

Régie de l'énergie

DOSSIER R-4041-2018

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1

D'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

À Hydro-Québec Distribution

Le 17 juillet 2018

1 Exigences du NPCC

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 8.
- (ii) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, Approved by the RCC – December 5, 2017, page i <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf>
- (iii) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, page iii.
- (iv) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, page 15.
- (v) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, page 29.
- (vi) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, page 17.

Préambule

- (i) 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 fiabilités exigés par le NPCC et la Régie, ce qui impliquerait des conséquences tant monétaires que sur la crédibilité du Distributeur.
- (ii) The 2017 Comprehensive Review results show that the Québec area will meet the NPCC resource adequacy criterion that requires a loss of load expectation (LOLE) value of less than 0.1 days/year for all years of this review.

(iii)

Table 1.2 Summary of Results

Winter Peak	Planned Resources (MW)	BASE CASE		HIGH CASE	
		LOAD (incl. exports) (MW)	LOLE (days / year)	LOAD (MW)	LOLE (days / year)
2017-2018	45,864	38,872	0.000	39,801	0.014
2018-2019	45,980	38,391	0.000	39,453	0.003
2019-2020	46,114	38,862	0.001	40,107	0.027
2020-2021	46,431	39,988	0.055	41,478	0.109
2021-2022	46,331	39,456	0.019	41,279	0.095

(iv) Table 5.2.1 shows that under the high case demand forecast, the Québec area will have less than 0.1 days/year of loss of load expectation for all the winter peak periods except for winter 2020-21. The additional resources needed are estimated to be 70 MW. This could be achieved by some additional purchases from neighboring areas. (notre souligné)

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

All these demand response programs are modeled as emergency operation procedures.

(vi)

Table 6.1 Québec Available Capacity Mix by Fuel Type (MW)

Fuel Type	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
Hydro	40,184	40,042	40,081	40,329	40,208
Thermal	436	436	436	436	436
Biomass	342	324	354	403	403
Wind ¹	3,880	3,904	3,923	3,923	3,923
Total	44,843	44,706	44,793	45,090	44,970

¹: For wind, the numbers correspond to installed capacity. A 30 percent of nameplate capacity is expected at winter peak.

- 1.1 Veuillez préciser quand, de quelle façon, dans quelles circonstances le Distributeur pourrait subir les conséquences monétaires dont il est question en i).
- 1.2 Veuillez 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.
- 1.3 Veuillez 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.
- 1.4 Veuillez indiquer ce qui distingue une mesure d'urgence (EOP) des autres approvisionnements en puissance.
- 1.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur modélise les ressources associées à la gestion de la demande (demand response resources) en tant que mesure d'urgence (EOP) et quelles sont les conséquences de ce choix.
- 1.6 Existe-t-il d'autres options pour modéliser les ressources associées à la gestion de la demande (demand response resources) dans le cadre des études de fiabilité présentées au NPCC et quels impacts ont ces options sur les résultats des simulations ?
- 1.7 Veuillez indiquer si la puissance associée à la centrale TCE apparaît parmi les ressources du tableau présenté en vi).

2 Bilans en énergie et en puissance

Références

- (i) HYDRO-QUÉBEC, Plan stratégique 2016-2020, Voir grand avec notre énergie propre, 2016, page 6.
- (ii) État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, déposé le 31 octobre 2017, page 10, tableau 6.
- (iii) R-4045-2018, B-0002, p. 6
- (iv) R-4045-2018, A-0009
- (v) HQD-1, document 1, page 7
- (vi) D-2014-086

Préambule

- (i) En faisant appel aux marchés lorsque la quantité d'énergie disponible descendra sous le seuil de 2,5 % des besoins totaux du Québec ou de 5 TWh, nous aurons une marge de manœuvre suffisante pour faire face à la croissance de la demande et pour mener à terme de nouveaux appels d'offres.
- (ii)

BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,7	17,0	17,5	17,8	18,1	18,5	19,0	19,3	19,7
• Base et cyclable - HQP	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,4	4,5
• Énergie rappelée - HQP	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9
• Appel d'offres de long terme - HQP	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
• Éolien	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
• Biomasse et petite hydraulique	2,3	2,5	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Achats d'énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
Surplus	(13,4)	(12,1)	(10,4)	(11,1)	(9,7)	(8,9)	(7,6)	(7,6)	(7,0)

