

HQD - Demande relative au programme GDP Affaires

R-4041-2018

**Mémoire présenté à la
Régie de l'énergie par**



préparé par

Viviane de Tilly

9 août 2018

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU	4
1 INTRODUCTION	5
2 MISE À JOUR INCONTOURNABLE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT	5
3 COÛTS ÉVITÉS DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT ET RENTABILITÉ DU PROGRAMME GDP	10
4 INCITATIF FINANCIER : ABSENCE DE DÉMONSTRATION	13
5 ENJEUX RELIÉS AU NPCC	17

Liste des tableaux

Tableau 1 TNT selon le bilan actuel et le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023 12
Tableau 2 TNT selon le bilan actuel et le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023 sans coûts évités de
distribution et transport..... 13

Liste des figures

Figure 1 Extrait du site Web du Distributeur sur le programme GDP 16

Union des consommateurs, *la force d'un réseau*

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe 10 Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), le CIBES de la Mauricie, l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

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

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

Depuis plus de 50 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Introduction

Le Distributeur a déposé le 22 mai 2018 une demande relative au programme GDP Affaires (programme GDP) conformément à l'ordonnance contenue au paragraphe 269 de la décision D-2018-025 du dossier R-4011-2017, afin d'en déterminer la rentabilité à l'aide de coûts marginaux qui sont représentatifs des réalités du programme et de clarifier sa nature juridique.

D'emblée, UC souligne que la recommandation qu'elle formulait à la Régie dans le cadre du dossier R-4011-2017¹ s'applique toujours dans le présent dossier.

UC recommande à la Régie qu'elle encadre en ce sens les paramètres des programmes de gestion de la demande mis en place par le Distributeur pour refléter la réalité des coûts évités de court terme.

En revanche, la croissance fulgurante de la demande en énergie associée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs pourrait remettre en question la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, la détermination des coûts évités et changer complètement la donne quant à la nécessité du programme GDP. D'autre part, UC est d'avis que plusieurs arguments avancés par le Distributeur dans sa preuve tels ceux qui justifient la valeur de l'incitatif, l'utilisation des coûts évités de distribution et de transport dans l'analyse de rentabilité du programme GDP ou encore l'importance de la contribution du programme GDP dans la fiabilité des approvisionnements face au NPCC doivent être mieux documentés avant d'être retenus comme tels par la Régie.

2 Mise à jour incontournable du plan d'approvisionnement

Le règlement sur le teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement prévoit une mise à jour du plan si un événement majeur perturbe les approvisionnements.

6. Dans un délai d'au plus 30 jours après tout événement majeur qui perturbe ses approvisionnements, le titulaire doit déposer pour approbation un plan d'approvisionnement décrivant la nature de l'événement, les risques associés et les moyens en place ou les mesures qu'il prévoit pour y remédier

Le Distributeur doit donc présenter dans un délai assez rapide comment il entend gérer les problèmes qui mettent à risque l'approvisionnement en électricité des clients. On comprend

¹ R-4011-2017, C-UC-0009, section 2.

qu'un évènement majeur a un impact significatif sur l'équilibre énergétique, un impact sur la fiabilité des approvisionnements.

Dans le cadre du dossier R-4045-2018, le Distributeur soumet qu'une forte augmentation de la demande peut également influencer sur la fiabilité des approvisionnements.

2. Le Distributeur fait face à des demandes soudaines, massives et simultanées de la part de sa clientèle pour l'utilisation de l'électricité dédiée à un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, notamment le minage de cryptomonnaies, qui totalisent plusieurs milliers de mégawatts (« MW »).

