
RÉPONSE D’HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD) ET D’ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L’ÉNERGIE (LA RÉGIE) SUR LA DEMANDE RELATIVE AUX MESURES DE SOUTIEN À LA DÉCARBONATION DU CHAUFFAGE DES BÂTIMENTS

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- 1. Références :** (i) Pièce [B-0003](#), p. 6;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 5.

Préambule :

(i) Les conclusions recherchées par les Demanderesses pour la phase 1 visent entre autre des modifications aux Conditions de services d’Hydro-Québec et aux Conditions de service et Tarif d’Énergir, ainsi que la reconnaissance d’une méthode d’établissement de la contribution pour la réduction des GES, aux fins de l’établissement du revenu requis pour la fixation des tarifs d’HQD et d’Énergir.

La Régie note que la phase 1 de la Demande est déposée en vertu des articles 31 al. 1 (1^o), 31 al. 1 (5^o) et 32 (3^o) de la *Loi sur la Régie de l’énergie* (la Loi) et qu’une phase 2 portera sur la fixation d’un nouveau tarif biénergie pour la clientèle commerciale et institutionnelle.

(ii) Au soutien de leur Demande, les Demanderesses invoquent notamment le décret no. 874-2021 du gouvernement, édicté en vertu des articles 49 (10^o) et 52.1 de la Loi, lesquels prévoient que lorsque la Régie fixe ou modifie des tarifs, elle doit tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que ce dernier lui indique :

« Comme en fait foi le décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales n o 874-2021 pris par le Gouvernement (le Décret) , une de ces mesures vise à réduire de 50 % les émissions de GES issues du chauffage des bâtiments d’ici 2030 en misant sur la collaboration des deux principaux distributeurs d’énergie du Québec soit, Énergir, s.e.c. (Énergir) et Hydro-Québec dans ses activités de distribution d’électricité (Hydro-Québec Distribution ou HQD) (les Distributeurs) afin de créer une offre concertée de biénergie électricité – gaz naturel (l’Offre). Afin de donner suite aux objectifs du Gouvernement émis dans ses politiques énergétiques et conformément au Décret, les Distributeurs soumettent dans le présent dossier une demande à la Régie de l’énergie (la Régie) visant à permettre la mise en place de l’Offre et en assurer le succès. »

Demandes :

1.1 Veuillez déposer le décret no. 874-2021 du 23 juin 2021.

Réponse :

Le décret n° 874-2021 du 23 juin 2021 (le Décret) est déposé à l'Annexe Q-1.1.

1.2 Considérant les références (i) et (ii), veuillez préciser l'ensemble des dispositions législatives en vertu desquelles la Demande est déposée? Veuillez, le cas échéant, déposer une demande amendée.

Réponse :

Selon l'article 32 (3°) de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), la Régie peut énoncer des principes généraux pour la détermination des tarifs qu'elle fixe.

Dans leur demande conjointe, les Distributeurs demandent à la Régie d'énoncer des principes généraux applicables à la détermination des tarifs que fixera la Régie, plus particulièrement concernant la prise en compte du versement de la contribution pour la réduction des gaz à effet de serre (GES) (la Contribution GES) par Hydro-Québec à Énergir (les Distributeurs). La demande conjointe réfère ainsi, sous son titre, aux articles 31 al. 1 (1°), 31 al. 1 (5°) et 32 (3°) de la Loi, qui sont les articles spécifiques en lien direct avec les conclusions demandées par les Distributeurs dans le cadre de la phase 1 du dossier.

Si la Régie devait accueillir la demande et énoncer ces principes généraux, ceux-ci auront nécessairement pour conséquence d'encadrer, dans une étape ultérieure, lors de l'exercice qui aura lieu en 2025 en ce qui concerne HQD, l'exercice des compétences tarifaires de la Régie en application des articles 49 et 52.1 de la Loi. Plus particulièrement, l'application de l'article 32 (3°), que ce soit relativement à l'énonciation de principes généraux comme en l'espèce, ou encore à la détermination de taux de rendement, de méthodes d'allocation du coût de service ou de normes comptables, est une étape qui est nécessaire et incluse dans l'exercice des compétences tarifaires de la Régie et qui vient dès lors préciser, par l'effet de décisions de la Régie, l'application des articles 49 et 52.1 de la Loi, notamment.

Malgré ce qui précède et bien que les articles indiqués sous le titre de la demande ne constituent pas des allégations, mais bien des éléments de droit, les Distributeurs donnent suite au texte de la Demande de renseignements n°1 de la Régie et déposent une demande amendée qui éclaire de façon plus précise l'application de l'ensemble des articles pertinents de la Loi.

RÉSUMÉ DES IMPACTS POUR LES DISTRIBUTEURS

2. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 41 et 42;
 (ii) Pièce [B-0005](#), p. 40.

Préambule :

(i) « En incluant la Contribution GES, l'impact du scénario biénergie sur les tarifs est celui présenté au Tableau 41 pour Énergir et au Tableau 42 pour HQD. La Contribution GES pour l'année 2025 a été évaluée sur la base d'un rythme de conversion linéaire de 1/15^e du potentiel par année sur la période. »

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 (\$₂₀₂₂)	8	18
Revenus requis 2022	2 020	
Impact tarifaire cumulé	0,4 %	0,9 %

TABLEAU 42 :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR HYDRO-QUÉBEC
(M\$)

	2025	2030
Manque à gagner avant Contribution GES	10	134
Contribution GES	34	85
Manque à gagner après Contribution GES	44	219
Manque à gagner après Contribution GES (\$₂₀₁₉)	39	176
Revenus requis 2019	12 284	
Impact tarifaire cumulé	0,3 %	1,4 %

(ii) « Comme énoncé à l'Introduction, les Distributeurs ont convenu d'un partage entre eux des coûts associés à la conversion à l'électricité d'une partie de la charge de chauffage de l'espace et de l'eau présentement alimentée au gaz naturel. L'Entente convenue à cet effet entre les deux Distributeurs détaille les modalités d'application de ce partage.

L'Entente traduit la volonté énoncée par le Gouvernement au Décret à cet effet :

« 4° Il y aurait lieu de permettre un partage entre Hydro-Québec et Énergir des coûts liés à la solution visant la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel d'une partie des clients actuels d'Énergir, et ce, afin d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs. »

Le partage se matérialise à travers le versement par HQD d'une somme à Énergir, soit la Contribution GES. » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'impact tarifaire 2030 (scénario biénergie) de 1,4 % pour la clientèle de HQD est supérieur à celui de 0,9 % pour la clientèle d'Énergir. Veuillez expliquer et quantifier les composantes de l'écart.

Réponse :

Comme mentionné à la section 8.1 de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1, le montant de la Contribution GES est le fruit d'une négociation entre les Distributeurs. Cette somme a été convenue entre les directions d'Hydro-Québec et d'Énergir. De ce fait, les Distributeurs ne sont pas en mesure de quantifier les composantes de l'écart puisque le montant ne découle pas d'un calcul précis.

Les Distributeurs soulignent que le Décret énonce une volonté d'équilibrer l'impact tarifaire. Il n'indique pas que cet impact doit être égal entre les Distributeurs.

2.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'impact tarifaire 2030 (en %), incluant la Contribution GES de 85 M\$, de HQD et d'Énergir ne sont pas les mêmes pour les deux Distributeurs, afin de traduire la volonté énoncée par le Gouvernement « d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.1.

2.3 Veuillez déposer les tableaux 41 et 42, pour chacune des années 2022 à 2030.

Réponse :

Les tableaux R-2.3-A et B présentent l'information demandée.

TABLEAU R-2.3-A :
IMPACT TARIFAIRE ESTIME DU SCENARIO BIENERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR HYDRO-QUEBEC
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Manque à gagner - Résidentielle	1	3	4	6	10	43	51	59	68
Manque à gagner - Commerciale	0	1	1	1	2	18	21	25	28
Manque à gagner - Institutionnelle	1	1	2	3	4	23	28	32	37
Manque à gagner avant Contribution GES	2	5	7	10	16	84	100	116	134
Contribution GES	8	16	25	34	44	53	64	74	85
Manque à gagner après Contribution GES	10	21	32	44	60	137	163	190	219
Manque à gagner après Contribution GES (\$₂₀₁₉)	10	20	29	39	52	117	137	156	176
Revenus requis 2019	12 284								
Impact tarifaire cumulé	-	-	-	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	1,4%

TABLEAU R-2.3-B :
IMPACT TARIFAIRE ESTIME DU SCENARIO BIENERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR ÉNERGIR
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Manque à gagner - Résidentielle	4	9	13	18	23	28	33	39	45
Manque à gagner - Commerciale	3	6	10	13	17	20	24	28	32
Manque à gagner - Institutionnelle	3	6	9	12	15	18	22	25	29
Manque à gagner avant contribution GES	10	20	31	43	54	67	79	92	106
Contribution GES	8	16	25	34	44	53	64	74	85
Manque à gagner après Contribution GES	2	4	6	8	11	13	16	18	21
Manque à gagner après Contribution GES (\$2022)	2	4	6	8	10	12	14	16	18
Revenus requis 2022	2 020								
Impact tarifaire marginal	0,1%	0,2%	0,3%	0,4%	0,5%	0,6%	0,7%	0,8%	0,9%

Aux fins de l'analyse, la Contribution GES n'a pas été calculée de façon spécifique pour chaque clientèle. Le montant annuel a été estimé sur la base du volume de m³ converti global. En pratique, la Contribution GES unitaire (exprimée en \$/m³) différera entre les clientèles puisque le taux unitaire dépend des strates de consommation et que celles-ci diffèrent d'une clientèle à l'autre. Par exemple, les clients résidentiels étant, règle générale, de plus petite taille, la Contribution GES unitaire associée à cette clientèle sera plus élevée que pour la clientèle commerciale ou institutionnelle.

- 2.4 Veuillez déposer les tableaux 41 et 42, pour chacune des années 2022 à 2030, en fournissant également le détail par type de clients (résidentiel, commercial, institutionnel et industriel).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 2.3.

2.5 Veuillez déposer l'analyse économique qui vise la conversion de la clientèle résidentielle uniquement.

Réponse :

Les données relatives à la clientèle résidentielle présentées aux différents tableaux des sections 6.1 et 6.2 de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, Document 1 ont été regroupées aux tableaux R-2.5-A à D. Les données de l'ensemble des années 2022 à 2030 ont été ajoutées.

TABLEAU R-2.5-A :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DE HQD – SCENARIO TAE
(CLIENTELE RESIDENTIELLE)
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Revenus (Tableau 23)	12	24	37	50	64	79	93	109	125
Coûts	12	39	60	82	137	168	200	233	268
Énergie (Tableau 25)	6	11	17	24	63	77	92	107	123
Puissance (Tableau 27)	2	18	27	37	47	58	69	80	92
T&D (Tableau 29)	5	10	16	21	27	33	39	46	53
Total	(0)	(15)	(23)	(32)	(73)	(90)	(107)	(124)	(143)

TABLEAU R-2.5-B :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DE HQD – SCENARIO BIENERGIE
(CLIENTELE RESIDENTIELLE)
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Revenus (Tableau 32)	4	9	14	19	24	29	35	41	47
Coûts	6	12	18	25	34	72	86	100	115
Énergie (Tableau 33)	4	9	13	18	23	59	70	81	93
Puissance (Tableau 34)	0	0	0	0	3	4	4	5	6
T&D (Tableau 36)	2	3	5	6	8	10	12	14	16
Total	(1)	(3)	(4)	(6)	(10)	(43)	(51)	(59)	(68)

TABLEAU R-2.5-C :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS D'ÉNERGIR– SCENARIO TAE
(CLIENTELE RESIDENTIELLE)
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Revenus	-10	-20	-31	-42	-53	-65	-77	-90	-103
Fourniture	-2	-4	-6	-8	-10	-12	-14	-17	-19
SPEDE	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8
Transport	0	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-4	-5
Équilibrage	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8
Distribution	-6	-12	-19	-25	-32	-40	-47	-55	-63
Coûts	-5	-9	-14	-20	-25	-31	-36	-42	-49
Fourniture	-2	-4	-6	-8	-10	-12	-14	-17	-19
SPEDE	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8
Transport	0	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-4	-5
Équilibrage	-1	-2	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8
Distribution	-1	-2	-3	-3	-4	-5	-6	-7	-9
Total	-5	-11	-16	-22	-28	-34	-41	-48	-55

TABLEAU R-2.5-D :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS D'ÉNERGIR– SCENARIO BIENERGIE
(CLIENTELE RESIDENTIELLE)
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Revenus	-7	-13	-20	-28	-35	-43	-51	-60	-69
Fourniture	-1	-3	-5	-6	-8	-10	-11	-13	-15
SPEDE	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-5	-6	-6
Transport	0	-1	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-4
Équilibrage	-1	-1	-2	-2	-3	-4	-4	-5	-6
Distribution	-4	-7	-11	-15	-19	-23	-28	-32	-37
Coûts	-2	-5	-7	-10	-12	-15	-18	-21	-24
Fourniture	-1	-3	-5	-6	-8	-10	-11	-13	-15
SPEDE	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-5	-6	-6
Transport	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1
Équilibrage	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribution	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1
Total	-4	-9	-13	-18	-23	-28	-33	-39	-45

COÛTS PRIS EN COMPTE DANS LES IMPACTS FINANCIERS

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 42;
 - (iii) Pièce [B-0006](#).

Préambule :

(i) « Afin d'inciter les clients à adhérer à l'Offre, HQD propose plutôt que le client n'assume aucun coût en lien avec les travaux requis pour répondre à sa demande d'alimentation, y compris les frais d'intervention sur le réseau, si celle-ci vise la mise en place de la biénergie.

L'impact financier de cette modification aux CS est estimé à environ 9 M\$ par année. Ce montant est établi sur la base d'un potentiel annuel d'environ 4 000 clients, sur une période de 10 ans, qui auront à modifier leur installation électrique. Ces clients devraient assumer ainsi les frais d'intervention sur le réseau de 360 \$ et, s'il y a lieu, les coûts de travaux sur le réseau de distribution d'électricité pour permettre l'ajout de la charge liée à la conversion à la biénergie. »
 [nous soulignons]

(ii) HQD présente au tableau 42, l'impact du scénario biénergie sur les tarifs en incluant la Contribution GES.

TABLEAU 42 :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR HYDRO-QUÉBEC
(M\$)

	2025	2030
Manque à gagner avant Contribution GES	10	134
Contribution GES	34	85
Manque à gagner après Contribution GES	44	219
Manque à gagner après Contribution GES (\$₂₀₁₉)	39	176
Revenus requis 2019	12 284	
Impact tarifaire cumulé	0,3 %	1,4 %

(iii) HQD présente les « Mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments ». Cette pièce déposée en preuve vise la clientèle résidentielle seulement. Outre son offre tarifaire,

HQD dresse aux chapitres 2.2 et 2.3, un portrait global des mesures commerciales qui accompagnent l'Option, notamment pour l'acquisition des équipements de chauffage efficace et en ce qui a trait aux travaux pouvant toucher le raccordement du client.