- (iii) 26. Pour assurer la sécurité de ses approvisionnements tout en évitant des pressions à la hausses sur ses tarifs en raison d'investissements significatifs sur le réseau de distribution et le réseau de transport de même que les risques associés à l'acquisition de nouveaux approvisionnements pour répondre aux demandes pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, le Distributeur souhaite mettre à la disposition de sa clientèle un nouveau bloc dédié en service non ferme pour une durée minimale de 5 ans (le « Bloc dédié »).
- 27. La quantité associée au Bloc dédié est de 500 MW en service non ferme pour une durée minimale de 5 ans. Cette quantité est importante, mais permet au Distributeur d'être en mesure de répondre aux demandes d'alimentation des autres industries au Québec. Dans l'objectif d'atteindre cette quantité recherchée et d'optimiser les offres retenues, le Distributeur pourra appliquer une marge de 10 % en plus ou en moins.

(iv) Q. [20] Bien, à ce moment-là, on va juste faire une précision pour conclure. Le total de clients qui sont présentement alimentés s'élève ?

R. À... bien, en nombre, une douzaine, soixante-quinze mégawatts (75 MW).

Q. [21] Soixante-quinze mégawatts (75 MW).

R. Ceux à qui on a promis la puissance qu'ils ont demandée, qui sont en train de faire les travaux pour éventuellement être en service, on parle à peu près de quatre-vingts mégawatts (80 MW) additionnels.

(v)

BILAN EN PUISSANCE PRÉSENTÉ DANS L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnement additionnels requis	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
HQP	1 100	1 100	1 100	1 200	1 350	1 500	1 500	1 500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
• Puissance rappelée	0	0	0	100	250	400	400	400
• Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 846	1 924	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
• Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	370	440	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	1 440	1 500	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance, dont :	440	500	520	540	560	580	600	620
- GDP résidentielle	80	80	80	80	80	80	80	80
- Bâtiment Hydro-Québec	10	10	10	10	10	10	10	10
- GDP Affaires	350	410	430	450	470	490	510	530
Abaissement de tension	250							
Puissance additionnelle requise	0	200	500	850	1 100	1 250	1 600	1 900

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

(vi) [2] Le Contrat porte sur l'approvisionnement en base de 507 MW d'électricité produite à partir d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel, située à Bécancour au Québec. D'une durée de 20 ans, le Contrat viendra à échéance en septembre 2026.

[...]

[37] La Régie tient compte de la probabilité élevée que le Distributeur ait à faire face à des surplus d'électricité jusqu'au terme prévu au Contrat. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que les conditions de suspension de livraison d'électricité de la centrale établies par l'Entente sont plus avantageuses que celles actuellement en vigueur. La Régie approuve donc l'Entente intervenue le 20 décembre 2013 entre le Distributeur et TCE ainsi que la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE pour l'année 2018.

- 2.1 Veuillez indiquer, le cas échéant, et pour chacune des années de l'horizon du bilan en énergie présenté en ii), la croissance de la demande qui était associée en octobre 2017 à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.
- 2.2 Veuillez indiquer, pour chacune des années de l'horizon du bilan en puissance présenté en (v) la croissance de la demande qui était associée en octobre 2017 à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.
- 2.3 Veuillez indiquer dans quelle proportion les besoins en énergie associés aux 155 MW pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs identifiés en iv) sont pris en compte dans le bilan en énergie apparaissant en ii).
- 2.4 Veuillez confirmer qu'en supposant que la Régie accepte la demande du Distributeur de limiter à 500 MW non ferme la puissance destinée aux nouveaux clients de la catégorie usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, les besoins en énergie associés à ces 500 MW seraient de l'ordre de 4,4 TWh en supposant un FU de 100 %.
- 2.5 Veuillez indiquer, en tenant compte de la marge de manœuvre de 5 TWh dont il est question en i) et de la nouvelle demande associée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, à quel moment le Distributeur devrait aller en appel d'offres pour combler ses besoins en énergie.
- 2.6 Veuillez indiquer si, avant de procéder à un appel d'offres pour de l'énergie, le Distributeur aurait recours aux livraisons de la centrale de TCE.
- 2.7 Veuillez indiquer si les coûts en puissance de la centrale TCE continuent d'être assumés par le Distributeur pendant la suspension des livraisons.
- 2.8 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 ?
- 2.9 Dans le contexte de la demande soudaine et exceptionnelle pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs qui pourrait précipiter un appel d'offres en énergie ou, par exemple, la reprise des livraisons de la centrale TCE, veuillez indiquer si le recours au programme GDP demeurerait nécessaire.
- 2.10 Veuillez démontrer, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, qu'un recours au programme GDP serait plus rentable que le recours aux livraisons de la centrale TCE, en supposant un bilan en énergie qui tienne compte de la croissance de la demande liée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et de la marge de manoeuvre de 5 TWh sur laquelle le Distributeur doit compter pour faire face à la croissance de la demande.

