

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

PROGRAMME DE GESTION DE LA
DEMANDE EN PUISSANCE (GDP)-AFFAIRES
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)

DOSSIER R-4041-2018

HYDRO-QUÉBEC,
en sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

Intervenante

**LA RECONNAISSANCE DE LA RENTABILITÉ ET LA RECONDUCTION DU PROGRAMME GDP-AFFAIRES
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**

RAPPORT

Jacques Fontaine
Avec la collaboration de Jean-Claude Deslauriers
Consultants en énergie

Préparé pour :
Stratégies Énergétiques (S.É.)

Le 20 août 2018

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION NO. 1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que, **quelle que soit la qualification du Programme GDP-Affaires comme (comme moyen d'approvisionnement, comme programme d'efficacité énergétique, comme tarif ou plusieurs de ces qualifications)**, sa justification ne changerait pas, de même que la vérification de sa rentabilité et le mode de calcul des coûts qui sont évités.

De plus, indépendamment de cette qualification, le choix de caractériser ce programme d'outil de court terme ou d'outil de long terme (et donc de le comparer aux coûts évités de court ou de long terme) se pose également de manière identique.

La qualification du programme comme constituant notamment un outil d'approvisionnement aurait cependant pour effet de protéger l'écart réel/prévision des coûts suivant la Loi (tel qu'il sera plus amplement plaidé par le procureur de notre cliente). À l'inverse, s'il ne s'agit pas d'un outil d'approvisionnement mais uniquement d'un programme en efficacité énergétique, l'écart/prévision serait traité selon les dispositions du Mécanisme de réglementation incitative (MRI), lesquelles ne protègent pas cet écart, de sorte que celui-ci serait compris dans le solde global des écarts traités par le *Mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR)*.

RECOMMANDATION NO. 2 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que **le Programme possède le caractère structurant et la stabilité qui permettent de le considérer comme un outil à long terme**, et donc comme un outil apte à réduire et retarder le besoin d'un autre outil d'approvisionnement en puissance à long terme.

RECOMMANDATION NO. 3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que les coûts évités servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme **ne devraient pas comporter de coûts évités en distribution**.

RECOMMANDATION NO. 4 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que les coûts évités servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme **ne devraient pas comporter de coûts évités en transport, à moins d'une démonstration spécifique de la part d'Hydro-Québec Distribution que de tels coûts évités existent, ce qui n'a pas été fait au présent dossier.**

RECOMMANDATION NO. 5 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'utiliser, à défaut de mieux (**à titre de coûts évités de fourniture en puissance** servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme) les coûts évités par un report de 2020-2021 à 2022-2023 d'un contrat d'approvisionnement à long terme en puissance sur le marché de la Nouvelle-Angleterre (incluant ses frais de transport et de SPEDE).

Cette comparaison rétrospective est toutefois quelque peu insatisfaisante puisque l'on sait qu'un appel d'offres livrable en 2020-2021 est impossible. Nous sommes toutefois contraints de l'utiliser faute de mieux, mais il est clair que l'on devrait, pour être plus exact, utiliser le coût des moyens d'approvisionnement réels que le Distributeur aurait été contraint d'utiliser entre 2020-2021 et 2022-2023 en l'absence du Programme GDP-Affaires (combinaison d'achats de court terme, y compris en Ontario si disponible, possible relance de TCE-Bécancour si faisable à un coût raisonnable et autres moyens extraordinaires pour assurer le respect du bilan en puissance selon les normes du NPCC), ce qui pourrait s'avérer beaucoup plus coûteux que le simple report de 2 ans d'un appel d'offres en puissance tel que considéré.

Nous prenons acte par ailleurs de l'affirmation de HQD selon laquelle le **marché de New York** ne serait plus disponible pour un contrat d'approvisionnement à long terme en puissance.

*Stratégies Énergétiques (S.É.) se demandait par ailleurs si les besoins en puissance du Distributeur pour les années actuelles et à venir (jusqu'au lancement du futur appel d'offres à long terme en puissance) n'avaient pas été **surévalués** par une absence de mise à jour de ceux résultant de l'**usage cryptographique pour chaînes de blocs** (on sait, au dossier R-4045-2018, que la Régie a provisoirement suspendu les nouvelles ventes pour un tel usage et que le Distributeur propose de le rendre dorénavant interruptible en pointe). Mais Hydro-Québec Distribution (HQD), en réponse à un engagement pris à l'audience, précise que l'interruptibilité de cet usage cryptographique a déjà été pris en compte.*

RECOMMANDATION NO. 6 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de présenter, au sein de sa cause tarifaire annuelle 2019-2020 (dossier R-4057-2018) ou subsidiairement lors d'une Phase 2 du présent dossier, une proposition d'**option facultative d'un engagement multi-annuel** aux clients du Programme qui le désirent, en indiquant s'il y a lieu les modalités d'aide financière différentes dont cette option serait assortie.

Une telle option ne constituerait toutefois pas une condition à l'acceptation par la Régie de la reconduction du Programme à ce stade du présent dossier lors de la décision finale qui sera rendue à l'automne de 2018.

RECOMMANDATION NO. 7 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir à **70 \$/kW** le niveau d'aide financière du Programme, lors de sa reconduction à ce stade.

RECOMMANDATION NO. 8 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de **ne pas poser, à ce stade, de nouvelles conditions de participation au Programme restreignant le recours par les clients à des sources thermiques de remplacement**. Il faut garder à l'esprit que l'impact environnemental d'un usage, pour l'instant, par les clients, de ces sources d'appoint, serait relativement circonscrit. La durée des appels du GDP serait relativement courte (entre 30 et 37 heures par année). Nous croyons toutefois qu'à ce stade, un changement subit aux modalités du programme nuirait à sa continuité.

Nous croyons plus sage de recommander plutôt une **évolution graduelle du Programme**, qui serait annoncée et connue d'avance de manière à ce que les clients puissent s'y préparer, qui consisterait à **inciter les clients participants à gérer leurs interruptions sans recours à des génératrices ni des chaudières utilisant les combustibles fossiles**. Ce changement graduel devrait faire l'objet de rencontres avec les participants et autres moyens de les consulter et pourrait, selon le cas, combiner des approches contraignantes (conditions de participation plus restrictives) et incitatives (aide financière à l'élimination des sources d'appoint thermiques), en ayant pour visée d'ensemble de maintenir et accroître la participation au Programme.

