

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

No: R- 4169-2021

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

*Demande relative aux mesures de soutien
à la décarbonation du chauffage des
bâtiments;*

ÉNERGIR, s.e.c.
et
HYDRO-QUÉBEC
Demanderesses

- et -

OPTION CONSOMMATEURS
Intervenante

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS
par Dr Roger Higgin et Pascal Cormier

Table des matières

1. INTRODUCTION	4
2. PROGRAMME BIÉNERGIE.....	5
2.1. Aperçu	5
3. L'OFFRE	8
3.1. Marchés ciblés	8
3.2. Phase 1 : Marché résidentiel.....	9
3.3. Phase 2 : Marché commercial et institutionnel.....	9
3.4. Clients ciblés	11
3.5. Consommation de gaz par les marchés ciblés.....	12
3.6. Conversions potentielles d'ici 2030	13
3.7. Consommation supplémentaire d'électricité.....	14

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

4. SCÉNARIOS DE CONVERSION	15
4.1. Scénario tout à l'électricité (TAE)	15
4.2. Scénario biénergie.....	16
5. IMPACTS SUR LES SYSTÈMES D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ	16
5.1. Impact sur le système de distribution de HQD	16
5.2. Coûts évités pour le gaz	17
5.3. Coûts marginaux pour HQD	19
5.4. Revenu marginal pour HQD	19
5.5. Revenu marginal - Scénario biénergie (l'Offre)	19
5.6. Coûts marginaux de l'électricité.....	21
5.7. Coûts marginaux pour la transmission et la distribution de l'HQ.....	21
5.8. Impact sur les besoins en revenus de HQD	22
6. RÉSUMÉ DES IMPACTS FINANCIERS POUR LES DISTRIBUTEURS	25
6.1. Revenus requis.....	25
6.2. Contribution à la réduction des GES - transfert entre les Distributeurs	25
6.3. Calcul de la contribution des GES de HQD à Énergir.....	27
6.4. Mécanisme de découplage des revenus d'Énergir	30
7. IMPACTS SUR LES CLIENTS	31
7.2. Sous-secteur résidentiel UDT	31
7.3. Segment des multilogements	33
7.4. Comparaison des dépenses d'exploitation des clients (OPEX).....	34
7.5. Comparaison des dépenses d'investissement des clients (CAPEX)	35
7.6. Analyse des coûts totaux pour le client et évaluation de la période de retour sur l'investissement.....	35
8. ACCORD ENERGIR-HQD	41
8.1. Plans d'affaires.....	41
8.2. Plans de marketing et budget	41
8.3. Estimation de la contribution aux GES de HQD-Energir.....	42
9. ESTIMATION DE LA RÉDUCTION D'ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE 2022-2030	42
10. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE	44

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

10.1. Coût de l'Offre pour la société.....	44
10.2. Tests de faisabilité économique	45
« 4.2 Le cas échéant, veuillez préciser les données ou informations requises afin de présenter les résultats d'un TCTR pour l'Offre biénergie. »	46
10.3. Comparaison avec les programmes d'efficacité énergétique des Distributeurs	47
10.4. Comparaison avec d'autres programmes de conversion de combustible.....	48
11. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS d'OC.....	50
11.1. Conclusions d'OC	50
11.2. Recommandations d'OC.....	54

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

1. INTRODUCTION

Option consommateurs (OC) représente les intérêts des clients résidentiels d'Énergir s.e.c. (Énergir) et d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (HQD) (ci-après les «Distributeurs»). Ainsi, OC a pris connaissance de la proposition d'Hydro-Québec Distribution et d'Énergir s. e. c. ayant à l'esprit les intérêts de ces clients. OC est d'avis que le rôle principal du régulateur est la protection des consommateurs contre l'impact négatif que pourrait avoir la position de dominance de marché que représentent les monopoles de distribution de gaz naturel et d'électricité. En effet, l'absence de compétition découlant de marchés monopolistiques expose les clients à payer des biens et/ou services à des niveaux plus élevés que ce qui existerait dans un marché compétitif. OC comprend de la proposition des Distributeurs qu'il y aurait une alliance entre ceux-ci ce qui ferait en sorte d'altérer les offres disponibles aux clients résidentiels. En effet, les Distributeurs sont généralement en compétition pour répondre à certains besoins des clients résidentiels¹. De plus, OC comprend de la preuve au dossier que la proposition des demanderesse résulte d'une volonté politique exprimée par un décret².

Comme il en sera question dans les sections suivantes, la proposition des distributeurs est d'inciter les clients existants et futurs de gaz naturel à convertir les systèmes de chauffage pour les espaces et l'eau à des systèmes biénergie qui utiliserait l'électricité pour toutes les heures de l'année ou la température serait supérieure à moins 9 degrés Celsius. L'objectif étant de réduire les émissions de gaz à effet de serre tout en évitant de créer des besoins de puissances additionnels. Étant donné que les conditions du marché actuel (tarif interruptible actuel, prix de la molécule de gaz, prix de la tonne du carbone applicable au Québec) ne sont pas suffisantes pour inciter les clients à opter pour la biénergie, les demanderesse demande à la Régie donner effet à une entente conclut entre HQD et Énergir qui a pour but d'offrir des incitatifs monétaires aux clients d'Énergir de convertir le chauffage des espaces et de l'eau à un système biénergie. Étant donné qu'une conversion significative de l'usage du gaz naturel vers l'électricité aura un impact significatif à la baisse sur les revenus d'Énergir, l'entente prévoit un transfert monétaire d'HQD vers Énergir pour les volumes convertis, et ce afin de réduire l'ampleur du choc tarifaire résultant de cette démarche.

Au net, la mise en place de cette proposition aura un impact tarifaire à la hausse pour les clients des deux distributeurs. En contrepartie, les bienfaits indéniables de la baisse des émissions de gaz à effet de serre bénéficieront à l'ensemble des citoyens, tant au Québec qu'à l'extérieur de ses frontières. Les clients des demanderesse forment donc un sous-groupe des bénéficiaires de cette mesure. Cette inadéquation entre les payeurs et les bénéficiaires est contraire au principe d'utilisateur payeur ou de causalité des coûts généralement appliquée par les régulateurs de monopoles.

¹ Ex : besoin de chauffage des espaces, eau chaude et certains appareils électroménagers (cuisinière, sécheuse, etc).

² Décret : no. 874-2021

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

De plus, comme il en sera démontré dans les sections suivantes, il manque plusieurs éléments d'information ce qui empêche d'évaluer adéquatement le coût réel et complet de cette proposition.

En définitive, OC est d'avis que la proposition des Distributeurs soulève plusieurs préoccupations liées aux grands principes réglementaires notamment, les notions de causalité des coûts et de neutralité tarifaire.

2. PROGRAMME BIÉNERGIE

2.1. Aperçu

Les mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments est un programme de substitution d'énergie/carburant proposé par le distributeur de gaz québécois Énergir s.e.c. et le distributeur d'électricité Hydro-Québec Distribution. Le programme Biénergie est unique en son genre, car les distributeurs d'énergie sont normalement en concurrence pour les clients et la charge, et ce de plusieurs façons.

Ce programme découle de l'engagement du gouvernement du Québec de réduire les émissions de gaz à effet de serre («GES») de 37% d'ici 2030. La principale stratégie préconisée par le gouvernement pour atteindre cet objectif est l'électrification de l'économie, entre autres par la décarbonisation du chauffage des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels. Le gouvernement se fixe comme objectif de réduire, d'ici 2030, de 50 % les émissions de GES provenant du chauffage des bâtiments par rapport aux niveaux de 1990, tout en maximisant les avantages économiques et en minimisant les coûts pour les clients.

Selon les Distributeurs, leur proposition, qui consiste à un programme collaboratif entre eux, doit tenir compte des critères suivants élaborés par le gouvernement:

- l'augmentation des besoins en puissance du distributeur d'électricité ;
- les conséquences sur les tarifs de gaz naturel pour les autres clients, notamment pour les industries ;
- les surcoûts liés à la conversion du côté des clients ;
- la complémentarité des différentes mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe qui seront mises en place ;
- la demande de pointe qui se produira/se mettra en place ;
- la nécessité de maintenir des solutions énergétiques de rechange en cas de pannes électriques.

Les Distributeurs affirment que leur proposition, soit l'Offre concertée de biénergie («l'Offre»), répond à tous ces critères en ce qu'il inclut les trois éléments suivants :

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

- un mécanisme visant à équilibrer les impacts financiers des Distributeurs de la conversion à la biénergie d'une partie de la clientèle d'Énergir (section 8) ;
- des offres commerciales encourageant l'installation de systèmes biénergie écoénergétiques dans les bâtiments visés en collaboration avec le SITÉ (sections 9.3 et 9.4) ;
- des options tarifaires favorisant la conversion vers la biénergie des charges de chauffage de l'espace, minimisant ainsi les impacts sur la pointe du réseau électrique (HQD-Énergir-1, document 2, section 2.1 pour la clientèle résidentielle).

Les Distributeurs sont d'avis que l'Offre, qui comprend les trois composantes décrites ci-dessus, leur permet d'atteindre l'équilibre souhaité.³

2.2. Coût du programme biénergie

OC et d'autres intervenants ont demandé aux Distributeurs de fournir une estimation du coût total de la proposition sur la période 2022-2030 (en \$2020), soit les coûts suivants :

- Coûts assumés par l'ensemble des clients d'Énergir (clients)
- Coûts assumés par l'ensemble des clients d'HQD (clients)
- Coûts assumés par les gouvernements (contribuables)
- Coûts assumés par les propriétaires de bâtiments (participants)

Les Distributeurs indiquent que les impacts financiers de l'Offre pour Énergir et HQD ainsi que leur clientèle sont décrits aux sections 5 et 6 de la pièce B-0034. Toutefois, à la section 2.3 de la pièce B-0006, il y est indiqué que des discussions sont en cours avec le secteur de l'innovation et de la transition énergétiques du le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (SITÉ) pour la mise ne place de mesures de soutien sous la forme d'aide financière qui sera offerte par ce dernier et par les Distributeurs. OC constate ainsi qu'une portion de cette aide proviendra des Distributeurs sans toutefois en connaître l'ampleur. Ainsi les Distributeurs demandent à la Régie d'approuver leur proposition sans avoir le coût réel de celle-ci.

En demandes de renseignements, la Régie a demandé aux Distributeurs de fournir une estimation du coût par tonne métrique de GES évité pour chaque année du programme et pour le total des 9 années. En ce qui concerne les impacts environnementaux et les émissions de gaz à effet de serre, le coût total de l'Offre est de 503 millions de dollars sur 9 ans et une réduction des GES de 2 695 570 t eq. CO₂, soit environ 200 \$/ t. Ce montant est nettement supérieur à la valeur.

³ Pièce B-0042, p. 2, l. 5 à 8.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

2.3. Programmes de substitution de carburant (biénergie) dans d'autres juridictions

En ce qui concerne les programmes biénergie ayant des similarités avec la proposition des Distributeurs, les demanderesses indiquent ceci⁴ :

« Les Distributeurs ont réalisé un balisage sommaire dans d'autres juridictions et n'ont trouvé aucune offre similaire à celle proposée. Il est important de rappeler le contexte unique du Québec avec son climat hivernal, la présence dominante du chauffage électrique, son électricité renouvelable ainsi que le réseau gazier d'Énergir pouvant desservir les besoins de pointe énergétique. Tous ces facteurs sont propices à l'implantation d'une telle mesure innovante. »

OC a demandé aux Distributeurs de confirmer qu'ils avaient effectué un exercice de balisage pour déterminer s'il existe des initiatives d'autres entités réglementées ayant des caractéristiques similaires à leur proposition et, si tel est le cas, de fournir le(s) document(s) faisant état du résultat de ce balisage. En réponse à cette requête, les Distributeurs ont confirmé ne pas avoir analysé les programmes de planification intégrée des ressources dans l'État de New York.

Commentaire OC n°1 :

Il appert de la preuve au dossier que les Distributeurs n'ont pas fait état de l'ensemble des coûts de leur proposition. En effet, la preuve au dossier se limite à des estimations des augmentations de tarifs à la marge. L'information sur les coûts de conversion ainsi que les subventions n'a pas été divulguée. Ainsi, l'analyse avantage-coûts (retour sur l'investissement) pour les clients/participants potentiels est incomplète.

De plus, les Distributeurs ne fournissent aucune information sur des programmes ayant des similarités avec leurs propositions dans d'autres juridictions. Malgré l'existence de tels programmes ailleurs (ex. dans l'état de New York) les Distributeurs s'appuient sur le caractère unique du Québec pour justifier leur proposition.

⁴ Pièce B-0042, p. 3 et 4, l. 14 à 3.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

3. L'OFFRE⁵

3.1. Marchés ciblés

Les Distributeurs désignent le marché cible comme étant les clients existants d'Énergir et les nouveaux bâtiments. En outre, ils affirment que le chauffage des bâtiments est le secteur qui exerce le plus de pression sur le réseau électrique pendant les périodes de pointe de consommation hivernale.