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer si l'impact financier de 9 M\$ par année sur une période de 10 ans (90 M\$) est pris en compte dans le calcul de l'impact tarifaire estimé du scénario biénergie pour HQD (tableau 42). Veuillez expliquer.

Réponse :

Ce montant n'est pas pris en compte directement. En effet, au moment de réaliser l'analyse économique relative à l'Offre, les réflexions et analyses liées aux modifications aux *Conditions de service* de HQD (CS) étaient toujours en cours. Toutefois, HQD souligne deux éléments importants.

Premièrement, HQD a inclus dans son analyse économique un coût marginal associé aux coûts de distribution (Tableau 28 de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1). Celui-ci reflète l'impact de l'ajout d'une charge sur le réseau, tous types de coûts confondus, y compris ceux couverts par les modifications demandées aux CS.

Deuxièmement, HQD rappelle que le montant estimé de 9 M\$ est un coût ponctuel, et non récurrent, survenant uniquement lors de l'année de la conversion du client. Une partie de ce montant, de l'ordre de 1,4 M\$, affectera directement les revenus requis de HQD à travers une réduction des « Autres revenus » (dont font partie les Frais d'intervention sur le réseau). Le montant résiduel viendra s'ajouter à la base de tarification de HQD, puisque ces sommes non récupérées auprès des clients ne seront plus employées en réduction des investissements. Le coût annuel récurrent correspondra donc à son amortissement sur la durée de vie de l'actif et au coût du capital lié à la base de tarification.

Ces sommes sont relativement modestes en regard, notamment, des coûts d'approvisionnement et leur prise en compte ne changerait en aucune façon les conclusions des analyses.

- 3.2 Veuillez indiquer si tous les coûts associés au scénario biénergie sont pris en compte au tableau 42 de HQD. Veuillez déposer un sommaire des revenus additionnels (en M\$) et de tous les coûts associés au scénario biénergie, par composante, pour chacune des années de la période 2022-2030.

Réponse :

Les coûts considérés sont ceux détaillés à la pièce en référence (ii), soit les coûts d'approvisionnement (énergie et puissance), de même que ceux de transport et de

distribution. Comme mentionné en réponse à la question 3.1, ils n’incluent pas explicitement les coûts liés aux modifications aux CS.

Le Tableau R-3.2 présente l’information demandée.

TABLEAU R-3.2 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DE HQD – SCENARIO BIENERGIE
(M\$)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Revenus (Tableau 23)	11	22	34	47	59	73	87	101	116
Coûts	13	27	42	56	76	157	187	217	249
Énergie (Tableau 25)	9	18	27	37	47	122	145	169	194
Puissance (Tableau 27)	0	0	0	1	5	6	7	8	9
T&D (Tableau 29)	4	9	14	19	24	29	35	40	46
Total	(2)	(5)	(7)	(10)	(16)	(84)	(100)	(116)	(134)

3.3 Veuillez indiquer les charges capitalisables associées au scénario biénergie, par composante, pour chacune des années de la période 2022-2030.

Réponse :

Les seules charges capitalisables sont celles associées aux investissements en transport et en distribution (T&D). Lorsque TransÉnergie ou HQD réalisent des investissements sur le réseau afin de répondre à la croissance de la charge, ceux-ci sont ajoutés à la base de tarification et le coût de ces investissements se traduit, sur les revenus requis, par une charge d’amortissement et un coût du capital en fonction de la date de mise en service de ces investissements.

Toutefois, HQD rappelle qu’il a utilisé, aux fins de son analyse économique, les coûts marginaux de T&D. Or, ces derniers sont des coûts d’usage, en d’autres termes le coût annuel associé à l’alimentation d’une charge additionnelle sur le réseau. Cette valeur ne doit pas être confondue avec un coût d’investissement. Autrement dit, on ne doit pas comprendre que les coûts de T&D apparaissant aux analyses économiques seront capitalisés.

3.4 Considérant la référence (iii), veuillez confirmer que les programmes commerciaux présentés aux chapitres 2.2 et 2.3 de la pièce B-0006 concernent la clientèle résidentielle seulement. Si

oui, veuillez préciser si d'autres programmes commerciaux seront présentés en phase 2 pour les clients commerciaux et institutionnels.

Réponse :

HQD le confirme. Si un programme spécifique s'avère requis pour encourager la clientèle commerciale et institutionnelle à adhérer à la biénergie, HQD présentera son offre de programme en phase 2 du présent dossier.

- 3.5 Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet que les coûts des programmes commerciaux présentés n'ont pas été pris en considération dans le calcul de l'impact tarifaire pour HQD. Veuillez élaborer.

Réponse :

HQD le confirme. À l'instar des coûts liés aux modifications aux CS (veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1), ceux associés aux mesures de soutien pour l'acquisition d'équipements efficaces ne sont pas inclus dans l'analyse économique. Ces mesures feront partie de son portefeuille de programmes d'efficacité énergétique.

HQD souligne que certaines mesures prévues à ce portefeuille s'adressent à l'ensemble de sa clientèle. En conséquence, si le coût de ces mesures devait être inclus à l'analyse économique du scénario biénergie, il devrait également l'être à celle du scénario TAE puisque nombre de clients y auraient vraisemblablement recours.

MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE LA CONTRIBUTION GES

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), Annexe B, p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 12;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe C, p. 3.

Préambule :

- (i) Le tableau B1 montre une fiche synthèse de la méthodologie de calcul de la Contribution GES :

«

Calcul de la Contribution GES (article 7.7)	Étape 1 : Consommation de référence Volume total annuel de gaz naturel (m ³), normalisé pour la température, des trois dernières années de consommation complète de l'adresse de service du client. Pour les nouveaux bâtiments, la consommation historique est remplacée par une estimation.
	Étape 2 : Montant provisoire de la Contribution GES $= \text{Consommation de référence} \times \text{Taux applicables à la Consommation de référence}$ Les taux applicables sont définis à l'annexe 1 de l'Entente.
	Étape 3 : Premier versement $= \frac{\text{Montant provisoire}}{2}$ L'année d'adhésion, le Premier versement est ajusté pour tenir compte du moment de la conversion.
	Étape 4 : Montant final de la Contribution GES $\text{Volume converti} = \text{Consommation de référence} - \text{Consommation réelle}$ où la <i>Consommation réelle</i> représente le volume total, normalisé pour la température, observé pour l'année visée. $\text{Montant final} = \text{Volume converti} \times \text{Taux applicables au Volume converti}$ Les taux applicables sont définis à l'annexe 2 de l'Entente.
	Étape 5 : Second versement $= \text{Montant final} - \text{Premier versement}$

»

- (ii) « Une fois la clientèle cible définie, le nombre de clients et les volumes de consommation normalisés correspondant à cette définition ont été déterminés. Les balises définies à la sous-section 3.1.1 ont été appliquées sur une base de volumes représentant la moyenne des années 2017 à 2019. Une moyenne de trois années récentes permet d'éliminer les impacts d'effets ponctuels

dans la consommation des clients. L'année 2020 a été exclue en raison de son contexte particulier de pandémie. »

(iii) « Afin de déterminer le Montant final, le Volume converti est réparti entre les différents paliers du Tableau 44 en fonction des paliers utilisés pour répartir la Consommation de référence, en commençant par le palier le plus élevé. En effet, le Montant final doit refléter la perte de revenu réelle d'Énergir. Or, les Volumes convertis sont perdus par Énergir à la marge, donc en commençant par les paliers les plus élevés. »

Demandes :

4.1 Étape 1 : Veuillez indiquer quelles sont les trois dernières années de consommation complète utilisées pour l'année 2022. Veuillez faire le lien avec la référence (ii) et élaborer sur les impacts du contexte particulier du télétravail, post-pandémie.

Réponse :

Les trois années de consommation complètes utilisées pour calculer le volume de référence en 2022 pour chaque client sont les années 2019, 2020 et 2021. Concernant cette consommation de référence, servant au calcul des montants de la Contribution GES versés par HQD à Énergir, il est important de rappeler qu'elle doit refléter le plus fidèlement possible la consommation réelle des clients. De plus, la pandémie en cours depuis mars 2020 n'impacte que la deuxième moitié de l'année pour laquelle les volumes de consommation sont généralement moins élevés. Ainsi l'année 2020 a été retenue malgré son contexte de pandémie.

Le calcul des volumes de référence et des volumes convertis sur une moyenne mobile des trois dernières années complètes de consommation normalisées pour la température permettra de capter les impacts du télétravail et de la reprise graduelle post pandémie.

Il faut distinguer l'exercice de l'étape 1 du calcul de la Contribution GES de l'exercice mentionné à la référence (ii). Dans ce dernier cas, il s'agit de donner un portrait statique du potentiel de conversion à terme en se basant sur la demande actuelle. L'inclusion de l'année 2020 dans une moyenne sur trois années aurait pour impact de sous-estimer ce potentiel.

- 4.2 Étapes 1 et 4 : Veuillez justifier que la Consommation de référence et la Consommation réelle sont basées sur le volume total normalisé pour la température, notamment pour la consommation réelle.

Réponse :

L'utilisation de la température normalisée permet de bien isoler l'impact effectif de l'Offre sur l'effacement des volumes de consommation de gaz naturel par les clients. La quantification des volumes de gaz naturel de référence et des volumes convertis à l'électricité nets des impacts de la température est nécessaire pour le calcul du bon montant de la Contribution GES.

À titre d'exemple, des hivers très chauds auraient pour effet de diminuer la consommation de gaz naturel, en réduisant les besoins de chauffe. Si la consommation réelle non normalisée était utilisée, le volume converti serait surestimé, ce qui aurait pour impact de biaiser à la hausse le montant du versement entre les Distributeurs. À l'inverse, des hivers très froids auraient comme impact de biaiser à la baisse les montants de la Contribution GES.

De même, si la consommation de référence était établie sur des hivers anormalement froids, sans normalisation, cela aurait pour impact de surestimer la consommation normale du client (avant conversion), introduisant de ce fait une surestimation également du volume découlant de la conversion. En conséquence, la Contribution GES serait alors systématiquement biaisée à la hausse. L'inverse est évidemment vrai pour une consommation de référence établie sur des hivers anormalement chauds.

- 4.3 Étape 4 : Veuillez expliquer les « *Volumes convertis sont perdus par Énergir à la marge, donc en commençant par les paliers les plus élevés* » (référence (iii)).

Réponse :

L'application des taux à l'étape 4 s'effectue dans les paliers plus élevés, pour refléter le mieux possible l'incidence de la biénergie sur les pertes de revenus de distribution.

Comme les grilles tarifaires d'Énergir sont des paliers dégressifs, les pertes de revenus induites par la conversion vers la biénergie sont d'abord générées dans les plus grands paliers de volumes avec des taux plus bas. C'est pourquoi, afin de refléter des pertes de revenus dans les plus grands paliers, la Contribution GES utilise d'abord les volumes convertis dans ces paliers, avec des taux plus bas.

Pour un exemple d'application de l'étape 4, veuillez vous référer aux pages 8, 9, 19 et 20 de l'Annexe A de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1. Les pages 19 et 20 présentent un exemple de calcul du montant final de la Contribution GES.

5. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 45;
 (ii) Pièce [B-0005](#), p. 44.

Préambule :

(i) « Aux fins du calcul du montant final, les Distributeurs établissent d'abord l'écart entre la Consommation de référence et le volume de gaz naturel consommé par le client au cours de l'année (le Volume converti). Le Volume converti est multiplié par les taux unitaires, exprimés en ¢/m³, présentés au Tableau 44. Ces taux sont calibrés pour tenir compte du fait qu'ils sont applicables au volume de gaz naturel converti. Ils sont plus élevés que ceux applicables à la Consommation de référence puisqu'ils visent uniquement la fraction de cette dernière convertie à l'électricité.

Encore une fois, les taux convenus entre les Distributeurs ont été fixés en prenant comme point 3 de départ les taux de distribution, transport et équilibrage présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir et en appliquant sur chacun de ces taux le même facteur d'ajustement. Ce facteur d'ajustement est calibré de façon à s'assurer que l'application de la grille aux volumes de gaz naturel convertis permet bien d'obtenir 85 M\$₂₀₃₀ en 2030.

TABLEAU 44 :
 TAUX APPLICABLES AU VOLUME CONVERTI

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (¢ ₂₀₂₂ /m ³)
1	0	4 380	4 380	28,965
2	> 4 380	14 600	10 220	21,553
3	> 14 600	43 800	29 200	19,385
4	> 43 800	146 000	102 200	16,037
5	> 146 000	438 000	292 000	13,322
6	> 438 000	1 460 000	1 022 000	11,020

Aux fins de l'application de ces taux, la répartition du Volume converti entre les différents paliers doit se faire en tenant compte de la répartition de la Consommation de référence, en commençant par le palier le plus élevé. En effet, la Contribution GES doit refléter la perte de revenus d'Énergir. Or, cette dernière découle de la perte des m³ de gaz naturel consommés à la marge. Pour cette raison, le calcul de la Contribution GES se fait en partant du dernier palier atteint par le client visé, puis sur les paliers inférieurs jusqu'à l'allocation de l'ensemble du Volume converti. »
 [nous soulignons]

(ii) « Les taux convenus entre les Distributeurs ont, quant à eux, été fixés en prenant comme point de départ les taux de distribution, de transport et d'équilibrage présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir et en appliquant sur chacun de ces taux le même facteur d'ajustement.

Le facteur d'ajustement tient compte de la croissance des volumes et de l'inflation d'ici 2030 et permet de s'assurer que l'application de la grille aux volumes de gaz naturel des clients visés en 2030 par la conversion à la biénergie permet bien d'obtenir 85 M\$₂₀₃₀ en 2030.

TABLEAU 43 :
TAUX APPLICABLES À LA CONSOMMATION DE RÉFÉRENCE

Palier	Borne inférieure	Borne supérieure	Volume	Taux (¢ ₂₀₂₂ /m ³)
1	0	4 380	4 380	19,102
2	> 4 380	14 600	10 220	14,213
3	> 14 600	43 800	29 200	12,784
4	> 43 800	146 000	102 200	10,576
5	> 146 000	438 000	292 000	8,786
6	> 438 000	1 460 000	1 022 000	7,268

»

Demandes :

- 5.1 Veuillez expliquer les taux unitaires calibrés à la hausse et applicables au Volume converti : « Le Volume converti est multiplié par les taux unitaires, exprimés en ¢/m³, présentés au Tableau 44. Ces taux sont calibrés pour tenir compte du fait qu'ils sont applicables au volume de gaz naturel converti. Ils sont plus élevés que ceux applicables à la Consommation de référence puisqu'ils visent uniquement la fraction de cette dernière convertie à l'électricité ».

Réponse :

La calibration des grilles a pour objectif de générer un montant provisoire le plus près possible du montant final.

À titre de rappel, le montant provisoire est calculé en multipliant les volumes de référence par les taux appliqués aux volumes de référence (Tableau 43). Le montant final est calculé en multipliant les volumes convertis par les taux appliqués aux volumes convertis (Tableau 44). Le calcul du montant provisoire est nécessaire, car les volumes convertis ne sont pas connus au moment du Premier versement.

