

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ**

**NOMBRE ANTICIPÉ DE CLIENTS**

1. **Références :** (i) R-4213-2022, B-0052, page 21, tableau 15 ;  
(ii) B-0006, page 26, tableau 17 ;  
(iii) R-4169-2021, B-0034, page 17, note de bas de page no. 15 ;  
(iv) B-0006, page 25, lignes 8 à 13.

**Préambule :**

(i)

**Tableau 15**  
**Nombre anticipé de clients**  
**Révision volumétrique 4/8 2022-2023**  
**et Cause tarifaire 2023-2024**

Nombre de clients	Total
4/8 2022-2023	212 932
CT 2023-2024	211 877

(ii)

**Tableau 17**  
**Nombre anticipé de clients**  
**Révision volumétrique 4/8 2023-2024**  
**et Cause tarifaire 2024-2025**

Nombre de clients	Total
4/8 2023-2024	212 410
CT 2024-2025	211 450

- (iii) « 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)
- (iv) « En plus de ces dynamiques, l'entrée en vigueur du Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux bâtiments à Montréal, visant

à interdire les appareils de chauffage émettant des GES attribuables à la combustion dans les nouveaux bâtiments, et la nouvelle politique approuvée d'Énergir où tout nouveau raccordement à partir du printemps 2024 sera 100 % renouvelable, pèseront encore sur le potentiel de croissance et de maturation de nouvelles ventes. » (Nous soulignons)

**Demandses :**

- 1.1** Veuillez expliquer l'écart positif de 533 clients entre la prévision de la CT 2023-2024 (211 877, référence (i)) et la prévision 4/8 2023-2024 (212 410, référence (ii)).

**Réponse :**

- 1 L'écart s'explique par une prévision de nouveaux clients plus faible dans la  
2 Cause tarifaire 2023-2024, alors que la prévision du taux de perte de clients est  
3 relativement stable entre les références (i) et (ii).

- 1.2** Veuillez expliquer l'écart négatif de 960 clients entre la prévision 4/8 2023-2024 (212 410, référence (ii)) et la prévision de la CT 2024-2025 (211 450, référence (ii)). Veuillez notamment indiquer le nombre de nouveaux clients et le nombre de clients perdus expliquant un tel écart négatif.

**Réponse :**

- 4 L'écart négatif de 960 clients s'explique par une perte de clients (-2 544) plus  
5 importante que le gain de nouveaux clients (+1 584).

- 1.3** Veuillez indiquer où, selon la prévision d'Énergir, se retrouvent les clients perdus en réponse à la demande précédente (p. ex. tout à l'électricité ou autre).

**Réponse :**

- 6 Énergir n'a pas d'information sur le choix de l'énergie alternative choisie par les  
7 clients perdus.

- 1.4** Veuillez concilier le fait qu'Énergir prévoit perdre des clients (référence (ii)) avec l'hypothèse de la référence (iii) selon laquelle tous les clients se seraient convertis à la biénergie sur une période de 15 ans. Veuillez mettre à jour une telle hypothèse, le cas échéant.

**Réponse :**

1 L'hypothèse de conversion sur 15 ans de l'ensemble de la clientèle visée a été  
2 largement discutée lors du dossier biénergie. Énergir ne voit donc pas la  
3 pertinence de tenter de concilier cette hypothèse de travail utilisée dans le cadre  
4 du dossier biénergie et les éléments de la présente cause tarifaire.

- 1.5** Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer comment le règlement de la ville de Montréal a été considéré dans les prévisions de la référence (ii) et veuillez indiquer si d'autres règlements de d'autres municipalités ont été pris en compte et, dans l'affirmative, veuillez indiquer de quelles municipalités il est question et comment ceux-ci ont été pris en compte.

**Réponse :**

5 Le règlement de la Ville de Montréal a un impact sur les nouveaux clients. Par  
6 conséquent, Énergir a réduit la prévision de nouveaux clients d'une proportion  
7 équivalente à celle du poids des petits bâtiments visés par le règlement sur  
8 l'ensemble des nouveaux clients sur la période de 2020 à 2023. En ce qui a trait  
9 aux grands bâtiments, le règlement permet des exceptions pour ceux qui  
10 consomment du GSR. Or, depuis le 1<sup>er</sup> avril 2024, tout nouveau raccordement au  
11 réseau d'Énergir est 100 % renouvelable. Par conséquent, le règlement n'est pas  
12 pris en considération pour les grands bâtiments.

13 Énergir a uniquement tenu compte du règlement de la Ville de Montréal.

## TRANSFERTS VERS L'ÉLECTRICITÉ ATTRIBUABLES À LA BIÉNERGIE

2. Référence : B-0006, page 24, tableau 16.

Préambule :

«

Tableau 16

Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits  
Cause tarifaire 2023-2024 vs révision volumétrique 4/8 2023-2024

	DESCRIPTION	Prévision CT 2023-2024 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Révision 4/8 2023-2024 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
1	<b>Livraisons au 30 septembre 2023</b>	<b>3 023,8 *</b>	<b>3 002,0 **</b>
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,5)	(20,4)
3	Économies d'énergie hors programmes	(8,8)	(8,7)
4	<b>Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie</b>	<b>(19,7)</b>	<b>(3,8)</b>
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(62,2)	(26,5)
6	Normale climatique	(3,3)	5,5
7	Impact du 29 février	3,0	3,0
8	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	7,4	(12,9)
9	Maturation des nouvelles ventes	72,1	28,7
10	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2024</b>	<b>2 991,8</b>	<b>2 967,0</b>

\* R-4213-2022, pièce B-0052, Énergir-H, Document 2, p. 20, tableau 14, ligne 10.