RECOMMANDATION NO. 9 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que le Programme de gestion de la demande en puissance (GDP)-Affaires d'Hydro-Québec Distribution (HQD) présenté au présent dossier **est rentable**, lorsque l'on tient compte de la valeur actualisée nette de son impact à long terme, en le reconduisant (à ce stade) selon une aide financière de 70 \$/kW et (à ce stade) avec des modalités de participation inchangées, et **en tenant compte des coûts évités de fourniture tant de contrats court terme puis de contrat de long terme** (et de leurs coûts de transport et SPEDE) mais sans coûts évités au Québec de transport ou distribution.

Les **coûts évités de fourniture** utilisés aux fins du **test de neutralité tarifaire (TNT)** devraient être ceux (avec le correctif remplaçant la prévision de 315 MW par 320 MW en 2018-2019) que l'on retrouve au tableau R-2.2C de la réponse 2.2 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) à la première demande de renseignements de la Régie, tenant compte à la fois des contrats d'approvisionnement à primes fixes et de ceux à primes variables, tant à court qu'à long terme).

Le Programme devrait donc être **reconduit à l'hiver 2018-2019** et la présente évaluation de sa rentabilité devrait servir à la continuation de sa reconduction lors des causes tarifaires d'Hydro-Québec Distribution.

TABLE DES MATIÈRES

1	LE MANDAT	1
2	QUESTIONS PRÉLIMINAIRES	2
2.1	L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER.....	2
2.2	L'ENJEU DE LA QUALIFICATION JURIDIQUE DU PROGRAMME	3
2.3	LE CARACTÈRE DE LONG TERME DU PROGRAMME	4
3	LES COÛTS ÉVITÉS PAR LA RECONDUCTION DU PROGRAMME	8
3.1	LES COÛTS ÉVITÉS DE DISTRIBUTION	8
3.2	LES COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT	10
3.3	LES COÛTS ÉVITÉS EN APPROVISIONNEMENT	11
4	Y'A-T-IL LIEU DE MODIFIER LES MODALITÉS DU PROGRAMME ?	14
4.1	L'ENGAGEMENT ANNUEL	14
4.2	LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE.....	15
4.3	LES MODALITÉS DE GESTION PAR LES CLIENTS DE LEUR INTERRUPTION D'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE EN CAS D'APPEL SUIVANT LE PROGRAMME GDP	19
5	LA RENTABILITÉ DU PROGRAMME	22
6	CONCLUSION	24

1

LE MANDAT

Stratégies Énergétiques (S.É.) a requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif à la reconduction à partir de l'hiver 2018-2019 du programme de gestion de la demande en puissance (GDP)-Affaires d'Hydro-Québec Distribution (HQD) (ci-après « *le Distributeur* »), dans le cadre du dossier R-4041-2018 de la Régie de l'énergie.

Le présent rapport est le fruit de notre étude et est remis à notre cliente afin de pouvoir être déposé en preuve par elle dans ce dossier.

2

QUESTIONS PRÉLIMINAIRES**2.1 L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER**

Hydro-Québec Distribution (HQD) livre un programme de gestion de la demande en puissance (GDP)-Affaires depuis l'hiver 2015-2016 à titre de projet-pilote puis depuis l'hiver 2016-2017 à titre de programme régulier à sa clientèle des bâtiments du marché commercial-institutionnel et, depuis l'hiver 2016-2017 également à sa clientèle des bâtiments du marché industriel de petite et moyenne puissances.

Le programme a continué d'être ainsi livré à l'hiver 2017-2018, mais la Régie de l'énergie y a imposé certaines restrictions dans sa décision D-2018-025 du 7 mars 2018.¹ De plus, quant à sa reconduction pour l'hiver 2018-2019, la Régie a requis qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) loge en 2018 le présent dossier afin que soit davantage examinée notamment la qualification juridique du programme, rentabilité du programme, son caractère structurant et la justification de l'utilisation des coûts évités de long terme.²

Le présent dossier vise donc à permettre la reconduction du programme pour l'hiver 2018-2019 (ce qui pourrait par ailleurs déjà être éventuellement tranché par une décision interlocutoire à cet effet, compte tenu de la difficulté qu'éprouverait Hydro-Québec Distribution à reconstituer une base de participants pour 2018-2019 selon la date où la décision finale serait rendue au présent dossier).

Mais, de plus, la décision au fond que la Régie rendra, au présent dossier, notamment quant à la qualification juridique du programme, quant à la rentabilité de ce programme, quant à son caractère structurant et quant à la justification de l'utilisation des coûts évités de long terme servira également de base aux éventuelles reconductions annuelles du programme pour les hivers subséquents, qui seront déterminées lors des causes tarifaires visées d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4011-2017, [Décision D-2018-025](#), parag. 267.

² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4011-2017, [Décision D-2018-025](#), parag. 267-270

2.2 L'ENJEU DE LA QUALIFICATION JURIDIQUE DU PROGRAMME

La question de la qualification juridique du programme (comme moyen d'approvisionnement, comme programme d'efficacité énergétique, comme tarif ou plusieurs de ces qualifications) sera traitée par le procureur de notre cliente en argumentation.

Nous soulignons toutefois que, quelle que soit cette qualification (et même si le programme pouvait faire l'objet d'une qualification multiple), sa justification ne changerait pas, de même que la vérification de sa rentabilité et le mode de calcul des coûts qui sont évités.

De plus, indépendamment de cette qualification, le choix de caractériser ce programme d'outil de court terme ou d'outil de long terme (et donc de le comparer aux coûts évités de court ou de long terme) se pose également de manière identique. La qualification du programme comme constituant notamment un outil d'approvisionnement aurait cependant pour effet de protéger l'écart réel/prévision des coûts suivant la *Loi* (tel qu'il sera plus amplement plaidé par le procureur de notre cliente). À l'inverse, s'il ne s'agit pas d'un outil d'approvisionnement mais uniquement d'un programme en efficacité énergétique, l'écart/prévision serait traité selon les dispositions du *Mécanisme de réglementation incitative (MRI)*, lesquelles ne protègent pas cet écart³, de sorte que celui-ci serait compris dans le solde global des écarts traités par le *Mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR)*.