Le volume converti, lequel est égal à la différence entre le volume de référence et la consommation réelle, est, par définition, plus petit que le volume de référence. Ainsi, afin de générer un montant provisoire proche du montant final, les taux applicables au volume de référence doivent être calibrés à la baisse, car ils sont appliqués sur des volumes plus grands.

5.2 Veuillez expliquer et fournir le détail des calculs des taux unitaires du palier 2 comme exemple :

- Taux du tarif D₁ d'Énergir : à compléter;
- Taux applicables à la Consommation de référence (tableau 43) : 14,213 ¢₂₀₂₂/m³;
- Taux applicables au Volume converti (tableau 44) : 21,553 ¢₂₀₂₂/m³.

Réponse :

Le taux du tarif D₁ d'Énergir pour le palier 2 représente la somme du 1) taux unitaire au volume retiré du service de distribution général (D₁) du 2^e palier, du 2) taux du tarif de transport, et du 3) taux moyen d'équilibrage du tarif D₁.

Tableau R-5.2 :
Taux du tarif D₁ d'Énergir
(¢/m³)

Services	Prix en vigueur au 1 ^{er} octobre 2021
Taux unitaire au volume retiré au service général de distribution (D ₁)	20,043
Taux du service de transport	3,115
Taux moyen du service d'équilibrage	3,890
Total	27,043

Pour obtenir le taux applicable à la Consommation de référence (Tableau 43), le taux de 27,043 ¢/m³ est multiplié par le facteur d'ajustement 0,53, ce qui permet d'obtenir 14,213 ¢/m³.

Pour obtenir le taux applicable au Volume converti (Tableau 44), le taux de 27,043 ¢/m³ est multiplié par le facteur d'ajustement 0,80, ce qui permet d'obtenir 21,553 ¢/m³.

Les facteurs d'ajustement permettent de générer le montant convenu de 85 M\$₂₀₃₀ en 2030, en considérant l'accroissement des grilles de +2 % par an, la croissance attendue des volumes des clients visés, et le taux de conversion de 9/15^e en 2030.

5.3 Veuillez confirmer ou infirmer que les taux applicables identifiés aux Tableaux 43 et 44, respectivement aux références (ii) et (i), seront indexés à l'inflation au cours de la période 2022 à 2030. Le cas échéant, veuillez déposer un tableau présentant les taux applicables, par palier, pour l'ensemble de la période 2022 à 2030.

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 5.2, les taux seront indexés de 2 % par an pour refléter les hypothèses d'inflation à long terme retenues par les Distributeurs.

Tableau R-5.3-A :
Grille annuelle pour l'établissement du montant provisoire
(¢/m³)

	Grille en vigueur au 1er janvier								
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Palier 1	19,102	19,484	19,874	20,271	20,677	21,090	21,512	21,942	22,381
Palier 2	14,213	14,497	14,787	15,083	15,385	15,692	16,006	16,326	16,653
Palier 3	12,784	13,040	13,300	13,566	13,838	14,115	14,397	14,685	14,978
Palier 4	10,576	10,788	11,003	11,223	11,448	11,677	11,910	12,148	12,391
Palier 5	8,786	8,962	9,141	9,324	9,510	9,700	9,894	10,092	10,294
Palier 6	7,268	7,413	7,562	7,713	7,867	8,024	8,185	8,349	8,516

Tableau R-5.3-B :
Grille annuelle pour l'établissement du montant final
(¢/m³)

	Grille en vigueur au 1er janvier								
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Palier 1	28,965	29,544	30,135	30,738	31,353	31,980	32,619	33,272	33,937
Palier 2	21,553	21,984	22,424	22,872	23,330	23,796	24,272	24,758	25,253
Palier 3	19,385	19,773	20,168	20,572	20,983	21,403	21,831	22,267	22,713
Palier 4	16,037	16,358	16,685	17,019	17,359	17,706	18,060	18,421	18,790
Palier 5	13,322	13,588	13,860	14,137	14,420	14,709	15,003	15,303	15,609
Palier 6	11,020	11,240	11,465	11,695	11,928	12,167	12,410	12,659	12,912

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0003](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), Annexe A, p. 3 et 4;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe A, p. 11;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 43 à 45.

Préambule :

(i) « *RECONNAÎTRE un principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, tels que détaillés à l'Entente et dans la preuve, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Énergir pour la fixation de ses tarifs ;* »

(ii) « *e. « Deuxième période d'adhésion » signifie une période de quatre (4) ans débutant le 1^{er} janvier 2027 et se terminant le 31 décembre 2030.*

f. « Première période d'adhésion » signifie une période de cinq (5) ans débutant le 1^{er} janvier 2022 et se terminant le 31 décembre 2026.

[...]

3.2 L'Entente prévoit notamment les modalités relatives à la Contribution GES applicable à l'égard des clients ayant choisi la Biénergie pendant la Première période d'adhésion. L'Entente prévoit également que les Parties pourront convenir des paramètres applicables à une Deuxième période d'adhésion. » [nous soulignons]

(iii) « **12. MODALITÉS RELATIVES À LA DEUXIÈME PÉRIODE D'ADHÉSION**

12.1 Les Parties s'engagent à entreprendre des discussions à compter de janvier 2026 relativement à la Deuxième période d'adhésion.

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.

12.3 Les Parties conviendront d'une entente pour refléter les modalités applicables à la Deuxième période d'adhésion, le cas échéant. » [nous soulignons]

(iv) À la référence (iv), les Distributeurs décrivent le mode de calcul de la Contribution GES et présentent notamment les Tableaux 43 et 44, indiquant respectivement les taux applicables à la consommation de référence et les taux applicables au volume converti. Pour ces deux tableaux, les Distributeurs précisent que *« les taux convenus entre les Distributeurs ont été fixés en prenant comme point de départ les taux de distribution, transport et équilibrage présentés à la Cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir et en appliquant sur chacun de ces taux le même facteur d'ajustement. Ce facteur d'ajustement est calibré de façon à s'assurer que l'application de la grille aux volumes de gaz naturel convertis permet bien d'obtenir 85 M\$₂₀₃₀ en 2030. »* [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Considérant la référence (ii), veuillez confirmer, ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet que les taux applicables utilisés pour déterminer la Contribution GES présentés à la référence (iv) seraient appliqués aux volumes des clients adhérant au tarif biénergie entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2026. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les Distributeurs le confirment.

6.1.1. Pour les volumes des clients adhérant au tarif biénergie entre le 1^{er} janvier 2022 et le 31 décembre 2026, veuillez préciser si les Distributeurs prévoient utiliser les mêmes taux applicables au-delà du 31 décembre 2026.

Réponse :

Pour les clients ayant adhéré au cours de la Première période d'adhésion, les taux prévus à l'Entente¹ (sous réserve des ajustements prévus) sont applicables pour une période de 15 ans à partir du moment de la conversion.

¹ Entente de collaboration relativement au projet favorisant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments grâce à la biénergie électricité-gaz naturel préalablement intervenue entre HQD et Énergir (B-0005, HQD-Énergir-1, document 1, Annexe A).

- 6.2 Considérant la référence (iii), veuillez préciser les taux applicables utilisés pour déterminer la Contribution GES présentés à la référence (iv) relatives aux volumes des clients adhérant au tarif biénergie entre le 1^{er} janvier 2027 et le 31 décembre 2030. Veuillez élaborer.

Réponse :

Comme mentionné à la référence (iv) les taux applicables ont été calibrés de façon à obtenir une Contribution GES de 85 M\$ en 2030, compte tenu des volumes prévus, et non l'inverse. En d'autres termes, les taux applicables n'ont pas été utilisés pour déterminer la Contribution GES, mais découlent plutôt de cette dernière.

Aux fins des analyses économiques présentées, les Distributeurs ont présumé que la Contribution GES augmentera proportionnellement au volume converti, pour atteindre 85 M\$ en 2030 (en tenant compte d'une indexation annuelle de 2 %). Cette approche repose évidemment sur l'hypothèse que le rapport entre la Contribution GES et le volume converti demeurera constant sur toute la période. Ceci implique, toutes autres choses étant égales par ailleurs, que les taux applicables pour la Deuxième période d'adhésion seront égaux à ceux de la Première période d'adhésion.

- 6.3 Considérant la référence (iii), veuillez indiquer si les taux applicables utilisés pour déterminer la Contribution GES entre le 1^{er} janvier 2027 et le 31 décembre 2030 pourraient permettre d'obtenir un montant différent du montant de 85 M\$₂₀₃₀ mentionné à la référence (iv).

Réponse :

Les Distributeurs le confirment. Si la situation évoluait de façon telle, par exemple, que le manque à gagner relatif des Distributeurs devait être très différent de celui prévu, cela pourrait amener une renégociation du montant de 85 M\$ et, de ce fait, des taux applicables à la Contribution GES.

- 6.4 En fonction de vos réponses aux trois questions précédentes, veuillez élaborer sur la portée temporelle du dispositif indiqué à la référence (i).

Réponse :

L'Entente prévoit que la Contribution GES sera versée durant 15 années suivant l'adhésion d'un client au tarif biénergie. Ainsi, pour la Première période d'adhésion, la Contribution GES sera versée jusqu'en 2041 pour un client adhérant en 2026. Pour ce qui est de la Deuxième période d'adhésion, la Contribution GES sera versée jusqu'en 2045 pour un client ayant choisi d'adhérer au tarif biénergie en 2030.

TRAITEMENT COMPTABLE

7. **Références :** (i) Pièce [B-0007](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 43.

Préambule :

- (i) Énergir indique que :

« [...] l'encaissement de la Contribution GES en deux versements (voir la section 8.2 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1) aura un impact sur le calcul de l'encaisse réglementaire, qui sera prise en compte dans l'étude du lead-lag présentée au rapport annuel 2021-2022, ainsi que dans les causes tarifaires subséquentes. Dans un souci de simplification et afin d'exposer les effets prépondérants de la biénergie sur les causes tarifaires et les rapports annuels, l'impact sur l'encaisse réglementaire n'a pas été pris en compte dans les exemples de traitement des sections 3.1 à 3.3. »

- (ii) Les principes généraux :

« Une fois le montant de base déterminé, les Distributeurs se sont entendus sur une grille de calcul de la compensation permettant d'obtenir, en 2030, le montant de 85 M\$ convenu si les volumes de conversion correspondent bien à ceux prévus.

Comme mentionné précédemment, la Contribution GES vise à équilibrer l'impact tarifaire pour les clients des Distributeurs. Cette contribution est directement liée au volume de gaz naturel converti à l'électricité. Pour cette raison, la Contribution GES versée annuellement par HQD sera tributaire de ce volume. Ainsi, si aucune conversion ne se réalise, le montant versé par HQD à Énergir sera nul. Si, par contre, la conversion s'avère supérieure à celle anticipée, le montant versé pourrait être supérieur à celui estimé.

[...]

Les Distributeurs ont également déterminé que la Contribution GES serait versée en deux temps : un premier versement permettant de couvrir la période de facturation comprise entre le 1er janvier et le 30 juin de l'année civile en cours (Premier versement) et un deuxième permettant de refléter la conversion réelle des volumes des clients au cours de la dernière année (du 1er janvier au 31 décembre) (Second versement). Cette approche en deux temps permet à Énergir de percevoir en cours d'année une partie de la Contribution GES. »

Demandes :

- 7.1 Veuillez quantifier l'impact sur les tarifs de la Contribution GES au montant total de 85 M\$ prise en compte dans l'encaisse réglementaire de la base de tarification d'Énergir.

Réponse :

Il est important de préciser que bien qu'un impact de la Contribution GES sur l'encaisse réglementaire soit anticipé, celui-ci n'avait pas encore été évalué par Énergir. Une analyse à haut niveau a donc été réalisée afin de répondre à la présente question. Dans le cadre de sa prochaine Cause tarifaire 2022-2023, Énergir reverra de façon détaillée la méthodologie, plus particulièrement en ce qui a trait à l'établissement du délai d'encaissement des revenus ainsi que de l'effet sur les taxes à la consommation.

Impacts et méthodologie préliminaire

Pour déterminer l'impact sur les tarifs de la Contribution GES, la présente analyse a été élaborée à partir des données de la Cause tarifaire 2021-2022. La Contribution GES de 85 M\$ de 2029-2030 a donc été ramenée en \$ de 2021-2022 ce qui représente un montant de 72 M\$.

Effet sur l'encaisse réglementaire

L'Entente fait en sorte qu'une portion des revenus d'Énergir sera dorénavant couverte par la Contribution GES versée par HQD à Énergir. Le principal élément à modéliser pour l'établissement de l'encaisse réglementaire consiste à déterminer un délai d'encaissement spécifique à la Contribution GES, puisqu'elle ne sera pas encaissée au même rythme que les revenus de consommation de gaz des clients d'Énergir. À titre de rappel voici les modalités de paiements de la Contribution GES prévues à l'Entente² :

TABLEAU R-7.1
MODALITE DE PAIEMENTS DE LA CONTRIBUTION GES

Perte de revenus liée à la période de :	Date émission de la facture à HQD	Date du paiement de la facture à Énergir
Janvier à juin	30 septembre suivant	31 octobre suivant
Juillet à décembre	31 mars suivant	30 avril suivant

Sur la base de ces modalités de paiement, le délai moyen d'encaissement de la Contribution GES est d'un peu plus de 200 jours. Bien que la Contribution GES ne représente que 5 % des revenus totaux, le délai d'encaissement qui y est associé dépasse largement celui des revenus de ventes de gaz de 38 jours prévu à la Cause

² B-0005, HQD-Énergir-1, document 1, Annexe A, pages 6 et 9.

tarifaire 2021-2022. En conséquence, le délai pondéré de recouvrement pour l'ensemble des revenus subit une pression à la hausse passant de 38 à 47 jours.

La mise à jour de ce délai pondéré d'encaissement des revenus appliqué au calcul original de l'encaisse réglementaire de la Cause tarifaire 2021-2022, a eu pour effet d'augmenter celle-ci de l'ordre de 28 M\$.

Effet sur les tarifs

La hausse de l'encaisse réglementaire et conséquemment de la base de tarification se traduit par une augmentation du coût de service de 2 M\$ correspondant au coût du capital pondéré avant impôts de la Cause tarifaire 2021-2022 de 7,44 % (R-4151-2021, B-0051, Énergir-M, Document 1, page 2) appliqué sur la hausse de la base de tarification de 28 M\$.

- 7.2 Veuillez indiquer le traitement comptable et réglementaire de la Contribution GES pour HQD. Veuillez quantifier l'impact sur les tarifs de la Contribution GES au montant total de 85 M\$.

Réponse :

Comme indiqué à la section 3 de la pièce B-0006, HQD-Énergir-1, document 2, les revenus requis présentés lors de la demande tarifaire 2025-2026 intégreront les coûts associés à la présente Offre. Plus particulièrement, le traitement comptable et réglementaire de la Contribution GES pour HQD se fera comme suit :

États financiers à vocation générale

Étant donné la nature du contrat, soit le versement d'une contribution à Énergir, Hydro-Québec appliquera les dispositions de l'*Accounting Standards Codification (ASC) 720-25 Other Expenses, Contributions Made*.