\*\* R-4242-2023, pièce B-0051, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

»

Demande :

2.1 Veuillez expliquer l'écart significatif défavorable des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie apparaissant au tableau de la référence, passant de 19,7 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> lors de la prévision CT 2023-2024 à 3,8 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> lors de la révision 4/8 2023-2024.

Réponse :

1 Le modèle de prévision lors de la Cause tarifaire 2023-2024 considérait,  
2 comparativement à la révision 4/8 2023-2024, des taux de pénétration plus  
3 importants pour les premières années des programmes de biénergie, y compris  
4 l'année 2024. Ceci se traduisait par un plus grand nombre de clients existants  
5 adhérant à la biénergie dans les trois volets du programme, ce qui se reflétait dans  
6 des transferts de volume vers l'électricité plus élevés.

1 Les courbes de progression des programmes de biénergie ont fait l'objet  
2 d'analyses et d'évaluations lors de la révision 4/8 2023-2024. Le but était  
3 d'améliorer le modèle de prévision en prenant en compte des contraintes  
4 techniques et logistiques constatées sur le terrain et la progression de l'adoption  
5 d'un nouveau produit dans le marché avec taux de pénétration faibles au début  
6 des programmes, et qui progressent au fil du temps, comme exposé par Énergir<sup>1</sup>.

7 En plus de cette différence quant au nombre de clients convertis entre la prévision  
8 de la Cause tarifaire 2023-2024 et la révision 4/8 2023-2024, l'autre élément qui  
9 explique l'écart des résultats des transferts à l'électricité attribuables à la biénergie  
10 est le fait que les transferts lors de la Cause tarifaire 2023-2024 étaient 100 %  
11 prévisionnels, tandis que la révision 4/8 2023-2024 contient les résultats de  
12 quatre mois réels, estimés selon la méthode de calcul décrite à la réponse à la  
13 question 3.1.

---

<sup>1</sup> Pièce B-0006, Énergir-H, Document 2, de la ligne 1 de la page 34 à la ligne 6 de la page 35.

3. **Références :** (i) R-4213-2022, B-0174, page 5 ;  
(ii) B-0006, page 32, tableau 19 ;  
(iii) B-0006, page 34, ligne 1, à page 35, ligne 6.

**Préambule :**

- (i) « Énergir travaille à intégrer à son modèle de prévision de la demande le transfert de consommation vers l'électricité des clients ayant passé à la biénergie pour les mois passés de l'année en cours. De plus, une revue de la manière de projeter le transfert de consommation vers l'électricité est en cours et sera intégrée au modèle de la prévision de la demande lors de la prochaine cause tarifaire. » (Nous soulignons)

- (ii) «

Tableau 19  
Livraisons de gaz naturel 2025-2028  
Marché petit et moyen débits

DESCRIPTION		
1	Livraisons anticipées au 30 septembre 2024	2 967,0
2	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(18,0)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(11,5)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(12,8)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(51,2)
6	Évolution de la normale climatique	(18,8)
7	Impact du 29 février	(3,0)
8	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(4,4)
9	Maturation des nouvelles ventes	41,2
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2025	2 888,6
11	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,5)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(14,4)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(16,6)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(20,7)
15	Évolution de la normale climatique	(3,3)
16	Impact du 29 février	-
17	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
18	Maturation des nouvelles ventes	35,8
19	Livraisons anticipées au 30 septembre 2026	2 849,0
20	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,8)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(21,4)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(25,0)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(14,9)
24	Évolution de la normale climatique	(3,2)
25	Impact du 29 février	-
26	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
27	Maturation des nouvelles ventes	32,3
28	Livraisons anticipées au 30 septembre 2027	2 796,0
29	Économies d'énergie attribuables au PGEE	(20,8)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(28,0)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(30,4)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(12,1)
33	Évolution de la normale climatique	5,4
34	Impact du 29 février	3,0
35	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
36	Maturation des nouvelles ventes	35,9
37	Livraisons anticipées au 30 septembre 2028	2 749,2

»

- (iii) « **Biénergie :** Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023. De ce fait, les volumes transférés vers

*l'électricité attribuables à la biénergie sont prévus à  $-12,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  pour 2024-2025. Ces volumes augmentent progressivement pour atteindre jusqu'à  $-30,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  par année à l'horizon 2027-2028.*

*Les hypothèses ayant servi à établir les volumes prévisionnels de biénergie du plan d'approvisionnement 2025-2028 ont été revues en tenant compte du fait que le potentiel de clients existants admissibles à la biénergie et celui de leurs volumes moyens associés devraient diminuer d'une année à l'autre, à cause de l'effet combiné de la perte naturelle de clients/volumes ainsi que l'adoption de mesures d'efficacité énergétique des initiatives des clients. Ces hypothèses considèrent également le fait que de nouvelles technologies devraient être disponibles dans le marché en 2026, ce qui permettra à un plus grand nombre de clients dont leurs appareils seront en fin de leur vie utile de potentiellement adhérer à l'offre biénergie.*

*L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle, incluant les contraintes techniques et logistiques constatées, a permis de revoir et d'ajuster la courbe de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi que la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Ces deux éléments ont un impact sur le volume prévu effectif de transferts vers l'électricité attribuable à la biénergie. Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel considèrent un taux de pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025. Ce taux continuera d'augmenter pour atteindre un niveau de 88 % pour 2027-2028.*

