

RIOPEL GAGNON LAROSE
S T É N O G R A P H E S O F F I C I E L S
O F F I C I A L C O U R T R E P O R T E R S

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'AVIS À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE SUR
LES MODALITÉS RÉGLEMENTAIRES QUI POURRAIENT
ÊTRE MISES EN PLACE AFIN DE RÉDUIRE LES
IMPACTS TARIFAIRES POUR LES CONSOMMATEURS
TOUT EN MAXIMISANT LE DÉVELOPPEMENT ET
L'UTILISATION DU GSR PRODUIT AU QUÉBEC

DOSSIER : R-4353-2026

RÉGISSEURS : M. FRANÇOIS ÉMOND, président
M. SAMY GENNAOUI
M. STEEVES DEMERS

AUDIENCE DU 20 OCTOBRE 2026
EN MODE HYBRIDE

VOLUME 3

ROSA FANIZZI
STÉNOGRAPHE OFFICIELLE

COMPARUTIONS :

Me AMÉLIE CARDINAL
avocate de la Régie

DEMANDERESSE :
Ministre de l'Économie, de l'Innovation et de
l'Énergie (MÉIE)

INTERVENANTS DANS CE DOSSIER SONT :

Association canadienne de l'industrie de la chimie
(ACIC)

Association canadienne des carburants (ACC)

Association canadienne du ciment (ACCiment)

Association coopérative d'économie familiale de
l'Outaouais (ACEFO)

Association des consommateurs industriels de gaz
(ACIG)

Association hôtellerie Québec et Association
restauration Québec (AHQ-ARQ)

Association professionnelle des producteurs, des
distributeurs et les utilisateurs de biométhane en
Amérique du Nord (RNGCoalition)

Association québécoise de la production d'énergie
renouvelable et Association canadienne du biogaz
(AQPER-CBA)

Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ)

Conseil des entreprises en technologies
environnementales du Québec (CETEQ)

Enbridge Gaz Québec (EGQ)

Énergir, S.E.C. (ÉNERGIR)

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante
(FCEI)

Groupe de recommandations et d'actions pour un
meilleur environnement (GRAME)

Hydrogène Québec (HYDROGÈNE QUÉBEC)

Option consommateurs (OC)

Regroupement des organismes environnementaux en
énergie (ROEE)

Regroupement national des conseils régionaux de
l'environnement du Québec (RNCREQ)

Regroupement pour la transition, l'innovation et
l'efficacité énergétiques (RTIEE)

Rio Tinto (RIO TINTO)

Sanimax (SANIMAX)

Sollio Groupe Coopératif (SGCOOPÉRATIF)

Union des consommateurs (UC)

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	5
PRÉLIMINAIRES	6
PRÉSENTATION DE L'ACIG (suite)	7
PRÉSENTATION DE L'AQPER-CBA	44
PÉRIODE DE QUESTIONS PAR Me AMÉLIE CARDINAL	76
PÉRIODE DE QUESTIONS PAR LA FORMATION	79
PRÉSENTATION DE RNGCOALITION	103
QUESTION PERIOD - LA FORMATION	125
PRÉSENTATION DE LA FCEI	137
PÉRIODE DE QUESTIONS PAR LA FORMATION	162
PÉRIODE DE QUESTIONS PAR Me AMÉLIE CARDINAL	179
PRÉSENTATION D'OPTION CONSOMMATEURS	189
PÉRIODE DE QUESTIONS PAR LA FORMATION	206

LISTE DES ENGAGEMENTS

	<u>PAGE</u>
E-1 (AQPER-CBA) : A) Vérifier quel serait l'horizon temporel souhaitable des mécanismes de soutien ou de financement favorisant la croissance de la production locale	
B) Vérifier si les délais de traitement des demandes d'autorisation ministérielle se sont améliorés et en faire rapport (Demandé par la Régie)	78
E-2 (AQPER-CBA) : Déposer le rapport European Biomethane Benchmark (Demandé par la Formation)	102

1 EN L'AN DEUX MILLE VINGT-SIX (2026), ce vingtième
2 (20e) jour du mois d'octobre :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Bonjour à tous. Bienvenue à cette audience du vingt
8 (20) octobre vingt vingt-six (2026) en mode
9 hybride. Dossier R-4353-2026 : Demande d'avis à la
10 Régie de l'énergie sur les modalités réglementaires
11 qui pourraient être mises en place afin de réduire
12 les impacts tarifaires pour les consommateurs tout
13 en maximisant le développement et l'utilisation du
14 GSR produit au Québec. Poursuite de l'audience.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Monsieur Sebaa, je peux vous demander de faire en
17 quinze (15) minutes le reste de votre présentation
18 puisque vous avez déjà pris quarante (40) minutes
19 hier, juste par équité pour les autres qui avaient
20 que trente (30) minutes, s'il vous plaît?

21 M. NAZIM SEBAA :

22 Je vais essayer de faire très vite.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Merci.

25

1 PRÉSENTATION DE L'ACIG (suite)

2 M. NAZIM SEBAA :

3 Bonjour à tous. Nazim Sebaa pour l'Association des
4 consommateurs industriels de gaz. Donc, je continue
5 ma présentation. Là, nous sommes rendus à la
6 question 3 qui est la réduction de la dépendance
7 aux importations de GSR en examinant les options
8 possibles liées aux volumes déjà contractés. Là la
9 question est en deux parties : sur l'exposition aux
10 importations et sur les volumes contractés.

11 Pour la première sur les importations, même
12 si la question est bien légitime, on ne devrait pas
13 se priver de recourir au marché extérieur, que ce
14 soit pour l'importation ou pour l'exportation de
15 notre gaz, de GSR. La sécurité énergétique dans
16 notre contexte ne se résume pas des
17 approvisionnements locaux. Cet argument dans ce
18 contexte-là est employé à mauvais escient.

19 Je rappellerais qu'il y a dix ans, un peu
20 plus, on a bougé les approvisionnements à Dawn. La
21 Régie l'avait validé pour bien des raisons qu'on ne
22 va pas détailler ici. Et dans l'est, on
23 s'approvisionne en gaz américain. Par contre, à
24 l'ouest, on exporte beaucoup de gaz. J'ai regardé u
25 peu les exportations et les importations. On

1 exporte huit milliards (8 G) de pieds cubes/jour et
2 on importe deux milliards (2 G). Donc, la question
3 des pieds cubes, donc la question de
4 l'international n'est pas un enjeu. C'est surtout
5 un enjeu de compétitivité et d'optimisation des
6 réseaux. Donc, il faut garder l'accès au marché, on
7 a un marché intégré, préserver des
8 approvisionnements compétitifs et des débouchés
9 pour nos producteurs.

10 La deuxième question traite des options
11 liées aux volumes contractés. Là, forcé de
12 constater que la question est assez explicite. La
13 réponse est - pour faire simple et rapidement - il
14 faut décontracter une partie des contrats,
15 notamment pour Énergir. Je ne vois pas, on ne voit
16 pas d'autres solutions. Mais là aussi avec un peu
17 de nuance. Il ne faut pas non plus tout
18 décontracter ou aller à l'aveugle. Il faudrait un
19 vrai audit de ces contrats-là, comme j'ai dit hier,
20 ouvrir tout le portefeuille et surtout replacer les
21 besoins au centre de la logique et non pas le
22 volume.

23 C'est toute la problématique qu'on doit
24 traiter dans cet avis. Ça doit être résumé à une
25 seule chose, c'est le besoin, pas le volume. Donc,

1 il faudrait voir les besoins des clients, le coût,
2 la valeur environnementale, la flexibilité, la
3 durée restante des contrats. Donc, injecter pour
4 atteindre un volume ne suffit pas à établir une
5 utilité future. Donc, il faut aussi une analyse
6 coût/bénéfice, quel est le coût le maintien de ces
7 approvisionnements versus le coût de sortie, il
8 faut maintenir des contrats utiles, réduire,
9 renégocier, transférer, faire reprendre ou résilier
10 certains contrats.

11 Donc, sans être expert des contrats, il me
12 semble que tout contrat doit contenir une clause de
13 renonciation. Donc, dans votre analyse, il faut
14 regarder aussi qui paiera demain. Les scénarios
15 prévoient une forte baisse des usages dans le
16 bâtiment. Les clients qui restent au gaz risquent
17 de supporter une part croissance des coûts. Donc,
18 dans l'analyse, ça doit être pris.

19 Donc, en définitive ce que nous
20 recommandons pour cette question est assez simple,
21 si je peux le dire, ce n'est pas tant de se
22 concentrer sur les importations, mais de réduire
23 l'exposition et les contrats dans le portefeuille
24 d'approvisionnement. Là, je parle vraiment
25 d'Énergir, car il semble que la gestion chez

1 Enbridge Québec est un peu différente. La stratégie
2 retenue n'implique pas les clients sur vingt (20)
3 ans pour l'essentiel de l'approvisionnement et les
4 prix semblent bien inférieurs à Énergir. Là encore,
5 il faut faire au cas par cas, il ne faut pas avoir
6 une vision qui s'applique à tous les distributeurs
7 de la même manière. Il faut nuancer les choses.
8 Prochaine diapositive, s'il vous plaît.

9 La quatrième question, c'est plus le
10 développement de la filière et comment on peut
11 stimuler la chose. Donc, on a vu, chaque
12 intervenant a essayé plus ou moins la majorité...
13 une bonne partie ont essayé de faire un peu de
14 « benchmarking » ou de regarder ce qui se passait
15 ailleurs. Les expériences étrangères et même
16 québécoises montrent l'importance du soutien public
17 pour développer la filière locale. Au Québec,
18 malgré les aides, le décollage attendu n'a pas été
19 au rendez-vous et les prix à la sortie sont quand
20 même assez importants.

21 Là encore, pour le développement de la
22 filière, comme je l'ai dit hier, comme je le dis
23 toujours, il faudrait remettre le produit au centre
24 de la logique. Le régime actuel organise
25 l'acquisition de volume. Nous devons construire une

1 offre qui répond à un besoin ou à une demande
2 réelle.

3 Il faut aussi revenir sur une petite
4 notion, que le GSR peut remplacer intégralement le
5 gaz fossile, même dans un horizon de décroissance
6 important de la consommation de gaz fossile. Madame
7 Roberta Dagher hier l'a dit, on n'a pas les moyens
8 de produire autant de gaz qu'on veut. Penser à
9 remplacer n'est pas l'idée. Le GSR reste quand même
10 une solution de valorisation de déchets offrant un
11 produit énergétique comparable à bien égards au gaz
12 fossile.

13 Le point central, c'est que la valeur doit
14 précéder le volume. Là, maintenant sur les
15 questions d'aide, il faut sélectionner les projets
16 dont on aura besoin, les projets réellement... qui
17 répondent à un besoin concret, qui présentent un
18 modèle économique crédible, avec le soutien
19 nécessaire. Nous ne pouvons pas produire à
20 n'importe quel coût, puis demander aux
21 consommateurs d'absorber la différence. Donc, cela
22 exige également de revoir la place de l'injection.

23 Il y a un autre point aussi dans le
24 développement, qu'on a occulté parce que notre
25 vision est purement d'injection. La question de

1 l'usage est occultée. Tout le projet de
2 valorisation de biogaz n'a pas vocation à passer
3 par le réseau gazier. La consommation sur site, les
4 fournitures de proximité, le transport, en cycle
5 court, en cycle fermé devraient prendre toute leur
6 place pour pouvoir impulser des projets. Dans ce
7 cas-là, c'est ne pas nettoyer le biogaz...
8 mécaniquement, on nettoie... dès qu'on fait un
9 projet de méthanisation, on doit nettoyer et
10 injecter, ça nous fait des coûts supplémentaires,
11 ça nous fait des actifs à mettre en place. Et,
12 encore une fois, le territoire québécois est
13 gigantesque, raccorder des producteurs, ça a un
14 coût.

15 Je continue, je vais essayer d'aller un peu
16 plus vite. Maintenant, sur le financement en tant
17 que tel, on va aller à la diapositive suivante,
18 s'il vous plaît. Il faut des financements à la
19 hauteur des projets. Il faut également permettre
20 aux producteurs d'exporter, de vendre leur
21 production au-delà. Lorsque l'aide rémunère le
22 traitement de matière résiduelle ou de bénéfices
23 environnementaux locaux, l'exportation ne fait pas
24 nécessairement disparaître cette valeur. On a cet
25 enjeu-là, c'est-à-dire que les producteurs qui sont

1 financés par l'État ne peuvent pas exporter leur
2 production, ça doit être local. On comprend la
3 logique derrière ça, mais il faudrait aller au-delà
4 de ça, parce que la valeur réelle, la valeur
5 environnementale reste quand même locale.

6 Donc, sur le financement, il faut aider
7 mieux les producteurs, de meilleures aides, des
8 aides mieux dimensionnées. Le soutien doit tenir
9 compte de l'ensemble des revenus du projet,
10 l'énergie, les attributs environnementaux, le
11 traitement des matières.

12 Dans notre mémoire, on a donné l'exemple
13 des Pays-Bas. Donc, c'est un des exemples les plus
14 intéressants sur les aides, l'aide est conditionnée
15 à la valeur. Enfin, elle est dimensionnée par
16 rapport à la valeur environnementale générée.
17 C'est-à-dire qu'on réfléchit en réductions de gaz à
18 effet de serre, de tonnes équivalent CO2. Ce n'est
19 pas on méthanise pour méthaniser. On donne de
20 l'aide en fonction de l'impact environnemental
21 réel.

22 Donc là, en définitive, on a besoin d'une
23 filière locale. C'est indéniable. On a besoin de
24 l'aider convenablement. Par contre, ce n'est pas le
25 tarif gazier qui doit se substituer à la dynamique

1 de marché ou qui doit se substituer à la valeur de
2 la production. Donc, sur cette question, ce qu'on
3 vous recommande, c'est vraiment de recommander au
4 gouvernement de mieux cibler ses aides, de ne pas
5 financer... tout producteur qui décide de produire
6 n'est pas finançable. Il faut une vraie orthodoxie,
7 je vais dire économique qui s'applique pour un
8 investissement privé. Ça doit être la même chose
9 pour un producteur de GSR et surtout remettre la
10 valeur, mais aussi l'usage, qu'est-ce qu'on veut
11 faire de ce biogaz avant de la faire et ne pas lier
12 les aides à l'injection. Si on peut faire un projet
13 local qui n'a pas à être injecté, il faut que ce
14 projet-là ait aussi des aides proportionnées au
15 projet.

16 Diapositive suivant. Pour la valeur
17 environnementale, là c'est le nerf de la guerre. Le
18 GSR n'est pas un produit homogène. Ça, la science
19 l'a établi. Ce n'est pas l'ACIG qui le dit. Ce
20 n'est pas un produit homogène. Pour faciliter
21 l'adoption du GSR comme étant un intrant
22 énergétique - et là, je vais parler exclusivement
23 pour les industriels. Je vais avoir fait la
24 démonstration dans le mémoire et plusieurs fois au
25 cours des dernières années - ce qui importe, c'est

1 le coût de la réduction. Donc, on a besoin de la
2 valeur environnementale.

3 On a conçu un système sur la base de
4 l'injection et du volume qui a mis à tort, là je le
5 dis, les distributeurs en position de monopole
6 totale. C'est eux qui ont les approvisionnements.
7 C'est eux qui ont les attributs environnementaux.
8 C'est eux qui ont le monopole distribution, qui est
9 normal et naturel. Le distributeur a un rôle
10 essentiel dans tout ça, mais si vous voulez qu'un
11 industriel consomme du GSR, il lui faut des
12 attributs environnementaux complets de la molécule.

13 En deux mille vingt et un (2021) - je l'ai
14 même dit à la Régie - un industriel montréalais a
15 demandé à acheter du GSR. Il pouvait aller jusqu'à
16 trente-cinq dollars le gigajoule (35 \$/GJ) si, et
17 seulement si, ce GSR était accompagné de tous ses
18 attributs environnementaux.

19 Les industriels ont la capacité, pour bon
20 nombre d'entre eux, de gérer ces attributs
21 environnementaux selon leurs besoins de conformité,
22 que ce soit pour le SPEDE, que ce soit pour
23 d'autres... pour le RCP, par exemple. Les
24 producteurs de produits pétroliers, enfin de
25 carburant, vous le savez aussi bien que moi, ont

1 des départements dédiés pour gérer ces
2 questions-là. Donc, ils n'ont pas besoin d'une aide
3 intermédiaire, donc pour mettre l'attribut
4 environnemental au coeur.

5 D'un point de vue réglementaire, le SPEDE
6 manque... Parce que le SPEDE reconnaît le GSR à sa
7 carboneutralité à zéro, et ça, ça empêche certains
8 industriels, surtout ceux qui n'ont pas
9 d'obligations du type RCP, d'acheter du GSR avec un
10 attribut environnemental qu'ils peuvent faire
11 reconnaître. Donc, dans le mémoire, vous le verrez,
12 je ne sais pas à quelle page, mais sur cette
13 section-là, je fais un espèce de tableau pour
14 démontrer qu'en fonction de l'intensité carbone, le
15 coût de la réduction carbone peut être divisé par
16 trois.

17 On a besoin aussi de marchés. On a besoin
18 du système du « book-and-claim », de pouvoir
19 échanger l'attribut environnemental sans forcément
20 acquérir la molécule. Et là, ça peut être un « game
21 changer », ça peut vraiment changer la dynamique du
22 marché. Prenez l'exemple d'un agriculteur qui est
23 loin du réseau, qui ne peut absolument pas être
24 raccordé au réseau d'énergie, mais qui a la
25 possibilité de produire du biogaz. Il peut utiliser

1 ce biogaz pour ses besoins, soit de chauffage, soit
2 d'électricité, peu importe. Et là, il pourrait
3 avoir cette possibilité de vendre l'attribut
4 environnemental à un industriel qui est à l'autre
5 bout de la province, s'il en est, pour ses besoins
6 du SPEDE ou pour d'autres besoins. Pourquoi on se
7 priverait de ce genre de mécanisme? Mais pour ça,
8 il nous faudrait un marché de « book and claim », et
9 aussi, dans vos recommandations, si vous pouvez
10 regarder un peu, je l'ai dit hier, le marché
11 québécois est trop exigü. Il ne faut pas se fermer
12 à des possibilités de se connecter à d'autres
13 juridictions et de pouvoir échanger nos attributs
14 environnementaux.

15 Donc, l'intensité carbone, c'est le pilier.
16 On ne peut pas décemment faire du GSR sans
17 intensité carbone, sans connaître l'intensité
18 carbone. Faciliter les échanges des attributs
19 environnementaux. Ne pas engager le distributeur à
20 tout gérer le système. Si le distributeur peut
21 gérer pour certains producteurs qui feraient la
22 demande, tant mieux. Le distributeur peut gérer
23 pour eux, pour des petits producteurs ou des
24 municipalités qui n'ont pas cette expertise ou qui
25 ne veulent pas l'acquérir, mais pour le reste, il

1 faut laisser le champ un peu libre, que la demande
2 et l'offre se rencontrent sur un marché organisé.
3 Et ça permettrait aussi – ce n'est pas une
4 invention ou une innovation de l'ACIG, hein, c'est
5 des mécanismes qui existent en Europe, sur lesquels
6 personnellement j'ai travaillé. L'État lui-même
7 dans sa politique de soutien aux producteurs de GSR
8 pourrait être acquéreur de ces attributs
9 environnementaux, les céder à un tiers et récupérer
10 une partie de sa mise et une partie de de son
11 financement.

12 Donc là, je vais aller à la conclusion un
13 peu plus rapidement. Donc, pour la conclusion : la
14 difficulté, c'est l'usage. On n'a pas défini les
15 usages du GSR, on réfléchit qu'en termes
16 d'injection et de volume. Donc, pour la question 1,
17 c'est là où notre recommandation est claire sur
18 cette question : ne pas établir de cible
19 volumétrique d'injection de GSR ou d'achat de GSR.

20 La deuxième recommandation, c'est : prendre
21 en considération la réalité industrielle. Donc,
22 dans le Benchmark, quand on a regardé dans les
23 autres juridictions, vous verrez que toutes les
24 juridictions qui ont des cibles de GSR ou des
25 politiques GSR, l'industrie a un traitement

1 particulier. Soit elle est totalement hors de
2 l'assiette, soit elle a un traitement particulier.
3 Ce n'est pas pour dérober l'industrie à son
4 obligation de contribution à la transition, mais
5 parce que c'est spécifique, il y a des besoins que
6 le GSR ne peut pas couvrir ou la version
7 volumétrique, la logique volumétrique ne répond pas
8 adéquatement aux besoins de décarbonation de
9 l'industrie.

10 Ne pas fermer le Québec dans une logique
11 purement provinciale; le système gaz est intégré,
12 doit en tirer profit. La socialisation doit être
13 totalement éliminée ou réduite à peau de chagrin.
14 Et ça, ça passera par une revue des contrats en
15 place et les besoins futurs. La valeur
16 environnementale doit revenir au coeur de la
17 discussion.

18 Et enfin, le tarif gazier n'est pas
19 l'acheteur de GSR et on doit distinguer clairement
20 une politique publique d'une politique tarifaire.
21 Ce sont deux choses différentes. Ce n'est pas le
22 tarif qui est le client de GSR. Ce qui met fin à ma
23 présentation.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Merci, Monsieur Sebaa. - Monsieur Demers.

1 M. STEEVES DEMERS :

2 Merci, Monsieur Émond.

3 Donc, je comprends que bon, au niveau des contrats,
4 par exemple, vous proposez qu'il y ait une révision
5 du portefeuille des contrats négociés chez les
6 distributeurs. Cette révision-là pourrait se
7 traduire par une identification de certains
8 contrats dont le distributeur serait invité à se
9 départir; moins rentable, trop coûteux... bref, il
10 peut y avoir différents critères.

11 D'après vous, on va vers quoi là-dessus,
12 est-ce que vous souhaiteriez que tous les contrats
13 soient déchirés, radiés ou que le produit soit
14 revendu? Parce que vous dites en même temps, du
15 même souffle, que la socialisation devrait être
16 presque nulle. Donc, pour une socialisation presque
17 nulle, il faut soit des miracles d'un côté, en
18 achat volontaire, ou carrément on raye et on
19 déchire tous les contrats?