18. Cette forte demande potentielle est donc de nature à compromettre la fiabilité des approvisionnements en énergie et en puissance du Distributeur et nécessiterait, afin de pouvoir y répondre, le lancement d'appels d'offres en puissance et en énergie.²

UC est d'avis que le règlement devrait également prévoir que le Distributeur dépose pour approbation, dans un délai de 30 jours après tout évènement perturbateur associé à la demande, un plan d'approvisionnement décrivant la nature de l'évènement, les risques associés et les moyens en place ou les mesures qu'il prévoit pour y remédier. **UC recommande à la Régie une modification du règlement afin de couvrir tous les évènements majeurs, autant du côté des approvisionnements que du côté de la demande, qui peuvent perturber les bilans du Distributeur et mettre à risque la fiabilité des approvisionnements.**

Un tel règlement aurait obligé le Distributeur à procéder rapidement à une mise à jour de ses bilans en énergie et puissance tenant compte de l'augmentation de la demande pour l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs.

La demande additionnelle due à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, que le Distributeur essaie de contenir, pourrait dépasser les 5 TWh selon la décision que la Régie rendra dans le dossier R-4045-2018 et comme en font foi les réponses fournies par le Distributeur à la Régie dans le cadre de ce dossier.

Question Veuillez préciser quelle portion des ventes annuelles potentielles projetées de 1,3 TWh pour les clients existants, tel qu'il apparaît au préambule (ii), est pris en compte dans les besoins en énergie de 185,9 TWh en 2020, tel qu'il apparaît au préambule (i).

² R-4045-2018-B-0002.

Réponse :

La prévision des besoins de 2020 ne prend pas en compte les ventes annuelles potentielles projetées car au moment de la réalisation de l'État d'avancement 2017, les projets mentionnés à la référence (ii) n'avaient pas encore une probabilité de réalisation très élevée.³

En ce qui concerne les scénarios avec effacement, le Distributeur réitère qu'il privilégie le scénario de 500 MW correspondant à une consommation annuelle d'environ 4,5 TWh. Ces besoins seraient essentiellement comblés par de l'électricité patrimoniale inutilisée, tout en laissant une marge de manœuvre suffisante pour faire face à une hausse de la demande dans d'autres secteurs.⁴

L'ampleur des nouveaux besoins, absents du radar lors du Plan d'approvisionnement 2017-2026 (R-3986-2016), peut difficilement être sans effet sur la stratégie d'approvisionnement du Distributeur particulièrement lorsqu'il s'agit de répondre aux besoins de la clientèle au moindre coût. Puisque, contre toute attente il y a à peine quelques mois, le Distributeur pourrait être amené à chercher des approvisionnements en énergie, UC a questionné le Distributeur sur la possibilité d'avoir recours au contrat d'approvisionnement avec TCE qui fournirait énergie et puissance, les coûts de cette dernière étant de toute façon assumés par le Distributeur en vertu des règles de suspension de livraison.

En supposant la disponibilité des 507 MW de la centrale TCE à partir de 2019, quels besoins en puissance le programme de GDP devrait-il combler sur le reste de l'horizon ?

Réponse :

Cette question est purement hypothétique. Voir la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.

Voir également la réponse à la question 1.2.⁵

UC convient que la question est hypothétique. Cette question met toutefois en relief le fait que des modifications majeures dans la stratégie d'approvisionnement sont envisageables et que

³ R-4045-2018, HQD-2, document 1.1, page 4

⁴ R-4045-2018, HQD-2, document 1.1, page 8.

⁵ HQD-2, document 11, page 10.

ces modifications auraient un impact sur les coûts évités de court terme ou la contribution du programme GDP au bilan en puissance.

On peut comprendre que le Distributeur, largement favorable au programme GDP depuis ses débuts, puisse hésiter à mettre à jour volontairement son plan d'approvisionnement. Mais UC est d'avis que la Régie peut difficilement analyser les informations soumises dans le cadre du présent dossier sans avoir une image nette des besoins en énergie et puissance, de la nouvelle stratégie d'approvisionnement ainsi que de ses impacts sur les coûts évités de fourniture.

Parce que les circonstances s'apparentent quelque peu à la conjoncture actuelle, UC tient à rappeler à la Régie la séquence des événements qui ont entouré l'approbation⁶ de trois contrats d'approvisionnement avec le Producteur (A/O 2015-01) totalisant 500 MW. En outre, l'extrait présenté est tout à fait d'actualité puisqu'il fait le lien entre les besoins et les coûts évités en puissance.