*Les hypothèses du programme de biénergie des volets commercial et institutionnel ont été calibrées en considérant une courbe de pénétration annuelle théorique qui prend en compte la progression de l'adoption d'un niveau produit dans le marché, c'est-à-dire des taux qui s'accroissent graduellement année après année. Les taux sont faibles au début de la période d'analyse, mais prennent de l'ampleur au fur et à mesure que le programme devient plus mature, en gardant une portion du potentiel de clients, lesquels – pour des raisons techniques, financières ou par choix – n'adopteront pas le produit. Ces hypothèses considèrent aussi le fait que les volets commercial et institutionnel de biénergie ne débiteront qu'au deuxième trimestre de 2024 et ont été ajustés en prenant en compte la progression observée du taux de pénétration lors des deux premières années de mise en oeuvre du volet biénergie résidentielle.*

*Les hypothèses des volets commercial et institutionnel prévoient des taux de pénétration de 18 % du potentiel de clients admissibles à la biénergie en 2024 pour chacun de volets. Ces taux progresseront à 30 % en 2025 et atteindront un niveau de 57 % et de 66 % pour le volet commercial et institutionnel respectivement.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez décrire comment Énergir a intégré à son modèle de prévision de la demande le transfert de consommation vers l'électricité des clients ayant passé à la biénergie pour les mois passés de l'année en cours, tel que mentionné à la référence (i).

**Réponse :**

1 Le nombre de clients existants qui adhèrent à la biénergie varie d'un mois à l'autre,  
2 de même que le cumul mensuel de clients faisant partie des programmes de  
3 biénergie. Le modèle a estimé les transferts vers l'électricité des clients existants  
4 pour un mois donné passé (t), en identifiant la totalité des clients existants qui ont  
5 officiellement adhéré au tarif biénergie avec le distributeur électrique dans ce  
6 mois (t).

7 Ensuite, le modèle compile la consommation de chacun de ces clients au cours  
8 de ce mois (t) ainsi que celle enregistrée dans le même mois de l'année  
9 précédente (t - 1). En se servant de ces deux consommations, le modèle calcule  
10 l'écart entre la consommation en t et celle de t - 1 pour chacun de ces clients.

11 Finalement, le modèle somme les écarts de consommation de l'ensemble des  
12 clients qui ont adhéré à la biénergie dans le mois (t). Cet écart consolidé de  
13 volumes représente les transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie pour  
14 le mois (t).

15 Le modèle répète ce processus de calcul pour chacun de mois passés de l'année  
16 en cours.

- 3.2** Veuillez décrire comment Énergir a procédé à une revue de la manière de projeter le transfert de consommation vers l'électricité et comment une telle revue a été intégrée au modèle de la prévision de la demande lors de la présente cause tarifaire, tel que mentionné à la référence (i).

**Réponse :**

17 La revue de la manière de projeter le transfert de consommation vers l'électricité  
18 a été réalisée en deux phases.

19 La phase 1 a réévalué et calculé le potentiel de clients existants admissibles à la  
20 biénergie et de leurs volumes moyens associés ainsi que les courbes de  
21 pénétration annuelle des programmes de biénergie. Comme décrit dans la  
22 référence (iii), ceci avait pour but d'améliorer les prévisions en reflétant l'effet  
23 combiné de la perte naturelle de clients/volumes, l'adoption de mesures  
24 d'efficacité énergétique des initiatives des clients, les nouvelles technologies  
25 admissibles à la biénergie et la progression de l'adoption d'un nouveau produit



1 dans le marché. Le tableau à la réponse à la question 3.4 illustre l'ensemble des  
2 résultats qui exposent ces effets et ces progressions.

3 L'objectif de la phase 2 a été de calculer les transferts vers l'électricité. À cet effet,  
4 cette phase s'est servie des résultats clés de la phase 1 (potentiels  
5 clients/volumes et taux de pénétration) pour établir le nombre annuel de clients  
6 existants adhérant à l'offre biénergie et leur consommation annuelle moyenne.

7 Une fois le nombre annuel de nouveaux clients biénergie établi, la phase 2 a pris  
8 en compte que ces nouveaux clients ne devraient pas adhérer au même moment  
9 de l'année. Le modèle de prévision a compilé la distribution de ventes biénergie  
10 au fil de sa première année complète d'existence et a pris cette distribution comme  
11 un proxy pour la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une  
12 année financière. Le tableau à la réponse à la question 3.7 illustre cette  
13 distribution. Le modèle a ajusté cette progression pour les volets commercial et  
14 institutionnel de biénergie pour l'année financière 2024-2025, car il était prévu que  
15 l'impact des clients débiterait au deuxième trimestre de cette année financière.

16 La phase 2 a compilé la distribution mensuelle historique typique de la  
17 consommation d'un client moyen au fil d'une année financière pour chacun des  
18 segments (résidentiel, commercial et institutionnel). La phase 2 a aussi compilé la  
19 distribution historique typique de la consommation d'un client moyen par type  
20 d'usage (chauffage, eau chaude et procédé).

21 En se servant de ces paramètres et de la consommation annuelle moyenne pour  
22 un client dans chacun des segments, le modèle a établi un profil mensuel moyen  
23 d'un client discriminé par usage. Bien que la méthode de calcul soit la même pour  
24 chacun des segments, les paramètres de distribution et la consommation  
25 moyenne varient en fonction du segment.

26 Le modèle de prévision considère que le distributeur électrique devrait prendre en  
27 charge une portion du chauffage en fonction de la température. Pour établir cette  
28 portion, la phase 2 a pris en compte la distribution mensuelle historique de la  
29 météo indiquant la proportion de la température au-dessous de -12 °Celsius.  
30 Grâce à ces paramètres, la phase 2 de prévision a établi pour un client moyen  
31 dans chacun des segments les volumes transférés au distributeur électrique.