Les Distributeurs, à travers l'Offre, visent à pallier cette situation par le déploiement de systèmes biénergie électricité-gaz naturel, auprès d'une partie de la clientèle résidentielle d'Énergir, pour le chauffage des locaux et de l'eau et pour les nouveaux bâtiments. De cette manière, la clientèle cible sera encouragée à utiliser l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau, sauf lorsque la température d'équilibre est supérieure au point d'équilibre de l'électricité, le gaz étant alors utilisé pour le chauffage des locaux.

Les Distributeurs confirment que l'Offre n'est pas disponible pour les clients utilisant des combustibles fossiles autres que le gaz naturel. Toutefois, comme c'est le cas actuellement, un petit nombre de clients utilisant du pétrole ou du propane peuvent demander le tarif HQD DT et se convertir à l'électricité. Lors de la séance de travail, les Distributeurs ont confirmé ces critères d'admissibilité et également le fait que l'Offre n'est actuellement pas disponible pour les clients gaziers du territoire de service de Gazifère.

Commentaire OC n°2 :

Les Distributeurs ont limité le marché résidentiel cible à 136000 clients d'Énergir. Cette situation est problématique si l'on veut que l'Offre atteigne le plus possible les objectifs du gouvernement. En conformité avec le principe de l'équité, le programme devrait être également être offert dans le territoire de service de Gazifère ainsi qu'aux autres utilisateurs de combustibles fossiles en dehors des zones de service du gaz. Dans ce dernier cas, pour accroître l'universalité, les utilisateurs de mazout et de propane devraient être sollicités et leurs fournisseurs devraient être compensés pour la perte de marché d'une manière similaire à Énergir.

⁵ B-0034 : Section 2. P. 8 et 9

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

3.2. Phase 1 : Marché résidentiel

Les utilisations finales spécifiques ciblées pour le secteur résidentiel comprennent :

- Chauffage résidentiel et appareils spécifiques :
 - Générateur d'air chaud
 - Chaudière

- Eau chaude résidentielle
 - Chauffe-eau à réservoir
 - Chauffe-eau instantané

3.3. Phase 2 : Marché commercial et institutionnel

Dans la phase 2, l'offre sera étendue aux utilisations suivantes :

- Systèmes de chauffage des bâtiments commerciaux et institutionnels
 - Générateur d'air chaud
 - Chaudière
 - Unités de toit
- Eau chaude commerciale
- Bâtiments institutionnels

TABLEAU 1 :

SOURCE D'ÉNERGIE VISÉE PAR USAGE SELON LE VOLUME DE CONSOMMATION DES CLIENTS*

Volume annuel total (m³)	Usage	Secteur		
		Résidentiel	Commercial	Institutionnel
		(ex. : unifamiliale, duplex, triplex)	(ex. : café de quartier, succursale)	(ex. : école primaire, CIUSS)
≤ 15 000	Chauffage	Biénergie	Biénergie	Biénergie
	Eau chaude	Électricité	Électricité	Électricité
> 15 000 et ≤ 500 000	Chauffage	Gaz naturel	Gaz naturel	Biénergie
	Eau chaude	Gaz naturel	Gaz naturel	Électricité
> 500 000	Chauffage	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel
	Eau chaude	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel

* Clients actuellement au gaz naturel ou nouveaux bâtiments.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Les Distributeurs indiquent que la conversion des chauffe-eau résidentiels ne contribuera pas à la gestion des pointes, car les unités fonctionnent en pointe. Cependant, elle contribue à la réduction des émissions de GES. Ils notent que seuls les clients ayant une charge de chauffage des locaux bénéficieront d'un tarif biénergie ⁶.

TABLEAU 2 :
EXEMPLES DE TECHNOLOGIES SELON LES SECTEURS VISÉS

Usage	Secteur / sous-secteur	Technologie existante	Technologie complémentaire pour la biénergie
Chauffage de l'espace	Unifamiliales	Générateur d'air chaud	Thermopompe
		Chaudière	Chaudière électrique
	Multihabitations	Chaudière	Chaudière électrique
	Commercial	Générateur d'air chaud	Thermopompe
		Chaudière	Chaudière électrique
		Unités de toit	Thermopompe
	Institutionnel	Générateur d'air chaud	Thermopompe
		Chaudière	Chaudière électrique
		Unités de toit	Thermopompe
Chauffage de l'eau	Tous	Chauffe-eau au gaz naturel	Chauffe-eau électrique résistif

Les Distributeurs indiquent que le tarif biénergie d'HQD (tarif DT) s'applique uniquement à un client possédant un système biénergie conforme, tel que défini à l'article 2.30, et répondant aux caractéristiques énoncées à l'article 2.31 des Tarifs et Conditions de service d'Hydro-Québec Distribution. En outre, comme le prévoit l'article 2.31(a), la capacité du système en mode combustible doit être suffisante pour fournir la chaleur nécessaire au chauffage des locaux, et ce nonobstant le chauffage de l'eau. Les sources d'énergie du système biénergie ne doivent pas être utilisées simultanément. Par exemple, un client disposant uniquement d'un équipement de chauffage central au gaz, sans équipement de chauffage central électrique supplémentaire, n'est pas admissible au tarif DT.⁷

⁶ Pièce B-0034, p. 11, note de bas de page no. 11.

⁷ Pièce B-0042, p. 6, réponse à la question 3.1.

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

Les Distributeurs confirment que la consommation liée aux équipements périphériques (poêles, sècheuses, foyers, BBQ, etc.) utilisant le gaz naturel n'est pas admissible au tarif DT. Le tarif DT s'applique à toute la consommation d'électricité d'un client disposant d'un système biénergie conforme. Il ne s'applique donc pas à la consommation de gaz destinée à d'autres fins (équipements périphériques), qui demeurent au tarif D d'Énergir.⁸

Les Distributeurs indiquent également que la consommation de gaz par les équipements périphériques n'est pas prise en compte dans la conversion du gaz pour le calcul des économies ou des tarifs.⁹

Pour les nouveaux clients, il n'est pas obligatoire d'installer des appareils de chauffage, des chauffe-eaux et des thermopompes à haut rendement pour adhérer au programme biénergie.¹⁰ Le rôle des distributeurs ou des installateurs d'équipements est de présenter, voire de recommander, les équipements les plus appropriés dans le contexte particulier du client. La décision finale appartient au client¹¹.

3.4. Clients ciblés

**TABLEAU 3 :
NOMBRE DE CLIENTS ET VOLUMES DE GAZ NATUREL CIBLÉS PAR L'OFFRE – MOYENNE DES ANNÉES
2017 - 2019**

		Résidentiel	Commercial	Institutionnel	Total
Nombre de clients (en milliers)	Total	142	48	7	197
	Clients visés	136	35	6	178
	Pourcentage	96 %	72 %	98 %	90 %
Volumes (Mm ³)	Total	597	1 057	577	2 231
	Volumes visés	260	165	304	729
	Pourcentage	44 %	16 %	53 %	33 %

⁸ Pièce B-0042, p. 7, réponse à la question 3.3.

⁹ Pièce B-0042, p. 7, réponse à la question 3.4.

¹⁰ Pièce B-0042, p. 7, réponse à la question 3.5.

¹¹ Pièce B-0042, p. 9, réponse à la question 4.2.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Comme le montre le tableau 3¹², la quasi-totalité des clients institutionnels (98 %) et des clients résidentiels (96 %) d'Énergir est visée par l'Offre. En termes de nombre de clients, le secteur résidentiel est le plus important avec plus de 136 000 clients ciblés.

En termes de volume, ces deux secteurs présentent le plus grand potentiel de conversion.

Le secteur commercial, bien que représentant un plus petit volume convertible, contribue de manière significative aux efforts de réduction des émissions de GES. Les clients ciblés pour ce marché consomment un total de 165 Mm³, soit 23% du volume total des clients ciblés (729 Mm³), tous secteurs confondus.

Les Distributeurs ont refusé de fournir les données détaillées sur les clients auxquels on réfère dans le tableau 3, au motif qu'elles étaient confidentielles et non requises pour l'analyse de ce dossier¹³.

3.5. Consommation de gaz par les marchés ciblés

Les Distributeurs indiquent que dans le cadre de l'analyse globale de la clientèle, les besoins totaux en gaz naturel de chaque client ont été déterminés à partir des données mensuelles normalisées. Les données de 2017, 2018 et 2019 ont été utilisées pour recréer un profil moyen annuel pour chacun des clients ciblés¹⁴.

Par la suite, la consommation de gaz naturel a été séparée selon les usages projetés en 2030 afin d'identifier les volumes liés aux équipements périphériques, au chauffage de l'eau et au chauffage des locaux. Dans un premier temps, les volumes ajustés pour les mois de juillet et août ont été utilisés pour estimer les volumes de consommation de base, c'est-à-dire les volumes sans chauffage des locaux, donc ceux liés aux équipements périphériques et au chauffage de l'eau.

Les volumes résiduels correspondent donc aux volumes liés au chauffage des espaces. Ensuite, pour séparer les volumes liés au chauffage de l'eau des volumes de base liés aux équipements périphériques, des proportions de volumes liés au chauffage de l'eau par étape et par marché ont été appliquées.

Aux fins de l'analyse, les Distributeurs ont proposé un taux de conversion pour tous les équipements à un taux de 1/15 par année, reflétant une durée de vie moyenne globale de 15 ans. Ils affirment qu'il s'agit d'une hypothèse raisonnable, bien que des différences par type d'équipement puissent exister¹⁵.

¹² Pièce B-0034, p. 13, Tableau 3.

¹³ Pièce B-0042, p. 10, réponse à la question 5.1.

¹⁴ Pièce B-0034, p. 14, l. 3 à 6.

¹⁵ Pièce B-0042, p. 11, réponse à la question 6.2.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

3.6. Conversions potentielles d'ici 2030

Le tableau 7 de la pièce B-0034 montre que le *potentiel total* de conversion du gaz naturel à l'électricité en 2030 dans le cadre de l'Offre est de 474 Mm³, dont 79 Mm³ pour le chauffage de l'eau et 395 Mm³ pour le chauffage des locaux. Les volumes de chauffage de l'eau seraient entièrement convertis à l'électricité, tandis que seule une partie du chauffage des locaux le serait, soit le volume de consommation enregistré à une température inférieure à la température d'équilibre efficace avec l'électricité.

Les Distributeurs affirment que l'actuel article 15.2.4 est contraire à l'Offre, qui est basée sur l'utilisation complémentaire des réseaux d'électricité et de gaz et qui met l'accent sur l'utilisation du gaz naturel pendant les périodes de pointe de consommation en hiver.

Le souhait des Distributeurs est de faciliter l'acceptation de l'Offre par les clients et d'éliminer les facteurs qui dissuadent les clients potentiels de se convertir sans générer des besoins en pointe et donc d'éliminer la surcharge de pointe. De plus, Énergir affirme qu'aucun client n'est actuellement soumis au supplément pour service de pointe.

L'exemption des clients résidentiels de cette obligation ne causerait donc aucun préjudice à Énergir. Au contraire, les Distributeurs affirment que l'exemption des clients résidentiels de cet article favoriserait une plus grande participation à l'Offre.

Les Distributeurs affirment que le maintien du supplément pour service de pointe réduirait considérablement l'attrait de la facture associée à la consommation de biénergie et se rapprocherait de la facture associée à la consommation de gaz naturel. Dans le cas des immeubles de 13 logements et plus, la facture de la biénergie dépasserait même celle du gaz naturel lorsque le supplément pour service de pointe est appliqué.

La comparaison des factures de biénergie avec et sans supplément pour service de pointe est fournie dans le tableau 3 de pièce B-0007 pour les cinq cas types représentatifs de la clientèle d'Énergir tel que présentés dans la section 9 de la pièce B-0034. Avec l'ajout des coûts d'équipement, les clients ne recevraient pas les signaux de prix appropriés et ne seraient pas incités à migrer vers la biénergie. Il ne serait pas juste de pénaliser les clients ciblés.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Tableau 3 :
Comparaison des factures
selon la source d'énergie utilisée pour cinq cas types
(\$)

Cas types		100 % gaz	Biénergie sans supplément de pointe	Biénergie avec supplément de pointe	TAE ¹⁰
UDT ¹¹	Petite taille	1 182	1 067	1 137	1 041
	Moyenne taille	1 868	1 651	1 795	2 028
	Grande taille	2 451	2 136	2 358	2 916
Multihabitations	6 unités	6 710	5 818	6 336	7 275
	13 unités	8 263	7 554	8 398	14 823

De plus, les Distributeurs indiquent que l'Offre a été conçue pour que le gaz ne soit utilisé que pendant les périodes de pointe hivernales, lorsque le réseau électrique est surchargé

3.7. Consommation supplémentaire d'électricité

Le tableau 8 de la pièce B-0034 montre, par secteur, la nouvelle consommation d'électricité d'ici 2030 (3062 GWh) résultants du potentiel de conversion du tableau 7 de la même pièce pour le scénario biénergie. Le secteur résidentiel représente 1468 GWh de la consommation totale d'électricité.

La croissance du nombre de clients entre 2017-2019 et 2030 est estimée à 0,6% par année pour le marché résidentiel, 1,8% par année pour le marché commercial et 0,2% par année pour le marché institutionnel.

