
R-4292-2025

DEMANDE RELATIVE À LA STRATÉGIE DE
DÉCARBONATION D'ENBRIDGE GAZ QUÉBEC

MÉMOIRE DE L'ACEFO

Préparé par : Marcel Paul Raymond

23 juillet 2025

Table des matières

1. Introduction	3
2. Le modèle de simulation Monte Carlo	5
2.1. <i>Les intrants fixes (ou déterministes)</i>	7
2.1.1. La Bonification du coût de l'électricité (ou seuil de compétitivité) de 15 % et sa justification	8
2.1.2. La croissance des volumes de la clientèle (existante et nouvelle)	11
2.1.3. Le Surcoût GSR qui est fixe pour toutes les simulations	12
2.1.4. Les limites de l'approche par client moyen et la représentativité des résultats	13
2.2. <i>Intrants variables (ou stochastiques)</i>	15
2.3. <i>Le Résultat d'une simulation et les Traitements</i>	22
2.4. <i>Nombre de simulations</i>	24
2.5. <i>Distribution statistique des résultats</i>	25
2.6. <i>Les contraintes traitées en post-traitements</i>	27
3. Stratégie et mise à jour	33
3.1. <i>Stratégie globale</i>	33
3.2. <i>Stratégie pour 2026</i>	35
3.3. <i>Mise à jour annuelle de la stratégie</i>	35
4. Conclusions et recommandations	37

1. Introduction

Le 30 janvier 2025, Enbridge Gaz Québec (« EGQ ») dépose à la Régie de l'énergie (la « Régie ») une demande d'approbation de sa stratégie de décarbonation (la « Demande »). Cette Demande est présentée en vertu des articles 31(5°), 48, 49 et 112(4°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et de l'article 1 du *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* (le « Règlement »)¹.

Le 26 mars 2025, EGQ dépose le complément de preuve demandé par la Régie² ainsi qu'une révision de la Demande³.

La Demande d'EGQ vise trois objectifs⁴ :

- 1- L'approbation de sa nouvelle stratégie de commercialisation de gaz de source renouvelable (« GSR ») se traduisant par une approche de **récupération des coûts sur l'ensemble de la clientèle** en fonction des différents parcours élaborés qu'elle a elle-même identifiés, ainsi que les modalités visant sa mise en application ;
- 2- L'approbation des **pourcentages de GSR applicables** dès le 1er janvier 2026 soit :
 - a. Clients résidentiels : 6 % ;
 - b. Clients commerciaux et institutionnels : 8 % ;
 - c. Clients industriels et agricoles : 5 % ;

¹ A-0012, page 4, paragraphe 1.

² B-0011.

³ B-0012.

⁴ A-0012, page 5, paragraphes 9 à 11.

- 3- L'approbation des modifications proposées aux *Conditions de service et Tarifs* (« CST »), telles que détaillées aux pièces EGQ-1, documents 1.1 et 1.2, en vue de leur entrée en vigueur à compter du 1er janvier 2026.

Dans le cadre de ce mémoire, l'Association Coopérative d'Économie Familiale de l'Outaouais (l'« ACEFO ») aborde les sujets suivants :

- 1- La compréhension du modèle de simulation Monte Carlo et les recommandations d'améliorations à celui-ci qui pourront faire l'objet d'une phase 2 du dossier;
- 2- La stratégie préconisée par EGQ et sa mise à jour annuelle.

Les recommandations de ce document sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'ACEFO se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Le modèle de simulation Monte Carlo

L'approche d'EGQ pour atteindre la carboneutralité est basée sur l'utilisation d'un modèle de simulation Monte Carlo (le « Modèle »), décrit sommairement par EGQ comme suit⁵ :

« Guidé par son désir de participer pleinement à la transition énergétique du Québec, sa volonté de contrôler l'impact tarifaire de cette nouvelle stratégie sur sa clientèle et sa volonté de maintenir sa compétitivité, EGQ a mis en place un modèle de simulation de type Monte Carlo pour l'appuyer dans l'identification de l'approche optimale pour la décarbonation de son réseau. Plusieurs simulations statistiques, basées sur un ensemble d'hypothèses, ont été réalisées afin de calculer les probabilités de succès des différentes approches possibles pour atteindre la carboneutralité, tout en cherchant à rester compétitif [note de bas de page omise]. »

Une description plutôt sommaire du Modèle dans la preuve initiale d'EGQ a suscité plusieurs questions de la part de la Régie et des intervenants afin de parfaire leur compréhension de son fonctionnement.

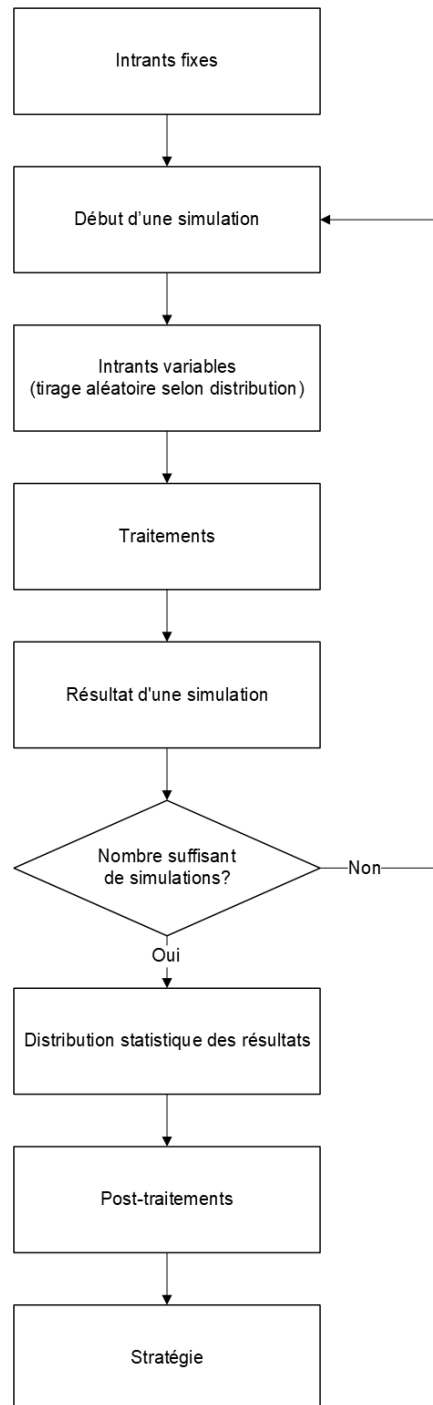
Afin de bien pouvoir comprendre le dossier et formuler des recommandations, l'ACEFO a procédé à une analyse détaillée du Modèle et des réponses fournies et en est arrivé à la compréhension décrite dans ce qui suit.

Afin d'illustrer les diverses composantes du Modèle et leur interaction, l'ACEFO a préparé le schéma suivant correspondant à sa compréhension de la structure du Modèle et de l'établissement de la stratégie qui en découle.

⁵ B-0012, page 7; voir aussi B-0012, page 16.

Figure ACEFO-1

Schéma des composantes du Modèle et de l'établissement des stratégies



Chacune des composantes de ce schéma est décrite dans ce qui suit.

