226
prix moyen 300h	\$79	\$108	\$126	\$135	\$143	\$152	\$159	\$166	\$186	\$194



Graphique 5. Prix d'ACT pour les heures de plus grande charge, 2020 à 2029

⁶⁰ B-0083, premier onglet. Les graphiques 8.2 à 8.5 de B-0009 et les graphiques R-61.2-A à -F de B-0079 (pages 16-18) donnent un aperçu visuel de ces mêmes données.

Le RNCREQ conclut que les prévisions publiées dans le Plan sous-estiment, de façon importante et croissante, les coûts unitaires des achats de court terme pendant la période de planification.

Le RNCREQ reconnaît que l'analyse présentée ici est limitée, d'une part par l'imprécision des prévisions⁶¹ et, d'autre part, par le manque de données complètes. Afin de la rendre plus robuste, il serait important :

- d'augmenter le nombre d'années de base pour lesquelles le prix moyen horaire des achats de court terme est connu, au-delà des deux années 2017-18 et 2018-19. Les informations sur les années antérieures existent, sans doute, dans l'historique comptable d'Hydro-Québec. Quoiqu'il puisse être laborieux de les extraire, il est important de le faire; et
- de rendre publiques les simulations horaires faites par le Distributeur pour les années du Plan, ce qui permettrait une analyse plus complète des années futures.

La méthode présentée ici permet, pour la première fois, d'estimer le coût à la marge (le coût évité) pour le Distributeur sur une base horaire, tant dans un contexte opérationnel que de planification. L'analyse a démontré que, pour les heures où la charge est la plus élevée, ce coût est beaucoup plus élevé que le coût évité hivernal utilisé jusqu'ici.

Ces connaissances permettront de mieux comprendre les implications économiques de divers gestes. D'une part, elles permettent une meilleure estimation des bénéfices engendrés par les mesures qui réduisent la charge pendant la pointe du réseau, dont notamment l'option d'électricité interruptible, la tarification dynamique, et la gestion de la puissance, tant en contexte commercial (GDP Affaires) que résidentiel (Hilo). D'autre part, elles permettent de mieux comprendre l'impact économique de mesures qui augmentent la charge, par exemple la création d'un bloc d'énergie dédié pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

L'expert a formulé des recommandations suivantes, que le RNCREQ fait siennes :

1. Que la Régie rejette la méthode de profils horaires proposée dans sa preuve en chef, parce que :
 - a. elle ne répond pas à la demande de la Régie de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges;
 - b. elle n'explique les prix réellement payés pour les achats de court terme, dans les deux années historiques pour lesquelles des données existent ;
2. Que la Régie adopte comme principe que les coûts évités horaires devraient être fixés en fonction de la charge totale prévue, avec une formule basée sur les meilleures données historiques disponibles;
3. Que la Régie prenne l'une ou l'autre des deux orientations décrites ci-dessous :

⁶¹ Rappelons que les prévisions utilisées dans cette analyse présument 300 MW additionnels en vertu de l'A/P 2019-01, et ne tiennent pas compte des effets de la pandémie.

- a. accepte les chiffres présentés au Tableau 2 ci-dessus comme la meilleure estimation disponible des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l’horizon du Plan, OU

exige que le Distributeur présente une nouvelle estimation des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l’horizon du Plan qui sera étudié à la phase 2 du présent dossier et qui tienne compte :

- i. d’une prévision de la demande mise à jour (tenant compte notamment des effets de la pandémie et des résultats de l’A/P-2019-01),
- ii. des données historiques additionnelles, et
- iii. de tout autre facteur qu’il juge important.