Commentaire OC n°3 :

Les marchés cibles comprennent l'option de conversion complète de l'eau chaude et du chauffage des locaux (scénario TAE), ce qui fournira à HQD de nouveaux clients et une plus grande utilisation de l'électricité, MAIS qui augmentera de manière significative la demande d'électricité en période de pointe. HQD indique que cela ne fait pas partie de ses plans actuels et la raison pour laquelle les Distributeurs retiennent le scénario TAE n'est pas claire. OC considère que le scénario TAE est irréaliste et comprend mal pourquoi les Distributeurs l'ont utilisé pour l'analyse économique comparative.

4. SCÉNARIOS DE CONVERSION

4.1. Scénario tout à l'électricité (TAE)

Le scénario TAE constitue la seule alternative à l'Offre invoquée par les Distributeurs. Dans ce scénario, le gaz naturel serait remplacé par le chauffage électrique des locaux.

Pour déterminer les volumes de gaz naturel convertis dans le scénario TAE, la méthodologie présentée à la section 3 a été utilisée, en supposant toutefois que la totalité du volume correspondant au chauffage des locaux et de l'eau indiqué dans le tableau 7 est convertie en électricité.

Les tableaux 9-11 correspondent au scénario TAE. On a demandé aux distributeurs si le scénario TAE entraîne une augmentation de la charge de pointe de HQD et, dans la négative, d'expliquer comment la demande de pointe serait satisfaite. Le tableau 11 de la pièce B-0034, contient une estimation de ceci.

La colonne " Potentiel " représente les volumes visés par l'Offre en présumant que tous les clients mettent en œuvre l'Offre. Pour Énergir, ce volume représente environ 15/9 de la projection 2030, en considérant un taux de conversion de 1/15 par année. Il convient de noter que la colonne " Potentiel " n'est pas analysée dans la preuve déposée au dossier, mais simplement présentée à titre illustratif.

HQD note que ce besoin supplémentaire de puissance n'est pas prévu dans son rapport d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029 de novembre 2020. La mise en œuvre d'une telle demande présente des défis importants et entraînerait dans tous les cas des coûts substantiels, comme le montre l'analyse de la section 6.1 du document B-0034. Les coûts prohibitifs qu'engendrerait la réalisation de ce scénario seraient si importants qu'il disqualifie d'emblée ce scénario.

Comme mentionné précédemment, OC considère ce scénario irréaliste. En conséquence, il n'est pas pertinent de l'utiliser dans une analyse économique servant à justifier la proposition des Distributeurs. OC est d'avis qu'il aurait été plus pertinent de trouver des scénarios alternatifs plus réalistes pour l'atteinte des objectifs de réduction de GES du gouvernement.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

4.2. Scénario biénergie

Dans le scénario biénergie, tous les volumes correspondant au chauffage de l'eau sont convertis en électricité, tandis que la part du chauffage des locaux qui est convertie est estimée sur la base de la température de commutation effective, qui est soit de -9 °C, soit de -12 °C, en fonction de la technologie utilisée.

Le Tableau 12 correspond au scénario biénergie. Il correspond à un potentiel total de 474 Mm³ pour les secteurs résidentiels, commercial et institutionnel, avec une réalisation de 287 Mm³ d'ici 2030 (110 Mm³, 79 Mm³ et 98 Mm³ respectivement).

La réduction des GES est de 240 t eq. CO₂ d'ici 2030 sur un potentiel de 540 MT CO₂ équivalent.

Commentaire OC n°4

Les marchés ciblés dans l'analyse comparative comprennent l'option de conversion complète de l'eau chaude et du chauffage des locaux à l'électricité, soit le scénario tout à l'électricité (TAE) qui implique l'ajout important de nouvelles charges pour le chauffage des espaces et de l'eau chaude y compris pendant les périodes de pointes. HQD indique toutefois que ce scénario très coûteux n'est pas à l'étude dans le cadre de son plan d'approvisionnement. En conséquence, OC ne comprend pas pourquoi les Distributeurs ont évoqué le scénario TAE. OC ne fera aucun autre commentaire concernant le scénario TAE puisqu'il ne s'agit pas d'un scénario réaliste.

5. IMPACTS SUR LES SYSTÈMES D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ

5.1. Impact sur le système de distribution de HQD

Les tableaux 13 et 14 de la pièce B-0034 montrent l'impact sur les besoins en énergie (1837GWh) et de puissance (105 MW) des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel de HQD de la conversion des volumes en électricité indiqués au tableau 12.

La colonne "Potentiel" représente l'impact énergétique et de puissance de pointe établi sur la base de tous les clients couverts par l'Offre et représente 15/9 des valeurs présentées dans la colonne "2030".

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

5.2. Coûts évités pour le gaz

Les coûts évités proviennent de deux grandes catégories¹⁶ :

- les coûts liés à la réduction de la quantité d'énergie consommée (Énergir) ;
- les coûts différentiels de la desserte des clients convertis (HQD).

Pour déterminer les coûts évités associés à la réduction des volumes de gaz naturel consommés, les coûts évités utilisés pour évaluer la rentabilité des programmes du Plan global d'efficacité énergétique (PGEE)¹⁷ mis à jour en juillet 2021 ont été utilisés pour chacun des scénarios. Ces coûts sont fixés pour 2022 et augmentés annuellement de 2% pour refléter l'augmentation ultérieure du niveau des prix. Voir le tableau 15 ci-dessous.

**TABLEAU 15 :
COÛTS ÉVITÉS - 2022**

	Scénario TAE	Scénario biénergie
Volet 1 : coûts relatifs à l'énergie évitée		
Distribution (¢/m ³)	1,63	0,44
Transport (chauffe de l'espace) (¢/m ³)	3,12	0,00
Transport (chauffe de l'eau) (¢/m ³)	3,12	3,12
Équilibrage (chauffe de l'espace) (¢/m ³)	6,15	0,00
Équilibrage (chauffe de l'eau) (¢/m ³)	0,36	0,36
Fourniture (¢/m ³)	11,86	11,86
SPEDE ¹⁸ (¢/m ³)	4,92	4,92
Volet 2 : coûts relatifs aux clients perdus (service de distribution)		
Marché résidentiel (\$/client)	76,58	
Marché affaires (\$/client)	159,62	

Énergir indique qu'elle continuera à réaliser des extensions de réseau lorsque cela sera nécessaire. L'évaluation de leur rentabilité se fera selon la méthode autorisée par la Régie.¹⁸

¹⁶ Pièce B-0034, p. 22, Tableau 15.

¹⁷ Pièce B-0034, p. 21, l. 9 à 13.

¹⁸ Pièce B-0042, p. 19, réponse à la question 12.2.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

TABLEAU 16 :
REVENUS UNITAIRES PERDUS - 2022

	Scénario TAE	Scénario biénergie
Volet 1 : revenus perdus équivalents aux coûts évités		
Transport (chauffe de l'espace) (¢/m ³)	3,12	3,12
Transport (chauffe de l'eau) (¢/m ³)	3,12	3,12
Équilibrage (chauffe de l'espace) (¢/m ³)	6,15	6,15
Équilibrage (chauffe de l'eau) (¢/m ³)	0,36	0,36
Fourniture (¢/m ³)	11,86	11,86
SPEDE (¢/m ³)	5,32	5,32
Volet 2 : revenus perdus de distribution		
Marché résidentiel (¢/m ³)	28,8	28,7
Marché commercial (¢/m ³)	27,7	27,5
Marché institutionnel (¢/m ³)	17,6	17,0
Frais de base du premier palier (¢/jour)	58,6	

Les coûts de distribution, de transport et d'équilibrage des charges sont moins élevés dans le scénario biénergie. Le scénario biénergie est défini de telle sorte que les volumes de gaz naturel utilisé pour le chauffage des locaux, supprimés lorsque la température est inférieure à -9 ou -12 °C, restent inchangés par rapport à un scénario de statu quo¹⁹.

Pour plus de détails, les Distributeurs ont référé OC à la réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignement numéro 2 de la Régie²⁰, pièce HQD-Énergir-2, document 2.

Selon les Distributeurs, une fois calculés les coûts évités et les pertes de revenus, il est possible d'estimer les impacts financiers de chacun des deux scénarios.

Conséquemment, les Distributeurs estiment que le scénario TAE entraînerait une perte de 119 millions de dollars pour Énergir d'ici 2030 et de 106 millions de dollars d'ici 2030 pour le scénario biénergie.²¹

Les scénarios TAE et biénergie entraînent un manque à gagner de 106 millions de dollars pour les besoins en revenus d'Énergir d'ici 2030.

¹⁹ Réponse à OC IR 12.2

²⁰ Pièce : B-0035, p. 10-11

²¹ Pièce : B-0034, page 25, Tableaux 17 et 18.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Commentaire OC n°5:

Tous les clients d'Énergir subiront une augmentation des tarifs de distribution du gaz en raison de l'Offre. Cela dit, selon notre compréhension de la preuve au dossier, où il manque le montant des subventions à la conversion à la biénergie, il est impossible de déterminer quel sera l'impact sur la facture des participants potentiel. En effet, les Distributeurs ont refusé de répondre à une question d'OC concernant l'impact comparatif sur la facture d'un client type d'Énergir faisant appel à l'offre tout gaz et à l'offre biénergie.

5.3. Coûts marginaux pour HQD

Les coûts marginaux de l'électricité de HQD sont indiqués dans le tableau 28 de la B-0034, à savoir 51,2\$ /KW(2022) pour le transport et 17,1\$ /KW(2022) pour la distribution. En appliquant les coûts marginaux du tableau 28 aux volumes du tableau 11, on obtient les coûts marginaux de transport et de distribution du scénario TAE, présentés dans le tableau 29 de la pièce B-0034.

5.4. Revenu marginal pour HQD

Les revenus marginaux pour HQD sont associés aux ventes additionnelles, pour un client existant, résultant d'une conversion du chauffage des locaux initialement au gaz naturel à la biénergie et du chauffage de l'eau à l'électricité. Le Tableau 30 de la pièce B-0034 montre l'impact du scénario TAE sur les revenus d'HQD. Les Distributeurs estiment l'impact de ce scénario à 463 millions de dollars à l'horizon 2030.

5.5. Revenu marginal - Scénario biénergie (l'Offre)

Pour les clients résidentiels (chauffage des locaux), le revenu marginal correspond à la portion hors pointe du tarif DT de HQD, soit 52¢/kWh(2022). Il en est de même pour le chauffage de l'eau, à la différence que 5,6 % de la consommation d'eau chaude se fait en période de pointe et sera donc facturée au prix de 40¢/kWh (2022). Par conséquent, le revenu marginal moyen pour cet usage est de 75¢/kWh (2022).²²

²² Pièces B-0034, p. 33, l. 3 à 8.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

TABLEAU 31 :
REVENUS MARGINAUX – SCÉNARIO BIÉNERGIE
(¢₂₀₂₂/KWH)

Clientèle	Espace	Eau	Base
Tarif D	4,52	5,75	-0,54
Tarif G	5,78	10,50	s/o
Tarif M (commerciale)		8,40	
Tarif M (institutionnelle)		8,47	

En appliquant les revenus marginaux du tableau 31 aux volumes du tableau 13 et aux hypothèses du tableau 22, on obtient les revenus marginaux supplémentaires pour le scénario biénergie présenté dans le tableau 32.

TABLEAU 32 :
REVENUS ADDITIONNELS – SCÉNARIO BIÉNERGIE
(M\$)

	Biénergie	
	2025	2030
Résidentielle	19	47
Espace	14	35
Eau	6	15
Usages de base	(1)	(3)
Commerciale (G)	4	10
Espace	3	7
Eau	1	3
Commerciale (M)	9	22
Espace	6	16
Eau	2	6
Institutionnelle	15	38
Espace	14	34
Eau	2	4
Total	47	116
Espace	37	91
Eau	11	28
Usages de base	(1)	(3)

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

5.6. Coûts marginaux de l'électricité

Les tarifs de base de l'électricité résidentielle pour le chauffage de l'eau, en heures hors pointe et en heures de pointe, les tarifs pour le chauffage des espaces, en heures hors pointe et en heures de pointe, sont disponibles sur le site internet d'Hydro-Québec ; les détails de la facturation du tarif D sont également disponibles sur le site internet d'Hydro-Québec.

Les Distributeurs calculent que les coûts marginaux de l'électricité pour l'option biénergie en 2030 sont de 194 millions de dollars, dont 93 millions de dollars pour le secteur résidentiel, 44 millions de dollars pour le secteur commercial et 57 millions de dollars pour le secteur institutionnel (Pièce B-0034, tableau 33).

En appliquant les coûts marginaux du tableau 26 de la pièce B-0034 aux volumes du tableau 14, les Distributeurs obtiennent les coûts marginaux de puissance du scénario biénergie, présentés au tableau 34 de la pièce B-0034.

5.7. Coûts marginaux pour la transmission et la distribution de l'HQ.

Les Distributeurs indiquent que les coûts de transport et de distribution sont les mêmes pour tous les clients. Afin de déterminer ces coûts, HQD a d'abord estimé l'impact de la conversion d'un grand volume de charge de chauffage sur les réseaux de transport et de distribution. Bien que la biénergie permette de couper les clients participants au moment de la pointe, cette nouvelle charge aura un impact sur les réseaux de distribution et de transport.