2.1. Les intrants fixes (ou déterministes)

Ces intrants représentent des hypothèses de base qui demeurent les mêmes pour chacune des simulations effectuées. En réponse à une demande de renseignements (« DDR ») de la FCEI, EGQ a fourni le tableau suivant qui liste les intrants fixes pour chacune des deux applications du Modèle retenues⁶ :

Intrants déterministes				Intrants déterministes			
Modèle résidentiel				Modèle commercial et institutionnel			
Liste des intrants déterministes	valeur associée	Liste des intrants déterministes	valeur associée	Liste des intrants déterministes	valeur associée	Liste des intrants déterministes	valeur associée
Intrants reliés aux tarifs d'EGQ				Intrants reliés aux tarifs d'EGQ			
Tarif 2 en vigueur au 1er janvier 2025 :		Tarif 1 en vigueur au 1er janvier 2025 :		Tarif 1 en vigueur au 1er janvier 2025 :		Tarif 1 en vigueur au 1er janvier 2025 :	
Obligation minimale mensuelle	12 \$	Obligation minimale mensuelle	32 \$	Obligation minimale mensuelle	32 \$	Obligation minimale mensuelle	32 \$
Prix de distribution (incluant l'équilibrage)		Prix de distribution (incluant l'équilibrage)		Prix de distribution (incluant l'équilibrage)		Prix de distribution (incluant l'équilibrage)	
de 0 à 50 m3	0,4895 \$/m3	de 0 à 100 m3	0,2564 \$/m3	de 0 à 100 m3	0,2564 \$/m3	de 0 à 100 m3	0,2564 \$/m3
de 50 à 100 m3	0,4738 \$/m3	de 100 à 320 m3	0,2429 \$/m3	de 100 à 320 m3	0,2429 \$/m3	de 100 à 320 m3	0,2429 \$/m3
de 100 à 320 m3	0,4579 \$/m3	de 320 à 1000 m3	0,2299 \$/m3	de 320 à 1000 m3	0,2299 \$/m3	de 320 à 1000 m3	0,2299 \$/m3
de 320 à 1000 m3	0,4428 \$/m3	de 1000 à 3200 m3	0,2167 \$/m3	de 1000 à 3200 m3	0,2167 \$/m3	de 1000 à 3200 m3	0,2167 \$/m3
Volume excédentaire	0,4264 \$/m3	de 3200 à 10 000 m3	0,1897 \$/m3	de 3200 à 10 000 m3	0,1897 \$/m3	de 3200 à 10 000 m3	0,1897 \$/m3
		Volume excédentaire	0,1701 \$/m3	Volume excédentaire	0,1701 \$/m3	Volume excédentaire	0,1701 \$/m3
Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3
Prix de la fourniture de gaz naturel	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel	0,0906 \$/m3
Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3
Prix de la molécule de GSR (fixé dans le modèle à 25 \$ / GJ)	0,9473 \$/m3	Prix de la molécule de GSR	0,9473 \$/m3	Prix de la molécule de GSR	0,9473 \$/m3	Prix de la molécule de GSR	0,9473 \$/m3
Moins :		Moins :		Moins :		Moins :	
Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3	Prix de transport	0,0553 \$/m3
Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)	0,0906 \$/m3	Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)	0,0906 \$/m3
Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3	Prix des droits d'émissions de carbone	0,0903 \$/m3
Surcoût du GSR	0,7111 \$/m3	Surcoût du GSR	0,7111 \$/m3	Surcoût du GSR	0,7111 \$/m3	Surcoût du GSR	0,7111 \$/m3
Autres intrants				Autres intrants			
Croissance des volumes - clientèle existante	0,01 % par année	Croissance des volumes - nouveaux clients	1,5 % par année	Croissance des volumes - nouveaux clients	1,5 % par année	Croissance des volumes - nouveaux clients	1,5 % par année
Croissance des volumes - nouveaux clients	0,3 % par année						
Répartition de la consommation par mois :		Répartition de la consommation par mois :		Répartition de la consommation par mois :		Répartition de la consommation par mois :	
Janvier	18%	Janvier	18%	Janvier	18%	Janvier	18%
Février	19%	Février	19%	Février	19%	Février	19%
Mars	13%	Mars	13%	Mars	13%	Mars	13%
Avril	10%	Avril	10%	Avril	10%	Avril	10%
Mai	6%	Mai	6%	Mai	6%	Mai	6%
Juin	2%	Juin	2%	Juin	2%	Juin	2%
Juillet	2%	Juillet	2%	Juillet	2%	Juillet	2%
Août	2%	Août	2%	Août	2%	Août	2%
Septembre	2%	Septembre	2%	Septembre	2%	Septembre	2%
Octobre	5%	Octobre	5%	Octobre	5%	Octobre	5%
Novembre	8%	Novembre	8%	Novembre	8%	Novembre	8%
Décembre	13%	Décembre	13%	Décembre	13%	Décembre	13%
Intrants reliés à la comparaison des coûts avec l'électricité				Intrants reliés à la comparaison des coûts avec l'électricité			
Facteur de conversion m3 en GJ	0,03789	Facteur de conversion m3 en GJ	0,03789	Facteur de conversion m3 en GJ	0,03789	Facteur de conversion m3 en GJ	0,03789
Facteur de conversion GJ en Kwh (1 000 000 / 3 600)	277,778	Facteur de conversion GJ en Kwh	277,778	Facteur de conversion GJ en Kwh	277,778	Facteur de conversion GJ en Kwh	277,778
Tarif D Hydro-Québec - prix de la deuxième tranche de consommation (après les premiers 40 kwh par jour)	0,10652 \$/Kwh	Tarif G Hydro-Québec - prix de la première tranche (jusqu'à 15 090 kwh)	0,11933 \$/Kwh	Tarif G Hydro-Québec - prix de la première tranche (jusqu'à 15 090 kwh)	0,11933 \$/Kwh	Tarif G Hydro-Québec - prix de la première tranche (jusqu'à 15 090 kwh)	0,11933 \$/Kwh
Bonification du coût de l'électricité	15%	Tarif G Hydro-Québec - prix de la seconde tranche (après 15 090 kwh)	0,9184 \$/Kwh	Tarif G Hydro-Québec - prix de la seconde tranche (après 15 090 kwh)	0,9184 \$/Kwh	Tarif G Hydro-Québec - prix de la seconde tranche (après 15 090 kwh)	0,9184 \$/Kwh
		Puissance maximale à facturer	75%	Puissance maximale à facturer	75%	Puissance maximale à facturer	75%
		Coût de la puissance (au-delà de 50 kW)	21,261 \$/Kw	Coût de la puissance (au-delà de 50 kW)	21,261 \$/Kw	Coût de la puissance (au-delà de 50 kW)	21,261 \$/Kw
		Bonification du coût de l'électricité	15%	Bonification du coût de l'électricité	15%	Bonification du coût de l'électricité	15%

Il convient de souligner à ce stade-ci que la quantité minimale de GSR qu'un distributeur devra livrer dans son réseau à compter du 1er janvier 2026, qui n'est

⁶ B-0026, page 5, réponse 1.2.

pas encore définie mais le sera dans un règlement modifié à venir (le « Règlement modifié »), ne constitue pas un intrant explicite du Modèle⁷. Cet aspect sera traité plus bas dans la sous-section sur les post-traitements.

Cette section sur les intrants fixes (ou déterministes) soulève plusieurs préoccupations de l'ACEFO, tel que décrit dans ce qui suit.

2.1.1. La Bonification du coût de l'électricité (ou seuil de compétitivité) de 15 % et sa justification

La compétitivité tarifaire est considérée ainsi par EGQ⁸ :

« La compétitivité tarifaire est considérée par le modèle comme une contrainte structurelle. Le modèle calcule le pourcentage de GSR maximal qu'il est possible d'appliquer aux différents parcours sans dépasser le coût de la solution électrique équivalente, bonifiée de 15 % afin de refléter une partie de l'inélasticité de la demande. En revanche, les impacts tarifaires sont considérés à posteriori des simulations lorsqu'EGQ établit ses trajectoires. Il en va de même pour le calcul des estimations de réductions de GES qui découlent directement de la proposition du distributeur. » (Nous soulignons)

Comme l'a soulevé à juste titre la FCEI dans sa DDR⁹, aucun fondement analytique détaillé n'est fourni dans la Demande pour justifier le choix précis de ce seuil, plutôt qu'un niveau de 10 % ou de 20 %, par exemple.

Dans sa réponse, EGQ présente ce facteur de 15 % comme un « *compromis méthodologique* », reflétant à la fois une volonté de prudence (face au risque de perte de clientèle) et un seuil considéré comme réaliste en matière de sensibilité aux prix. Néanmoins, les critères exacts ayant guidé l'évaluation des seuils

⁷ B-0026, page 4, réponse 1.1.

