

**RÉPONSES DES DISTRIBUTEURS  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE L'AHQ-ARQ**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À ÉNERGIR ET HQD (LES  
« DISTRIBUTEURS »)

**SOLUTION OPTIMALE AU MEILLEUR COÛT POUR LA SOCIÉTÉ**

1. **Référence :** B-0024, pages 2 et 3 paragraphes 7 et 8.

**Préambule :**

« 7. Pour atteindre les cibles prévues au PEV et au PMO, le Gouvernement mise notamment sur une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels. Le Gouvernement mentionne souhaiter que cette cible soit atteinte par différentes mesures, incluant une complémentarité optimale entre les réseaux électrique et gazier et le recours à la biénergie électricité-gaz naturel.

8. Hydro-Québec et Énergir ont collaboré afin d'identifier une solution permettant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments à la hauteur de 540 000 tonnes de GES et ainsi donner suite au PEV et au PMO du Gouvernement de façon optimale. Cette solution, à la fois efficace et au meilleur coût pour la société, consiste en la conversion à la biénergie de 100 000 clients d'Énergir utilisant le gaz naturel pour le chauffage des locaux ou pour le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire, (le « Projet »). » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que la solution retenue par les Distributeurs et exposée dans le présent dossier (l'« Offre ») contribue à « une complémentarité optimale entre les réseaux électrique et gazier », tel que mentionné à la référence.

**Réponse :**

1 **La complémentarité optimale se définit par opposition à une conversion**  
2 **complète à l'électricité, ainsi que l'énonce clairement le Décret.**

3 **Les analyses présentées par les Distributeurs au présent dossier démontrent**  
4 **sans la moindre ambiguïté que l'approche biénergie est optimale pour les**  
5 **Distributeurs et leurs clients. En outre, les Distributeurs rappellent que la**  
6 **conversion s'appuie sur les modalités existantes de la biénergie, laquelle a**  
7 **démontré depuis plusieurs décennies, son efficacité en matière d'écèlement**  
8 **de la pointe.**

9 **Enfin, les Distributeurs soulignent qu'ils ne demandent pas dans le présent**  
10 **dossier une approbation du tarif DT, ni de l'Entente conclue entre eux. En**  
11 **conséquence, les autres approches de décarbonation envisageables en**  
12 **remplacement de celle proposée ou les modalités d'application tarifaires ne**  
13 **font pas l'objet d'un examen au dossier.**

- 1.2 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que l'Offre constitue la solution « *optimale* » permettant de rencontrer l'objectif de décarbonation dans le chauffage des bâtiments à la hauteur de 540 000 tonnes de gaz à effet de serre (« GES »), tel que mentionné à la référence.

**Réponse :**

- 1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

- 1.3 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que l'Offre constitue la solution « *à la fois efficace et au meilleur coût pour la société* » permettant de rencontrer l'objectif de décarbonation dans le chauffage des bâtiments à la hauteur de 540 000 tonnes de GES, tel que mentionné à la référence.

**Réponse :**

- 2 **Voir la réponse à la question 1.1.**

- 1.4 Veuillez décrire toutes les autres solutions qui ont été considérées, en plus de l'Offre, permettant ainsi de démontrer que cette dernière constitue la solution « *optimale* » et « *à la fois efficace et au meilleur coût pour la société* » permettant de rencontrer l'objectif de décarbonation dans le chauffage des bâtiments à la hauteur de 540 000 tonnes de GES, tel que mentionné à la référence.

**Réponse :**

- 3 **Voir la réponse à la question 1.1.**

- 1.5 Au paragraphe 7 de la référence, les Distributeurs mentionnent que le Gouvernement du Québec (le « Gouvernement ») mise « *sur une réduction de 50 % des émissions de GES liées au chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels* » sans mention du chauffage de l'eau. Au paragraphe 8 de la référence, les Distributeurs indiquent que l'Offre couvre de plus le chauffage « *de l'eau sanitaire* ». Veuillez démontrer, avec références pertinentes à l'appui, que l'objectif du Gouvernement couvre le chauffage de l'eau sanitaire.

**Réponse :**

- 4 **Tant le PEV 2030 que son Plan de mise en œuvre 2021-2026 et le Décret font**  
5 **référence au chauffage des bâtiments, sans préciser qu'il s'agit exclusivement**  
6 **du chauffage de l'espace ou en excluant le chauffage de l'eau sanitaire.**
- 7 **Par ailleurs, la conversion du chauffage de l'eau sanitaire contribuera à**  
8 **l'atteinte de l'objectif global visé par le Gouvernement, soit une réduction des**  
9 **émissions de GES au Québec. Se priver de l'apport de cette mesure serait**  
10 **inopportun. En outre, HQD rappelle que l'impact sur ses besoins en puissance**

- 1 du chauffage de l'eau sanitaire est, en proportion de la réduction de GES qu'il
- 2 permet, bien moins important que celui du chauffage de l'espace.

## CONSOMMATION GAZIÈRE ET ÉLECTRIQUE APRÈS CONVERSION

2. Références : (i) B-0030, page 15, tableau 6;  
(ii) B-0030, page 16, tableau 7;  
(iii) B-0030, page 16, lignes 1 à 3;  
(iv) B-0030, page 17, tableau 8;  
(v) B-0027, page 42, réponse 11.1;  
(vi) Suivi du 25 mai 2011 de la décision D-2011-028, page 8.

### Préambule :

(i)

TABLEAU 6 :  
RÉPARTITION DU VOLUME TOTAL DES CLIENTS VISÉS  
PAR L'OFFRE SELON LES USAGES  
(MM<sup>3</sup>) – ANNÉE 2030

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Équipements périphériques	18	26	37	80
Chauffage de l'eau	50	19	10	79
Chauffage de l'espace	178	170	235	584
Volume total annuel	246	215	282	743

(ii)

TABLEAU 7 :  
POTENTIEL DE CONVERSION  
(MM<sup>3</sup>) – ANNÉE 2030

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Chauffage de l'eau	50	19	10	79
Chauffage de l'espace	131	111	153	395
Volume total converti	182	130	163	474

(iii) « Ainsi, dépendamment du secteur et de la technologie utilisée par les clients, une température de permutation effective de -9 °C ou de -12 °C a été prise en compte pour le calcul des volumes de chauffage de l'espace convertis. » (Nous soulignons)

(iv)

TABLEAU 8 :  
POTENTIEL DE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ADDITIONNELLE  
(GWh) – ANNÉE 2030

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Chauffage de l'eau	366	137	71	575
Chauffage de l'espace	1 101	560	825	2 487
Consommation totale convertie	1 468	698	896	3 062

- (v) « Par ailleurs, les Distributeurs ont utilisé un coefficient de conversion de 10,53 kWh/m<sup>3</sup> de gaz naturel. Toutefois, on ne peut simplement utiliser ce coefficient pour passer d'une unité à l'autre puisque le coefficient de conversion réel dépend de l'efficacité des équipements visés.

