

**HQD - DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ  
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ AU DISTRIBUTEUR**

---

**1. Références :** B-0015, page 6

**Préambule :**

La référence mentionne :

*« Le coût évité (coût marginal) est un concept économique. Il mesure le coût associé à une variation à la marge de la demande, à partir d'un bilan offre-demande. »*

**Demande :**

**1.1** Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « à la marge ». Veuillez notamment quantifier cette marge en pourcentage de la demande.

**2. Références :** (i) B-0015, pages 8 et 14  
(ii) B-0049, page 8

**Préambule :**

La référence mentionne :

*« Le signal de coût évité pour la période d'hiver (décembre à mars) est de **4,1 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2018, basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York. »*

La référence (ii) présente le tableau suivant et le Distributeur mentionne :

*« Le bilan en énergie montre des surplus, mais aussi des achats d'énergie sur les marchés.*

*Lorsque les approvisionnements sous contrat ne suffisent pas à répondre aux besoins, des achats sont prévus, lesquels sont concentrés en hiver.*

*Pour le reste de l'année, l'électricité patrimoniale n'est pas pleinement utilisée (surplus). »*

## Bilan en énergie (TWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	186,2	188,4	187,8	189,2	190,0	191,6	191,7	192,5
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	17,1	17,9	18,3	18,8	19,2	19,6	19,8	20,2
Dont Achats d'énergie	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Surplus	(9,8)	(8,4)	(9,4)	(8,5)	(8,0)	(6,9)	(7,0)	(6,5)

Référence : dossier R-4057-2018

À la page 14 de la référence (i), le Distributeur mentionne également :

*« Toutefois, depuis quelques années, les surplus sont persistants et les heures d'achats sur les marchés de court terme en hiver se sont sensiblement réduites. Cette situation pourrait se maintenir pour les prochaines années. Le Distributeur n'a cependant pas modifié la façon d'attribuer les coûts évités d'hiver, afin de conserver une façon simple et stable d'évaluer la rentabilité de ces programmes, tout en s'assurant que cette approche n'influencerait pas la prise de décision sur les initiatives. D'ailleurs, celles-ci font toujours l'objet d'analyses de sensibilité qui démontrent la robustesse des résultats. »*

### Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer que le prix de 4,1 ¢/kWh (\$ 2018) est basé sur le prix moyen sur les marchés de court terme de New York pour les 2904 heures d'hiver. Dans la négative, veuillez expliquer votre réponse
- 2.2 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par *une annuité en dollars actualisés de 2018*.
- 2.3 Veuillez préciser si les achats sur les marchés sont concentrés sur les heures les plus critiques.
- 2.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a évalué l'éventail de coûts évités en énergie selon le nombre d'heures d'achat en hiver, en considérant que le prix des autres heures est le prix de l'électricité patrimoniale. Par exemple, un achat de 1 MW pendant 100 heures à la pointe au prix de 200 \$/MWh et l'utilisation de l'électricité patrimoniale au prix de 29 \$/MWh pour les 2 804 autres heures.
- 2.5 Veuillez indiquer les hypothèses de variations de prix qui sont utilisées pour les analyses de sensibilité.

- 3. Références :** (i) B-0015, pages 8 et 9  
(ii) D-2015-014, page 56

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur mentionne qu'un approvisionnement de long terme est requis à partir de l'année 2028. Il mentionne également :

*Comme dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur retient comme signal de coût évité de long terme en énergie le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). Ce signal a toutefois fait l'objet d'une révision, notamment concernant son indexation, et ce, afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, tant en Amérique du Nord qu'ailleurs dans le monde.*

(...)

*Afin de refléter ces tendances, à savoir une baisse accentuée à court terme et plus faible à moyen et long termes, le Distributeur propose de réviser à la baisse le taux d'indexation du coût évité à long terme, tout en gardant comme prix de référence le prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne. Ainsi :*

- *le signal de coût évité de long terme est de 8,0 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation, soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018). »*

Le Distributeur constate une diminution du coût de l'énergie éolienne à court et à long terme, mais conserve le prix de l'éolien de l'A/O 2013 comme base de prix pour l'année 2028.