20 M. NAZIM SEBAA :

21 Je n'irais pas... j'adorerais aller dans une
22 proposition de : on déchire tout et on recommence
23 dès le départ, mais ça ne serait ni légitime ni
24 faisable. C'est de revoir le portefeuille,
25 qu'est-ce qu'on peut garder, qu'est-ce qu'on peut

1 négociier, c'est quoi le coût de sortie de certains
2 contrats aussi, il faudrait voir comment on peut
3 sortir. Le coût de maintien de ces contrats-là, si
4 on continue à dix pour cent (10 %) avec vingt-cinq
5 dollars du gigagoule (25 \$/GJ) sur vingt (20) ans -
6 parce que la durée est quand même problématique -
7 sur vingt (20) ans, le coût complet, c'est entre
8 quatorze et seize milliards de dollars (14-16 G\$).
9 Sans indexation, on va dire que c'est quatorze
10 milliards de dollars (14 G\$). Pour vingt-deux
11 millions (22 M\$) de tonnes équivalent en CO2 de
12 réduction. Pour quatorze milliards (14 G), on va,
13 au mieux, mettre à zéro un des plus gros émetteurs
14 du Québec qui fait vingt-deux millions (22 M) de
15 tonnes équivalent en CO2 en vingt (20) ans.
16 C'est-à-dire que pour quatorze milliards (14 G), on
17 aura juste compensé les émissions d'un industriel
18 qui, avec la moitié de cet argent et en moins de
19 dix (10) ans, pourrait devenir carboneutre. Donc,
20 comment on utilise l'argent pour atteindre des
21 cibles de réduction de gaz à effet de serre.

22 Maintenant, sur les contrats eux-mêmes, on
23 n'est pas obligé d'acheter tout à n'importe quel
24 prix et sur n'importe quelle durée. Je comprends
25 que la notion de vingt (20) ans, c'est des contrats

1 moins chers, moins dispendieux. Mais là, qu'est-ce
2 qu'on fait aujourd'hui? Vous me dites, dans vingt
3 (20) ans, ces contrats ne seront pas très chers;
4 vous allez être super contents d'avoir du GNR à
5 vingt-cinq ou à vingt-huit le gigajoule
6 (25-28\$/GJ). Parfait, on ne peut pas le nier.

7 Mais je fais quoi les trois, quatre, cinq
8 prochaines années, moi? Qu'est-ce que je fais?
9 Comment je peux tourner, continuer à rester
10 compétitif à ce tarif-là? Vous me le socialisez...
11 En plus, parce que si on ne l'achète pas de manière
12 volontaire, c'est qu'il n'y a aucun intérêt. Donc,
13 il faut replacer la question de l'intérêt. Donc,
14 c'est pour ça qu'il faut revoir les contrats. C'est
15 quoi les contrats qui vont nous donner de plus, une
16 meilleure intensité carbone? C'est quoi les
17 contrats qui vont nous permettre de réduire les
18 émissions de manière plus efficace?

19 Et encore, dans le cas de l'industrie, ça
20 ne passera pas par le GSR. Donc, pourquoi on met
21 tout le monde dans le... Je peux comprendre la
22 logique pour le bâtiment, pour certains usages où
23 il n'y a pas de contrainte carbone, où on pourrait
24 utiliser le GSR, mais pour l'industriel qui veut
25 faire autre chose pour se décarboner, pourquoi

1 l'obliger à prendre un produit ou une voie de
2 décarbonation? D'abord, sur quelle base logique on
3 peut faire ça? Pourquoi on dirait à ArcelorMittal :
4 toi, maintenant, la décarbonation ne se fera que
5 par le GSR, « take it or leave it », on n'a pas
6 d'autres possibilités pour toi. Tu ne pourras pas
7 faire autre chose. C'est là où le problème réside.

8 Là, on est en train de revoir le système,
9 mais si on continue à avoir six cents millions
10 (600 M) - enfin, là, on est un peu moins de six
11 cents millions (600 M), mais - six cents millions
12 de mètres cube (600 Mm3) de GSR dans le « pipe »,
13 sans compter que, qu'est-ce qu'on fait des projets
14 locaux? Parce que là, la question qui avait été
15 posée par le gouvernement, enfin, je lis un peu
16 entre les lignes, c'est qu'on a nos producteurs
17 locaux, il faut monter la cible à quoi, là,
18 maintenant? Il faut aller à douze (12 %), quinze
19 (15 %), vingt pour cent (20 %) pour pouvoir prendre
20 du... même si on arrête les importations, où est-ce
21 qu'on va mettre les producteurs québécois, dont le
22 GSR est encore plus cher que l'américain? Comment
23 on sort de ça?

24 Et la seule façon de sortir de ça, c'est de
25 réduire un peu la voilure et aussi, voir comment va

1 évoluer le SPEDE, comment, si on peut mettre en
2 place des mécanismes de marché pour que la demande
3 vienne. J'ai eu la discussion avec Enbridge, il y a
4 quelques années, quand il se lançait dans le GNR,
5 je me rappelle très bien de la phrase que j'avais
6 dite au responsable de d'Enbridge en Ontario :
7 « Construisez bien le système, la demande
8 viendra. » Ils ont fait un système qui n'est pas si
9 mauvais que ça. La demande commence à se
10 matérialiser. Là, il y a un frein avec les tarifs.
11 Je parle de l'industriel parce qu'il y a des usines
12 qui ferment, on a eu des problèmes avec les tarifs
13 américains, mais à un moment, on a eu une demande
14 de GSR volontaire. Les industriels se sont trouvés
15 du GSR, ils ont consommé du GSR. Pourquoi on ne
16 pourrait pas être dans la même configuration?
17 LE PRÉSIDENT :
18 Comment le système ontarien était bâti différemment
19 du système québécois? Juste par curiosité.
20 M. NAZIM SEBAA :
21 Alors, les... Enbridge n'a pas d'obligation
22 volumétrique. Le gouvernement ne s'est pas mis dans
23 cette veine-là. Enbridge a proposé de distribuer du
24 GSR, enfin du GNR ou du GSR pour les clients qui en
25 feraient la demande. Soit Enbridge leur achète

1 du... achète un peu de GSR, Enbridge, pour les
2 besoins de ses clients. Et pour l'industrie, c'est
3 totalement ouvert. Vous faites « pick and choose »,
4 vous trouvez un producteur qui vont vous acheter.
5 Si vous le passez par Enbridge, le système est
6 disponible et on a les moyens de vous fournir. Mais
7 comme il n'y a pas d'obligation volumétrique, c'est
8 beaucoup plus simple.

9 M. STEEVES DEMERS :

10 Peut-être dernière question là-dessus, ou semi
11 avant-dernière, bref, on sera rapide. Ça m'a
12 interpellé quand même, c'est-à-dire de moduler
13 l'offre en fonction d'une demande, mais on sait
14 qu'on demande pour un produit identique, le GSR
15 étant identique au gaz fossile, là, la molécule
16 étant une molécule, qu'est ce qui peut attirer,
17 qu'est-ce qui peut faire en sorte que les
18 industriels se lèvent le matin et disent : « Ah, je
19 veux payer plus cher pour quelque chose qui est
20 identique au fossile »?

21 Et donc, qu'est-ce qui se passe en Ontario
22 pour qu'il y ait une demande volontaire? Je
23 comprends qu'il peut y avoir de la souplesse
24 organisationnelle, bref, ce genre de choses là,
25 peut-être des attributs environnementaux qui sont

1 cédés aux entreprises, mais qu'est-ce qui fait...
2 Parce que, et je vais aller direct au but, dans ce
3 genre de vision là, il faut souvent quand même
4 apporter un élément réglementaire pour stimuler. Je
5 veux dire, aux États-Unis, si le GNR ici fonctionne
6 bien, disons, là, je ne veux pas le qualifier de...
7 mais s'il fonctionne bien, c'est qu'entre autres,
8 il y a une volonté gouvernementale de forcer des
9 utilisateurs de carburant fossile à se verdiser, si
10 on veut, là, à améliorer le contenu de leurs
11 produits. Donc, bref, il y a comme une obligation
12 qui force un marché. Et sans ces obligations-là, il
13 n'y aurait probablement pas de marché. Parce qu'un
14 agent économique va vouloir payer moins cher pour
15 quelque chose d'équivalent, là.

16 M. NAZIM SEBAA :

17 C'est toujours le cas. On veut toujours payer moins
18 cher. Je comprends la portée de votre question. Les
19 autres juridictions, même américaines, pour la
20 plupart, l'industrie est en dehors de ça.

21 L'obligation est faite surtout dans le transport.
22 C'est toujours une question d'usage. On a mis le
23 GSR dans le transport. J'étais en France il y a
24 deux ans, dans les stations-service, en passant, il
25 y avait du GSR, du GNR, du gaz renouvelable pour le

1 transport. Vous faisiez soit votre super sans plomb
2 ou votre gaz naturel. Mais l'industrie est toujours
3 en dehors de l'assiette et de l'obligation, même si
4 elle reste un consommateur, un consommateur
5 volontaire important. Et ça, ça va continuer.
6 Maintenant, pour ce qui va stimuler la demande,
7 c'est l'industriel. Ça va dépendre de l'industriel.

8 En Ontario, c'est tout au gaz. L'approche
9 est différente que celle du Québec et beaucoup
10 d'industriels réduisent leurs émissions de carbone
11 par recours au gaz fossile et recours au gaz de
12 source renouvelable, parce qu'ils passent du bunker
13 ou du charbon à... le delta est assez
14 impressionnant, jusqu'à moins soixante-dix pour
15 cent (70 %) des émissions juste en retournant au
16 gaz.

17 Maintenant, ce qui peut être un « driver »
18 ou ce qui pourrait pousser un industriel à
19 consommer du GSR, ça va être un ensemble de choses.
20 D'abord, ça va être des besoins, parfois ça peut
21 être des besoins ponctuels. J'ai eu le cas d'un
22 industriel au Québec d'ailleurs, qui pendant
23 l'hiver se cherchait plus de gaz. J'ai dit :
24 « Qu'est-ce que tu veux faire avec plus de gaz? »
25 Il me dit : « Oui, parce que là, normalement je

1 brûle de l'huile, mais je ne vais pas atteindre mes
2 cibles environnementales cette année si je continue
3 avec l'huile. Donc, il me faut un surcoût de gaz
4 pendant trois semaines. » Donc, là vous allez
5 rentrer sur cette logique-là d'atteinte de seuil
6 que les industriels ont et pourraient prendre du
7 GSR momentanément pour deux... Et c'est là le noeud
8 du problème, c'est qu'on a conçu cette cible-là ou
9 on veut concevoir une cible, mais on n'a aucune
10 idée de l'état des investissements des industriels.

11 Maintenant, parfois, le GSR... Et ça, c'est
12 des discussions, je vous rapporte des discussions
13 que j'ai eues avec les membres, hein, ce n'est pas
14 une vue de mon esprit. Certains industriels - on a
15 eu cette discussion - ont dit : « Bien, moi, il se
16 pourrait que le GSR... Pas à vingt-cinq dollars le
17 gigajoule (25 \$/GJ), hein, ça, c'est... c'est un
18 "no way", on ne pourra pas y aller. Mais à des prix
19 plus attractifs, je pourrais prendre du GSR, non
20 pas pour une conformité environnementale, mais ça
21 va m'éviter d'investir dans de nouveaux
22 équipements. Donc, c'est-à-dire que je pourrais
23 continuer avec mes équipements au gaz actuel,
24 étendre leur vie utile, mais elle serait
25 carboneutre au sens des émissions. Donc, je paie

1 mon gaz GSR plus cher que le fossile, mais ça
2 m'économise... »

3 D'autres vont avoir d'autres stratégies de
4 conformité. Là, ce qu'ils vont chercher, c'est les
5 attributs environnementaux pour verdir leurs
6 approvisionnements, pour réduire leurs émissions,
7 sans changer de... Parce que le tout, c'est : je
8 change ou je ne change pas mes procédés. Et on ne
9 sait pas quand est-ce que les procédés sont
10 réellement, par exemple, électrifiables, si jamais
11 on a de l'électricité. On ne sait pas si c'est dans
12 dix (10) ans, si c'est dans quinze (15) ans. Donc,
13 c'est la projection ou la prévision doit se faire
14 en connaissant ces éléments-là, qu'on ne connaît
15 pas, que... Je ne sais pas si les distributeurs ont
16 une vision claire de... des investissements de
17 leurs clients industriels, mais il faudrait avoir
18 cette carte-là et peut-être là envisager d'accorder
19 les approvisionnements avec une future demande ou
20 avec un futur besoin. Là, on n'a pas le besoin.

21 Maintenant, le besoin réglementaire, comme
22 je l'ai dit hier, il faut établir une cible de
23 réduction de gaz à effet de serre de l'industrie.
24 Et l'industrie doit se trouver le moyen d'y
25 arriver. Parce que si le but c'est de réduire la...

1 les émissions du Québec, c'est... le GSR, encore
2 une fois, est une solution. Mais si on continue
3 comme ça, ça deviendra la seule voie possible et on
4 se priverait aussi de beaucoup d'innovations et de
5 beaucoup d'opportunités industrielles au Québec.

6 M. STEEVES DEMERS :

7 Merci beaucoup.

8 M. SAMY GENNAOUI :

9 Bonjour, Monsieur Sebaa. Je reviendrais un peu sur
10 la même question que mon collègue, là. Vous avez
11 dit, dans votre présentation, qu'il faut mettre le
12 besoin au coeur de la détermination des volumes,
13 donc mettre le besoin en premier. Mais comment est-
14 ce qu'on crée ce besoin-là, si ce n'est que par une
15 fixation de prix qui serait avantageuse pour la
16 clientèle?

17 M. NAZIM SEBAA :

18 Vous pouvez répéter la question? Parce que j'ai
19 perdu un bout.

20 M. SAMY GENNAOUI :

21 Vous dites : « On ne peut pas créer un besoin où il
22 n'y en a pas, on ne peut pas créer un marché où il
23 n'y a pas de besoin », si je vous paraphrase un
24 peu. Comment est-ce qu'on fait pour s'assurer qu'il
25 y a un besoin suffisant? Est-ce que c'est

1 uniquement une question de prix, combinée à la
2 valorisation des attributs environnementaux?

3 M. NAZIM SEBAA :

4 C'est n'est pas le prix qui est problématique en
5 l'espèce. Comme je l'ai dit tout à l'heure, même à
6 trente-cinq (35), la majorité des simulations
7 pourrait monter à quarante-cinq dollars le
8 gigajoule (45 \$/GJ) pour certains GSR et ça
9 resterait rentable. C'est toujours le coût, il faut
10 réfléchir en coût d'abattement. Aucun industriel ne
11 veut payer de la taxe carbone ou... ça, il faut
12 bien le comprendre aussi. S'ils peuvent ne plus
13 jamais avoir à émettre des gaz à effet de serre,
14 ils le feraient.

15 Maintenant, à quel coût on peut le faire?
16 Le GSR pourrait devenir intéressant à... Là, le
17 prix réel du GSR au Québec - je sais que ça va
18 faire friser un peu certains collègues - est de
19 sept dollars le gigajoule (7 \$/GJ). Au-delà de sept
20 dollars le gigajoule (7 \$/GJ), ça ne marche pas.
21 Parce que sept dollars le gigajoule (7 \$/GJ), c'est
22 le prix de la molécule fossile plus son coût
23 d'abattement au SPEDE. À sept dollars le gigajoule
24 (7 \$/GJ) ou à huit dollars le gigajoule (8 \$/GJ),
25 tout le monde convertirait sa consommation de gaz

1 fossile au GSR. Ça a un coût neutre par rapport au
2 gaz fossile.

3 Maintenant, c'est là où il faut jouer,
4 c'est sur cette variable-là. Si on rattache plus
5 d'intensité carbone, et surtout les intensités
6 carbone négatives, parce que bon, tous les GSR,
7 c'est là où je serais... la prémisse du GSR est
8 comparable au fossile, oui, d'un point de vue
9 énergétique et pouvoir calorifique, mais tous les
10 GSR ne sont pas équivalents. Parce qu'on parle de
11 gaz à... de réduction de gaz à effet de serre.

12 Il faudrait trouver le moyen... Et c'est là
13 où la valorisation des attributs et la création de
14 marchés permettraient de réduire le coût. C'est-à-
15 dire, vous passez de cinq cents dollars la tonne
16 (500 \$/t), d'un coût d'abattement de cinq cents
17 dollars (500 \$). Si vous descendez à cent dollars
18 (100 \$) l'abattement, ou voire, dans certaines
19 simulations, je vais descendre jusqu'à quatre-
20 vingts (80), là, vous pouvez avoir une demande.
21 Parce que même si c'est un peu plus cher que le
22 SPEDE, ça...

23 Parce qu'il ne faut pas oublier aussi que
24 si vous allez voir tous les industriels, vous allez
25 voir leurs rapports de durabilité ou leurs...

1 Maintenant, ils ont tous des déclarations. Donc,
2 même consommer du local, consommer du gaz, même
3 s'il est peu plus cher, ça pourrait valoir le coup.
4 Mais là, on est sur un facteur de cinq, voire de
5 six avec un attribut environnemental nul. C'est-à-
6 dire, comment vous vous justifiez?

7 Moi, j'ai eu un membre, un jour, il m'a
8 dit : « Comment justifier d'acheter du fossile à
9 vingt-deux dollars le gigajoule (22 \$/GJ) alors
10 qu'il est à trois dollars (3 \$) sur le marché?
11 Comment je vais voir mon CFO et lui donner cette
12 facture-là? » Ça a été dit aussi crûment et
13 aussi... comme je vous le répète comme je l'ai
14 entendu. Parce qu'il n'y a rien qui y est rattaché.
15 Donc, c'est la valeur environnementale, et là, ça
16 peut susciter le besoin.

17 Et encore une fois, l'industrie, pour
18 l'instant, n'est pas la cible qu'il faut viser.
19 Parce que l'industrie doit se décarboner avec
20 d'autres choses. Il faut lui laisser la possibilité
21 de se décarboner avec...

22 Parce qu'il ne faut pas perdre de vue
23 l'objectif. L'objectif, ce n'est pas de mettre du
24 gaz dans le pipeline. L'objectif, c'est de réduire
25 les émissions de la province. C'est deux choses

1 différentes. Ça, ça peut être une partie de la
2 solution. Pour le reste, dans la grande industrie,
3 il faut les laisser.

4 Encore une fois, une cible politique peut
5 être définie, peut être discutée avec ce qui est
6 réellement faisable, mais après, l'industriel, si
7 ça passera par le GSR, il ira acheter le GSR. C'est
8 toujours un raisonnement logique chez un
9 industriel. C'est des gens logiques. La majorité,
10 c'est des ingénieurs. C'est assez carré dans...
11 C'est concis. « Si ce n'est pas cher, j'achète. Si
12 ça va sans mon sens, j'achète. Si ça atteint mes
13 objectifs, j'achète. »

14 M. SAMY GENNAOUI :

15 Vous avez répondu à peu près ce que je m'attendais
16 à ce que vous répondiez. Il y a deux choses que
17 vous avez dites, mais je vais revenir d'abord sur
18 une proposition du ROEE.

19 Hier, vous avez dit, d'entrée de jeu, que
20 monsieur Finet vous avait fait vivre toute la gamme
21 des émotions dans son témoignage. Là, il vient
22 d'arriver pour que vous lui rendiez la pareille, je
23 crois. Je reviens sur la recommandation numéro 4 du
24 ROEE, que je vais vous lire. Je laisse faire tout
25 le préambule. Ils disent :

1 Le ROEÉ et l'Institut de l'énergie
2 Trottier recommandent à la Régie de
3 recommander au ministre qu'il
4 intervienne auprès d'Énergir afin que
5 celle-ci se prévale de l'article 52.5
6 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et
7 propose un tarif moindre pour la
8 fourniture de GSR à la clientèle
9 industrielle pour les usages
10 difficilement électrifiables et que le
11 surcoût du GSR soit socialisé aux
12 clientèles résidentielle, commerciale
13 et institutionnelle.

14 Est-ce que ça vient un peu rejoindre... peut-être
15 avec certaines nuances, mais ce que vous dites, si
16 les usages difficilement électrifiables - donc les
17 usages industriels principalement - sont facturés à
18 un tarif GSR qui est moins que le prix actuel de la
19 molécule GSR, parce qu'on pourrait inclure toute la
20 valorisation. Donc, si on fait... on applique une
21 mécanique pour déterminer un prix qui serait
22 acceptable - vous avez parlé, dans certains cas, ça
23 peut être trente-cinq (35), ça peut même être
24 quarante-cinq dollars du gigajoule (45 \$/GJ) qui
25 pourrait être acceptable parce que ça pourrait être

1 économique pour certains de vos clients -, est-ce
2 que c'est une recommandation à laquelle vous
3 pourriez également adhérer, avec certaines nuances?

4 M. NAZIM SEBAA :

5 C'est une recommandation très complexe. Elle est
6 très sexy sur papier, hein, ça... Écoutez, qui
7 refuserait de se faire subventionner son... Mais
8 là, décortiquons tout ça. Un, je reviens à mon
9 industriel. Peut-être que c'est... l'usage du gaz,
10 ce n'est pas sa priorité pour l'instant, il veut
11 faire autre chose. Il veut moderniser un autre
12 « process » pour gagner en efficacité, en
13 consommation d'énergie, par ailleurs. Donc, ça, on
14 ne peut pas contraindre un industriel sur une voie.
15 Donc, ça, vous avez un premier problème.

16 Deuxième enjeu que je vois là-dedans, qu'on
17 voit là-dedans, c'est : nous, on veut un marché
18 clair et... surtout les attributs environnementaux,
19 et qu'on puisse... et surtout quand on achète le
20 GSR, de l'acheter avec tous, tous ses attributs
21 environnementaux. Ce qu'on en fait, c'est le
22 problème de l'industriel, ce n'est pas le problème
23 de quelqu'un d'autre. C'est notre... notre demande.

24 Trois, là, je vais peut-être mettre le pied
25 dans le plat. Et ça, c'est une question éminemment

1 légale qu'il faudrait regarder, ça prendrait des
2 juristes en commerce international. Comment vont
3 réagir les partenaires si on apprend que
4 l'industrie québécoise, pour une fraction de son
5 énergie, est subventionnée?

6 J'ai eu cet enjeu-là parmi certains membres
7 qui, bon, tous les membres font quatre-vingts à
8 quatre vingt-dix pour cent (80-90 %) de leur
9 activité économique avec des... avec des tiers,
10 avec d'autres États. Il faut faire attention aussi
11 à la question de la subvention. Ça peut être
12 interprété comme une subvention à la production, ça
13 peut... Donc, il faut faire attention aux règles du
14 commerce international. Je ne dis pas que c'est un
15 frein, je ne dis pas que ça doit stopper là, la
16 discussion, mais je n'ai pas la capacité juridique
17 ou... pour analyser ça. Et donc... Mais c'est un
18 enjeu qui sort.

