

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ

**COÛTS ÉVITÉS**

1. **Référence** : D-2018-025, dossier R-4011-2017, page 64, paragraphes 209 et 210.

**Préambule :**

*« [209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.*

*[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique. » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez préciser à quel moment le Distributeur compte déposer les premières propositions dont il est question au préambule.
- 1.2 Veuillez indiquer si le Distributeur considère qu'un débat doit être entrepris sur la méthode de calcul des coûts évités avant d'évaluer le programme GDP Affaires d'un point de vue économique dans le cadre du présent dossier. Dans la négative, veuillez justifier. Dans l'affirmative, veuillez préciser à quel moment le Distributeur compte entreprendre un tel débat avant d'évaluer le programme GDP Affaires.

**INSCRIPTIONS AU PROGRAMME**

2. **Références :**

- (i) B-0002, page 3, paragraphe 16;
- (ii) D-2018-025, dossier R-4011-2017, pages 77 et 78, paragraphe 267.

**Préambule :**

- (i) « 16. Les préoccupations énoncées par la Régie dans la décision D-2018-025 ont introduit une incertitude quant au bien-fondé des objectifs et à la récupération des sommes à venir du Programme. En conséquence, le

Distributeur a dû suspendre les inscriptions pour l'hiver 2018-2019. » (Nous soulignons)

- (ii) « [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\$. » [notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

**Demande :**

- 2.1** Veuillez expliquer ce que le Distributeur entend par la suspension des inscriptions pour l'hiver 2018-2019 tel que mentionné à la référence (i). Est-ce qu'il a dû suspendre les inscriptions au-delà d'une contribution prévue de 230 MW tel qu'ordonné par le Régie à la référence (ii) ou est-ce qu'il a dû suspendre toutes les inscriptions pour l'hiver 2018-2019, y compris celles des clients ayant déjà adhéré au Programme pour l'hiver 2017-2018. Dans ce dernier cas, veuillez concilier la suspension totale décrétée par le Distributeur avec la décision de la Régie apparaissant à la référence (ii).

**APPARITION DES BESOINS DE PUISSANCE À COMBLER**

**3. Références :**

- (i) B-0004, HQD-1, document 1, page 6, lignes 7 à 12;  
(ii) B-0004, HQD-1, document 1, page 9, tableau 2;  
(iii) B-0004, HQD-1, document 1, page 8, lignes 28 à 36.

**Préambule :**

- (i) « *De plus, le Distributeur a la responsabilité de sécuriser à l'avance ses approvisionnements afin d'assurer l'équilibre offre-demande en pointe et de respecter le critère de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et celui de la Régie. Avant l'acquisition de nouveaux moyens de long terme, le Distributeur optimise ses moyens existants et s'appuie sur la contribution des marchés de puissance de court terme jusqu'à un potentiel maximal de 1 100 MW [note de bas de page omise].* » (Nous soulignons)

(ii) «

**TABEAU 2 :**  
**BILAN EN PUISSANCE (SANS LES PROGRAMMES COMMERCIAUX EN GDP)**

| En MW                                                           | 2018-<br>2019 | 2019-<br>2020 | 2020-<br>2021 | 2021-<br>2022 | 2022-<br>2023 | 2023-<br>2024 | 2024-<br>2025 | 2025-<br>2026 |
|-----------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>Besoins à la pointe - incluant la réserve <sup>(1)</sup></b> | <b>41 818</b> | <b>42 426</b> | <b>42 783</b> | <b>43 250</b> | <b>43 658</b> | <b>44 011</b> | <b>44 350</b> | <b>44 700</b> |
| Électricité patrimoniale                                        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        | 37 442        |
| <b>Approvisionnements additionnels requis</b>                   | <b>4 376</b>  | <b>4 984</b>  | <b>5 341</b>  | <b>5 808</b>  | <b>6 216</b>  | <b>6 569</b>  | <b>6 908</b>  | <b>7 258</b>  |
| <b>HQP</b>                                                      | <b>1 100</b>  | <b>1 100</b>  | <b>1 100</b>  | <b>1 200</b>  | <b>1 350</b>  | <b>1 500</b>  | <b>1 500</b>  | <b>1 500</b>  |
| • 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 (AVO 2015-01)                    | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           | 500           |
| <b>Autres contrats de long terme</b>                            | <b>1 846</b>  | <b>1 924</b>  | <b>1 977</b>  | <b>1 977</b>  | <b>1 977</b>  | <b>1 969</b>  | <b>1 969</b>  | <b>1 969</b>  |
| • Éolien (4 000 MW) <sup>(2)</sup>                              | 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           |
| <b>Gestion de la demande en puissance</b>                       | <b>1 000</b>  | <b>1 000</b>  | <b>1 000</b>  | <b>1 000</b>  | <b>1 000</b>  | <b>1 000</b>  | <b>1 000</b>  | <b>1 000</b>  |
| • 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           | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             | -             |
| <b>Abaissement de tension</b>                                   | <b>250</b>    | <b>250</b>    | <b>250</b>    | <b>250</b>    | <b>250</b>    | <b>250</b>    | <b>250</b>    | <b>250</b>    |
| <b>Puissance additionnelle requise</b>                          | <b>200</b>    | <b>700</b>    | <b>1 000</b>  | <b>1 400</b>  | <b>1 650</b>  | <b>1 850</b>  | <b>2 200</b>  | <b>2 500</b>  |