Par exemple, si un générateur d'air chaud au gaz naturel consomme 1 000 m<sup>3</sup>, on ne peut en conclure que sa conversion se traduirait par une consommation de 10 530 kWh. En effet, si son efficacité est de 80 % et que celle de l'équipement électrique est de 100 %, la consommation équivalente serait plutôt de 1 000 m<sup>3</sup> × 80 % × 10,53 kWh/m<sup>3</sup>, soit 8 424 kWh. » (Nous soulignons)

- (vi) «

#### 4. Tarif DT – rappel du calibrage actuel

Le tarif DT est calibré sur la base d'un cas type :

- Résidence unifamiliale moyenne (158 m<sup>2</sup>) située à Montréal
- Normale climatique 1963-1991

**Il assure la neutralité avant effacement du cas type**

- La facture en mode TAE est identique aux tarifs DT et D

L'économie nette du client DT fonctionnant en mode bi-énergie (après effacement) dépend :

- Du calibrage des tarifs D et DT
- De son profil de consommation, incluant son effacement en période de pointe
- Du prix du mazout
- Du différentiel de frais d'entretien

» (Notre emphase)

#### Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la différence entre les valeurs des lignes intitulées « *Chauffage de l'espace* » des tableaux 6 et 7 des références (i) et (ii) s'explique par le retrait du volume de consommation enregistré à une température supérieure à la température de permutation effective à l'électricité, tel que mentionné à la référence (iii).

#### Réponse :

1

#### Les Distributeurs le confirment

- 2.2 Veuillez indiquer le nombre annuel d'heures, pour le scénario de l'année 2030 du tableau 7 de la référence (ii), où la consommation a été permutée au gaz naturel. Veuillez fournir les hypothèses et la provenance des données ayant permis d'obtenir un tel résultat (p. ex. années d'historique, régions géographiques, stations météorologiques, etc.). Veuillez indiquer le pourcentage de ces heures qui sont des heures de nuit (entre 21h00 et 06h00) et de fins de semaine et jours fériés.

Réponse :

1 Le nombre d’heures moyen utilisé pour estimer le potentiel de conversion est  
2 de 573, soit la moyenne historique récente de 2015 à 2019 du nombre d’heures  
3 où la température est inférieure à -12°C, mesurée à l’aéroport Montréal-Trudeau.  
4 Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 1 de  
5 l’ACIG à la pièce HQD-Énergir-2, document 3.

6 Le tableau R-2.2 présente la distribution des heures selon les plages horaires  
7 pour les années 2015 à 2019, laquelle varie d’une année à l’autre.

**TABLEAU R-2.2 :**  
**DISTRIBUTION DES HEURES OÙ LA TEMPÉRATURE EST INFÉRIEURE À -12°C**  
**SELON LES PLAGES HORAIRES**

	2015		2016		2017		2018		2019		Moyenne	
Heures totales de permutation	840		373		539		463		650		573	
Heures de nuit	339	40%	155	42%	232	43%	212	46%	292	45%	246	43%
Heures de fin de semaine	243	29%	94	25%	234	43%	142	31%	174	27%	177	31%
Heures en jours fériés	1	0%	10	3%	40	7%	59	13%	17	3%	25	4%

8 HQD précise également que, de façon générale, les périodes où les moyens  
9 d’effacement en pointe sont utiles correspondent aux moments où la  
10 température est plus froide, bien qu’il puisse survenir certaines exceptions. De  
11 plus, le déploiement de moyens visant des périodes diverses, dont notamment  
12 la permutation sur la base de la température, permet globalement de mieux  
13 répondre aux besoins de HQD, par opposition à la mise en place de moyens  
14 d’effacement visant tous les mêmes périodes. Ainsi, HQD soutient que  
15 l’effacement basé sur la température dans le tarif DT est appuyé sur une relation  
16 forte entre la température, la charge et ses besoins d’approvisionnements, et  
17 ceci, dans l’optique d’une diversification de ses moyens.

18 Dans le contexte où le nombre d’heures où des achats sont prévus est de plus  
19 en plus important sur l’horizon de planification, l’effacement obtenu par le tarif  
20 DT, qui couvre généralement des périodes plus étendues que les périodes de  
21 pointe fine, participera au maintien de l’équilibre offre-demande.

**2.3** Pour chacun des secteurs (Résidentiel, Commercial et Institutionnel) du tableau 7 de la référence (ii), veuillez fournir une courbe des valeurs horaires classées (sous forme graphique de même que tabulaire) de la consommation permutée au gaz naturel (et dont la somme correspond à la différence entre les valeurs des lignes intitulées « Chauffage de l’espace » des tableaux 6 et 7 des références (i) et (ii)).

Réponse :

1            **L'estimation du potentiel des volumes convertissables ne s'est pas faite à l'aide**  
2            **d'une analyse horaire. Ce potentiel est estimé en fonction de la charge de**  
3            **chauffage moyenne selon la température. Cette analyse permet d'estimer une**  
4            **conversion globale de 67,6 % des volumes de gaz naturel (395 / 584 Mm<sup>3</sup>).**

**2.4**      Veuillez fournir un tableau du même type que le tableau 7 de la référence (ii) mais en prenant en compte une température effective de -12 °C pour tous les clients et non la température de permutation effective décrite à la référence (iii). Pour un tel scénario, veuillez indiquer le nombre annuel d'heures où la consommation serait permutée au gaz naturel.

Réponse :

5            **La proposition des Distributeurs consiste à appliquer une température de**  
6            **permutation déterminée par la configuration des équipements de la solution**  
7            **biénergie retenue. Comme expliqué en réponse à la question 14.4.4 de la**  
8            **demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-0027, HQD-Énergir-2,**  
9            **document 1, appliquer une température de permutation de -12 °C**  
10            **systématiquement pourrait avoir des impacts non pris en compte par l'analyse**  
11            **déposée au dossier (par exemple, le coût des systèmes d'appoint électrique**  
12            **supplémentaires pour des températures entre -9 °C et -12 °C).**

**2.5**      Veuillez décrire la méthode de calcul et les paramètres ayant permis de construire le tableau 8 de la référence (iv) à partir du tableau 7 de la référence (ii). Veuillez concilier votre réponse avec les informations fournies à la référence (v).