Alors, selon UC, le plan d'approvisionnement deux mille dix-sept, deux mille vingt-six (2017-2026) du Distributeur ne présente pas d'enjeux majeurs, sinon celui de gérer des surplus en énergie. Et l'aurait-on cru, il n'y a pas si longtemps, ce plan présente peu d'enjeux d'approvisionnement en puissance, sinon pour évaluer les coûts évités qui sont très volatiles puisqu'ils oscillent selon les mois, selon les années entre vingt dollars le kilowatt (20 \$/kW) et cent six (106 \$/kW), évidemment, selon la demande et l'horizon considéré.

Or, les coûts évités sont un intrant fondamental pour évaluer la rentabilité des programmes de gestion de la demande ou même des programmes de vente d'électricité. Nous sommes d'avis, donc qu'une image la plus récente et réaliste possible de l'équilibre énergétique est nécessaire particulièrement dans un contexte de grande volatilité de la demande.

Un exemple récent nous indique comment la volatilité de la demande, lorsqu'appréhendée trop tard, ici on va parler de quelques semaines tout au plus, peut être très coûteuse pour les clients du Distributeur.

Alors, je nous ramène pas très loin en arrière. On est en automne deux mille quatorze (2014). Alors, dans le cadre du dossier 3864, le Distributeur demandait à la Régie la permission de réaliser un appel d'offres pour mille mégawatts (1000 MW) de puissance. À cette époque, le Distributeur insistait, il avait besoin de mille mégawatts (1000 MW). La Régie avait toutefois modéré ses ardeurs et lui a permis un appel d'offres de cinq cents mégawatts (500 MW) seulement, bien s'en fut.

⁶ R-3939-2015

Un an plus tard, on est en deux mille quinze (2015), en octobre deux mille quinze (2015), alors dans son état d'avancement deux mille quinze (2015) du plan d'approvisionnement deux mille quatorze (2014), deux mille vingt-trois (2014-2023) sur la base de ventes réelles de sept mois normalisées, le Distributeur ne semblait pas trop s'inquiéter du niveau des ventes au résidentiel et il n'a constaté en fait qu'un retard de point cinq térawattheure (0,5 TWh) par rapport aux données de l'état d'avancement deux mille quatorze (2014).

C'est à peu près au même moment que la Régie, dans le cadre du dossier R-3939-2015, approuvait trois contrats d'approvisionnement avec le Producteur totalisant cinq cents mégawatts (500 MW) à un coût de cent six dollars le kilowattheure (106 \$/kWh).

Dans le cadre de ce dossier, la Régie avait demandé d'ailleurs au Distributeur de reconfirmer les volumes à acquérir et ainsi que les dates de début des livraisons. (13 h 39)

En novembre deux mille quinze (2015). J'ai l'impression d'être dans un thriller réglementaire. Alors, en novembre deux mille quinze (2015), dans le cadre de ce dossier, à la pièce HQD-3, Document 3, le Distributeur écrivait :

L'évolution de la prévision des besoins en puissance ne modifie en rien la nécessité d'acquérir la totalité des cinq cents mégawatts (500 MW) de puissance dès deux mille dix-huit-deux mille dix-neuf (2018- 2019), mais vient au contraire confirmer le caractère nécessaire justifié et prudent d'une telle acquisition.

Alors, pourtant, dans le dossier 3980-2016, nous avons appris avec surprise que les ventes d'électricité s'étaient effondrées en deux mille je vous réfère à la pièce HQD-16, Document 1.2 de ce dossier, du dossier 3980, alors le Distributeur écrivait avoir constaté en deux mille quinze (2015) les écarts de prévision. On parle quand même d'un effondrement des ventes de près de deux térawattheures (2 TWh) au résidentiel ou à peu près cinq cents mégawatts (500 MW).