De plus il ajoute 2 ¢/kWh pour le transport et l'équilibrage.

Par ailleurs, la référence (ii) mentionne :

*« [232] En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur relative à l'exigence d'une garantie de puissance pour la période d'hiver, mais elle fixe à 40% la valeur de cette garantie de puissance. »*

La référence (ii) relative à la *demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne*, mentionne que la proposition du Distributeur exige une garantie de puissance.

**Demandes :**

- 3.1** Dans le contexte d'une diminution du coût de l'énergie éolienne à court et à long terme, veuillez justifier de baser le coût évité de l'année 2028 sur un prix de l'A/O 2013, soit sur le prix d'un appel d'offre qui a été fait 15 ans auparavant.
- 3.2** Veuillez indiquer la portion du 2 ¢/kWh qui est due au transport et celle qui est due à l'équilibrage.

**3.3** Veuillez indiquer quelle portion du coût de l'entente intervenue suite à la décision D-2015-014 est associée à la puissance garantie. Veuillez expliquer votre réponse.

**4. Références :** (i) B-0015, page 25  
(ii) R-4000-2017, B-0037, pages 9 et 10

**Préambule :**

La référence (i) présente les valeurs unitaires « Fourniture – Transport » et « Transport – Charge locale » en cent/kWh pour chacune des années 2019 à 2028, dans le cas du tarif L.

La référence (ii) présente un exemple de l'application d'une méthodologie pour établir les coûts évités.

**Demandes :**

**4.1** Veuillez indiquer si les valeurs de la référence (i) ont été obtenues en utilisant la méthodologie présentée à la référence (ii). Dans la négative, veuillez indiquer quelle méthodologie a été utilisée et fournir la documentation qui la décrit.

**4.2** Veuillez fournir le détail du calcul ainsi que les intrants qui ont permis de déterminer les valeurs de la référence (i)

**5. Référence :** B-0015, page 15

**Préambule :**

La référence mentionne :

*« C'est dans un contexte de surplus énergétiques que le Distributeur a proposé l'option de Tarif de développement économique (TDÉ). Afin de s'assurer que celui-ci permet de concilier les intérêts des clients participants et celui de l'ensemble de la clientèle, le Distributeur procède à son évaluation en utilisant les coûts évités qui reflètent le plus précisément possible la situation de surplus et la nature des demandes additionnelles au TDÉ. Ainsi, il utilise le signal de coût évité d'énergie de court terme et applique celui d'hiver uniquement au nombre d'heures d'achats prévues par le Distributeur sur les marchés de court terme. »*

**Demandes :**

**5.1** Veuillez préciser le nombre d'heures d'achats prévues sur les marchés de court terme.

**5.2** Veuillez préciser quelle portion des achats est effectuée aux heures de demande de pointe.

**5.3** Veuillez indiquer si le signal de coût évité d'énergie de court terme d'hiver correspond aux heures d'achats sur le marché de court terme pour l'évaluation de l'option TDÉ.

**6. Référence :** B-0015, page 16

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur explique que la robustesse de la prise de décision peut se vérifier en effectuant une analyse de sensibilité sur des intrants aux coûts évités.

**Demandes :**

**6.1** Veuillez indiquer si les coûts évités de long terme ont le même degré de confiance que les coûts évités de court terme. Veuillez expliquer votre réponse.

**6.2** Veuillez indiquer si la variation des intrants à l'analyse de sensibilité devrait être la même pour l'évaluation des projets de court terme (< 10 ans) que pour des projets dont la période d'analyse peut s'étendre jusqu'à 40 ou 50 ans.