En fonction des définitions liées à la comptabilisation de la contribution :

- les contributions peuvent être assorties ou non de conditions ;
- une promesse de transfert conditionnelle est une promesse de transfert qui est assortie d'une ou plusieurs conditions imposées contractuellement ;
- une condition contractuelle représente un obstacle à surmonter avant que le bénéficiaire ait droit aux actifs transférés ou promis.

La Contribution GES se définit comme une promesse de transfert conditionnelle dont la condition est levée au fur et à mesure de la constatation par HQD de la baisse de la

consommation de gaz naturel d'un client d'Énergir ayant adhéré à l'offre et du maintien du client au tarif biénergie de HQD.

En fonction de ce qui précède, HQD comptabilisera une provision trimestrielle de la Contribution GES basée sur la baisse de la consommation de gaz naturel des clients convertis à la biénergie à cette date. La contrepartie de cette provision sera comptabilisée dans les charges d'exploitation à l'état des résultats.

Dossiers tarifaires

Le traitement comptable réglementaire qui sera appliqué par HQD ne diffère pas du traitement comptable aux fins des états financiers à vocation générale.

Il est à noter que les tarifs de distribution d'électricité sont présentement indexés chaque année en fonction de la variation annuelle de l'indice moyen des prix à la consommation pour le Québec. Au 1^{er} avril 2025, ils seront fixés ou modifiés par la Régie, selon la méthode du coût de service et par la suite tous les 5 ans. Ainsi, en vertu du cadre réglementaire actuel, HQD ne comptabilise plus de comptes d'écarts et de reports (CER) pour les écarts entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires.

Considérant ces faits, le traitement réglementaire de la Contribution GES sera le suivant :

- Dans l'intervalle avant la demande tarifaire 2025-2026, la Contribution GES versée ne sera pas intégrée dans les tarifs de distribution d'électricité ;
- Lors de la demande tarifaire 2025-2026, la Contribution GES projetée sera intégrée dans les revenus requis de l'année témoin établis selon la méthode du coût de service ;
- Dans l'intervalle entre la demande tarifaire 2025-2026 et la demande tarifaire 2030-2031, les écarts entre les montants réels de la Contribution GES et celui prévu dans la demande tarifaire 2025-2026 ne seront pas intégrés dans les tarifs.

Pour ce qui concerne l'impact tarifaire de la biénergie avec et sans considération de la Contribution GES, voir la Figure 1 et le Tableau 42 de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1.

7.3 Veuillez indiquer le traitement comptable d'une Contribution GES pour une entreprise réglementée, selon les US GAAP. Veuillez déposer l'extrait de la norme.

Réponse :

À moins d'une demande de traitement réglementaire qui diffère de celui prescrit par les US GAAP, le traitement comptable d'une Contribution GES serait le même pour une entreprise réglementée qu'une entreprise non réglementée.

Veillez vous référer à la réponse à la question 7.4 pour les extraits des US GAAP relatifs à la contribution versée par HQD et la contribution reçue par Énergir.

- 7.4 Veuillez indiquer le traitement comptable d'une Contribution GES pour une entreprise non réglementée, selon les US GAAP. Veuillez déposer l'extrait de la norme.

Réponse :

Une contribution versée et la contribution correspondante reçue sont généralement comptabilisées par l'entité qui la verse et l'entité qui la reçoit en même temps, c'est-à-dire lorsqu'elle est faite ou reçue, respectivement, ou si elle est conditionnelle, lorsque la condition est levée.

La Contribution GES est une promesse de transfert conditionnelle selon la norme ASC 720-25 *Other Expenses, Contributions Made*. Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.2 pour le traitement comptable de la contribution versée par HQD.

Énergir s'est appuyé sur la norme 958-605 *Contribution received*, traitant de la reconnaissance des revenus dans le contexte d'une contribution reçue et qui est applicable pour toutes les entités qui reçoivent des contributions. Selon cette norme, les contributions versées et reçues sont comptabilisées en même temps à la levée des conditions, soit dans les revenus au moment du transfert du bénéfice économique.

Dans le cas présent, l'événement justifiant le transfert économique résulte de la baisse de consommation en gaz naturel des clients convertis à la biénergie. Ainsi, sur la base de cette baisse de consommation, Énergir est en mesure d'établir mensuellement la contribution à recevoir de HQD et de la reconnaître dans ses revenus à l'état des résultats. La contribution sera calculée selon les modalités prévues à l'Entente.

Voici les paragraphes et les définitions qui s'appliquent [les Distributeurs soulignent] :

720-25-25-1

« *Contributions made shall be recognized as expenses in the period made and as decreases of assets or increases of liabilities depending on the form of the benefits given. For example, gifts of items from inventory held for sale are recognized as decreases of inventory and contribution expenses, and unconditional promises to give cash are recognized as payables and contribution expenses. For guidance on determining whether a contribution, including promises to give, is conditional, see the Contributions Received Subsection of Section 958-605-25.* »

958-605-25-2

« *Except as provided in paragraphs 958-605-25-16 through 25-18, contributions received shall be recognized as revenues or gains in the period received and as*

assets, decreases of liabilities, or expenses depending on the form of the benefits received. The classification of contributions received as revenues or gains depends on whether the transactions are part of the NFP's ongoing major or central activities (revenues), or are peripheral or incidental to the NFP (gains). A contribution made and a corresponding contribution received generally are recognized by both the donor and the donee at the same time, that is, upon occurrence of the underlying event—the nonreciprocal transfer of an economic benefit. »

958-605-25-11

« Conditional promises to give, which contain donor-imposed conditions that represent a barrier that must be overcome as well as a right of release from obligation, shall be recognized when the condition or conditions on which they depend are substantially met, that is, when a conditional promise becomes unconditional. Imposing a condition creates a barrier that must be overcome before the recipient is entitled to the assets promised. For example, a promise to contribute cash if a like amount of new gifts is raised from others within 30 days and a provision that the cash will not be transferred if the gifts are not raised impose a condition on which entitlement to a promised gift depends. »

958-605-20 Glossary

« Promise to give

A written or oral agreement to contribute cash or other assets to another entity. A promise carries rights and obligations—the recipient of a promise to give has a right to expect that the promised assets will be transferred in the future, and the maker has a social and moral obligation, and generally a legal obligation, to make the promised transfer. A promise to give may be either conditional or unconditional.

Conditional Promise to Give

A promise to give that is subject to a donor-imposed condition.

Donor-imposed condition

A donor stipulation (donors include other types of contributors, including makers of certain grants) that represents a barrier that must be overcome before the recipient is entitled to the assets transferred or promised. Failure to overcome the barrier gives the contributor a right of return of the assets it has transferred or gives the promisor a right of release from its obligation to transfer its assets. »

8. **Référence :** Pièce [B-0007](#), p. 8 et 9.

Préambule :

« Dans sa décision D-2019-141, la Régie a autorisé Énergir à mettre en place un mécanisme de découplage des revenus de distribution pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022. Tous les écarts de revenus entre les revenus projetés et les revenus générés réels sont donc retournés à la clientèle.

Parmi les avantages identifiés par Énergir, une telle mécanique permet au distributeur de ne pas être pénalisé par ses actions pour atteindre les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES. Étant donné que l'Offre découle des objectifs fixés par le Plan pour une économie verte 2030, et dans la mesure où la Régie autorise le distributeur à reconduire le mécanisme de découplage au-delà de l'année 2021-2022, l'écart financier relatif à la biénergie sur le service de distribution sera intégré au compte de frais reportés (CFR) de découplage des revenus, pour être remis/récupéré des clients dans les tarifs futurs ».
[nous soulignons]

Demande :

8.1 Advenant le cas où la Régie n'autorisait pas de mécanisme de découplage des revenus dans les dossiers tarifaires pour l'année 2021-2022 et pour les années ultérieures à l'année 2021-2022, veuillez indiquer le traitement proposé par Énergir de l'écart financier relatif à la l'Offre biénergie sur le service de distribution.

Réponse :

L'Offre est mise en place par Énergir afin d'atteindre les objectifs fixés par le PEV 2030. Énergir ne devrait pas être pénalisée pour ces actions favorables à une économie plus verte. Dans la mesure où la Régie n'autorise pas le distributeur à reconduire le mécanisme de découplage au-delà de l'année 2021-2022, Énergir demandera que l'écart financier relatif à la biénergie sur le service de distribution soit comptabilisé dans un CFR distinct à être entièrement récupéré ou remis aux clients.

CONTEXTE RELATIF À LA DEMANDE

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0003](#), p. 2 et 3;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 40, Tableau 40 : Impact net sur les revenus requis (M\$) et sur les émissions de GES (MT. de CO₂ eq.) des scénarios TAE et biénergie;
 - (iii) Dossier R-4008-2017, pièce [B-0174](#), p. 44, Tableau 1-2 – Principales mesures de réduction des émissions de GES par secteur, selon leur coût marginal;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), Annexe A, p. 11.

Préambule :

(i) « 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]

(ii) À partir du Tableau identifié à la référence (ii), la Régie produit le tableau ci-dessous :

	2025 (M\$ ₂₀₂₅)		2030 (M\$ ₂₀₃₀)		Cumulatif 2022-2030 (M\$ ₂₀₃₀)	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
(1) Énergir	48	43	119	106	564	503
(2) HQD	121	10	463	134	2108	490
(3) = (1) + (2) Total	169	53	582	240	2672	993
(4) Réduction de GES (Mt. de CO ₂ eq.)	0,34	0,24	0,75	0,54	3,78	2,70
(5) = (3) / (4) Coût unitaire des réductions de GES (\$/t de CO ₂ eq.)	497,06	220,83	776,00	444,44	706,88	367,78

(iii) À partir du Tableau identifié à la référence (iii), la Régie produit l'extrait ci-dessous relatif au coût marginal des principales mesures de réduction des émissions de GES envisagées au Québec :

Coût marginal	< 100 \$ / tCO ₂ éq.	100 - 300 \$ / tCO ₂ éq.	> 300 \$ / tCO ₂ éq.
Résidentiel, commercial et institutionnel	Pompes à chaleur Efficacité énergétique	Électrification Bioénergie	Électrification

(iv) « 12. MODALITÉS RELATIVES À LA DEUXIÈME PÉRIODE D'ADHÉSION

12.1 Les Parties s'engagent à entreprendre des discussions à compter de janvier 2026 relativement à la Deuxième période d'adhésion.

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]

Demandes :

9.1 Veuillez préciser les concepts utilisés par les Distributeurs lorsqu'ils font référence au coût pour la société (référence (i)) et au prix de la tonne d'émission de GES (référence (iv)). Veuillez ensuite préciser le lien entre ces concepts et celui de coût évité.

Réponse :

De manière générale, le « coût pour la société » réfère à l'impact économique d'une mesure de décarbonation sur les coûts additionnels en ressource, tels que les besoins additionnels de puissance et d'énergie électrique et d'équipements additionnels, et sur les coûts évités en ressource, telle que la molécule de gaz naturel évitée. Une solution au meilleur coût pour la société minimise les coûts additionnels en ressource et maximise les coûts évités en ressource.

Plus particulièrement, en ce qui concerne le meilleur coût pour la société, les Distributeurs réfèrent à cet extrait du PEV 2030 :

« La conversion vers l'électricité sera donc effectuée dans la perspective de maximiser le potentiel d'électrification de la chauffe au Québec tout en réduisant au minimum les coûts pour les différentes clientèles concernées³. »

Le « prix de la tonne de GES » représente le prix d'une unité de droit d'émission dans le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (le SPEDE) auquel participent le Québec et la Californie.

Le « prix de la tonne de GES » peut être considéré comme des droits d'émission évités au même titre qu'un coût en ressource lors de l'évaluation du « coût pour la société » (par exemple, comme rapporté au dossier R-4018-2017 à la pièce B-0048, Gaz Métro-J, document 4).

- 9.2 Considérant le coût marginal des principales mesures de réduction des émissions de GES envisagées au Québec pour le secteur résidentiel, commercial et institutionnel à la référence (iii), veuillez commenter le Tableau produit par la Régie à la référence (ii).

Réponse :

Le tableau produit à la référence (ii) illustre les impacts pour les Distributeurs des mesures possibles de décarbonation du bâtiment examinées dans le présent dossier, alors que le tableau rapporté à la référence (iii) présente le coût marginal des principales mesures de réduction des émissions de GES. Il est donc difficile de comparer directement les deux concepts, puisque la définition est différente.

De plus, il est important de noter que le tableau rapporté à la référence (iii) ne précise pas quelle est l'énergie remplacée par l'électricité. Plus l'énergie remplacée est émissive en gaz à effet de serre, plus le coût marginal de réduction des GES par l'électrification est bas. Par exemple, dans le contexte actuel des prix des énergies, déplacer une tonne émise par la combustion du mazout (plus émissif que le gaz naturel) est généralement moins coûteux que déplacer une tonne émise par la combustion du gaz naturel.

- 9.3 Considérant la référence (i) et le Tableau produit par la Régie à la référence (ii), veuillez indiquer si les Distributeurs disposent de scénarios ou projections sur la période 2021-2030 relatifs aux éléments suivants :
- Prix minimal et prix de vente final d'une unité d'émission aux enchères dans le cadre du SPEDE;
 - Coût marginal projeté pour l'atteinte des cibles et engagements de réduction des émissions de GES du Gouvernement du Québec;

³ [Plan pour une économie verte 2030](#), section 3.1, page 53.

- Coût social du carbone.

Le cas échéant, veuillez les déposer.

Réponse :

La projection du prix minimal de vente aux enchères des unités d'émissions dans le cadre du SPEDE pour la période 2021-2030 est disponible sur le site Internet du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques⁴ dont le tableau suivant est extrait :

Tableau R-9.3-A :
Évolution du prix minimal de ventes aux enchères (\$/unité d'émissions)

Évolution potentielle du prix minimal annuel corrigé en dollars américains (\$ US) jusqu'en 2030									
2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
17,71 \$	18,95 \$	20,28 \$	21,70 \$	23,22 \$	24,85 \$	26,59 \$	28,45 \$	30,44 \$	32,57 \$

Le prix de vente final peut être supérieur au prix minimal annuel. À titre d'exemple, le prix de vente des unités d'émission lors de la vente aux enchères du 17 février 2021, était de 17,80 \$ US (22,58 \$ CA).

En ce qui concerne la prévision des prix de vente finaux des unités d'émission aux ventes aux enchères dans le cadre du SPEDE pour la période 2021-2030, les Distributeurs disposent des prévisions du fournisseur ClearBlue Markets.

Veuillez vous référer au tableau de la pièce confidentielle HQD-Énergir-3, document 1, lequel présente les prévisions des prix les plus récentes en \$US selon ClearBlue Markets selon trois scénarios :

- Scénario S1 : scénario avec un niveau d'activité de spéculation sur le marché carbone bas
- Scénario S2 : scénario avec un niveau d'activité de spéculation sur le marché carbone moyen
- Scénario S3 : scénario avec un niveau d'activité de spéculation sur le marché carbone élevé

La moyenne annuelle des trois scénarios est aussi présentée dans le tableau de la pièce confidentielle HQD-Énergir-3, document 1 en \$US.