Réponse :

13           **Les informations demandées sont déposées en réponse à la question 4.2 de la**  
14           **demande de renseignements n° 1 de la FCEI, à la pièce HQD-Énergir-2,**  
15           **Document 7, Annexe R-4.2. Les calculs présentés dans le tableur Excel**  
16            **permettent de dériver les Tableaux 8 et 10 à partir des informations présentées**  
17            **au Tableau 6, en passant par le Tableau 7.**

18           **Les Distributeurs précisent que le taux d'efficacité de 80 % indiqué à la**  
19           **référence (v) est utilisé aux fins de l'exemple, comme il est mentionné.**

**2.6**      Veuillez indiquer si le tarif DT demeure neutre par rapport au tarif D, avant effacement (référence (vi)), pour un client qui passe au gaz à partir de -9°C plutôt que -12°C (référence (iii)). Dans l'affirmative, veuillez en faire la démonstration. Dans la négative, veuillez élaborer sur l'effet d'une non-neutralité.



**Réponse :**

1            **Le Distributeur tient à rappeler que la Régie, dans sa décision D-2018-025, a**  
2            **accepté la bonification des économies réalisées au tarif DT et la récupération**  
3            **du manque à gagner auprès des autres clients domestiques. Ainsi, depuis le**  
4            **1<sup>er</sup> avril 2018, la neutralité entre le tarif DT et le tarif D n'est plus respectée.**

5            **Par ailleurs, comme mentionné en réponse à la question 14.4.4 de la demande**  
6            **de renseignements n°1 de la Régie à la pièce B-0027, HQD-Énergir-2,**  
7            **document 1, l'électricité consommée au tarif DT est seulement facturée au prix**  
8            **élevé à partir de -12 °C ou -15 °C, selon la région, peu importe le système de**  
9            **chauffage électrique utilisé (thermopompe ou chaudière).**

### SCÉNARIOS DE CONVERSION

3. **Références :** (i) B-0030, page 18, tableau 9;  
(ii) B-0030, page 18, tableau 10;  
(iii) B-0030, page 19, tableau 11.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 9 :**  
VOLUMES DE CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ PROJÉTÉS ET RÉDUCTION DE GES ASSOCIÉE

		TAE		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	Mm³	<b>61</b>	<b>138</b>	<b>229</b>
Espace	Mm³	48	107	178
Eau	Mm³	14	31	50
<b>Commerciale</b>	Mm³	<b>51</b>	<b>115</b>	<b>189</b>
Espace	Mm³	46	104	170
Eau	Mm³	5	12	19
<b>Institutionnelle</b>	Mm³	<b>66</b>	<b>148</b>	<b>245</b>
Espace	Mm³	63	142	235
Eau	Mm³	3	6	10
<b>Total</b>	Mm³	<b>178</b>	<b>401</b>	<b>663</b>
Espace	Mm³	157	353	584
Eau	Mm³	21	48	79
<b>GES évités</b>	Mt. CO2 eq.	<b>0,34</b>	<b>0,75</b>	<b>1,25</b>

(ii)

**TABLEAU 10 :**  
VOLUMES CONVERTIS À L'ÉLECTRICITÉ – SCÉNARIO TAE  
(GWH)

		TAE		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>		<b>515</b>	<b>1 160</b>	<b>1 933</b>
Espace		418	940	1 566
Eau		98	220	366
<b>Commerciale</b>		<b>344</b>	<b>773</b>	<b>1 288</b>
Espace		307	691	1 151
Eau		37	82	137
<b>Institutionnelle</b>		<b>455</b>	<b>1 025</b>	<b>1 708</b>
Espace		437	982	1 637
Eau		19	43	71
<b>Total</b>		<b>1 314</b>	<b>2 957</b>	<b>4 929</b>
Espace		1 161	2 613	4 355
Eau		153	345	575

(iii)

TABLEAU 11 :  
PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE – SCÉNARIO TAE  
(MW)

	TAE		Potentiel
	2025	2030	
<b>Résidentielle</b>	<b>290</b>	<b>653</b>	<b>1 088</b>
Espace	272	613	1 021
Eau	18	40	67
<b>Commerciale</b>	<b>268</b>	<b>602</b>	<b>1 004</b>
Espace	261	587	979
Eau	7	15	25
<b>Institutionnelle</b>	<b>362</b>	<b>815</b>	<b>1 358</b>
Espace	359	807	1 345
Eau	3	8	13
<b>Total</b>	<b>920</b>	<b>2 070</b>	<b>3 449</b>
Espace	892	2 007	3 345
Eau	28	63	105

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez décrire la méthode de calcul ayant mené au calcul de la ligne intitulée « GES évités » du tableau 9 de la référence (i) et indiquer la provenance des données de base servant à ce calcul.

**Réponse :**

1 Les « GES évités » sont calculés en multipliant le volume converti estimé,  
2 exprimé en millions de m<sup>3</sup>, par le coefficient d'émission de CO<sub>2</sub> par m<sup>3</sup> de gaz  
3 naturel. Le coefficient d'émission utilisé est de 1 880 g de CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> ou 0,00188  
4 tonne de CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> de gaz naturel, et est tiré de la publication officielle du  
5 gouvernement du Québec<sup>1</sup>, à la ligne « Gaz naturel », colonne « CO<sub>2</sub> ».

6 Ainsi, en multipliant par exemple 401 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel (en référence à la ligne  
7 total, colonne 2030 du Tableau 9) par ce coefficient d'émission, on obtient  
8 750 000 t.

9 
$$401\,054\,285\,m^3 \times 0,00188 \frac{t.\,CO_2}{m^3} = 753\,982\,t.\,CO_2$$

- 3.2 Veuillez décrire la méthode de calcul et les paramètres ayant permis de construire chacun des tableaux 10 de la référence (ii) et 11 de la référence (iii) à partir du tableau 9 de la référence (i). Veuillez notamment indiquer le traitement des pertes de transport et de distribution.

**Réponse :**

10 Pour l'explication de la méthode de calcul utilisée pour le tableau 10, veuillez  
11 vous référer à la réponse à la question 2.5, ou directement à la question 4.2 de

<sup>1</sup> <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/FacteursEmission.pdf>

1 la demande de renseignements n° 1 de la FCEI, à la pièce HQD-Énergir-2,  
2 Document 7, Annexe R-4.2

3 Pour le tableau 11, la méthode de calcul est la suivante :

- 4 • Les volumes de gaz naturel sont d'abord convertis entièrement en  
5 GWh<sub>eq</sub> thermiques selon l'efficacité moyenne des équipements au  
6 gaz naturel ;
- 7 • L'hypothèse selon laquelle toute la charge de chauffage en pointe en  
8 mode TAE est assumée par des résistances électriques et que  
9 l'apport par les équipements efficaces est nul pendant ces périodes  
10 est retenue ;
- 11 • L'analyse des données historiques résulte en un facteur de MW / GWh  
12 selon le profil de consommation. Ces facteurs sont :
  - 13 ▪ 0,182 MW / GWh pour le chauffage de l'eau ;
  - 14 ▪ 0,580 MW / GWh pour le chauffage des espaces ;
- 15 • Le facteur pour le chauffage des espaces ne peut être utilisé  
16 directement sur les données du tableau 10 puisque ces volumes  
17 incluent l'impact de l'efficacité énergétique.