32 Les calculs finaux de la phase 2 ont finalement pris ces estimations mensuelles  
33 de transfert par client et ils ont estimé la totalité des transferts que l'ensemble des  
34 clients qui ont adhéré à la biénergie devrait produire pour un mois donné. Cet  
35 ensemble est composé de clients qui devraient s'ajouter dans ce mois donné et  
36 de ceux qui devraient adhérer avant ce mois.

37 Une fois que la phase 2 a totalisé les transferts vers l'électricité pour tous les mois  
38 des années financières, le modèle estime l'écart des transferts entre celles du  
39 mois donné et celles prévues dans le même mois de l'année financière  
40 précédente. L'addition de ces écarts au fil d'une année financière pour les trois

1 segments donne la perte de volumes que le modèle de prévision a présentée dans  
2 le tableau de la référence (ii).

**3.3** Veuillez concilier deux informations apparaissant à la référence (iii) selon lesquelles, d'une part, « *Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en novembre 2023* » et, d'autre part, « *que les volets commercial et institutionnel de biénergie ne débuteront qu'au deuxième trimestre de 2024* ».

**Réponse :**

3 Le deuxième trimestre de 2024 mentionné dans la pièce B-0006 (ligne 1 de la  
4 page 34 à ligne 6 de la page 35) fait référence à l'année financière 2023-2024. Ce  
5 deuxième trimestre comprend les mois de janvier, février et mars de l'année  
6 civile 2024.

7 Les volets commercial et institutionnel sont effectivement entrés en vigueur en  
8 novembre 2023. Les prévisions ont pris en compte qu'il existe un délai entre le  
9 moment où la vente biénergie se matérialise et le moment où le client devient  
10 officiellement actif dans le programme biénergie, c'est-à-dire que la  
11 documentation, les équipements ainsi que l'adhésion au tarif biénergie avec le  
12 distributeur électrique sont en règle. C'est pourquoi l'impact sur le plan de volumes  
13 (transferts vers l'électricité) ne débute qu'à partir de la période de janvier à mars  
14 de 2024.

**3.4** Pour chacun des deux volets mentionnés à la référence (iii), veuillez fournir un tableau détaillé qui montre le taux de pénétration annuel historique et prévisionnel et toutes les valeurs permettant de calculer les valeurs des lignes intitulées « *Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie* » apparaissant au tableau de la référence (ii), dont le potentiel et la durée de vie des équipements.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous fournit les données demandées.

**Tableau Q-3.4**  
**Taux de pénétration et potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des « Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie »**

Taux de pénétration et potentiels de référence qui ont servi aux calculs annuels des « Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie »

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Taux de pénétration annuel</b>		%	%	%	%	%	%	%
1 Volet 1	Résidentiel	1	28	46	60	74	84	88
2 Volet 2	Commercial			18	30	34	45	57
3	Institutionnel			18	30	40	53	66
<b>Potentiel annuel du nombre de clients existants éligibles à la biénergie</b>		Nb	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb	Nb
4 Volet 1	Résidentiel	5 340	5 254	5 193	5 114	5 571	5 663	5 574
5 Volet 2	Commercial	1 794	1 770	1 753	1 732	2 746	3 058	3 020
6	Institutionnel	363	355	350	344	393	404	397
<b>Potentiel annuel de volumes de clients existants éligibles à la biénergie</b>		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
7 Volet 1	Résidentiel	20,8	20,4	19,9	19,3	19,5	19,5	19,3
8 Volet 2	Commercial	21,4	21,0	20,5	19,9	34,3	40,9	39,8
9	Institutionnel	17,7	17,0	16,5	15,6	16,1	15,8	14,8
<b>Durée de vie des équipements</b>		ans	ans	ans	ans	ans	ans	ans
10 Volet 1	Résidentiel	15	15	15	15	15	15	15
11 Volet 2	Commercial							
12	Institutionnel							

**3.5** Pour chacun des deux volets mentionnés à la référence (iii), veuillez fournir un tableau détaillé qui compare les taux de pénétration annuels historiques et prévisionnels maintenant retenus et les taux de pénétration annuels utilisés initialement dans le cadre du dossier R-4169-2021.

**Réponse :**

1 Le tableau ci-dessous présente les taux de pénétration de la  
 2 Cause tarifaire 2024-2025 et ceux proposés dans le cadre du  
 3 dossier R-4169-2021. Il ne s'agit pas d'un tableau comparatif, comme la question  
 4 le demande, car ces deux séries ne sont pas comparables directement pour les  
 5 raisons principales suivantes.

6 Comme le document *L'offre d'Hydro-Québec distribution et d'Énergir en réponse*  
 7 *aux objectifs de décarbonation du chauffage des bâtiments énoncés dans le plan*  
 8 *pour une économie verte 2030*<sup>2</sup> l'expose, le programme de biénergie avait été  
 9 présenté à l'origine avec une hypothèse de travail qui visait la clientèle ayant un  
 10 volume moyen de consommation de 15 000 m<sup>3</sup> et moins pour les segments  
 11 résidentiel et commercial et 500 000 m<sup>3</sup> et moins pour le segment institutionnel.

<sup>2</sup> R-4169-2021, pièce révisée B-0034, HQD-E-1, Document 1, page 11, tableau 1.

- 1 Le modèle de prévision a évolué après cette première approche théorique, comme  
 2 la référence (iii) et la réponse à la question 3.2 le synthétisent. Ce modèle  
 3 considère maintenant un potentiel en termes de clients et de volumes élargis non  
 4 constants au fil du temps et les taux de progression reflètent mieux la réalité du  
 5 terrain, ce qui n'existait pas au moment du dossier portant sur la biénergie (R-  
 6 4169-2021).
- 7 Même si la formule de calcul des taux de pénétration n'a pas changé, les  
 8 composantes représentent des scénarios différents.