19 Ce qu'on dit, c'est que la Loi permet des
20 tarifs différenciés. C'est vrai. Peut-être que ça
21 peut être... Mais il faut comprendre aussi que si
22 on essaie de forcer un marché artificiel, ça va
23 tenir combien, cinq ans, six ans, dix (10) ans? Il
24 nous faut... Ce qu'on demande, c'est de mettre les
25 bases d'un marché sain, d'un marché concurrentiel.

1 Et encore une fois, l'industrie ne devrait
2 pas être la cible première. L'industrie, si elle
3 trouve intérêt, elle viendrait acheter du GSR. Ça
4 reste une logique économique très cartésienne, si
5 je peux dire. S'il y a un intérêt, on va aller le
6 consommer.

7 Mais si on le fait de manière... bien sûr,
8 si vous posez la question comme ça, puisque j'ai
9 posé la question sur la recommandation de monsieur
10 Finet, elle ne date pas d'aujourd'hui, il a déjà...
11 il m'a même une fois appelé pour me dire :
12 « Qu'est-ce que ça te ferait, ça? » Et j'en ai
13 parlé à mes membres, bien, tout le monde a dit :
14 « Bien, génial, si on peut payer mon GNR, je vais
15 le prendre. » Mais... Et après, aussi, tout
16 reporter sur quelqu'un d'autre sans qu'on ait un
17 marché, ce n'est peut-être pas la voie la plus
18 recommandée.

19 Après, je comprends le point du ROÉE, c'est
20 que c'est pour les usages non électrifiables.
21 Beaucoup utilisent le gaz pour des procédés
22 chimiques. Hier, c'était la... par exemple, dans la
23 métallurgie, c'est surtout des procédés de
24 réduction du minerai de fer. Ils utilisent le gaz
25 pour extraire la molécule d'oxygène du minerai de

1 fer. Le GSR peut le faire, l'hydrogène peut le
2 faire, et... Son point, je pense qu'il était plus
3 par là. C'est : à la fin, ça va coûter tellement
4 cher que; est-ce qu'on n'a pas intérêt à le
5 subventionner? Mais là, où est-ce qu'on est au
6 niveau des partenaires étrangers, il faut voir ça
7 aussi.

8 C'est pour ça que la question est
9 difficile, c'est un multi facettes. Donc, si je
10 vous réponds honnêtement, c'est : il y a beaucoup
11 de variables à considérer avant d'aller dans cette
12 voie-là. Si je vous réponds d'un point de vue
13 juste, d'un intérêt... oui, donnez-nous de l'argent
14 pour acheter du GSR, on le prendrait volontiers.

15 M. SAMY GENNAOUI :

16 Merci. Je reviendrai aussi, vous avez mentionné :
17 le but de tout le programme de GSR du gouvernement
18 du Québec n'est pas nécessairement de mettre du gaz
19 dans les tuyaux, c'est de réduire les émissions de
20 GES. Donc, une des méthodes de réduction des
21 émissions de GES, c'est de valoriser des résidus,
22 que ce soit agricoles ou autres, des dépotoirs, et
23 de créer du méthane, de capter le méthane pour
24 ensuite l'injecter dans le réseau de gaz. Est-ce
25 qu'il y aurait d'autres débouchés à ça, est-ce

1 qu'il y a d'autres manières de valoriser ces...

2 M. NAZIM SEBAA :

3 Totalement. Il faut élargir l'assiette. Le
4 transport est, à notre sens, une option valide pour
5 ça. Ça va... ça peut régler deux choses en même
6 temps. C'est-à-dire, d'un côté, on absorbe du GSR
7 qu'on produit, et d'un autre côté, on réduit nos
8 consommations de diesel ou d'essence. Donc, ça peut
9 avoir un double effet bénéfique.

10 Nous, ce qu'on dit, on a toujours dit :
11 l'injection pour l'injection, ce n'est peut-être
12 pas la meilleure des idées. C'est surtout, encore
13 une fois, peut-être que c'est parce que j'ai
14 travaillé en Europe, j'étais en Europe avant, et
15 que je vois le territoire québécois comme étant un
16 territoire gigantesque. En France, quand je faisais
17 des projets de méthanisation, je m'en rappelle, on
18 était allé voir un agriculteur au sud de Paris. À
19 l'entrée de son exploitation agricole, il avait son
20 méthaniseur, le tuyau de gaz était à moins de
21 cinquante mètres (50 m). Alors, l'injection se
22 faisait à moins de cinquante mètres (50 m). Sachant
23 qu'il n'injectait pas l'entièreté de sa production,
24 il l'utilisait *in situ*.

25 Là, parce qu'on s'est concentré sur

1 « j'injecte, on injecte, on injecte, on injecte »,
2 parce qu'on a des cibles, mais on a perdu de vue ce
3 qu'on pourrait faire dans des circuits très courts,
4 juste avec du biogaz. Pas besoin de le nettoyer,
5 parce que... L'AQPER va le dire beaucoup mieux que
6 je ne peux vous le dire, peut-être que c'est une
7 question à l'AQPER, mais moi, j'ai posé des
8 questions à certains producteurs. Le coût de
9 nettoyage et de raccordement, c'est quand même un
10 coût important.

11 Et là, vous avez deux enjeux, là, dans
12 cette vision-là : ça nous fait un coût pour le
13 producteur, et deux, ça nous fait des actifs qu'il
14 faut amortir et qu'on va encore mettre dans la base
15 de tarification à l'ensemble des clients qui n'ont
16 ni demandé le produit, ni ont le besoin.

17 Et encore une fois, on a un problème de
18 prévisibilité. Hier, l'expert Marcoux a parlé de
19 prévisibilité. On est dans l'incertitude. On nous
20 dit qu'il y a moins quatre-vingts pour cent (-80 %)
21 de gaz, dans vingt-cinq (25) ans, moins de vingt-
22 cinq (25) ans. Et d'un autre côté, « je vous mets
23 des actifs, je vous mets des actifs », à ceux qui
24 ne sortent pas du gaz dans vingt-cinq (25) ans, et
25 c'est l'industrie qui ne sortira pas du gaz dans

1 vingt-cinq (25) ans, on va prendre quoi, tout
2 l'ensemble des actifs de tout ça? Est-ce que
3 quelqu'un pourrait nous dire c'est quoi... quelle
4 va être ma facture de gaz dans dix (10) ans? Ça va
5 tripler, quadrupler, le... C'est quoi le...

6 Donc, il y a cette instabilité qui s'est
7 installée et cette défiance par rapport au futur,
8 parce qu'on ne nous a pas clarifié. Et là, on voit
9 juste, « je rajoute des investissements, je
10 rajoute, j'étends le réseau, je rajoute des actifs,
11 je... » Qu'est-ce que je fais, moi, dans vingt (20)
12 ans? Je ferme... Parce que je reste dans vingt (20)
13 ans, je ne réduirai pas forcément les cons...

14 Les projections qui ont été faites, que
15 j'ai vues, dans l'industrie, en tout cas chez
16 l'ACIG, on n'a pas moins quarante (-40 %) ou moins
17 cinquante pour cent (-50 %) de consommation de gaz,
18 à part fermeture de sites industriels. Ça... Mais
19 d'un point de vue opérationnel, quand je demande à
20 mes membres : bien, une petite baisse, si on a un
21 peu d'électricité, on va faire un peu d'efficacité
22 énergétique, mais pour les procédés chimiques ou
23 les procédés où le gaz est utilisé comme matière
24 première, on ne voit pas la sortie, là, de ça dans
25 vingt-cinq (25) ans.

1 Mais on parle... c'est là où la difficulté
2 de l'exercice - je vous le concède - est : comment
3 préparer le futur en gardant la compétitivité
4 actuelle? On ne peut pas nous dire : « Ne vous
5 inquiétez pas, ça va être très bien dans vingt-cinq
6 (25) ans, mais d'ici vingt-cinq (25) ans, il faut
7 serrer la ceinture, débrouillez-vous pour arriver à
8 dans vingt-cinq (25) ans. » Ça, c'est... l'équation
9 est un peu débalancée à ce niveau-là.

10 M. SAMY GENNAOUI :

11 Je vous remercie.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Je n'aurai pas d'autres questions, Monsieur Sebaa.

14 M. NAZIM SEBAA :

15 Parfait.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Je vous remercie beaucoup.

18 M. SAMY GENNAOUI :

19 Merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 On va passer à L'AQPER-CBA. Bonjour, Messieurs.

22 Juste avant de commencer, juste vous présenter pour
23 que tout le monde puisse vous connaître. Merci.

24

25

1 PRÉSENTATION DE L'AQPER-CBA

2 M. ALEX BIGOURET :

3 Messieurs les Régisseurs, bonjour. Mon nom est Alex
4 Bigouret. Je suis consultant superviseur dans
5 l'unité d'affaires Énergie, Transport et Industrie
6 de SIA, cabinet de conseil en management et en
7 stratégie. Je suis accompagné de Pablo Asselin,
8 consultant au sein de la même unité.

9 Cette présentation expose la position
10 commune de l'Association québécoise de la
11 production d'énergie renouvelable, AQPER ci-après,
12 et de l'Association canadienne du biogaz dans le
13 dossier R-4353-2026. Elle suit l'ordre de la
14 demande d'avis. Un bref état des lieux de la
15 filière, une réponse à chacune des cinq questions
16 soumises à la Régie, puis le récapitulatif des sept
17 recommandations du mémoire.

18 J'ai une question. Pour partager l'écran,
19 comment est-ce que ça fonctionne?

20 LE PRÉSIDENT :

21 Vous avez normalement reçu le lien Teams sur lequel
22 vous pouvez vous connecter pour le partager.

23 M. ALEX BIGOURET :

24 Ça va prendre trente (30) secondes. Je pensais que
25 c'était...

1 LE PRÉSIDENT :

2 Prenez votre temps, il n'y a pas de problème.

3 M. ALEX BIGOURET :

4 Considérant qu'on représente l'AQPER, je n'ai pas
5 le sentiment qu'on ait reçu ledit lien. Est-ce que
6 ce serait possible de me l'envoyer par courriel?

7 LE PRÉSIDENT :

8 Donc, madame la greffière peut le partager pour
9 vous.

10 M. ALEX BIGOURET :

11 Ah, fantastique. Merci beaucoup. Est-ce que vous
12 avez le document?

13 LE PRÉSIDENT :

14 Oui.

15 M. ALEX BIGOURET :

16 Merci. On peut passer à la prochaine slide. Merci.
17 Les deux associations qui représentent ce mémoire
18 couvrent l'ensemble de toute la chaîne de valeur du
19 gaz de source renouvelable ou GSR. L'AQPER est la
20 porte-parole de l'industrie des énergies
21 renouvelables au Québec depuis plus de trente (30)
22 ans. Elle compte plus de cent soixante (160)
23 membres dans cinquante et une (51) entreprises et
24 organisations actives dans la filière du biogaz et
25 du GSR : producteurs, développeurs, exploitants,

1 fournisseurs de technologie et consultants. Son
2 champ d'action couvre aussi le biénergie, les
3 carburants liquides bas carbone, l'hydrogène
4 renouvelable, électricité renouvelable, éolien, la
5 photovoltaïque et petite hydraulique.

6 L'Association canadienne du biogaz et
7 l'Association nationale du biogaz et du gaz naturel
8 renouvelable, elles représentent plus de cent
9 soixante-quinze (175) entreprises membres, des
10 développeurs aux fournisseurs de technologie en
11 passant par des fournisseurs de services-conseils,
12 les services publics, les municipalités et les
13 acteurs agricoles.

14 Réunissant des producteurs d'électricité
15 renouvelable et de GSR, l'AQPER ne cherche pas à
16 opposer les filières, mais à développer le GSR en
17 complémentarité des autres solutions de
18 décarbonation. L'objectif commun des deux
19 associations est clair : promouvoir une plus grande
20 production et consommation de GSR au Québec, et ce,
21 à un coût maîtrisé pour toutes les clientèles.

22 Prochaine diapositive, s'il vous plaît.
23 Merci. L'AQPER a retenu SIA à titre d'analyste
24 externe pour conduire l'analyse et la modélisation
25 qui sous-tendent le mémoire. SIA compte plus de

1 trois mille (3 000) consultants dans dix-neuf (19)
2 pays, dont plus de cinq cents (500) oeuvrant dans
3 le secteur de l'énergie.

4 Depuis plus d'une dizaine d'années, SIA a
5 développé une expertise sur les gaz renouvelables
6 qui se matérialisent par plus de cent (100)
7 missions de conseil en stratégie dédiées au gaz
8 renouvelable réalisées dans plus de dix (10) pays
9 différents; une équipe dédiée de plus de vingt (20)
10 consultants; et deux publications annuelles, à
11 savoir le Benchmark Européen du Biométhane, dont la
12 huitième édition a été publiée en novembre deux
13 mille vingt-deux (2022) et la nouvelle dans les
14 prochaines semaines, ainsi que l'Observatoire
15 Français du Biométhane.

16 Ces plus de cent (100) missions ont été
17 réalisées auprès d'acteurs de toute la chaîne de
18 valeur du biogaz et du biométhane : distributeurs,
19 fournisseurs d'énergie, producteurs, investisseurs,
20 collectivités territoriales, associations de
21 filiales ou encore grands consommateurs.

22 Les positions présentées dans ce mémoire
23 sont toutefois celles de l'AQPER et de
24 l'Association canadienne du biogaz. La contribution
25 de SIA porte uniquement sur la rigueur des données,

1 de l'analyse technique et de la modélisation qui
2 les sous-tendent.

3 Prochaine diapositive, s'il vous plaît.

4 Merci. Avant de répondre aux cinq questions, trois
5 éléments de contexte permettent de situer l'état
6 actuel de la filière du GSR au Québec.

7 Premièrement, le cadre réglementaire.
8 Depuis deux mille vingt (2020), les distributeurs
9 doivent livrer une part croissante de GSR; cinq
10 pour cent (5 %) depuis deux mille vingt-cinq
11 (2025); sept pour cent (7 %) depuis deux mille... à
12 compter de deux mille vingt-sept (2027); et
13 finalement, dix pour cent (10 %) en deux mille
14 trente (2030), sans aucune exigence de contenu
15 québécois. Au printemps deux mille vingt-six
16 (2026), un projet de règlement proposait de
17 reporter la cible de dix pour cent (10 %) à deux
18 mille trente-deux (2032) et de limiter la
19 reconnaissance du GSR au-delà de la cible. L'AQPER
20 y a répondu le quatre (4) juin. Le quatorze (14)
21 juillet, le ministre a annoncé qu'il n'en
22 recommanderait pas l'édiction, a visé un nouveau
23 projet au printemps deux mille vingt-sept (2027) et
24 a demandé l'avis de la Régie d'ici la fin novembre
25 deux mille vingt-six (2026). L'objectif

1 d'incorporation de dix pour cent (10 %) en deux
2 mille trente (2030) reste donc juridiquement
3 applicable à l'heure actuelle.

4 Deuxièmement, l'approvisionnement. La
5 production d'hydrocarbures étant interdite au
6 Québec depuis deux mille vingt-deux (2022), le gaz
7 distribué par Énergir provient à quatre-vingt-dix-
8 huit virgule deux pour cent (98,2 %) de carrefours
9 situés hors du Québec. Le GSR est donc la seule
10 source de gaz naturel que le Québec puisse produire
11 et le seul levier pour réduire ses dépendances
12 vis-à-vis de l'étranger.

13 Troisièmement, le parc de production. Le
14 graphique de gauche que vous voyez sur l'écran,
15 présente la capacité identifiée par l'AQPER, projet
16 par projet, de cent quatre millions de mètres cubes
17 par année (104 Mm3/an) en deux mille vingt (2020),
18 elle atteint deux cent trente-quatre millions de
19 mètres cubes (234 Mm3) en deux mille vingt-six
20 (2026), puis près de quatre cent sept millions de
21 mètres cubes (407 Mm3) à partir de deux mille
22 trente (2030).

23 En deux mille vingt-six (2026), la
24 production se répartit comme telle selon les
25 intrants. Lieux d'enfouissement technique, c'est

1 quatre-vingts pour cent (80 %), quatre-vingts pour
2 cent (80 %) même; le secteur municipal, treize pour
3 cent (13 %); les institutions commerce et
4 industrie, quatre pour cent (4 %); et finalement,
5 le secteur agricole, deux pour cent (2 %).

6 Les lieux d'enfouissement, qui assurent à
7 l'heure actuelle l'essentiel de la production, à
8 savoir quatre-vingts pour cent (80 %), comme je
9 l'avais dit, n'offrent qu'un potentiel de
10 croissance à l'avenir limité, les plus importants
11 étant déjà équipés ou en voie de l'être. La
12 croissance future du GSR viendra donc de la
13 biométhanisation agricole, des matières résiduelles
14 municipales et institutionnelles, ou encore du GSR
15 de troisième génération, dont les coûts sont
16 structurellement plus élevés. En effet, la
17 biométhanisation exige un digesteur et un
18 approvisionnement continu en matière organique,
19 alors que le biogaz d'enfouissement est un
20 sous-produit de déchets déjà enfouis.

21 Les deux diagrammes circulaires que vous
22 voyez sur l'écran, à droite, illustrent le paradoxe
23 de la filière à l'heure actuelle. En deux mille
24 vingt-quatre (2024), cent onze (111) des cent
25 quarante-sept millions de mètres cubes (147 Mm3)

1 produits au Québec, soit soixante quinze virgule
2 cinq pour cent (75,5 %) du total produit, ont été
3 vendus en dehors de la province, principalement aux
4 États-Unis.

5 À l'inverse, cent quarante-quatre virgule
6 six (144,6) des cent soixante-seize virgule huit
7 millions de mètres cubes (176,8 Mm3) achetés par
8 les distributeurs gaziers québécois, Énergir et
9 Enbridge Gaz Québec, en deux mille vingt-
10 quatre/deux mille vingt-cinq (2024-2025), soit
11 quatre-vingt-deux pour cent (82 %) ont été
12 importés.

13 Le Québec exporte donc l'essentiel du GSR
14 qu'il produit sur ses territoires et importe
15 l'essentiel de ce qu'il consomme. Des raisons qui
16 seront détaillées à la troisième question de notre
17 côté.

18 Prochaine diapositive, s'il vous plaît.
19 Merci. La première question porte - je cite - sur
20 la progression optimale et prévisible des exigences
21 de distribution du GSR, minimalement d'ici deux
22 mille trente-cinq (2035), basée sur quelques
23 scénarios et leurs impacts estimés respectifs,
24 notamment sur les tarifs, les différents types de
25 consommateurs de gaz naturel, tout en y intégrant

1 le développement de la filière québécoise de
2 production de GSR, dans le respect de la capacité
3 de payer des consommateurs et la compétitivité des
4 entreprises. En une phrase : le niveau d'obligation
5 d'incorporation n'est pas en cause, c'est sa
6 composition qui devrait drastiquement évoluer.

7 Le graphique compare le scénario cas de
8 base que nous avons modélisé, qui prolonge la
9 situation actuelle, en vert clair, au scénario GSR
10 Québec, qui active les leviers proposés par l'AQPER
11 et l'Association canadienne du biogaz, à savoir :
12 un soutien accru à l'investissement, un soutien à
13 la production et une meilleure valorisation des
14 unités de conformité.

15 Premier élément de réponse à cette première
16 question : il faut maintenir l'objectif
17 d'incorporation de dix pour cent (10 %) en deux
18 mille trente (2030), qui est cohérent avec ceux des
19 juridictions où la filière est désormais mature. La
20 France s'est fixée un objectif légal de dix pour
21 cent (10 %) de gaz renouvelable en deux mille
22 trente (2030), exprimé en production nationale
23 injectée de l'équivalent de quarante-cinq
24 térawattheures (45 TWh). Le Danemark couvrirait, dès
25 deux mille vingt-quatre (2024), trente-huit pour

1 cent (38 %) de sa consommation de gaz par du GNR
2 produit localement dans un marché plus petit que
3 celui du Québec. Au Québec, par comparaison, le GSR
4 produit localement et acheté par des distributeurs
5 couvre à l'heure actuelle environ zéro virgule cinq
6 pour cent (0,5 %) de la consommation gazière totale
7 de la province.

8 Deuxième élément de réponse : un objectif
9 en volume ne garantit pas de production locale,
10 puisque rien n'exige que le GSR livré soit produit
11 au Québec. Dans le scénario cas de base - que je
12 répète, prolonge la situation actuelle - la part
13 québécoise de l'approvisionnement plafonne ainsi
14 autour de vingt-deux pour cent (22 %) en deux mille
15 trente-cinq (2035). D'où la première
16 recommandation : adjoindre à la cible de dix pour
17 cent (10 %) une cible de contenu québécois d'au
18 moins trente-cinq pour cent (35 %) de
19 l'approvisionnement des distributeurs en deux mille
20 trente-cinq (2035), soit environ deux cent
21 cinquante millions de mètres cubes (250 Mm3) par
22 an. Dans le scénario GSR Québec, en vert foncé sur
23 le graphique, les distributeurs achèteraient en
24 deux mille trente-cinq (2035) environ deux cent
25 cinquante millions de mètres cubes (250 Mm3) de GSR

1 québécois, soit cinq pour cent (5 %) de leur
2 approvisionnement, parce que les leviers de soutien
3 rendent le GSR local plus compétitif.

4 Troisième élément de réponse. Les capacités
5 de production de GNR identifiées au Québec son
6 cohérentes avec cet objectif. Deux cent
7 quatre-vingt-onze virgule sept millions de mètres
8 cubes (291,7 Mm3) par an d'ici deux mille trente
9 (2030) ont été recensés par l'AQPER. Or, le projet
10 de GSR de troisième génération porté par le projet
11 Mauricie de TS Canada; si on ajoute ce projet de
12 méthanation de troisième génération, on passe à
13 quatre cent six virgule sept millions de mètres
14 cubes (406,7 Mm3) d'ici deux mille trente (2030)
15 disponibles. Il y a un potentiel accessible évalué
16 par Énergir entre deux cent cinquante (250) et
17 trois cent quatre vingt millions de mètres cubes
18 (380 Mm3) d'ici deux mille trente-cinq (2035).
19 Donc, l'objectif est d'environ deux cent cinquante
20 millions de mètres cubes (250 Mm3) de GSR québécois
21 est donc atteignable, sous réserve d'un soutien
22 adéquat, bien entendu.