RECOMMANDATION NO. 1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que, **quelle que soit la qualification du Programme GDP-Affaires comme (comme moyen d'approvisionnement, comme programme d'efficacité énergétique, comme tarif ou plusieurs de ces qualifications)**, sa justification ne changerait pas, de même que la vérification de sa rentabilité et le mode de calcul des coûts qui sont évités.

De plus, indépendamment de cette qualification, le choix de caractériser ce programme d'outil de court terme ou d'outil de long terme (et donc de le comparer aux coûts évités de court ou de long terme) se pose également de manière identique.

La qualification du programme comme constituant notamment un outil d'approvisionnement aurait cependant pour effet de protéger l'écart réel/prévision des coûts suivant la *Loi* (tel qu'il sera plus amplement plaidé par le procureur de notre cliente). À l'inverse, s'il ne s'agit pas d'un outil d'approvisionnement mais uniquement d'un programme en efficacité énergétique, l'écart/prévision serait traité selon les dispositions du *Mécanisme de réglementation incitative (MRI)*, lesquelles ne protègent pas cet écart, de sorte que celui-ci serait compris dans le solde global des écarts traités par le *Mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR)*.

³ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-4011-2017, [Décision D-2018-067](#), parag. 499 et 502.

2.3 LE CARACTÈRE DE LONG TERME DU PROGRAMME

La Régie de l'énergie s'est notamment interrogée, dans sa décision D-2018-025, sur le caractère structurant à long terme du Programme, malgré que l'engagement des clients ait besoin d'être renouvelé annuellement :

*[266] En l'absence d'études économiques, la Régie estime qu'elle ne peut statuer sur la rentabilité du programme « GDP Affaires », **sur son caractère structurant et sur sa capacité effective à contribuer au report d'un appel d'offre en puissance.** Les motifs fournis par le Distributeur pour justifier l'utilisation des **coûts évités de long terme** pour la rentabilité de ce programme ne convainquent pas la Régie, **en l'absence d'un engagement à long terme de la part des participants.**⁴*

Nous désirons, en premier lieu, souligner à cet égard que, dans la quasi-totalité des cas, même **les contrats d'abonnement** des clients visés n'offrent aucune garantie d'existence à long terme, puisque chaque client peut toujours abruptement y mettre fin et mettre fin à ses activités. Pourtant, cette absence de garantie de long terme n'empêche pas les prévisionnistes et les planificateurs de tenir compte, statistiquement, du maintien et de l'évolution des bases de clientèles visées et, à partir de là, à planifier des investissements à long terme et des contrats d'approvisionnement à long terme.

L'absence d'engagement à long terme des participants au Programme ne constitue donc pas, en soi, un obstacle à considérer ce Programme comme ayant une portée à long terme.

De même, le fait que le Programme ait besoin d'être annuellement reconduit dans les causes tarifaires d'Hydro-Québec Distribution ne constitue pas un obstacle à le considérer comme ayant une portée à long terme. En effet, une multitude d'activités, de programmes et de tarifs d'Hydro-Québec Distribution sont, eux aussi, toujours théoriquement à risque d'être soudainement interrompus ou radicalement modifiés lors de chaque décision tarifaire annuelle. Ceci n'empêche pas le Distributeur de se baser sur eux pour planifier des investissements et approvisionnements à long terme.

⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4011-2017, [Décision D-2018-025](#), parag. 266.

Ce qui est déterminant ici, c'est le caractère structurant du Programme et la relative stabilité qu'il permet de raisonnablement considérer.

Et nous sommes d'avis que ce caractère structurant et cette stabilité existent dans le présent cas, en autant que les modalités du Programme (dont le montant d'aide financière) demeurent (ce dont il est traité plus loin au présent rapport). En effet, le taux de renouvellement des participants a historiquement été de 97 %.⁵ De plus, Hydro-Québec Distribution a démontré que la participation au Programme s'accroît continuellement, par l'afflux de nouveaux clients intéressés, lesquels renforcent le Programme comme outil à long terme :

*Concernant les programmes commerciaux en GDP, le Distributeur évalue le potentiel de la contribution en puissance qu'il peut acquérir **et l'inscrit à son bilan à des fins de planification pour les dix prochaines années***

*Les programmes commerciaux en GDP comportent néanmoins des particularités. D'une part, **l'atteinte du plein potentiel d'un programme commercial s'échelonne généralement sur plusieurs années**. Le caractère commercial de ce moyen de gestion implique nécessairement le déploiement, par le Distributeur, d'une stratégie de mise en marché pour susciter la participation des clients visés. Par conséquent, **la pénétration du marché est progressive. Le temps requis pour que cette pénétration soit significative peut s'apparenter aux délais relatifs à un processus d'appel d'offres**.*

*D'autre part, **une fois le potentiel estimé atteint, le Distributeur se doit de le maintenir. Il doit donc développer un lien de confiance avec ses clients en proposant chaque année des modalités similaires ainsi qu'un appui financier suffisamment attrayant pour qu'ils soient incités à renouveler leur adhésion**. À ce sujet, lequel sera plus amplement développé dans la section 3, le Distributeur tient à réitérer que le montant de l'appui financier a été déterminé en fonction du prix minimum que les clients étaient généralement prêts à accepter pour participer au Programme. Le coût évité de long terme constitue uniquement le prix maximum au-delà duquel le programme ne serait plus rentable.*

Ainsi, si le lien de confiance est respecté, la contribution en puissance inscrite au bilan pourra être maintenue**. D'ailleurs, comme il est expliqué à la section 3, la grande majorité des participants renouvellent leur participation au Programme. **La vaste expérience du Distributeur dans la commercialisation de tels programmes lui indique que les clients qui quitteraient le programme seraient remplacés par de nouveaux participants. En d'autres termes, malgré l'absence d'un engagement de long terme de la part des clients, leur grand nombre fait en sorte que le

⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0004, HQD-1, Document 1](#), Page 14, lignes 21-23.

Distributeur peut compter sur une stabilité de leur contribution en puissance. C'est pourquoi, les programmes commerciaux en GDP peuvent être considérés comme un moyen de gestion de puissance de long terme, au même titre que les autres contrats de long terme, et être inscrits au bilan.