**Tableau Q-3.5**  
**Taux de pénétration annuels historiques et prévisionnels maintenant retenus (CT 2024-2025)**  
**et**  
**taux de pénétration annuels utilisés originalement dans le dossier biénergie (R-4169-2021)**  
 (%)

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
		<b>Taux de pénétration annuel dans le cadre de la CT 2024-2025</b>						
Volet 1	Résidentiel	1	28	46	60	74	84	88
Volet 2	Commercial			18	30	34	45	57
	Institutionnel			18	30	40	53	66
		<b>Note : Ces taux ne sont pas comparables directement</b>						
		<b>Taux de pénétration annuel dans le cadre du dossier biénergie (R-4169-2021)</b>						
Volet 1	Résidentiel	100	100	100	100	100	100	100
Volet 2	Commercial	100	100	100	100	100	100	100
	Institutionnel	100	100	100	100	100	100	100

- 3.6** Veuillez décrire les « nouvelles technologies » dont il est question à la référence (iii).

**Réponse :**

- 9 Il s'agit principalement des aérothermes, combo, infrarouges et « make-up air ».

- 3.7 Veuillez fournir les valeurs de « la répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année » dont il est question à la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous fournit les valeurs demandées.

**Tableau Q-3.7**  
**Répartition mensuelle de l'adhésion des clients existants**  
**à la biénergie au cours d'une année financière**

Mois	%
Octobre	6,1
Novembre	11,7
Décembre	6,3
Janvier	6,1
Février	5,7
Mars	4,6
Avril	7,0
Mai	7,2
Juin	13,9
Juillet	9,8
Août	9,1
Septembre	12,5

---

**PRÉVISION DE LA DEMANDE VOLONTAIRE DE GSR**

4. **Référence :** B-0006, page 48, tableau 27.

**Préambule :**

**Tableau 27**  
Prévision - Demande volontaire GSR  
Cause tarifaire 2025-2028

DESCRIPTION	Volumes (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )			
	2025	2026	2027	2028
Petit et moyen débits existants	14 302	16 212	21 440	34 370
Grandes entreprises	29 071	16 670	24 511	28 077
Nouveaux raccordements	8 558	21 384	34 770	47 333
<b>Total</b>	<b>51 931</b>	<b>54 266</b>	<b>80 722</b>	<b>109 780</b>

**Demande :**

4.1 Veuillez ventiler les valeurs de la ligne intitulée « *Nouveaux raccordements* » du tableau de la référence entre les nouveaux raccordements pour les petits et moyens débits et ceux pour les grandes entreprises.

**Réponse :**

1 La prévision de la demande de GSR pour les nouveaux raccordements représente  
2 de nouveaux raccordements 100 % renouvelables dans le bâtiment et exclut les  
3 nouveaux raccordements industriels. Aucun nouveau raccordement pour les  
4 grandes entreprises n'a été retenu dans la prévision actuelle. Toutefois, le  
5 tableau ci-dessous a été ventilé comme demandé, puisque la prévision pourrait  
6 éventuellement inclure de nouveaux raccordements pour les grandes entreprises.

**Tableau Q-4.1**  
**Prévision - Demande volontaire GSR**  
**Cause tarifaire 2025-2028**

DESCRIPTION	Volumes ( $10^3m^3$ )			
	2025	2026	2027	2028
Petit et moyen débits existants	14 302	16 212	21 440	34 370
Petit et moyen débits nouveaux raccordements	8 558	21 384	34 770	47 333
Grandes entreprises existants	29 071	16 670	24 511	28 077
Grandes entreprises nouveaux raccordements	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>51 931</b>	<b>54 266</b>	<b>80 722</b>	<b>109 780</b>

## PRÉVISION DE JOURNÉE DE POINTE

5. Références : (i) B-0019, annexe 4, page 4 (PDF 43), lignes 22 à 24 ;  
(ii) B-0006, annexe 1, page 4 (PDF 53).

## Préambule :

- (i) « La journée du 3 février 2023 est identifiée comme étant la journée de pointe historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 36 620 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. »
- (ii)

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Demande clientèle continue			Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Volume estimé 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Écart vs prévision 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
				Volume réel de pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Date	Paramètre réel				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
2020			36 975	31 193	Vendredi	2020-01-17		7 096	38 259	1 384
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	11 957,34									
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 122,42	Lundi					1200,13	922,29		
D <sub>J</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	410,88	36,49					31,20	5,29		
D <sub>J,s</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	107,90	39,37					24,70	14,67		
D <sub>J</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,85	1 245,36					408,72	836,64		
2021			37 113	29 698	Mardi	2020-12-15		7 403	37 101	-13
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 048,06									
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 150,25	Lundi					2028,43	121,82		
D <sub>J</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	416,94	36,60					31,20	5,40		
D <sub>J,s</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	110,02	39,17					13,10	26,07		
D <sub>J</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,90	1 154,86					408,72	746,14		
2022			36 789	32 849	Vendredi	2022-01-21		4 208	37 057	269
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 030,57									
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 127,28	Lundi					1202,54	924,74		
D <sub>J</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	412,49	36,54					36,20	0,34		
D <sub>J,s</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,85	39,13					33,70	5,43		
D <sub>J</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,87	1 151,03					260,64	890,39		
2023			36 620	35 209	Vendredi	2023-02-03		828	36 037	-583
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 311,55									
Base journée (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2 003,48	Jeudi					1080,35	923,13		
D <sub>J</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	441,23	40,66					40,70	-0,04		
D <sub>J,s</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	93,89	23,25					24,30	-1,05		
D <sub>J</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	1,95	1 117,33					1107,04	10,29		

<sup>29</sup> Note 3 : Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

## Demandes :

- 5.1 Veuillez définir la signification de l'ajustement de volume de 828 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour apparaissant à la référence (ii) pour l'année 2023 et la méthode de calcul pour son obtention.