23 Quatrième et dernièrement élément de
24 réponse pour cette première question. Cet objectif
25 de trente-cinq pour cent (35 %) de production

1 locale d'ici deux mille trente-cinq (2035) demeure
2 compatible avec la capacité de payer des
3 consommateurs, que la question demande de
4 respecter. Accroître la part du GSR québécois
5 pourrait faire craindre une hausse de la facture.
6 La modélisation montre l'inverse. Si les leviers
7 proposés par l'AQPER et présentés à la question
8 sont mis en place, ils abaissent le prix net du GSR
9 québécois et, par extension, les frais de
10 socialisation, c'est-à-dire le surcoût du GSR
11 réparti sur l'ensemble des clients gaziers.

12 En moyenne, pour la clientèle, ces frais de
13 socialisation s'établissent en deux mille
14 trente-cinq (2035) à deux virgule soixante-cinq
15 cents par mètre cube (2,65 ¢/m³) dans le scénario
16 GSR Québec contre cinq virgule quatre-vingt-quinze
17 cents (5,95 ¢) dans le cas de base. Un garde-fou
18 est par ailleurs proposé. La progression de la part
19 québécoise ferait l'objet d'un suivi explicite par
20 la Régie, par exemple à chaque cause tarifaire.
21 Prochaine diapositive, s'il vous plaît. Merci.

22 Deuxième question posée par la Régie. Les
23 mécanismes à mettre en place afin de réduire au
24 maximum, voire éliminer les frais de socialisation
25 et les chocs tarifaires et répartir équitablement

1 leur impact entre les consommateurs et les
2 différentes catégories de consommateurs.

3 Le meilleur rempart contre un choc
4 tarifaire constitue une trajectoire constitue une
5 trajectoire stable et prévisible. L'AQPER et
6 l'Association canadienne du biogaz ne remettent pas
7 en cause la socialisation. Elles proposent de
8 réduire le montant à socialiser.

9 Pour comprendre sur quoi agit chaque
10 levier, il faut rappeler que les frais de
11 socialisation dépendent principalement de deux
12 variables : le prix d'achat du GSR d'un côté et
13 l'écart entre les volumes que le distributeur est
14 contraint d'acquérir et ceux que la clientèle
15 décide d'acheter volontairement.

16 Donc, premier levier, pour répondre à cette
17 question. Le soutien à l'investissement. Les
18 subventions ont couvert, en moyenne, trente-sept
19 pour cent (37 %) du coût d'investissement de six
20 des huit projets québécois analysés contre
21 vingt-cinq (25) à cinquante-cinq pour cent (55 %)
22 dans les juridictions comparables. On est par
23 exemple, de mémoire, en Suède, à environ
24 cinquante-cinq pour cent (55 %). Entre quarante-
25 cinq (45) et cinquante-cinq pour cent (55 %)

1 plutôt. C'est surtout la continuité qui fait
2 défaut. Aucun appel de projet du programme de
3 soutien à la production de gaz naturel
4 renouvelable, le PSPGNR, n'est ouvert depuis la fin
5 de deux mille vingt-trois (2023). Alors qu'un
6 projet requiert trois à cinq ans entre son
7 développement et sa mise en service. C'est-à-dire
8 que les capacités créées aujourd'hui conditionnent
9 la disponibilité à l'horizon deux mille trente
10 (2030).

11 La recommandation 2 demande donc d'ouvrir
12 sans délai un appel de projet et d'engager de façon
13 continue l'enveloppe de deux cent soixante-dix
14 millions de dollars (270 M\$) du plan de mise en
15 oeuvre du PEV deux mille vingt-six-deux mille
16 trente et un (2026-2031).

17 Deuxième levier, le soutien à la
18 production. Objet de la troisième recommandation de
19 l'AQPER. L'AQPER et l'Association canadienne du
20 biogaz recommandent la mise en place d'un mécanisme
21 de soutien à la production qui soit prévisible et
22 adapté aux caractéristiques des différents projets.
23 Le niveau de soutien et ses modalités d'application
24 devront être établis en fonction des besoins réels
25 de la filière et des objectifs poursuivis. Ce

1 levier complète le soutien au CAPEX sans s'y
2 substituer. Alors que la subvention réduit le
3 montant financé, la rémunération à la production
4 permet de sécuriser le revenu qui couvre à la fois
5 la dette et l'exploitation.

6 Dans les autres juridictions, les filières
7 matures se sont construites sur ce type de
8 rémunération avant même d'introduire une obligation
9 d'incorporation. Par exemple, le Danemark, par un
10 tarif d'achat garanti puis une prime garantie sur
11 vingt (20) ans, mise en concurrence sur un virgule
12 sept milliard d'euros (1,7 G€). L'Italie, de son
13 côté, par le décret biométhane publié en septembre
14 deux mille vingt-deux (2022), combine une
15 subvention de quarante pour cent (40 %) de
16 l'investissement et un tarif incitatif versé sur
17 quinze (15) ans de soixante-deux (62) à cent quinze
18 euros par mégawattheure (115 €/MWh), selon la
19 filière. Quant aux États-Unis, via leur crédit
20 d'impôt 45Z, le Clean Fuel Production Credit, d'au
21 plus de un dollar (1 \$) américain par gallon
22 équivalent, modulé selon la réduction de
23 l'intensité carbone.

24 Troisième levier, la valorisation des
25 attributs. Chaque dollar obtenu sur les unités de

1 conformité réduit d'autant les frais de
2 socialisation, comme le précisera notre cinquième
3 réponse.

4 Quatrième levier enfin, les débouchés.
5 Chaque mètre cube de GSR acheté volontairement par
6 la clientèle est un mètre cube de moins à
7 socialiser. Une demande québécoise forte est donc
8 la voie la plus directe pour réduire les frais de
9 socialisation, tout en offrant aux producteurs
10 locaux des débouchés stables. Cet important levier
11 de réduction des frais de socialisation n'ayant pas
12 été chiffrés dans la modélisation, son effet
13 s'ajouterait donc à celui présenté sur le graphique
14 à droite. Ce levier est en revanche illustré aux
15 questions 3 et 4.

16 Le graphique que vous voyez donc à droite
17 présente l'effet des trois premiers leviers, à
18 savoir le soutien au CAPEX, la meilleure
19 valorisation des unités de conformité et le soutien
20 à la production. Bien que les volumes socialisés
21 soient en effet plus élevés dans le scénario GSR
22 Québec - donc, ils prennent en considération ces
23 trois leviers - le coût total socialisé y est
24 nettement inférieur.

25 En deux mille vingt-huit (2028), cent

1 quatre-vingt-neuf millions de dollars (189 M\$)
2 contre deux cent cinquante et un millions (251 M)
3 dans quatre bases. En deux mille trente-cinq
4 (2035), cent quarante-neuf millions (149 M) contre
5 trois cent trente millions (330 M), soit près de
6 cinquante-cinq pour cent (55 %) de moins dans le
7 scénario GSR Québec. Et finalement, sur la période
8 deux mille vingt-huit/deux mille trente-cinq
9 (2028-2035), il y a un virgule deux quarante-deux
10 milliards de dollars (1,242 G\$) à socialiser dans
11 le scénario GSR Québec contre deux virgule vingt-
12 neuf milliards (2,29 G) côté quatre bases, donc
13 prolongement de la situation actuelle. Donc, on
14 part d'une économie de huit cent soixante-dix
15 millions de dollars de dollars (870 M\$) pour la
16 clientèle gazière à socialiser.

17 Cette baisse s'explique par celle du
18 surcoût unitaire du GSR invendu, ramené en deux
19 mille trente-cinq (2035) de dix-huit virgule trente
20 (18,30) à six virgule cinquante-huit dollars par
21 gigajoule (6,58 \$/GJ) par l'effet cumulé des trois
22 leviers sur le prix net du GSR québécois.

23 Le soutien à la production n'étant versé
24 que sur les volumes effectivement injectés, son
25 coût suit la réalisation des projets et s'annule

1 pour tout volume non produit. Il ne constitue donc
2 pas un engagement budgétaire ouvert.

3 Finalement, pour répondre à cette deuxième
4 question, pour la répartition entre catégories de
5 consommateurs, l'article 52.52.5 de la *Loi sur la*
6 *Régie de l'énergie* permet déjà de faire varier les
7 tarifs par catégorie de consommateurs. Les leviers
8 proposés réduisent le montant total à répartir,
9 dans le cas de la modélisation actuelle. Prochaine
10 diapositive, s'il vous plaît. Merci.

11 La troisième question porte sur la
12 réduction de la dépendance aux importations de GSR
13 en examinant les options possibles liées aux
14 volumes déjà contractés. Les causes du paradoxe
15 diffèrent selon que l'on se place du côté des
16 producteurs et des distributeurs. Donc, l'essentiel
17 de la production est exporté et l'essentiel de ce
18 qui est injecté dans le réseau par Énergir et
19 Enbridge Gas Québec est importé.

20 Donc, du côté des producteurs, un signal de
21 prix d'abord. Les marchés américains rémunèrent
22 l'intensité carbone du GSR sans plafond de prix. À
23 l'instar notamment de la norme californienne sur
24 les carburants à faible intensité carbone, le « Low
25 Carbon Fuel Standard ». Au Québec, la décision

1 D-2023-022 plafonne le coût moyen d'acquisition à
2 vingt-neuf virgule trente-huit dollars par
3 gigajoule (29,38 \$/GJ) en deux mille vingt-
4 cinq/deux mille vingt-six (2025-2026). Alors que le
5 coût complet des nouveaux projets se situe entre
6 quarante et un virgule soixante-et-onze (41,71) et
7 cinquante-sept virgule quarante-trois dollars du
8 gigajoule (57,43 \$/GJ).

9 Toujours du côté des producteurs, il y a
10 aussi un héritage contractuel à prendre en
11 considération. Une part importante des volumes
12 exportés provient de projets historiques de biogaz
13 d'enfouissement développés lorsque le marché
14 québécois n'offrait aucun débouché reconnaissant la
15 valeur de leurs attributs environnementaux et sont
16 liés depuis par des contrats de long terme.

17 Du côté des distributeurs maintenant, il
18 n'y a aucune exigence de contenu local - ce qui
19 explique en partie le côté paradoxe du côté du
20 producteur. Ils peuvent remplir leur obligation
21 entièrement par des importations et les plafonds de
22 prix s'appliquent indistinctement aux GSR québécois
23 et importés.

24 Il en résulte donc une double dépendance
25 envers des marchés que le Québec ne maîtrise pas :

1 à la fois l'exportation et à la fois l'importation,
2 celle du producteur qui exporte et celle du
3 distributeur qui importe, ainsi qu'un coût direct.
4 Le GSR importé, d'intensité carbone plus élevée,
5 génère moins d'unités de conformité par gigajoule,
6 donc moins de revenus pour alléger les frais de
7 socialisation.

8 La solution n'est donc pas de limiter les
9 exportations, mais de rendre le marché québécois
10 concurrentiel, selon trois orientations. Un
11 objectif de contenu québécois d'au moins
12 trente-cinq pour cent (35 %) en deux mille trente-
13 cinq (2035), ce qui est la recommandation une de
14 l'AQPER et de l'Association canadienne du biogaz.
15 Cet objectif rejoint d'ailleurs, lui aussi, les
16 dispositifs européens.

17 En France, les certificats de production de
18 biogaz en vigueur depuis deux mille vingt-six
19 (2026) sont réservés au biométhane injecté en
20 France. Au Danemark, l'objectif de cent pour cent
21 (100 %) de gaz renouvelable est exprimé en
22 injection dans le réseau national. Au Québec,
23 l'approvisionnement local d'Enbridge Gaz Québec est
24 aujourd'hui nul. Une telle exigence devra être
25 examinée au regard des accords commerciaux

1 canadiens. À défaut, un soutien proportionnel à la
2 performance carbone, comme le crédit 45Z de l'État
3 fédéral américain, avantage de fait le GSR
4 québécois, moins carboné que le GSR importé, sans
5 exigence formelle d'origine.

6 Une demande québécoise accrue, stimulée par
7 des incitatifs ciblés dans la biénergie, par
8 exemple, le transport lourd, les réseaux autonomes
9 et la consommation institutionnelle. Ça c'est la
10 recommandation 6 de l'AQPER et de l'Association
11 canadienne du biogaz.

12 À l'heure actuelle, deux projets québécois
13 en donnent un ordre de grandeur. À Bécancourt, la
14 conversion projetée de la centrale de TC Énergie en
15 centrale de pointe nécessitera environ cinquante et
16 un millions de mètres cubes (51 Mm3) de GSR par
17 année. Aux Îles-de-la-Madeleine, Hydro-Québec
18 évalue le GNR liquéfié pour une future centrale de
19 quatre-vingts à cent mégawatts (80-100 MW).

20 Finalement, troisième opportunité pour
21 rendre le marché québécois concurrentiel : une
22 réorientation progressive des volumes déjà
23 contractés au renouvellement des contrats, si le
24 marché québécois le devient.

25 Ensuite, les retombées économiques et

1 environnementales de cette production locale sont
2 par ailleurs significatives. Aujourd'hui, on a
3 environ cent vingt-trois (123) emplois équivalents
4 temps plein et vingt et un virgule sept millions de
5 dollars (21,7 M\$) de valeur ajoutée. Et si les
6 seize (16) nouveaux projets recensés à l'heure
7 actuelle se concrétisent, on passerait à cinq cent
8 trente six (136) emplois équivalents temps plein et
9 plus de cent soixante-dix-neuf millions de dollars
10 (179 M\$) de valeur ajoutée annuelle.

11 Chacun des huit projets analysés traite de
12 quarante-cinq mille à soixante-quatorze mille
13 tonnes (45 000-74 000 t) de matières organiques par
14 année au service... un objectif, enfin, une
15 valorisation des matières organiques qui va
16 directement au service de la stratégie
17 gouvernementale de valorisation de la matière
18 organique publiée en deux mille vingt (2020).

19 Prochaine diapositive, s'il vous plaît. La
20 quatrième question porte sur la recherche
21 d'incitatifs pour favoriser un approvisionnement
22 compétitif et à moindre coût qui s'arrime avec les
23 besoins des consommateurs.

24 La première question à trancher est celle
25 de la référence de comparaison. On compare souvent

1 le GSR au gaz naturel fossile, qui se transige à
2 moins de trois dollars par gigajoules (3 \$/GJ), ce
3 qui revient à le mesurer à un « statu quo » fossile
4 appelé à être dépassé, alors que le gouvernement du
5 Québec s'est fixé des objectifs climatiques qui
6 imposent une baisse notoire de la consommation de
7 combustibles fossiles - gaz compris - pour pouvoir
8 les respecter.

9 Dans ce contexte de transition énergétique,
10 la compétitivité du GNR devrait être évaluée en
11 comparaison aux autres solutions de décarbonation
12 existantes. Le GSR doit donc être apprécié au
13 regard de ce qu'il apporte au système énergétique
14 dans son ensemble, en complémentarité à la
15 contribution principale de l'électricité
16 renouvelable et en tenant compte de ces
17 externalités positives propres. Il ne s'agit donc
18 pas d'opposer les filières de décarbonation.
19 L'électrification directe et les molécules
20 renouvelables sont complémentaires, chacune
21 répondant à des besoins différents.

22 Le GSR apporte en particulier trois
23 contributions à un système énergétique en
24 transition. Il est stockable dans le réseau gazier
25 existant et mobilisable à la demande, notamment

1 lors des périodes de pointe hivernale. Il répond à
2 des usages difficiles à électrifier, en particulier
3 le transport lourd routier et sous forme liquéfiée
4 pour le transport maritime. Il évite des émissions
5 ensuite de méthane à la source en valorisant les
6 matières organiques déjà existantes. En se basant
7 sur les huit projets analysés, trois mille neuf
8 cent quatre-vingt-douze (3 992) à vingt-six mille
9 quatre-vingt-dix-sept mille (26 097) tonnes
10 d'équivalent CO₂ par an et par installation sont
11 évités. C'est le sens de la recommandation 7 de
12 l'AQPER : reconnaître la valeur du GSR dans
13 portefeuille de décarbonation en complémentarité à
14 l'électrification.

15 La seconde question à trancher maintenant
16 porte sur les incitatifs. Autant côté offre que
17 demande : Côté offre, la recommandation 2 sur
18 l'appel de projets et l'enveloppe de deux cent
19 soixante-dix millions (270 M) à écouler et 3, sur
20 le soutien à la production, s'ajoutent la
21 recommandation 4, qui vise à relever la prise en
22 charge du raccordement au-delà du plafond de un
23 million de dollars (1 M\$) par projet, plafond
24 largement inférieur au coût du seul poste
25 d'injection d'environ trois millions de dollars

1 (3 M\$).

2 Ailleurs, dans d'autres juridictions, le
3 gestionnaire de réseau assume une part
4 substantielle du raccordement. On est à
5 soixante-quinze pour cent (75 %) en Allemagne,
6 soixante pour cent (60 %) en France, cinquante pour
7 cent (50 %) en Californie. La recommandation 4
8 propose aussi d'aligner ce traitement sur celui des
9 filières électriques renouvelables au Québec pour
10 lesquels Hydro-Québec rembourse les coûts réels du
11 poste de départ.

12 Côté demande maintenant. La recommandation
13 6 vise à stimuler la demande québécoise de GSR par
14 des incitatifs ciblés dans des usages stratégiques
15 difficiles à électrifier. Le transport lourd en
16 montre le potentiel. Dans plusieurs juridictions,
17 le GNR représente déjà la majorité du gaz consommé
18 dans le secteur. En France, le GNR carburant, qu'on
19 appelle BioGNV, représentait en deux mille
20 vingt-cinq (2025) cinquante-six pour cent (56 %) du
21 gaz naturel pour véhicule pour environ douze mille
22 deux cents (12 200) poids lourds et près de sept
23 mille (7 000) autobus.

24 En Suède, le GNR représentait
25 quatre-vingt-seize (96 %) pour cent du gaz comprimé

1 pour véhicule en deux mille vingt-quatre (2024),
2 pour un parc de plus de quarante-trois mille cinq
3 cents (43 500) véhicules au gaz, dont trois mille
4 cinq cent vingt-deux (3 522) poids lourds. Aux
5 États-Unis maintenant, le GNR représentait en deux
6 mille vingt-cinq (2025) quatre-vingt-quatorze pour
7 cent (94 %) du carburant des véhicules routiers au
8 gaz naturel.

9 Au Québec, petite initiative depuis mai
10 deux mille vingt-quatre (2024), une ligne de
11 transport collectif, exploitée par le Groupe
12 Galland avec la ville de Mont-Tremblant, roule avec
13 des autobus alimentés par l'équivalent de cent pour
14 cent (100 %) de GNR, qui remplace environ deux cent
15 vingt-deux mille litres (222 000 L) de diesel par
16 an. Stimuler la demande est ainsi le complément
17 indispensable au soutien à l'offre.

18 Prochaine diapositive, s'il vous plaît. La
19 cinquième question porte sur les mécanismes de
20 valorisation optimale des attributs du GSR,
21 notamment les unités de conformité au *Règlement sur*
22 *les combustibles propres* et pour réduire les
23 obligations prévues au *Règlement concernant le*
24 *système de plafonnement et d'échange de droits*
25 *d'émission de gaz à effet de serre* au bénéfice des

1 consommateurs et distributeurs.

2 Deux instruments sont donc en cause, les
3 unités de conformité fédérale d'un côté, puis
4 l'obligation de couverture du SPEDE québécois. Le
5 Règlement fédéral sur les combustibles propres
6 oblige les producteurs et importateurs d'essence et
7 de diesel, considérés comme des fournisseurs
8 principaux, à réduire chaque année l'intensité
9 carbone de leur carburant, notamment en achetant
10 des unités de conformité générées par des
11 combustibles à faible intensité carbone, ce qui
12 comprend le GSR.

13 Les distributeurs gaziers, de leur côté, ne
14 sont pas considérés comme des fournisseurs
15 principaux. Ils créent, sur une base volontaire,
16 ces unités de conformité qui sont d'autant plus
17 nombreuses que l'intensité carbone du GSR est
18 basse. Le premier enjeu de valorisation porte donc
19 sur l'intensité carbone. La valeur par défaut fixée
20 par le *Règlement* de trente et un grammes
21 d'équivalent CO₂ par mégajoule (31 g CO₂e/MJ) ne
22 distingue pas la biométhanisation des lieux
23 d'enfouissement, alors que l'intensité réelle de la
24 biométhanisation est souvent nettement inférieure.

25 Or, à peine cinq pour cent (5 %) des

1 projets à l'heure actuelle disposent d'une
2 intensité carbone évaluée sur l'intensité carbone
3 réelle des projets. Les autres génèrent donc moins
4 d'unités de conformité qu'ils ne le pourraient,
5 d'où l'intérêt de généraliser l'approbation projet
6 par projet.

7 Second enjeu, et lui, il porte sur la mise
8 en marché des unités que les distributeurs
9 regroupent en volumes. Le marché étant récent,
10 l'AQPER ne présume d'aucune défaillance, mais
11 demande davantage de transparence, le cas échéant,
12 par une mise en concurrence des acteurs.

13 Le graphique joint que vous voyez sur
14 l'écran, mesure l'effet de ces deux enjeux sur la
15 valeur des unités. Avec un prix de référence de
16 trois cent quarante dollars (340 \$) par unité en
17 deux mille vingt-cinq (2025) et une hypothèse de
18 croissance commune aux deux scénarios fixés à cinq
19 pour cent (5 %) par année, la valeur nette des
20 unités pour l'ensemble du portefeuille atteint en
21 deux mille trente-cinq (2035) quatre virgule huit
22 dollars par gigajoule (4,8\$/GJ) dans le cas de
23 base, et onze virgule cinq dollars (11,5\$) dans le
24 scénario GSR Québec.

25 Les recettes générées pour le scénario

1 intégrant les mécanismes proposés par l'AQPER
2 s'élèvent alors à trois cent vingt et un millions
3 de dollars (321 M\$) contre cent vingt-sept millions
4 (127 M\$) pour le scénario qui prolonge la situation
5 actuelle.

6 Le système de plafonnement et d'échange de
7 droits d'émission, à savoir le SPEDE, obéit à une
8 autre logique. Lié au marché californien depuis
9 deux mille quatorze (2014), il impose aux grands
10 émetteurs et depuis deux mille quinze (2015) aux
11 distributeurs de carburants et de combustibles une
12 obligation de couverture. Détenir autant,
13 c'est-à-dire détenir autant de droits d'émission
14 que leurs émissions déclarées. Le CO2 issu de la
15 combustion du GSR étant biogénique, il est exclu de
16 cette obligation, c'est-à-dire que chaque mètre
17 cube de GSR substitué au gaz fossile réduit
18 d'autant les droits que le distributeur doit
19 détenir. Mais ce signal demeure faible. Le tarif
20 SPEDE facturé par Énergir s'élève à quatre virgule
21 quatre cent six cents par mètre cube (8,406 ¢/m3)
22 au premier (1er) septembre deux mille vingt-six
23 (2026), soit environ deux virgule vingt dollars par
24 gigajoule (2,20\$/GJ). De son côté, le surcoût du
25 GSR atteint environ dix-huit dollars par gigajoule

1 (18 \$/GJ) par rapport au prix de fourniture de
2 trois virgule soixante-quatorze dollars (3,74 \$) à
3 la même date.