La concentration des clients au gaz naturel dans certaines zones peut entraîner un niveau de demande plus élevé pour ces secteurs. En effet, l'Offre engendre le déplacement de la consommation de la pointe vers les périodes hors pointe. Ce phénomène engendre une hausse de l'utilisation du réseau avant et après la période de pointe. Ce phénomène touche particulièrement certains postes satellites situés dans le centre ouest de la province (Montréal et Laval).

Les résultats d'une analyse géographique (code postal) indiquent que l'utilisation de la biénergie réduit l'impact du coût global sur les postes satellites d'environ 88% par rapport au scénario TAE. Par conséquent, les coûts unitaires marginaux de transport appliqués à la charge de chauffage des espaces sont les mêmes que dans le scénario TAE, mais appliqués à 88 % de volume en moins.

En ce qui a trait aux coûts associés au réseau de distribution, HQD souligne qu'environ 40 % des investissements de distribution sont dédiés à la gestion des pointes. Pour cette portion des investissements, le facteur de 88 % associé à l'impact sur le transport est également appliqué puisqu'il est lié aux mêmes types d'équipement. En ce qui concerne les 60 % restants des investissements de distribution, les Distributeurs déclarent qu'ils

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

sont associés à la reprise en charge du réseau suite à des périodes de pointes. Selon les demanderesses, il n'y a pas lieu d'analyser les économies liées à la biénergie puisque cela n'influence pas les critères de conception du réseau.

**TABLEAU 35 : IMPACT DE LA TRANSMISSION ET DE LA DISTRIBUTION - SCÉNARIO DUAL BI-ÉNERGIE
(MW)**

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

En appliquant les coûts marginaux du tableau 26 aux volumes du tableau 35 de la pièce B-0034, les Distributeurs estiment que le scénario biénergie engendre des coûts marginaux de transport et de distribution totalisant 46 millions de dollars en 2030 (Tableau 36 de la pièce B-0034).

5.8. Impact sur les besoins en revenus de HQD

Le tableau 37 de la pièce B-0034 montre l'impact du scénario de la biénergie sur les revenus requis d'HQD.²³

²³ B-0005: HQD-Energir-1, Document 1 Section 6 Tables 35, & 37

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

**TABLEAU 37 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS – SCÉNARIO BIÉNERGIE
(M\$)**

	Biénergie	
	2025	2030
Revenus	47	116
Coûts	56	249
énergie	37	194
puissance	1	9
T&D	19	46
Total	(10)	(134)

Le scénario biénergie entraînera une perte de revenu de 134 millions de dollars d'ici 2030. Le scénario biénergie génère moins de revenus pour HQD, en raison d'une part du volume converti plus faible (puisque une partie de la consommation du chauffage des locaux est maintenue au gaz naturel) et, d'autre part, du revenu unitaire plus faible aux tarifs biénergie (résidentiel et général) par rapport aux tarifs réguliers (D, L et M) pour le chauffage des locaux.

Toutefois, selon les Distributeurs, ces baisses de revenus sont largement compensées par la baisse des coûts de fourniture d'énergie (en raison de la diminution du volume d'énergie) et surtout du coût de l'électricité (en raison de la diminution des pointes de consommation). Les analyses montrent également l'impact de la biénergie sur l'investissement sur le réseau de transport de l'électricité et sur les investissements en efficacité énergétique.

Les distributeurs déclarent :

« En incluant la contribution des GES, l'impact du scénario biénergie sur les tarifs est tel que présenté dans le tableau 41 pour Énergir et le tableau 42 pour HQD. La contribution des GES pour l'année 2025 a été évaluée sur la base d'un taux de conversion linéaire de 1/15e du potentiel par année sur la période. »²⁴

²⁴ B-0005: HQD-Energir-1, Document 1 Section 6.4 Table 39

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

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 %

Globalement, en 2030, le scénario biénergie permet une réduction de l'impact sur les revenus de plus de 300 millions de dollars, par rapport au scénario TAE, avant partage des coûts entre les Distributeurs.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Commentaire OC n°6 :

Tous les clients d' HQD connaîtront une augmentation progressive de leurs tarifs en raison de la mise en place de la proposition des Distributeurs.

6. RÉSUMÉ DES IMPACTS FINANCIERS POUR LES DISTRIBUTEURS

6.1. Revenus requis

Les sections 5 et 6 du document B-0034 présentent l'impact des deux scénarios pour chacun des Distributeurs.

Pour illustrer l'avantage de la biénergie par rapport au scénario TAE, le tableau 40 de la pièce B-0034 montre l'impact financier total et cumulé jusqu'en 2030. Il montre que la biénergie génère des économies importantes par rapport au scénario TAE sur la période 2022-2030.

La réduction cumulée des revenus liés à la biénergie, comparativement au scénario TAE, sera de l'ordre de 1,7 milliard de dollars en 2030.

La réduction relative de l'impact sur les revenus requis en 2030 pour les Distributeurs est de 342 millions de dollars, en échange d'une réduction des émissions annuelles de GES de 0,2 MT équivalent CO₂. Les Distributeurs estiment que les GES évités par le scénario biénergie constituent néanmoins une contribution importante à la réalisation du PEV 2030, et ce à un coût raisonnable pour les clients.

6.2. Contribution à la réduction des GES - transfert entre les Distributeurs

Les Distributeurs ont convenu d'un partage des coûts associés à la conversion d'une partie de la charge de chauffage des locaux à l'électricité et à l'eau actuellement fournie par le gaz naturel. L'entente entre les deux parties à cet effet détaille les modalités de ce partage.

L'accord reflète une des intentions du gouvernement contenues dans le décret :

«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. »²⁵

Le partage se matérialise par le versement par HQD d'un montant à Énergir, soit la contribution aux GES estimée à 85 millions de dollars en 2030.

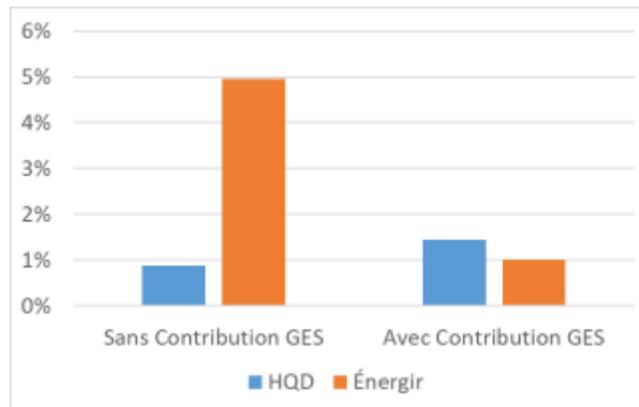
²⁵ Décret 874-2021.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

En incluant la contribution des GES, l'impact du scénario biénergie sur les tarifs est tel que 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 taux de conversion linéaire de 1/15 du potentiel par année sur la période.²⁶

FIGURE 1 :
TARIFF IMPACT OF THE DUAL-ENERGY SCENARIO FOR DISTRIBUTORS



La réponse des Distributeurs à la question 1.7.1 de la demande d'information numéro 1 du RTIEE²⁷ offre le détail des calculs derrière les chiffres des tableaux 43 et 44 de la pièce B-0034.

La consommation de référence et le volume de gaz naturel consommé par le client type au cours de l'année (le volume converti est multiplié par les taux unitaires, exprimés en $\$/m^3$) sont présentés au Tableau 44. Ces taux sont ajustés 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 ne visent que la portion de cette consommation convertie en électricité.

En effet, les tarifs convenus par les Distributeurs ont été fixés en utilisant comme point de référence les tarifs de distribution, de transport et d'équilibrage présentés dans la cause tarifaire 2021-2022 et en appliquant le même facteur d'ajustement à chacun de ces tarifs. L'application du facteur d'ajustement aux volumes de conversion du gaz naturel donne un coût de 85 millions de dollars en 2030.

Aux fins de l'application de ces taux, la répartition du volume converti entre les différents niveaux doit se faire en tenant compte de la répartition de la consommation de référence,

²⁶Pièce B-0034, p. 41, l. 5 à 7.

²⁷ B-0045, p. 21

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

en commençant par le niveau le plus élevé. En effet, la Contribution GES doit refléter la perte de revenus pour Énergir. Cette dernière est le résultat de la perte de m³ de gaz naturel consommé à la marge. Pour cette raison, le calcul de la Contribution GES se fait à partir du dernier palier atteint par le client cible, puis sur les paliers inférieurs jusqu'à l'atteinte de la totalité du volume converti.

Les Distributeurs n'ont pas réalisé d'analyse de sensibilité en fonction de différents volumes de conversion. Cependant, ils ont noté que l'application du mécanisme de la Contribution GES permettra de conjuguer la perte de revenus d'Énergir liée à l'Offre aux montants transférés d'HQD. Si moins de volume est converti, moins de revenus seront perdus par Énergir et une Contribution GES plus faible sera payée. De plus, si un plus grand nombre de petits clients ayant un taux de distribution moyen plus élevé sont convertis à la biénergie que de gros clients, le manque à gagner sera plus élevé en moyenne et la Contribution GES sera également plus élevée.

Pour les calculs justificatifs, OC a été référé au Tableau 15 de la pièce B-0034 ainsi qu'à la réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie²⁸.

6.3. Calcul de la contribution des GES de HQD à Énergir

Le Tableau B1 de la pièce B-0005 présente un résumé de la méthodologie utilisée pour calculer le scénario de référence de la contribution aux GES pour chacun des trois secteurs (résidentiel, commercial et institutionnel).²⁹

Les détails sont fournis dans les annexes 1 à 3 de l'entente Énergir/HQD contenue dans l'annexe A de la pièce HQD-Energir-1, document 1 révisé.³⁰

La méthode actuelle de normalisation météorologique est celle présentée dans le cadre du dossier tarifaire 2008-2009 (R-3662-2008, GM-12, Document 2) et approuvée par la Régie (D-2008-140). Les degrés-jours sont évalués en base 13. Comme indiqué dans l'Entente, les Distributeurs travaillent toujours à convenir d'une méthode de normalisation de la température pour la consommation réelle.

Pour obtenir le taux applicable à la consommation de référence (tableau 43), on multiplie le taux de 27,043 ¢/m³ par le *facteur d'ajustement de 0,53 pour 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 de 0,80 pour obtenir 21,553 ¢/m³*.

Les facteurs d'ajustement génèrent le montant convenu de 85 millions de dollars en 2030, compte tenu d'une croissance annuelle du réseau de +2%, de la croissance prévue des volumes des clients cibles et d'un taux de conversion de 9/15 en 2030.³¹

²⁸ Pièce B-0035, p. 10 et 11.

²⁹ Pièce B-0016 : HQD-Energir-2, Document 1 Réponse à la question 4.1 de la Régie

³⁰ Pièce B-0016, p. 13, préambule de la question 4.

³¹ Pièce B-0042, p. 46, réponse à la question 27.2

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

Les facteurs d'ajustement sont obtenus par un calcul permettant de générer une contribution aux GES de 85 millions de dollars en 2030, selon la conversion prévue en 2030, et une structure de prix similaire à la structure de la grille tarifaire pour les tarifs de distribution, de transport et d'équilibrage d'Énergir.³²

Commentaire OC n°7 :

La contribution aux GES de 85 millions de dollars (2030) de HQD à Énergir est une subvention croisée des clients au gaz par les clients à l'électricité, dont certains sont également des clients d'Énergir. Une subvention croisée est contraire au cadre réglementaire présentement en vigueur. En effet, les clients d'HQD doivent ainsi assumer des coûts pour subventionner les clients d'un autre distributeur, et ce au bénéfice de l'ensemble de population de la province incluant les citoyens qui ne sont pas clients d'Énergir et d'HQD. Cela constitue un accroc évident au principe de la causalité des coûts.

La réponse à la question 2.3 de la demande de renseignement numéro 133 de la Régie comprend les tableaux R-2.3-A et B :

**TABLEAU R-2.3-A :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE
EN INCLUANT LA CONTRIBUTION GES POUR HYDRO-QUÉBEC
(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	18	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%

³² Pièce B-0042, p. 47, réponse à la question 28.1.

³³ Pièce B-0016, p.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

TABLEAU R-2.3-B :
IMPACT TARIFAIRE ESTIMÉ DU SCÉNARIO BIÉNERGIE
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%

Les Distributeurs indiquent que pour les besoins de leur analyse, la Contribution GES n'a pas été calculée spécifiquement pour chaque client. Le montant annuel a été estimé sur la base du volume global converti en m³. En pratique, la contribution GES unitaire (exprimée en \$/m³) sera différente entre les clients, puisque le taux unitaire dépend des profils de consommation, lesquels diffèrent d'un client à l'autre. Par exemple, les clients résidentiels étant généralement plus petits, la contribution unitaire aux GES qui leur est associée sera plus élevée que celle des clients commerciaux ou institutionnels.