## Réponse :

- 1 L'ajustement de 828 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> correspond à l'écart entre le résultat de la colonne 11  
2 et le résultat de la colonne 5. La colonne 5 correspond à la demande de pointe  
3 réelle du vendredi 3 février 2023 et la colonne 11 représente cette même  
4 demande ajustée en considérant les paramètres de la journée et des conditions  
5 météorologiques de la journée de pointe du plan d'approvisionnement.



**5.2** Veuillez indiquer quel aurait été le volume réel de pointe (vs  $35\,209\,10^3\text{ m}^3/\text{jour}$  selon la référence (ii)) si les conditions météorologiques extrêmes du 3 février 2023 (référence (i)) étaient survenues la veille, soit un jeudi.

**Réponse :**

1 En ajustant uniquement le paramètre jour de la semaine, le volume aurait été de  
2  $36\,132\,10^3\text{ m}^3$ .

**5.3** Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer et justifier la prévision surestimée de  $36\,620\,10^3\text{ m}^3/\text{jour}$  versus le volume estimé de  $36\,037\,10^3\text{ m}^3/\text{jour}$  ( $-583\,10^3\text{ m}^3/\text{jour}$ ) alors que la journée du 3 février 2023 est identifiée comme étant la journée de pointe historique des 30 dernières années. Veuillez indiquer comment Énergir compte modifier son modèle de prévision pour tenir compte de cette surestimation lors de cette journée aux conditions extrêmes.

**Réponse :**

3 La méthode utilisée par Énergir vise à estimer la demande journalière potentielle  
4 en journée de pointe au cours d'un hiver par le biais d'une régression linéaire. Par  
5 ailleurs, d'autres facteurs imprévisibles, comme une variation du volume de base,  
6 peuvent survenir entre l'estimation et la constatation du réel. Comme il s'agit d'une  
7 estimation avant l'hiver, il est normal d'avoir des écarts entre le volume redressé  
8 à la colonne 11 et la pointe projetée à la colonne 4. En pourcentage, le volume de  
9  $583\,10^3\text{ m}^3$  représente un écart de 1,6 %, ce qui est tout à fait raisonnable comme  
10 écart d'estimation, selon Énergir.

## BESOINS EN ÉQUILIBRAGE

6. Référence : B-0019, page 19, lignes 1 à 4.

### Préambule :

« Le portefeuille d'outils d'entreposage des clients d'Énergir est constitué de quatre sites : les deux sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'entreposage à Dawn et l'usine LSR. La Carte 1 de la pièce Énergir-H, Document 1 illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés). »

### Demande :

6.1 Veuillez indiquer comment Énergir démontre qu'il a utilisé et qu'il utilisera le portefeuille d'outils d'entreposage décrit à la référence de façon optimale pour le bénéfice de sa clientèle.

### Réponse :

1 Énergir détient des capacités d'entreposage qui sont paramétrées selon le besoin  
2 de flexibilité opérationnelle ainsi que pour les besoins de pointe et de l'hiver  
3 extrême<sup>3</sup>. Les besoins d'Énergir référencés dans ces deux pièces sont comblés  
4 par l'utilisation des différents sites d'entreposage. Les capacités d'entreposage au  
5 plan d'approvisionnement sont donc prévues pour être utilisées optimalement afin  
6 de répondre à ces besoins.

---

<sup>3</sup> Pièce B-0012, Énergir-H, Document 5.

**SERVICE INTERRUPTIBLE**

7. **Références :** (i) B-0019, page 8, lignes 7 à 14 ;  
(ii) B-0091, page 4, ligne 20, à page 5, ligne 4.

**Préambule :**

- (i) « Il est à noter que la refonte du service interruptible (R-3867-2013, phase 4) pourrait également modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2025-2028, aucun service interruptible découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan. Cependant, pour combler les besoins réels pour l'année 2024-2025, Énergir pourrait tenter de conclure une entente particulière pour un service de pointe, comme celle soumise et approuvée dans la Cause tarifaire 2023-2024, dans le cas où les coûts négociés seraient plus avantageux que les autres alternatives [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)
- (ii) « Énergir propose également, à compter du 1er décembre 2024, d'empêcher les clients considérés incapables de s'interrompre de prolonger leur contrat. Concrètement, comme il est actuellement prévu aux Conditions de service et Tarif (CST), les clients au service interruptible qui ne parviennent pas à démontrer leur capacité à s'interrompre seront assujettis à l'article 14.4.2.7. Par la suite, ces clients devront démontrer leur capacité de s'interrompre avant la fin de leur contrat, faute de quoi Énergir ne leur permettra pas de le prolonger. Cette solution permettra de ne conserver que les clients réellement interruptibles et ainsi d'améliorer la fiabilité de l'outil en période de pointe hivernale. » (Nous soulignons)

**Demandses :**

- 7.1 Veuillez indiquer quand Énergir prévoit déposer un projet de refonte du service interruptible, tel que mentionné à la référence (i).

**Réponse :**

- 1 Dans le cadre de la phase 2 du dossier portant sur la Vision tarifaire, Énergir  
2 proposait une refonte du service interruptible<sup>4</sup>. Dans sa décision D-2021-109, la  
3 Régie se prononçait favorablement sur plusieurs éléments proposés par Énergir,  
4 mais demandait le dépôt de suivis, dans le cadre de la phase 4 du dossier, sur  
5 certains autres éléments. Énergir souhaite relancer cette phase au cours des  
6 prochains mois.