Il a alors réalisé un sondage pour savoir ce qui s'était passé. Alors, on entend beaucoup parler de ce sondage-là depuis quelques mois. Alors, on a appris que les clients résidentiels avaient, depuis deux mille quinze (2015), baissé leur point de consigne du chauffage, qu'ils avaient acheté plus de lumières Dell, que les consommations unitaires des nouveaux logements étaient plus faibles que prévues étant donné l'entrée en vigueur en deux mille douze (2012) de nouvelles règles d'efficacité des nouveaux bâtiments.

*Il s'agit de changements très importants qui se sont manifestés cependant très soudainement dans les deux derniers mois de deux mille quinze (2015). Malheureusement après l'approbation par la Régie des contrats de cinq cents mégawatts (500 MW) avec le Producteur, avec début des livraisons en deux mille dix-huit (2018).*⁷

Il faut retenir de cet extrait que quelques jours, quelques semaines de délais avant une mise à jour des bilans peuvent suffire à transformer ce qui semblait être une bonne décision en une décision malheureuse pour la clientèle (et heureuse dans ce cas-ci pour le Producteur). Dans le dossier en cours, l'augmentation importante et subite de la demande due à l'usage cryptographique, bien que son ampleur reste à circonscrire par la Régie et qu'elle pourrait n'être que de courte durée, est une certitude. Face à cette augmentation, le Distributeur doit démontrer rapidement que ses choix en matière d'approvisionnement restent optimaux, choix qui auront un impact sur les coûts évités et conséquemment sur les paramètres commerciaux et la rentabilité des mesures en GDP. UC est d'avis que ces choix sont interreliés et ne peuvent être analysés en vase clos.

La question du choix et de l'utilisation des coûts évités fait l'objet du dossier tarifaire en cours (R-4057-2018)⁸. Considérant l'importance de cet enjeu dans le présent dossier, **UC recommande à la Régie d'en suspendre l'étude jusqu'à ce que le Distributeur ait procédé à une mise à jour de son plan d'approvisionnement, qu'un débat ait eu lieu sur la méthode de calcul des coûts évités et que la Régie ait statué sur la méthode à utiliser pour fixer les paramètres commerciaux et évaluer la rentabilité du programme GDP.**

3 Coûts évités de distribution et de transport et rentabilité du programme GDP

Sans faire un rappel exhaustif de toutes ses interventions à la Régie sur le sujet, UC conteste depuis longtemps l'utilisation des pleins coûts évités de distribution et de transport dans l'analyse de rentabilité des options tarifaires ou programmes de gestion de la demande, particulièrement s'ils reposent sur des mesures comportementales ou encore si le Distributeur n'a pas le plein contrôle sur l'effacement de la demande. De son côté, la réflexion du Distributeur à ce sujet est on ne peut plus minimaliste.

Le Distributeur inclut les coûts évités en transport et distribution dans ses tests de rentabilité, puisqu'en toute logique économique, tout kW réduit à la

⁷ R-3986-2016, A-0029, page Notes sténo du 26 mai 2017., page 156

⁸ R-4057-2018, HQD-4, document 3

pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution.⁹

Contrairement à ce que le Distributeur affirme, ce n'est pas parce qu'un programme de gestion de la demande permet d'éviter un kW en approvisionnement qu'il permet également d'éviter un kW en distribution et transport. UC réitère que la prise en compte de ces coûts doit être clairement justifiée et non tenue « logiquement » pour acquise. Par exemple, un kW évité en approvisionnement chez des clients situés dans une zone où les réseaux présentent des marges de manœuvre pour la croissance de la demande ne permet pas d'éviter des investissements en distribution et transport. Ou encore, les pointes locales en distribution ne correspondent pas nécessairement aux pointes de l'ensemble du réseau¹⁰. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle la *California Public Utilities Commission* ne reconnaît pas « logiquement » des coûts évités de distribution et de transport aux programmes de gestion de la demande.

Right Place: DR programs exist in areas where additional distribution capacity is needed and can be relied upon for local T&D equipment loading relief (e.g., can be dispatched just in the local area, not only system-wide, and are located in areas where load growth would result in a need for additional delivery infrastructure but for DR).