4. **Référence :** B-0006, page 5, lignes 1 à 6.

**Préambule :**

« Le tarif DT vise ainsi à permettre aux clients admissibles de réaliser des économies annuelles par rapport au tarif D en contrepartie d'un effacement de leur usage électrique, essentiellement le chauffage des espaces, lorsque la température est inférieure à -12 °C ou -15 °C, selon les zones climatiques définies par Hydro-Québec (Températures de permutation). Ces périodes coïncident généralement avec les périodes de pointe du réseau. Durant ces périodes de pointe, la charge pour le chauffage des espaces doit être alimentée au combustible. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

4.1 Veuillez définir l'expression « *périodes de pointe du réseau* » qui apparaît à la référence (i), notamment en termes de nombre d'heures et de situations caractérisant de telles périodes (par exemple, utilisation de moyens de gestion de la puissance, achats d'énergie de court terme, etc.).

**Réponse :**

1 **Les périodes de pointe du réseau n'ont pas une définition caractérisée par un**  
2 **nombre d'heures. Il est toutefois généralement reconnu qu'une période de**  
3 **pointe est associée aux moments de l'année où la température est plus froide,**  
4 **où la demande est plus élevée et où HQD pourrait avoir des besoins**  
5 **additionnels d'approvisionnement. Veuillez également vous référer à la**  
6 **réponse à la question 2.2.**

4.2 Veuillez indiquer le nombre d'heures par hiver (pour les cinq derniers hivers) pendant lesquelles les périodes de permutation n'ont pas coïncidé avec les périodes de pointe du réseau, tel que mentionné à la référence (i).

**Réponse :**

7 **Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.2.**

4.3 Veuillez indiquer le nombre d'heures par hiver (pour les cinq derniers hivers) pendant lesquelles les périodes de permutation n'ont pas coïncidé avec les heures où HQD avait recours à l'utilisation de moyens de gestion de la puissance et/ou à des achats d'énergie de court terme.

**Réponse :**

8 **Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.2.**

5. **Références :** (i) B-0030, page 20, tableau 12;  
(ii) B-0030, annexe A, pages 8 et 9 (PDF 67 et 68).

**Préambule :**

(i) «

**TABEAU 12 :**  
**VOLUMES DE CONVERSION À LA BIÉNERGIE PROJETÉS ET RÉDUCTION DE GES ASSOCIÉE**

		Biénergie		
		2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>49</b>	<b>110</b>	<b>182</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	35	79	131
Eau	Mm <sup>3</sup>	14	31	50
<b>Commerciale</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>35</b>	<b>79</b>	<b>130</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	30	67	111
Eau	Mm <sup>3</sup>	5	12	19
<b>Institutionnel</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>44</b>	<b>98</b>	<b>163</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	41	92	153
Eau	Mm <sup>3</sup>	3	6	10
<b>Total</b>	Mm <sup>3</sup>	<b>127</b>	<b>287</b>	<b>474</b>
Espace	Mm <sup>3</sup>	106	239	395
Eau	Mm <sup>3</sup>	21	48	79
<b>GES évités</b>	Mt. CO2 eq.	<b>0,24</b>	<b>0,54</b>	<b>0,89</b>

»

- (ii) « Les valeurs indiquées au tableau 2 de l'annexe 2 sont préliminaires. Les valeurs finales du tableau 2 de l'annexe 2 seront établies par les Parties de telle sorte que leur application sur les volumes de conversion prévus au Projet à l'année 2030, compte tenu de leur indexation, résultera en une Contribution GES d'un montant de 85 M\$<sub>2030</sub> en 2030, si le volume réellement converti (314 Mm<sup>3</sup>) et sa répartition entre les différentes clientèles correspondent à ceux prévus. » (Nous soulignons)

**Demande :**

- 5.1 Veuillez concilier la valeur de 287 Mm<sup>3</sup> apparaissant à la référence (i) et la valeur de 314 Mm<sup>3</sup> apparaissant à la référence (ii) et expliquer comment passer de l'une à l'autre.

**Réponse :**

- 1 La valeur de 287 Mm<sup>3</sup> représente les volumes de gaz naturel qui seraient  
2 distribués en moins par Énergir avec l’Offre. Il est à noter que, dans l’évolution  
3 naturelle de sa demande, Énergir prévoit que des clients avec des équipements  
4 de gaz naturel en fin de vie effectueront un remplacement pour un appareil au  
5 gaz naturel plus efficace. Par exemple, une fournaise efficace à 80 % pourrait  
6 être remplacée par une chaudière efficace à 95 %. Ainsi, pour mesurer les

1 impacts sur le coût de service d'Énergir du scénario biénergie, il est approprié  
2 de considérer ces améliorations d'efficacité. C'est d'ailleurs sur la base du  
3 volume de 287 Mm<sup>3</sup> également qu'ont été estimés les GES évités par le scénario  
4 biénergie.

5 Il faut se rappeler également que l'Offre cible les clients avec des équipements  
6 en fin de vie utile, des équipements qui seront la plupart du temps moins  
7 efficaces que les nouveaux équipements au gaz naturel disponibles sur le  
8 marché.

9 Or, lorsque seront mesurés les volumes convertis du gaz naturel vers  
10 l'électricité, le volume de référence sera établi sur la base de la consommation  
11 historique des trois dernières années. Ainsi, pour comptabiliser les baisses de  
12 volumes observées au moment de la conversion (estimées à 314 Mm<sup>3</sup> en 2030),  
13 et pour calculer la Contribution GES à payer par HQD, c'est le volume d'un  
14 équipement en fin de vie qui sera utilisé, soit le volume réel de consommation  
15 avant conversion à la biénergie. Comme le volume observé reflétera la  
16 consommation d'un équipement moins efficace que les nouveaux équipements  
17 la plupart du temps, celui-ci est donc supérieur à 287 Mm<sup>3</sup>.

## IMPACTS FINANCIERS

6. **Références :** (i) B-0030, pages 21 et 22;  
(ii) B-0030, pages 29 à 31;  
(iii) R-4018-2017, B-0048, page 23 (PDF 28);  
(iv) R-4057-2018, B-0051, page 4;  
(v) B-0030, annexe A, page 11 (PDF 70), article 12.2;  
(vi) B-0030, page 17, note de bas de page no. 15.