---

<sup>4</sup> R-3867-2013, pièce B-0656, Gaz Métro-5, Document 13, section 11.

**7.2** Veuillez indiquer la longueur des contrats dont il est question à la référence (ii).

**Réponse :**

1 Énergir réalisera une consultation, au cours de l'été 2024, afin de savoir si la  
2 capacité réelle des clients adhérant au tarif interruptible D<sub>5</sub> à s'interrompre a  
3 changé depuis la réalisation de cette même consultation à l'été 2023 ou depuis  
4 l'adhésion de nouveaux clients à ce tarif. Par conséquent, Énergir n'est pas en  
5 mesure de fournir cette donnée à ce stade.

**7.3** Dans le cas où certains contrats, dans le contexte de la référence (ii), expirent au-delà du 1<sup>er</sup> décembre 2024, veuillez indiquer la capacité d'interruption de l'ensemble de tels contrats pour chaque année d'expiration de ceux-ci (par exemple capacité d'interruption des contrats expirant entre le 1<sup>er</sup> décembre 2024 et le 1<sup>er</sup> décembre 2025, etc.). Dans le cas de ces contrats qui expirent au-delà du 1<sup>er</sup> décembre 2024 avec des clients considérés incapables de s'interrompre, veuillez indiquer avec explications si Énergir pourrait les résilier.

**Réponse :**

6 Le tableau Q-7.3 présenté ci-dessous résume le nombre actuel de contrats de  
7 clients adhérant au tarif interruptible D<sub>5</sub> ainsi que leurs volumes d'interruptions  
8 associés, ventilés selon les dates demandées :

**Tableau Q-7.3**  
**Contrats au tarif D<sub>5</sub>**

<b>Du</b> <i>(date)</i>	<b>Au</b> <i>(date)</i>	<b>Contrats</b> <i>(nombre)</i>	<b>Volume d'interruption total</b> <i>(GJ/jour – hiver 2023-2024)</i>
2024-12-01	2025-11-30	14	5 506
2025-12-01	2026-11-30	35	29 067
2026-12-01	2027-11-30	18	13 685
<b>Total</b>		<b>67</b>	<b>48 258</b>

1 Énergir ne peut produire le même tableau en fonction des clients considérés  
2 incapables de s'interrompre pour le moment, pour la raison expliquée en réponse  
3 à la question 7.2.

4 Énergir n'anticipe pas pour le moment la résiliation de contrats au tarif D<sub>5</sub> n'ayant  
5 pas atteint leur date d'échéance. Elle considère que le tri à l'entrée et à la sortie  
6 obligée des clients n'ayant pas la capacité de s'interrompre une fois la date de fin  
7 de leur contrat atteinte, couplée à l'application de l'article 14.4.2.7, lui permettrait  
8 d'améliorer la fiabilité de l'outil.

## STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GSR

8. **Références** : (i) B-0033, page 32, lignes 3 à 8 et tableau 12 ;  
 (ii) B-0033, page 34, ligne 23, à page 35, ligne 5.

## Préambule :

- (i) « Afin d'appuyer sa réflexion, Énergir a analysé l'écart entre la QCA totale connue en début d'année réglementaire (somme des QCA des contrats en vigueur pour l'année réglementaire à venir) avec les livraisons réelles connues en fin d'année réglementaire. Énergir a analysé cet écart depuis que le concept de marge au-delà du seuil réglementaire a été instauré, c'est-à-dire sur l'année réglementaire 2022-2023 et l'année réglementaire en cours. Le tableau et le graphique suivants montrent les résultats.

Tableau 12  
 QCA, volumes livrés et écart entre les deux

	2022-2023	2023-2024
QCA (10 <sup>m</sup> ³)	95 659	160 471
Volumes livrés (10 <sup>m</sup> ³)	61 893	122 630 *
Écart (%)	55 %	31 %

\* Utilisation du seuil réglementaire en attendant les volumes réellement injectés de 2023-2024.

»

- (ii) « Dans ce contexte, **Énergir propose de conserver une marge au-delà du seuil réglementaire de 20 % jusqu'en 2027-2028.** Toutefois, considérant la baisse constatée ces dernières années dans la différence entre la QCA et les volumes injectés, **Énergir propose de réduire la marge, en passant de 20 % à 15 % à partir de 2028-2029 et jusqu'à l'année 2030-2031, année où le seuil réglementaire passera à 10 %.** En procédant ainsi, Énergir se donne une marge de manoeuvre et une flexibilité qui lui apparaissent suffisantes pour atteindre les nouveaux seuils réglementaires, tout en limitant les volumes qu'elle aurait la possibilité de contractualiser à un niveau qui se veut rassurant pour la Régie et sa clientèle. Dans l'éventualité où cette réduction mettrait en péril l'atteinte du seuil de 10 %, Énergir pourrait revenir vers la Régie dans le cadre d'une cause tarifaire ultérieure afin de proposer de l'ajuster sur la base de nouvelles données sur les projets en injection qui auront été compilées d'ici là. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 8.1 Veuillez fournir un tableau semblable au tableau 12 de la référence (i) mais en séparant les contrats en fonction de leur âge. Par exemple, fournir l'écart (%) pour la première année de l'ensemble des contrats, pour la deuxième année, etc.

**Réponse :**

1 La marge proposée par Énergir est basée sur une approche « portefeuille » et non  
2 sur une approche de projet par projet ou en fonction de leur « âge ».