Les Distributeurs ne disposent pas d'informations sur le coût marginal projeté pour l'atteinte des cibles et engagements de réduction des émissions de GES du gouvernement du Québec ni sur le coût social du carbone.

⁴ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/Ventes-encheres.htm>

- 9.4 Considérant la référence (i), pour les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel, veuillez préciser les mesures de réduction des émissions de GES auxquelles le Projet a été comparé. Veuillez indiquer leur coût marginal et déposer les références pertinentes le cas échéant.

Réponse :

Le Projet n'a pas été comparé à d'autres alternatives. Le Projet découle d'une des mesures visées par le gouvernement du Québec dans le cadre du PEV 2030 pour réduire de 50 % les émissions de GES issues du chauffage des bâtiments par rapport à 1990. Les Distributeurs ont ainsi collaboré afin de mettre en place une solution au meilleur coût possible.

CLARIFICATION DE LA CLIENTÈLE VISÉE PAR L'OFFRE ET DE SA DURÉE

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0003](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 8;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), Annexe A, Entente de collaboration, p. 4;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 46;
 - (v) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 115;
 - (vi) [Suivi du 25 mai 2011 de la décision D-2011-028](#), p. 8;
 - (vii) Article 52.1 de la Loi.

Préambule :

(i) « *RECONNAÎTRE un principe général selon lequel la contribution pour la réduction des GES, ainsi que sa méthode d'établissement, tels que détaillés à l'Entente et dans la preuve, doivent être considérés aux fins de l'établissement du revenu requis d'Énergir pour la fixation de ses tarifs.* »

(ii) « *L'Offre vise à inciter la conversion⁸ des systèmes de chauffage au gaz naturel des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels vers des équipements biénergie.* »

NDBP 8 = « *Dans le présent dossier, le terme conversion réfère à la clientèle existante d'Énergir et aux nouveaux bâtiments.* »

(iii) « *4.2 [...] la présente Entente expire le 31 décembre 2041.* »

(iv) « *La Contribution GES est versée, pour chacun des clients convertis, pendant 15 ans à compter du moment de sa conversion. Le versement est conditionnel au maintien du client converti à un tarif biénergie de HQD, puisque ce tarif permet à HQD de s'assurer de l'effacement du client en période de pointe. Or, si le client devait délaissé son tarif biénergie pour adhérer aux tarifs réguliers de HQD, les coûts pour cette dernière seraient importants puisqu'elle devrait alors assurer l'approvisionnement en puissance associé à la charge de ce client. Dans un tel cas, la portion de la Contribution GES attribuable à ce client ne sera plus payable à compter du moment où l'abonnement du client cesse d'être assujéti à un tarif biénergie applicable.*

L'Entente couvre, dans un premier temps, les cinq premières années de conversion, soit 2022 à 2026. Elle pourra être prolongée si HQD et Énergir le souhaitent pour couvrir les années subséquentes du projet de conversion afin d'atteindre les objectifs fixés par le PEV 2030. Forts des résultats observés au cours des premières années de conversion, les Distributeurs pourront, au besoin, discuter des paramètres énumérés à l'article 12.2 de l'Entente. »

(v)

Tableau R-83.2-A

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal	Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)	14 035 kWh
Chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)	3 163 kWh
Puissance à la pointe d'un client TAE	6,7 kW
Taux d'efficacité d'un système mazout	70%
Taux d'efficacité d'un système bi-énergie	75%

(vi)

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

- Résidence unifamiliale moyenne (158 m²) située à Montréal
- Normale climatique 1963-1991

(vii) « *La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53^e parallèle.* »

Demandes :

10.1 Veuillez démontrer que le tarif DT actuel, dont la dernière mise à jour remonte à 2011, est pertinent à l'Offre biénergie en fonction notamment des nouvelles normales climatiques. Veuillez élaborer.

Réponse :

D'emblée, HQD tient à rectifier l'affirmation de la Régie selon laquelle la dernière mise à jour du tarif DT remonte à 2011. Depuis 2012, à la demande de la Régie⁵, HQD ajuste le cas type utilisé pour le calibrage du tarif DT en fonction de la mise à jour annuelle de la normale climatique qui tient compte du réchauffement climatique.

Similairement, dans le présent dossier, les besoins de chauffe des cas types représentatifs de la clientèle résidentielle d'Énergir présentés au Tableau 45 de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1 prennent en compte les conditions climatiques récentes. Les factures annuelles, présentées au Tableau 46 de cette même pièce, basées sur ces besoins de chauffe démontrent, dans tous les scénarios sauf dans le cas de l'UDT⁶ de petite taille - chaudière,

⁵ Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, paragraphe 591.

⁶ Unifamiliales, duplex et triplex.

que le tarif DT est pertinent à l’Offre, puisqu’il permet de réaliser des économies par rapport aux scénarios Tout gaz naturel et TAE.

- 10.2 Veuillez justifier l’utilisation du terme « *conversion à la biénergie* » dans le cas de nouveaux bâtiments.

Réponse :

Le terme conversion à la biénergie, comme stipulé dans la note de bas de page 8 de la référence (ii), est en effet utilisé pour les bâtiments existants et pour les nouveaux bâtiments. L’utilisation de ce terme se veut pour fins de simplification en référant au fait que conceptuellement, le client qui aurait installé un système de chauffage au gaz naturel dans son nouveau bâtiment, mais qui choisit l’option biénergie, effectue une conversion « sur plan ».

- 10.3 Veuillez préciser le délai au terme duquel un client dans un nouveau bâtiment raccordé par une nouvelle conduite de gaz naturel est considéré comme faisant partie de la « *clientèle existante d’Énergir* ».

Réponse :

Le client est considéré comme faisant partie de la « *clientèle existante d’Énergir* » dès qu’Énergir accepte une demande de service formulée par ce client, conformément aux articles 4.1.1, 4.1.2 et 4.5.2 des *Conditions de service et Tarifs*.

- 10.4 Veuillez préciser si Énergir envisage raccorder de nouveaux projets résidentiels dont le chauffage se fera à la biénergie plutôt qu’au gaz naturel seulement. Si oui, veuillez élaborer.

Réponse :

Comme exprimé par les Distributeurs, l’Offre vise à la fois les bâtiments existants et les nouveaux bâtiments. Bien qu’un client ait toujours le loisir de choisir la solution énergétique qui lui convient le mieux, l’Offre vise à encourager les clients, dans le cadre de nouveaux projets résidentiels, à opter pour une alimentation en biénergie. C’est donc pourquoi Énergir envisage que de tels projets puissent se réaliser.

10.5 Veuillez expliquer comment sera établi le fait qu'un nouveau bâtiment bénéficiant de l'Offre de biénergie aurait été, sans cette offre, chauffé au gaz naturel uniquement, au tout-à-l'électricité, ou par une autre source d'énergie (propane, biomasse...).

Réponse :

Un nouveau client qui demande à être raccordé au réseau gazier est considéré comme un client qui aurait été, sans l'Offre, chauffé au gaz naturel uniquement.

10.6 En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez préciser ou élaborer, le cas échéant, sur les points suivants :

- La durée de vie des équipements de chauffe au gaz naturel;
- La durée de vie des équipements de chauffe électriques;
- La garantie pour les clients convertis dans les dernières années de l'Offre biénergie de bénéficier d'un tarif biénergie leur permettant d'utiliser leurs équipements en biénergie jusqu'à la fin de leur durée de vie ou du moins d'en récupérer le coût d'investissement;
- La garantie de chacun des deux distributeurs d'amortir le raccordement ou l'investissement en biénergie, notamment en ce qui a trait aux coûts de raccordement au gaz naturel de nouveaux bâtiments qui seraient « convertis » à la biénergie;
- Comment l'Offre biénergie s'inscrit dans une logique de Transition énergétique et de réduction des émissions de GES au-delà des horizons 2030 et 2041.

Réponse :

Pour le besoin des présentes évaluations, la durée de vie moyenne de tous les équipements de chauffage au gaz naturel et à l'électricité a été évaluée à 15 ans.

Les clients convertis lors de la 1^{re} année de l'Offre auront les mêmes incitatifs à rester au tarif DT que ceux qui seront convertis lors de la dernière année. HQD rappelle que le tarif DT existe depuis plusieurs décennies et il ne prévoit pas y mettre fin dans un avenir prévisible.

Il n'existe pas de garantie sur la rentabilité d'un branchement en biénergie, tout comme un branchement pour un usage de chauffe tout gaz. Raccorder un client au gaz naturel comporte intrinsèquement et inévitablement une composante de risque, autant par rapport à la conversion de ses usages au gaz naturel (dans ce cas-ci à la biénergie), que pour l'arrêt complet de consommation. L'Offre n'est pas différente en soi que le raccordement d'un client au gaz naturel. Il est même actuellement possible pour un nouveau client au gaz naturel d'opter, dès maintenant, pour la biénergie. Les Distributeurs rappellent que les méthodes d'évaluation de la rentabilité pour le raccordement de clients d'Énergir ont été convenues lors du dossier R-3867-2013, phase 3B.

L'Offre s'inscrit dans une logique de transition énergétique au-delà des horizons 2030 et 2041 de manière cohérente, puisqu'elle permet de réduire les GES à moindre coût pour la société. En plus de l'accélération des initiatives en efficacité énergétique et du verdissement du réseau d'Énergir, l'Offre peut même s'inscrire de manière encore plus pertinente dans l'atteinte de la cible de carboneutralité du gouvernement du Québec, en jumelant électricité en période hors pointe, et gaz naturel renouvelable en période de pointe. Il existe bien sûr beaucoup d'incertitudes sur les technologies disponibles, mais l'avantage de l'Offre par rapport à l'électrification complète, comme évalué à la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1, est très important, et pourra donner les moyens aux consommateurs d'énergie du Québec de financer des mesures de décarbonation moins chères ailleurs dans l'économie.

PROFILS DE CONSOMMATION DE LA CLIENTÈLE RÉSIDENIELLE VISÉE PAR L'OFFRE, CALIBRATION DU TARIF DT ET PÉRENNITÉ DE LA BIÉNERGIE

11. **Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 48 à 50;
 - (iii) [Suivi du 25 mai 2011 de la décision D-2011-028](#), p. 8 à 14 et 17;
 - (iv) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 211 à 227;
 - (v) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 102 à 116.

Préambule :

(i) Au tableau 3 de la référence (i), la clientèle résidentielle d'Énergir visée par l'Offre résidentielle est au nombre de 136 000 ayant un volume de gaz de 260 millions de m³, soit en moyenne 1 912 m³ annuels de gaz par abonné. Il existe 6 000 clients résidentiels additionnels ayant une consommation totale de 337 millions de m³ soit en moyenne 56 200 m³ par année.

(ii) Aux tableaux 45, 46 et 47, les demandeurs présentent leur analyse en fonction de 5 types de résidences ayant une consommation annuelle de 1 010, 1 955, 2 914, 7 897 et 15 000 m³ annuels de gaz.

(iii)



4. Tarif DT – rappel du calibrage actuel

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

- Résidence unifamiliale moyenne (158 m²) 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

5. Recalibrage du tarif DT en fonction des changements climatiques

Le réchauffement climatique réduit les besoins de chauffage des locaux et la répartition pointe/hors pointe des kWh (locaux, eau, base)

- Le tarif DT calibré à partir de la normale climatique 1963-1991 confère aux clients DT une économie avant effacement

Le Distributeur envisage d'utiliser la normale climatique Ouranos dans l'établissement annuel du cas type

- Normale climatique reconnue par la Régie depuis le dossier R-3644-2007
- Cas type selon Ouranos 2011 :

Usages	Cas type selon la normale 1963-1991			Cas type selon la normale Ouranos 2011		
	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)
Chauffage des locaux	14 028	3 193	23%	12 486	2 911	23%
Usages de base et chauffage piscine	12 448	1 211	10%	12 448	884	8%
Total	26 476	4 374	17%	24 937	3 805	14%

- Réduction des besoins annuels de chauffage de 1 347 kWh
- Réduction de la proportion annuelle des kWh en pointe avant effacement de 17 % à 14 %

5. Recalibrage du tarif DT en fonction des changements climatiques (suite)

Recalibrage du tarif DT au 1^{er} avril 2011 (à revenus constants)

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Durées 2011 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 900 kWh)
Actuel	Hors pointe @ 4,30 c/kWh Pointe @ 18,32 c/kWh	Avant effacement	18 \$	162 \$	220 \$
		Après effacement*	115 \$	140 \$	208 \$
		% économie pt @	0%	7%	12%
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 c/kWh Pointe @ 25,82 c/kWh	Avant effacement	8 \$	24 \$	162 \$
		Après effacement*	65 \$	119 \$	247 \$
		% économie pt @	0%	6%	11%

* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

Le Distributeur envisage de recalibrer le tarif DT en haussant uniquement le prix de pointe

- En ligne avec l'actuelle stratégie tarifaire qui vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en pointe
- Contrairement à une hausse du prix hors pointe, elle atténue l'impact du recalibrage sur les économies des clients DT

Le prix hors pointe permet toujours aux clients DT ayant des usages estivaux de réaliser des économies avant effacement



6. Recalibrage du tarif DT en fonction du profil des consommateurs

Recalibrer le tarif DT pour éliminer ces économies pénaliserait les clients qui ne possèdent pas d'usages estivaux

- Les clients qui ne climatisent pas (30 %) et ceux qui ne possèdent pas de piscine chauffée (95 %) seraient pénalisés

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Durées 2011 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 900 kWh)
Actuel	Hors pointe @ 4,30 c/kWh Pointe @ 21,78 c/kWh	Avant effacement	-24 \$	8 \$	126 \$
		Après effacement*	88 \$	113 \$	241 \$
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 c/kWh Pointe @ 24,80 c/kWh	Avant effacement	-152 \$	-128 \$	8 \$
		Après effacement*	35 \$	79 \$	207 \$

* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

Le Distributeur envisage de maintenir le calibrage du tarif DT sans usages estivaux afin de ne pas fragiliser le parc bi-énergie actuel

- Le Distributeur doit s'assurer que les économies générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la bi-énergie

7. Stratégie tarifaire et évolution du tarif DT

La stratégie tarifaire actuelle accroît substantiellement les économies des clients DT

- Tarif D : hausser 2 fois plus le prix de la 2^e tranche que celui de la 1^{re}
- Tarif DT : hausser uniquement le prix de pointe

Le Distributeur doit s'assurer que la stratégie tarifaire du tarif DT

- ne compromette pas la rentabilité du parc bi-énergie
- tout en maintenant l'intérêt du client DT à fonctionner en mode bi-énergie

Le Distributeur envisage de maintenir la neutralité avant effacement du cas type tout en préservant la rentabilité de la bi-énergie

- Cet objectif est atteint en visant une économie en termes réels d'environ 200 \$
- Le prix hors pointe augmentera une fois cette économie atteinte
- Amélioration du signal de prix pour les usages estivaux

Aux références (iv) et (v), HQD, dans ses réponses aux DDR 1 et 2 de la Régie dans le dossier R-3740-2010, dresse un portrait exhaustif des enjeux de la pérennité de la biénergie, de son contrôle et de l'évolution du tarif DT, dans un dialogue réglementaire qui a amené à la recalibration en 2011, du tarif DT. Les enjeux couvrent la rentabilité de la biénergie pour le Distributeur, d'une part et les adhérents d'autre part. Les enjeux d'entretien et de remplacement des systèmes de biénergie y sont également traités.