De plus, ce moyen ne peut pas être considéré comme un moyen de court terme puisque, comme explicité à la section 2.3, les quantités de puissance de court terme, acquises à l'automne, fluctuent d'une année sur l'autre, et ce, en fonction des besoins du Distributeur pour l'hiver à venir et de la profondeur du marché de court terme. Il ne serait donc pas envisageable d'appliquer le même processus dans le cas du Programme car, **d'un point de vue commercial, les clients doivent avoir l'assurance que le Programme soit maintenu afin de prévoir la mise en place de mesures opérationnelles leur permettant de s'effacer à la demande du Distributeur. Pour cette raison, les programmes commerciaux en GDP ne peuvent pas être utilisés comme un moyen de gestion de court terme.** À cet effet, le signal de coût évité de court terme, soit 20 \$/kW-hiver, ne constitue donc pas un signal de coût pertinent et économiquement représentatif de la valeur du produit.⁶

Les prévisions de participation au Programme par Hydro-Québec Distribution (HQD) sont les suivantes :

Tableau 1
MW associés au Programme GDP-Affaires⁷

Hiver	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26
Puissance (MW)	320	360	370	380	415	425	445	455

Par ailleurs, la quantité impressionnante d'observations de participants déposées au présent dossier (catégorie « D » des pièces déposées) confirment l'intérêt soutenu de la clientèle pour ce Programme.

Nous sommes donc d'avis que le Programme possède le caractère structurant et la stabilité qui permettent de le considérer comme un outil à long terme, et donc comme un outil apte à réduire et retarder le besoin d'un autre outil d'approvisionnement en puissance à long terme.

⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0004, HQD-1, Document 1](#), Pages 7-8. Souligné en caractère gras par nous.

⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponse 2.1 à la Régie, telle qu'ajustée par le remplacement, pour l'hiver 2018-2019, de la prévision de 315 MW par celle de 320 MW (HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce A-0015, n.s. vol. 2, le 8 août 2018](#), pp. 217-218. HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce A-0018, n.s. vol.3, le 9 août 2018](#), page 33).

RECOMMANDATION NO. 2 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que **le Programme possède le caractère structurant et la stabilité qui permettent de le considérer comme un outil à long terme**, et donc comme un outil apte à réduire et retarder le besoin d'un autre outil d'approvisionnement en puissance à long terme.

3

LES COÛTS ÉVITÉS PAR LA RECONDUCTION DU PROGRAMME**3.1 LES COÛTS ÉVITÉS DE DISTRIBUTION**

Dans l'évaluation de la rentabilité du présent programme GDP Affaires, Hydro-Québec Distribution propose de tenir compte, parmi les coûts évités, de coûts évités en distribution, dont il établit la valeur de façon paramétrique.⁸

Nous sommes d'opinion que ce choix est méthodologiquement erroné. En effet, les pointes individuelles de chacun des clients ne sont pas modifiées par le Programme :

Par ailleurs, aucune perte de revenu associée à la puissance souscrite n'est prise en compte, puisque les clients n'utilisent pas le Programme de façon à gérer leur facture, les heures d'interruption étant à la demande du Distributeur.⁹

La pointe des postes de distribution peut facilement se trouver en dehors des périodes d'appel du programme GDP. En effet, le programme n'est pas en fonction les jours fériés et les fins de semaines. De plus, il existe, selon Hydro-Québec TransÉnergie (HQT), quelques 390 postes satellites.¹⁰ Le Programme GDP représente donc environ seulement un MW par poste et il est facile d'imaginer une variation de cet ordre à la hausse hors des périodes d'appel de GDP.

Plus généralement, l'absence d'engagement à long terme de chaque client ne permet pas de planifier une réduction des équipements de distribution servant à l'alimenter.

Nous sommes donc d'avis que les coûts évités servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme ne devraient pas comporter de coûts évités en distribution.

⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponse 2.2 à la Régie.

⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0007, HQD-1, Document 2](#), page 12, lignes 8 à 10.

¹⁰ **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT**, Dossier R-4012-2017, Pièce B-0031, HQT-9, document 01.1, pages 16 à 24.

RECOMMANDATION NO. 3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que les coûts évités servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme **ne devraient pas comporter de coûts évités en distribution.**

3.2 LES COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT

Pour les mêmes motifs, Nous sommes donc d'avis que les coûts évités servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme ne devraient pas comporter de coûts évités en transport (à moins d'une démonstration spécifique de la part d'Hydro-Québec Distribution que de tels coûts évités existent, ce qui n'a pas été fait au présent dossier). Les pointes individuelles de chacun des clients ne sont pas modifiées par le Programme et, de plus, l'absence d'engagement à long terme de chaque client ne permet pas de planifier une réduction des équipements de transport dans la zone de réglage au Québec servant à l'alimenter.

Quant aux coûts de transport hors Québec qui serviraient à la transmission d'éventuels approvisionnements en puissance provenant de l'extérieur du Québec, leur coût est déjà incorporé au coût d'approvisionnement évité.¹¹

RECOMMANDATION NO. 4 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que les coûts évités servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme **ne devraient pas comporter de coûts évités en transport, à moins d'une démonstration spécifique de la part d'Hydro-Québec Distribution que de tels coûts évités existent, ce qui n'a pas été fait au présent dossier.**

¹¹ Voir notamment par exemple la non-inclusion des coûts de transport hors Québec dans les coûts de transport présentés en causes tarifaires : **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4057-2018, [Pièce B-0020, HQD-7, Doc. 1](#), page 3.

3.3 LES COÛTS ÉVITÉS EN APPROVISIONNEMENT

Tel qu'indiqué au chapitre 2 du présent rapport, nous sommes d'avis que le Programme possède le caractère structurant et la stabilité qui permettent de le considérer comme un outil à long terme, et donc comme un outil apte à réduire et retarder le besoin d'un autre moyen d'approvisionnement en puissance à long terme.

À cet égard, Hydro-Québec Distribution nous informe qu'un appel d'offres de long terme en puissance aurait été, en l'absence du Programme GDP-Affaires, prévu pour entrée en service à l'hiver 2020-2021, période à laquelle la profondeur du marché de court terme serait atteinte (une option que les délais ne lui permettent toutefois plus d'exercer). Mais le présent Programme, s'il est reconduit, permet de retarder le lancement d'un tel appel d'offres pour une entrée en service à l'hiver 2022-2023.¹²

Les coûts évités de fourniture en puissance servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme seraient donc, **rétrospectivement**, les coûts évités en achat de puissance, tant ceux à court terme que ceux résultant du report de 2020-2021 à 2022-2023 d'un contrat d'approvisionnement à long terme en puissance.