3 Transfert des options d'électricité interruptible vers le programme de GDP

Références

- (i) HQD-1, document 2, page 8

Préambule

- (i)

TABLEAU 2 :
VENTILATION DES ABONNEMENTS PAR TARIFS

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Abonn.	MW	Abonn.	MW	Abonn.	MW
Tarifs DM et DP	25	1	53	3	74	4
Tarifs G et G9	67	2	495	16	753	28
Tarif M	78	13	648	137	1160	196
Tarif LG	13	10	49	27	70	60
Total	183	25	1245	183	2057	287

- 3.1 Veuillez indiquer si, parmi les abonnements dont il est question au tableau présenté i), certains étaient à l'une ou l'autre des options d'électricité interruptible avant d'adhérer au programme de GDP. Le cas échéant, veuillez préciser le nombre d'abonnements concernés et les MW associés.

4 Implication du programme GDP pour les participants

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 11
(ii) HQD-1, document 2, page 8
(iii) <http://www.hydroquebec.com/affaires/offres-programmes/gestion-demande-puissance.html>

Préambule

- (i) 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.

Dans le cas d'un bâtiment, la réduction de la demande en période de pointe repose généralement sur une baisse de l'usage du chauffage, laquelle peut être ou non compensée par un préchauffage du bâtiment. Mais quelle que soit la stratégie adoptée, il existe un risque d'affecter le niveau de confort des occupants, en plus de complexifier la gestion du bâtiment. Ceci est un facteur non négligeable dans le secteur immobilier, puisque les gestionnaires de l'immeuble peuvent s'exposer à des plaintes et même, dans certains cas, des demandes de compensation financière de la part des locataires.

Dans le cas d'un client industriel, sa participation au Programme peut impliquer qu'il doive suspendre, devancer ou reporter des activités de production, avec toutes les conséquences sur le respect de ses délais et des engagements auprès de ses clients.

Le Distributeur rappelle que les modalités du Programme ne prévoient qu'un préavis de quelques heures au client avant la demande de réduction de son appel de puissance. Ceci nécessite de sa part une grande flexibilité.

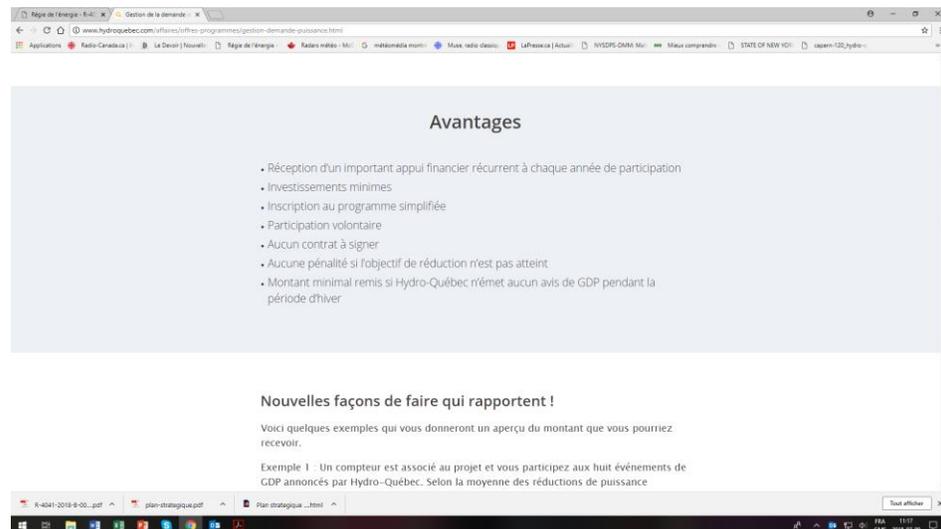
D'ailleurs, si les modalités du Programme suscitent généralement une réaction positive de la part des clients et partenaires, certains ont fait part au Distributeur que quelques éléments pouvaient constituer un irritant, notamment le nombre d'heures d'interruption et les délais de préavis. Plusieurs clients ont également souligné les impacts importants reliés à leur participation au Programme.