⁸ B-0025, pages 3 et 4; voir aussi B-0021, pages 6 et 7, réponse 1.5.1.

⁹ B-0026, pages 22 et 23, demande 1.29.

inférieurs et supérieurs demeurent encore flous, ce qui affaiblit la portée de cette justification. Ainsi, en l'absence d'une véritable analyse de sensibilité testant différents niveaux de seuil, la valeur de 15 % apparaît davantage comme un postulat que comme une hypothèse validée empiriquement.

De plus, la principale étude citée par EGQ pour estimer les coûts de conversion, le dossier R-4169-2021¹⁰ mené conjointement par Énergir et Hydro-Québec, date de 2021. Or, depuis cette date, le contexte économique, énergétique et technologique a considérablement évolué. Une véritable analyse de sensibilité aurait permis d'examiner l'effet de différentes balises tarifaires (par exemple, 10 %, 15 %, 20 %) sur la perte potentielle de clientèle et sur la capacité à atteindre les cibles de réduction de GES.

D'ailleurs, l'estimation d'EGQ est basée essentiellement sur un segment résidentiel spécifique, soit les logements unifamiliaux, duplex et triplex (les « UDT ») de taille moyenne (voir tableaux 47 et 49 ci-dessous reproduits de la cause précitée) dont les coûts de remplacement des équipements fonctionnant au gaz naturel par une solution entièrement électrique se situent entre 15 900 \$ et 20 600 \$, incluant les coûts de mise à niveau électrique. Cependant, il serait pertinent de valider si ces hypothèses sont transférables aux deux parcours modélisés par EGQ, notamment au secteur commercial et institutionnel, pour lesquels aucune ventilation n'est fournie.

¹⁰ R-4169-2021, B-0034, pages 46 à 52.

TABLEAU 47 :
COÛT DE REMPLACEMENT DES ÉQUIPEMENTS
(\$)

Cas types	Chaudière			Générateur d'air chaud		
	Tout gaz	TAE	Biénergie	Tout gaz	TAE	Biénergie
UDT de petite taille	5 650	15 400	8 600	3 650	19 150	9 100
UDT de taille moyenne	6 000	15 900	9 400	3 900	20 600	10 150
UDT de grande taille	6 650	16 450	10 550	4 350	23 050	12 300
Multihabitations de 6 unités	11 800	40 000	25 900			
Multihabitations de 13 unités	18 050	60 850	35 100			

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

À cet égard, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de réaliser une analyse de sensibilité en testant plusieurs seuils tarifaires (ex. : 10 %, 15 %, 20 %) afin d'évaluer leur impact sur la rétention de la clientèle, la compétitivité tarifaire et la capacité à atteindre les objectifs climatiques (à faire avant l'audience et lors des révisions annuelles).

De plus, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de mettre à jour les coûts de conversion et les économies anticipées, en s'appuyant sur des données actuelles et représentatives des différents segments de clientèle (résidentiel, commercial, institutionnel) (à faire lors des révisions annuelles).

2.1.2. La croissance des volumes de la clientèle (existante et nouvelle)

La croissance des volumes de consommation dans chacun des deux parcours (soit Résidentiel, d'une part, et Commercial et Institutionnel, d'autre part) est traitée de manière déterministe. L'ACEFO est d'avis que ce choix est problématique, car plusieurs facteurs, comme les hausses tarifaires, l'efficacité énergétique ou l'adoption de solutions alternatives, sont susceptibles d'avoir un effet réel sur la demande. En les traitant comme constants, le Modèle limite sa capacité à explorer des trajectoires de transition plus ambitieuses ou plus prudentes, pourtant essentielles pour éviter les chocs tarifaires, un objectif central de la Demande.

En effet, EGQ suppose une croissance stable des volumes dans ses deux parcours. Tout d'abord, l'ACEFO est d'avis qu'une hypothèse de croissance contraste avec la tendance actuelle qui voit plutôt une baisse des volumes et du nombre de clients¹¹. De plus, l'ACEFO comprend que cette hypothèse ne tient

¹¹ Voir notamment R-4299-2025, B-0009.

pas compte de l'évolution des programmes d'efficacité énergétique ou de l'adoption croissante de la biénergie, deux tendances pourtant évoquées ailleurs dans la Demande¹². **Une telle compréhension pourra être validée lors de l'audience.**

De surcroît, cette stabilité pourrait contredire des dynamiques anticipées comme, par exemple, une hausse soutenue du prix du gaz, incluant la composante GSR qui pourrait naturellement conduire certains clients à réduire leur consommation ou à envisager des substituts électriques. L'absence de scénarios alternatifs à cet égard empêche une évaluation robuste de l'évolution future des volumes et, conséquemment, de la part réelle de GSR dans la consommation totale.

À cet égard, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ, dans une prochaine version du Modèle (la « Prochaine version du Modèle »):

i) de tenir compte explicitement des effets potentiels des hausses tarifaires, des gains d'efficacité énergétique et de l'adoption de la biénergie dans la prévision des volumes ;

ii) de considérer la croissance des volumes de la clientèle (existante et nouvelle) comme un intrant variable (ou stochastique) en intégrant des scénarios contrastés de croissance des volumes (p. ex. stable, décroissante, fluctuante), selon divers profils de clients et parcours.

2.1.3. Le Surcoût GSR qui est fixe pour toutes les simulations

Le Surcoût du GSR à 0,7111 \$/m³ est considéré comme un intrant fixe dans le Modèle¹³. **L'ACEFO compte interroger EGQ lors de l'audience sur la raisonnable d'une telle hypothèse et une recommandation pourra ensuite être formulée en vue de la Prochaine version du Modèle.**

¹² Notamment B-0012, pages 5 et 16.

¹³ Voir notamment B-0026, page 7.

2.1.4. Les limites de l'approche par client moyen et la représentativité des résultats

Dans sa réponse à la question 1.14 de la DDR de la FCEI, EGQ souligne que¹⁴ :

« EGQ tient à préciser que la simulation Monte Carlo ne repose pas sur un cas-type déterministe, comme ceux qui sont utilisés dans d'autres sections du présent dossier (par exemple, 2 000 m³/an pour un client résidentiel, ou 22 749 m³/an pour un client commercial/institutionnel).

Tel qu'expliqué par EGQ à la réponse 1.9 de la présente demande de renseignements, la simulation repose plutôt sur une base unitaire représentative calculée à partir de la moyenne des consommations observées pour l'ensemble des clients de chacun des parcours entre 2020 et 2023, laquelle est ensuite ramenée à une base unitaire.

Cette méthodologie vise à représenter le plus fidèlement possible le profil moyen de la consommation des clients. Un scénario est donc considéré comme compétitif par la simulation si, pour ce client moyen représentatif, le coût projeté de l'intégration de GSR demeure inférieur ou égal au seuil de compétitivité fixé par EGQ (la balise de coûts maximale).

Bien qu'un scénario puisse être compétitif pour certains clients spécifiques et moins pour d'autres, la simulation vise à refléter un équilibre fondé sur le profil moyen des clients de chaque parcours. »
(Nous soulignons)

¹⁴ B-0026, page 11, réponse 1.14; voir aussi page 8, réponse 1.9.

Le recours à un « *client moyen* » permet de simplifier les calculs et de comparer les parcours de décarbonation sur une base unitaire. Si cette approche peut sembler raisonnable à première vue, elle présente toutefois d'importantes limites.

En effet, la moyenne arithmétique ne reflète pas fidèlement la diversité des profils de consommation. Elle tend à masquer les écarts importants entre les petits et les grands consommateurs et, à consommation égale, une hausse tarifaire absolue (en dollars) n'a pas le même effet sur un client vulnérable que sur un grand client institutionnel. En d'autres mots, le fait que chaque simulation repose sur un seul et même « *client moyen* » empêche d'évaluer l'effet réel des stratégies proposées sur les clientèles les plus exposées à un choc tarifaire.