Cette comparaison rétrospective est toutefois quelque peu insatisfaisante puisque l'on sait qu'un appel d'offres livrable en 2020-2021 est impossible. Nous sommes toutefois contraints de l'utiliser faute de mieux, mais il est clair que l'on devrait, pour être plus exact, utiliser le coût des moyens d'approvisionnement réels que le Distributeur aurait été contraint d'utiliser entre 2020-2021 et 2022-2023 en l'absence du Programme GDP-Affaires (combinaison d'achats de court terme, y compris en Ontario si disponible, possible relance de TCÉ-Bécancour si faisable à un coût raisonnable et autres moyens extraordinaires pour assurer le respect du bilan en puissance selon les normes du NPCC¹³), ce qui pourrait s'avérer beaucoup plus coûteux que le simple report de 2 ans d'un appel d'offres en puissance tel que considéré.

¹² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0004, HQD-1, Document 1](#), Pages 6-9.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0002, Demande introductive](#), parag. 8-9.

¹³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponses 1.1 à 1.5 à la Régie.

Hydro-Québec Distribution (HQD) propose, aux fins de l'établissement des coûts évités, de retenir le coût moyen d'achat d'électricité durant la période de pointe visée sur le marché de la Nouvelle-Angleterre (incluant ses frais de transport et de SPEDE). *Stratégies Énergétiques* (S.É.) s'étonnait de ce choix, ce à quoi le Distributeur a fourni la justification suivante :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-1.5

Référence(s) :

i) HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, Pièce B-0007, HQD-1, Document 2, page 15, lignes 7 à 9 :

Ce coût représente le coût moyen d'achat d'électricité pour ces heures sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, augmenté des frais de transport et des coûts reliés à l'achat de crédits liés au SPEDE.

Demande(s) :

a) Pourquoi ne prenez-vous pas les coûts sur le marché de New York?

Réponse : Selon l'ordonnement des moyens de gestion, le Programme est appelé après que la profondeur du marché de New York ait été épuisée. Ainsi, le prochain marché de référence pour le Distributeur est celui de la Nouvelle- Angleterre.¹⁴

Stratégies Énergétiques (S.É.) se demandait par ailleurs si les besoins en puissance du Distributeur pour les années actuelles et à venir (jusqu'au lancement du futur appel d'offres à long terme en puissance) **n'avaient pas été surévalués** par une absence de mise à jour de ceux résultant de l'usage cryptographique pour chaînes de blocs (on sait, au dossier R-4045-2018, que la Régie a provisoirement suspendu les nouvelles ventes pour un tel usage et que le Distributeur propose de le rendre dorénavant interruptible en pointe). Mais Hydro-Québec Distribution (HQD), en réponse à un engagement pris à l'audience, précise que l'interruptibilité de cet usage cryptographique a déjà été pris en compte :

*décroissance des besoins en puissance pour usage cryptographique des projets existants, **ces derniers étant contraints à un effacement en période de pointe hivernale.***¹⁵

¹⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponses 1.5 à *Stratégies Énergétiques* (S.É.). Demande et réponse soulignées en caractère gras par nous.

¹⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0031, HQD-3, Doc. 3](#), Réponse 4.1 à l'ACEFO (engagement 3 de HQD).

RECOMMANDATION NO. 5 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'utiliser, à défaut de mieux (**à titre de coûts évités de fourniture en puissance** servant à l'évaluation de la rentabilité du Programme) les coûts évités par un report de 2020-2021 à 2022-2023 d'un contrat d'approvisionnement à long terme en puissance sur le marché de la Nouvelle-Angleterre (incluant ses frais de transport et de SPEDE).

Cette comparaison rétrospective est toutefois quelque peu insatisfaisante puisque l'on sait qu'un appel d'offres livrable en 2020-2021 est impossible. Nous sommes toutefois contraints de l'utiliser faute de mieux, mais il est clair que l'on devrait, pour être plus exact, utiliser le coût des moyens d'approvisionnement réels que le Distributeur aurait été contraint d'utiliser entre 2020-2021 et 2022-2023 en l'absence du Programme GDP-Affaires (combinaison d'achats de court terme, y compris en Ontario si disponible, possible relance de TCE-Bécancour si faisable à un coût raisonnable et autres moyens extraordinaires pour assurer le respect du bilan en puissance selon les normes du NPCC), ce qui pourrait s'avérer beaucoup plus coûteux que le simple report de 2 ans d'un appel d'offres en puissance tel que considéré.

Nous prenons acte par ailleurs de l'affirmation de HQD selon laquelle le **marché de New York** ne serait plus disponible pour un contrat d'approvisionnement à long terme en puissance.

*Stratégies Énergétiques (S.É.) se demandait par ailleurs si les besoins en puissance du Distributeur pour les années actuelles et à venir (jusqu'au lancement du futur appel d'offres à long terme en puissance) n'avaient pas été **surévalués** par une absence de mise à jour de ceux résultant de l'**usage cryptographique pour chaînes de blocs** (on sait, au dossier R-4045-2018, que la Régie a provisoirement suspendu les nouvelles ventes pour un tel usage et que le Distributeur propose de le rendre dorénavant interruptible en pointe). Mais Hydro-Québec Distribution (HQD), en réponse à un engagement pris à l'audience, précise que l'interruptibilité de cet usage cryptographique a déjà été pris en compte.*

4

Y'A-T-IL LIEU DE MODIFIER LES MODALITÉS DU PROGRAMME ?**4.1 L'ENGAGEMENT ANNUEL**

Le Distributeur indique qu'il serait prêt (avec l'accord de la Régie dans une cause tarifaire) à offrir l'option d'un engagement multi-annuel aux clients qui le désirent (mais sans en faire une obligation car autrement la participation risquerait de décroître et le Distributeur risquerait de devoir accroître l'aide financière afin de maintenir le Programme tout en compensant les clients pour leur risque accru).¹⁶

L'engagement multi-annuel renforcerait encore davantage le statut de long terme du présent Programme. Mais notre position à l'égard d'une telle option dépendra donc de l'éventuel accroissement d'aide financière que le Distributeur proposera ou non d'y adjoindre.