(ii)

TABLEAU 1 :
VENTILATION DES PROJETS PAR TYPES DE CLIENTS

	2015-2016		2016-2017		2017-2018	
	Projets	MW	Projets	MW	Projets	MW
Comm. de détail et entreprises de services	6	3	57	26	117	50
Édifices à bureaux	9	7	30	23	45	42
Centres de données	1	0	3	5	4	7
Établissements d'enseignement	12	8	65	55	71	72
Secteur de la santé	4	3	16	20	26	33
Secteur industriel	6	2	60	34	80	32
Autres	5	2	27	21	61	51
Total	43	25	258	183	404	287

(iii)



- 4.1 Veuillez confirmer que la rémunération du programme de GDP a pour objectif de compenser les participants pour les inconvénients de la réduction de leur demande.
- 4.2 Veuillez donner, sur le total de 287 MW de l'hiver 2017-2018, une estimation de l'effacement associé à une baisse de chauffage.
- 4.3 Veuillez indiquer combien, parmi les 404 projets de 2017-2018, ont requis l'adaptation d'installations ou l'achat d'équipements.
- 4.4 Veuillez indiquer si le préchauffage d'un bâtiment avant une interruption exige plus d'énergie que la consommation qui aurait été faite sans interruption.
- 4.5 Veuillez commenter le fait que malgré tous les irritants décrits par le Distributeur le nombre de projets a crû significativement entre 2015 et 2018.
- 4.6 Veuillez concilier l'ensemble des irritants présentés en i) avec les éléments de promotion qui apparaît en iii).
- 4.7 Veuillez indiquer comment se calcule la rémunération annuelle des participants au programme de GDP lorsque des demandes de réduction de la demande se produisent pendant des périodes où les activités sont interrompues de façon inhabituelle, par exemple, les stations de ski qui interrompent, par mesure de sécurité, leurs activités par période de froid exceptionnel.

5 Coûts évités de distribution et transports

Références

- (i) HQD-1, document 2, page 10
- (ii) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy, page 29
- (iii) California Public Utilities Commission, 2016 Demand Response Cost Effectiveness Protocols, page 4 <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=7023>
- (iv) California Public Utilities Commission, 2016 Demand Response Cost Effectiveness Protocols, pages 38-39.

Préambule

- (i)

TABLEAU 5 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES

Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017)
	Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017)
	Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit	10,50 \$ ⁵
Taux d'inflation	2 %
Taux d'actualisation nominal	5,445 % ⁶

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

All these demand response programs are modeled as emergency operation procedures.

- (iii) These 2016 revised Demand Response (DR) Cost-Effectiveness Protocols (2016 Protocols) provide a method for measuring the cost-effectiveness of demand response programs. These protocols are intended for ex ante evaluations of demand response programs which provide long-term resource value.

- (iv) The D factor for each DR program should be based on the following criteria:
 - Right Time: DR is or can be in place in time to defer some or all of the costs of planned or needed distribution system upgrades (i.e., before local conditions become severe enough to require upgrades)
 - 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.

The default value of the D factor will be 0%. In other words, it will be assumed that a given DR program does not avoid or defer any transmission or distribution upgrades unless LSEs can show otherwise, at both the sub-transmission and distribution levels. LSEs must provide, in their workpapers, an explanation of how each of the four above criteria apply to each DR program.

- 5.1 Veuillez justifier l'utilisation de coûts évités de distribution et de transport dans l'analyse de rentabilité du programme de GDP alors que ce dernier est considéré par le Distributeur comme une mesure d'urgence (EOP) selon ii).

- 5.2 La CPUC utilise des critères très précis pour déterminer dans quelle proportion (*D factor*), les coûts évités de distribution et de transport doivent être pris en compte lors de l'analyse de rentabilité d'un moyen de gestion de la demande (DR). Veuillez indiquer si, en considérant les critères de la CPUC, tous les kW d'effacement potentiel du programme de GDP du Distributeur peuvent être crédités des pleins coûts évités de distribution et de transport dans une analyse de rentabilité.