Note (1) : Ce bilan se voulant illustratif, la réserve requise n'a pas été ajustée.

Note (2) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

»

(iii) « 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. » (Nous soulignons)

### **Demandes :**

- 3.1** Veuillez justifier l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle des besoins de long terme apparaîtraient dès l'hiver 2020-2021 alors que la puissance additionnelle requise apparaissant au tableau 2 de la référence (ii) pour cet hiver n'est que de 1 000 MW, soit une valeur inférieure à la contribution potentielle de 1 100 MW des marchés de puissance à court terme, tel que décrit à la référence (i).
- 3.2** Veuillez fournir une version révisée du tableau de la référence (ii) mais en ajustant la réserve requise (voir note (1) du tableau 2).

## **INTERRUPTIONS RÉELLES**

**4. Références :**

- (i) B-0007, HQD-1, document 2, page 9, tableau 4;
- (ii) R-4011-2017, A-0051, Notes sténographiques du 8 décembre 2017, page 162, lignes 8 à 17.

**Préambule :**

- (i) «

**TABLEAU 4 :  
HISTORIQUE DES INTERRUPTIONS RÉELLES DES PARTICIPANTS**

| Option d'électricité interruptible* |         |        |
|-------------------------------------|---------|--------|
|                                     | Heures  | Appels |
| 2013-2014                           | 28 à 57 | 7 à 13 |
| 2014-2015                           | 0 à 43  | 2 à 9  |
| Programme GDP Affaires              |         |        |
|                                     | Heures  | Appels |
| 2015-2016                           | 16      | 5      |
| 2016-2017                           | 9       | 3      |
| 2017-2018                           | 25      | 7      |

\* Le nombre d'appels et d'heures d'interruption varient selon les catégories de clients (moyenne ou grande puissance) et les options.

»

- (ii) « R. Oui. Donc, j'ai des réponses aux engagements de l'AHQ-ARQ. Pour les appels de l'hiver deux mille seize-deux mille dix-sept (2016-2017), il y a eu trois appels. Donc, le premier a contribué à cent soixante-dix-huit mégawatts (178 MW), le deuxième à cent quatre-vingt-six mégawatts (186 MW) puis le troisième pour cent quatre-vingt-cinq mégawatts (185 MW), ce qui donne la moyenne de cent quatre-vingt-trois mégawatts (183 MW) pour la contribution de la GDP. »

**Demandes :**

- 4.1** Tel que le Distributeur l'a fait à la référence (ii), veuillez fournir la contribution en MW de chacun des 5 appels du Programme de l'hiver 2015-2016 et de chacun des 7 appels du Programme de l'hiver 2017-2018 qui apparaissent au tableau 4 de la référence (i).

4.2 Veuillez fournir les dates et heures des 15 appels du Programme GDP Affaires des trois derniers hivers qui sont présentés au tableau de la référence (i).

## ANALYSE ÉCONOMIQUE

### 5. Références :

- (i) B-0007, HQD-1, document 2, page 12, tableau 9;
- (ii) B-0007, HQD-1, document 2, page 13, tableau 10.