**7. Références :** (i) B-0015, page 17  
(ii) R-4012-2017, B-0148, page 6

**Préambule :**

A la référence (i), le Distributeur mentionne qu'il n'y a pas lieu de prendre en compte notamment la facture de la charge locale à l'étape de la prise de décision:

*« Il n'y a pas lieu, lors de l'étape de la prise de décision, et ce, tant pour l'analyse économique que l'estimation de l'impact sur les revenus requis, de faire un exercice précis sur la base des coûts moyens (par exemple, les coûts patrimoniaux et postpatrimoniaux ou encore la facture de la charge locale). Ces éléments seront plutôt pris en compte dans les dossiers tarifaires subséquents. »*

La référence (ii) présente le processus selon lequel est établi le tarif qui permet notamment de déterminer la facture de la charge locale.

Dans le tableau ci-dessous, les intervenants ont appliqué ce processus selon un scénario qui représente les paramètres du dossier R-4012-2017 et selon un scénario qui représente une augmentation des besoins de la charge locale de 500 MW.

On peut constater que l'augmentation des besoins de 500 MW entraîne une augmentation de la facture de 4,28 M\$. Il s'agit d'un coût réel qui est inévitable et qui est dû directement à l'augmentation des besoins, donc d'un coût marginal par rapport aux besoins initiaux.

Évaluation du tarif de transport de la charge locale			
Données du dossier R-4012-2017 <sup>1</sup>		Augmentation de 500 MW	
Charge locale	37 778 MW		38 278 MW
Point à point	4 732 MW		4 732 MW
Revenus requis 2017	3 307,600 M\$		3 307,600 M\$
Tarif unitaire	77,81 \$/kW		76,90 \$/kW
Facture charge locale	2 939,415 M\$		2 943,69 M\$
		<b>Augmentation</b>	<b>4,280 M\$</b>

1: R-4012-2017, B-0148, page 6

**Demande :**

**7.1** Veuillez justifier qu'il n'y a pas lieu de prendre en compte un coût réel directement lié à un projet ou programme.

**8. Référence :** B-0049, pages 18 et 19

**Préambule :**

La référence présente un tableau illustrant la méthodologie pour calculer le coût évité de transport.

Au tableau des intrants on retrouve la prévision de la demande, la croissance annuelle et les investissements pour répondre à la croissance annuelle.

Les intervenants comprennent que la valeur de la croissance annuelle entre deux années est la différence entre la prévision d'une année et la prévision de l'année précédente.

Le tableau ci-dessous préparé par les intervenants indique que la croissance indiquée en MW au tableau de la référence ne correspond pas au calcul de la différence entre les besoins de deux années consécutives.

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Prévision	MW	36177	36654	36905	37097	37335	37565	37795	37978	38255	38534
Croissance calculée	MW	429	477	251	192	238	230	230	183	277	279
Croissance indiquée	MW	429	450	228	172	216	209	205	161	256	259
Écart	MW	0	27	23	20	22	21	25	22	21	20

On y retrouve également la VAN de la croissance annuelle de MW et la VAN des investissements.

### Demandes :

**8.1** Veuillez expliquer que les valeurs de la ligne Croissance de la référence ne correspondent pas à la différence entre la prévision de deux années consécutives de la ligne Prévision. S'il y a lieu, veuillez présenter un tableau corrigé.

**8.2** Veuillez indiquer le taux qui a été utilisé pour calculer la VAN des MW et la VAN des investissements. Le cas échéant, veuillez expliquer et justifier l'utilisation de taux différents et fournir la documentation pertinente.

- 9. Références :**
- (i) R-4058-2018, B-0031, page 32
  - (ii) Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2018, page 23
  - (iii) Rapport annuel 2017 HQD, B-0059, page 5

### Préambule :

La référence (i) présente la prévision des besoins de transport pour la charge locale et les clients de point à point :

**Tableau 11**  
**Prévision des besoins de transport (MW)**

Services de transport	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charge locale	38 313	38 640	38 846	39 216	39 526	39 805	40 076	40 349	40 606	40 848
Point à point	4 697	4 692	4 649	4 755	5 923	5 923	5 923	5 923	5 923	5 923
Total	43 010	43 332	43 495	43 972	45 448	45 728	45 999	46 272	46 528	46 771

La référence (ii) présente le domaine d'application du tarif DT et la définition d'un système biénergie.