Cette limitation ne peut être pleinement analysée en raison de l'absence d'informations sur la dispersion statistique des consommations réelles, tels que les écarts-types, les quantiles ou autres indicateurs, qui permettraient de mesurer l'ampleur de l'hétérogénéité derrière la moyenne utilisée pour définir le « *client moyen* ».

À cet égard, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de fournir, avant les audiences, des indicateurs de dispersion statistique liés à la consommation des clients ayant servi à construire le « *client moyen* ».

L'ACEFO recommande également à la Régie de demander à EGQ d'explorer, dans la Prochaine version du Modèle, des approches permettant de mieux refléter la diversité des clientèles, notamment en ce qui a trait à leur capacité à absorber les hausses tarifaires. Plutôt que de se limiter à un « *client moyen* » fondé sur la consommation annuelle, EGQ pourrait notamment segmenter ses analyses selon différents profils représentatifs (par exemple : ménages à faible revenu, familles nombreuses, petites entreprises, etc.), lorsque les données le permettent.

Une telle démarche permettrait de mieux anticiper les effets potentiellement de certaines trajectoires de décarbonation, et de proposer des stratégies tarifaires plus équitables et robustes.

2.2. Intrants variables (ou stochastiques)

EGQ décrit ainsi les intrants variables qui, contrairement aux intrants fixes décrits précédemment, sont différents d'une simulation à l'autre et, ainsi, représentent les aléas pris en compte par le Modèle¹⁵ :

« La simulation repose sur un ensemble d'hypothèses-clé, modélisant l'évolution à long terme des variables économiques suivantes :

¹⁵ B-0012, page 16.

	Bas	Moyen	Haut
Électricité résidentielle (2026-2030)	3%	3%	3%
Électricité résidentielle (2031-2050)	4%	6%	8%
Électricité commerciale (2027-2050) ¹²	4%	6%	8%
Gaz de source renouvelable	0%	2%	4%
Coût du service gazier (avec molécule)	1%	2%	3%
Efficacité énergétique	115%	140%	165%
SPEDE (2026-2050)	7%	9%	17%

Ces paramètres sont intégrés à des scénarios de base (bas, moyen, élevé) et appliqués à des projections couvrant la période 2025 à 2050. ».

En réponse à la DDR de la FCEI, EGQ précise ainsi la signification des intrants stochastiques et leur utilisation¹⁶ :

« EGQ tient à préciser que les colonnes « minimum », « mode (point-milieu) » et « maximum » du tableau ci-dessous, représentent les mêmes valeurs que celles présentées par EGQ à l'annexe de la pièce B-0012, EGQ-1, Document 1 [note de bas de page omise] lorsque les différentes hypothèses qui modélisent l'évolution des variables à long terme ont été énumérées. La terminologie « bas », « moyen » et « haut » dans le tableau présenté en référence (iv) y a été employée par le distributeur à des fins de simplification.

Intrants reliés aux tarifs d'EGQ	Liste des intrants stochastiques									
	Distribution	Minimum	Mode (Point milieu*)	Maximum	Moyenne	Médiane	Écart-type	Asymétrie	Kyurtosis	
Croissance du coût du service gazier, lequel inclus les composantes suivantes :	Triangulaire	1%	2%	3%	2%	2%	0,4082%	0	2,4	
Obligation minimale mensuelle										
Prix de distribution										
Prix de transport										
Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)										
Prix des droits d'émission de carbone (SPEDE)	Triangulaire	7%	9%	17%	11%	10,7%	2,16%	0,4761	2,4	
Prix de la molécule de gaz de source renouvelable (GSR)	Triangulaire	0%	2%	4%	2%	2%	0,8165%	0	2,4	
Intrants reliés à la comparaison des coûts avec l'électricité										
Autres composantes reliés à la comparaison des coûts entre le gaz naturel et l'électricité										
Efficacité énergétique des appareils électriques	Triangulaire	115%	140%	165%	140%	140%	10,206%	0	2,4	
Croissance du tarif D (résidentiel) de 2026 à 2030	Triangulaire	3%	3%	3%	3%	3%	0%	NA	NA	
Croissance du tarif D (résidentiel) de 2031 à 2050	Triangulaire	4%	6%	8%	6%	6%	0,8165%	0	2,4	
Croissance du tarif G (commercial et institutionnel) de 2027 à 2050	Triangulaire	4%	6%	8%	6%	6%	0,8165%	0	2,4	

De plus, puisque le mode de chacun des intrants correspond au point milieu (la moyenne) pour l'ensemble des variables, à l'exception du

¹⁶ B-0026, pages 5 et 6, réponse 1.2.

SPEDE pour lequel le mode se rapproche plus du minimum, la distribution des données ne présente pratiquement aucune asymétrie. Cette dernière est d'ailleurs de type triangulaire, car elle est définie par trois paramètres spécifiques : la valeur minimale, la valeur maximale et le mode qui représente la valeur la plus probable (le scénario moyen). Une itération spécifique procède à un tirage aléatoire pour chacun des intrants stochastiques, et sélectionnera une valeur qui se situe à l'intérieur de l'intervalle défini par EGQ. »
(Nous soulignons)

Tous les éléments du tableau précédent représentent des valeurs monétaires sauf en ce qui a trait à l'Efficacité énergétique des appareils électriques, laquelle représente une notion particulière tel que l'explique EGQ en réponse à une DDR de l'ACEFO¹⁷ :

« La compréhension de l'intervenant ne s'applique pas à la ligne intitulée « Efficacité énergétique ». En effet, contrairement aux autres hypothèses où les colonnes représentent des pourcentages d'augmentation affectant les coûts des clients du distributeur, les pourcentages associés à l'efficacité énergétique correspondent plutôt à des taux d'efficacité des appareils électriques servant à un usage similaire à ceux du gaz naturel (chauffage des espaces et de l'eau).

Par exemple, pour un niveau d'efficacité élevé (165 %), l'appareil électrique consomme moins de kilowattheures pour remplacer un mètre cube de gaz naturel, comparativement à un appareil de plus faible efficacité. Ces niveaux d'efficacité influencent donc directement le coût de la solution électrique pour le client, ce qui vient réduire la

¹⁷ B-0025, pages 8 et 9, réponse 1.9.

marge de compétitivité d'EGQ et, par conséquent, la quantité de GSR pouvant être injectée tout en demeurant compétitif.

L'efficacité énergétique ne constitue donc pas un intrant direct du modèle pour les coûts d'EGQ, mais un paramètre qui influence les coûts comparables d'un client à l'électricité. Pour des explications plus détaillées sur le choix des taux d'efficacité énergétique, EGQ réfère l'intervenant à la question 5.1 du complément de preuve ainsi qu'aux réponses 1.6 et 1.6.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie de l'énergie. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Afin de clarifier la terminologie, l'ACEFO a préparé le tableau suivant qui présente la correspondance entre les diverses appellations utilisées pour les intrants stochastiques :

Tableau ACEFO-1
Correspondance des terminologies des intrants stochastiques

La Demande (Pièce B-0012)	Réponses à la DDR de la FCEI (Pièce B-0026)
Électricité résidentielle (2026-2030)	Croissance du tarif D (résidentiel) de 2026 à 2030
Électricité résidentielle (2031-2050)	Croissance du tarif D (résidentiel) de 2031 à 2050
Électricité commerciale (2027-2050)	Croissance du tarif G (commercial et institutionnel) de 2027 à 2050
Gaz de source renouvelable (GSR)	Prix de la molécule de gaz de source renouvelable
Coût du service gazier (avec molécule)	Croissance du coût du service gazier, lequel inclut les composantes suivantes <ul style="list-style-type: none"> - Obligation minimale mensuelle - Prix de distribution - Prix de transport - Prix de la fourniture de gaz naturel (fossile)
Efficacité énergétique	Efficacité énergétique des appareils électriques
SPEDE (2026-2050)	Prix des droits d'émission de carbone (SPEDE)

Quant à l'utilisation des intrants stochastiques dans les simulations, EGQ indique qu'ils sont générés de manière aléatoire et indépendante, donc aucune covariance n'a été considérée entre ces intrants¹⁸.

