

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'AQCIE-CIFQ**

**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.

Réponse :

1 **Par « à la marge », le Distributeur entend la réduction (ou l'accroissement)**
2 **d'une unité de demande à partir d'une situation d'équilibre offre-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

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 7.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14, document 3.

2.2 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par *une annuité en dollars actualisés de 2018*.

Réponse :

2 Le Distributeur invite l'intervenant à se référer au document présenté lors de la
3 séance de travail du 26 septembre 2018 et déposé à la pièce HQD-4,
4 document 3.1 (mise à jour) (B-0051), pages 43 et 44.

2.3 Veuillez préciser si les achats sur les marchés sont concentrés sur les heures les plus critiques.

Réponse :

1 **En général, les achats d'énergie sur les marchés sont requis lors des périodes**
2 **de plus forte charge.**

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.

Réponse :

3 **Le Distributeur évalue le signal de coût évité en énergie de court terme selon la**
4 **méthodologie présentée au présent dossier à la pièce HQD-4, document 3**
5 **(B-0015) ainsi qu'à la pièce HQD-4, document 3.1 (mise à jour) (B-0051), pages 9**
6 **et 45.**

2.5 Veuillez indiquer les hypothèses de variations de prix qui sont utilisées pour les analyses de sensibilité.

Réponse :

7 **Le Distributeur tient à préciser que les analyses de sensibilité dont il est fait**
8 **mention dans l'extrait cité au préambule ne concernent pas les intrants aux**
9 **coûts évités comme l'indique l'intervenant dans son préambule à la question 6.**
10 **Les coûts évités sont déterminés en fonction de la meilleure information dont**
11 **le Distributeur dispose.**

12 **Comme il le fait pour les tests économiques des interventions en efficacité**
13 **énergétique, le Distributeur peut faire varier le niveau des coûts évités, à la**
14 **hausse ou à la baisse, ainsi qu'en modifiant l'année à partir de laquelle les coûts**
15 **évités d'approvisionnement de long terme seraient applicables.**

16 **Outre les coûts évités, d'autres analyses de sensibilité sont systématiquement**
17 **effectuées. Chaque projet, programme ou option tarifaire ayant ses**
18 **particularités propres, le Distributeur s'assure de vérifier la robustesse de ses**
19 **résultats en faisant varier les variables les plus déterminantes pour bien**
20 **mesurer son risque.**

- 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur s'est assuré de baliser et d'ajuster la référence utilisée pour le**
2 **signal de coût évité, soit l'énergie éolienne, afin de refléter les tendances**
3 **observées et prévues du marché. À cet effet, voir le document présenté lors de**
4 **la séance de travail du 26 septembre 2018 et déposé à la pièce HQD-4, document**
5 **3.1 (mise à jour) (B-0051).**

3.2 Veuillez indiquer la portion du 2 ¢/kWh qui est due au transport et celle qui est due à l'équilibrage.

Réponse :

6 **La portion attribuable au transport se chiffre à 1,4 ¢/kWh et celle relative à**
7 **l'équilibrage, à 0,6 ¢/kWh.**

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.

Réponse :

8 **Le coût du service d'intégration éolienne comprend la composante puissance**
9 **et les retours d'énergie. Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir un coût**
10 **pour un élément spécifique de ce service.**

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.

Réponse :

1 Les valeurs de la référence (i) ont été obtenues en utilisant la méthodologie
2 présentée à la référence (ii). Le Distributeur réfère également l'intervenant à la
3 présentation de la séance de travail du 26 septembre 2018 déposée à la pièce
4 HQD-4, document 3.1 (mise à jour) (B-0051), pages 27 et 28.

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

Réponse :

5 Le tableau R-4.2 présente les intrants nécessaires à l'attribution des coûts
6 évités pour la catégorie Tous les usages au tarif L. Le taux de pertes de
7 distribution à considérer est de 0,95 %. À noter que seule une portion de 20 %
8 du coût évité de transport est appliquée pour les clients en haute tension du
9 tarif L¹.