« **Domaine d'application 2.33**

*Le client dont l'abonnement est admissible à l'un des tarifs domestiques et qui utilise un système biénergie conforme aux dispositions de l'article 2.35 peut opter pour le tarif D T. Ce tarif s'applique alors à la totalité de sa consommation.*

**Définition 2.34**

*Dans la présente section, on entend par :*

*« système biénergie » : un système central servant au chauffage des locaux, ou des locaux et de l'eau, et conçu de telle sorte que l'électricité peut être utilisée comme source principale de chauffage et un combustible, comme source d'appoint. »*

La référence (iii) indique qu'il y a eu 111 198 clients au tarif biénergie en 2017.

**Demandes :**

- 9.1** Veuillez fournir une estimation de la réduction de capacité associée aux 111 198 clients au tarif DT.
- 9.2** Veuillez indiquer si la capacité mentionnée à la demande précédente est incluse dans la prévision des besoins de transport de la charge locale indiquée à la référence (i). Veuillez expliquer votre réponse.

- 10. Références :** (i) R-4058-2018, B-0031, page 32  
(ii) R-4041-2018, B-0035, page 3

**Préambule :**

La référence (i) présente la prévision des besoins de transport pour la charge locale et les clients de point à point :

**Tableau 11**  
**Prévision des besoins de transport (MW)**

Services de transport	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Charge locale	38 313	38 640	38 846	39 216	39 526	39 805	40 076	40 349	40 606	40 848
Point à point	4 697	4 692	4 649	4 755	5 923	5 923	5 923	5 923	5 923	5 923
<b>Total</b>	<b>43 010</b>	<b>43 332</b>	<b>43 495</b>	<b>43 972</b>	<b>45 448</b>	<b>45 728</b>	<b>45 999</b>	<b>46 272</b>	<b>46 528</b>	<b>46 771</b>



La référence (ii) présente le test de neutralité tarifaire relatif au programme GDP Affaires :

**TNT SELON 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 réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
<b>Appui financier</b>									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
<b>Charges de commercialisation et exploitation (M\$)</b>									
(4) Total (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
<b>Pertes de revenus</b>									
(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		29	36	37	38	42	43	45	46
(8) = (7) x (6) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
<b>Coûts évités fourniture</b>									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	305,9	31,7	40,5	42,5	44,5	49,5	51,7	55,3	57,6
<b>Coûts évités transport et distribution</b>									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	491,4	50,8	65,0	68,2	71,4	79,6	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	283,7	27,8	36,3	38,5	40,9	46,2	48,9	52,9	55,8

À la ligne (1), le Distributeur présente la réduction de capacité attendue du programme GDP Affaires. À la ligne (12), on peut remarquer que le Distributeur prend en considération les coûts évités de transport et de distribution.

Selon les intervenants, le fait de prendre en considération les coûts évités de transport implique que le transporteur est informé de la réduction de capacité attendue par l'application du programme et qu'il doit en tenir compte dans la planification du réseau de transport.

**Demandes :**

- 10.1** Veuillez indiquer si la réduction de capacité attendue du programme GDP Affaires est considérée comme non ferme. Veuillez expliquer votre réponse.
- 10.2** Veuillez indiquer si la capacité indiquée à la ligne (1) de la référence (ii) est incluse dans les besoins de transport de la charge locale présentée à la référence (i). Veuillez expliquer votre réponse.
- 10.3** Veuillez indiquer si le distributeur fournit au transporteur ses besoins de transport fermes et ses besoins de transport non fermes.

**10.4** Veuillez indiquer de quelle façon le transporteur est informé de la quantité de charges non fermes de la charge locale. Veuillez notamment indiquer si les charges non fermes sont identifiées globalement ou réparties selon les postes alimentant les besoins de la charge locale.