TABLEAU R-2.5-B :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DE HQD – SCÉNARIO BIÉNERGIE
(CLIENTÈLE RÉSIDENNELLE)
(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)

Les Distributeurs ont été invités par OC à indiquer si l'impact tarifaire, plus précisément la valeur du *manque à gagner avant Contribution GES*, tient compte de la réduction des revenus associée au transfert des charges des tarifs présentement en vigueur (D, M, G, LG, etc. vers DT) pour la consommation de base (en excluant le chauffage des locaux).

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

Pour les clients résidentiels, l'impact est présenté dans les tableaux 31 et 32 de la pièce B-0034. En ce qui concerne les clients commerciaux, institutionnels et industriels, pour lesquels le tarif DT ne s'appliquera évidemment pas, le chauffage des locaux sera facturé séparément. Il n'y aura donc aucun impact sur la facturation de la consommation pour les autres usages.³⁴

Le besoin en électricité de pointe estimé pour les 345 GWh associés au plein potentiel lié au chauffage de l'eau en 2030 est de 63 MW, comme le montre le tableau 14 de la pièce HQD-Energir-1, document 1 révisé³⁵.

6.4. Mécanisme de découplage des revenus d'Énergir

Un mécanisme de découplage des revenus existe déjà pour Énergir³⁶. Comme il est indiqué aux pages 8 et 9 de la pièce B-0007, le manque à gagner lié à la biénergie sera intégré au découplage des revenus.

Selon les termes de l'actuel mécanisme de découplage des revenus, les écarts de revenus sont remis/reçus des clients au cours du deuxième exercice financier suivant l'événement. Si le mécanisme de découplage n'était pas reconduit dans le nouveau cadre réglementaire, Énergir demandera la création d'un nouveau CFR pour capter le manque à gagner lié à la biénergie. Il convient de noter que les paramètres de ce nouveau CFR devront être déterminés. Par exemple, comment l'écart de revenu sera calculé ³⁷:

**TABLEAU R-23.3 :
SIMULATION DE L'ÉCART DE REVENUS RELATIF À LA BIÉNERGIE**

	Réel	Budget	Écart
Revenus de D convertis à la biénergie	(100)	(150)	50
Moins : contribution GES	80	120	-40
Perte nette de revenus de D	(20)	(30)	10*

* Écart transféré au CFR

Les Distributeurs ont noté que l'écart des revenus de distribution lié à la biénergie, correspondant à la variation de la perte nette de revenu, peut varier dans les deux sens. En effet, dans le cas d'une sous-évaluation des volumes de conversion, le montant facturé au CFR serait récupéré auprès des clients et, à l'inverse, dans le cas d'une surévaluation, le montant serait remis aux clients, comme simulé dans l'exemple ci-dessus.

³⁴ Pièce B-0042, p. 60, réponse à la question 35.3.

³⁵ Pièce B-0042, p. 61, réponse à la question 35.4.

³⁶ Dossier R-4076-2018 - Phase 2, pièce B-0148, Section 3.4

³⁷ Pièce B-0042, p. 39, réponse à la question 23.3.

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

La stratégie tarifaire détaillée répartissant les coûts entre les classes tarifaires sera présentée lors du prochain dossier tarifaire d'Énergir.

Comme les Distributeurs l'ont mentionné en réponse à la question 7.2 de la demande de renseignement numéro 1 de la Régie³⁸, dans le cadre réglementaire actuel, HQD n'enregistre plus de comptes d'écarts et de reports (CER) pour les différences entre le montant réel de certains éléments spécifiques et le montant prévu dans les dossiers tarifaires.³⁹

7. IMPACTS SUR LES CLIENTS

7.1. Impacts globaux sur les taux

En réponse à la question 3.2 de la demande de renseignement numéro 2 de la Régie, il a été demandé aux Distributeurs de fournir un tableau exposant les augmentations de tarifs indiquées en dollars de 2019 basé sur les revenus requis et les volumes distribués, les tarifs et les coûts évités pour l'année 2019.

**TABLEAU R-3.2 :
IMPACT TARIFAIRE SUR LA BASE DU REVENU REQUIS 2019 D'ÉNERGIR (M\$)**

	2025		2030	
	TAE	Biénergie	TAE	Biénergie
Manque à gagner	48	43	119	106
Manque à gagner (\$ ₂₀₁₉)	42	38	95	85
Revenus requis 2019	1 817			
Impact tarifaire cumulé	2,3%	2,1%	5,3%	4,7%

Pour les calculs justificatifs, OC a été dirigé à la feuille de calcul déposée en réponse à la question 3.1.1.de la demande de renseignement numéro 2 de la Régie.

7.2. Sous-secteur résidentiel UDT

Les Distributeurs indiquent que la clientèle résidentielle d'Énergir peut être divisée en deux sous-segments : les maisons unifamiliales, duplex et triplex (les UDT) et les multilogements. Afin de bien saisir l'impact de la consommation biénergie sur la facture énergétique de tous les clients, trois cas types ont été sélectionnés pour le sous-segment

³⁸ Pièce B-0027, p25 et 26.

³⁹ Pièce B-0035, p. 10, réponse à la question 3.1 .

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

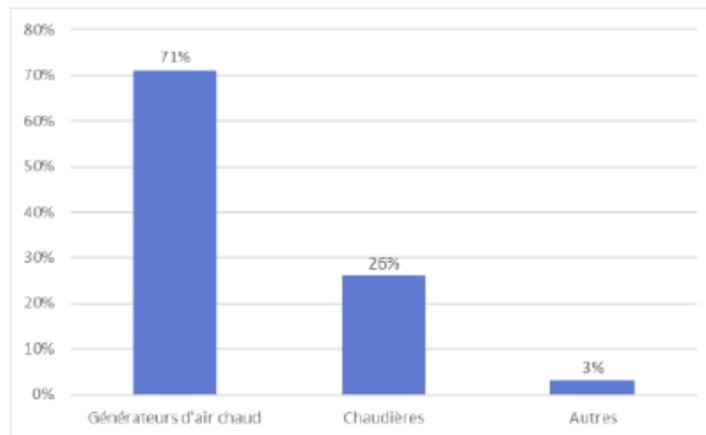
des UDT. La sélection de trois cas types avec des volumes de consommation différents illustre l'impact de la biénergie sur la facture de clients de tailles différentes.⁴⁰

Énergir a défini trois cas types d'UDT représentant 79% de ses clients UDT. Pour ce faire, Énergir a identifié, sur la base des volumes totaux de consommation de ses clients UDT pour la période 2017-2019, les niveaux de consommation les plus représentatifs, quelle que soit la technologie de chauffage utilisée. La grande majorité des clients UDT ont un profil de consommation situé entre 500 m³ et 3 500 m³ par an.

Par la suite, Énergir a divisé ces clients en trois groupes (de 500 à 1 500 m³, de 1 500 à 2 500 m³ et de 2 500 à 3 500 m³) pour rattacher un cas type à chaque groupe de clients. Enfin, en ce qui concerne le gaz naturel, la consommation de chaque cas a été définie comme la consommation moyenne du groupe.⁴¹ La base de consommation électrique est issue des cas types utilisés par HQD dans ses analyses tarifaires.

La figure R-20.4 montre l'évaluation de la répartition des types d'équipement de chauffage des locaux pour les clients résidentiels appelés à participer à la proposition des Distributeurs, donc consommant moins de 15 000 m³/an.

**FIGURE R-20.4 :
ÉVALUATION DE LA RÉPARTITION DES TYPES D'ÉQUIPEMENTS POUR LE CHAUFFAGE DE
L'ESPACE - RÉSIDENTIEL**



⁴⁰ Pièce B-0034, p. 47, l. 15 à 20.

⁴¹ B-0042, p. 32, réponse à la question 20.1.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

7.3. Segment des multilogements

Les distributeurs déclarent :

«Pour le sous-segment des multihabitations, les clients sont répartis de manière homogène à travers les différents paliers de consommation. Pour cette raison, deux cas types ont été retenus à titre illustratif : une multihabitation de 6 unités et une autre de 13 unités.»⁴²

Les hypothèses de prix suivantes ont été utilisées :

- Tout gaz : Chauffage des locaux et de l'eau au gaz naturel au tarif D et des autres usages de l'électricité au tarif D ;
- TAE : Tous les usages de l'électricité sont au tarif D, sauf ceux des multilogements de 13 logements qui sont au tarif DP ;
- Biénergie : Le chauffage des espaces en période de pointe est assuré par le gaz naturel au tarif D et les autres usages sont au tarif DT.

TABLEAU 45 :
VOLUME DE CONSOMMATION CONSIDÉRÉ SELON LES CAS TYPES SÉLECTIONNÉS

Segment		UDT			Multihabitations	
Cas type		Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
Générateur d'air chaud	Chauffage et chauffe-eau (m ²)	1 010	1 955	2 914	-	-
	Base électrique (kWh)	5 114	8 283	9 823	-	-
Chaudière	Chauffage et chauffe-eau (m ²)	1 010	1 955	2 914	7 897	15 000
	Base électrique (kWh)	4 500	7 483	8 703	24 165	8 403

Comme présenté à la section 3.1 de la pièce B-0034, les deux principaux types de chauffage dans le marché résidentiel sont les chaudières et les générateurs. Afin de pouvoir fonctionner en mode biénergie, des systèmes électriques complémentaires doivent être installés. Dans le cas des chaudières à gaz, il s'agira de l'ajout d'une thermopompe électrique en complément des générateurs d'air chaud à gaz.

Dans le scénario TAE, les équipements au gaz naturel seraient remplacés par des équipements électriques. La chaudière à gaz serait remplacée par une chaudière électrique, tandis que la fournaise à gaz serait remplacée par une thermopompe

⁴² B-0034, p. 47, l. 22 à 24.

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

comprenant un serpentin électrique. Dans ce dernier cas, la thermopompe pourrait également permettre le remplacement d'un climatiseur central électrique. Le profil de consommation et les volumes des cas types dépendent du type d'équipement utilisé par bâtiment et des spécificités technologiques de chaque équipement.

Les volumes de consommation d'énergie pour chacune des trois catégories ont ensuite été calculés à partir des volumes de consommation pour chacun des trois cas types.

Dans le cas des UDT, plus de clients utilisent des générateurs à air chaud plutôt qu'une chaudière pour se chauffer.

7.4. Comparaison des dépenses d'exploitation des clients (OPEX)

Quel que soit le scénario, les prix utilisés pour le gaz naturel sont ceux présentés dans le document de la cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir,⁴³ pour chaque scénario, alors que le prix de l'électricité est le même que celui en vigueur en avril 2021, plus 1,5 %.

**TABLEAU 46 :
FACTURES ANNUELLES SELON LE SCÉNARIO ET L'ÉQUIPEMENT SÉLECTIONNÉS
(\$)**

Cas types	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	Tout gaz	TAE	Biénergie	Tout gaz	TAE	Biénergie
UDT de petite taille	1 182	1 041	1 067	1 220	877	996
UDT de taille moyenne	1 868	2 028	1 651	1 918	1 602	1 483
UDT de grande taille	2 451	2 916	2 136	2 522	2 240	1 870
Multihabitations de 6 unités	6 710	7 275	5 818			
Multihabitations de 13 unités	8 263	14 823	7 554			

Le tableau 46 montre la position concurrentielle relative de la solution biénergie comparativement au gaz naturel pour tous les cas.

⁴³ Les tarifs déposés dans le cadre du dossier R-4151-2021, qui ont été approuvés de façon provisoire par la Régie, ont été retenus pour l'analyse, afin de refléter la hausse tarifaire prévue en 2021-2022. Il est à noter que la position concurrentielle de la solution biénergie serait encore plus avantageuse par rapport à la solution TAE si la grille tarifaire actuelle d'Énergir avait été utilisée. plus avantageuse par rapport à la solution TAE si la grille tarifaire actuelle d'Énergir avait été utilisée.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

7.5. Comparaison des dépenses d'investissement des clients (CAPEX)

Le tableau 47 de la pièce B-0034 présente les coûts associés au remplacement de l'équipement pour chaque cas type selon les scénarios et les équipements installés selon le type de bâtiment, tel que présenté dans la B-0034 sous-section 9.1.1.

Il a été demandé aux Distributeurs de fournir une liste complète des équipements, des efficacités et des coûts d'installation, y compris les fourchettes de prix. Ils ont répondu ceci:

*«Les types d'équipements utilisés dans chacun des cas types sont explicités au Tableau 47. Le dimensionnement des appareils a été réalisé selon les besoins de chauffage de chaque cas type et des efficacités moyennes de 85 % pour les appareils au gaz naturel et de 100 % pour les appareils électriques résistifs ont été considérées. En ce qui concerne les thermopompes, dans le cas type biénergie à air chaud, l'efficacité est en moyenne de 250 % sur l'ensemble de la période de chauffage».*⁴⁴

Les distributeurs indiquent qu'il n'y a pas de différence de consommation entre une chaudière et une fournaise à air chaud pour un cas type de même charge de chauffage puisqu'on suppose que les deux types d'appareils sont aussi efficaces l'un que l'autre et répondent aux mêmes besoins de chauffage. Malgré l'existence d'autres types d'appareil de chauffage, ceux-ci n'ont pas été évalués par les Distributeurs ⁴⁵.