2. Réseaux autonomes

2.1. Conversion des réseaux autonomes

Lors du précédent dossier du Plan d’approvisionnement (R-3986-2016), le Distributeur avait annoncé son objectif de convertir, totalement ou partiellement, l’ensemble des réseaux autonomes à d’autres sources d’énergie afin de réduire les coûts d’approvisionnement et son empreinte environnementale. Sa stratégie pour atteindre cet objectif consistait à lancer des appels de proposition pour l’ensemble du réseau à l’horizon 2020.⁶² Dans l’État d’avancement 2018 du Plan d’approvisionnement 2017-2026 (État d’avancement), le Distributeur annonçait avoir bonifié sa stratégie, l’expérience acquise ayant montré « qu’une approche partenariale ou de gré à gré peut s’avérer mieux adaptée au contexte d’affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que pose l’intégration d’énergie renouvelable dans ses installations. »⁶³ Ce changement d’approche est confirmé dans le présent dossier, et le Distributeur y précise que la « conversion vers des énergies plus propres et moins chères pourra ainsi prendre différentes formes :

- entente de gré à gré avec les communautés ;
- partenariats avec les communautés ;
- raccordement au réseau principal d’Hydro-Québec ;
- production et stockage chez le client. »⁶⁴

Comme il l’avait affirmé dans l’État d’avancement, le Distributeur réitère que dans tous les cas, il s’assurera que les projets de conversion retenus respectent les quatre critères suivants :

- fiabilité d’alimentation ;
- acceptabilité sociale ;
- réduction des coûts pour le Distributeur ;

⁶² R-3986-2016, Phase 1, [B-0010](#), HQD-2, Doc. 1, p. 6 et 10.

⁶³ HQD - [État d’avancement 2018 du Plan d’approvisionnement 2017-2026](#), 1er novembre 2018, p. 21.

⁶⁴ R-4110-2019, [B-0010](#), HQD-3, Doc. 1, p. 39.

- réduction de l’empreinte environnementale.⁶⁵

Bien que les informations fournies par le Distributeur au sujet de sa nouvelle stratégie soient sommaires et ne permettent pas d’en identifier l’ensemble des avantages et inconvénients, le RNCREQ accueille à première vue favorablement ce changement d’approche. En effet, il semble dénoter un souci accru de personnaliser les solutions retenues en fonction des communautés desservies. Bien qu’il adhère aux quatre critères reproduits ci-dessus, le RNCREQ tient à insister particulièrement sur l’importance du critère de l’acceptabilité sociale dans le contexte des réseaux autonomes. L’acceptabilité sociale est définie comme l’acceptation anticipée d’un risque à court et à long terme qui accompagne, soit un projet, soit une situation. La notion d’acceptabilité sociale est donc directement liée à la perception d’une menace qu’un projet peut laisser planer sur la qualité de vie d’un milieu, sur l’utilisation des biens et des activités humaines de ce milieu. Dans un contexte de conversion des réseaux autonomes, la menace ou le risque perçu par une partie de la population peut s’avérer bien réel si le projet ne répond pas adéquatement aux besoins de la collectivité, le retour à la solution initiale étant difficilement envisageable. La solution retenue doit être celle qui correspond le mieux à la communauté et ne peut être identifiée qu’après avoir consulté et impliqué la population dans le choix de la solution.

Dans l’État d’avancement, le Distributeur précisait que « Le respect de ces quatre critères pourrait amener le Distributeur à retenir un projet qui réduit ses coûts d’approvisionnement, mais qui ne présente pas le meilleur coût parmi l’ensemble des solutions envisageables sur le plan technique. »⁶⁶ Bien que cette affirmation n’ait pas été réitérée dans la preuve au présent dossier, l’intitulé du troisième critère, où la notion de réduction et n’est pas exprimée en termes superlatifs absolus, semble indiquer l’intention du Distributeur de ne pas rechercher le meilleur coût à tout prix. Si c’est effectivement le cas, le RNCREQ soutient cette approche, compatible avec la perspective de développement durable devant guider la satisfaction des besoins énergétiques.

⁶⁵ *Ibidem.*

⁶⁶ HQD - [État d’avancement 2018 du Plan d’approvisionnement 2017-2026](#), 1er novembre 2018, p. 22.

Annexe 1

**U.S. Department of Energy
Weatherization Assistance Program
Fact sheet 2019**

Annexe 2

CaSA Appareils Connectés Ltée

Contrôle de chauffe-eau domestique pour la gestion de puissance