Demandes :

11.1 Dans la Demande, l'information relative à la consommation énergétique est présentée soit en m³ de gaz soit en kWh, selon le Distributeur. Afin de faciliter les analyses et les comparaisons des profils de consommation des deux distributeurs, veuillez commenter la possibilité, pour la suite du dossier, que chaque distributeur présente ses informations dans les deux unités en utilisant le même facteur de conversion.

Réponse :

Avec égards, les Distributeurs jugent cette approche difficilement applicable. Exprimer des volumes de gaz naturel en kWh et, inversement, une quantité d'électricité en m³ de gaz naturel n'aurait pas vraiment de sens. Ainsi, il serait particulièrement incongru d'affirmer que le volume perdu par Énergir serait de X GWh ou que les ventes additionnelles d'électricité d'HQD atteindraient Y m³ de gaz naturel.

Par ailleurs, les Distributeurs ont utilisé un coefficient de conversion de 10,53 kWh/m³ 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 m³, 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 $1\,000\text{ m}^3 \times 80\% \times 10,53\text{ kWh/m}^3$, soit 8 424 kWh.

11.2 Considérant la volonté annoncée par les Demandeurs d’offrir ultérieurement une option de biénergie à la clientèle commerciale et institutionnelle, veuillez expliquer la raison pour laquelle, selon la référence (i), 4 % des abonnés résidentiels représentant à eux seuls 66 % de la consommation totale du secteur résidentiel ont été exclus du potentiel de conversion à la biénergie.

Réponse :

La clientèle ciblée par l’Offre a été déterminée de façon à s’assurer de la pénétration de la biénergie dans le marché sur le plan technico-économique. En effet, il existe pour la clientèle résidentielle de plus petite taille, des solutions technologiques bien établies et à des coûts raisonnables qui favorisent la pénétration de la biénergie permettant ainsi l’accès à un tarif concurrentiel.

11.3 Veuillez élaborer, au plan des coûts par m³ de gaz naturel déplacé (ou par tonne de GES évités), sur le choix de proposer la conversion de 96 % des plus petits consommateurs qui représentent 33 % des volumes de gaz naturel, et non l’inverse.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 11.2, le choix de proposer la conversion des plus petits consommateurs a été basé sur la capacité technique et économique de convertir la clientèle à la biénergie. Les solutions technologiques pour convertir les bâtiments plus grands à la biénergie sont de manière générale, plus complexes et plus coûteuses à implanter.

Par ailleurs, il faut rappeler que la mesure de décarbonation doit non seulement avoir le potentiel de réduire des émissions de GES, mais doit envoyer les bons signaux de prix aux clients actuels et potentiels d’Énergir pour en favoriser l’adoption. Alors que la position concurrentielle du gaz naturel par rapport à la biénergie pour les clients plus petits donne une marge de manœuvre raisonnable, plus les clients sont grands, et plus le gaz naturel est compétitif par rapport à l’électricité. Les efforts déployés pour inciter les plus grands clients à adhérer à l’Offre auraient donc une incidence plus grande sur la clientèle des deux Distributeurs, puisque des tarifs préférentiels plus importants devraient être octroyés pour assurer la pénétration de l’Offre et du même coup la réussite d’une mesure de décarbonation.

11.4 Considérant les plus petits consommateurs ayant une faible consommation de l’ordre de 1 000 m³ de gaz naturel par année, veuillez valider qu’il peut s’agir de la clientèle des

condominiums desservie par Énergir aux moyens d'unités combo permettant de combler à la fois les besoins d'eau chaude et de chauffage.

Réponse :

Énergir confirme que les unités de condo avec chauffage décentralisé au moyen d'un système combo peuvent, entre autres, se retrouver dans les consommations de 1 000 m³ et moins.

- 11.4.1 Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur le potentiel réalisable de conversion à la biénergie, compte-tenu de l'espace requis pour l'ajout d'équipements de chauffage électrique et, le cas échéant, pour l'augmentation de capacité électrique, voire une nouvelle entrée ou un nouveau panneau électrique dans chaque appartement, tel que présenté dans les mesures de soutien d'HQD.

Réponse :

Puisque la thermopompe se trouve à l'extérieur du bâtiment, elle ne cause pas d'enjeu d'espace à l'intérieur. La solution combo a davantage été adoptée dans le marché de la nouvelle construction résidentielle dans les dernières années plutôt que dans le cadre de conversion de bâtiments existants. Les entrées électriques sont donc plus récentes et on retrouve aussi plus fréquemment la présence d'un climatiseur. Dans la majorité des cas, la thermopompe viendra prendre l'espace physique du climatiseur et l'espace électrique réservé pour le climatiseur dans le panneau. L'ajout d'une thermopompe permettant de passer en mode biénergie pour le chauffage de l'espace pourra donc se faire.

- 11.5 Considérant les références (iv) et (v), veuillez élaborer sur les coûts que devront assumer les adhérents à l'Offre biénergie considérant qu'ils devront s'équiper d'équipements de chauffe en double ou de type « bi-énergie » et qui auront par la suite à les entretenir et à les remplacer ainsi que sur les bénéfices prévus.

Réponse :

Le client effectuant le remplacement de son appareil au gaz naturel en fin de vie pour des appareils fonctionnant en mode biénergie pourra bénéficier de subventions avantageuses provenant des Distributeurs et du SITÉ. Une fois les appareils installés, le client bénéficiera d'économie annuelle sur ses factures énergétiques. Le client au gaz naturel avait déjà à assumer les frais d'entretien sur son appareil de chauffage, il n'y a donc pas de coût

additionnel. L'entretien des appareils additionnels pourra se faire au même moment limitant ainsi les frais.

Les coûts d'entretien des appareils électriques diffèrent selon qu'il s'agit de chaudières ou de thermopompes. L'entretien requis pour les chaudières électriques est minime alors que celui du réseau hydronique (pompes, fuites, etc.) est plus exigeant mais ne dépend pas de l'équipement électrique. Le nettoyage et l'entretien des thermopompes centrales est quant à lui très similaire à celui de l'entretien des climatiseurs centraux (filtres, ventilateurs, compresseurs, sondes, etc.). Comme on estime qu'une grande proportion des clients possédant un générateur à air chaud au gaz naturel utilise aussi leurs conduits d'air pour climatiser, l'écart des frais de maintenance est donc aussi très limité.

- 11.6 Veuillez élaborer sur la possibilité que des consommateurs opportunistes ayant des équipements de chauffage au gaz naturel vétustes profitent de l'Offre biénergie pour s'équiper d'un nouveau système de chauffage électrique pour ensuite passer au TAE.

Réponse :

Puisque les coûts des équipements TAE sont substantiellement plus élevés que ceux pour la biénergie et la PRI plus longue, comme illustré aux tableaux 47 et 48 de la pièce HQD-Énergir-1, document 1 (B-0005), les Distributeurs anticipent que ces cas seront plutôt rares. Néanmoins, HQD prévoit une clause dans ses modalités de programme stipulant que le client participant au programme doit adhérer au tarif DT pour une période minimale de 10 ans faute de quoi il devra rembourser au prorata du nombre d'années résiduel l'appui financier reçu.

- 11.6.1 Le cas échéant, veuillez présenter les mécanismes prévus de remboursement des subventions à la conversion selon le nombre d'années et le niveau de subvention.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 11.6.

- 11.6.2 Veuillez élaborer sur l'aspect équitable, pour HQD, de subventionner le remplacement des équipements de chauffe au gaz naturel pour les maintenir à la

biénergie alors qu'il n'offre pas cette possibilité à ses clients du tarif DT qui utilisent un autre combustible et qui n'ont en général pas accès au réseau de gaz naturel.

Réponse :

HQD ne subventionne pas le remplacement des équipements de chauffe au gaz naturel. Comme mentionné à la section 2.2.1 de la pièce B-0006, HQD-Énergir-1, document 2, HQD offre déjà un incitatif pour l'acquisition de thermopompes à l'ensemble de la clientèle résidentielle et prévoit adapter cette offre à d'autres produits de chauffe électrique efficaces qui sont mieux adaptées à la biénergie.

Le coût des appuis financiers pour les équipements de chauffe au gaz naturel efficaces sera assumé par Énergir et ceux de tout appui financier supplémentaire requis seront assumés par le SITÉ.

- 11.6.3 Veuillez élaborer sur la possibilité que les conditions d'admissibilité de la clientèle d'Énergir incluent un nombre minimal d'années pour qu'il puissent être considérés comme « existants » et un âge maximal des équipements au gaz naturel pour garantir à HQD un effacement à la pointe critique pendant un nombre minimal d'années.

Réponse :

La définition d'un client existant a été explicitée en réponse à la question 10.3, aucune mention n'est donc faite quant au nombre minimal d'années requis pour être considéré comme un « client existant ».

Par ailleurs, Énergir tient à souligner l'importance de contribuer aux réductions d'émission de GES le plus rapidement possible, ce qui requiert que l'Offre soit mise en place le plus rapidement possible chez les clients. Tout délai dans l'admissibilité d'un client à l'Offre vient retarder les réductions des émissions de GES.

Aucune condition d'admissibilité de la clientèle concernant l'âge maximal des équipements n'est également prévue. Tel qu'énoncé en réponse à la question 11.6, HQD prévoit une clause dans les modalités de son programme de soutien pour l'acquisition d'équipements efficaces, laquelle stipule que le client participant doit adhérer au tarif DT pour une période minimale de 10 ans.

**IMPACT DE L'OFFRE SUR LA DEMANDE DE GAZ DE BASE,
À LA JOURNÉE DE POINTE ET SUR LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE**

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 8;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, Pièce [B-19](#), p. 115;
 - (iii) Pièce [B-0007](#), p. 5 et 6.

Préambule :

(i) « L'Offre vise à inciter la conversion⁸ des systèmes de chauffage au gaz naturel des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels vers des équipements biénergie. »

NDBP 8 = « Dans le présent dossier, le terme conversion réfère à la clientèle existante d'Énergir et aux nouveaux bâtiments. »

(ii)

Tableau R-83.2-A

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal	Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)	14 035 kWh
Chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)	3 163 kWh
Puissance à la pointe d'un client TAE	6,7 kW
Taux d'efficacité d'un système mazout	70%
Taux d'efficacité d'un système bi-énergie	75%

(iii) Aux pages 5 et 6, on trouve les affirmations suivantes sur les impacts de la conversion de la biénergie sur la demande de gaz naturel à l'horizon 2025 et au-delà :

« L'effet sur la journée de pointe devrait surtout se limiter à la baisse de la demande de base de la clientèle. Au terme du plan d'approvisionnement 2022-2025, cette baisse demeure négligeable »

« Au niveau du débit requis en hiver extrême, celui-ci devrait également peu varier sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025. En effet, la demande lors des journées froides ne change que très légèrement avec l'ajout de clients en biénergie, ... »

« L'impact de la biénergie à l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025 sera donc marginal au regard de son effet sur les besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême. »

« ...les fluctuations de la demande en cours de journée pourraient être plus importantes que celles observées avant le déploiement de l'Offre. Cependant, en référant à l'historique, ces journées ne sont pas celles qui génèrent les besoins les plus élevés en flexibilité opérationnelle. Étant donné cette situation, Énergir évalue que les volumes transférés vers la biénergie jusqu'en 2024-2025 ne devraient pas augmenter les besoins en flexibilité opérationnelle. »

« ...l'impact de l'Offre sur la demande en journée de pointe sera surtout relié à la baisse de la demande de base de la clientèle. Énergir estime que l'impact au-delà de l'année 2025 demeurera plutôt faible. Il en est de même pour l'impact sur le débit requis de l'hiver extrême, étant donné que les clients en biénergie continueront de consommer lors des journées froides de l'hiver. »

« En ce qui a trait aux besoins de flexibilité opérationnelle, les besoins pourraient croître dans le temps en raison des fluctuations de plus en plus importantes générées lors des journées oscillant autour de la température de permutation des clients en biénergie. Énergir n'est cependant pas en mesure d'établir à quel moment les fluctuations deviendront assez importantes pour engendrer des modifications aux stratégies de gestion de la flexibilité opérationnelle ou encore aux outils requis. »

Demandes :

12.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que l'analyse économique tout comme l'analyse d'impact sur la demande en journée de pointe de la conversion à la biénergie doit être différente selon :

12.1.1 qu'il s'agit de nouveaux bâtiments, et donc de nouveaux clients qui ajouteront de la demande à la journée de pointe; ou

Réponse :

L'approche d'évaluation de l'impact par Énergir a été d'évaluer l'impact spécifique des volumes de consommation en biénergie au fil des ans sur ses besoins de pointe, de l'hiver extrême et par rapport aux besoins de flexibilité opérationnelle. En fonction de cette approche, l'impact du passage d'un client, qu'il soit nouveau ou non, est le même par rapport aux prévisions actuelles (ie : l'impact d'un nouveau client prévu dans deux ans qui se brancherait en biénergie plutôt qu'en service « régulier » est le même que celui d'un client qui migre vers la biénergie au même moment).

Cela dit, l'impact évalué est relatif au mode de consommation, soit « régulier » ou biénergie, et non pas à celui de l'ajout ou de la perte de clients.

12.1.2 qu'il s'agit de la conversion de la clientèle existante d'Énergir qui ne consomme plus en base mais continuera de consommer, par temps froid, en dessous de la

température de bascule, avec le même profil de consommation de gaz naturel que s'ils avaient continué de se chauffer uniquement au gaz naturel.

Réponse :

Veillez-vous référer à la réponse à la question 12.1.1.

- 12.2 Considérant que la conversion à la biénergie efface 80 % de la consommation annuelle de gaz naturel et que Énergir envisage convertir 96 % de ses clients représentant 44 % de la consommation du secteur résidentiel, veuillez clarifier les différentes affirmations citées en référence (iii), à l'effet que l'impact de l'Offre biénergie sur différents aspects de la demande est négligeable à l'horizon 2025 puis minime à l'horizon 2030.

Réponse :

La conversion des volumes vers la biénergie sera graduelle au fil des ans. La conversion des volumes a été analysée pour l'ensemble des marchés (et non pas par marché spécifique). En 2030, l'analyse a été effectuée avec une conversion d'environ 60 % des volumes de migration prévus.

Au niveau de la base perdue, il s'agit des volumes présents à l'année. Comme il est expliqué dans la preuve déposée, pour la clientèle visée, ces volumes sont très faibles relativement au besoin de pointe, ce qui fait que l'impact demeure minime à l'horizon 2030.

En ce qui a trait au besoin de l'hiver extrême, étant donné que les outils d'entreposage en franchise sont généralement utilisés au-delà de la température de permutation, alors l'effet d'effritement est pratiquement le même, que la clientèle soit en biénergie ou non, en 2025 ou en 2030.