7.6. Analyse des coûts totaux pour le client et évaluation de la période de retour sur l'investissement

Dans cette sous-section, tous les coûts liés aux factures d'énergie et aux équipements sont énumérés pour chaque cas type dans les tableaux 48 à 52 de la pièce B-0034.

Dans le cadre du PEV 2030, le Gouvernement a alloué une enveloppe de 125 millions de dollars pour financer des actions permettant la mise en œuvre de la biénergie pour les clients résidentiels et commerciaux⁴⁶. Les Distributeurs développent également des programmes pour financer des actions permettant la mise en œuvre de la biénergie. La facture énergétique annuelle et le coût des équipements présentés ci-dessous ne tiennent pas compte de ces subventions puisque la forme et les montants sont encore en cours d'analyse. Par conséquent, le coût réel payé par le client sera inférieur.

À titre d'illustration, les délais de retour ont été calculés pour deux scénarios, à savoir des subventions couvrant 50 % ou 80 % du coût additionnel. Des subventions d'environ 80 %

⁴⁴ Pièce B-0042, p. 34, réponse à la question 21.2.

⁴⁵ Pièce B-0042, p. 35, réponse à la question 21.3.

⁴⁶ Gouvernement du Québec, Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030, p.15.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

des coûts additionnels permettent de réduire le temps de retour en dessous de 5 ans pour tous les cas types.

Les Distributeurs précisent qu'afin d'encourager les clients à participer à l'Offre, HQD propose plutôt que le client n'engage aucun coût associé aux travaux nécessaires pour répondre à une demande d'adhérer à l'Offre, y compris les coûts d'intervention sur le réseau, si la demande porte sur l'implantation de la biénergie.

Les Distributeurs estiment que l'impact financier de la modification des branchements électriques est d'environ 9 millions de dollars par an. Ce montant est basé sur un potentiel d'environ 4 000 clients par année, sur une période de 10 ans, lesquels devront modifier leur installation électrique. *Ces clients devraient normalement encourir les frais d'intervention sur le système d'environ 360\$ et, si nécessaire, le coût des travaux sur le système de distribution électrique pour accommoder la charge supplémentaire associée à la conversion à la biénergie*⁴⁷.

Les Distributeurs ne disposent pas d'informations sur les coûts exacts. Ils indiquent que le client est responsable du coût de l'équipement électrique et des travaux de modification nécessaires. Pour ce faire, le client doit mandater un maître électricien.

Dans le cadre de cette Offre et comme mentionné à la page 8 de la Pièce B-0006, HQD-Énergir-1, document 2, des démarches auprès du SITÉ ont été effectuées par les Distributeurs pour couvrir une partie des coûts additionnels des travaux, nécessaires dans certains cas pour la conversion à l'Offre, qui peuvent inclure le coût d'un client pour la modification de l'installation du Branchement électrique.⁴⁸

En ce qui concerne le coût des travaux sur le réseau de distribution d'électricité dans le cadre de l'Offre, OC a été référé à la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignement de la FCEI numéro 1⁴⁹ .:

⁴⁷ B-0016 : HQD-Energir-2, Document 1 Réponse à la question 3.1 de la Régie

⁴⁸ Pièce B-0042, p. 44, réponse à la question 26.2.

⁴⁹ Pièce B-00 , p. 6 à 8.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

TABLEAU 48 :
UDT DE PETITE TAILLE (1 010 m³)

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	1 182	1 041	1 067	1 220	877	996
Coût des équipements (\$)	5 650	15 400	8 600	3 650	19 150	9 100
PRI sans subvention (an)		69	26		45	24
PRI avec 50 % de subvention (an)			13			12
PRI avec 80 % de subvention (an)			5			5

TABLEAU 49 :
UDT DE TAILLE MOYENNE (1 955 m³)

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	1 868	2 028	1 651	1 918	1 602	1 483
Coût des équipements (\$)	6 000	15 900	9 400	3 900	20 600	10 150
PRI sans subvention (an)		S/O	16		53	14
PRI avec 50 % de subvention (an)			8			7
PRI avec 80 % de subvention (an)			3			3

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

**TABLEAU 52 :
MULTIHABITATIONS DE 13 UNITÉS (15 000 m²)**

Scénarios	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	100 % gaz	TAE	Biénergie	100 % gaz	TAE	Biénergie
Factures annuelles (\$)	8 263	14 823	7 554			
Coût des équipements (\$)	18 050	60 850	35 100			
PRI sans subvention (an)		S/O	24			
PRI avec 50 % de subvention (an)			12			
PRI avec 80 % de subvention (an)			5			

Commentaire OC n°8 :

Le retour sur investissement pour les clients est déraisonnable sans une subvention importante.

On ne sait pas exactement quel niveau de subventions pourrait être fourni par le gouvernement et les distributeurs. Des subventions allant jusqu'à 80 % du coût de la conversion seront nécessaires pour rendre possible un retour sur investissement en 5 ans. De plus, OC considère qu'il existe de l'incertitude par rapport à l'attractivité de l'Offre pour les propriétaires de duplex ou triplex non occupant.

OC Spreadsheet #2 (Based on Table 47)

Typical cases	Boiler		Annual Savings and Payback yrs		Payback with Grant Subsidy	Hot air generator		Annual savings and Payback yrs		Payback with Grant Subsidy
	All gas	Bienergy	\$ savings	Payback yrs	Years	All gas	Bienergy	\$ savings/yr	Payback yrs	Years
Small UDT	5650	8600	115	25.7		3650	9100	224	24.3	
UDT of average size	6000	9400	217	15.7		3900	10150	435	14.4	
Large UDT	6650	10550	315	12.4		4350	12300	652	12.2	
Multi-dwelling of 6 units	11800	25900	892	15.8						
Multi-dwelling of 13 units	18050	35100	709	24.0						
Excludes cost of Electricity Service Panel Upgrades ~ \$9 million over 9 years										
mes Electricity and Gas Bills both Increase at 2% per										

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

OC a préparé la feuille de calcul ⁵⁰ ci-dessus sur la base de la réponse à la question 13.5⁵¹.

Les Distributeurs ont refusé d'examiner, de corriger et d'ajouter des données à ce sujet.⁵²

«Respectueusement, les Distributeurs rappellent qu'« une demande de renseignements sert essentiellement à permettre à un intervenant de faire préciser ce qui n'est pas clair dans la preuve déposée » et non à « faire faire sa preuve»⁵³.

OC constate qu'il y a une absence d'information sur les éléments suivants:

- estimations sur les subventions de conversion ;
- calculs des incidences sur les GES pour la période 2022-2030 ;
- coût de la réduction des GES/MT pour 2022-2030 ;
- calculs additionnels pour les secteurs commercial et institutionnel
- les totaux multisectoriels.

Les Distributeurs reconnaissent l'obstacle que représentent les coûts d'investissement en capital pour les clients qui souhaitent convertir le système de chauffage à la biénergie:

«L'acquisition d'équipements biénergie peut représenter des sommes importantes pour certains clients d'Énergir selon les technologies en place, ce qui pourrait compromettre leur adhésion à l'Offre. Pour réduire le surcoût lié aux équipements requis pour adhérer à cette Offre, HQD offre certains appuis financiers aux clients admissibles, de même qu'Énergir, par le biais de ses programmes commerciaux. L'offre actuelle disponible pour la clientèle résidentielle est décrite à la section 2.2.1 de la pièce HQD-Énergir-1, document 2.

D'autres aides financières, décrites à la section 2.3 de cette même pièce, seront offertes par le SITÉ d'ici le déploiement de la présente Offre.»⁵⁴.

OC a demandé aux Distributeurs de fournir un tableau indiquant pour chaque type d'équipement (chauffe-eau, chaudière, appareil de chauffage à air forcé, thermopompe, etc.) le soutien financier de HQD et d'Énergir. La réponse a été à l'effet que cet élément est encore en cours d'évaluation.⁵⁵

OC a également demandé aux Distributeurs de lui fournir les coûts bruts et nets annuels 2022-2030 et une ventilation et les totaux des coûts de subvention provenant d'HQD,

⁵⁰ Pièce « OC Workbook BiEnergir Program Cost-Benefit Analysis », jointe à la pièce C-OC-0009 - Demande de renseignement N° 1 d'OC à HQD-Énergir.

⁵¹B-0027 DDR Regie No 1 Q 13.5 Annex 13.5

⁵² Pièce B-0042, p. 54, réponse à la question 33.1.

⁵³ Pièce B-0042, p. 54, réponse à la question 33.1.

⁵⁴ Pièce B-0034, p. 54, l. 8 à 15.

⁵⁵ Pièce B-0042, p. 36, réponse à la question 22.1.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Énergir et SITÉ pour les conversions prévues

Le soutien financier de HQD et du gouvernement fédéral est mutuellement bénéfique. Une validation est effectuée auprès du MERN afin qu'un client ne puisse pas recevoir plus qu'une aide financière pour l'acquisition d'une thermopompe.

OC a demandé aux Distributeurs de fournir le profil annuel moyen des appareils de chauffage que les clients d'Énergir remplacent (générateurs d'air chaud à air pulsé, chaudières et thermopompe).

La réponse est la Figure R-32.1 qui contient l'évaluation de la répartition des types d'équipement pour le chauffage des locaux pour les clients résidentiels ciblés par l'Offre, consommant donc moins de 15 000 m³/année.

Il est estimé que le profil annuel des équipements de chauffage qui seront remplacés par les clients d'Énergir au cours des prochaines années suivra approximativement la même distribution, à raison de 1/15 par année.⁵⁶

Il a été demandé aux distributeurs de fournir les profils d'âge et l'âge moyen de l'équipement existant et d'énumérer toutes les hypothèses.⁵⁷ Ils indiquent que ces informations ne sont pas disponibles.

Les Distributeurs indiquent qu'en supposant un début de commercialisation de l'Offre en 2022 et un taux de conversion linéaire de 1/15 par an, 9/15 du plein potentiel pour tous les marchés seraient atteints à l'année tarifaire 2030. Les Distributeurs incluent le détail des estimations dans le modèle fourni par la Régie à l'annexe Q-13.5 en format Excel. À noter, comme mentionner à la question 13.4, que les informations sur la prévision de la demande des clients non couverts par l'Offre n'ont pas été fournies dans ce dossier.⁵⁸

OC a demandé aux Distributeurs de clarifier les frais de connexion pour les nouveaux clients.

Les Distributeurs ont indiqué que les méthodes d'évaluation de la rentabilité pour le raccordement des nouveaux clients d'Énergir ont été convenues lors du dossier R-3867-2013, phase 3B.^{59,60}

La réduction de la consommation associée au tarif biénergie réduira la contribution d'Énergir aux revenus requis pour le raccordement d'un nouveau bâtiment et augmentera donc les frais de raccordement des nouveaux clients qui souhaitent opter pour la biénergie.

⁵⁶ Pièce B-0042, p. 52, réponse à la question 32.1.

⁵⁷ Pièce B-0042, p. 53, réponse à la question 32.2.

⁵⁸ Pièce B-0016, p. 51, réponse à la question 13.5.

⁵⁹ Pièce B-0042, p. 62, préambule de la question 36.

⁶⁰ Décision D-2018-061, p. 19, paragraphe 78 où la Régie indique que "le [coût prospectif du capital] après impôt est approprié comme balise minimale de rentabilité à laquelle doit être comparé le [le taux de rendement] généré par un projet". Veuillez également consulter la section (pages 70 à 93) de la décision D-2018-080.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Une contribution peut être demandée au client si le raccordement n'est pas rentable. À cet égard, OC vous réfère à la décision D-2018-080 et à l'article 4.3.4 des conditions de service et du tarif d'Énergir.⁶¹

OC a demandé aux Distributeurs s'ils avaient pris en compte l'effet dissuasif potentiel d'une contribution plus importante de la part des nouveaux clients souhaitant opter pour l'option biénergie, puisqu'il souhaite encourager les nouveaux clients à opter pour l'option biénergie.

Les Distributeurs affirment que, dans l'ensemble, la combinaison de l'Offre et des subventions qui seront disponibles est suffisante pour intéresser les nouveaux clients.

8. ACCORD ENERGIR-HQD

8.1. Plans d'affaires

OC demande aux Distributeurs de déposer les plans d'affaires pour le programme biénergie qui sous-tendent l'entente entre HQD et Énergir. Ils ont refusé de répondre à cette demande en indiquant que tous les éléments soutenant l'entente sont déjà présentés dans le dossier.

8.2. Plans de marketing et budget

«Comme en fait foi le décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales no 874-2021 pris par le Gouvernement (le Décret)1, 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. »⁶²

Le plan de marketing pour les clients résidentiels serait en cours d'élaboration. Les Distributeurs prévoient des stratégies visant à assurer une bonne information aux citoyens et aux clients ainsi qu'une sollicitation et un accompagnement ciblés des clients par une

⁶¹ Pièce B-0042, p. 63, réponse à la question 36.4.

⁶² Pièce B-0034, p. 5, l.12 à 22.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

équipe dédiée. Une fois que l'Offre biénergie sera disponible, elle sera diffusée auprès des clients d'Énergir, par le biais de son site web et des bulletins d'information⁶³.

