

1 **Voir également les réponses aux questions 7.1 à 7.3 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), aux**
3 **pages 17 à 19.**

4.2.3. Afin d'avoir une preuve globale et cohérente, veuillez amender ces autres éléments afin de refléter le résultat de l'appel de propositions.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 4.2.2.**

5. **Références :** (i) **Pièce B-0007, page 15, lignes 4 à 6**
(ii) **2017 Quebec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy**
<https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf>, page 29

Préambule :

Référence (i) :

« Cette prévision inclut la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui n'est pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance telle que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas prises en compte dans la prévision des besoins en puissance. »

Référence (ii) :

« 5. MODELING OF DEMAND SIDE RESOURCES AND DEMAND RESPONSE PROGRAMS

For the resource adequacy assessment, MARS runs were modeled with the most updated demand response capacity. Forecasted demand takes into account the impact of energy savings and dual energy programs, as described in section 1.4 of the Appendix.

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. » (Nos soulignés)

Demandes :

5.1 Veuillez confirmer que le programme récent mentionné à la référence (ii) est le programme GDP affaire.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

5.2 Veuillez confirmer que le Coordonnateur de la fiabilité (division d'Hydro-Québec TransÉnergie)³ est le « System Operator » tel que mentionné à la référence (ii).

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme.**

5.3 En lien avec la référence (i) et aux fins de compréhension, veuillez expliquer pourquoi les moyens de gestion de la demande de puissance tels que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas pris en compte dans la prévision des besoins en puissance. Veuillez élaborer pour chacun de ces moyens.

5.3.1. Veuillez indiquer et expliquer si ces moyens sont ou ne sont pas sous le contrôle du Distributeur et/ou du Coordonnateur de la fiabilité?

Réponse :

3 **Dans son bilan de puissance, le Distributeur intègre les moyens de gestion de**
4 **la demande en puissance du côté des moyens puisqu'ils sont sous son**
5 **contrôle. Le Coordonnateur de la fiabilité peut également faire appel à ces**
6 **moyens.**

7 **Que ces moyens soient inclus au bilan directement en réduction des besoins**
8 **ou comme moyens de gestion ne change pas le portrait du bilan de puissance.**

5.4 Veuillez indiquer si la charge des clients participant au programme GDP affaires est sous le contrôle direct du Coordonnateur de la fiabilité. Le cas échéant, veuillez expliquer comment le Coordonnateur de la fiabilité contrôle ces charges.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 5.3.1.**

³ <https://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/>.

1 Le Distributeur précise également que, pour tous les moyens de GDP du
2 Distributeur, aucun contrôle direct des charges n'est assumé par le Distributeur
3 ou le Coordonnateur de la fiabilité. Dans tous les cas, le Distributeur (ou le
4 Coordonnateur de la fiabilité, s'il y a lieu) émet des avis d'interruption aux
5 clients ou aux agrégateurs. Ceux-ci sont responsables de réduire leurs charges
6 afin de répondre aux avis donnés.

5.5 Veuillez indiquer si la charge des clients industriels participant au programme d'électricité interruptible est sous le contrôle direct du Coordonnateur de la fiabilité. Le cas échéant, veuillez expliquer comment le Coordonnateur de la fiabilité contrôle ces charges.

Réponse :

7 Voir les réponses aux questions 5.3.1 et 5.4.

6. Référence : (i) Pièce B-0007, page 24, Tableau 2.1

Préambule :

Référence (i) :

**TABLEAU 2.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

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

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

Demandes :