Enfin, par rapport aux besoins de flexibilité opérationnelle, Énergir n'est pas en mesure, pour le moment, d'établir l'impact précis de la biénergie en 2030. Énergir continuera de faire le suivi annuel des besoins de flexibilité dans son plan d'approvisionnement et pourra informer la Régie de tout changement requis en temps et lieu. Pour 2025, l'impact demeure relativement faible par rapport aux besoins actuels étant donné la conversion graduelle prévue des clients.

IMPACT SUR LES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS ET LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE D'ÉNERGIR

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 10;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 13;
 - (iv) Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 64, par. 250;
 - (v) [GAZETTE OFFICIELLE DU QUÉBEC, 21 avril 2021, 153^e année, n^o 16, partie 2](#), p. 2005 à 2008;
 - (vi) Pièce [B-0005](#), p. 13 à 16.

Préambule :

(i) « La structure de coûts des approvisionnements gaziers est principalement composée de coûts fixes, ceux-ci dépendant directement des hypothèses retenues pour la journée de pointe et l'hiver extrême.

[...]

L'impact de la biénergie à l'horizon du plan d'approvisionnement 2022-2025 sera donc marginal au regard de son effet sur les besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême. »

(ii) « Dans un premier temps, l'identification des clients et des volumes ciblés s'est faite sur la base des clients d'Énergir et des consommations moyennes sur trois ans entre 2017 et 2019. Dans un second temps, les hypothèses de croissance de long terme ont été appliquées à chacun des marchés afin de se projeter en 2030, soit l'année fixée par le PEV 2030 pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES dans les bâtiments. Les volumes projetés en 2030 représentent les volumes de référence ayant servi aux fins de l'Entente.

[...]

L'Offre s'adresse aux clients d'Énergir des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel ayant un besoin de chauffe des espaces ou de l'eau, qui prévoient changer un appareil prochainement. Les consommations liées au chauffage de l'eau seront totalement converties à l'électricité alors que seulement une portion des consommations liées au chauffage des espaces le seront. Les équipements périphériques, par exemple les foyers ou cuisinières, demeureront alimentés au gaz naturel. Les nouveaux bâtiments pour lesquels Énergir reçoit une demande de branchement au réseau de gaz naturel seront également visés. » [notes de bas de page omise]

(iii) « Ces hypothèses tiennent compte notamment de la croissance économique, de l'évolution attendue de la position concurrentielle, des mesures d'efficacité énergétique et leur impact anticipé sur la demande finale d'énergie. »

(iv) « [250] La Régie a fait état en audience de ses préoccupations à cet égard et a souligné par les tableau et graphique qu'elle a compilés à partir des données fournies en réponse à sa DDR que le phénomène d'effritement chez Énergir est important, notamment en termes de nombre de clients. Sur la période 2007-2017, Énergir a branché à son réseau 70 354 nouveaux clients (Pose de compteurs nouveaux clients (PCNC) en nombre de ventes signées), mais sur la même période la clientèle d'Énergir n'a crû que de 36 101 clients. Ainsi, en moyenne sur cette période, la Régie constate qu'Énergir fait face à un taux d'attrition de sa nouvelle clientèle de 49 %. Autrement dit, en moyenne année après année, pour voir sa clientèle croître d'un nouveau client, Énergir doit en raccorder deux. » [nous soulignons, notes de bas de page omise]

(v) « Ce projet de règlement propose d'interdire, à compter du 31 décembre 2021 dans certains bâtiments résidentiels neufs et à compter du 31 décembre 2023 dans certains bâtiments résidentiels existants, l'installation de chaudières, de générateurs d'air chaud et de chauffe-eau fonctionnant en tout ou en partie au mazout. Il propose aussi d'interdire, dans certains bâtiments résidentiels existants, le remplacement d'un tel appareil par un autre appareil fonctionnant en tout ou en partie au moyen d'un combustible fossile. Il propose également d'interdire, à compter du 31 décembre 2023, d'effectuer certaines réparations sur certains appareils en fonction de la date à laquelle ils ont été fabriqués. »

(vi) Les distributeurs présentent, aux tableaux 3 à 7, les résultats des différentes étapes menant à l'estimation des volumes potentiels de gaz naturel pouvant être convertis en 2030.

Demandes :

13.1 De la référence (i), la Régie comprend que l'Offre biénergie devrait avoir un impact marginal sur les volumes de gaz naturel consommés en période de pointe et que les coûts fixes ne devraient pas diminuer. Selon la compréhension de la Régie, ces coûts fixes seront susceptibles d'être répartis sur un volume total annuel de gaz naturel plus faible. Veuillez commenter.

Réponse :

Énergir confirme que les coûts fixes devraient demeurer relativement constants et les volumes totaux diminuer graduellement.

La Contribution GES permettra de mitiger l'impact de la variation à la hausse des coûts unitaires. La stratégie tarifaire relative à cette variation sera présentée à la prochaine Cause tarifaire d'Énergir.

13.2 Veuillez préciser si les hypothèses évoquées aux références (ii) et (iii) incluent implicitement le phénomène d'effritement de la clientèle d'Énergir (iv) et le projet de règlement sur les appareils de mazout (v). Veuillez élaborer.

Réponse :

Les hypothèses de croissance à l'horizon 2030 incluent tant les effets à la hausse que ceux à la baisse sur la demande et par le fait même, le phénomène d'effritement tendanciel de la clientèle.

Quant au projet de règlement sur les appareils de mazout, aucun ajustement spécifique n'a été apporté sur ce point étant donné que, premièrement, le règlement est encore au stade de projet et, deuxièmement, que la parution du projet a eu lieu après le développement des hypothèses mises en place aux fins de l'Entente. Énergir tient à préciser qu'un effet tendanciel à la baisse des conversions mazout est tout de même inclus dans sa demande, principalement dû à l'effritement du potentiel.

13.3 Aux tableaux mentionnés à la référence (vi), veuillez préciser si les années auxquelles réfèrent Énergir débutent au 1^{er} janvier ou au 1^{er} octobre.

Réponse :

Les tableaux réfèrent aux années Énergir, soit du 1^{er} octobre au 30 septembre.

13.4 La Régie a produit le tableau ci-dessous, en fonction de sa compréhension des étapes mentionnées à la référence (vi). Veuillez le vérifier, le corriger le cas échéant, et le compléter.

Année débutant le (préciser)	Clientèle d'Énergir visée biénergie ¹												Total clients Énergir (excluant industriels)			
	Résidentiel			Commercial			Institutionnel			Total			Rés.	Com.	Ins.	Total
	Conv.	NC	Tot	Conv.	NC	Tot	Conv.	NC	Tot	Conv.	NC	Tot				
2017	0	262	262	0	161	161	0	305	305	0	728	728				
2018	0	260	260	0	165	165	0	304	304	0	729	729				
2019	0	259	259	0	168	168	0	302	302	0	729	729				
Moyenne	0	260	260	0	165	165	0	304	304	0	729	729	597	1 057	577	2 231
2030	182	64	246	130	85	215	163	120	282	474	269	743				

¹ Conv. = volumes convertis, NC = volumes non convertis, Tot = Total.

Réponse :

Au vu du tableau produit par la Régie, les Distributeurs jugent pertinent de rappeler la méthodologie adoptée pour évaluer, dans un premier temps, le portrait statique du potentiel de conversion en se basant sur la demande actuelle. Pour ce faire, le portrait de la clientèle

existante a été reconstruit en faisant la moyenne des années 2017 à 2019, tel que présenté dans le tableau plus bas.

Tableau R-13.4-A :
Portrait de la clientèle d'Énergir (secteur du bâtiment)
Moyenne des années 2017-2019

	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Nombre de clients (en milliers)	142	48	7	197
Volumes (Mm ³)	597	1 057	577	2 231

En utilisant les balises citées à la section 3.1.1 de la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1 et en les appliquant sur le portrait présenté dans le tableau plus haut, les volumes visés par l'Offre ont pu être identifiés.

Tableau R-13.4-B :
Volumes des clients ciblés par l'Offre
Moyenne des années 2017-2019
(Mm³)

	Clientèle d'Énergir visée biénergie				Total clients Énergir (excluant industriels)			
	Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total	Rés.	Com.	Ins.	Total
Volumes	260	165	304	729	597	1 057	577	2 231

Dans un deuxième temps, dans le cadre de l'établissement de l'Entente et des discussions entre les deux Distributeurs, afin d'estimer les impacts tarifaires il a été nécessaire de faire une projection du potentiel de conversion pour l'année 2030. Il est donc à noter que le portrait de 2030 correspond ici au portrait du potentiel total de conversion à l'année 2030, et non la conversion estimée en 2030.

La projection des volumes visés ainsi que des volumes convertis qui en découlent à terme sont présentés dans le tableau suivant. Aucune prévision de la demande des clients non visés de l'Offre a été effectuée dans le cadre de ce dossier. Il est donc impossible de compléter les dernières colonnes du tableau.

Tableau R-13.4-C :
Clientèle d'Énergir visée à l'horizon 2030
(Mm³)

	Clientèle d'Énergir visée biénergie												Total clients Énergir (excluant industriels)			
	Résidentiel			Commercial			Institutionnel			Total			Rés.	Com.	Ins.	Total
	Conv.	NC	Tot	Conv.	NC	Tot	Conv.	NC	Tot	Conv.	NC	Tot				
Volumes	182	64	246	130	85	215	163	120	282	474	269	743	N/D	N/D	N/D	N/D

13.5 Veuillez fournir, en format Excel, le détail des estimations effectuées à la référence (vi), en utilisant le modèle de tableau ci-dessous.

Mode de consommation	Usage	Clients (milliers) / volumes (Mm ³)	Années débutant le (<i>préciser</i>)											
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030			
Biénergie	Résidentiel	Nombre de clients												
		Volumes convertis												
		Vol. non convertis												
	Commercial	Nombre de clients												
		Volumes convertis												
		Vol. non convertis												
	Institutionnel	Nombre de clients												
		Volumes convertis												
		Vol. non convertis												
	Industriel	Nombre de clients												
		Volumes convertis												
		Vol. non convertis												
Total	Nombre de clients													
	Volumes convertis													
	Vol. non convertis													
Autres clients d'Énergir	Résidentiel	Nombre de clients												
		Volumes												
	Commercial	Nombre de clients												
		Volumes												
	Institutionnel	Nombre de clients												
		Volumes												
	Industriel	Nombre de clients												
		Volumes												
	Total	Nombre de clients												
		Volumes												

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 13.4, le portrait présenté au tableau R-13.4-C correspond au plein potentiel de conversion à l'année 2030, et non à la conversion estimée en 2030.

En effet, en supposant le début de la commercialisation de l'Offre en 2022 et suivant un rythme de conversion linéaire de 1/15 par année, 9/15 du plein potentiel tout marché confondu serait atteint à l'année tarifaire 2030. Les Distributeurs joignent le détail des estimations dans le modèle fourni par la Régie à l'Annexe Q-13.5 sous format Excel. À noter, comme mentionné à la question 13.4, que l'information sur la prévision de la demande de la clientèle non visée par l'Offre n'a pas été réalisée dans le présent dossier.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 5 et 6;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 6;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 15 et 16.

Préambule :

(i) « Comme pour les besoins de la journée de pointe et de l'hiver extrême, l'impact net prévu sur la flexibilité opérationnelle sur l'horizon 2022-2025 sera négligeable. Pour les journées oscillant autour de la température de permutation, les fluctuations de la demande en cours de journée pourraient être plus importantes que celles observées avant le déploiement de l'Offre. Cependant, en référant à l'historique, ces journées ne sont pas celles qui génèrent les besoins les plus élevés en flexibilité opérationnelle. Étant donné cette situation, Énergir évalue que les volumes transférés vers la biénergie jusqu'en 2024-2025 ne devraient pas augmenter les besoins en flexibilité opérationnelle. » [nous soulignons, notes de bas de pages omises]

(ii) « En ce qui a trait aux besoins de flexibilité opérationnelle, les besoins pourraient croître dans le temps en raison des fluctuations de plus en plus importantes générées lors des journées oscillant autour de la température de permutation des clients en biénergie. Énergir n'est cependant pas en mesure d'établir à quel moment les fluctuations deviendront assez importantes pour engendrer des modifications aux stratégies de gestion de la flexibilité opérationnelle ou encore aux outils requis.

Dans tous les cas, dans la mesure où un impact significatif est constaté relativement aux méthodes d'établissement des besoins ou encore aux outils requis pour la pointe, pour l'hiver extrême ou pour la flexibilité opérationnelle, Énergir en avisera la Régie de l'énergie (la Régie) lors du dépôt du plan d'approvisionnement. » [nous soulignons]

(iii) « En pratique, dans le cas d'appareils de chauffage électriques standards, la permutation de l'électricité vers le gaz naturel sera effective pour la température déterminée au tarif DT. Cependant, la permutation des systèmes pourrait se faire à une température différente dans certaines situations. En effet, dans le cas d'appareils de chauffage électriques efficaces (thermopompe), la capacité de ces appareils pourrait ne pas suffire à assurer un confort au client, car plus la température baisse, plus la capacité des thermopompes diminue. Afin d'assurer le confort des occupants, il pourrait y avoir une consommation de gaz naturel même si la Température de permutation n'est pas atteinte. Cette température d'équilibre varie d'un bâtiment à l'autre, mais peut être estimée à -9°C pour les besoins d'évaluation des volumes de gaz naturel convertissables.

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. HQD précise que la Température

de permutation de l'éventuel tarif biénergie visant la clientèle commerciale et institutionnelle sera définie indépendamment de la température de permutation effective. Ainsi, cette limite pourrait être fixée à -12 °C et -15°C, à l'instar du tarif DT, bien que certains équipements puissent, dans les faits, permuter au gaz naturel à une température plus élevée, pour les mêmes raisons que celles invoquées ci-dessus. Ceci ne constitue pas un enjeu pour HQD, puisque le client rendra le service d'effacement prévu au tarif biénergie applicable en supprimant sa charge de chauffage électrique en périodes de pointe. »

[nous soulignons]

Demandes :

- 14.1 Considérant la référence (i), veuillez préciser la période d'analyse d'Énergir permettant d'affirmer que les journées oscillant autour de la température de permutation ne sont pas celles qui génèrent les besoins les plus élevés en flexibilité opérationnelle.

Réponse :

La période d'analyse est celle de 2007-2008 à 2019-2020.

- 14.2 Considérant la référence (ii), veuillez préciser la notion d'impact significatif.

Réponse :

Énergir évalue ses besoins de flexibilité opérationnelle à chaque année sur la base des fluctuations enregistrées en cours de journée gazière dans son historique. Ainsi, à partir du moment où des clients commenceront à être convertis à la biénergie, l'impact de ces clients sur les fluctuations enregistrées en cours de journée gazière sera mesuré. Un impact sera jugé significatif si les fluctuations observées ou prévues entraînent des difficultés à rencontrer les normes du transporteur (sous forme de frais de *Load Balancing*) ou nécessitent un ajustement matériel sur les capacités d'injection ou de retrait à Dawn. Normalement, un impact matériel sur les capacités représenterait une variation autour de 5 %.