Right Certainty: There is sufficient certainty that DR, either as a stand-alone resource or in combination with other resources, can provide the long-term demand reductions to defer upgrade costs. For example, there must be a sufficient number of customers and the appropriate types of DR to provide a reasonable level of certainty that needed demand reductions can be provided.

Right Availability: DR will be available when needed. This is a similar calculation as for the A factor, although specific to T&D needs. It should take into account that for DR to be able to avoid sub-transmission and distribution investment, it must be possible to call the program to reduce circuit loading when it may occur, which may or may not be at times when the system is experiencing a generation peak event.¹¹

⁹ HQD-2, document 11, page 17

¹⁰ Cela se démontre aussi par le fait que les vagues de froid se déplacent souvent d'ouest en est. Lorsque la vague de froid est située au-dessus de Montréal et cause une pointe de réseau, il est possible qu'il fasse encore chaud dans l'est du Québec. Selon la même logique, lorsque la vague de froid atteint l'est et cause une pointe locale, il est possible que l'ensemble de réseau ne soit plus en pointe.

¹¹ California Public Utilities Commission, 2016 Demand Response Cost Effectiveness Protocols, page 38. <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=7023>

UC est d'avis que les kW effacés par le programme GDP proposé ne permettent pas tous d'éviter des investissements en distribution et transport et qu'ils n'offrent aucune garantie d'effacement au moment où le réseau en a besoin. Cette démonstration doit être faite par le Distributeur.

UC souligne que le programme de GDP, dans sa forme actuelle, n'est pas rentable lorsque seuls les coûts évités de court terme en puissance sont utilisés. En effet, à partir des données du Distributeur fournies au Tableau 1 (données qui ne tiennent évidemment pas compte des modifications qui pourraient être apportées au plan d'approvisionnement étant donnée l'augmentation importante de la demande due à la demande pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs), UC a estimé au Tableau 2 que le programme ne serait pas rentable en l'absence de coûts évités de distribution et de transport et se traduirait par un impact sur les tarifs de plus de 60 M\$ sur l'horizon 2018-2026.

Tableau 1
TNT selon le bilan actuel et le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduit)		350	410	430	450	470	490	510	530
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) * (1) Total (M\$)	210,2	24,5	28,7	30,1	31,5	32,9	34,3	35,7	37,1
Charges de commercialisation et exploitation (M\$)									
(4)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(6) Revenu marginal unitaire tarif M (\$/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(7) GWh pour 100 heures		35	41	43	45	47	49	51	53
(8) = (7) * (6) Total (M\$)	25,5	2,8	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8
(9) = (3) + (4) + (8)									
Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	240,5	27,9	32,7	34,3	36,0	37,7	39,3	41,0	42,7
Coûts évités fourniture prime fixe									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) * (1)	177,5	7,0	8,4	8,9	9,6	10,2	59,7	63,3	67,1
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) * (1)	215,3	23,4	28,0	29,9	31,9	34,0	36,2	38,4	40,7
(14) = (11) + (13)									
Coûts évités totaux (M\$)	392,9	30,4	36,3	38,9	41,5	44,2	95,8	101,7	107,8
(15) = (14) - (9)									
TNT (M\$)	152,4	2,5	3,6	4,5	5,5	6,5	56,5	60,7	65,1

Tableau 2
TNT selon le bilan actuel et le coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023 sans coûts évités de distribution et transport

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Coût totaux GDP affaires	240,44 \$	27,9	32,7	34,3	36	37,7	39,3	41	42,7
Coût évités fourniture	177,60 \$	7	8,4	8,9	9,6	10,2	59,7	63,3	67,1
TNT	(62,84 \$)	-20,9	-24,3	-25,4	-26,4	-27,5	20,4	22,3	24,4

La question de l'utilisation des pleins coûts évités de transport et de distribution dépasse le présent dossier. **Alors que le Distributeur prévoit offrir d'autres programmes GDP ou options tarifaires dont il faudra bien éventuellement évaluer la rentabilité, un débat doit également avoir lieu sur ce sujet. UC recommande donc à la Régie que le Distributeur justifie l'utilisation des pleins coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse de rentabilité du programme GDP.**