10 La méthodologie du calcul est celle présentée à la référence (ii).

TABLEAU R-4.2 :
CARACTÉRISTIQUES DE CONSOMMATION POUR TOUS LES USAGES AU TARIF L

Coût évité à répartir - \$2018			Caractéristique de consommation	
Fourniture énergie – Marché	Hiver	4,1 c/kWh	Consommation en hiver	38 %
	Hors hiver	2,9 c/kWh	Consommation en été	62 %
Fourniture énergie – Contrat appro	Toute l'année	8,0 c/kWh		
Écart pointe/hors pointe	Pointe	+0,66 c/kWh	Consommation pointe	46 %
	Hors pointe	-0,66 c/kWh	Consommation hors pointe	62 %
Fourniture puissance – Marché	Hiver	20 \$/kW ou 0,70 c/kWh	Consommation en hiver	38 %
Fourniture puissance – Contrat appro	Hiver	112 \$/kW ou 4,36 c/kWh	Consommation en hiver	38 %
Transport puissance * 20%	Pointe	50 \$/kW-an * 20% = 10 \$/kW-an	Facteur d'utilisation annuel	69 %

¹ Voir la justification au dossier R-3677-2008, pièce HQD-14, document 1, Annexes, pages 55 et 56. La révision de cette hypothèse fait également partie des travaux en cours chez le Distributeur relativement à l'établissement des coûts évités de transport et de distribution.

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 (TDE). 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 TDE. 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.

Réponse :

1 **Le nombre d'heures où des approvisionnements additionnels sont requis**
2 **s'élève à environ 600 en 2019, dont environ les deux tiers pendant les heures**
3 **de pointe telles que définies par la NERC.**

4 https://www.naesb.org/pdf/weq_iiptf050504w6.pdf.

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

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 5.1.**

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 TDE.

Réponse :

6 **Oui.**

7 **Voir également la réponse à la question 48.1 de la demande de renseignements**
8 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

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.

Réponse :

1 **Les coûts évités présentés au dossier reflètent la meilleure évaluation**
2 **disponible du coût attendu des approvisionnements, tant pour les**
3 **approvisionnements de court terme que de long terme.**

4 **Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner que l'assertion de l'intervenant**
5 **dans son préambule est erronée car il n'effectue pas d'analyse de sensibilité**
6 **sur des intrants aux coûts évités, mais plutôt sur leur niveau.**

7 **Voir également la réponse à la question 2.5.**

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.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 6.1.**

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 ¹		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\$
		Augmentation	4,280 M\$

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.

Réponse :

¹ Voir la réponse à la question 43.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-14,
² document 2.

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.

Réponse :

1 **La ligne « Croissance annuelle (MW) » de la page 18 de la référence, intitulée**
 2 **par l'intervenant « Croissance indiquée » dans son tableau en préambule,**
 3 **correspond à l'écart entre la prévision de la demande (MW) d'une année par**
 4 **rapport à la précédente, duquel sont déduits les MW associés aux projets**
 5 **d'investissement déjà autorisés et en cours de réalisation.**

6 **Les « Investissements pour répondre à la croissance (M\$ courants) » excluent**
 7 **également les montants associés à ces projets d'investissement autorisés en**
 8 **cours de réalisation car ces sommes ne pourront plus être évitées.**

9 **Voir également la réponse à la question 10.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14,**
 10 **document 3.**

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.

Réponse :

1 **Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la VAN des flux de MW (flux sans**
2 **inflation) est différent de celui utilisé pour le calcul de la VAN des flux**
3 **d'investissements (flux avec inflation).**

4 **Pour la VAN des flux de MW sur 10 ans (2009-2018), un taux d'actualisation réel**
5 **(net d'inflation) de 4,26 % est considéré. Pour le calcul de la VAN des flux**
6 **d'investissements, le taux d'actualisation nominal (incluant l'inflation) de**
7 **6,35 % est utilisé, et ce, sur la même période d'analyse.**

- 9. Références :** (i) R-4058-2018, B-0031, page 32
(ii) Tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur estime l'impact de l'effacement des clients au tarif DT à 560 MW**
2 **pour l'hiver 2017-2018.**

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.