**11. Références :** (i) B-0022, page 7  
(ii) R-4011-2017, B-0037, page 7  
(iii) R-3980-2016, B-0039, page 7

**Préambule :**

La référence (i) mentionne que les investissements à impact main-d'œuvre représentent 57% des investissements totaux du Distributeur pour l'année 2019.

Aux références (ii) et (iii) des dossiers tarifaires 2018 et 2017, la portion des investissements à impact main-d'œuvre était respectivement de 65% et de 70%.

Les intervenants constatent une tendance importante à la baisse de la portion des investissements à impact main-d'œuvre.

**Demande :**

**11.1** Veuillez expliquer la diminution de la portion des investissements à impact main-d'œuvre.

**12. Référence :** B-0022, page 14

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur présente le tableau suivant :

**TABLEAU 9 :**  
**PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Investissements à impact main-d'œuvre	-	-	-	-
Autres investissements	18,2	18,1	25,6	33,1
<i>Logiciels d'application bureautique et développement Web</i>	3,9	15,2	5,3	-
<i>Logiciels d'application opérationnelle</i>	9,6	10,3	10,1	25,3
<i>Équipements de soutien et autres</i>	4,7	3,6	10,2	7,8
<i>Réduction globale des investissements</i>		(11,0)		
<b>TOTAL</b>	<b>18,2</b>	<b>18,1</b>	<b>25,6</b>	<b>33,1</b>

Les intervenants constatent que, pour l'année de base, les investissements relatifs aux Logiciels d'application bureautique et développement WEB sont de 5,3 M\$ alors que la valeur autorisée est de 15,2 M\$ et qu'il n'y a aucun budget de prévu pour l'année témoin 2019.

Pour les Logiciels d'application opérationnelle, le budget de l'année de base correspond au budget autorisé, mais les intervenants constatent une augmentation très importante pour l'année témoin 2019.

À la page 15 de la référence, le Distributeur mentionne l'utilisation qu'il compte faire du budget relatif aux Logiciels d'application opérationnelle, mais il ne présente aucune justification de la nécessité d'investir un montant de 25,3 M\$ à cet effet.

**Demandes :**

**12.1** Veuillez expliquer les écarts constatés pour le budget d'investissement relatif aux Logiciels d'application bureautique et développement WEB.

**12.2** Veuillez justifier la valeur de 25,3 M\$ pour les investissements relatifs aux Logiciels d'application opérationnelle. Veuillez également indiquer si d'autres investissements sont prévus pour les années futures. Dans l'affirmative veuillez en indiquer la valeur.

- 13. Références :**
- (i) B-0022, page 22
  - (ii) R-4011-2017, B-0037, page 20
  - (iii) R-3980-2016, B-0039, page 19

**Préambule :**

Les informations présentées aux références ont permis aux intervenants de préparer le tableau suivant concernant les besoins d'investissements en Amélioration de la qualité.

Besoins d'investissements prévus à long terme										
Amélioration de la qualité										
R-4057-2018 B-0022, p.22			Année de base	Année témoin						période
			2018	2019	2020	2021	2022	2023		2018-2021
			25,6	33,1	23,1	23,1	23,1	23,1		104,9
R-4011-2017 B-0037, p.20		Année de base	Année témoin							période
		2017	2018	2019	2020	2021	2022			2018-2021
		23,2	29,1	26,0	23,2	21,8	16,0			100,1
R-3981-2016 B-0039, p.19	Année de base	Année témoin								période
	2016	2017	2018	2019	2020	2021				2018-2021
	16,6	15,4	11,9	12,1	12,3	12,5				48,8

Les intervenants constatent une augmentation très importante entre les investissements prévus dans le dossier actuel par rapport à ceux qui étaient prévus au dossier R-3981-2016.

Pour la période 2018-2021, il était prévu des investissements totaux de 48,8 M\$ au dossier R-3981-2016, alors que pour la même période il est maintenant prévu des investissements de 104,9 M\$

**Demande :**

**13.1** Veuillez expliquer et justifier l'augmentation constatée en préambule.