RECOMMANDATION NO. 6 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de présenter, au sein de sa cause tarifaire annuelle 2019-2020 (dossier R-4057-2018) ou subsidiairement lors d'une Phase 2 du présent dossier, une proposition d'**option facultative d'un engagement multi-annuel** aux clients du Programme qui le désirent, en indiquant s'il y a lieu les modalités d'aide financière différentes dont cette option serait assortie.

Une telle option ne constituerait toutefois pas une condition à l'acceptation par la Régie de la reconduction du Programme à ce stade du présent dossier lors de la décision finale qui sera rendue à l'automne de 2018.

¹⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0004, HQD-1, Document 1](#), Page 14, lignes 24-28.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponses 11.1 à 11.5 à la Régie.

4.2 LE MONTANT DE L'AIDE FINANCIÈRE

Nous sommes d'avis qu'il est fondamental, à ce stade et aux fins de la décision de reconduction que la Régie sera appelée à rendre à l'automne 2018 au présent dossier, de maintenir à 70 \$/kW l'aide offerte aux clients participants. C'est là un gage de stabilité de la participation. Il n'existe aucune étude qui justifierait un montant d'aide moindre.

Le Distributeur a longuement expliqué le cheminement qui l'a amené à établir cette aide à 70 \$/kW :

D'emblée, le Distributeur croit important de rappeler certaines notions relatives à la fixation de l'appui financier pour un programme commercial.

*D'abord, l'appui financier n'est pas uniquement établi sur la base des coûts pour le client, mais également sur celle des objectifs que souhaite atteindre le Distributeur. En d'autres termes, **le Distributeur doit tenter de déterminer quel est le niveau d'appui financier suffisant pour inciter une participation des clients à la hauteur visée par un programme.** En ce sens, le Distributeur n'estime pas approprié de baser uniquement son appréciation du niveau d'appui financier sur les coûts pour les clients.*

*Le Distributeur souligne à cet égard que les coûts que pourraient encourir les clients ne donnent qu'une indication partielle de ce qui pourrait constituer un niveau d'appui financier suffisant. En effet, la participation des clients à un programme comme celui faisant l'objet du présent dossier comporte des inconvénients pour les participants, dont la valeur est difficilement quantifiable et différente d'un participant à l'autre. Ce faisant, **il est clair que le niveau d'appui financier doit être plus élevé que les coûts directs pour les participants, faute de quoi la participation sera nulle. À nouveau, le niveau suffisant n'est pas celui qui permet aux clients de récupérer uniquement leurs coûts mais bien celui qui les incite à participer.***

À cet effet, le Distributeur souligne que ce que constitue un niveau adéquat d'appui financier varie évidemment selon les clients. Pour certains, les coûts directs et les contraintes sont plus faibles, alors que pour d'autres, ils sont plus importants. Pour d'autres encore, l'appui financier est insuffisant pour compenser les inconvénients subis. Plusieurs clients ont d'ailleurs refusé de participer au Programme pour cette raison. Cela illustre l'importance pour le Distributeur d'établir l'appui financier à un niveau qui lui permet d'atteindre ses objectifs, et non pas de tenter de le calquer sur les coûts directs et indirects des clients.

Le Distributeur insiste sur le fait qu'il est clair que l'appui financier est plus élevé que les coûts directs ou indirects que subissent la majorité des clients.

Ce résultat est tout à fait attendu. En l'absence de gains pécuniaires pour les clients, aucun n'accepterait de participer au Programme.

À cette étape, le Distributeur croit utile de rappeler quels sont les différentes contraintes ou inconvénients auxquels doivent faire face les participants et qui permettent d'expliquer pourquoi le niveau d'appui financier doit être suffisant pour soutenir leur participation. Ces éléments ont été pris en considération au moment de la calibration de l'appui financier :

- Les clients doivent souvent consentir des investissements pour mettre en place les mesures de GDP ;*
- Le Programme n'apporte aux clients aucun bénéfice opérationnel ni réduction perceptible de la facture d'électricité, au contraire, par exemple, de mesures d'économie d'énergie ;*
- Le Programme amène des contraintes opérationnelles non négligeables pour les clients, comme la modification du mode d'opération des équipements et une modification des horaires de production pour les clients industriels ;*
- Les clients doivent mobiliser du personnel, parfois en temps supplémentaire, afin d'être en mesure de répondre aux événements de GDP ;*
- Dans certains cas, la réduction de la demande peut avoir un impact sur le confort des occupants des édifices visés, alors que les baux précisent souvent des conditions de confort très précises ;*
- Certains clients ont recour à des génératrices ou des chaudières au combustible en cas d'événement de GDP, avec les coûts de carburant et l'usure additionnels que cela implique.*

Il est donc important de retenir que, dans le cas du Programme, le niveau d'appui financier n'est pas le fruit d'une analyse fine des coûts réels pour les clients, pour les raisons invoquées aux paragraphes précédents. Il résulte d'échanges entre le Distributeur, les partenaires du marché et les clients.

Avant le lancement du projet pilote, le Distributeur a testé auprès de ces interlocuteurs les modalités proposées pour le Programme, y compris le niveau d'appui financier, afin de déterminer s'il pouvait raisonnablement s'attendre à une réponse favorable du marché. Une rencontre à cet effet a eu lieu en mai 2015. Elle réunissait une dizaine de clients majeurs et une quarantaine de partenaires du marché représentant des milliers de clients. Au cours des semaines qui ont suivi, le Distributeur a eu plusieurs échanges avec les clients et partenaires pour s'assurer de leur bonne compréhension des modalités du Programme, et ce, afin de leur permettre de mieux jauger son impact sur leurs activités et leurs risques financiers.

Le Distributeur souligne qu'au cours de ces rencontres, des partenaires ont mentionné qu'à leur avis, plusieurs clients ne participeraient pas au Programme. En effet, pour ces clients, les modalités proposées induisent des contraintes d'opération ou des risques d'affaires trop importants, que l'appui financier ne parvient pas à compenser suffisamment, comme le Distributeur l'a déjà mentionné. Le Distributeur y voit le signe qu'au niveau actuel, l'appui financier n'est pas excessif, sans quoi les clients n'auraient aucune hésitation.

Par la suite, les modalités du Programme ont été mises à l'épreuve dans le cadre du projet pilote. Comme l'indique le rapport déposé à l'annexe B de la pièce HQD-1, document 2 (B-0007), les résultats furent concluants. C'est également à la lumière de ces échanges avec les partenaires du marché et sa connaissance des clients, à travers notamment ses délégués commerciaux, que le Distributeur est en mesure d'affirmer qu'une réduction de l'appui financier se traduirait inévitablement par une baisse de la participation. Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier quelle serait cette baisse. La seule façon d'y parvenir serait de réduire l'appui financier et de constater la réaction du marché. Évidemment, une telle approche est inapplicable.