EGQ précise ainsi les tirages effectués dans chacune des simulations (ou scénario)¹⁹ :

¹⁸ B-0026, page 6, réponse 1.5.

« Plus précisément, pour chaque scénario, le modèle effectue un tirage aléatoire pour chaque intrant variable, en fonction d'une distribution triangulaire définie par un minimum, un maximum et un mode (valeur la plus probable, désignée par EGQ comme la valeur moyenne). Les résultats peuvent donc prendre n'importe quelle valeur continue à l'intérieur de l'intervalle. » (Nous soulignons)

EGQ a aussi choisi d'effectuer des tirages qui ne sont pas indépendants d'une année à l'autre, donc qui sont parfaitement corrélés d'une année à l'autre. Elle justifie ainsi ce choix²⁰ :

« Pour chacune des hypothèses stochastiques intégrées au modèle, le tirage aléatoire réalisé au début de l'itération génère une valeur unique, laquelle demeure constante pour l'ensemble de l'horizon de la simulation, soit de 2026 à 2050. En d'autres termes, les tirages ne sont pas indépendants d'une année à l'autre au sein d'une même itération. Par exemple, si le facteur d'efficacité énergétique tiré est de 140 %, ce niveau sera appliqué uniformément à chaque année du scénario simulé. De même, si le taux de croissance du coût du service gazier tiré est de 2,5 %, cette croissance annuelle s'appliquera de façon constante.

Ce choix de méthodologie vise à représenter des scénarios macroéconomiques stables et cohérents, pour lesquels les conditions du marché, bien que variables d'une année à l'autre, demeurent cohérentes au fil des années. »

Cette stabilité macroéconomique constante sur 25 ans soulève une préoccupation de l'ACEFO qui considère cette hypothèse peu crédible. À titre

¹⁹ B-0025, page 6, réponse 1.6.

²⁰ B-0025, page 8, réponse 1.8.

d'exemple, il apparaît tout à fait irréaliste que le prix des droits d'émission de carbone (SPEDE) augmente de 17 % par année pendant 25 ans, ce qui est pourtant une possibilité dans l'approche actuelle d'EGQ. Une approche plus robuste consisterait à intégrer des corrélations temporelles permettant aux variables de fluctuer d'une année à l'autre, tout en conservant leur cohérence statistique.

À cet égard, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ d'introduire une variabilité interannuelle des valeurs stochastiques dans la Prochaine version du Modèle, via un facteur de corrélation temporelle pour les variables clés.

2.3. Le Résultat d'une simulation et les Traitements

À partir des intrants fixes et d'un scénario aléatoire des intrants variables décrits ci-dessus, chaque simulation du Modèle ne détermine qu'un seul résultat principal soit²¹ :

« C) - Extrant principal du modèle : Le pourcentage de GSR qu'EGQ peut intégrer sans excéder le coût de l'équivalent électrique. Le modèle itère l'ajout de 1 % de GSR jusqu'à atteindre le seuil d'équivalence économique entre la facture du gaz naturel et celle de l'électricité. Ce calcul permet d'obtenir une trajectoire de pourcentage de GSR par année pour chaque itération simulée. » (Nous soulignons)

En d'autres mots, pour une année donnée d'une simulation, le Modèle détermine le pourcentage de GSR maximal qu'il peut mettre en place sans toutefois dépasser le seuil d'équivalence économique entre la facture de gaz et celle de l'électricité en tenant compte de la Bonification du prix de l'électricité de 15 % mentionnée plus tôt. **L'ACEFO est d'avis que cet objectif accélère indûment la décarbonation, cet aspect étant traité dans le prochain chapitre.**

Les traitements et variables intermédiaires permettant d'obtenir le résultat principal sont décrits ainsi²² :

« A) Pour chaque itération, les intrants sont appliqués à la base unitaire pour générer les variables suivantes :

1. Coût du service gazier (sans GSR) : Volumes mensuels × tranches tarifaires applicables (distribution, transport, fourniture de gaz naturel, SPEDE et l'ajout de l'obligation minimale mensuelle)

²¹ B-0026, pages 8 et 9, réponse 1.9; voir aussi B-0011, page 5, réponse 3.4, page 7, réponse 4.1, et pages 17 et 18, réponse 9.1; et B-0025, pages 6 et 7, réponse 1.6.

²² B-0026, pages 8 et 9, réponse 1.9.

2. *Coût du service gazier (100 % GSR) : Coût du service gazier de base + (surcoût GSR × volumes mensuels consommés)*

3. *Conversion en kWh : (Volume (m³) × 10,525) + ajustement de la variable efficacité énergétique des appareils électriques Un niveau d'efficacité énergétique élevé aura pour effet de réduire la consommation équivalente électrique.*

4. *Coût de l'équivalent électrique : (kWh ventilés mensuellement × tranches tarifaires applicables (tarif D au résidentiel, tarif G + coût de la puissance au commercial & institutionnel)) + majoration de 15 % (inélasticité)*

5. *Coût incrémental du GSR : La différence entre le coût du service gazier (100 % GSR) et le coût du service gazier (sans GSR) est multipliée par 1 %. Ceci permet d'estimer l'impact de l'ajout de 1 % de GSR sur la facture des clients.*

B) Les variables intermédiaires produites sont les suivantes :

- Coût du service gazier (sans GSR);*
- Coût du service gazier (100 % GSR);*
- Coût électrique équivalent (ajusté pour tenir compte de l'efficacité énergétique et de l'inélasticité de la demande);*
- Coût incrémental d'ajouter 1 % de GSR. »*

2.4. Nombre de simulations

Le Modèle effectue 10 000 simulations, permettant ainsi de produire une répartition statistique des résultats et d'établir des probabilités pour les différentes approches de décarbonation²³.

En complément de preuve, EGQ explique ainsi comment le nombre d'itérations de 10 000 a été choisi et montre que, selon elle, ce nombre d'itérations est suffisant pour assurer la convergence des résultats²⁴ :

« Le nombre de 10 000 itérations a été sélectionné en raison de son efficacité avérée dans les analyses économiques de cette nature. Ce seuil est couramment appliqué aux simulations de type Monte Carlo et permet d'assurer une stabilité des résultats tout en optimisant les temps de calcul. Bien qu'il n'existe pas de seuil d'itérations unique et applicable à toutes les simulations, une étude publiée dans le Journal of Modern Applied Statistical Methods [note de bas de page omise] a démontré qu'en général, 7500 à 8000 itérations suffisent à produire des résultats stables.

Dans le cadre du modèle d'EGQ, les variables influençant la situation de compétitivité du distributeur ont été définies avec des intervalles pertinents et le nombre de 10 000 itérations permet d'obtenir des résultats robustes et représentatifs. Afin de démontrer cette robustesse, EGQ a reproduit ses simulations avec 100 000 itérations dans chacun des modèles. Les résultats obtenus indiquent que, en moyenne, les pourcentages de GSR calculés différaient d'environ 0,1291 % dans le secteur résidentiel et 0,0334 % dans le secteur

²³ B-0012, page 15.

²⁴ B-0011, page 11, réponse 5.3.

commercial et institutionnel, ce qui est statistiquement peu significatif. » (Nous soulignons)

L'ACEFO ne voit pas d'enjeu sur le nombre de simulations à ce stade-ci mais elle pourra profiter de l'audience pour mieux comprendre à quoi s'appliquent les pourcentages mentionnés.