4 Incitatif financier : absence de démonstration

Tout comme dans le dossier R-4011-2017¹² UC demeure convaincue que le signal des coûts évités de court terme en puissance doit être utilisé pour fixer le niveau de l'incitatif financier des participants au programme GDP. Or, le débat sur le sujet devrait avoir lieu ultérieurement dans le cadre d'un autre dossier.¹³

UC souhaite ici plutôt discuter des éléments commerciaux fournis par le Distributeur pour justifier le niveau de l'incitatif à 70 \$/kW. Le Distributeur indique :

Le montant de 70 \$/kW a été fixé afin de susciter un intérêt chez un nombre suffisant de clients, dans une perspective de long terme. Le Distributeur a établi un niveau adéquat d'appui financier en prenant en considération l'ensemble des contraintes et inconvénients auxquels doivent faire face les clients participants [..].¹⁴

Or, le Distributeur ne soumet aucune justification probante et n'a testé aucun autre niveau d'incitatif comme il l'admet d'emblée en réponse aux questions des intervenants.

¹² R-4011-2017, C-UC-0009, section 2.

¹³ Voir section **Erreur ! Source du renvoi introuvable..**

¹⁴ HQD-1, document 1, page 11.

1.1 Veuillez indiquer si, dans le cadre du projet pilote mentionné à la référence (i), le Distributeur a testé différents niveaux d'appui financier aux participants. Dans l'affirmative, veuillez en préciser les résultats.

Réponse :

Aucun autre niveau d'appui financier n'a été testé.

Voir également la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.¹⁵

19. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension du ROEE : outre l'exercice de bilan du projet pilote GDP, Hydro-Québec n'a pas réalisé d'exercice d'évaluation d'élasticité prix par rapport à l'appui financier pour le Programme GDP ?

Réponse :

Le Distributeur est en mesure d'estimer la sensibilité de la clientèle à une variation de l'appui financier à la lumière des nombreux échanges entre les représentants du Distributeur, ses clients et les partenaires techniques.¹⁶

Plus encore, le Distributeur justifie le niveau de l'incitatif par les sommes requises pour couvrir au minimum les coûts directs associés à une participation au programme GDP.

Pour certains clients, la participation au Programme peut requérir l'adaptation de leurs installations ou l'achat d'équipements. L'appui financier doit être, au minimum, suffisant pour couvrir ces coûts directs.

Par ailleurs, même en l'absence de toute dépense directe de la part du client, il est impératif de retenir que la participation au Programme n'est pas sans conséquence sur ses opérations.¹⁷

UC comprend de la séquence d'affirmation du Distributeur que la situation de base est celle où des investissements tangibles sont nécessaires de la part des clients. Dans le second cas, bien

¹⁵ HQD-2, document 3, page 3.

¹⁶ HQD-2, document 9, page 12.

¹⁷ HQD-1, document 1, page 10

que les deux situations ne nous semblent pas exclusives, un investissement dans la gestion des opérations du participant s'impose. Le Distributeur explique ainsi ce dernier cas.

Par ailleurs, les efforts initiaux que doivent consentir les clients pour participer au Programme ne se limitent pas à implanter des mesures de GDP. Par exemple, les responsables des projets chez les clients doivent convaincre leur direction de la pertinence de participer. Les entreprises doivent se préparer à assurer une bonne gestion des événements de GDP, ce qui peut impliquer de former du personnel et de mettre en place des plans de gestion. Toutes ces démarches nécessitent temps et argent et les clients sont peu susceptibles de consentir autant d'efforts s'ils n'étaient pas raisonnablement rassurés sur la pérennité du Programme et le niveau d'appui financier auquel ils peuvent s'attendre pour les années futures.¹⁸ (notre souligné)

Le Distributeur possède une bonne description des coûts directs du programme GDP. Malheureusement, cette description n'est d'aucune utilité dans le cadre de ce dossier puisqu'elle reste anecdotique. Compte tenu des montants en jeux, cette preuve est nettement insuffisante. Des informations sur des sommes réellement engagées par les participants sont nécessaires. Or, le Distributeur n'en possède aucune.