Le niveau d'appui financier a également été fixé par le Distributeur en regard des coûts évités de long terme en puissance, c'est-à-dire ce que lui permet d'éviter le Programme. Il est clair qu'à hauteur de 70 \$/kW, l'appui financier est largement en deçà du coût évité de long terme en puissance, soit 110 \$/kW avant les coûts de transport et de distribution.

Enfin, comme le Distributeur le mentionne à la pièce HQD-1, document 1 (B-0004), le niveau d'appui financier a été déterminé en considérant le montant global que les clients sont susceptibles de recevoir en échange de leur participation. **Un montant global trop faible découragerait toute participation des clients. Ceci explique d'ailleurs en partie pourquoi le Programme prévoit un appui financier unitaire plus élevé que pour les options d'électricité interruptible (OÉI), pour lesquelles la puissance effacée est beaucoup plus importante et, partant, le montant total d'appui financier versé aux clients.**¹⁷

En conclusion, le Distributeur réitère que le niveau d'appui financier actuel permet d'atteindre les objectifs visés par le Programme tout en étant rentable pour le Distributeur. **Une réduction de l'appui financier, dans l'espoir de le**

¹⁷ Note infrapaginale dans la citation : À titre illustratif, pour l'hiver 2017-2018, les 25 clients participant aux OÉI pour la clientèle de grande puissance ont reçu au total une somme de plus 14 M\$. Pour la même période, les 404 projets inscrits au Programme (2 057 compteurs) se sont partagés une somme de 20 M\$.

rapprocher des coûts des clients et ainsi réduire davantage le coût pour le Distributeur, ne lui permettrait pas d'atteindre sa cible en matière de réduction de la demande en puissance. À long terme, ni les clients visés, ni le Distributeur et l'ensemble de sa clientèle, ne sortiraient gagnants d'une telle stratégie.¹⁸

Nous constatons que le calibrage de l'aide financière à 70 \$/kW est le fruit d'une démarche sérieuse de la part du Distributeur, tenant compte à la fois des coûts directs des clients mais aussi d'aspects intangibles faisant partie des déterminants du niveau de participation au programme.

Comme l'indique le Distributeur, nous ne croyons pas qu'il soit souhaitable de tester des reconductions annuelles en faisant varier arbitrairement à la baisse le niveau de l'aide financière. Manifestement, on risquerait alors d'effriter la base de participation au programme ainsi que sa crédibilité, ce qui ne pourrait pas être totalement remédié en refaisant varier à la hausse l'aide financière lors d'années ultérieures. C'est la valeur du Programme comme outil à long terme de réduction de la puissance qui serait alors diminuée.

RECOMMANDATION NO. 7 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir à **70 \$/kW** le niveau d'aide financière du Programme, lors de sa reconduction à ce stade.

¹⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), Réponse 3.1 à la Régie. Souligné en caractère gras par nous.

4.3 LES MODALITÉS DE GESTION PAR LES CLIENTS DE LEUR INTERRUPTION D'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE EN CAS D'APPEL SUIVANT LE PROGRAMME GDP

Hydro-Québec Distribution prévoit que les clients participants au GDP-Affaires géreront comme suit leur interruption d'approvisionnement électrique en cas d'appel selon ce Programme :

Tableau 2

Les modalités de gestion par les clients de leur interruption d'approvisionnement électrique en cas d'appel suivant le programme GDP (MW)

	2018 2019	2019 2020	2020 2021	2021 2022	2022 2023	2023 2024	2024 2025	2025 2026
Groupe électrogène (75% de 50%) ¹⁹	120	135	139	143	156	159	167	171
Chaudière à combustible (25% de 50%) ²⁰	40	45	46	48	52	53	56	57
Baisse de chauffage (50% de 50%) ²¹	80	90	93	95	104	106	111	114
Déplacement de production (50% de 50%) ²²	80	90	93	95	104	106	111	114

Nous constatons de ce tableau que le programme GDP implique un certain recours par des clients à chaudières utilisant directement des combustibles (qui pourraient être du gaz naturel ou du mazout) ainsi que le recours à des groupes électrogènes de source fossile. Il est possible que les sources de production électrique pour des achats de court ou de long terme, que le GDPO-Affaires contribue à réduire et retarder, soient unitairement moins polluantes que ces moyens qu'utiliseraient les clients du Programme, surtout si ces sources de production électrique sont gazières ou hydroélectriques. Toutefois, si le Programme n'était pas reconduit, les autres moyens employés par les clients participants (baisse de chauffage ou déplacement de la production) seraient également remplacés par les achats de court ou de long terme d'électricité, à moins que de nouveaux programmes de réduction de la puissance favorisant spécifiquement ces moyens de gestion non polluants des clients soient mis en place par Hydro-Québec Distribution (HQD).

¹⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Pièce B-0023, HQD 2, Document 9, page 6, lignes 6 à 11.

²⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Pièce B-0023, HQD 2, Document 9, page 6, lignes 6 à 11.

²¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Pièce B-0021, HQD 2, document 7, page 5, lignes 13 à 15.

²² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, Pièce B-0021, HQD 2, document 7, page 6, lignes 1 et 2.

Certes, il serait possible de modifier dès à présent les modalités de participation au Programme de manière à rendre cette participation conditionnelle au non-usage de génératrices électriques ou de chaudières au combustible. Nous croyons toutefois qu'à ce stade, un changement subit aux modalités du programme nuirait à sa continuité. Nous croyons plus sage de recommander plutôt une évolution graduelle du Programme, qui serait annoncée et connue d'avance de manière à ce que les clients puissent s'y préparer, qui consisterait à inciter les clients participants à gérer leurs interruptions sans recours à des génératrices ni des chaudières utilisant les combustibles fossiles. Ce changement graduel devrait faire l'objet de rencontres avec les participants et autres moyens de les consulter et pourrait, selon le cas, combiner des approches contraignantes (conditions de participation plus restrictives) et incitatives (aide financière à l'élimination des sources d'appoint thermiques), en ayant pour visée d'ensemble de maintenir et accroître la participation au Programme.