4 Dans les conditions actuelles, donc, un
5 émetteur assujetti a donc tout intérêt à acheter
6 des droits d'émission plutôt qu'à substituer du GSR
7 au gaz fossile. Il faudrait un prix du carbone de
8 plusieurs centaines de dollars la tonne pour
9 inverser ce choix. Il ne reconnaît pas non plus le
10 méthane évité à la source. L'AQPER invite donc la
11 Régie à ne pas surestimer, dans son avis, la
12 contribution du SPEDE au développement du GSR.

13 En conclusion, ces deux instruments, le
14 *Règlement sur les combustibles propres* et les
15 unités de conformité qui y sont associées, et le
16 SPEDE, doivent être mieux exploités, mais aucun des
17 deux n'a été conçu pour soutenir la production
18 locale, d'où les mécanismes dédiés des
19 recommandations R2 et R3, à savoir le soutien au
20 CAPEX et le soutien à la production. Cette réponse
21 fonde enfin les recommandations 5 sur l'intensité
22 carbone et la transparence de la mise en marché des
23 unités, et 7, sur la reconnaissance de la valeur du
24 GSR en complémentarité aux autres solutions de
25 décarbonation.

1 Prochaine diapositive, s'il vous plaît.

2 En conclusion, cette dernière diapositive
3 récapitule les sept recommandations formulées par
4 l'AQPER et l'Association canadienne du biogaz, et
5 les questions auxquelles elles répondent à droite
6 de l'écran.

7 Recommandation 1 : maintenir dix pour cent
8 (10 %) en deux mille trente (2030) et adjoindre une
9 part québécoise d'au moins trente-cinq pour cent
10 (35 %) en deux mille trente-cinq (2035) de ces dix
11 pour cent (10 %).

12 Recommandation 2 : ouvrir, sans délai,
13 l'appel de projets du PSPGNR et engager l'enveloppe
14 de deux cent soixante-dix millions de dollars
15 (270 M\$) de façon continue.

16 Recommandation 3 : instaurer un mécanisme
17 de soutien à la production prévisible et adapté au
18 projet.

19 Recommandation 4 : relever la prise en
20 charge du recordement au delà du plafond d'un
21 million de dollars (1 M\$) par année. Ce qui
22 équivaut à environ trente pour cent (30 %), alors
23 que dans d'autres juridictions, on est à cinquante
24 (50), voire soixante (60 %).

25 Recommandation 5 : généraliser l'intensité

1 carbone projet par projet et rendre transparente la
2 mise en marché des unités de conformité.

3 Recommandation 6 : stimuler la demande
4 québécoise de GSR par des incitatifs ciblés dans
5 des usages difficiles à électrifier.

6 Recommandation 7 : reconnaître la valeur du
7 GSR dans le portefeuille de décarbonation, en
8 complémentarité avec l'électricité renouvelable -
9 bas carbone de manière générale.

10 En somme, l'AQPER et l'Association
11 canadienne du biogaz ne recommandent pas de revenir
12 sur l'obligation de livrer dix pour cent (10 %) de
13 GSR dans les volumes de gaz naturel distribué en
14 deux mille trente (2030). Elles demandent de
15 l'assortir d'une cible de contenu québécois et des
16 conditions pour l'atteindre : un soutien stable,
17 une demande québécoise stimulée et des attributs
18 valorisés à leur plein potentiel, sous le suivi
19 explicite de la Régie, afin que la production
20 locale progresse sans jamais peser de manière
21 disproportionnée sur la clientèle gazière.

22 Merci de votre attention. Nous demeurons à
23 la disposition de la Régie pour répondre à ses
24 éventuelles questions.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Merci, Messieurs. Maître Cardinal.

3 PÉRIODE DE QUESTIONS PAR Me AMÉLIE CARDINAL :

4 Oui, bonjour. Amélie Cardinal pour la Régie. Merci
5 pour votre présentation. On a besoin de quelques
6 précisions, des questions de précisions. En fait,
7 une de vos recommandations est d'assurer et de
8 prévoir des mécanismes stables et prévisibles pour
9 favoriser la croissance de la production locale.
10 Vous avez donné aussi l'exemple, par exemple, du
11 Danemark qui a mis en place des mécanismes sur
12 plusieurs années, là, on parle de vingt (20) ans.
13 Est-ce que vous avez une idée, selon vous, d'une
14 durée, un horizon qui serait souhaitable pour les
15 mécanismes de financement des projets?

16 M. ALEX BIGOURET :

17 L'AQPER pourrait vous revenir ultérieurement avec
18 ses convictions à ce sujet. Mais c'est certain que,
19 à partir du moment où il n'y a pas un minimum de
20 compétitivité entre les prix du gaz naturel
21 renouvelable et le gaz naturel fossile, ce qu'on a
22 vu dans les juridictions du Benchmark que nous
23 avons fait, les mécanismes de soutien à la
24 production demeurent. Et c'est ensuite qu'on
25 bascule sur des obligations côté demande ou des

1 soutiens particuliers. Ça, en fait, historiquement,
2 on a un soutien à la demande qui permet de
3 construire les projets, une industrie qui est
4 robuste, avec des coûts qui sont maîtrisés et qui
5 baissent et c'est ensuite qu'on bascule vers des
6 exigences côté consommation ou un soutien de ce
7 côté-là.

8 Me AMÉLIE CARDINAL :

9 O.K. Parfait. Je ne sais pas si vous avez pris
10 connaissance de l'ensemble des de la documentation
11 qui a été déposée par la Régie. On parle de la
12 pièce A-0013, qui est en fait le rapport de la
13 Chaire de gestion du secteur de l'énergie des HEC,
14 qui présentait les résultats d'un atelier qui a été
15 tenu en mai deux mille vingt-quatre (2024), qui
16 portait sur les obstacles à surmonter pour
17 accélérer le déploiement de l'utilisation du GNR.
18 Puis, dans ce rapport-là, une des recommandations
19 était d'améliorer les délais de réponse des
20 demandes d'autorisation ministérielle. Est-ce que
21 vous avez noté une amélioration par rapport à ces
22 délais?

23 M. ALEX BIGOURET :

24 C'est quelque chose sur lequel l'AQPER pourra
25 revenir ultérieurement. Nous n'avons pas de

1 conviction là-dessus. Ça ne faisait pas partie du
2 périmètre de notre intervention.

3 Me AMÉLIE CARDINAL :

4 Oui, Monsieur... Non? O.K. Parfait. Donc, en fait,
5 ça complète. Moi, ça va compléter. Je vous
6 remercie.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Est ce qu'on peut vous demander, Messieurs, de vous
9 engager auprès de l'AQPER, de nous répondre à ces
10 deux questions là précisément par engagement?

11 M. ALEX BIGOURET :

12 Absolument. Est-ce que ce serait possible de nous
13 les fournir par voie écrite?

14 LE PRÉSIDENT :

15 Elles seront dans les notes sténographiques qui
16 seront disponibles dès demain. Donc, comme je l'ai
17 dit en ouverture d'audience hier, le délai ce
18 serait au vingt-huit (28) octobre à midi (12 h)
19 pour les réponses.

20 M. ALEX BIGOURET :

21 Merci.

22

23 E-1 (AQPER-CBA) : A) Vérifier quel serait l'horizon
24 temporel souhaitable des
25 mécanismes de soutien ou de

1 financement favorisant la
2 croissance de la production
3 locale

4
5 B) Vérifier si les délais de
6 traitement des demandes
7 d'autorisation ministérielle se
8 sont améliorés et en faire
9 rapport (Demandé par la Régie)

10

11 PÉRIODE DE QUESTIONS PAR LA FORMATION

12 M. STEEVES DEMERS :

13 Merci, Monsieur Émond. - Bonjour, Messieurs.

14 M. ALEX BIGOURET :

15 Bonjour.

16 M. STEEVES DEMERS :

17 Superbe présentation, beaucoup de matériel,
18 franchement c'est quelque chose. Un Benchmark, ce
19 n'est jamais simple. On compare des juridictions
20 très différentes géographiquement. Bref, tout est
21 différent. Mais l'exercice est utile, ça, j'en
22 conviens. Première question. Dans vos coûts de
23 socialisation, est-ce que vous avez intégré tout ce
24 qui est coût de maintien ou programme, subventions
25 pour les CAPEX, les OPEX? Parce que si j'ai en tête

1 de vouloir évaluer la contribution sociale au sens
2 large, d'une part, socialisation, qui est l'espèce
3 de résidu qu'on affecte à une à une clientèle en
4 l'occurrence, mais il y a des coûts en amont qui
5 sont parfois très importants et l'un, s'il est peu
6 important, bien, les coûts de socialisation
7 risquent d'être très élevés; à l'inverse, si l'État
8 subventionne largement, bien, on peut avoir un
9 produit fini dont le coût sera comparable, donc les
10 coûts de socialisation seront très faibles. Est-ce
11 que ce graphique-là tient compte de tous ces
12 coûts-là en amont, subvention gouvernementale?

13 M. PABLO ASSELIN :

14 Sur l'intégration des soutiens...

15 M. STEEVES DEMERS :

16 Oui.

17 M. PABLO ASSELIN :

18 Ils sont intégrés dans les modélisations.

19 M. STEEVES DEMERS :

20 Le coût de socialisation, c'est le coût total
21 social gouvernemental d'avoir sorti un dollar (1 \$)
22 pour débiter une production, bâtir ce qu'il
23 fallait. Bref, tout est compris dans ce coût de
24 socialisation? Ce n'est pas un coût de
25 socialisation comme on l'entend, nous, chez les

1 distributeurs où, là, on a une molécule, ça nous a
2 coûté X, et il y a des achats volontaires, et le
3 résiduel, bien, il est affecté à la clientèle.

4 C'est notre socialisation dont on parle. Mais vous,
5 vous nous dites que votre coût de socialisation
6 dans le graphique, c'est le coût social total? Non.

7 M. PABLO ASSELIN :

8 Non. Excusez-moi.

9 M. STEEVES DEMERS :

10 Non, non. O.K. Pardon.

11 M. PABLO ASSELIN :

12 C'est le coût de socialisation, selon le sens, la
13 dernière définition que vous avez pu apporter.

14 M. STEEVES DEMERS :

15 Parfait. Si vous m'aviez dit le contraire, je...

16 « wouah! », quand même. O.K. Merci pour cette
17 précision-là. Est-ce que j'ai raison de penser....

18 Bon, on parle beaucoup de GNR. Souvent dans les
19 réflexions, de mon côté, j'aime bien partir du
20 biogaz, parce qu'au début, à l'origine, c'est un
21 biogaz qu'on souhaite épurer pour le rendre qualité
22 réseau et l'acheminer à différentes demandes ou le
23 conserver dans son état plus naturel et l'exploiter
24 « in situ » comme on dirait, là. En fait, est-ce
25 que j'ai l'impression qu'on a, dans tout ce marché

1 du biogaz là, il n'y a pas quand même des devoirs à
2 faire de se rasseoir puis de voir comment on fait
3 démarrer la filière? On pourrait penser que, au
4 Québec, on a souhaité faire porter chez les
5 distributeurs gaziers l'essentiel du développement
6 de cette ambition-là de développer une superbe
7 filière qui est le biogaz GNR. Donc, j'ai
8 l'impression que, dans d'autres pays, on est
9 beaucoup plus varié, beaucoup de transport,
10 différentes demandes cumulées, bien, c'est un
11 formidable terreau pour faire avancer cette
12 énergie-là, alors qu'ici j'ai l'impression qu'on se
13 repose seulement sur les distributeurs gaziers.
14 Est-ce que j'ai raison?

15 M. ALEX BIGOURET :

16 C'est à nuancer. Il y a un basculement historique.
17 C'est vrai qu'historiquement en tout cas dans les
18 pays européens, on a d'abord développé bien
19 évidemment la filière du biogaz, mais elle est
20 contrainte géographiquement, et en termes d'usage,
21 au fait que ce n'est pas épuré, qu'on ne peut pas
22 le mettre dans le réseau, donc la demande est
23 géographiquement souvent concentrée, les usages
24 aussi, parce qu'il y a plein d'usages qui demandent
25 un biogaz qui a été purifié, donc transformé en

1 biométhane, ce qu'on voit à l'heure actuelle, c'est
2 qu'il y a de plus en plus... la croissance du
3 biométhane sur la totalité du biogaz et biométhane
4 produit croît bien davantage que celle du biogaz.
5 Donc, historiquement, c'est certain que l'immense
6 majorité s'était maintenue sous forme de biogaz
7 pour des usages locaux, chauffage, électricité, et
8 caetera. Par contre, on voit que depuis cinq, six
9 ans, la croissance du biométhane, dans la part
10 totale quand on cumule biogaz et biométhane, croît
11 beaucoup plus rapidement, parce que les usages sont
12 beaucoup plus variés, parce qu'on l'injecte dans le
13 réseau, et caetera. On parle d'une croissance sur
14 les trois dernières années de quinze pour cent
15 (15 %) de biométhane sur le total alors qu'on est à
16 peine à six pour cent (6 %) côté biogaz.

17 M. STEEVES DEMERS :

18 Quinze pour cent (15 %) qui... pour atteindre quoi?
19 Ça veut dire que la part actuelle du biométhane sur
20 le total, ça peut représenter combien?

21 M. ALEX BIGOURET :

22 Environ vingt pour cent (20 %). Mais elle croît de
23 manière quand même assez importante. On était à
24 environ - si je ne dis pas de bêtise - on était à
25 dix pour cent (10 %) il y a six, sept ans. Là, on

1 est à vingt et un pour cent (21 %) en Europe sur
2 les douze (12) pays qu'on a étudiés, c'est douze
3 (12) principaux producteurs européens. Et on était
4 à moins de dix pour cent (10 %) il y a cinq, six
5 ans. Donc, on a quand même dix points de
6 pourcentage qui ont été pris en l'espace de cinq,
7 six ans.

8 M. STEEVES DEMERS :

9 Il faut comprendre donc que la part du biogaz est
10 quand même très, très, très importante?

11 M. ALEX BIGOURET :

12 Absolument. Mais elle tend à diminuer.

13 M. STEEVES DEMERS :

14 Oui, oui, en proportion du...

15 M. ALEX BIGOURET :

16 Absolument.

17 M. STEEVES DEMERS :

18 Est-ce qu'il y a une croissance des volumes dans le
19 biogaz où, justement, c'est capé, transport... la
20 distance entre le lieu de consommation fait en
21 sorte que la filière qui va forcément lever, c'est
22 celle du GNR parce qu'elle peut être transportée à
23 des distances un peu plus grande?

24 M. ALEX BIGOURET :

25 Absolument.

1 M. STEEVES DEMERS :

2 O.K.

3 M. ALEX BIGOURET :

4 On voit une forme de plafonnement. Là, par exemple,
5 j'ai mes notes devant moi, deux mille vingt-deux
6 (2022), on était à cent soixante-dix-sept
7 térawattheures (177 TWh) par an; et on est à cent
8 quatre-vingt-un (181 TWh) en deux mille vingt-trois
9 (2023), donc un an après. Alors que le biométhane,
10 on est passé en deux mille vingt-deux (2022) de
11 quarante-cinq térawattheures (45 TWh) par an à
12 cinquante-deux (52 TWh). Donc, quand même la
13 croissance est plus importante côté biométhane.

14 M. STEEVES DEMERS :

15 Quelle est l'importance de votre recommandation, en
16 fait votre constat qu'à l'effet que si on n'a pas
17 des intensités carbone déterminées en fonction de
18 chacun des projets, donc on se fait imposer une
19 intensité carbone qui est fixe, dans quelle mesure
20 si cette intensité est fixe ça vient perturber un
21 peu vos recommandations? Autrement dit, si on avait
22 ce loisir-là d'avoir des intensités carbone par
23 projet, ce serait un stimuli probablement plus
24 incroyable que d'avoir une intensité carbone à
25 trente (30), par ailleurs?

1 M. ALEX BIGOURET :

2 Trente et un (31) .

3 M. STEEVES DEMERS :

4 C'est trente (30) ou moins trente (30), mais peu
5 importe. Sachant que des productions laitières qui
6 ont des intensités carbone à moins cinq cents (500)
7 aux États-Unis...

8 M. ALEX BIGOURET :

9 Bref, c'est un manque à gagner de deux cent trente
10 et un millions de dollars (231 M\$) à l'horizon deux
11 mille trente-cinq (2035). C'est ça. Nous, on a
12 utilisé même pas des intensités carbone négatives.
13 On a mis à zéro gramme (0 g) de CO2 par mégajoule
14 côté biométhanisation et dix grammes (10 g) côté
15 lieux d'enfouissement. Donc, on n'est même pas sur
16 des intensités négatives de notre côté. Et c'est
17 quand même un manque à gagner de prendre la valeur
18 de référence de trente et un grammes (31 g) de CO2
19 équivalent. C'est un manque à gagner d'ici deux
20 mille trente-cinq (2035) dans notre modélisation de
21 deux cent trente et un millions de dollars
22 (231 M\$) .

23 M. STEEVES DEMERS :

24 O.K. Avez-vous une connaissance - et ce sera ma
25 dernière question - avez-vous une connaissance que

1 le RCP voudrait aller dans ce sens-là? Bon, d'une
2 part, il y a les UC gazeuses, c'est liquide. Je
3 comprends que les gazeux, c'est, dans mon
4 vocabulaire, je dirais « les parents pauvres » de
5 la formule, là. Est-ce qu'il y a une volonté du
6 côté du RCP de peut-être faire une plus belle place
7 aux UC gazeuses? Puis deuxièmement, est-ce qu'ils
8 entrevoient l'idée de faire un peu comme aux
9 États-Unis où il peut y avoir une IC de référence,
10 mais chaque projet peut déposer une analyse et voir
11 ses IC, je pense, revus à la hausse ou à la baisse,
12 là. Donc, une formule un peu établie, mais en
13 même temps, chacun peut... Bref, est-ce qu'il y
14 a une volonté du RCP, à votre connaissance, de
15 bouger dans un sens qui serait favorable à la
16 filière?

17 M. ALEX BIGOURET :

18 Première question, on n'a pas l'information. Est-ce
19 que tu veux répondre à la deuxième?

20 M. PABLO ASSELIN :

21 Pas de volonté, à notre connaissance.

22 M. STEEVES DEMERS :

23 O.K.

24 M. PABLO ASSELIN :

25 Pas de volonté, à notre connaissance.

1 M. ALEX BIGOURET :
2 O.K. Oui. Pas de volonté, à notre connaissance...
3 M. STEEVES DEMERS :
4 O.K. Merci.
5 M. ALEX BIGOURET :
6 ... de volonté du RCP.
7 M. STEEVES DEMERS :
8 Ce n'est pas nécessaire d'un engagement. Je
9 comprends que ce n'est pas simple. Mais si vous
10 aviez eu, là, l'intuition...
11 M. ALEX BIGOURET :
12 Non, non, non.
13 M. STEEVES DEMERS :
14 ... je l'aurais pris.
15 M. ALEX BIGOURET :
16 Bien, ce serait positif de le faire, mais pas
17 d'information de ce côté.
18 M. STEEVES DEMERS :
19 Mais c'est un élément qui serait important, là,
20 dans toutes nos belles réflexions ou... En fait,
21 vos propositions, c'est un élément-clé, ce n'est
22 pas un enjeu... Est-ce que c'est une condition qui
23 est nécessaire ou... Mais je comprends que ce
24 serait un enjeu important de faire lever une
25 filière s'il n'y a pas cette reconnaissance-là

1 qu'il y a des projets qui sont...

2 M. ALEX BIGOURET :

3 Absolument. On est quasiment... La valorisation
4 optimale des UC, comme je vous le disais, on a
5 trois cent vingt et un virgule un millions de
6 dollars (321,1 M\$) d'ici deux mille trente-cinq
7 (2035). C'est presque la somme du soutien au CAPEX
8 qu'on propose de deux cent soixante-dix millions de
9 dollars (270 M\$), et le soutien à la production de
10 cent cinquante-sept millions de dollars (157 M\$).
11 Bon, en fait, on n'est pas vraiment à la cent, mais
12 c'est le principal contributeur à la réduction des
13 coûts à socialiser.

14 M. STEEVES DEMERS :

15 À défaut de - vraiment dernière question, mais
16 c'est très intéressant - à défaut d'avoir une
17 réflexion du côté du RCP qui provoque des
18 changements intéressants, est-ce que le Québec
19 pourrait se doter d'un programme du type LCFS, et
20 donc, comme la Colombie-Britannique qui a le sien,
21 qui embarque, qui se superpose, disons, avec le
22 RCP? Est-ce que le Québec pourrait aller de l'avant
23 avec un programme de ce type-là avec des modalités
24 qui soient plus favorisantes pour le... et donc se
25 superposer au RCP? Est-ce que c'est possible?

1 M. ALEX BIGOURET :

2 Je peux commencer. Techniquement, je ne vois pas
3 d'opposition. Après, ça prend, à mon avis, en
4 conciliation des technicalités juridiques que je
5 n'ai pas en main, mais peut-être que l'AQPER pourra
6 vous revenir ultérieurement à ce sujet aussi.

7 M. STEEVES DEMERS :

8 Si vous avez une réponse, sinon ça me va comme...
9 Merci beaucoup.

10 M. ALEX BIGOURET :

11 Plaisir.

12 M. SAMY GENNAOUI :

13 Bonjour, Messieurs. Je reviendrais sur votre
14 recommandation 3, puis le graphique que vous avez
15 présenté, si madame la greffière peut l'afficher,
16 c'est à la page 6 de votre présentation, par
17 rapport à l'effet levier sur les frais de
18 socialisation. Je sais que mon collègue en a parlé
19 un peu. Mais dans votre mémoire, vous parliez de
20 crédit à la production de cent cinquante-sept
21 virgule sept millions de dollars (157,7 M\$) sur une
22 période de sept ans, de deux mille vingt-huit
23 (2028) à deux mille trente-cinq (2035), qu'il se
24 répercuterait un allègement de huit cent soixante-
25 dix millions (870 M\$) des frais socialisés sur la

1 même période. Et j'aimerais connaître le calcul de
2 ça, parce que c'est un très bel effet levier. Vous
3 avez mentionné dans votre présentation que c'était
4 principalement grâce à la réduction du prix d'achat
5 de la molécule de GSR qui ferait en sorte qu'il y
6 aurait moins de volume à socialiser, mais est-ce
7 que vous pouvez expliquer un peu les chiffres?