Réponse :

3 **La prévision de la charge locale intègre les besoins du Distributeur au moment**
4 **de la pointe, à température normale. À ce moment, les clients au tarif DT sont**
5 **automatiquement en mode « combustible ». Ils ne sont donc jamais présents à**
6 **la pointe et ne figurent pas dans les besoins à la pointe.**

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	39 528	39 805	40 078	40 349	40 608	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 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
Appui financier									
(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
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (\$/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(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
Coûts évités fourniture									
(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
Coûts évités transport et distribution									
(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.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas certain de comprendre ce qu'entend l'intervenant par**
 2 **les termes ferme et non ferme. La contribution du programme GDP Affaires est**
 3 **intégrée au bilan de puissance du Distributeur parmi les moyens**
 4 **d'approvisionnement, au même titre, par exemple, que les options d'électricité**
 5 **interruptible. Voir également la réponse à la question 22.2 de l'ACEF de Québec**
 6 **à la pièce HQD-2, document 3 (B-0017) du dossier R-4041-2018 ainsi que la**

1 **réponse à la question 7.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-2, document 4 (B-0018)**
2 **du même dossier.**

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.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 10.1.**

10.3 Veuillez indiquer si le distributeur fournit au transporteur ses besoins de transport fermes et ses besoins de transport non fermes.

Réponse :

4 **Le Distributeur n'est pas certain de comprendre ce qu'entend l'intervenant par**
5 **les termes fermes et non fermes. Le Distributeur fournit au Transporteur la**
6 **prévision des besoins de l'ensemble des clients.**

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.

Réponse :

7 **Voir les réponses aux questions 10.1 à 10.3.**

8 **Le Distributeur répond en supposant que, par charges non fermes, l'intervenant**
9 **entend celles associées à des participants à des mesures de gestion de la**
10 **demande en puissance, par exemple le programme GDP Affaires ou les options**
11 **d'électricité interruptible. Bien que les besoins de la charge locale transmis au**
12 **Transporteur soient avant réduction pour ces mesures, le Distributeur fournit**
13 **au Transporteur l'information par postes relative à ces dernières.**

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.

Réponse :

1 **Les investissements à impact main-d'œuvre sont essentiellement réalisés par**
2 **la main-d'œuvre interne du Distributeur, soit l'effectif métiers-lignes, de même**
3 **que les ingénieurs et techniciens responsables de l'ingénierie des projets. Les**
4 **investissements réalisés par la division Hydro-Québec Innovation, équipement**
5 **et services partagés (HQIÉSP) sont présentés dans les autres investissements.**
6 **En 2019, afin de bénéficier d'une latitude additionnelle dans la réalisation de**
7 **ses travaux, le Distributeur a confié la réalisation de plusieurs projets majeurs**
8 **à la division HQIÉSP, ce qui explique principalement la diminution de la portion**
9 **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
Logiciels d'application bureautique et développement Web	3,9	15,2	5,3	-
Logiciels d'application opérationnelle	9,6	10,3	10,1	25,3
Équipements de soutien et autres	4,7	3,6	10,2	7,8
Réduction globale des investissements		(11,0)		
TOTAL	18,2	18,1	25,6	33,1

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.

Réponse :

1 **Comme mentionné à la pièce HQD-9, document 1², l'évolution rapide des**
 2 **technologies ainsi que la priorisation des besoins en technologies de**
 3 **l'information peuvent entraîner des variations significatives entre les**
 4 **différentes catégories d'investissement liées aux TIC. Le Distributeur propose**
 5 **donc d'apprécier les investissements réalisés conjointement avec la vice-**
 6 **présidence - Technologies de l'information et des communications (VPTIC)**
 7 **globalement. Afin de faciliter cette analyse, le Distributeur présente au tableau**
 8 **R-12.1 les investissements inférieurs à 10 M\$ relatifs à la réalisation des projets**
 9 **en TIC.**

² Pièce HQD-9, document 1 (B-0022), page 14.