4.2 Veuillez indiquer si le Distributeur connaît un ordre de grandeur de l'investissement moyen mentionné à la référence (i). Si oui, veuillez le présenter.

Réponse :

L'information fournie à la référence (i) était reliée au projet pilote. Depuis le lancement du Programme, les clients n'ont pas à fournir les coûts d'investissement des projets. Le Distributeur n'est donc pas en mesure d'indiquer quel serait le coût de l'investissement moyen pour les projets des participants. Il ne croit pas non plus que l'on puisse inférer sur ce coût moyen sur la base des données fournies dans le cadre du projet pilote.

Voir également la réponse à la question 10.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.¹⁹

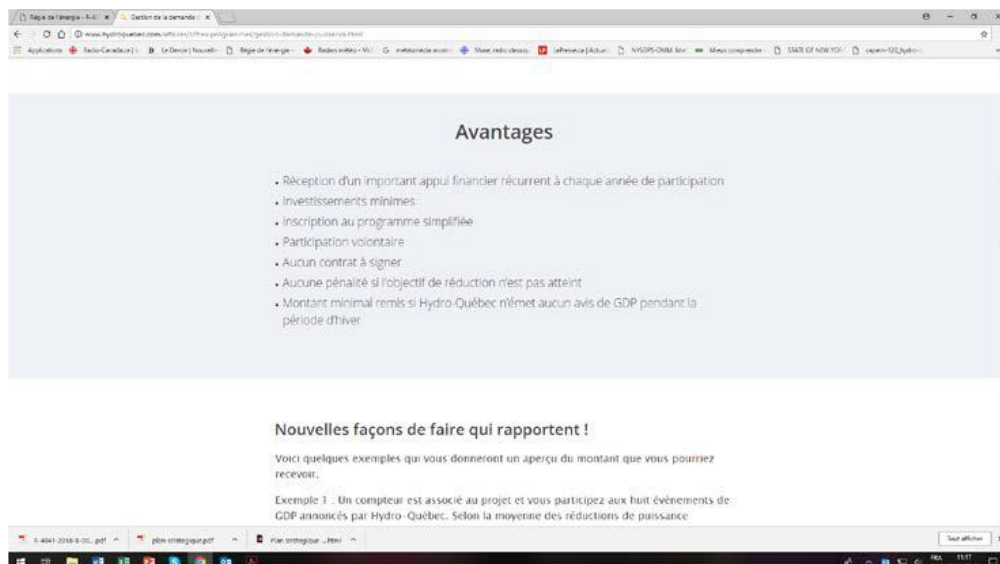
UC est d'abord étonnée que, depuis la décision D-2018-025, le Distributeur n'ait pas essayé de documenter sommairement le sujet plutôt que de déposer une preuve qui se distingue somme

¹⁸ HQD-2, document 2, page 12.

¹⁹ HQD-2, document 3, page 6.

toute peu de celle du dossier R-4011-2017. Ce qui encore plus troublant, c'est que le Distributeur dit ne pas connaître les coûts directs du programme GDP alors qu'il en fait la promotion en insistant, comme le démontre la Figure 1, sur le fait que les investissements pour y participer sont minimes.

Figure 1
Extrait du site Web du Distributeur sur le programme GDP²⁰



UC a questionné le Distributeur sur l'apparente contradiction entre sa preuve au dossier selon laquelle l'incitatif doit couvrir les coûts directs du programme GDP chez les participants et la promotion faite aux clients.

Veillez concilier l'ensemble des irritants présentés en i) avec les éléments de promotion qui apparaît en iii).

Réponse :

Il apparaît évident que l'objectif d'un document promotionnel est de mettre l'emphase sur les éléments positifs qui peuvent découler d'un projet. Il appartient aux clients de déterminer si l'ensemble de ces avantages ou une partie seulement s'appliquent à leur situation spécifique et si ces avantages priment les inconvénients.²¹

²⁰ <http://www.hydroquebec.com/affaires/offres-programmes/gestion-demande-puissance.html> (consulté le 7 août 2018)

²¹ HQD-2, document 11, page 14.