### Préambule :

- (i) « **Coûts en lien avec la quantité d'énergie consommée**

*Afin de déterminer les coûts évités en lien avec la diminution des volumes de gaz naturel consommés, les coûts évités utilisés pour évaluer la rentabilité des programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) mis à jour en juillet 2021 ont été utilisés pour chacun des scénarios. Ces coûts sont établis pour 2022 et augmentés annuellement de 2 % pour refléter la hausse subséquente du niveau des prix. Voir le Tableau 15 ci-dessous.*

*Il est à noter que, dans le cas du scénario biénergie, les coûts de transport et d'équilibrage pour l'usage du chauffage de l'espace ne peuvent pas être évités. En effet, même si la quantité d'énergie consommée diminue, les besoins d'outils de transport et d'entreposage pour desservir les besoins de pointe demeurent les mêmes. Dans la même logique, les coûts de renforcement du réseau de distribution ne peuvent pas non plus être évités. Ceci est reflété dans le Tableau 15 aux rubriques « Transport (Chauffe de l'espace) », « Équilibrage (Chauffe de l'espace) » et « Distribution », alors que le coût évité est différent pour le scénario TAE et le scénario biénergie.*

#### **Coûts marginaux en lien avec la desserte des clients**

*Pour les coûts évités en lien avec la desserte des clients, le coût marginal de prestation de service de long terme a été utilisé, tel que mis à jour dans le dernier rapport annuel d'Énergir. Ce coût est utilisé lorsque la conversion des usages à l'électricité implique la perte complète d'un client au gaz naturel. Pour un client qui n'a comme usage que la chauffe de l'eau, ce coût peut être évité dans les scénarios TAE et biénergie. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)*

- (ii) « **Coûts marginaux en énergie**



Les coûts utilisés sont ceux associés à la fourniture-transport en énergie selon la méthodologie de calcul des coûts évités par usages.

[...]

### **Coûts marginaux en puissance**

Les coûts unitaires associés à la puissance sont les mêmes pour toutes les clientèles. HQD utilise les coûts évités de puissance de court et long termes calculés selon la méthodologie habituelle.

[...]

### **Coûts marginaux en transport et distribution**

Les coûts de transport et distribution sont les mêmes pour toutes les clientèles. HQD utilise les coûts calculés selon la méthodologie habituelle. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

(iii) « La projection des coûts évités en dollars courants pour la non-livraison d'un mètre cube de gaz naturel a été calculée sur une période de vingt ans. Pour Énergir, il est important de disposer d'une projection sur une longue période pour être en mesure d'évaluer la rentabilité de mesures d'efficacité énergétique ayant une longue durée de vie. » (Nous soulignons)

(iv) «

### Concept des coûts évités

- Le **coût évité / marginal** correspond au coût économisé (supplémentaire) d'une réduction (accroissement) à la marge d'une unité de demande à partir d'un bilan offre-demande.
  - Quel est le **coût d'1 kW ou d'1 kWh** économisé (supplémentaire) à approvisionner ?
- Cette définition s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution.
- Le coût **marginal** est une notion économique qui reflète uniquement les coûts **futurs**.

Le coût évité est indissociable du contexte énergétique et du bilan offre-demande. Sa valeur est donc déterminée par celles des moyens à acquérir pour répondre à la demande additionnelle.

» (Notre emphase)

(v) « 12.2 Si les Parties conviennent de poursuivre le Projet pour une Deuxième période d'adhésion, leurs discussions tiendront compte des paramètres suivants : tout changement de loi ou de règlement ayant un impact important sur l'Entente,

*l'évolution des tarifs de distribution d'électricité d'Hydro-Québec et des tarifs de distribution de gaz naturel d'Énergir, l'évolution des coûts du Projet, l'évolution du prix de la tonne d'émission de GES, l'évolution des coûts d'approvisionnement en électricité en énergie et en puissance et du plan d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec et du plan d'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir, les conversions réalisées par rapport aux prévisions et l'atteinte des objectifs du PEV ou l'évolution ou la mise à jour du PEV et de son PMO. » (Nous soulignons)*

- (vi) « Les volumes convertis pour chaque année supposent que les conversions s'étaleront sur une période de 15 ans. Cette hypothèse s'appuie sur la durée de vie moyenne des équipements, évaluée à 15 ans, et sur le fait que les clients changent habituellement leurs appareils lorsque ceux-ci arrivent en fin de vie. Il a de plus été supposé que les conversions se feront à un rythme constant de 1/15e par année. Suivant ces hypothèses, le potentiel de conversion total sera donc atteint 15 ans après la mise en place de l'Offre. Or, en 2030, 9 années seulement se seront écoulées depuis le début de l'Offre prévu en 2022. Un ratio de 9/15e a donc été appliqué au potentiel de conversion total évalué en 2030 afin d'établir les volumes convertis vers l'électricité. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez démontrer que les valeurs marginales utilisées par Énergir (référence (i)) et calculées à la marge pour la non-livraison d'un seul mètre cube de gaz naturel (référence (iii)) peuvent s'appliquer, comme le fait Énergir, pour des volumes beaucoup plus grands de l'ordre, par exemple, de 401 millions de mètres cubes de gaz naturel (p. ex. passage du tableau 9 de la pièce B-0030 au tableau 17 de la même pièce).

**Réponse :**

1           **Les valeurs marginales utilisées pour l'établissement du PGEÉ s'appliquent**  
2           **dans le cas de mesures ayant pour effet d'éviter des quantités importantes de**  
3           **gaz naturel. En effet, certains programmes visent l'optimisation de la**  
4           **consommation de clients industriels. De plus, Énergir rappelle que, tel que**  
5           **rapporté dans son Rapport annuel 2019-2020 déposé à la Régie (R-4136-2020),**  
6           **elle a fait état des économies d'énergies du PGEÉ totalisant 42,7 Mm<sup>32</sup>.**

- 6.2 Veuillez concilier la période de 15 ans dont il est question à la référence (vi) et celle de 20 ans sur laquelle les coûts marginaux d'Énergir ont été évalués, selon la référence (iii). Veuillez commenter sur la validité d'appliquer des coûts marginaux évalués sur une période de 20 ans pour une alimentation sur une période plus courte de 15 ans.

---

<sup>2</sup> R-4136-2020, pièce B-0084, page 2, ligne 3.