3 Comme décrit à la section 4.1.2 de la preuve, la marge permet de couvrir plusieurs  
4 risques qui ne sont pas nécessairement mutuellement exclusifs (ex. : risque de  
5 mise en service, risque de production inférieure à la QCA, etc.), dissociables par  
6 projet et constants dans le temps. La production de ce tableau serait une tentative  
7 d'isoler un certain risque (âge du contrat), alors que l'écart entre la QCA totale et  
8 les livraisons réelles est en réalité un amalgame de risques sur l'ensemble du  
9 portefeuille d'approvisionnement en GSR d'Énergir.

10 Selon Énergir, le meilleur jalon de mesure demeure l'atteinte des seuils  
11 réglementaires, comme en 2022-2023, ainsi que l'écart entre la QCA totale  
12 (comme présenté au Tableau 12 de la référence (i)). C'est sur cette base  
13 qu'Énergir se fie pour proposer la marge de 20 % et de 15 %. Cette analyse sera  
14 faite annuellement et à la lumière de celle-ci, Énergir pourrait revenir vers la Régie  
15 afin de modifier la marge si l'atteinte des seuils est en péril.

- 8.2 Relativement à la référence (ii), veuillez décrire la méthode de calcul utilisée par Énergir pour arriver aux dates et aux valeurs de changements de la marge qui passe de 20 %, à 15 % puis à 10 %.

**Réponse :**

16 Énergir tient à préciser que la valeur de 10 % de la référence (ii) ne représente  
17 pas un changement proposé de la marge, mais le seuil réglementaire de 10 %  
18 pour 2030-2031.

19 Pour la proposition de réduction de la marge de 20 % à 15 %, Énergir s'est basée  
20 sur le Tableau 12 et la tendance à la baisse observée. Le chiffre de 15 % ne  
21 provient pas d'une méthodologie de calcul particulière, mais d'un désir de garder  
22 une marge de manœuvre et une flexibilité pour atteindre les seuils réglementaires,  
23 tout en limitant les volumes à contractualiser. Cette réduction de 5 % se veut  
24 prudente dans un contexte où les données historiques sont limitées.

25 Pour les dates, Énergir a proposé de réduire à 15 % à partir de 2028-2029 afin de  
26 concorder avec le seuil réglementaire de 7 % qui débute à cette année  
27 réglementaire. En 2028-2029, Énergir aura accès à quatre années  
28 supplémentaires de données historiques (2023-2024, 2024-2025, 2025-2026,

- 1 2026-2027) afin de calculer l'écart présenté au Tableau 12 de la référence (i). Si
- 2 elle le juge pertinent, Énergir pourrait revenir vers la Régie afin de modifier la
- 3 marge de 15 % advenant que l'atteinte des seuils soit en péril.



**REFONTE DU TARIF DE RÉCEPTION**

**9. Référence :** B-0090, page 4, lignes 14 à 20.

**Préambule :**

« Ainsi, afin de minimiser les freins au développement de la production de GSR au Québec et soutenir l'essor de cette filière, Énergir propose des modifications au tarif de réception. Plus particulièrement, Énergir propose de revoir la méthode d'établissement des taux – volet Investissement et volet Distribution, ainsi que le traitement des investissements de renforcement et d'adaptation du réseau permettant de maximiser l'injection de GSR. Énergir propose également de revoir le traitement réglementaire entourant l'approbation des taux du tarif de réception. » (Nous soulignons)

**Demande :**

**9.1** Veuillez indiquer comment les modifications au tarif de réception proposées par Énergir à la référence incitent les producteurs potentiels de GSR à s'installer en amont de portions du réseau gazier qui n'ont pas atteint leur pleine capacité et ainsi éviter des investissements non requis.

**Réponse :**

1 L'objectif n'est pas d'inciter les producteurs à localiser leur projet proche d'une  
2 portion de réseau moins saturée, qui est un aspect déjà pris en compte dans les  
3 discussions avec les producteurs, mais plutôt de réduire le poids financier de ces  
4 investissements sur les projets de production de GSR (Énergir rappelle  
5 qu'aujourd'hui, la totalité de ces investissements sont à la charge du producteur).

6 De plus, dans la recherche d'un emplacement pour une usine de production de  
7 GSR, la proximité d'un réseau gazier ayant une capacité d'injection adéquate n'est  
8 pas le seul paramètre que les producteurs potentiels de GSR doivent considérer.  
9 En effet, la proximité des intrants du projet, un zonage du terrain compatible, ainsi  
10 que le respect des lignes directrices pour l'encadrement des activités de  
11 biométhanisation figurent notamment parmi les autres paramètres avec lesquels  
12 les producteurs doivent composer. Énergir accompagne les producteurs dans leur  
13 recherche d'un emplacement sur l'accès au réseau gazier le plus efficient pour  
14 l'injection de GSR, mais ces différents facteurs ainsi que la topologie du réseau  
15 gazier existant limitent les options pour les producteurs de GSR dans leur  
16 recherche de terrain et limite donc le développement de la filière GSR au Québec.  
17 Les modifications proposées au tarif de réception visent à diminuer  
18 l'investissement requis par les producteurs pour se raccorder au réseau gazier et  
19 pouvoir y injecter à long terme, permettant ainsi à davantage de projets de se  
20 concrétiser.

1 Les exemples du balisage effectué permettent de constater que le développement  
2 d'une filière de GSR est facilité par une diminution des investissements requis pour  
3 l'injection, via un certain partage des coûts d'investissements requis.

4 La proposition d'Énergir va également dans le sens des objectifs de politiques  
5 énergétiques du gouvernement afin de faciliter le développement de la filière GSR  
6 au Québec.