Le plan marketing pour les clients résidentiels étant en cours d'élaboration, il est trop tôt pour évaluer le budget nécessaire à sa réalisation. Quant aux actions de sollicitation directe, Énergir intégrera l'offre biénergie dans ses démarches courantes de fidélisation de la clientèle.

8.3. Estimation de la contribution aux GES de HQD-Energir

Les annexes 1 à 3 de l'accord Énergir/HQD dans l'annexe A de la pièce HQD-Energir-1, document 1 révisée, fournissent les calculs de la contribution aux GES.⁶⁴

9. ESTIMATION DE LA RÉDUCTION D'ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE 2022-2030

Les Distributeurs déclarent :

« Comme en fait foi le décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales no 874-2021 pris par le Gouvernement (le Décret)¹, 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. »⁶⁵

OC a demandé aux Distributeurs de fournir les émissions de GES de référence (sans le programme proposé) provenant du chauffage des bâtiments par secteur et le total pour l'offre proposée.

Pièce B-0042, p. 38, réponse à la question 23.2.

⁶⁴ Pièce B-0042, p. 46, réponse à la question 27.2.

⁶⁵ Pièce B-0034, p. 5, l.12 à 22.

**Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs**

OC a été dirigé aux réponses aux questions 4.1 et 4.2 de la demande de renseignement numéro 2 de la Régie⁶⁶. Les Distributeurs y indiquent que le coût du CO₂ n'est pas un facteur qui a été pris en compte dans le calcul des réductions des émissions de GES.

OC a également demandé aux Distributeurs de fournir deux scénarios de haut niveau montrant pour chacun des scénarios TAE et biénergie les réductions totales de GES (MT) et les coûts associés pour les Distributeurs et les clients sur la base d'une fourchette de coûts du carbone à partir des perspectives de plafonnement et d'échange du Québec.

OC a également demandé aux Distributeurs de fournir le coût total des programmes TAE et Bi-Energie 2022-2030 pour les clients de HQD et d'Énergir et de l'exprimer en tant que coût par tonne de GES et par tonne de carbone en fonction d'une projection basée sur les perspectives de prix de \$C dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange du Québec.

Les Distributeurs ont référé OC à la réponse à la demande de renseignement n° 2 de la Régie, question 3.1.1, annexe 3.1.1, qui fournit le coût total cumulé et les réductions de GES pour les options TAE et biénergie.

(i) **À partir du tableau identifié en référence (ii)⁶⁷, la Régie présente l'extrait suivant :**

Secteurs d'activité	Émissions (kt CO eq. ₂)		Changement dans les émissions 1990- 2018	
	1990	2018	kt CO ₂	%
Résidentiel, commercial et institutionnel	11 213	8 169	-3 044	-27,1 %
Résidentiel	6 974	3 424	-3 549	-50,9 %
Commercial et institutionnel	4 240	4 745	505	11,9 %

⁶⁶ Pièce B-0035

⁶⁷ Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Inventaires des émissions atmosphériques, Direction générale de la réglementation carbone et des données d'émission, 2021-11-04, [Tableau des émissions annuelles de gaz à effet de serre au Québec de 1990 à 2018](#), p. 2.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

La Régie a demandé aux Distributeurs ce qui suit:

« 4.2. Considérant les références (i) et (ii), veuillez déposer les prévisions des émissions de GES pour les bâtiments résidentiels et celles pour les bâtiments institutionnels et commerciaux au Québec, sur l'horizon 2022-2030 avec l'Offre biénergie mentionnée à la référence (ii). Veuillez également identifier les sources et les données et déposer le détail des calculs en format PDF et en format Excel, incluant les formules sous-jacentes. »⁶⁸

La réponse des Distributeurs est la suivante :

« Les Distributeurs ne sont en mesure d'estimer que les volumes de gaz naturel consommés par la clientèle visée par l'Offre et les volumes de gaz naturel évités par celle-ci. »⁶⁹

Pour les besoins du dossier, les réductions de GES attribuables à l'Offre ont été déterminées en comparant les volumes consommés dans un scénario où le gaz ne serait pas disponible dans un scénario biénergie en 2030 et en appliquant le facteur d'émission de CO₂ de la consommation usuelle de gaz naturel.

Ni les émissions de GES des bâtiments non couverts par l'Offre, ni celles des bâtiments qui utilisent le gaz naturel, mais qui ne sont pas desservis par Énergir, ni celles des autres sources d'énergie telles que le chauffage au mazout, au propane, au bois de chauffage, etc. n'ont été évaluées dans ce dossier.

Il convient également de noter qu'aucune hypothèse sur le volume de GNR injecté à l'horizon 2030 n'était requise pour cette demande. L'injection de GNR est une mesure de décarbonation supplémentaire qui pourrait contribuer à réduire les émissions de GES des marchés résidentiels, commerciaux et institutionnels.

10. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE

10.1. Coût de l'Offre pour la société

Les Distributeurs déclarent en réponse à la question 9.1 de la demande de renseignement numéro 1 de la Régie :

« 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

⁶⁸ Pièce B-0035, p. 15, question 4.2.

⁶⁹ Pièce B-0035, p. 16, l. 1 à 3.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

naturel évitée. Une solution au meilleur coût pour la société minimise les coûts additionnels en ressource et maximise les coûts évités en ressource. »⁷⁰

10.2. Tests de faisabilité économique

OC a demandé aux Distributeurs de fournir le résultat pour le programme biénergie (l'Offre) des tests de faisabilité économique suivants utilisés dans d'autres juridictions⁷¹ ::

- Test du coût total des ressources (TRC) et TRC+
- Test du coût sociétal (SC).

Les Distributeurs déclarent ne pas disposer de cette information.

OC a demandé le résultat des tests supplémentaires suivants (sous réserve de la disponibilité des données) :

- Test des coûts d'administration du programme
- Test de mesure d'impact sur le contribuable
- Test du coût du participant
- Métrique du coût de livraison nivelé

Les Distributeurs ont répondu en nous référant à la réponse à la question 31.1 d'OC concernant le test de neutralité tarifaire (TNT), qui selon eux est similaire aux tarifs d'impacts (manques à gagner) calculés par les Distributeurs.

La Régie a également posé une question similaire 9.1⁷²

« Considérant les définitions relatives au Test du coût total en ressources et au Test du coût social présenté à la référence (ii), veuillez confirmer, ou infirmer, la compréhension de la Régie à l'effet que le « coût pour la société » mentionnée par les Distributeurs à la référence (i) correspond au coût total en ressource plutôt qu'au coût social. Veuillez élaborer. »

La réponse des Distributeurs confirme que l'analyse s'apparente davantage à un test du coût total des ressources (TCTR).

« L'analyse des Distributeurs s'est attardée à deux éléments. D'une part, l'impact pour leur clientèle (manques à gagner), dont les intrants et conclusions sont comparables à ceux d'un test de neutralité tarifaire (TNT). Et d'autre part, à l'impact pour les clients convertis, à travers l'examen de cas types, exercice dont l'objectif est similaire à celui d'un test des participants (TP). »

⁷⁰ Pièce B-0016, p. 27, réponse à la question 9.1.

⁷¹ Sources New York:- ConEd Benefit Cost Assessment (BCA) Manual Vermont:- National Standard Manual for Benefit/Cost Analysis of Distributed Energy Sources Ontario:- OEB TRC Guide

⁷² Pièce B-0035, p. 7, question 9.1.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Les Distributeurs en réponse à la question 4.2 de la demande de renseignement numéro 3 de la Régie⁷³

« 4.2 Le cas échéant, veuillez préciser les données ou informations requises afin de présenter les résultats d'un TCTR pour l'Offre biénergie. »⁷⁴

répondent ce qui suit:

«...Au demeurant, les Distributeurs questionnent la pertinence de procéder à une telle analyse et considèrent qu'elle n'est pas nécessaire dans le contexte particulier du présent dossier.

Calculer un TCTR à des fins de comparaison avec d'autres mesures de décarbonation, comme la Régie semble l'évoquer au préambule de la question 3, implique que les paramètres d'analyse soient les mêmes entre les différentes mesures. De surcroît, les Distributeurs jugent imprudent de s'avancer à comparer d'éventuels coûts de décarbonation associés à la biénergie avec ceux présentés à la pièce B-0174 du dossier R-4008-2017, étude dont ils ne sont pas les auteurs et pour laquelle ils ne disposent pas de détails quant à la méthodologie précise utilisée.

Les Distributeurs réitèrent qu'ils n'ont pas procédé à une telle comparaison et n'ont pas à le faire, puisque l'objet de la demande du Gouvernement est la mise en place d'une décarbonation des bâtiments à travers la biénergie électricité- gaz naturel dans un contexte de transition énergétique et d'urgence climatique. (notre souligné)»

En ce qui concerne les incidences sociales, elles ne relèvent pas du champ d'application direct de l'accord de partenariat et de coopération entre les Distributeurs, et elles n'ont pas été examinées par eux. Cependant, ils soulignent que le projet émane d'une volonté exprimée par le gouvernement à travers la PEV 2030. Ce dernier couvre de multiples dimensions de l'électrification et la lutte contre le changement climatique dans les domaines, par exemple, des transports, de l'industrie de la construction. L'examen de l'impact global sur les différents aspects du PEV 2030 était donc de la responsabilité du Gouvernement et n'a pas fait l'objet d'une analyse économique par les Distributeurs.

⁷³ Pièce B-0059, p. 8 et 9, réponse à la question 4.1.

⁷⁴ Pièce B-0059, p. 9, question 4.2.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

Commentaire OC n°9 :

Le Régie et OC ont demandé aux distributeurs de fournir pour le programme biénergie (l'Offre) les tests de faisabilité économique suivants, utilisés dans d'autres juridictions⁷⁵ : le test du coût total des ressources (CTR), le test CTR + et le test du coût sociétal. Les Distributeurs n'ont pas fourni le résultat de ces tests. OC est d'avis que l'absence de test est problématique, car cela est un accroc au processus d'approbation généralement appliqué par la Régie pour des mesures d'efficacité énergétique. La simple référence à un décret ne saurait justifier une proposition qui ne répond pas aux exigences légale et réglementaire présentement en vigueur.

10.3. Comparaison avec les programmes d'efficacité énergétique des Distributeurs

En réponse à la question 9.4 de la demande de renseignement numéro 1 de la Régie, les Distributeurs indiquent ce qui suit:

« 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.

Les Distributeurs répondent ceci :

« 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. »⁷⁶

OC a demandé si Énergir et HQD ont comparé les coûts et les réductions de GES de la biénergie à leur programme de gestion de la demande et d'efficacité énergétique.⁷⁷

OC a été référé à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignement numéro 1 de l'AQP :

« 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

⁷⁵ Sources :

New York:- ConEd Benefit Cost Assessment (BCA) Manual Vermont:- National Standard Manual for Benefit/Cost Analysis of Distributed Energy Sources Ontario:- OEB TRC Guide

⁷⁶ Pièce B-0016, p. 30, réponse à la question 9.4.

⁷⁷ Pièce B-0042, p. 50, réponse à la question 31.1.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

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. »⁷⁸

10.4. Comparaison avec d'autres programmes de conversion de combustible

OC souhaite rappeler les termes de la décision D-2017-119 Motifs dans le dossier " Demande d'approbation d'un programme de conversion à l'électricité d'équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commerciaux, institutionnels et industriels "⁷⁹ :

«[48] Dans sa décision D-2017-119 Motifs à suivre du 3 novembre 2017, la Régie se prononce ainsi¹³ :

« [36] La Régie juge que la preuve au dossier ne permet pas de conclure à la rentabilité du Programme, considérant les éléments suivants :

- la prise en compte dans l'analyse économique de la part des procédés industriels et les conséquences qui y sont associées sur l'ensemble des coûts et des revenus;*
- les coûts évités utilisés pour l'analyse;*
- les coûts du service de transport de la charge locale;*
- l'analyse de sensibilité du Distributeur sur les heures d'achat d'énergie en hiver;*
- les hypothèses au soutien de l'impact du Programme sur les besoins en puissance et les coûts et revenus qui y sont associés;*
- l'horizon d'analyse.*

[37] Par ailleurs, la prise en compte de l'appui effectif sur le budget d'appui financier [note de bas de page omise] pourrait avoir un effet favorable sur la rentabilité du Programme. La Régie ne peut toutefois conclure de la preuve que cela rendrait le Programme rentable ».

[171] Considérant l'ensemble des éléments décrits aux sections 6.1 à 6.6 et ce qui précède, la Régie ne peut conclure sur la rentabilité du Programme en fonction de la preuve soumise par le Distributeur ». »

⁷⁸ Pièce B-0016, p. 40 et 41, réponse à la question 11.5.