**Réponse :**

1           **La référence (iii) présente le besoin de déterminer des coûts évités en**  
2           **ressource sur une période de 20 ans afin d'évaluer la rentabilité des**  
3           **programmes d'efficacité énergétique par le test du coût total en ressource. Pour**  
4           **justifier un investissement dans une mesure d'efficacité énergétique, les**  
5           **économies en ressources générées doivent dépasser les coûts de la mesure.**  
6           **La période de 20 ans est nécessaire pour évaluer la rentabilité de certains**  
7           **programmes puisque certaines mesures d'efficacité énergétique ont des**  
8           **bénéfices attendus sur 20 ans.**

9           **La période de 15 ans dont il est question à la référence (iv) concerne le nombre**  
10           **d'années qui devraient s'écouler avant d'observer un cycle complet de**  
11           **remplacement d'équipement de chauffage au gaz naturel et une pénétration**  
12           **complète de l'Offre biénergie. La période de 15 ans n'est donc pas applicable**  
13           **au sens de la période de 20 ans mentionnée à la référence (iii).**

14           **Comme l'implantation d'une mesure biénergie (ou TAÉ) s'apparente à**  
15           **l'implantation d'une mesure efficace, par exemple l'installation d'un**  
16           **équipement à haute efficacité au gaz naturel (on y installe des équipements**  
17           **neufs dans les deux cas), le recours aux coûts évités utilisés dans l'évaluation**  
18           **des programmes du PGEÉ est, de l'avis des Distributeurs, raisonnable et**  
19           **justifié.**

**6.3**       **Veillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ**  
              **selon laquelle les coûts marginaux d'une année de conversion ne devraient**  
              **s'appliquer, une année donnée, que sur les conversions de cette année (en d'autres**  
              **mots, pour 2030, la valeur marginale ne devrait s'appliquer que sur 1/15<sup>e</sup> du potentiel**  
              **de conversion et non sur 9/15<sup>e</sup>).**

**Réponse :**

20           **Par rapport au scénario de statu quo, les impacts marginaux sur les**  
21           **Distributeurs (coûts et revenus marginaux) devraient s'appliquer sur toutes les**  
22           **conversions prévues depuis le déploiement de l'Offre, soit 9/15<sup>e</sup> en 2030. En**  
23           **effet, les coûts marginaux utilisés dans l'analyse sont des coûts annuels**  
24           **récurrents, il est donc nécessaire de considérer l'impact des conversions de**  
25           **toutes les années écoulées depuis 2022 lorsqu'on mesure l'impact en 2030, et**  
26           **pas seulement l'impact annuel de 2030.**

27           **Par exemple, 1 m<sup>3</sup> évité par la biénergie en 2022, est également évité en 2023 et**  
28           **ainsi de suite. Quant aux kWh correspondants, ils seront consommés de façon**  
29           **récurrente par le client dès sa conversion.**

- 6.4 Dans le cas d’HQD, veuillez indiquer la période d’évaluation des coûts marginaux dont il est question aux références (ii) et (iv) et commenter sur la validité d’appliquer de tels coûts marginaux pour une alimentation sur une période différente comme celle dont il est question à la référence (vi).

**Réponse :**

1 **HQD répond selon sa compréhension de la question.**

2 **Les coûts marginaux d’approvisionnement, tant en énergie qu’en puissance, à**

3 **court et à long termes, sont déterminés selon le moyen d’approvisionnement à**

4 **la marge pour l’année visée. Il n’y a donc pas ici de « période d’évaluation ».**

5 **Par ailleurs, comme indiqué à la page 16 de la pièce en référence (iv), « Le calcul**

6 **du coût évité de T&D est basé sur la croissance prévue des besoins et des**

7 **investissements requis pour y répondre sur un horizon de 10 ans. » Dans ce**

8 **dernier cas, HQD rappelle que le coût évité est une annuité ; il n’y a donc pas**

9 **de lien à faire entre la période considérée pour déterminer le coût évité et la**

10 **période couverte par l’analyse économique.**

11 **Tant les coûts marginaux que l’utilisation qui en est faite sont conformes à**

12 **l’approche adoptée par HQD pour l’ensemble de ses analyses présentées à la**

13 **Régie, y compris dans le cadre de l’examen de mesures à long terme, comme**

14 **des programmes ou options tarifaires.**

- 6.5 Veuillez démontrer que les valeurs marginales utilisées par HQD (référence (ii)) et calculées à la marge pour alimenter, transporter et distribuer une unité de demande additionnelle d’un seul kW ou d’un seul kWh (référence (iv)) peuvent s’appliquer, comme le fait HQD, pour des volumes beaucoup plus grands de l’ordre, par exemple, de 2,957 milliards de kWh et de 2,070 millions de kW d’électricité (p. ex. passage des tableaux 10 et 11 de la pièce B-0030 aux tableaux 25, 27 et 29 de la même pièce).

**Réponse :**

15 **HQD ne saisit pas la raison pour laquelle, par exemple, le coût marginal en**

16 **énergie ou en puissance ne saurait être applicable à des volumes importants.**

17 **Surtout, il rappelle que l’arrivée de ces besoins se fera graduellement sur près**

18 **d’une décennie. Il ne s’agira pas pour HQD de lancer un appel d’offres pour**

19 **l’acquisition rapide et immédiate de tout ce volume.**

20 **Cela étant dit, si HQD considère que le niveau des coûts évités**

21 **d’approvisionnement est adéquat, il a cependant adapté le moment du passage**

22 **des coûts évités de court terme à ceux de long terme selon l’impact de ce**

23 **volume additionnel sur ses besoins en approvisionnement.**

24 **Quant aux coûts de transport et de distribution, ils seraient répartis sur**

25 **l’ensemble des régions visées par la conversion et, là encore, sur une longue**

1 période. Les investissements nécessaires seraient effectués sur les postes de  
2 façon à répondre à l’ensemble de la croissance de la demande, et non  
3 uniquement celle attribuable à la conversion.

4 Il importe de souligner que le volume important en puissance mentionné par  
5 l’intervenant met clairement en lumière l’avantage substantiel que représente,  
6 pour HQD et sa clientèle, le scénario biénergie. Mais ceci ne remet pas en cause  
7 la validité méthodologique d’utiliser les coûts marginaux tels que présentés.

8 Enfin, HQD rappelle à nouveau que la méthodologie utilisée dans le présent  
9 dossier est celle sur laquelle il s’est appuyé dans la plupart de ses dossiers  
10 présentés à la Régie, y compris pour des volumes encore plus importants (par  
11 exemple, le PGEÉ).

**6.6** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) que le passage souligné au préambule de la référence (v) inclura la mise à jour des coûts marginaux mentionnés aux références (i) et (ii).

**Réponse :**

12 **Les Distributeurs le confirment.**

7. Référence : B-0030, page 27, tableau 20.

Préambule :

«

TABLEAU 20 :  
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DES SCÉNARIOS TAE ET BIÉNERGIE  
(M\$)

	2025		2030	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Manque à gagner	48	43	119	106
Manque à gagner (\$ <sub>2022</sub> )	45	40	101	90
Revenus requis 2022	2 020			
Impact tarifaire cumulé	2,2%	2,0 %	5,0 %	4,5 %

»

Demande :

7.1 Veuillez définir l’expression « *Impact tarifaire cumulé* » apparaissant au tableau de la référence en indiquant notamment la période sur laquelle l’impact serait cumulé, le cas échéant.

Réponse :

1 L’impact tarifaire cumulé réfère au manque à gagner divisé par le revenu requis.  
2 Comme le manque à gagner s’accroît d’année en année avec la conversion  
3 progressive des clients d’Énergir vers la biénergie, l’impact tarifaire cumulé  
4 s’accroît également.