### Préambule :

(i) «

**TABLEAU 9 :**  
**TNT SELON LE BILAN ACTUEL ET LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE**

|                                                           | 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       |
| <b>Appui financier</b>                                    |       |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (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      |
| <b>Charges de commercialisation et exploitation (M\$)</b> |       |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (4)                                                       | 4,9   | 0,7       | 0,7       | 0,7       | 0,7       | 0,7       | 0,8       | 0,8       | 0,8       |
| <b>Pertes de revenus</b>                                  |       |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)              |       | 7,88      | 8,04      | 8,21      | 8,39      | 8,56      | 8,74      | 8,93      | 9,12      |
| (6) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)              |       | 35        | 41        | 43        | 45        | 47        | 49        | 51        | 53        |
| (7) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)              |       | 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      |
| <b>Coûts évités fourniture</b>                            |       |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (10) Coût unitaire (\$/kW)                                |       | 110       | 112       | 115       | 117       | 119       | 122       | 124       | 127       |
| (11) = (10) * (1) Total (M\$)                             | 355,2 | 38,6      | 46,1      | 49,3      | 52,7      | 56,1      | 59,7      | 63,3      | 67,1      |
| <b>Coûts évités transport et distribution</b>             |       |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (12) Coût unitaire (\$/kW)                                |       | 67        | 68        | 70        | 71        | 72        | 74        | 75        | 77        |
| (13) = (12) * (1) Total (M\$)                             | 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\$)              | 570,5 | 62,0      | 74,1      | 79,2      | 84,6      | 90,1      | 95,8      | 101,7     | 107,8     |
| (15) = (14) - (9) TNT (M\$)                               | 330,0 | 34,1      | 41,4      | 44,9      | 48,6      | 52,5      | 56,5      | 60,7      | 65,1      |

»

(ii) Le tableau 10 est semblable au tableau 9 de la référence (i) mais en tenant compte du coût évité de court terme jusqu'en 2022-2023.

### Demandes :

5.1 Les tableaux 9 et 10 des références montrent des pertes de revenus par énergie non livrée aux lignes (5) à (8), mais ces tableaux ne montrent pas les coûts évités

de fourniture en énergie correspondant à cette énergie non livrée. Veuillez commenter cette absence des coûts évités de fourniture en énergie.

**5.2** Veuillez fournir une version révisée des tableaux 9 et 10 des références, contenant les coûts évités de fourniture en énergie (100 heures) dont il est question à la demande précédente.

**6. Références :**

- (i) B-0007, HQD-1, document 2, page 14, tableau 11;
- (ii) B-0007, HQD-1, document 2, page 15, tableau 12;
- (iii) B-0010, HQD-1, document 3, page 8, lignes 4 à 7.

**Préambule :**

(i) «

**TABLEAU 11 :  
 COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMMES DE GDP**

|                                                             | VAN    | 2018-2019 | 2019-2020 | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 | 2025-2026 |
|-------------------------------------------------------------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Puissance additionnelle requise (MW)</b>                 |        | 200       | 700       | 1 000     | 1 400     | 1 650     | 1 850     | 2 200     | 2 500     |
| <b>MW à acquérir pour équilibrer le bilan</b>               |        | 350       | 410       | 430       | 450       | 470       | 490       | 510       | 530       |
| (1) Avec achats puissance court terme                       |        | 350       | 410       | 430       | -         | -         | -         | 10        | 30        |
| (2) Avec appel d'offres de long terme                       |        |           |           |           | 500       | 500       | 500       | 500       | 500       |
| <b>Achats court terme prime fixe</b>                        |        |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (3) Coût unitaire \$/kW                                     |        | 20        | 20        | 21        | 21        | 22        | 22        | 23        | 23        |
| (4) = (3) * (1) Total (M\$)                                 | 22,9   | 6,3       | 8,4       | 8,9       | -         | -         | -         | 0,2       | 0,7       |
| <b>Achats court terme prime variable</b>                    |        |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (5) Coût unitaire (\$/kWh)                                  |        | 18,01     | 18,37     | 18,74     | -         | -         | -         | -         | -         |
| (6) GWh pour 100 heures                                     |        | 35        | 41        | 43        | -         | -         | -         | -         | -         |
| (7) = (6) * (5) Total (M\$)                                 | 20,7   | 6,3       | 7,5       | 8,1       | -         | -         | -         | -         | -         |
| <b>Achat A/O prime fixe</b>                                 |        |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (8) Coût unitaire (\$/kW)                                   |        | -         | -         | -         | 117       | 119       | 122       | 124       | 127       |
| (9) = (8) * (2) Total (M\$)                                 | 228,5  | -         | -         | -         | 52,7      | 56,1      | 59,7      | 63,3      | 67,1      |
| <b>Achat A/O prime variable</b>                             |        |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (10) Coût unitaire (\$/kWh)                                 |        | -         | -         | -         | 6,19      | 6,32      | 6,44      | 6,57      | 6,70      |
| (11) GWh pour 100 heures                                    |        | -         | -         | -         | 50        | 50        | 50        | 50        | 50        |
| (12) = (11) * (10) Total (M\$)                              | 12,4   | -         | -         | -         | 3,1       | 3,2       | 3,2       | 3,3       | 3,4       |
| (13) = (4)+(7)+(9)+(12) <b>Coûts d'achats d'électricité</b> | 284,5  | 12,6      | 15,9      | 17,0      | 55,8      | 59,3      | 62,9      | 66,9      | 71,2      |
| <b>Comparaison avec les coûts totaux GDP Affaires (M\$)</b> |        |           |           |           |           |           |           |           |           |
| (14) Coûts totaux GDP Affaires                              | 240,5  | 27,9      | 32,7      | 34,3      | 36,0      | 37,7      | 39,3      | 41,0      | 42,7      |
| (15) = (14) - (13) <b>Écart</b>                             | (44,0) | 15,3      | 16,8      | 17,3      | (19,8)    | (21,6)    | (23,5)    | (25,8)    | (28,5)    |