8 M. PABLO ASSELIN :

9 Deux points. L'effet de réduction qui a été
10 mentionné, il découle de l'effet cumulé des
11 différents leviers. Donc, on n'est pas sur l'effet
12 isolé du mécanisme de soutien à la production.

13 Deuxième point : on allait modéliser, donc,
14 en soutien à la production à hauteur de trois
15 dollars du gigajoule (3 \$/GJ), qui était une
16 hypothèse relativement conservatrice au regard de
17 différents mécanismes qui ont pu être instaurés à
18 l'étranger, notamment en Californie.

19 M. ALEX BIGOURET :

20 On est entre un virgule six dollars (\$1,6/GJ) et
21 quatre dollars US le gigajoule (\$4 US/GJ), de
22 mémoire, en Californie. Et on a l'équivalent, quand
23 on passe de couronne suédoise au dollar canadien, à
24 douze dollars du gigajoule (12 \$/GJ). Donc, nous,
25 on a pris une hypothèse conservatrice un peu

1 moyenne de d'autres Benchmark à trois dollars du
2 gigajoule (3 \$/GJ).

3 M. SAMY GENNAOUI :

4 Pour le soutien à la production?

5 M. ALEX BIGOURET :

6 Absolument. Via le crédit 45Z.

7 M. SAMY GENNAOUI :

8 Puis vous avez parlé du... plus tard dans votre
9 présentation, vous avez parlé d'un coût complet
10 pour les nouveaux projets qui était autour de
11 quarante et un dollars le gigajoule (41 \$/GJ). Est-
12 ce que j'ai imaginé ce chiffre-là ou c'est... Donc,
13 le coût complet pour les nouveaux projets à
14 quarante et un (41), donc comment est-ce qu'on
15 arrive à un prix qui est suffisamment
16 concurrentiel, avec un soutien à la production de
17 trois dollars du gigajoule (3 \$/GJ) pour réduire à
18 ce point les frais socialisés?

19 M. ALEX BIGOURET :

20 Principalement, la valorisation des attributs
21 environnementaux, unités de conformité, comme je le
22 précisais, c'est le principal contributeur à la
23 réduction de volume... enfin, du coût à socialiser
24 en deux mille trente-cinq (2035), trois cent vingt
25 et un millions de dollars (321 M\$), et le soutien

1 au CAPEX. Des trois... enfin, des trois soutiens
2 proposés par l'AQPER et l'Association canadienne du
3 biogaz, le soutien à la production est le plus
4 faible. On est environ chiffré à cent cinquante-
5 sept virgule sept millions de dollars (157,7 M\$).
6 C'est le plus faible contributeur à la baisse du
7 coût à socialiser.

8 M. SAMY GENNAOUI :

9 Surtout les attributs environnementaux, la
10 valorisation des attributs environnementaux, qui
11 est le plus grand...

12 M. ALEX BIGOURET :

13 Qui compte pour environ quarante pour cent (40 %),
14 de mémoire, là.

15 M. SAMY GENNAOUI :

16 O.K. Je vous remercie pour ces clarifications. Par
17 rapport à la cible de part québécoise de trente-
18 cinq pour cent (35 %) à l'intérieur de la cible de
19 dix pour cent (10 %), est-ce qu'il pourrait y avoir
20 un effet pervers de forcer les distributeurs à
21 combler leurs besoins avec une part québécoise,
22 considérant qu'il y a déjà une partie de la
23 production... une partie assez grande de la
24 production québécoise qui est exportée? Donc,
25 qu'est-ce qu'on... comment est-ce qu'on pourrait

1 forcer à atteindre le trente-cinq pour cent (35 %)
2 de part québécoise?

3 M. ALEX BIGOURET :

4 Suite à un contrôle aussi. Mais à mon sens, si on
5 fait une analyse coût-bénéfice, c'est certain
6 que... bien déjà, il faut respecter les engagements
7 contractuels, bien évidemment, toutes ces
8 choses-là, ce qui pourrait...

9 M. PABLO ASSELIN :

10 Qui, je me permets, ont été pris en compte dans
11 l'élaboration du scénario et de la cible des
12 trente-cinq pour cent (35 %). Donc, on est sur un
13 volume qui prend en compte donc les différents
14 volumes contractés, auxquels on a ajouté... enfin,
15 les volumes potentiels disponibles et les nouvelles
16 capacités ajoutées. Donc, on a pris en compte cette
17 contrainte-là d'engagement long terme
18 d'approvisionnement dans l'élaboration de la cible
19 de trente-cinq pour cent (35 %).

20 M. SAMY GENNAOUI :

21 Et si les nouveaux... la nouvelle production
22 québécoise s'avérait à être exportée également,
23 pour n'importe quelle raison, est-ce que... est-ce
24 qu'il ne vaudrait pas mieux... Ma question est : il
25 ne vaudrait pas mieux avoir une cible de production

1 québécoise ou d'injection dans le réseau tout
2 simplement, mais sans obliger les distributeurs à
3 faire l'acquisition de ce gaz-là de production
4 québécoise?

5 M. ALEX BIGOURET :

6 Ça peut être une avenue à explorer. Nous, c'est
7 celle-ci qu'on a regardée avec l'AQPER seulement.

8 M. SAMY GENNAOUI :

9 Merci. Et question qui n'est pas en lien avec ce
10 que vous avez présenté, mais considérant qu'on n'a
11 pas souvent les représentants de producteurs avec
12 nous, je veux savoir, là, l'horizon... le marché
13 devient de plus en plus mature. Est-ce que vous
14 voyez ou est-ce que vos membres constatent une
15 amélioration dans le marché, des... les
16 équipementiers qui deviennent plus performants,
17 donc comme on a pu voir dans l'énergie éolienne,
18 par exemple, au fil du temps, les coûts de
19 production sont devenus de plus en plus compétitifs
20 ou avantageux. Est-ce qu'il y a une tendance
21 semblable qui pourrait se dessiner dans le marché
22 du biogaz?

23 M. ALEX BIGOURET :

24 C'est sûr qu'historiquement, il y a une tendance à
25 l'amélioration de l'efficacité énergétique des

1 procédés et des équipements de manière générale.
2 Est-ce que, à l'heure actuelle, ça suit la courbe
3 historique qu'on a pu voir côté... sur la
4 photovoltaïque ou côté éolien au cours des années
5 deux mille dix (2010)? Je n'ai pas le sentiment. En
6 même temps, on a commencé à soutenir tout ce qui
7 est amélioration de l'efficacité énergétique et des
8 équipements côté solaire et côté éolien bien trente
9 (30) ans avant que ça commence à décroître de
10 manière exponentielle. Donc, je pense que ça
11 pourrait suivre la même courbe que l'éolien et le
12 solaire, mais dans un horizon plus éloigné, c'est
13 certain.

14 M. SAMY GENNAOUI :

15 Puis, dernière question. Considérant le marché
16 québécois ou le potentiel de développement
17 québécois, est-ce qu'on... il y a les projets qui
18 sont déjà en cours ou en exploitation, il y a le
19 potentiel futur, est-ce qu'on pourrait s'attendre à
20 voir surtout des petits projets de petits
21 producteurs ou plutôt des regroupements avec des...
22 une plus grosse production? Donc, lequel des deux
23 est le plus probable, puis lequel des deux est le
24 plus avantageux, selon vous, pour le marché
25 québécois?

1 M. ALEX BIGOURET :

2 Pas forcément. Peut-être que t'en as, toi, mais je
3 n'ai pas de conviction à ce sujet. La seule chose
4 qu'on a remarquée, c'est que, en tout cas, en
5 Europe puis en particulier en France, il y a une
6 tendance à la mini... enfin, pas à la minimisation,
7 à la réduction de la taille des unités de biogaz et
8 de transformation en biométhane, mais néanmoins
9 tout ce qui est biométhanisation. Ça, c'est
10 certain. Il y a une tendance à la multiplication du
11 nombre de projets, mais il y a une baisse de leur
12 taille. Ça, c'est certain. Oui, ils sont
13 particulièrement bas.

14 M. PABLO ASSELIN :

15 Non, mais je pense... je rejoins ce que tu viens de
16 dire et je pense que ça peut être d'autant plus
17 accompagné par l'évolution du mixte de production
18 qui va avoir lieu dans les prochaines années. Donc,
19 avec une augmentation comparative des
20 productions... intrants agricoles, notamment, qui
21 pourrait justement soutenir la tendance que tu
22 viens d'énoncer.

23 M. SAMY GENNAOUI :

24 C'est bon. Je vous remercie. Je n'ai pas d'autres
25 questions.

1 M. STEEVES DEMERS :

2 Justement, sur les intrants agricoles. Comment ça
3 fonctionne, par exemple, en France? Est-ce qu'il y
4 a des réglementations qui « forcent », on s'entend,
5 là, entre nous, là... Est-ce qu'il y a des
6 réglementations qui amènent, qui poussent, par
7 exemple, les producteurs agricoles, mais tous les
8 autres détenteurs de la ressource qui pourraient
9 être un intrant pour la production de biogaz ou de
10 GNR, comment ça fonctionne? Est-ce qu'il y a
11 quelque chose qui se passe là-bas qu'on ne ferait
12 peut-être pas ici?

13 Parce que j' imagine, c'est bien beau de
14 construire des... j'allais dire « des
15 liquéfacteurs », vraiment pas, mais des
16 biométhanisateurs, bref, et... mais qu'on n'ait pas
17 stimulé ou amené les producteurs de la ressource à
18 orienter cette ressource-là vers ces entreprises-
19 là. Et je ne vous parlerai pas du village où ma
20 mère réside, mais où il semble que les producteurs
21 agricoles sont détenteurs d'une ressource
22 intéressante pour la méthanisation, mais qui,
23 économiquement, ne font pas ce choix-là.

24 Est-ce qu'en France, on a justement orienté
25 tout le monde à se dire : « Regardez, vous devez le

1 faire, on vous contraint par réglementation ou peu
2 importe » ou il y a des incitatifs, évidemment?
3 Comment vous voyez ça? Une longue question, mais...

4 M. ALEX BIGOURET :

5 Je parle aussi sous le contrôle de mon collègue
6 Pablo Asselin, mais pour quand même assez bien
7 connaître le contexte français, plus qu'une
8 obligation, ce sont des incitatifs assez
9 importants, qui, côté biométhanisation agricole,
10 qui ont permis à la filière de lever, à multiplier
11 les unités de biométhanisation agricole en France.

12 Parfois, avec une rémunération aussi
13 intéressante qu'ils pouvaient valoriser les déchets
14 organiques en biogaz plutôt que... et en biométhane
15 plutôt que d'autres usages traditionnels de
16 l'agriculture, mais ça a été rééquilibré depuis.
17 Mais c'est surtout des incitatifs très compétitifs
18 à la production de biométhanisation agricole qui
19 ont incité les agriculteurs à valoriser les
20 matières organiques sur leurs exploitations.

21 M. STEEVES DEMERS :

22 O.K., merci.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Justement, sur le modèle français, est-ce que vous
25 voyez, avec les nuances, là, qu'il faut adapter au

1 Québec, mais un modèle à s'inspirer fortement dans
2 les recommandations que l'on pourrait faire au
3 ministre? Principalement sur le secteur agricole,
4 par exemple.

5 M. ALEX BIGOURET :

6 Pas à ce stade-ci. On pourrait vous revenir
7 ultérieurement. Mais c'est certain, côté soutien à
8 la production, d'un côté et de l'autre, les
9 certificats de production de biométhane, ça, ce
10 sont deux initiatives quand même... les certificats
11 de production de biométhane, c'est depuis cette
12 année, qui sont à regarder, en tout cas, quand vous
13 formulerez votre recommandation au ministre.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Dans votre recommandation 4 sur les raccordements,
16 les prises en charge d'au-delà d'un million (1 M)
17 pour... Je comprends que dans la grande sphère de
18 toutes les recommandations que vous avez, en
19 augmentant celle-là au-delà d'un million (1 M),
20 jusqu'à trois millions (3 M) vous nous avez dit que
21 ça peut coûter pour certains producteurs, ça
22 aiderait à réduire le coût de l'achat de la
23 molécule de GSR au Québec. Mais est-ce que vous ne
24 voyez pas un effet pervers, à partir du moment où
25 les distributeurs paieraient plus que le million

1 (1 M), ça veut dire qu'il y a des coûts qui
2 seraient refilés dans les tarifs pour tous les
3 autres payeurs de tarifs au même moment?

4 M. ALEX BIGOURET :

5 Il pourrait potentiellement y avoir des effets
6 pervers. Il faudrait les chiffrer. Ça, c'est tout
7 le temps... c'est le plus important, chiffrer
8 l'ampleur du potentiel d'effets pervers, le coût-
9 bénéfice de soutenir d'un côté le raccordement, et
10 de l'autre, de ne pas le soutenir. Je pense que ça
11 doit s'équilibrer. Entre soutenir l'accordement
12 d'un côté ou ne pas le soutenir et le mettre à la
13 charge des producteurs, je pense que ça doit être
14 - comment dire? - kif-kif, si je peux dire ça comme
15 ça. Ce n'est pas très juridiquement pertinent de le
16 dire comme ça, mais voilà. Ça serait, je pense,
17 de... bien, je vais redire « kif-kif », voilà. Je
18 n'ai pas d'autres mots qui viennent.

19 LE PRÉSIDENT :

20 J'ai hâte de voir ce que nos amis d'Énergir en
21 pensent. Une autre question qui... C'est en fait ma
22 dernière question, mais qui relie... Dans votre
23 présentation, dès le début, vous nous dites que
24 vous avez participé à deux rapports. Donc, il y en
25 a un auquel on a accès sans problème sur Internet.

1 L'autre, il faut demander des accès, qui est le
2 European Biomethane Benchmark.

3 M. ALEX BIGOURET :

4 On peut vous l'envoyer.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Est-ce qu'on peut vous demander de le déposer...

7 M. ALEX BIGOURET :

8 Absolument.

9 LE PRÉSIDENT :

10 ... s'il vous plaît? Parfait.

11

12 E-2 (AQPER-CBA) : Déposer le rapport European

13 Biomethane Benchmark (Demandé par

14 la Formation)

15

16 Donc, voilà, ça mettrait fin aux questions pour la

17 Régie. Merci, Messieurs. Il est dix heures

18 quarante-six (10 h 46). On va prendre une pause de

19 quinze (15) minutes. Donc, on revient à onze heures

20 (11 h) avec le RNG Coalition. Merci beaucoup.

21 M. ALEX BIGOURET :

22 Merci.

23 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

24 REPRISE DE L'AUDIENCE

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Rebonjour à tous. Juste pour vous prévenir que la
3 prochaine présentation sera en partie en anglais,
4 donc si vous avez besoin d'interprétation, il y a
5 des écouteurs devant.

6 Mr. Ripley, welcome.

7 PRÉSENTATION DE RNGCOALITION

8 M. ALEXANDER RIPLEY :

9 There we go. Oh, very good. And could I have the
10 presentation on the screens, please? Thank you.
11 Well, good morning, and to begin, I would like to
12 take the opportunity to thank the Régie and the
13 panel for the invitation to present today, and to
14 thank my fellow interveners, industry stakeholders
15 and experts in the audience. We are deeply
16 appreciative to have this opportunity.

17 The RNGCoalition represents the renewable
18 natural gas industry across North America. It was
19 established in 2011, and we're active throughout
20 Canada and the United States. Our membership
21 comprises hundreds of leading companies from
22 throughout the RNG supply chain, and is responsible
23 for producing a significant amount – a significant
24 majority, rather – of the RNG that's consumed on
25 this continent. Some names in our membership that

1 will be familiar to many in this room include
2 Enbridge Gaz Québec, GFL, TransCanada Energy, and
3 Waga Energy Canada, which of course, is
4 headquartered in Shawinigan.

5 Our members, both on the production and
6 distribution side, are responsible for significant
7 job creation and investment impacts across Canada
8 and the United States. Our members include Quebec
9 producers, as well as companies that bring
10 renewable gas into Quebec. Our recommendations are
11 fundamentally about securing the lowest-cost path
12 to distributing more renewable gas in Quebec,
13 including from increased Quebec production.

14 And we advocate for the sustainable
15 development, deployment and utilization of
16 renewable gas, so that present and future
17 generations may enjoy access to a range of
18 sustainable fuel sources in Canada, Quebec and
19 around the world.

20 With that in mind, I'm proud to present our
21 recommendations today. The RNGCoalition recognizes
22 the well-founded concerns about affordability held
23 by many inside and outside of this room. Put
24 simply, we get it. Times are tough, energy prices
25 are high, and for many households and businesses,

1 every dollar counts. We acknowledge the sobering
2 statistics shared yesterday, that twenty-six
3 percent (26%) of Canadian households feel they
4 would be unable to cover an unexpected five hundred
5 dollars (\$500) expense. It's too many.

6 But we urge the Régie not to make the RNG
7 production sector collateral damage in a battle
8 against rising costs. To do so would be
9 counterproductive. And here, we cite the evidence
10 from Aviseo Conseil that nearly 10,000 Quebecers
11 will work on RNG projects that are either currently
12 operational or in an advanced stage of planning.
13 The RNG distribution requirement has served as a
14 signal to guide the industry's growth and it must
15 continue to do so. This is at the heart of our
16 first recommendation — next slide, please.

17 The RNGCoalition has four core
18 recommendations. One, to maintain the progression
19 through twenty thirty (2030) of RNG distribution
20 requirements, as set out in the existing
21 regulation, and to develop a further progression
22 through twenty thirty-five (2035).

23 Two, to preserve the ability for
24 distributors and consumers access to lowest-cost
25 RNG supply without regard to country of origin,

1 region of origin, and to maintain integrity of the
2 existing market by respecting the obligations of
3 distributors with regard to already contracted
4 volumes.

5 We recommend supporting future investments
6 in Quebec's productive capacity through established
7 measures, such as PSPGNR, using these measures to
8 promote efficiency and bring down cost of
9 production.

10 And finally, we align with others that a
11 key ingredient of solving the affordability puzzle
12 going forward will be using compliance revenues
13 created under the federal clean fuel regulations to
14 offset incremental RNG costs and defray
15 socialization charges.

16 Next slide. A strong decarbonization signal
17 provided here, in the form of a volume-based
18 blending requirement, acts as a signal to investors
19 and project developers that future production can
20 find an offtake. We do not think that one signal is
21 sufficient, and ideally, a blending requirement
22 would coexist with a stronger cap-and-trade
23 program, incentives to promote RNG in transport,
24 such as through a modified eco-camionage, and so
25 on. Such a patchwork of overlapping incentives

1 would minimize what we call stroke-of-pen risk by
2 ensuring that changes to one program would not
3 immediately undermine the viability of the sector
4 as a whole. At the heart of such an ecosystem of
5 policies, however, would remain a volumetric
6 requirement. Why is this? Quite simply, because
7 long-term offtake contracts provide certainty for
8 project finance.

9 Anecdotally, what is bottlenecking Canadian
10 project development right now isn't a lack of
11 revenue potential or a lack of feedstock. It's a
12 lack of bankable offtake opportunities. Without a
13 progressively more stringent volumetric, RNG
14 requirement, accompanied by mechanisms like a
15 strengthened cap-and-trade program, that
16 bankability will not return. So utilities have told
17 us they are substantially contracted against their
18 twenty thirty (2030) targets. The twenty thirty
19 (2030) distribution requirement, therefore, must
20 continue to rise to twenty thirty-five (2035). Both
21 the RNGCoalition and Énergir have outlined a
22 trajectory that culminates in a blend of twelve
23 percent (12%). Ours rises by half a percentage
24 point a year starting from twenty thirty-one
25 (2031), reaching twelve percent (12%) for twenty

1 thirty-four (2034) and twenty thirty-five (2035).

2 Next slide, please. An increase above the
3 ten percent (10%) established by the existing
4 regulation is required because the overall volume
5 of gas delivered in Quebec through twenty
6 thirty-five (2035) is likely to see minimal or
7 possibly even negative growth. Put simply, for RNG
8 projects in Quebec or elsewhere to secure financing
9 in a competitive marketplace, bankers will want to
10 see that they, being the project proponents, have a
11 chance of securing a larger piece of a smaller pie.
12 Énergir has contracted almost all of the volumes it
13 needs for the five percent (5%) requirement and has
14 run calls for tenders every year since twenty
15 nineteen (2019). Its contracts run up to twenty
16 (20) years, each requiring regulatory approval.

17 Revisiting the twenty twenty-eight (2028)
18 and twenty thirty (2030) requirements now would
19 strand existing commitments, and it would raise the
20 regulatory risk faced by every future producer in
21 Quebec and elsewhere, it would set a very bad
22 precedent. It is our view that forced resale or
23 renegotiation of contracted volumes would have a
24 substantial chilling effect on the industry right
25 across North America.

1 Consider what a Distributor asks of a
2 producer. Énergir requires a firm annual contract
3 quantity sold exclusively to it with an eighty-five
4 percent (85%) minimum delivery obligation.
5 Penalties for shortfall. The PSPGNR in turn
6 requires ten (10) and twenty-year (20) financial
7 projections, a twenty year (20) price outlook,
8 long-term sale agreement in principle, and fifteen
9 percent (15%) equity before funds are confirmed.
10 And as Aviséo notes, and as I suggested moments ago,
11 twenty year (20) purchase commitments are what
12 allow producers to raise financing.

13 Next slide, please. Lenders size debt
14 against the term of contracted revenue. A
15 regulation that stops in twenty thirty (2030) gives
16 a contract signed in twenty twenty-eight (2028)
17 only two years of regulatory backing. That pushes
18 producers to shorter terms, more equity, higher
19 required returns, and that cost ultimately flows
20 back into rates. Predictability is therefore a rate
21 mitigation measure. It's not a favoured industry.
22 It's a condition of success. And we have some
23 direct examples of this.

24 If we can go to the next slide. In April of
25 this year, the California Public Utilities

1 Commission found that the fixed twenty forty (2040)
2 end date of their renewable gas program has
3 shortened contract terms, and increased per unit
4 procurement prices. They removed the end date
5 entirely, and I'll speak to the California case
6 more in a few minutes.