5 L’impact tarifaire cumulé reflète la conversion des clientèles visées par l’Offre  
6 dès 2022, jusqu’à l’année mentionnée. Par exemple, en 2025, le manque à  
7 gagner cumulé pour le scénario TAÉ serait de 45 M\$, reflétant le manque à  
8 gagner généré par la conversion vers l’électricité de clients d’Énergir en 2022,  
9 2023, 2024 et 2025.

8. Référence : B-0030, page 36, lignes 2 à 10.

**Préambule :**

« Afin de déterminer ces coûts, HQD a d’abord estimé quel sera l’impact de la conversion à la biénergie d’un volume important de charge de chauffage sur les réseaux de transport et de distribution. En effet, bien que la biénergie permette un effacement des clients au moment de la pointe du réseau, la concentration de clients au gaz naturel dans certains secteurs peut amener, pour ces secteurs, le déplacement de la pointe de la période la plus froide de l’année vers les périodes où la température est supérieure à la température de permutation effective, donc lorsque les clients convertis ont recours à leur équipement de chauffage électrique. Ce phénomène touche plus particulièrement quelques postes satellites situés dans le centre-ouest de Montréal et à Laval. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

8.1 Veuillez fournir la liste des postes satellites dont il est question à la référence.

**Réponse :**

1 Le tableau R-8.1 présente la liste des postes pour lesquels la conversion des  
2 clients vers la biénergie pourrait entraîner une migration de la pointe vers des  
3 périodes où la température moyenne est supérieure ou égale à la température  
4 de permutation effective. Par ailleurs, les Distributeurs tiennent à apporter une  
5 correction à la dernière phrase du préambule. Le passage devrait se lire comme  
6 suit : « *Ce phénomène touche plus particulièrement quelques postes satellites*  
7 *situés dans la région de Montréal.* »

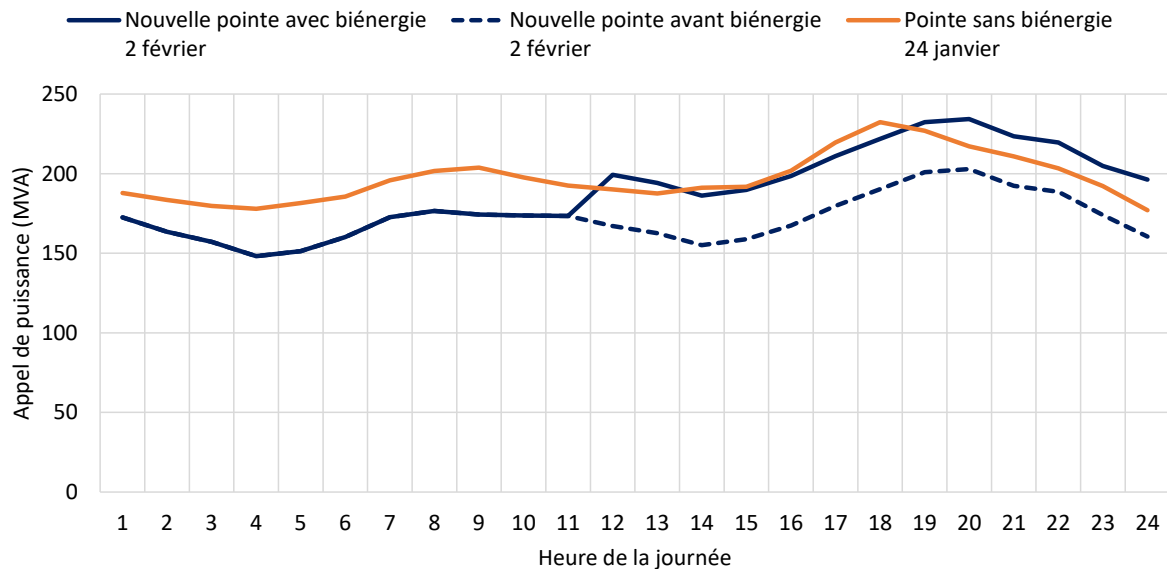
**TABLEAU R-8.1 :**  
**LISTE DES POSTES AVEC DÉPLACEMENT POTENTIEL DE LA POINTE À DES**  
**TEMPÉRATURES MOYENNES SUPÉRIEURES OU ÉGALES À LA TEMPÉRATURE DE**  
**PERMUTATION EFFECTIVE**

Poste	Région	Température moyenne	
		à la pointe avant conversion oC	à la pointe avec conversion oC
Henri-Bourassa	Montréal	-20	-8
Beaumont	Montréal	-20	-8
Mont-Royal	Montréal	-17	-9
Dorchester	Montréal	-17	-10
Bromptonville	Richelieu	-26	-11
Rosemont	Montréal	-21	-12

8 La figure R-8.1 illustre conceptuellement, pour un poste, le phénomène de  
9 déplacement de la pointe d’hiver. La courbe « *Pointe sans biénergie* » montre  
10 le profil de charge horaire le jour de la pointe avant l’ajout des conversions des

1 clients d’Énergir vers la biénergie. Une fois ajouté, l’impact des conversions  
 2 amène un déplacement de la journée de la pointe à une journée où la  
 3 température moyenne est plus élevée. Ce cas est représenté par la courbe  
 4 « *Nouvelle pointe avec biénergie* ». Quant à la courbe « *Nouvelle pointe avant*  
 5 *biénergie* », elle présente le profil horaire lors de la journée de pointe déplacée  
 6 sans la contribution de la biénergie.

**FIGURE R-8.1 :**  
**PROFILS HORAIRES FICTIFS AVEC ET SANS CONVERSION DES CLIENTS À LA BIÉNERGIE**



**8.2** Veuillez illustrer, à l’aide d’un exemple chiffré, le phénomène décrit à la référence pour l’un des postes satellites où celui-ci s’applique.

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 8.1.



9. Référence : B-0030, page 37, tableaux 35 et 36 et lignes 1 et 2.

Préambule :

«

TABLEAU 35 :  
IMPACT EN TRANSPORT ET EN DISTRIBUTION – SCÉNARIO BIÉNERGIE  
(MW)

	Biénergie					
	Transport et distribution			Distribution (reprise après panne)		
	2025	2030	Potentiel	2025	2030	Potentiel
<b>Résidentielle</b>	<b>50</b>	<b>114</b>	<b>189</b>	<b>290</b>	<b>653</b>	<b>1 088</b>
Espace	33	74	123	272	613	1 021
Eau	18	40	67	18	40	67
<b>Commerciale</b>	<b>38</b>	<b>85</b>	<b>142</b>	<b>268</b>	<b>602</b>	<b>1 004</b>
Espace	31	70	117	261	587	979
Eau	7	15	25	7	15	25
<b>Institutionnelle</b>	<b>46</b>	<b>105</b>	<b>174</b>	<b>362</b>	<b>815</b>	<b>1 358</b>
Espace	43	97	161	359	807	1 345
Eau	3	8	13	3	8	13
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>304</b>	<b>506</b>	<b>920</b>	<b>2 070</b>	<b>3 449</b>
Espace	107	241	401	892	2 007	3 345
Eau	28	63	105	28	63	105

En appliquant aux volumes du Tableau 35 les coûts marginaux du Tableau 26, on obtient les coûts marginaux en transport et distribution du scénario biénergie présentés au Tableau 36.