»

(ii) «

**TABLEAU 12 :**  
**COÛT MARGINAL AUX HEURES DE FORTE POINTE**  
**OÙ LE PROGRAMME A ÉTÉ UTILISÉ**

| Hiver          | Coût (\$/MWh)   |
|----------------|-----------------|
| 2015-2016      | 111,76\$        |
| 2016-2017      | 124,22\$        |
| 2017-2018      | 246,56\$        |
| <b>Moyenne</b> | <b>180,08\$</b> |

»

(iii) « *De plus, pour s'assurer que la GDP soit une ressource fiable au même titre qu'une ressource conventionnelle, le Distributeur ajoute une réserve à celle-ci de 17 %. Cette réserve est déterminée en utilisant un modèle qui tient compte des modalités de cette ressource. La réserve représente une couverture de l'incertitude associée à la GDP. » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

- 6.1** L'AHQ-ARQ comprend que les coûts de la référence (ii) correspondent aux coûts d'achats sur le marché de la Nouvelle-Angleterre pour les heures où le Programme a été utilisé. Veuillez indiquer si le Distributeur a vraiment eu recours à de tels achats sur ce marché, à ces heures et à ces coûts. Sinon, veuillez expliquer le choix de ces coûts pour l'analyse sur 100 heures du tableau de la référence (i).
- 6.2** Veuillez fournir un tableau du même format que le tableau de la référence (ii) montrant les coûts marginaux des achats réellement effectués par le Distributeur pour les heures où le Programme a été utilisé au cours des trois derniers hivers.
- 6.3** Veuillez fournir une version révisée du tableau 11 de la référence (i) en utilisant, à la ligne « Puissance additionnelle requise (MW) », la valeur révisée découlant de la réponse à la demande 3.2 plus haut.
- 6.4** Veuillez fournir, pour chacun des hivers représentés au tableau 11 de la référence (i), la moyenne, sur toutes les simulations effectuées avec le modèle de la référence (iii), du nombre d'heures d'appel du Programme GDP Affaires.

**EXIGENCES DU NPCC**

- 7. Référence :** B-0004, HQD-1, document 1, page 10, lignes 5 à 7.

**Préambule :**

---

*« Toutes les ressources identifiées dans le bilan, doivent être entièrement disponibles, et exclusivement dédiées aux besoins du Distributeur. Le bilan en puissance ainsi finalisé est déposé au NPCC et à la Régie de l'énergie, généralement en novembre. » (Nous soulignons)*

**Demande :**

- 7.1** Veuillez indiquer si l'exigence apparaissant à la première phrase de la référence provient du NPCC. Dans l'affirmative, veuillez indiquer la référence à des documents du NPCC qui mentionnent spécifiquement que les ressources identifiées dans le bilan doivent être entièrement disponibles et exclusivement dédiées aux besoins du Distributeur.
-