7 The timing of PSPGNR makes a similar point.
8 And without a post twenty thirty (2030)
9 progression, the renewable natural gas requirement
10 in Quebec actually shrinks. Because Energir's
11 distribution volumes are forecast to decline a flat
12 ten percent (10%), falls from six hundred and four
13 million cubic metres (604 Mm3) in twenty thirty
14 (2030) to five hundred eighty-nine (589 Mm3) in
15 twenty thirty-five (2035). And meanwhile, Énergir
16 estimates accessible production between two hundred
17 and fifty and three hundred eighty million cubic
18 metres (250-380 Mm3) by twenty thirty-five (2035).
19 With a flat target, new Quebec projects would
20 compete for a fixed and falling volume to be sold
21 outside of Quebec.

22 A progression is also consistent with
23 government policy. The integrated resource plan
24 moves the province's greenhouse gas production
25 target to twenty thirty-five (2035), thirty-seven

1 and a half percent (37,5%) target, calls for a
2 gradual increase and a share of renewable gas in
3 the network, and sets an interim bioenergy target
4 of an additional eleven terawatts (11 TWh) by
5 twenty thirty (2030). Removing the obligation would
6 significantly reduce voluntary renewable gas
7 customers at Enbridge Gaz Québec, as they have told
8 the Régie.

9 Now, we hear the concern about rate
10 impacts, and our own scenario analysis shows that,
11 while compliance unit revenue continues to be
12 credited – referring now to the earlier decision
13 D-2026-0059 on using compliance – to see if our
14 compliance unit revenue – even the most ambitious
15 twenty thirty-five (2035) scenario stays below
16 Energir's twenty-six/twenty-seven (2026-2027)
17 charge of around four point one percent (4,1%) per
18 cubic meter of socialization.

19 Our proposal also builds and safeguards a
20 scheduled annual step would be differed if a
21 distributor's forecast socialization charge would
22 exceed the twenty-six/twenty-seven (2026-2027)
23 level, but be that as it may, predictability in a
24 clear long-term trajectory remains key.

25 Now, I also wanted to speak to the

1 importance of an open continental market and having
2 access to lowest-cost supply, we consider this to
3 be perhaps our most important point made today. So,
4 I'll begin with the principle.

5 Quebec does not produce its own
6 conventional natural gas, not currently. Every
7 molecule of fossil gas consumed in this province
8 arrives through an integrated North American
9 market. From western Canada through the Dawn Hub in
10 Ontario or maybe from the United States. No one in
11 this room would propose that Quebec distributors
12 buy fossil gas based on postal code. That market is
13 precisely why customers here and elsewhere pay
14 continental prices, rather than for the price of an
15 isolated system built around local production.

16 Renewable natural gas is the same molecule,
17 it just happens to be biogenic in origin. It moves
18 through the same pipes, it is traded through the
19 same hubs, and it uses the same end-use equipment.
20 So, our view at the RNGCoalition is simple. There's
21 an unrestricted continental market for fossil gas,
22 and so too, there should be one for renewable gas.
23 What matters for the climate is the carbon
24 intensity of the gas, the fact that the carbon is
25 biogenic, and this can be measured, verified and

1 tracked regardless of where it was produced. So,
2 we, as an organization, support the adoption of
3 electronic registries such as the Canadian Gas
4 Association's CLEER platform or the CleanCounts
5 renewable thermal certificate registry. We hear the
6 concern that buying imported RNG sends capital out
7 of Quebec, but Quebec already sends out the money,
8 that money for every gigajoule of imported fossil
9 gas. An imported renewable molecule replaces an
10 imported fossil molecule, it does not create a new
11 outflow. And that argument overlooks the money
12 flowing away, to which I'll return shortly.

13 Now returning to California, no
14 jurisdiction has tested origin and eligibility
15 restrictions on a renewable gas mandate for
16 utilities more thoroughly than the great state of
17 California, and the record there tells a story
18 tale. I would like to walk the Régie briefly
19 through how that worked, because the mechanics here
20 matter. In twenty-eighteen (2018), the California
21 State Senate passed Bill 1440, authorizing the
22 California Public Utilities Commission to set
23 biomethane procurement targets for that state's gas
24 utilities.

25 In February of twenty twenty-two (2022),

1 the Commission adopted two targets: a short-term
2 target of seventeen point six billion (17.6B) cubic
3 feet a year by twenty twenty-five (2025) and a
4 medium-term target of seventy-two point eight
5 billion (72.8B) cubic feet a year by twenty thirty
6 (2030). That representing about twelve percent
7 (12%) of twenty twenty (2020) residential and small
8 commercial consumption in the state of California.
9 The utilities were to meet those targets by running
10 socialization and with contracts submitted to the
11 commission for approval.

12 On top of that, California layered a series
13 of restrictions on what supply could count toward
14 the renewable gas standard. First, geography. Under
15 the statute – and this is statutory, this is
16 legislative – gas delivered by common carrier
17 pipeline had to flow physically toward California.
18 The seller had to show that its production
19 delivered environmental benefits in-state. In a
20 Canadian context, the British Columbia low-carbon
21 fuel standard contains a similar deliverability
22 requirement.

23 Second, around feedstock. The short-term
24 target in California could only be met with organic
25 waste diverted from California landfills. Landfill

1 gas was eligible only from landfills that had
2 stopped accepting organic waste, which, in
3 practice, meant closed landfills. Livestock gas was
4 capped at four percent (4%) of the total and the
5 program was set to end in twenty forty (2040), as I
6 mentioned earlier.

7 Finally, a tiered approval structure
8 signaled to bidders that the commission would
9 tolerate certain prices. In June twenty twenty-four
10 (2024), the commissioners acknowledged that these
11 feedstock limits would foreseeably raise ratepayer
12 costs because too few suppliers could compete for
13 contracts. The ruling then asked parties how
14 out-of-state projects could be made eligible for
15 the stated purpose of increasing competition and
16 driving down costs. In February twenty twenty-five
17 (2025), CPUC Resolution G-3612 approved the first
18 (1st) contract under the program for in-state food
19 waste RNG priced above twenty-six dollars U.S. per
20 million BTU (US\$26/MMBtu). That is about
21 thirty-three dollars to thirty-four dollars
22 Canadian per gigajoule (CA\$33-34/GJ). The
23 commission approved this contract with
24 reservations, naming limited competition among the
25 drivers of high prices, and it rejected two other

1 in-state contracts partly on price.

2 This outcome is not surprising. One partie
3 told the California Public Utilities Commission
4 that the twenty twenty-five (2025) target was three
5 point five (3.5) times the total nameplate capacity
6 of all source-separated organic biomethane
7 production in the entire United States and that the
8 twenty thirty (2030) target might exceed eighty
9 percent (80%) of all U.S. biomethane capacity.

10 The commission found that procurement was
11 running far below targets, customers would bear a
12 disproportionate share of costs, and one estimate
13 put the cost of the original target at one point
14 five billion dollars U.S. per year (US\$1.5B/yr).

15 So, where does this leave us? In twenty
16 twenty-six (2026), the commission rebuilt the
17 program, allowing every feedstock to bid, promoting
18 competition, driving down contract costs.
19 There's still a barrier on imported supply from
20 out-of-state because of the statutory requirement.
21 California did not have its targets, which they did
22 this year, because the program had too little
23 ambition. It was because the program was designed
24 so that too little supply could compete. The
25 reduction in ambition is the cost of those

1 restrictions. It's a cost Quebec does not need to
2 pay. The geographic rules in California are written
3 into state law, as I've mentioned, so the
4 commission could not remove them. Quebec's
5 regulation is origin-neutral, as written. Adding
6 origin preferences would build, by choice, the
7 constraints that California has sought to avoid –
8 or is now trying to avoid.

9 There's also a useful control case, and
10 we'll pull away from California after I touch
11 briefly on the low-carbon fuel standard. The
12 California low-carbon fuel standard allows
13 book-and-claim accounting for biomethane injected
14 anywhere in the North American pipeline network,
15 and that includes a lot of biomethane that is
16 produced in Quebec. Twenty twenty-four (2024)
17 amendments defer any physical delivery test under
18 the LCFS into twenty forty-one (2041), and this
19 open program is widely credited with supporting RNG
20 growth right across the continent, including here.
21 One California program restricted the market,
22 restricted supply, and was unable to do what it was
23 designed to do. The other kept the market open and
24 grew with benefits right across Canada and the
25 United States.

1 British Columbia is California in reverse.
2 There, the utility program buys out of province
3 RNG. We have a lot of experience with that program
4 at the Coalition. And of BC's one point four
5 million gigajoule capacity (1,4 M/GJ) of RNG
6 production capacity, about a million has come
7 online since twenty-three (2023), after FortisBC
8 began buying out of province at a scale. Where as
9 the low-carbon fuel standard with its physical
10 delivery requirement, that narrows the supply of
11 RNG that can compete. And as a result, there has
12 been a quite limited uptake of RNG as a credit
13 creation tool in the BC LCFS.

14 My colleagues at the RNGCoalition have made
15 similar arguments in California for cost
16 containment, open feedstock eligibility, and for
17 in-state supply to compete fairly with the supply
18 imported from elsewhere.

19 I will now turn to gains from trade. Gains
20 from trade are real, and they run in both
21 directions. – If we could go forward two slides,
22 please. Thank you –. Of the one hundred and forty-
23 seven million cubic metres (147 Mm3) of RNG
24 produced in Quebec in twenty-four (2024), one
25 hundred and eleven million (111 M) were sold to the

1 United States. We've heard this point raised over
2 the past few days. Those exports bring in revenue,
3 they bring jobs, and they bring investment that
4 flows back to Quebec producers.

5 This is how a trade is supposed to work.
6 Each region produces where its feedstock and its
7 costs give an advantage, and it buys where supply
8 is cheapest. Quebec customers get low-cost supply
9 from long-term utility contracts secured with
10 suppliers here and elsewhere. And Quebec producers,
11 they get the highest value market for their
12 product. This is interdependence, it is not a one-
13 way transfer.

14 You close the door to imports, and we
15 invite others to close theirs. A local origin rule
16 would end every other jurisdiction, state,
17 provincial, federal, a justification for a local
18 origin rule of their own. And the producers with
19 the most to lose would be exporters based right
20 here, in Quebec. — If we can go to the next slide,
21 please. Thank you —.

22 Enbridge Gaz Québec has told this Régie
23 that it rejected Quebec offers on price. In twenty
24 twenty-two (2022), it paid forty-eight dollars per
25 gigajoule (\$48/GJ) to its Quebec supplier, versus

1 thirty-five (35) in Ontario. — That's on the next
2 slide, please, and thank you —. Every dollar of
3 premium avoided benefits customers. Meeting the ten
4 percent (10%) requirement from Quebec production
5 alone is not economically achievable today. And at
6 the ten percent (10%) plateau, Quebec production
7 would cover only between forty (40) and sixty
8 percent (60%) of Energir's obligation.

9 I think it's also important to be clear
10 about what drives socialization charge. This is a
11 demand and allocation problem. Buying more
12 expensive gas, maybe from local producers, does not
13 shrink it, it just makes each unsold cubic meter of
14 gas more expensive for customers. So, no national
15 preference is required. We share the government's
16 objectives of bringing more Quebec production
17 online at competitive prices. And we share the
18 government's objective of limiting rate impacts.
19 But origin restrictions work against two of these
20 objectives. And a third, that's better served by
21 direct support, which I'll speak to subsequently.
22 Origin by itself does not create an automatic right
23 to a contract, nor a presumption that any cost gas
24 is justified. Our recommendation is, therefore,
25 that no restriction on the province or country of

1 origin of renewable gas, and no origin quotas,
2 physical delivery rules or directionality rules
3 should apply.

4 A final point on this note, contracts
5 already approved by the Régie must continue to
6 count towards the obligations with full cost
7 recovery for the duration of those contracts. Any
8 new sourcing rule should only apply respectively.
9 Disqualifying contracted volumes would force
10 distributors to replace supply while paying for
11 stranded contracts, these costs would be ultimately
12 passed on to consumers and they would add a
13 regulatory risk premium to every future contract in
14 Quebec or outside of Quebec.

15 If we can go to the next slide, please.
16 Thank you. The happier conversation: how do we grow
17 Quebec's supply? Directly, competitively, visibly.
18 So, our third recommendation is that Quebec should
19 grow its own production through direct,
20 transparent, and competitive support. And I am so
21 complimentary, so supportive of this province's
22 tremendous track record, very positive track record
23 in supporting the RNG industry to date, but it
24 shouldn't grow based on restrictions throughout
25 Distributors or customers may buy.

1 So, how do you get the most renewable gas
2 per dollar of public money invested? So, we believe
3 that Denmark offers a compelling model, which
4 marries the best of the free market with the
5 imperative of bringing new supply online.

6 In December of twenty twenty-four (2024),
7 the European Commission approved a one point seven
8 billion euro (€1.7B) Danish scheme under which
9 renewable gas producers compete in tenders for
10 support, so that public money goes to the projects
11 that deliver the most gas for the least subsidy. A
12 competitively tendered version of PSPGNR would
13 bring such an approach to Québec. Just to unpack
14 this slightly, if I were a Danish renewable gas
15 producer, I would compete in an open tender to say
16 to the – it's a very different regulatory
17 environment, but to say to the Danish Distributor,
18 Evita, here's the price point that is required for
19 me to be viable economically. And then what is
20 ultimately subsidized is the gap between that price
21 point – and, of course, if your price point is
22 lower, you're more likely to win the tender – and
23 the commodity price of the gas.

24 The other lever is via connection costs.
25 The RNGCoalition has been doing a lot of work on

1 interconnects in California, which are quite high.
2 We encourage the Regie to recommend support for
3 connection and compression costs alongside other
4 measures in a competitive PSPGMR to lower the cost
5 of production for gas produced in Quebec, and of
6 course that ultimately benefits everybody.

7 And finally, we'd like to speak to
8 compliance unit revenue. Next slide, please. Our
9 fourth recommendation concerns what we believe to
10 be the largest single lever on rates. Compliance
11 units under the federal clean fuel regulations
12 already offset much of the cost of RNG, or can
13 offset. On Énergir's evidence, the amount to
14 socialize in twenty thirty-one (2031) will be one
15 hundred fifty-three million dollars (\$153M) with
16 compliance revenue, or two hundred eighty-nine
17 (289) without. So, close to cutting in half the
18 socialization costs. The federal program is working
19 as intended. The average carbon intensity of RNG in
20 the program is falling, and we believe that as
21 credit prices move, potentially higher, the revenue
22 that can be realized, that can be credited to
23 customers, will grow.

24 Of course, this is a market-based program.
25 We acknowledge that credit prices are volatile.

1 This is the role that deferral accounts can play,
2 and we do encourage, we have not conducted
3 sensitivity analysis on this piece to be clear, but
4 we would encourage a sensitivity analysis to adopt
5 a conservative perspective as to how exactly CFR
6 revenue, or RCP revenue, should flow into rates and
7 should defer rates.

8 We can move to the conclusion. The question
9 before the Régie is not whether to support
10 renewable gas into Quebec, but how to do it at the
11 lowest cost to customers. Quebec relies on an open
12 continental market for every molecule of
13 conventional fossil gas it uses. That market serves
14 its customers well. Renewable gas deserves the
15 same.

16 California has run an experiment. It
17 narrowed supply, prices rose, volumes failed to
18 materialize, and ultimately, ambitions were scaled
19 back. When it kept the market open, as under the
20 LCFS, the industry grew in California and across
21 the continent. Quebec's own experience shows that
22 open trade of RNG works in both directions. Value
23 can accrue on both sides. We, therefore,
24 respectfully invite the Régie to recommend to the
25 government to maintain the progression of

1 distribution requirements, adopt a further
2 progression to twenty thirty-five (2035), impose no
3 strict restrictions on the province or country of
4 origin of renewable gas, and to continue to honour
5 contracts already approved, to grow Quebec
6 production through a competitive PSPGMR, and of
7 course, to keep compliance revenue from the CFR/
8 RCP working for consumers to continue to defray
9 costs and continue to keep affordability in check.
10 That is everything from me, so thank you and I will
11 put my headphones in now, and I'd be happy to take
12 your questions.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Thank you, Mr. Ripley. We're going to try our best
15 to have some questions in English, but we might
16 have to do some in French because the terms are
17 pretty technical for us.

18 M. ALEXANDER RIPLEY :

19 Sure.

20 QUESTION PERIOD - LA FORMATION

21 M. STEEVES DEMERS :

22 Merci, Monsieur Emond. Yes, maybe the easiest
23 question will be in English, but the toughest will
24 be in French, because my French is, as you
25 understand, better than English, but I would like

1 to practice my English, I will try.

2 Okay, so one of your recommendations is to
3 put the socialization cost at the twenty twenty-
4 six/twenty twenty-seven (2026-2027) level – am I
5 right? – as a kind of a ceiling, so a maximum
6 – okay. But what will be – how do you deal with the
7 fact that there will be some big charge, big cost
8 for the consumers, if we do that? And my second
9 question, what happened in California, for example,
10 how they deal with the socialization cost that were
11 given to customers?

12 M. ALEXANDER RIPLEY :

13 For sure. Thank you. The twenty twenty-six/twenty
14 twenty-seven (2026-2027) socialization cost I would
15 view as a worst-case scenario, that is very much a
16 ceiling, and that would be the point that would
17 trigger measures to delay or to revisit future
18 changes to the mechanism. To be clear, I don't view
19 that cost as being a likely cost going forward.

20 If CFR/RCP credit revenues can be
21 subsequently held against the cost of unsold
22 volumes and – and I didn't speak to this in great
23 detail – if a strengthened cap-and-trade mechanism
24 can increase, can encourage greater uptake from
25 industry, of course, that would – as the federal

1 carbon price increases, if the cap-and-trade
2 program were to be increased, that or to be
3 strengthened, that would create a stronger signal
4 for industry to do voluntary buys of RNG, which, of
5 course, would reduce the volume required to be
6 socialized.

7 So, I would not view the twenty twenty-
8 six/twenty twenty-seven (2026-2027) level, as we've
9 identified it as being the likely socialization
10 cost going forward, I would view it as being the
11 red line, the tripwire to be avoided going forward.
12 Regarding the exact mechanism in California, that
13 is not something that I personally am comfortable
14 speaking to, but I would be happy to provide
15 written comment to...

16 M. STEEVES DEMERS :

17 Elsewhere? Are you aware of, for example, in
18 British Columbia, what happened there? Did they
19 have some issues of social - des coûts de
20 socialisation - sorry, which is pretty close. Did
21 they have issues with that, and how they dealt with
22 those issues? Did they impact the customers
23 strongly or it was a soft ball, I would say?

24 M. ALEXANDER RIPLEY :

25 Very good question. The RNGCoalition was involved

1 in a similar regulatory proceeding in British
2 Columbia last year, so we do have quite a bit of
3 visibility onto that market, onto that program. The
4 cost recovery mechanism in British Columbia is
5 operationally similar to Quebec. It is also a
6 socialization of unsold volumes. It does not appear
7 to be as current an issue, as large a concern. In
8 that context, I suspect that is a result of the
9 overall blend being smaller, if I were to be
10 completely transparent. In BC, it is three percent
11 (3%), not five (5%).

12 M. STEEVES DEMERS :

13 I asked the previous panel about RCP and the CI,
14 which is – intensité carbone in French, I would
15 say – carbon intensity. Yes? Is it a deal breaker
16 to have a RCP that right now does not work with the
17 individual carbon intensity? It may be sometimes in
18 the future, but right now, you know, whatever a
19 production is, they have the same carbon intensity,
20 am I right? And if I'm right, is it a big deal? Is
21 it something that is a deal breaker for us, or
22 limits us to expand more production and so on?

23 M. ALEXANDER RIPLEY :

24 The carbon intensity calculations, carbon intensity
25 scoring that is conducted for fuel pathways in the

1 federal Clean Fuel Regulations program assigns a
2 default carbon intensity for all RNG projects, but
3 that is only in effect until a calculated carbon
4 intensity is approved.

5 M. STEEVES DEMERS :

6 Okay.

7 M. ALEXANDER RIPLEY :

8 So, functionally, this is something that shows up
9 if you look at credit market reports from
10 Environment and Climate Change Canada. They show
11 the average carbon intensity of all RNG supplied
12 steadily falling quarter over quarter. That is the
13 result of more and more suppliers moving from the
14 default carbon intensity, which you are correct, is
15 more punitive, to a calculated carbon intensity.
16 And for a dairy or food waste based RNG supplier,
17 that calculated carbon intensity can be deeply
18 negative, negative one hundred (-100), negative two
19 hundred (-200) grams of carbon equivalents, and of
20 course, that's the result of the avoided methane
21 being credited.

22 So, over time, less and less RNG delivered
23 under the Clean Fuel Regulations program will be
24 punished by using that default carbon intensity,
25 and as a result, the credit generation from RNG and

1 the value of RNG in the market will grow.

2 M. STEEVES DEMERS :

3 Thank you. Merci.

4 M. SAMY GENNAOUI :

5 Good morning. I have a few questions too. Maybe a
6 general question on subsidy programs by governments
7 to support production. There were some concerns
8 raised, and I'm looking at a report from twenty
9 twenty-four (2024) from HEC in Montreal, where
10 there were recommendations made to the effect that
11 some programs had to be improved to accelerate the
12 treatment of some subsidy requests. Do you see that
13 as a challenge for producers, the delays in getting
14 subsidies or support programs from governments? Is
15 that an issue, is that a challenge for producers?

16 M. ALEXANDER RIPLEY :

17 I think delays of any kind are always a challenge
18 for producers, and certainly the policy
19 inconsistency is a challenge for producers. So,
20 when you go from one policy regime to another
21 policy regime, there's inevitably going to be a
22 gap, and the gap in coverage often will cause
23 projects to not move forward or capital to flow
24 elsewhere. So, I do think, if I interpret your
25 question correctly, I think that is a concern for

1 producers. They like predictability.

2 M. SAMY GENNAOUI :

3 Thank you. You also mentioned the example of
4 Denmark, where I believe the system is roughly the
5 same in France as well, where producers are
6 subsidized so that the price that is paid by
7 distributors matches with the market price of
8 fossil gas at any given time. Do you see a
9 challenge in applying that similar system here,
10 given the big spread or big delta between the price
11 of fossil gas and renewable gas in our market?

12 M. ALEXANDER RIPLEY :

13 I think there are challenges, but there are also
14 opportunities. You correctly identified that the
15 spread between the fossil gas price and the
16 renewable gas price is quite a bit larger in North
17 America than it is in Europe. So, the amount of
18 subsidy required would also be proportionally
19 larger. At the same time, we have opportunities to
20 exploit economies of scale, particularly on the
21 landfill side, that don't exist in Europe. So,
22 while that speaks to the experience of a specific
23 type of feedstock, and certainly there are going to
24 be a lot of project-dependent nuances, I do believe
25 that such a system could be made to work

1 effectively here. I turn to the Danish example,
2 because personally, prior to my employment with the
3 RNGCoalition, I spent several years with the Danish
4 government, and have spent a lot of time in Denmark
5 understanding their subsidy regime, their policy
6 regime, and of course, their technology as well.