2.5. Distribution statistique des résultats

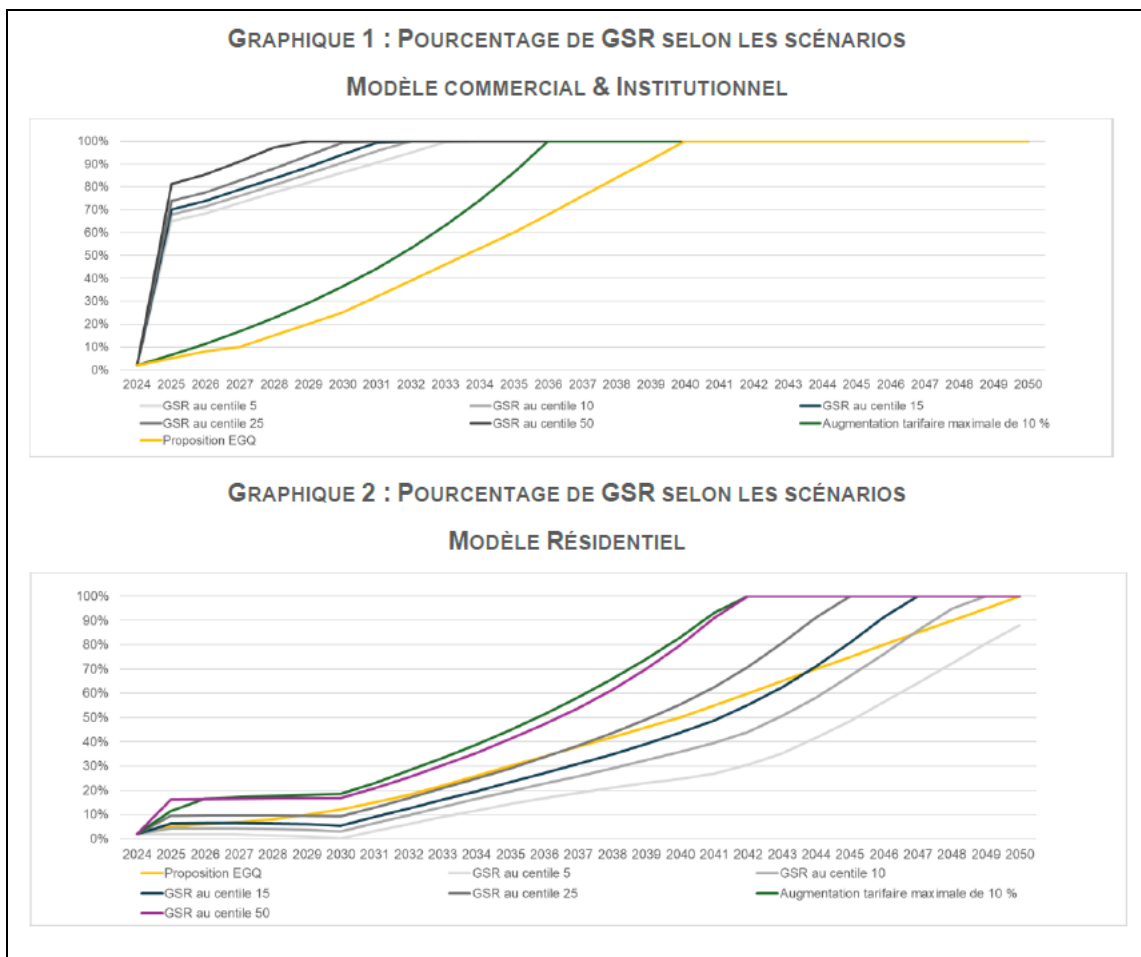
Tel que mentionné plus haut, pour chaque simulation, le Modèle détermine une trajectoire qui consiste en un pourcentage de GSR par année, le tout atteignant 100 % soit en 2040 pour le parcours Commercial et Institutionnel, soit en 2050 pour le parcours Résidentiel. Pour chacune des simulations, chacun des parcours peut atteindre ce maximum à une année qui peut être différente d'une simulation à l'autre.

Par la suite, EGQ peut tirer des statistiques de ces trajectoires sous la forme de centiles, tel qu'il l'explique comme suit²⁵:

« Les résultats sont ensuite présentés sous la forme de centiles, représentant les probabilités d'atteindre les objectifs de décarbonation avant les échéances de 2040 ou 2050, tout en maintenant la compétitivité du distributeur. Par exemple, une approche associée au centile 20 indiquera qu'il existe 80 % de chances que le réseau soit pleinement décarboné à une certaine date tout en demeurant compétitif par rapport à l'électricité. À mesure que le centile augmente, les différentes approches deviennent plus ambitieuses, suggérant une décarbonation accélérée propulsée par un ensemble d'hypothèses permettant une injection de GSR plus rapide dans le réseau. Ces centiles permettent de quantifier

²⁵ B-0012, pages 16 et 17.

l'incertitude et de comparer différents scénarios qui sont compatibles avec les contraintes tarifaires établies. Les graphiques 1 et 2 illustrent les pourcentages de GSR propulsés par divers centiles pour les deux premiers parcours, de même que la proposition du distributeur, représentée par les courbes jaunes :



»

Par exemple, l'ACEFO comprend du graphique 1 que, pour le parcours Commercial et Institutionnel, dans 50 % des simulations, la décarbonation est complétée en 2029 ou avant, et que, dans 95 % des simulations, elle est complétée en 2033 ou avant, soit sept ans avant l'échéance requise. Dans le cas

du graphique 2 pour le parcours Résidentiel, dans 50 % des simulations, la décarbonation est complétée en 2042 ou avant, soit 8 ans avant l'échéance requise. **Ces résultats préoccupent l'ACEFO tel qu'il sera plus amplement discuté plus bas.**

2.6. Les contraintes traitées en post-traitements

Dans la détermination de sa stratégie de décarbonation, EGQ tient compte de deux contraintes, soit « *un impact tarifaire raisonnable* » et éventuellement le Règlement modifié lorsque celui-ci sera connu. Ces contraintes ne sont pas intégrées au Modèle mais leur respect est seulement vérifié *a posteriori* par une « *approche manuelle* »²⁶ et des ajustements peuvent être apportés à la stratégie au besoin²⁷.

Impact tarifaire annuel raisonnable

En réponse à une DDR de l'ACEFO, EGQ indique comme suit ce qu'il entend par une « *hausse tarifaire raisonnable* »²⁸ :

« Le maintien de compétitivité face à l'électricité est un élément important dans la détermination de l'aspect raisonnable d'une hausse tarifaire. La notion de raisonnabilité ne peut être définie par un seuil fixe applicable universellement, puisqu'elle dépend d'un ensemble de facteurs contextuels. Cela étant dit, les concepts expliqués à la réponse 2.6 de la présente demande de renseignements et à la question 5.2 de la pièce B-0011, EGQ-2, Document 1 [note de bas de page omise], serviront de barèmes pour déterminer les hausses tarifaires annuelles, soit :

²⁶ B-0012, page 17.

²⁷ B-0025, pages 3 et 4, réponse 1.1.

²⁸ B-0025, page 19, réponse 4.2.

- Le maintien d'une augmentation tarifaire suivant une pente douce tout en travaillant avec les délais prévus pour atteindre les objectifs gouvernementaux;
- et
- Le maintien d'une hausse tarifaire annuelle en-dessous de 10 % en lien avec la stratégie de décarbonation (quant à l'utilisation du GSR). » (Nous soulignons)

D'entrée de jeu, l'ACEFO s'oppose à une telle valeur de 10 % qui pourrait avoir un effet dévastateur sur la clientèle qu'elle représente. À titre d'exemple, une hausse annuelle de 10 % pendant 10 ans correspondrait à une augmentation de plus de 150 % des tarifs ($1,10^{10} - 1 = 1,59$). Pour un cas-type résidentiel (2 000 m³), la facture annuelle passerait de 1 624 \$²⁹ à 4 200 \$ en seulement 10 ans.