**TABLEAU R-12.1 :
 AUTRES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$ - VPTIC (M\$)**

COMPOSANTES	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Maintien des actifs	13,0	7,5	15,8	7,7
<i>Logiciels d'application opérationnelle</i>	7,2	6,1	12,6	6,5
<i>Équipements informatiques</i>	5,8	1,4	3,2	1,2
Amélioration de la qualité	13,4	25,5	15,4	25,3
<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
Investissement avant réduction globale	26,4	33,0	31,2	33,0
<i>Réduction globale des investissements</i>		<i>(11,0)</i>		
TOTAL	26,4	22,0	31,2	33,0

1 **Les investissements relatifs à la réalisation des projets en TIC prévus pour 2019**
 2 **s'élèvent à 33,0 M\$, en hausse de 11,0 M\$ par rapport à ceux reconnus pour**
 3 **2018. N'eut été de la réduction demandée par la Régie, ces investissements**
 4 **auraient été comparables à ceux demandés en 2018. Pour l'année de base, les**
 5 **investissements prévus sont légèrement inférieurs à ceux demandés et**
 6 **démontrent que le Distributeur pourra difficilement réaliser la réduction des**
 7 **investissements demandée par la Régie.**

8 **D'une année à l'autre, la composition du portefeuille de projets TIC peut évoluer**
 9 **autant entre les différentes catégories qu'entre les différentes rubriques de**
 10 **logiciels et d'équipements informatiques, ce qui explique les écarts constatés,**
 11 **notamment ceux relatifs aux Logiciels d'application bureautique et**
 12 **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.

Réponse :

13 **Comme mentionné à la pièce HQD-9, document 1³, les investissements prévus**
 14 **en 2019 viseront principalement la clientèle commerciale et d'affaires.**

³ Pièce HQD-9, document 1 (B-0022), page 14, lignes 22 à 25.

1 L'amélioration du service à la clientèle justifie les besoins d'investissements en
2 logiciels d'application opérationnelle du Distributeur.

3 Près de 18 M\$ du budget prévu pour les logiciels d'application opérationnelle
4 seront consacrés à la poursuite de projets amorcés par le Distributeur en 2018.
5 Le Distributeur énumère à la pièce HQD-9, document 1⁴ les principaux projets
6 amorcés en 2018 ainsi que ceux devant débiter en 2019.

7 Le Distributeur entend poursuivre ces investissements dans les TIC. Les
8 investissements prévus au cours des prochaines années permettront
9 notamment de poursuivre l'amélioration du service à la clientèle, la recherche
10 d'efficacité et l'amélioration de la performance.

11 Voir également la réponse à la question 13.1.

- 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.

⁴ Pièce HQD-9, document 1 (B-0022), page 15, lignes 1 à 12.

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.

Réponse :

1 Les besoins en investissement prévus à long terme sont présentés à titre
 2 informatif et dépassent l'horizon d'analyse du présent dossier. Le Distributeur
 3 tient à souligner que ses prévisions à long terme représentent une enveloppe
 4 de projets non identifiés lors du dépôt du dossier tarifaire. Au fur et à mesure
 5 que les besoins se précisent, les enveloppes peuvent être revues autant à la
 6 hausse qu'à la baisse.

7 Par ailleurs, l'analyse plus précise d'une année à l'autre du portefeuille de
 8 projets TIC permet de déterminer si les projets se retrouvent sous la catégorie
 9 Maintien des actifs ou Amélioration de la qualité. Le Distributeur rappelle que,
 10 compte tenu de l'évolution rapide des technologies et de la priorisation des
 11 besoins en technologie de l'information, ce portefeuille doit être réévalué
 12 périodiquement.