- 14.3 Considérant les références (ii) et (iii), veuillez expliquer les conséquences de la fixation de la température de permutation sur les besoins de flexibilité opérationnelle d'Énergir, selon que cette température soit établie à -9 °C, -12 °C ou -15 °C.

Réponse :

La flexibilité opérationnelle constitue les besoins d'outils de transport afin d'ajuster les écarts entre la consommation prévue et la consommation réelle en cours de journée gazière.

Par rapport aux températures de permutation, deux concepts doivent être considérés ayant un impact sur les besoins de flexibilité opérationnelle.

Premièrement, la capacité de bien estimer la demande sur la journée gazière va dépendre de la « force » de la permutation des volumes en cours de journée. Ainsi, si le point de permutation de l'ensemble de la clientèle se produisait exactement à -12 °C et que la température était toujours identique dans l'ensemble du Québec, alors il y aurait un grand impact potentiel « d'un coup » sur les besoins de la clientèle. À ce moment, une journée réelle à une température précise de -11 °C pour les 24 heures de la journée entraînerait un écart important de la demande par rapport à une température prévue exactement à -12 °C pour les 24 heures de la journée. Donc, plus les clients biénergie sont répartis entre plusieurs températures de permutation et dans plusieurs régions du Québec (où la température n'est pas identique à tout moment), moins il y aura d'écart entre le prévisionnel et le réel.

Deuxièmement, la plupart du temps, à une température de -12 °C ou plus froid, ce sont surtout les outils d'entreposage en franchise qui vont varier, plutôt que les besoins d'outils de transport. Comme la flexibilité opérationnelle se mesure sur les besoins d'outils de transport, plus la température de permutation est froide, moins elle impacte les besoins de flexibilité opérationnelle.

Ainsi, en fonction de ces deux concepts, une température de permutation unique à tous les clients de -9 °C aurait probablement le plus grand impact sur les besoins de flexibilité opérationnelle d'Énergir.

Cela dit, l'impact sur les besoins de flexibilité opérationnelle n'est que l'un des aspects à considérer dans le dossier et les coûts associés à cet impact pourraient être minimales en comparaison des avantages de la solution retenue.

- 14.4 Considérant les références (ii) et (iii), veuillez :

- 14.4.1 Confirmer que le choix de -12°C ou de -15°C comme température de permutation du mode chauffage et de déclenchement du deuxième palier du tarif DT a été fait dans un souci d'équité, c'est-à-dire pour que les gens de l'extérieur de la grande région de Montréal qui subissent un plus grand

nombre d'heures de grands froids paient la partie élevée du tarif DT sur un nombre de degrés jours de chauffage qui ne dépasse pas injustement celui de Montréal.

Réponse :

HQD confirme que le choix de permutation à -15 °C a été fait afin de ne pas pénaliser indûment les clients habitant les régions extérieures de Montréal, où le nombre d'heures à -12 °C aurait généré un volume substantiellement plus élevé de consommation au deuxième palier.

Par ailleurs, la clientèle résidentielle d'Énergir visée par l'Offre se retrouve principalement dans la grande région métropolitaine, soit une zone où le seuil de permutation est de -12 °C. Veuillez vous référer à la pièce B-0005, HQD-Énergir-1, document 1, page 15, note 14.

- 14.4.2 Confirmer que le choix de permuter au combustible à -9 °C pour les clients ayant une thermopompe est uniquement dû à une contrainte technique voulant que les thermopompes perdent rapidement leurs performances en-dessous de cette température.

Réponse :

HQD le confirme.

Toutefois, HQD croit important de souligner qu'il ne s'agit pas à proprement parler d'un « choix » de la part des clients. En outre, l'hypothèse d'une permutation à -9 °C a été utilisée aux fins des analyses mais, dans les faits, elle peut différer selon les clients. À cet effet, veuillez vous référer à la réponse à la question 14.4.4.

- 14.4.3 Élaborer sur la possibilité qu'avec les progrès technologiques des pompes à chaleur offertes sur le marché canadien, la température de permutation de -9 C qui avait été choisie pour ces machines, ne pourrait pas maintenant être relevée à -12 C, voire - 15 C.

Réponse :

HQD comprend que la Régie fait référence dans sa question aux thermopompes à débit de réfrigérant variable (communément appelées « climat froid »). Il est effectivement possible de choisir ce type

d'équipement plutôt qu'une thermopompe standard. Cependant, ces équipements sont offerts à un coût significativement plus élevé et leurs capacités supplémentaires ne pourront pas être utilisées à leur plein potentiel vu l'utilisation du signal de la sonde de température pour forcer leur arrêt à la température limite du tarif.

Les Distributeurs sont d'avis qu'il est plus judicieux de recourir aux équipements de chauffe électrique offerts aux meilleurs coûts et ayant la capacité requise pour la charge électrique prévue en biénergie.

Concernant la notion de choix mentionnée dans la question, veuillez vous référer aux réponses aux questions 14.4.2 et 14.4.4.

- 14.4.4 Préciser à partir de quelle température les clients qui déclenchent le mode combustible dès -9°C parce qu'ils possèdent une thermopompe, se voient, selon la région géographique où ils habitent, facturer l'électricité qu'ils consomment au taux élevé du tarif DT.
- Si égale à -12°C ou -15°C selon la région, veuillez confirmer qu'il y a deux sondes de permutation différentes : une pour le passage au mode combustible et une autre au niveau du compteur biénergie pour le changement de taux du tarif DT.
 - Si différente que -12 ou -15 selon la région, notamment -9 , veuillez élaborer sur l'équité de leur situation de voir leur facturation de base facturée un nombre d'heures beaucoup plus important que les autres adhérents au tarif DT.

Réponse :

L'électricité consommée au tarif DT est seulement facturée au prix élevé à partir de -12°C ou -15°C , selon la région, peu importe le système de chauffage électrique utilisé (thermopompe ou chaudière). Cette permutation entre les prix est effectuée par une seule et unique sonde de température programmée à -12°C ou -15°C selon la région.

Quant à la question d'équité, HQD réfère la Régie à la réponse à la question 14.4.1.

HQD désire apporter quelques précisions qu'il juge importantes pour la compréhension du mode de fonctionnement des systèmes biénergie comprenant une thermopompe. La température de permutation « naturelle » des systèmes utilisant une thermopompe n'est pas un « choix » du client. Pour que les thermopompes dépourvues d'un système à débit variable

fonctionnent bien, elles doivent être dimensionnées en fonction des charges de climatisation requises pendant l'été. Au Canada et dans le nord des États-Unis, il est recommandé de surdimensionner la capacité de la thermopompe en fonction de cette charge pour une utilisation optimale en chauffage. Il n'est pas recommandé d'aller au-delà d'un léger surdimensionnement puisque le fonctionnement en climatisation sera alors affecté. Par exemple, si la charge de climatisation est évaluée à 20 000 BTU/h, le dimensionnement de la thermopompe proposée sera de 24 000 BTU/h (+ 20 %).

En chauffage, une thermopompe centrale doit être contrôlée par un thermostat à deux stages. À chaque fois que la température baisse, le thermostat démarre d'abord le 1^{er} stage (thermopompe). Si la température intérieure se rétablit, le système s'arrête et attend la prochaine demande. C'est seulement lorsque le thermostat n'est pas en mesure de rétablir la température demandée dans un temps raisonnable qu'il fait appel au 2^e stage (gaz naturel). Cette permutation naturelle dépend de plusieurs facteurs (charges internes, gains solaires, température de consigne du thermostat, etc.). La température moyenne de permutation naturelle (ou température moyenne d'équilibre) de la combinaison habitation-thermopompe est estimée à -9 °C.

Mais, au moment de cette permutation naturelle, il n'y a pas de permutation du registre du compteur. Il faut rappeler que la sonde de température du compteur a deux fonctions : 1) permuter le registre du compteur et 2) envoyer le même signal au système de chauffage pour empêcher le démarrage du système électrique. Pour le système à deux stages décrit précédemment, cela se traduit par le démarrage immédiat du système au gaz naturel dès que le thermostat est en demande, soit lorsque la température extérieure est inférieure à la limite de la sonde (-12 °C ou -15 °C selon les régions).

**ANNEXE Q-1.1 :
DÉCRET N° 874-2021 DU 23 JUIN 2021**

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 13^o de l'article 12 de la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (chapitre M-25.2), les fonctions et pouvoirs du ministre consistent à assurer le maintien des approvisionnements en énergie;

ATTENDU QUE, en vertu du premier alinéa de l'article 15 de cette loi, le ministre peut, pour l'exercice de ses fonctions, accorder des subventions;

ATTENDU QU'IL y a lieu d'autoriser le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles à verser à Pituvik Sarvaq Energie inc. une subvention maximale de 7 500 000 \$, soit 5 000 000 \$ pour l'exercice financier 2021-2022 et 2 500 000 \$ pour l'exercice financier 2022-2023, pour la réalisation du projet d'aménagement hydroélectrique Innavik à Inukjuak;

ATTENDU QUE les modalités et les conditions de cette subvention seront établies dans une convention à intervenir entre Pituvik Sarvaq Energie inc. et le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, laquelle sera substantiellement conforme au projet de convention joint à la recommandation ministérielle du présent décret;

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe a de l'article 3 du Règlement sur la promesse et l'octroi de subventions (chapitre A-6.01, r. 6), tout octroi ou toute promesse de subvention doivent être soumis à l'approbation préalable du gouvernement, sur recommandation du Conseil du trésor, lorsque le montant de cet octroi ou de cette promesse est égal ou supérieur à 1 000 000 \$;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles :

QUE le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles soit autorisé à verser à Pituvik Sarvaq Energie inc. une subvention maximale de 7 500 000 \$, soit 5 000 000 \$ pour l'exercice financier 2021-2022 et 2 500 000 \$ pour l'exercice financier 2022-2023, pour la réalisation du projet d'aménagement hydroélectrique Innavik à Inukjuak;

QUE les modalités et les conditions de cette subvention soient établies dans une convention à intervenir entre Pituvik Sarvaq Energie inc. et le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, laquelle sera substantiellement conforme au projet de convention joint à la recommandation ministérielle du présent décret.

Le greffier du Conseil exécutif,

YVES OUELLET

75151

Gouvernement du Québec

Décret 874-2021, 23 juin 2021

CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de la mise en œuvre d'une solution favorisant la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le chauffage des bâtiments par l'intermédiaire de la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel

ATTENDU QUE le paragraphe 1^o du premier alinéa de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) prévoit que la Régie de l'énergie a compétence exclusive pour notamment fixer les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée ou ceux auxquels le gaz naturel est transporté ou livré;

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 3^o de l'article 32 de cette loi, Hydro-Québec et Énergir entendent demander à la Régie de l'énergie d'énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe;

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 10^o du premier alinéa de l'article 49 de cette loi, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie de l'énergie doit notamment tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

ATTENDU QUE, en vertu du premier alinéa de l'article 52.1 de cette loi, dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs, la Régie de l'énergie tient compte notamment, en y apportant les adaptations nécessaires, du paragraphe 10^o du premier alinéa de l'article 49 de cette même loi;

ATTENDU QUE le Québec s'est doté, dans le Plan pour une économie verte 2030, d'une cible de réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre issues du chauffage des bâtiments à l'horizon 2030, par rapport au niveau de 1990;

ATTENDU QUE dans le Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement a indiqué que l'électrification à 100 % du chauffage ne constituerait pas une utilisation de l'électricité optimale pour le Québec, qu'une telle approche occasionnerait un important enjeu de pointe, à certaines heures de l'hiver, quand la consommation électrique atteint un niveau maximal, et qu'elle aurait également un effet négatif sur les coûts pour l'ensemble des clients;

ATTENDU QUE dans ce contexte, le gouvernement a également indiqué dans le Plan pour une économie verte 2030 que la complémentarité des réseaux électrique et gazier du Québec sera un vecteur de réussite pour l'atteinte de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le chauffage des bâtiments à l'horizon 2030;

ATTENDU QUE dans le Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement demande à Hydro-Québec et à Énergir de proposer conjointement les meilleurs moyens de réduire la part du carbone dans la chauffe des bâtiments au meilleur coût, pour les clients comme pour l'ensemble de la collectivité;

ATTENDU QU'il y a lieu d'indiquer à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de la mise en œuvre d'une solution favorisant la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le chauffage des bâtiments par l'intermédiaire de la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles :

QUE soient indiquées à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes à l'égard de la mise en œuvre d'une solution favorisant la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le chauffage des bâtiments par l'intermédiaire de la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel :

1^o Il y aurait lieu de favoriser l'atteinte des cibles du Plan pour une économie verte 2030 et de son Plan de mise en œuvre 2021-2026;

2^o Il y aurait lieu de reconnaître le principe d'une approche complémentaire entre les deux sources d'énergie que sont l'électricité et le gaz naturel;

3^o Il y aurait lieu de reconnaître les efforts d'Hydro-Québec et Énergir en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le chauffage des bâtiments, dont le résultat prend la forme d'une solution conjointe et d'une entente négociée, dans le contexte de la transition énergétique, qui seront déposées auprès de la Régie de l'énergie;

4^o Il y aurait lieu de permettre un partage entre Hydro-Québec et Énergir des coûts liés à la solution visant la conversion à la biénergie électricité – gaz naturel d'une partie des clients actuels d'Énergir, et ce, afin d'équilibrer l'impact tarifaire entre les clients des deux distributeurs.

Le greffier du Conseil exécutif,
YVES OUELLET

75152

Gouvernement du Québec

Décret 875-2021, 23 juin 2021

CONCERNANT la nomination d'une membre du conseil d'administration de Télé-université

ATTENDU QU'en vertu de l'article 3 des lettres patentes accordées à Télé-université par le décret numéro 1302-2011 du 14 décembre 2011 le conseil d'administration de Télé-université se compose de dix-sept membres;

ATTENDU QU'en vertu du paragraphe b de l'article 3 de ces lettres patentes deux personnes exerçant une fonction de direction à Télé-université sont nommées par le gouvernement pour cinq ans et désignées par le conseil d'administration, sur la recommandation du directeur général;

ATTENDU QU'en vertu de l'article 8 de ces lettres patentes, sous réserve du troisième alinéa de l'article 55 de la Loi sur l'Université du Québec (chapitre U-1), toute vacance est comblée en suivant le mode prescrit pour la nomination du membre à remplacer;

ATTENDU QU'en vertu du décret numéro 1462-2018 du 19 décembre 2018 madame Josée Bélanger était nommée membre du conseil d'administration de Télé-université, qu'elle a démissionné de ses fonctions et qu'il y a lieu de pourvoir à son remplacement;

ATTENDU QUE sur la recommandation de la directrice générale le conseil d'administration a désigné madame Debbie Gendron;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation de la ministre de l'Enseignement supérieur :

QUE madame Debbie Gendron, directrice des services administratifs, Télé-université, soit nommée membre du conseil d'administration de Télé-université, à titre de personne exerçant une fonction de direction, pour un mandat de cinq ans à compter des présentes, en remplacement de madame Josée Bélanger.

Le greffier du Conseil exécutif,
YVES OUELLET

75153

**L'ANNEXE Q-13.5 EST DEPOSEE EN FORMAT ELECTRONIQUE
SEULEMENT**