De plus, l'ACEFO est d'avis que la contrainte d'un impact tarifaire raisonnable devrait être intégrée dans le Modèle et non pas traitée seulement en post-traitement de façon manuelle. En effet, on peut observer du graphique 1 plus haut que la contrainte de l'augmentation tarifaire maximale de 10 % n'est, à toutes fins pratiques, jamais rencontrée par le Modèle dans le parcours Commercial et Institutionnel. De plus, pour le parcours Résidentiel, le Tableau 2 fourni à la réponse 1.18 de la DDR de la FCEI³⁰ (reproduit ci-dessous) montre que cette contrainte n'est pas respectée dans la majorité des cas avant 2040. Ces exemples peuvent laisser supposer que le Modèle n'a une utilité que très limitée dans ces cas puisqu'il ne tient pas compte d'une telle contrainte d'un impact tarifaire raisonnable pourtant primordiale.

²⁹ B-0011, page 8, réponse 4.3.

³⁰ B-0026, page 13, réponse 1.18.

Tableau 2 : centiles correspondant à la proposition EGQ et au scénario augmentation tarifaire de 10 % par année

	Proposition EGQ - Parcours résidentiel		Scénario augmentation tarifaire de 10 % par année - Parcours résidentiel	
	Centile correspondant	pourcentage de compétitivité	Centile correspondant	pourcentage de compétitivité
2026	10	90	50	50
2027	10	90	55	45
2028	15	85	55	45
2029	20	80	55	45
2030	25	75	55	45
2031	25	75	55	45
2032	25	75	55	45
2033	25	75	60	40
2034	25	75	55	45
2035	25	75	60	40
2036	25	75	55	45
2037	25	75	55	45
2038	20	80	55	45
2039	20	80	55	45
2040	20	80	55	45
2041	20	80	50	50
2042	15	85	50	50
2043	15	85	40	60
2044	15	85	30	70
2045	15	85	25	75
2046	10	90	20	80
2047	10	90	15	85
2048	10	90	15	85
2049	10	90	10	90
2050	10	90	10	90

Il faut aussi souligner que les critères permettant d'évaluer si une trajectoire respecte ou non l'objectif de 10 % demeurent ambigus. Par exemple, il n'est pas clair si cette limite est appliquée à chaque année individuellement ou à une moyenne sur l'ensemble de la trajectoire. Ce flou méthodologique rend difficile l'évaluation de la robustesse des trajectoires proposées.

Enfin, EGQ ne fournit pas d'explication claire quant à la provenance du seuil de 10 %. Provient-il d'une directive réglementaire, d'une analyse interne ou d'un standard sectoriel? De plus, il serait pertinent d'évaluer régulièrement sa validité.

Par conséquent, l'ACEFO recommande d'abord à la Régie de demander à EGQ de présenter une stratégie basée sur le maintien d'une hausse tarifaire annuelle en dessous de 5 % et ce, avant la tenue de l'audience.

De plus, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ:

- i) de clarifier la méthode utilisée pour juger du respect ou non de la contrainte tarifaire annuelle, avant la tenue de l'audience;
- ii) de justifier la pertinence du seuil de 10 %, notamment en expliquant son origine, avant la tenue de l'audience;
- iii) de réévaluer ce seuil dans la Prochaine version du Modèle; et
- iv) d'intégrer la contrainte de la hausse tarifaire annuelle raisonnable de façon explicite dans la Prochaine version du Modèle et non comme un post-traitement.

Règlement modifié

En date du 31 janvier 2025, EGQ indiquait que le Règlement modifié n'était pas encore disponible³¹ :

« Depuis plusieurs mois, EGQ travaille en collaboration avec le Gouvernement pour trouver des solutions réalistes et durables visant à répondre aux objectifs gouvernementaux en termes de décarbonation et à soutenir la transition énergétique de la société québécoise. Tel qu'annoncé récemment [note de bas de page omise], le Gouvernement désire retirer les combustibles fossiles pour le chauffage des bâtiments neufs et existants d'ici 2040 pour le secteur commercial et 2050 pour le secteur résidentiel pour la région

³¹ B-0012, page 4.

de l'Outaouais, et assurer une transition vers les énergies renouvelables, le tout en respectant les capacités d'approvisionnement énergétique du Québec. Dans les prochains mois, le Gouvernement prévoit publier une modification du Règlement visant à rehausser les quantités annuelles de GSR devant être livrées par les distributeurs (ci-après le « Règlement modifié ») afin d'atteindre, d'ici 2050, une alimentation énergétique des bâtiments qui serait 100 % renouvelable. » (Nous soulignons)

Pour le moment, à défaut d'information sur le rythme imposé de la décarbonation, la seule contrainte appliquée par EGQ est celle de la décarbonation complète en 2040 pour le parcours Commercial et Institutionnel et en 2050 pour le parcours Résidentiel.

Lorsqu'elle aura le Règlement modifié, EGQ compte s'y conformer en post-traitement, à l'instar de l'impact tarifaire raisonnable ci-dessus³². Comme dans ce dernier cas, l'ACEFO est d'avis que la contrainte très déterminante du Règlement modifié devrait être intégrée dans le Modèle dès que disponible et non pas seulement traitée en post-traitement.

L'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ d'intégrer la contrainte du Règlement modifié de façon explicite dans la Prochaine version du Modèle et non comme un post-traitement.

De plus, EGQ indique qu'elle pourrait proposer un pourcentage de GSR supérieur aux exigences du Règlement modifié³³. **L'ACEFO n'est pas en accord avec une telle stratégie et pourra intervenir en moment opportun pour s'y opposer, le cas échéant.**

³² B-0025, page 20, réponse 5.1.

³³ B-0025, page 20, réponse 5.2.

Autre extrant dérivé : les réductions de GES

En post-traitement, EGQ calcule également les réductions de GES qui sont générées automatiquement en fonction de la trajectoire finale retenue par EGQ³⁴.

Les objectifs de réduction des GES ainsi générés apparaissent comme suit³⁵ :

Années	Parcours résidentiel	Parcours commercial & Institutionnel	Total
	Réduction de GES (par rapport à 2020)	Réduction de GES (par rapport à 2020)	Réduction en tonnes de GES (téq. CO2) (par rapport à 2020)
2030	-20 %	-15 %	44 000
2035	-35 %	-50 %	108 000
2040	-50 %	-100 %	190 000
2045	-75 %	-100 %	222 000
2050	-100 %	-100 %	253 606

En conclusion de ce chapitre, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de proposer une version améliorée du Modèle (la « Prochaine version du Modèle ») qui intégrera les recommandations du présent chapitre, et ce, dans les meilleurs délais, dans le cadre d'une phase 2 du présent dossier.

³⁴ B-0026, page 9; voir aussi B-0025, pages 11 à 13.

³⁵ B-0012, page 7, tableau 1.

3. Stratégie et mise à jour

La stratégie d'EGQ pour le rythme de décarbonation de son réseau est décrite comme une stratégie globale sur la période des 25 prochaines années et de façon plus précise sur l'année 2026. Elle décrit également comment elle compte mettre à jour sa stratégie.

3.1. Stratégie globale

À partir des résultats du Modèle et du post-traitement qui assure le respect de la contrainte d'une augmentation tarifaire raisonnable, EGQ établit une stratégie globale qui consiste en des trajectoires qui permettent d'arriver à une décarbonation complète en 2040 pour le parcours Commercial et Institutionnel et en 2050 pour le parcours Résidentiel. Ces trajectoires sont représentées par les courbes jaunes dans les graphiques 1 et 2 reproduits plus haut et sont résumées dans le tableau suivant³⁶ :

**Tableau 2 : Approche de décarbonation retenue pour les deux premiers parcours
(en pourcentages de GSR)**

Années	Parcours résidentiel	Parcours commercial & Institutionnel
	Pourcentage de GSR	Pourcentage de GSR
2026	6 %	8 %
2030	12 %	25 %
2035	30 %	60 %
2040	50 %	100 %
2045	75 %	100 %
2050	100 %	100 %

Pour le parcours Résidentiel, on peut observer du graphique 2³⁷ que la courbe jaune est généralement près de la courbe verte correspondant à une hausse tarifaire annuelle de 10 % alors qu'elle commence à s'en éloigner à partir de

³⁶ B-0012, page 9, tableau 2.