6 Participation des clients

Références

- (i) D-2018-025
- (ii) HQD-1, document 1, page 14
- (iii) <http://www.hydroquebec.com/affaires/offres-programmes/gestion-demande-puissance.html> (consulté le 5 juillet 2018)

Préambule

- (i) [240] Dans une mise à jour du bilan en puissance déposée en audience, le Distributeur confirme que l'adhésion réelle des participants au programme « GDP Affaires » lui permet d'inscrire une contribution de 270 MW pour l'hiver 2017-2018, soit une hausse de 40 MW par rapport à la contribution prévue dans la preuve initiale.
[241] Compte tenu des résultats obtenus à ce jour par ce programme, le Distributeur estime son impact en puissance pour l'hiver 2018-2019 à 300 MW. Il demande, pour l'année témoin 2018, un budget de 18,5 M\$ en aides financières, à être versées aux participants. Il s'agit d'une hausse de 3,3 M\$ par rapport à l'année de base 2017.
[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.
[267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$.
- (ii) L'incertitude quant à la poursuite du programme risque d'engendrer une érosion du bassin de clients existants et aura un impact négatif sur l'adhésion de nouveaux clients.
- (iii) Mise à jour le 28 juin 2018 : Par suite de la décision que la Régie de l'énergie a rendue le 21 juin dernier, Hydro-Québec a déposé un complément de preuves qui visait à clarifier certains éléments du programme Gestion de la demande de puissance (GDP). Selon le calendrier fourni par la Régie, la démarche réglementaire devrait prendre fin en octobre 2018.

Par conséquent, jusqu'à ce que la Régie rende sa décision définitive, Hydro-Québec se voit dans l'obligation de suspendre l'inscription au programme pour la période d'hiver 2018-2019.

- 6.1 Veuillez indiquer si la décision D-2018-025 de la Régie a créé de l'incertitude chez les clients du programme GDP.
- 6.2 Veuillez indiquer si la décision D-2018-025 de la Régie a engendré une érosion du bassin de clients.
- 6.3 Veuillez indiquer le volume d'adhésion reçu par le Distributeur jusqu'à maintenant ou en date du 28 juin 2018.

7 Appui financier

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 12
- (ii) <http://www.hydroquebec.com/affaires/offres-programmes/gestion-demande-puissance.html>

Préambule

- (i) Le Distributeur souligne qu'au-delà de l'appui financier unitaire (\$/kW), la somme globale reçue par le client a toute son importance. On doit en effet retenir que pour la plupart des clients visés par le Programme, la facture d'électricité présente un coût important mais pas nécessairement dominant. Par exemple, pour un participant au Programme, une réduction de 500 kW de sa demande en pointe amène un appui financier de 35 000 \$. Bien que cette somme puisse paraître importante, elle doit être mise en relation avec, d'une part, l'ensemble de ses coûts d'opération et, d'autre part, les inconvénients que lui amène sa participation. Pour le marché visé, une telle réduction ne représente qu'une faible fraction de la facture énergétique des clients, selon la taille des bâtiments et le segment de marché. De plus, pour obtenir la totalité de cette somme, le client doit répondre à chaque appel du Distributeur (jusqu'à concurrence de cent heures), sans égard à ses contraintes opérationnelles. Une réduction de l'appui financier, par exemple à 20 \$/kW, se traduirait par un appui total de seulement 10 000 \$. Il est clair qu'à ce niveau, peu de clients seraient intéressés à participer.

(ii)



- 7.1 Veuillez justifier l'utilisation de l'expression « appui financier » étant donné que les clients reçoivent en principe une rémunération pour service rendu.
- 7.2 Veuillez justifier l'utilisation de l'expression « appui financier » compte tenu des investissements minimes des clients selon ii).
- 7.3 Veuillez indiquer ce qui distingue un appui financier d'un incitatif financier.
- 7.4 Veuillez déposer la principale étude réalisée par le Distributeur lui permettant d'affirmer qu'à 20 \$/kW peu de clients seraient intéressés à participer au GDP.
- 7.5 Veuillez quantifier le volume d'adhésion au programme de GDP en fonction d'un incitatif financier de 20 \$/kW effacé.
- 7.6 Veuillez déposer les principales études réalisées par le Distributeur permettant d'estimer les volumes d'adhésion au programme de GDP en fonction d'un incitatif financier inférieur à 70 \$/kW effacé.