TABLEAU 36 :  
COÛTS MARGINAUX EN TRANSPORT ET DISTRIBUTION – SCÉNARIO BIÉNERGIE  
(M\$)

	Biénergie	
	2025	2030
<b>Résidentielle</b>	<b>6</b>	<b>16</b>
Espace	5	13
Eau	1	3
<b>Commerciale</b>	<b>5</b>	<b>13</b>
Espace	5	12
Eau	0	1
<b>Institutionnelle</b>	<b>7</b>	<b>17</b>
Espace	7	17
Eau	0	1
<b>Total</b>	<b>19</b>	<b>46</b>
Espace	17	41
Eau	2	5

» (Nous soulignons)

Demandes :

9.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle, à la référence, la mention soulignée au Tableau 26 devrait être remplacée par une mention au Tableau 28.

Réponse :

1 **HQD le confirme.**

9.2 Afin d'illustrer la méthode de construction du tableau 36 de la référence, à partir des valeurs des tableaux 35 et 28 (ou 26 selon le cas), veuillez fournir le calcul détaillé des valeurs 5 et 13 qui ont été surlignées par l'AHQ-ARQ.

Réponse :

2 **Veillez vous référer à l'Annexe Q-3.4.1 de la pièce HQD-Énergir-2, document 2.**

10. Référence : B-0030, page 40, tableau 40.

Préambule :

«

TABLEAU 40 :  
IMPACT NET SUR LES REVENUS REQUIS (M\$) ET SUR LES ÉMISSIONS DE GES (MT. DE CO<sub>2</sub> EQ.) DES  
SCÉNARIOS TAE ET BIÉNERGIE

	2025 (M\$ <sub>2025</sub> )		2030 (M\$ <sub>2030</sub> )		Cumulatif 2022-2030 (M\$ <sub>2030</sub> )	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Énergir	48	43	119	106	564	503
Hydro-Québec	121	10	463	134	2 108	490
<b>Total</b>	<b>169</b>	<b>53</b>	<b>582</b>	<b>240</b>	<b>2 672</b>	<b>993</b>
<b>Différence TAE-biénergie</b>	<b>116</b>		<b>342</b>		<b>1 679</b>	
Réduction de GES (Mt. de CO <sub>2</sub> eq.)	0,34	0,24	0,75	0,54	3,78	2,70
<b>Différence TAE-biénergie</b>	<b>0,10</b>		<b>0,21</b>		<b>1,07</b>	

»

Demande :

10.1 En ce qui a trait aux valeurs apparaissant aux deux dernières colonnes du tableau 40 de la référence, intitulées « *Cumulatif 2022-2030* », veuillez fournir la formule de calcul de même que toutes les données permettant d'y arriver avec leur provenance.

Réponse :

- 1 Les valeurs sont calculées sur la base des manques à gagner pour les années  
2 2022 à 2030, comme indiqué aux tableaux R-10.1-A et B.  
3 Par ailleurs, le Tableau 40 sera corrigé dans la version révisée de la pièce HQD-  
4 Énergir-1, document 1.

**TABLEAU R-10.1-A :**  
DÉTAIL DU CALCUL DES IMPACTS NETS CUMULATIFS SUR LES REVENUS REQUIS (M\$)  
HQD

Année	TAÉ		Biénergie	
	\$ courants	\$2030	\$ courants	\$2030
2022	6	6	2	3
2023	58	67	5	5
2024	89	100	7	8
2025	121	134	10	11
2026	238	257	16	18
2027	291	309	84	89
2028	346	360	100	104
2029	404	412	116	119
2030	463	463	134	134
<b>Total</b>	<b>1 467</b>	<b>2 108</b>	<b>335</b>	<b>490</b>

**TABLEAU R-10.1-B :**  
DÉTAIL DU CALCUL DES IMPACTS NETS CUMULATIFS SUR LES REVENUS REQUIS (M\$)  
ÉNERGIR

Année	TAÉ		Biénergie	
	\$ courants	\$2030	\$ courants	\$2030
2022	11	13	10	12
2023	23	26	20	24
2024	35	40	31	35
2025	48	53	43	47
2026	61	66	54	89
2027	75	79	67	71
2028	89	92	79	82
2029	103	106	92	94
2030	119	119	106	106
<b>Total</b>	<b>564</b>	<b>594</b>	<b>503</b>	<b>530</b>

- 1 En ce qui a trait aux GES évités, l'information demandée est présentée en  
2 réponse à la question 3.3.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie  
3 à la pièce HQD-Énergir-2, document 2.

11. Référence : B-0030, page 42, tableau 41.

Préambule :

«

TABLEAU 41 :  
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE  
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR ÉNERGIR  
(M\$)

	2025	2030
Manque à gagner avant Contribution GES	43	106
Contribution GES	34	85
Manque à gagner après Contribution GES	8	21
Manque à gagner après Contribution GES (\$ <sub>2022</sub> )	8	18
Revenus requis 2022	2 020	
Impact tarifaire cumulé	0,4 %	0,9 %

»

Demande :

- 11.1 Veuillez fournir la formule de calcul permettant d'obtenir la valeur de 34 M\$ apparaissant au tableau 41 de la référence.

Réponse :

- 4 La Contribution GES prévue en 2025 est obtenue à partir du montant convenu  
5 en 2030 de 85 M\$ et par l'opération suivante :

$$85 \text{ M\$}_{2030} \times \frac{1}{(1 + 2\%)^5 \text{ ans}} \times \frac{4}{9} = 34 \text{ M\$}_{2025}$$

*Actualisation en \$ de 2025*      *Adoption partielle en 2025*

12. Référence : B-0027, pages 7 et 8, tableaux R-2.5-A à R-2.5-D.

**Préambule :**

Les tableaux R-2.5-A à R-2.5-D présentent l’analyse économique qui vise la conversion de la clientèle résidentielle seulement.

**Demande :**

**12.1** Veuillez déposer, sous la forme des quatre tableaux de la référence, l’analyse économique qui vise la conversion de l’usage de chauffage de l’eau seulement et ce, pour chacun des trois secteurs : résidentiel, commercial et institutionnel.

**Réponse :**

1                    **Veuillez vous référer à l’Annexe Q-3.4.1 de la pièce HQD-Énergir-2, document 2.**