⁷⁹ Pièce B-0034, p. 42, Tableau 41 et Tableau 42

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

« [172] *Pour les motifs à suivre,*

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande d'approbation du Programme de conversion au mazout pour la conversion à l'électricité des équipements alimentés au mazout ou au propane dans les marchés commerciaux, institutionnels et industriels. (nos soulignés) »⁸⁰

Il a été demandé aux Distributeurs de confirmer la compréhension d'OC que la demande de mesures pour soutenir la décarbonation du chauffage des bâtiments ne répond pas au critère de rentabilité exprimé par la Régie en référence ii). En effet, nous comprenons que la proposition des demandeurs dans ce dossier entraînera des augmentations de tarifs pour les clients des deux Distributeurs.

Les Distributeurs ont répondu que dans la décision D-2017-119, la Régie a assimilé le programme HQD de conversion à l'électricité d'équipements alimentés au mazout ou au gaz (propane) (le Programme) à un programme commercial visant à augmenter ses ventes, tel que mentionné au paragraphe 32 de cette décision :

« [32] La Régie reconnaît qu'il est courant pour une entreprise de chercher à conserver et à augmenter ses parts de marché à l'aide de programmes commerciaux. En ce sens, elle juge qu'il est tout à fait approprié pour le Distributeur de mettre sur pied un programme afin d'inciter des consommateurs d'énergie à augmenter leur consommation d'électricité. »⁸¹

C'est dans ce contexte particulier que la Régie aurait considéré que la rentabilité du Programme spécifiquement visé était une condition essentielle à son approbation. Or, la rentabilité d'un programme commercial n'est pas prévue dans la Loi.

Dans ce cas, l'Offre est faite dans un contexte particulier où le fait qu'elle aidera le Québec dans la transition énergétique doit être un des éléments pris en compte dans le développement du programme".

Les Distributeurs indiquent que l'un des objectifs de l'Offre est de réduire les ventes de gaz naturel pendant les heures hors pointes, ce qui entraîne une augmentation des ventes d'électricité. Cette démarche ne s'inscrit pas dans une perspective étroite de rentabilité, mais dans le contexte plus large de la réduction des émissions de GES. Elle trouve plutôt son origine dans une volonté de décarboniser le chauffage des bâtiments par la conversion à la biénergie au gaz naturel, telle que clairement exprimée par le Gouvernement à travers le PEV 2030 et le Décret.

⁸⁰ D-2017-119 Motifs

⁸¹ D-2017-119

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

« La question de la rentabilité de l'Offre ne saurait ici être une condition essentielle afin de reconnaître ou non le principe général demandé par les Distributeurs. »⁸²

Commentaire OC n°10 :

Les Distributeurs n'ont pas fourni de preuve quant au(x) principe(s) réglementaire(s) selon lesquels la Régie pourrait approuver la proposition de Biénergie, malgré son manque de rentabilité entraînant des tarifs plus élevés.

11. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS d'OC

11.1. Conclusions d'OC

- La proposition des Distributeurs, soit une offre biénergie, est une réponse des Distributeurs au Plan pour une économie verte du Gouvernement du Québec. Les Distributeurs proposent de mettre en place une série de mesures pour inciter jusqu'à 136 000 clients de convertir le chauffage des espaces utilisant uniquement le gaz naturel vers des systèmes biénergie. Plus précisément, l'Offre contient les éléments suivants :
 - Conversion des chauffe-eaux au gaz naturel vers une alimentation électrique seulement.
 - Mise en place de système de chauffage des espaces à la biénergie utilisant l'électricité pour toutes les heures de l'année où la température est supérieure à -9C et utilisant le gaz naturel pour les autres heures de l'année.
 - Mise en place d'un mécanisme tarifaire où HQD fournira, à même son revenu requis, une contribution monétaire (Contribution GES) à Énergir établie selon les volumes de gaz naturel évités suite à la conversion vers le mode biénergie. Cette contribution ferait en sorte de compenser, en partie, la baisse de revenus liés à la conversion qui réduira le revenu requis d'Énergir.
- Le programme n'est pas offert aux clients de l'autre distributeur de gaz naturel réglementé par la Régie de l'énergie (Gazifère) ni aux autres utilisateurs de combustibles fossiles (propane, huile, biomasse, etc.). Cela limite la portée du programme à un sous-groupe de l'ensemble des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels de la province.
- Comparé à la portée et à l'impact potentiel des programmes d'efficacité énergétique menés par TEQ et les Distributeurs, le programme biénergie aura un impact moindre d'ici 2030 en termes de performance et en termes de réduction des GES.

82 Pièce B-0042, p. 56, l. 26 à 28.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

- Les programmes d'efficacité énergétique du secteur résidentiel de TEQ incluant Énergir, Gazifère et HQD ont des objectifs de 10 526 583 GJ équivalant à 268 427 867 M3 d'économies de gaz d'ici 2030 à un coût de 701 318 009 \$ (0,015 \$/GJ) et produiront une réduction des émissions de GES de 392 523 t éq. CO₂.
- Les coûts du programme biénergie pour les Distributeurs ont été définis en termes d'exigences de revenus et d'impact tarifaire, incluant des Contributions GES de 85 millions de dollars payés par HQD à Énergir pour l'année 2030 seulement.
- Les augmentations des besoins en revenus cumulés pour Énergir et HQD en 2030 sont de 4,7 % et 0,9 % respectivement, avant le transfert de la Contribution GES de 85 millions de dollars (2030) d'HQD à Énergir.
- L'analyse coût/bénéfice pour les clients des Distributeurs a été estimée en considérant les éléments suivants :
 - Impact tarifaire pour les clients d'Énergir sur l'horizon 2022-2030
 - Les clients d'Énergir doivent assumer le coût de remplacement du système de chauffage et des modifications requises aux installations électriques
 - Il existe une aide financière encore indéterminée de la part des Distributeurs et du SITÉ (contribuables).
 - Impact tarifaire à la hausse pour tous les clients d'HQD et ce au bénéfice direct des clients d'Énergir.
- La période d'amortissement pour la conversion des systèmes de chauffage résidentiel est généralement de 23 ans :
 - L'aide financière (encore à définir) devrait ramener ce délai à environ 5 ans
 - Cependant, cela suppose que les prix du gaz et de l'électricité n'augmentent qu'à un taux d'inflation de 2 % par année.
 - Les clients d'Énergir qui se convertissent à l'électricité assument un risque élevé de ne pas réaliser un retour sur investissement raisonnable dépendamment du risque associé à l'évolution des coûts du gaz naturel et de l'électricité.
- Le taux de conversion des clients d'Énergir est estimé sur une période de 15 ans, à un rythme de conversion constant annuellement. Sur 9 ans cela représente 9/15 du potentiel. Cette hypothèse est basée sur une durée de vie de 15 ans pour les équipements de chauffage et de chauffe-eau.
- Aucun test de rentabilité, généralement utilisé devant la Régie, n'a été effectué par les Distributeurs puisqu'ils prétendent que cela n'est pas nécessaire étant donné que cette initiative résulte d'une orientation gouvernementale. Cela dit, selon le PEV, le processus d'électrification du chauffage des bâtiments doit se faire à un coût raisonnable pour les consommateurs.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

- Aucun des tests standards qui s'appliquent aux programmes d'efficacité énergétique des Distributeurs n'a été fourni, tel que :
 - Test de coût sociétal
 - Test du coût total des ressources
 - Test des coûts de l'administrateur du programme
 - Test de mesure de l'impact des tarifs
- La performance globale du programme en termes de \$/tonne de GES n'a pas été mise en preuve. Il est probable que le coût par tonne métrique soit nettement supérieur à celui projeté dans le cadre des prévisions de SPEDE.

En résumé, la proposition des Distributeurs est caractérisée par les problématiques suivantes :

- La proposition instaure une interrelation directe entre les revenus requis des deux principaux monopoles de distributions d'énergie qui sont normalement en compétition. OC est d'avis que cette proposition pose les premiers jalons d'un seul monopole énergétique qui élimine le peu de compétition offerte aux consommateurs québécois. Le rôle du régulateur étant de protéger les clients de fournisseurs profitant d'une dominance de marché monopolistique et non d'augmenter la dominance de marché des fournisseurs qu'il régule en jumelant leurs offres. OC est particulièrement préoccupé par le fait que la proposition par laquelle les clients d'HQD devraient assumer une hausse de tarif au bénéfice des clients d'une autre entreprise. Cela est contraire au principe fondamental de la causalité des coûts. D'ailleurs, OC est d'avis que la Régie n'a pas le pouvoir d'autoriser un tel interfinancement entre les clients de deux distributeurs.
- OC note que la proposition découle de la volonté gouvernementale d'atteindre ses objectifs de réduction d'émission de GES et ce au bénéfice de tous les Québécois, mais aussi de citoyens résidant à l'extérieur de ses frontières compte tenu de la nature même des GES et de la problématique des changements climatiques. OC note également que la proposition bénéficiant à l'ensemble des Québécois (contribuables) est financée en grande partie par un sous-groupe de la population québécoise, soit les clients d'Énergir et d'HQD. D'ailleurs, la proposition des Distributeurs ne respecte pas le principe fondamental en réglementation économique qu'est la neutralité tarifaire puisqu'elle engendrera une hausse tarifaire pour les clients des deux Distributeurs. De plus, cette proposition est contraire au principe réglementaire élémentaire de la causalité des coûts puisqu'elle est destinée à répondre en partie aux besoins de personnes qui ne sont pas clients d'Énergir ou d'Hydro-Québec. En effet, les tarifs doivent être basés sur le coût de service du service de distribution et non sur le coût pour répondre aux besoins de personnes autres que les clients des demanderessees.

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

- Subsidiairement, dans l'éventualité où la Régie ne partageait pas l'opinion d'OC exprimé dans les deux points précédents, OC note que l'analyse comparative offerte par les Distributeurs pour justifier leur proposition utilise un scénario alternatif qui consiste à convertir les clients visés par la proposition à des systèmes toute à l'électricité (TAÉ) qui selon OC est irréaliste. OC est d'avis que ce scénario est irréaliste compte tenu du coût prohibitif qu'il engendrerait vu la hausse des besoins en période de pointe. OC est d'avis que l'utilisation d'un scénario alternatif irréaliste fausse les résultats des analyses des Distributeurs. De plus, OC note que les coûts associés aux conversions, éléments essentiels à la réalisation du programme biénergie, à être assumé par les clients des Distributeurs ne sont pas connus. En l'absence de ces coûts, OC est d'avis que les analyses économiques des Distributeurs sont sans pertinence.

- OC estime le coût de réduction des GES de la proposition des Distributeurs à approximativement 200\$/Tonne métrique de GES. Ce montant est nettement supérieur au coût de la tonne de carbone fixé par le biais du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) qui avoisine les 20\$ CAN⁸³. Le montant élevé de cette proposition s'explique en partie par la réalité économique, soit :
 - Position concurrentielle favorable du gaz naturel par rapport à l'électricité, position concurrentielle favorable qui pourrait augmenter davantage au cours des prochaines années vu la nouvelle méthodologie de fixation des tarifs d'électricité basée sur l'inflation qui s'avérera particulièrement élevée à court et moyen terme.
 - Coûts de conversion important en terme monétaire ainsi qu'en termes de gestion.
 - Plus grande efficacité énergétique des appareils de chauffage au gaz naturels. À titre indicatif, les systèmes récents de chauffage au gaz ont un taux d'efficacité supérieur à 90%, soit un niveau bien supérieur à l'efficacité des centrales de production électrique au gaz naturel qui peuvent dans le meilleur des cas avoir une efficacité d'approximativement 70%. Ainsi, la conversion de la production électrique au gaz naturel par des exportations d'énergie renouvelable serait plus efficace et moins coûteuse pour réduire les émissions de GES.

⁸³ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2022-02-16/avis-vente-20220216.pdf>

Demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments
Mémoire d'Option consommateurs

11.2. Recommandations d'OC

Recommandation principale : Refuser la proposition des Distributeurs telle que présentée puisque, comme démontré dans le présent mémoire, elle ne respecte pas le cadre réglementaire en vigueur.

Recommandation subsidiaire :

- Demander aux Distributeurs de modifier leur proposition afin d'assurer le respect du principe de neutralité tarifaire pour les clients d'Énergir et d'HQD.
- Demander aux Distributeurs de compléter les analyses économiques en fournissant l'ensemble des coûts (incluant ceux associés à la conversion des appareils de chauffage) et en proposant une solution alternative qui tient compte de la réalité économique. Plus précisément, ces nouvelles analyses devraient inclure les éléments suivants :
 - Impact sur la concurrence du marché de l'énergie résidentiel au Québec.
 - Vérification de la rentabilité du programme à l'aide des tests généralement utilisés par la Régie de l'énergie, en comparativement aux alternatives, y compris la prestation de programmes d'efficacité énergétique ciblés améliorés par les Distributeurs.
 - Comparaison du coût par tonne métrique de réduction de GES avec la performance des programmes de TEQ ainsi qu'au prix du carbone découlant du SPEDE.
 - Analyse coûts/bénéfices du programme pour les clients d'Énergir et HQD
 - Balisage de programmes visant la réduction d'émission de GES dans d'autres juridictions comme par exemple le processus de Planification intégrée des ressources en Ontario et à New York
 - Consultation auprès de Gazifère afin de s'assurer d'un traitement équitable pour l'ensemble des clients gazier du Québec.

Le tout respectueusement soumis.