UC se permet d'être en désaccord avec le Distributeur. Ce dernier, qui insiste dans sa preuve sur l'importance des coûts directs sans toutefois pouvoir les quantifier, n'est pas n'importe quel vendeur. Il est un distributeur exclusif d'électricité et représente une société d'État. Il a le devoir de donner l'information juste qui permet aux clients de faire un choix éclairé²². Alors, ou bien les investissements sont réellement très minimes et les clients n'ont pas besoin d'un incitatif de 70 \$/kW ou bien les investissements sont élevés et le Distributeur attire les clients avec de fausses promesses, ce qui serait éthiquement discutable. **UC invite la Régie à rejeter l'argument des investissements requis chez les participants au programme GDP pour justifier l'incitatif de 70 \$/kW tant que le Distributeur n'aura pas fourni des données probantes sur le sujet.**

5 Enjeux reliés au NPCC

Parmi les arguments du Distributeur pour justifier le recours au programme de GDP, présente la menace de sanction de la part du NPCC.

Par ailleurs, s'il advenait que les programmes en GDP ne puissent plus être inscrits au bilan, cela affecterait de façon importante les besoins en approvisionnement de puissance, ce qu'illustre le tableau 2. Dans ce cas, la puissance additionnelle requise serait plus importante et la contribution maximale des marchés de court terme serait atteinte plus rapidement. Cette situation aurait pour effet de devancer le lancement d'un appel d'offres de long terme pour répondre à des besoins dès l'hiver 2020-2021. À cet égard, le délai requis pour le lancement d'un tel processus serait d'ailleurs trop court. Le Distributeur serait, par conséquent, susceptible de ne plus respecter les critères de fiabilité exigés par le NPCC et la Régie, ce qui impliquerait des conséquences tant monétaires que sur la crédibilité du Distributeur.²³

Puisque le Distributeur insistait sur sa reddition de compte au NPCC, UC a donc voulu comprendre un peu plus les menaces qui planaient sur le Distributeur en le questionnant sur les tenants et aboutissants de cette menace à sa crédibilité et à ses finances. Cela nous semblait d'autant plus important de connaître les enjeux réels associés au programme GDP que le dernier rapport du Distributeur au NPCC concluait sur une suffisance des moyens en puissance

²² Il faudra donc faire preuve d'une bien grande vigilance pour s'assurer que le Distributeur donnera l'heure juste aux clients résidentiels lorsqu'il fera la promotion d'options de tarification différenciée dans le temps.

²³ HQD-1, document 1, page 8.

même dans un scénario de forte demande²⁴. UC n'a récolté qu'une fin de non-recevoir à toutes ses questions qui concernaient les bilans présentés au NPCC.

Veillez fournir pour chacune des années du tableau présenté en iii) les ressources en puissance associées à la gestion de la demande en ventilant l'information pour les catégories 1) puissance interruptible, 2) abaissement de tension, 3) programme GDP et 4) autres programmes.

Réponse :

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier. Les questions concernant la fiabilité des approvisionnements et l'évolution des bilans, en puissance et en énergie, sont traitées dans le cadre des plans d'approvisionnement et de leurs suivis.

1.3 Veillez confirmer que selon les références ii), iii) et iv), le critère de fiabilité est respecté jusqu'en 2022 (hormis 2020-2021 où 70 MW devraient être achetés sur les marchés) même dans le scénario de forte demande.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.²⁵

L'affirmation selon laquelle, sans le programme GDP, il serait susceptible de ne plus respecter les critères de fiabilité du NPCC ne repose sur aucune démonstration. Pour cette raison, UC demande à la Régie de ne pas retenir cet argument en faveur du programme GDP.

²⁴ NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC – December 5, 2017, page 15
<https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf>

²⁵ HQD-2, document 11, page 5.