Il faut garder à l'esprit que l'impact environnemental d'un usage, pour l'instant, par les clients, de ces sources d'appoint, serait relativement circonscrit. La durée des appels du GDP serait relativement courte (entre 30 et 37 heures par année) :

Tableau 3

Espérance d'utilisation du GDP durant les quatre prochaines années ²³

	Jour/année	Heures/année
2018-2019	1,44	35
2019-2020	1,55	37
2020-2021	1,23	30
2021-2022	1,28	31

²³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041-2018, Pièce B-0032, HQD 3, Document 4, page 3.

RECOMMANDATION NO. 8 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de **ne pas poser, à ce stade, de nouvelles conditions de participation au Programme restreignant le recours par les clients à des sources thermiques de remplacement**. Il faut garder à l'esprit que l'impact environnemental d'un usage, pour l'instant, par les clients, de ces sources d'appoint, serait relativement circonscrit. La durée des appels du GDP serait relativement courte (entre 30 et 37 heures par année). Nous croyons toutefois qu'à ce stade, un changement subit aux modalités du programme nuirait à sa continuité.

Nous croyons plus sage de recommander plutôt une **évolution graduelle du Programme**, qui serait annoncée et connue d'avance de manière à ce que les clients puissent s'y préparer, qui consisterait à **inciter les clients participants à gérer leurs interruptions sans recours à des génératrices ni des chaudières utilisant les combustibles fossiles**. Ce changement graduel devrait faire l'objet de rencontres avec les participants et autres moyens de les consulter et pourrait, selon le cas, combiner des approches contraignantes (conditions de participation plus restrictives) et incitatives (aide financière à l'élimination des sources d'appoint thermiques), en ayant pour visée d'ensemble de maintenir et accroître la participation au Programme.

5

LA RENTABILITÉ DU PROGRAMME

Considérant ce qui précède, nous sommes d'avis que le *Programme de gestion de la demande en puissance (GDP)-Affaires* d'Hydro-Québec Distribution (HQD) présenté au présent dossier est rentable. Son coût est en effet nettement moindre, lorsque l'on tient compte de la valeur actualisée nette de son impact à long terme, en le reconduisant (à ce stade) selon une aide financière de 70 \$/kW et (à ce stade) avec des modalités de participation inchangées, et **en tenant compte des coûts évités de fourniture tant de contrats court terme puis de contrat de long terme** (et de leurs coûts de transport et SPEDE) mais sans coûts évités au Québec de transport ou distribution :

Tableau 4 - Rentabilité du Programme (M\$) ²⁴

	VAN	2018 2019	2019 2020	2020 2021	2021 2022	2022 2023	2023 2024	2024 2025	2025 2026
Coûts évités (coûts en l'absence de programme GDP-Affaires)									
Achats court terme à prime fixe	23,1	6,4	8,0	8,7			0,2	0,7	0,9
Achats court terme à prime variable	20,8	5,8	7,2	7,9			0,2	0,6	0,8
Achats A/O à prime fixe	233,8				58,5	59,7	60,9	62,1	63,3
Achat A/O à prime variable	12,4				3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Transport et distribution	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	290,1	12,2	15,1	16,6	61,6	62,8	64,4	66,5	68,2
Coûts du Programme GDP-Affaires									
Appui financier	183,24	22,4	25,2	25,9	26,6	29,05	29,75	31,15	31,85
Charges de commercialisation et exploitation	4,90	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus	22,13	2,5	2,9	3,0	3,2	3,5	3,7	4,0	4,1
Total	210,0	25,2	28,8	29,7	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Écart	(80,1)	13,1	13,7	13,1	(31,1)	(29,4)	(30,2)	(30,6)	(31,4)

²⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4041, 2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), page 10, Tableau R-2-2-C de la réponse 2.2 à la Régie, page 10. Tel qu'ajusté par le remplacement, pour l'hiver 2018-2019, de la prévision de 315 MW par celle de 320 MW (HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce A-0015, n.s. vol. 2, le 8 août 2018](#), pp. 217-218. HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-4041-2018, [Pièce A-0018, n.s. vol.3, le 9 août 2018](#), page 33). En ajoutant au tableau des coûts évités nuls en transport et distribution.

En toute logique, les coûts évités de fourniture utilisés aux fins du test de neutralité tarifaire (TNT) :

- devraient être ceux que l'on retrouve ci-dessus (et qui sont conformes à ceux que l'on retrouve au tableau R-2.2C de la réponse 2.2 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) à la première demande de renseignements de la Régie, tenant compte à la fois des contrats d'approvisionnement à primes fixes et de ceux à primes variables, tant à court qu'à long terme)
- et non pas ceux se limitant uniquement aux coûts des contrats de fourniture à prime fixe (court terme et long terme), que l'on retrouve aux tableaux R-2.2A et R-2.2B de cette même réponse.²⁵

RECOMMANDATION NO. 9 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de statuer que le Programme de gestion de la demande en puissance (GDP)-Affaires d'Hydro-Québec Distribution (HQD) présenté au présent dossier **est rentable**, lorsque l'on tient compte de la valeur actualisée nette de son impact à long terme, en le reconduisant (à ce stade) selon une aide financière de 70 \$/kW et (à ce stade) avec des modalités de participation inchangées, et **en tenant compte des coûts évités de fourniture tant de contrats court terme puis de contrat de long terme** (et de leurs coûts de transport et SPEDE) mais sans coûts évités au Québec de transport ou distribution.

Les **coûts évités de fourniture** utilisés aux fins du **test de neutralité tarifaire (TNT)** devraient être ceux (avec le correctif remplaçant la prévision de 315 MW par 320 MW en 2018-2019) que l'on retrouve au tableau R-2.2C de la réponse 2.2 d'Hydro-Québec Distribution (HQD) à la première demande de renseignements de la Régie, tenant compte à la fois des contrats d'approvisionnement à primes fixes et de ceux à primes variables, tant à court qu'à long terme).

Le Programme devrait donc être **reconduit à l'hiver 2018-2019** et la présente évaluation de sa rentabilité devrait servir à la continuation de sa reconduction lors des causes tarifaires d'Hydro-Québec Distribution.

²⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4041-2018, [Pièce B-0015, HQD-2, Doc. 1](#), page 9, Tableaux R-2.2A, R-2.2B et R-2.2C.

6

- CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire des recommandations.