³⁷ Certaines données sous-jacentes au graphique 2 sont fournies : B-0026, page 14, tableau 3.

2037. De plus, EGQ a fourni le tableau suivant qui montre la projection des hausses tarifaires correspondant à la proposition d'EGQ pour chacun des deux parcours³⁸ :

Tableau 1 : Projection des hausses tarifaires associées à l'intégration progressive de GSR en fonction des parcours développés par EGQ (incluant l'évolution du coût du service gazier et du SPEDE)

	Résidentiel	Commercial et institutionnel
2026	4%	8%
2027	4%	6%
2028	4%	10%
2029	4%	9%
2030	4%	9%
2031	5%	10%
2032	5%	9%
2033	6%	9%
2034	5%	8%
2035	5%	8%
2036	5%	8%
2037	5%	7%
2038	5%	7%
2039	5%	7%
2040	5%	6%
2041	5%	2%
2042	5%	2%
2043	5%	2%
2044	4%	2%
2045	4%	2%
2046	4%	2%
2047	4%	2%
2048	4%	2%
2049	3%	2%
2050	3%	2%

L'ACEFO voit mal l'adéquation entre ce tableau pour le parcours Résidentiel et les courbes jaune et verte du graphique 2 et pourra profiter de l'audience pour clarifier cet aspect.

³⁸ B-0026, page 12, tableau 1.

3.2. Stratégie pour 2026

EGQ explique que, même si elle propose des trajectoires pour les deux parcours (graphiques 1 et 2), il ne demande pas à la Régie d'approuver ces trajectoires sur l'ensemble de l'horizon mais seulement d'approuver les pourcentages de GSR applicables dès le 1er janvier 2026, comme suit³⁹ :

« 15. Afin d'assurer une augmentation progressive du pourcentage de GSR et pour ne pas alourdir indûment le coût assumé par les clients non volontaires, les taux de GSR suivants ont été établis, lesquels seraient applicables à compter du 1er janvier 2026:

- *Clients résidentiels : 6 %*
- *Clients commerciaux et institutionnels : 8 %*
- *Clients industriels et agricoles : 5 %;*

tel que plus amplement détaillé à la pièce EGQ-1, document 1; »

<p>L'ACEFO est d'accord avec les pourcentages de GSR proposés par EGQ pour l'année 2026 et elle recommande à la Régie de les approuver.</p>
--

3.3. Mise à jour annuelle de la stratégie

EGQ propose ainsi une révision annuelle de la stratégie⁴⁰ :

« Les hypothèses utilisées pour établir les pourcentages de GSR présentés au Tableau 2 seront révisées annuellement en fonction de l'évolution du contexte énergétique, ce qui permettra d'obtenir des résultats plus précis et d'assurer des progrès continus vers l'objectif de carboneutralité. Ainsi, si le contexte le permet (par exemple, dans le cas d'une augmentation plus rapide des prix de l'électricité),

³⁹ B-0002, page 3, paragraphe 15; voir aussi B-0030, pages 4 et 5, réponse 1.1.1.

⁴⁰ B-0012, page 9.

l'atteinte de la carboneutralité pour les deux premiers parcours pourrait être plus rapide.

Dans le cadre des deux parcours présentés dans le Tableau 2, une analyse annuelle sera également effectuée pour évaluer différents éléments (notamment les résultats de l'année précédente pour les programmes et les outils d'EGQ, les volumes totaux de gaz naturel vendus, la croissance de la clientèle, etc.), déterminer leur impact sur la réduction de GES et ajuster, le cas échéant, le pourcentage de GSR adéquat à appliquer pour l'année suivante.

À cet effet, EGQ prévoit déposer un suivi de l'avancement de sa stratégie de décarbonation dans les dossiers de fermeture réglementaire des livres. Le distributeur déposera également une demande annuelle dans le dossier de la cause tarifaire, dans laquelle seront présentés les pourcentages de GSR à appliquer pour les parcours résidentiel et commercial/institutionnel, lesquels pourcentages seront égaux ou supérieurs à l'obligation réglementaire qui sera définie par le Règlement modifié. » (Nous soulignons)

L'ACEFO comprend de cet extrait que les intervenants auront l'occasion de se prononcer sur l'évolution du pourcentage de GSR à appliquer et ce, à chaque année. **Lors de l'audience, l'ACEFO compte clarifier ce processus, notamment dans le cas où EGQ ne déposerait pas un dossier de cause tarifaire à chaque année.**

4. Conclusions et recommandations

L'ACEFO demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent document et en particulier :

1. L'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de réaliser une analyse de sensibilité en testant plusieurs seuils tarifaires (ex. : 10 %, 15 %, 20 %) afin d'évaluer leur impact sur la rétention de la clientèle, la compétitivité tarifaire et la capacité à atteindre les objectifs climatiques (à faire avant l'audience et lors des révisions annuelles).

De plus, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de mettre à jour les coûts de conversion et les économies anticipées, en s'appuyant sur des données actuelles et représentatives des différents segments de clientèle (résidentiel, commercial, institutionnel) (à faire lors des révisions annuelles).

2. L'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ, dans une prochaine version du Modèle (la « Prochaine version du Modèle ») :
 - i) de tenir compte explicitement des effets potentiels des hausses tarifaires, des gains d'efficacité énergétique et de l'adoption de la biénergie dans la prévision des volumes; et
 - ii) de considérer la croissance des volumes de la clientèle (existante et nouvelle) comme un intrant variable (ou stochastique) en intégrant des scénarios contrastés de croissance des volumes (p. ex. stable, décroissante, fluctuante), selon divers profils de clients et parcours.

3. L'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de fournir, avant les audiences, des indicateurs de dispersion statistique liés à la consommation des clients ayant servi à construire le « *client moyen* ».

L'ACEFO recommande également à la Régie de demander à EGQ d'explorer, dans la Prochaine version du Modèle, des approches permettant de mieux refléter la diversité des clientèles, notamment en ce qui a trait à leur capacité à absorber les hausses tarifaires. Plutôt que de se limiter à un « *client moyen* » fondé sur la consommation annuelle, EGQ pourrait notamment segmenter ses analyses selon différents profils représentatifs (par exemple : ménages à faible revenu, familles nombreuses, petites entreprises, etc.), lorsque les données le permettent.

Une telle démarche permettrait de mieux anticiper les effets potentiellement de certaines trajectoires de décarbonation, et de proposer des stratégies tarifaires plus équitables et robustes.

4. L'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ d'introduire une variabilité interannuelle des valeurs stochastiques dans la Prochaine version du Modèle, via un facteur de corrélation temporelle pour les variables clés.
5. L'ACEFO recommande d'abord à la Régie de demander à EGQ de présenter une stratégie basée sur le maintien d'une hausse tarifaire annuelle en dessous de 5 % et ce, avant la tenue de l'audience.

De plus, l'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ:

- i) de clarifier la méthode utilisée pour juger du respect ou non de la contrainte tarifaire annuelle, avant la tenue de l'audience;

- ii) de justifier la pertinence du seuil de 10 %, notamment en expliquant son origine, avant la tenue de l'audience;
 - iii) de réévaluer ce seuil dans la Prochaine version du Modèle; et
 - iv) d'intégrer la contrainte de la hausse tarifaire annuelle raisonnable de façon explicite dans la Prochaine version du Modèle et non comme un post-traitement.
6. L'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ d'intégrer la contrainte du Règlement modifié de façon explicite dans la Prochaine version du Modèle et non comme un post-traitement.
 7. L'ACEFO recommande à la Régie de demander à EGQ de proposer une version améliorée du Modèle (la « Prochaine version du Modèle ») qui intégrera les recommandations formulées ci-dessus, et ce, dans les meilleurs délais, dans le cadre d'une phase 2 du présent dossier.
 8. L'ACEFO est d'accord avec les pourcentages de GSR proposés par EGQ pour l'année 2026 et elle recommande à la Régie de les approuver.