7 M. SAMY GENNAOUI :

8 Thank you. And one last question, and maybe it can
9 be seen as a comment. You mentioned that we
10 shouldn't see imports of renewable gas as an exit
11 of capitals, because it only replaces imported
12 fossil gas. But given, again, the delta or the
13 spread between the price of a molecule of fossil
14 gas and the price of a similar molecule of
15 renewable gas, doesn't that make it a new exit of
16 capitals?

17 M. ALEXANDER RIPLEY :

18 Well, that's a very good point. Yes, it is a larger
19 exit of capital in that sense, and of course, that
20 is why it's important to leverage programs like the
21 federal CFR to make that delta smaller.

22 M. SAMY GENNAOUI :

23 Thank you.

24 THE PRESIDENT :

25 I have a few questions. Some of your answers to the

1 questions from the Régie prior to the hearing, you
2 answered something about the support for the local
3 industry should, however, be directed toward the
4 supply-side, toward investment aid, grid connection
5 support, streamlining of permitting processes,
6 rather than toward the demand side.

7 My question would be, why do you think that
8 we should provide financial support to the supply
9 side when the local demand has remained stagnant
10 for the past few years?

11 M. ALEXANDER RIPLEY :

12 Because that supply side support will flow to
13 projects that are then able to compete for the
14 highest price available on the continental market,
15 which may not be in Quebec. It may be in a
16 compliance program elsewhere, such as the LCFS in
17 California. This is ultimately about building up
18 export capacity, not about satisfying a local
19 energy need.

20 If an investment is being made in the
21 Quebec RNG sector, that is an investment which will
22 ultimately result in the creation of a tangible,
23 in-demand, and quite valuable commodity, which can
24 be traded either notionally or physically
25 throughout North America, and potentially overseas

1 as well, and that value would flow back to Quebec.

2 THE PRESIDENT :

3 Do you think that we should have our own LCFS
4 program in Quebec, like British Columbia or
5 California?

6 M. ALEXANDER RIPLEY :

7 The RNGCoalition would be very supportive of the
8 development of an LCFS program in Quebec. That
9 having been said, we have been around the block
10 enough times to understand that these programs are
11 very complex in their nature. The federal Clean
12 Fuel Regulations, which is essentially an LCFS
13 program, is by Environment and Climate Change
14 Canada's own admission the most complex piece of
15 regulation the ministry has ever developed. And I
16 believe that. So, I say that in order to stress
17 that developing a Quebec LCFS is not for the faint
18 of heart. It will take significant time, it will
19 take significant resources. And while it would be a
20 very potent complementary measure to the
21 cap-and-trade program, to the distribution
22 requirement, we would not recommend that it replace
23 the distribution requirement, simply because of the
24 time it would take to, not only implement the LCFS,
25 but for the credit market to mature. The federal

1 CFR is now operational for three years, and I would
2 still not consider that a mature credit market.

3 THE PRESIDENT :

4 Do you have a good knowledge of our cap-and-trade
5 program market between Quebec and California?

6 M. ALEXANDER RIPLEY :

7 I have 'a' knowledge of the cap-and-trade program.
8 'Good', I'm probably the wrong person in the
9 organization to ask, if I remain candid.

10 THE PRESIDENT :

11 Okay, so I'm not going to ask my question, just to
12 make sure not to put you in trouble. If we were to
13 recommend to the Minister, and the Minister would
14 agree with us that Energir and Enbridge Gaz Québec
15 were to divest their contracts in the U.S. and
16 Canada, or to like sell some of the parts of their
17 contracts they have right now, do you think there's
18 buyers for them, like in the market like elsewhere
19 in Canada or the U.S.?

20 M. ALEXANDER RIPLEY :

21 The question would be less, 'are there buyers?' It
22 would be, 'are there buyers at what price?' And are
23 there buyers that exist at a price that makes sense
24 economically for the holder of the existing
25 contract and, of course, for the producer as well.

1 THE PRESIDENT :

2 Okay. I don't have any more questions. Thank you
3 very much, Mr. Ripley.

4 M. ALEXANDER RIPLEY :

5 Thank you.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Merci à tous. Donc, il est onze heures quarante-six
8 (11 h 46), alors on va reprendre après le lunch à
9 treize heures (13 h) avec la FCEI. Merci beaucoup.

10 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

11 REPRISE DE L'AUDIENCE

12 _____

13 LE PRÉSIDENT :

14 Rebonjour à tous. Juste avant de commencer votre
15 présentation juste vous présenter pour tout le
16 monde, parce que moi, je connais, mais c'est
17 peut-être pas tout le monde qui vous connaît.
18 Merci.

19 PRÉSENTATION DE LA FCEI

20 M. FRANÇOIS VINCENT :

21 Bonjour. François Vincent, je suis vice-président
22 pour le Québec de la Fédération canadienne de
23 l'entreprise indépendante, la FCEI.

24 M. ANTOINE GOSSELIN :

25 Bonjour. Je suis Antoine Gosselin. Je suis

1 économiste de formation. Ça fait plus de quinze
2 (15) ans maintenant que je travaille dans les
3 dossiers de la Régie sur tous les sujets, en gaz,
4 en électricité, et différents volets.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Merci. Donc, allez-y.

7 M. FRANÇOIS VINCENT :

8 Parfait. Je suis bien content d'accompagner
9 Antoine. Vous ne m'avez pas vu à la Régie depuis
10 que je suis vice-président de la FCEI en décembre
11 deux mille dix-neuf (2019). Moi, je vais plus
12 mettre la table sur un portrait de situation des
13 PME québécoises, le coeur de notre économie, puis
14 ensuite de ça, Antoine va aller plus dans les
15 détails de notre mémoire puis du contenu.

16 J'aimerais ça vous dire actuellement que
17 tout va bien. J'aimerais vraiment ça. Mais la
18 nouvelle certitude que les PME vivent actuellement,
19 c'est l'incertitude. Depuis la pandémie, les crises
20 se sont succédé, puis il n'était pas planifiable
21 dans les plans d'affaires d'entrepreneurs. Après la
22 pandémie, il y a eu une inflation historique. Après
23 ça, il y a eu une pénurie de main-d'oeuvre avec des
24 postes vacants de plus de deux cent mille
25 (200 000), du jamais vu au Québec. Il y a eu une

1 hausse des coûts d'emprunt. Il y a eu une pression
2 importante sur les coûts d'exploitation. Puis après
3 ça, quand ça se rétablissait un petit peu, bien, il
4 y a eu la guerre tarifaire, ensuite de ça, des
5 conflits internationaux qui ont fait énormément de
6 pression sur le prix des carburants.

7 Les données du baromètre des affaires le
8 montrent assez bien. Le baromètre des affaires,
9 c'est un indicateur économique qui est reconnu, qui
10 est regardé par la Banque du Canada, par le
11 ministère des Finances, du fédéral puis du
12 provincial, puis on annualise les résultats pour
13 voir comment a été l'année deux mille vingt-cinq
14 (2025), l'année en cours par rapport à l'année
15 d'avant, puis on est capable de faire des
16 comparatifs sur seize (16) ans d'indicateurs
17 économiques.

18 Le baromètre annualisé de deux mille vingt-
19 cinq (2025), c'est l'un des pires résultats en
20 seize (16) ans d'indicateurs économiques. La seule
21 fois que c'était plus bas, c'était quand ils ont
22 fermé l'économie pendant la pandémie. Qu'est-ce qui
23 explique ça? Bien, la demande est insuffisante,
24 puis ça limite les ventes et la production des PME.
25 Puis de l'autre côté, bien, il y a la pression sur

1 les coûts d'exploitation qui dépassent la moyenne
2 historique dans les différents coûts qu'on regarde.
3 Deux mille vingt-cinq (2025), il y en a un qui a eu
4 un petit peu de répit, c'est le coût d'emprunt,
5 parce qu'il y a eu des baisses du taux directeur.
6 Puis on peut étirer l'élastique, mais pas
7 infiniment, puis on le voit, là, que ça ne va pas
8 super bien.

9 Les récentes données de Statistique Canada,
10 on a beaucoup vu les médias qui ont parlé des
11 quarante-neuf mille (49 000) emplois qui ont été
12 perdus d'août à septembre. Mais quand on regarde de
13 septembre à septembre deux mille vingt-six (2026)
14 par rapport à deux mille vingt-cinq (2025), c'est
15 quatre-vingt-quatorze mille six cents (94 600)
16 emplois de moins, quinze mille (15 000) en
17 construction, quinze mille (15 000) en fabrication,
18 trente-trois mille (33 000) en commerce de détail
19 et en gros. Donc, la situation n'est pas
20 particulièrement en hausse.

21 Puis dans ce contexte-là, bien, il y a des
22 politiques publiques en matière d'énergie qui
23 accentuent la pression, puis la hausse de coûts
24 pour les petites entreprises. Petites entreprises,
25 j'ai dit, le coeur de l'économie, quatre-vingt-dix-

1 neuf pour cent (99 %) des entreprises sont des PME.
2 Mais quand on regarde, notre économie, c'est une
3 économie de petites entreprises. Cinquante-trois
4 pour cent (53 %) ont moins de cinq employés.
5 Quatre-vingt-quinze pour cent (95 %) ont moins de
6 cinquante (50) employés. Donc, la pression est plus
7 forte plus l'entreprise est petite.

8 Qu'est-ce qu'elles font? On a demandé dans
9 notre sondage d'avril deux mille vingt-six (2026)
10 comment elles vivaient justement ces pressions sur
11 les coûts, notamment les coûts d'énergie qui
12 étaient plus élevés à cause du conflit en Iran.
13 Elles encaissent le coût par, en grande majorité.
14 Elles s'affaiblissent. Elles reportent des
15 investissements, puis elles n'ont pas le choix
16 aussi d'augmenter les prix pour les consommateurs.

17 Puis tout cela arrive dans un contexte où
18 nos PME sont dans une situation juridique
19 canadienne où elles ont le plus d'exigences
20 réglementaires. On a fait le décompte. C'est cent
21 quarante-cinq mille neuf cent cinquante-huit
22 (145 958) exigences qu'elles sont, soit cent sept
23 pour cent (107 %) de plus que la moyenne des autres
24 provinces. Aussi, on est la pire juridiction
25 canadienne pour la fiscalité. Les taxes sur la

1 masse salariale sont trente pour cent (30 %) plus
2 élevées. Il n'y a aucune exemption de base pour le
3 fonds de service de santé comparativement aux
4 autres provinces qui ont des taxes sur la masse
5 salariale, sur l'éducation et la santé, puis on est
6 la seule province qui ne nous donne même pas accès
7 à son taux d'impôt pour les plus petites
8 entreprises des services et de la construction.
9 C'est pas étonnant que notre récent sondage révèle
10 que soixante pour cent (60 %) des dirigeants de PME
11 ne considèrent pas le Québec comme un endroit
12 propice pour lancer ou faire croître une
13 entreprise.

14 Les PME veulent contribuer, mais elles
15 veulent une cohérence. Selon notre sondage de mai
16 deux mille vingt-cinq (2025), c'est huit dirigeants
17 sur dix (10) qui sont d'avis que la réglementation
18 et les taxes en environnement, y compris la taxe
19 carbone, devraient être appliquées uniformément
20 dans toutes les provinces. Donc, c'est pas qu'elles
21 ne veulent pas contribuer au virage vert, mais
22 elles veulent avoir une cohérence juridique et à
23 leur compétitivité pour les entreprises.

24 Donc, c'est pour ça que nos recommandations
25 principales, c'est l'abolition de l'exigence de

1 livraison de GSR. Si une exigence de distribution
2 de GSR est maintenue, de modifier la Loi sur la
3 Régie de l'énergie de manière à garantir aux
4 nouveaux clients l'accès aux mêmes options
5 d'approvisionnement que les clients existants.
6 Puis, si une exigence de distribution de GSR est
7 maintenue, modifier la Loi de la manière à ce que
8 les revenus tirés des attributs environnementaux
9 soient consacrés en totalité à la réduction du prix
10 du GSR pour les clients.

11 Je vous remercie de nous recevoir à cette
12 audience importante, puis je cède maintenant la
13 parole à Antoine.

14 M. ANTOINE GOSSELIN :

15 Bonjour, Messieurs. Donc, la demande d'avis du
16 ministre vous a été formulée un petit peu plus tôt
17 cette année, où on nous demande de répondre à un
18 certain nombre de questions. Et quand on lit la
19 demande d'avis, ce qui en ressort c'est que,
20 essentiellement, on vous demande comment on s'y
21 prend pour injecter du GSR dans le réseau sans que
22 ça ait trop d'impact sur la clientèle? Et de la
23 façon que c'est formulé, bien, il y a plusieurs
24 prémisses derrière ça.

25 On présume que ça permet de réduire les

1 émissions à effet de serre. On demande que ça
2 permette de faire la transition énergétique au
3 moindre coût. Puis, on prend pour acquis aussi que,
4 de favoriser la production locale de GSR améliore
5 la sécurité énergétique, améliore l'autonomie
6 énergétique, contribue au développement économique.

7 Alors, avant de se demander comment on fait
8 pour injecter du GSR dans le réseau gazier, on
9 pense qu'il faut d'abord se poser la question
10 fondamentale qui est : pourquoi est-ce qu'on veut
11 injecter du GSR dans le réseau gazier? Et est-ce
12 que l'injection de GSR dans le réseau gazier, c'est
13 le bon moyen d'atteindre ces objectifs-là?

14 Alors, le premier objectif de réduire les
15 émissions de GES, je ne pense pas que personne
16 remet en doute que l'injection de GSR permet de
17 réduire les émissions de GES. Tous les GSR n'ont
18 pas la même valeur, mais globalement, je pense que
19 ça, c'est incontestable.

20 Par contre, comme je viens de le dire, tous
21 les GSR ne sont pas égaux, vous le savez, on en a
22 parlé déjà dans les deux derniers jours. Par
23 contre, le règlement, il ne fait pas de
24 distinction, selon que vous avez des GSR qui ont
25 des fortes ou des faibles intensités carbone, tous

1 les volumes de GSR sont traités sur un pied
2 d'égalité.

3 Ça fait en sorte que, si on fixe des
4 objectifs volumétriques d'injection de GSR, bien,
5 ça ne nous permet pas d'avoir de certitude sur
6 l'atteinte d'objectifs en termes de réduction de
7 GES. Donc, le règlement n'est pas un moyen efficace
8 pour atteindre une cible de réduction de GES.

9 Réaliser la transition énergétique au
10 moindre coût. Le règlement, contrairement à une
11 autre forme de réglementation comme le SPEDE, par
12 exemple, impose un moyen. Il dit : on veut
13 atteindre les objectifs, puis le moyen d'atteindre
14 ces objectifs-là, c'est d'injecter du GSR dans le
15 réseau de distribution. De manière générale, c'est
16 pas la façon la plus efficace d'atteindre les
17 objectifs au niveau économique, que d'imposer le
18 moyen. C'est préférable de laisser le marché
19 trouver les moyens.

20 Quand on regarde d'un petit peu plus près,
21 ce qu'on se rend compte dans les faits, c'est que
22 le coût des réductions de GES lié à l'injection de
23 GSR dans le réseau est très élevé. Par exemple, le
24 coût moyen d'une réduction d'une tonne de GES, avec
25 les approvisionnements de GSR d'Énergir, c'est de

1 quatre cent quinze dollars la tonne (415 \$/t). Le
2 coût marginal, c'est-à-dire le coût en fonction des
3 paramètres de coûts maximaux que la Régie a permis
4 à Énergir de contracter, c'est neuf cent quatre-
5 vingt-trois dollars la tonne (983 \$/t).

6 On l'a vu, un petit peu plus tôt, ce matin,
7 le témoin de l'AQPER, justement, qui venait nous
8 dire que la production future au Québec se faisait
9 à des prix beaucoup plus élevés. Je pense qu'il a
10 parlé de jusqu'à cinquante-sept dollars le
11 gigajoule (57 \$/GJ).

12 Et ces évaluations-là n'incluent pas les
13 subventions qui sont faites en amont pour la
14 production. Elles n'incluent pas le coût de la
15 socialisation quand on absorbe une partie des coûts
16 des raccordements pour ces projets-là ou les coûts
17 d'adaptation de réseau qui peuvent d'abord être
18 faits sur les réseaux de distribution.

19 En comparaison, on a le SPEDE qui permet de
20 faire des réductions de GES à quarante-cinq dollars
21 la tonne (45 \$/t), puis il y a également la
22 biénergie. Il y a certaines évaluations qui ont été
23 faites, il y a quelques années, dans le dossier
24 biénergie d'Hydro-Québec, Énergir où dans certains
25 cas, on était plus autour de cent dollars la tonne

1 (100 \$/t) ou même inférieur à cent dollars la tonne
2 (100 \$/t). Donc, on est très loin, en termes de
3 coûts, de ce qui est possible de faire autrement.
4 Donc, le règlement ne permet pas de réaliser la
5 transition énergétique aux moindres coûts.

6 Énergir, dans le mémoire qu'il vous a
7 déposé, il présente des simulations d'impacts
8 tarifaires, du maintien de la norme et de la
9 poursuite de l'évolution de la norme selon un
10 scénario de croissance de l'exigence. Et les
11 résultats qui sont obtenus, c'est qu'au fond, dans
12 le scénario de base, les tarifs, en maintenant les
13 exigences, les hausses tarifaires seraient plus
14 élevées de point cinq pour cent (0,5 %)
15 annuellement. Donc, à chacune des années, point
16 cinq pour cent (0,5 %) de plus, donc c'est des
17 pourcentages qui s'accumulent.

18 Ils ont fait également un scénario un peu
19 plus conservateur où, là, ils sont à un point trois
20 pour cent (1,3 %). Encore une fois, ça s'accumule.
21 Donc, c'est chaque année un point trois pour cent
22 (1,3 %) de plus de hausses. Donc, au bout de dix
23 (10) ans, c'est grosso modo treize pour cent (13 %)
24 de hausse tarifaire de plus.

25 Même si les chiffres en pourcentage peuvent

1 paraître petits, l'effet cumulatif de ces hausses
2 n'est pas négligeable. En plus, il ne faut pas
3 perdre de vue que ces simulations-là reposent sur
4 plusieurs hypothèses qui représentent autant de
5 risques. Par exemple, l'une des hypothèses et
6 simulations, c'est que les nouveaux clients
7 consomment cent pour cent (100 %) de GSR. Alors,
8 évidemment, comme on l'a mentionné d'emblée, la
9 FCEI s'oppose et s'est opposée depuis deux, trois
10 ans, farouchement à cette mesure-là.

11 Les simulations supposent aussi que le
12 règlement sur les carburants propres est maintenu
13 dans sa forme actuelle. Alors, les choses étant ce
14 qu'elles sont, il est tout à fait possible que
15 cette politique-là soit renversée dans quelques
16 années au gré des changements politiques ou que,
17 par exemple, on pourrait avoir aussi des
18 modifications dans la proportion des UC qui peuvent
19 être comblées par des sources gazeuses.

20 Le SPEDE aussi est maintenu. Et puis, il y
21 a, évidemment, eu des hypothèses sur la progression
22 du prix du GNT, du SPEDE, du prix également de la
23 valeur des UC dans le RCP. Et il y a finalement,
24 également, une hypothèse que les clients
25 industriels vont consommer du GSR, ce qui n'est pas

1 acquis, je pense. Et donc, tout ça fait en sorte
2 que ces simulations-là sont susceptibles d'être
3 trop optimistes ou trop conservatrices. Il y a
4 plein de risques qui pendent au-dessus de la tête
5 des clients, si ces hypothèses-là ne sont pas
6 rencontrées.

7 Également, dans un dossier qui est en train
8 de s'amorcer devant la Régie sur la réforme des
9 tarifs, Énergir discute de la place économique, la
10 marge de manoeuvre économique qui est disponible
11 pour venir accroître les tarifs de certains
12 clients, certaines catégories de clients, pour
13 essayer de se rapprocher d'une situation où il y a
14 moins d'interfinancement. Puis ce qu'Énergir nous
15 dit, c'est : « Chez les petits clients, je n'ai pas
16 de place, je ne peux pas augmenter leurs tarifs
17 plus. » Puis chez les clients industriels aussi, on
18 nous dit que c'est délicat. Ce qui fait que si les
19 hypothèses ne se réalisent pas comme on l'espère
20 dans les simulations d'Énergir, puis qu'il y a plus
21 de coûts qui échoient sur les clients, bien, ces
22 coûts-là ne seront pas nécessairement répartis
23 uniformément sur tout le monde. Il y a des chances
24 qu'il soit concentré davantage sur le milieu de la
25 clientèle, les PME.

1 Et ce qu'il ne faut pas perdre de vue
2 aussi, c'est que, au bout de tout ça, il reste
3 quand même quatre-vingts pour cent (80 %) de GNT
4 dans le réseau. Donc, ce n'est pas comme si cette
5 solution-là nous amenait à être décarbonés
6 complètement. Mais, même si vous regardez ces
7 simulations-là, puis vous dites : « Ce n'est pas si
8 pire, ça a de l'allure. », il n'en demeure pas moins
9 que : pourquoi accepter une hausse tarifaire d'un
10 point cinq pour cent (1,5 %) s'il existe des moyens
11 de réaliser la même chose qui ne coûte rien ou qui
12 ne coûte point un pour cent (0,1 %) ?

13 Donc, au-delà de l'impact tarifaire que
14 peut avoir l'exigence, ce qui devrait primer,
15 c'est : cherchons les moyens les plus efficaces
16 d'atteindre les cibles de décarbonation. La
17 transition énergétique, on le sait, ça coûte cher,
18 et si on veut la réussir, il faut s'assurer qu'on
19 trouve les moyens, les meilleurs moyens pour y
20 parvenir.

21 Troisième objectif : favoriser la
22 production locale de GSR. Et donc, ce qui est
23 invoqué pour justifier et favoriser la production
24 locale de GSR, c'est essentiellement le
25 développement économique et la sécurité, puis

1 l'autonomie énergétique.

2 Alors, pour ce qui est de la contribution
3 au développement économique, c'est les bénéfices du
4 développement économique ne sont pas propres aux
5 consommateurs de gaz. C'est des bénéfices qui sont
6 liés à la communauté d'avantages. Donc, les
7 bénéfices de nouveaux projets de biométhanisation
8 sont davantage locaux, et il n'y a pas de raison, a
9 priori, que ce soit les consommateurs de gaz qui
10 supportent les coûts pour que ça se réalise.

11 L'amélioration de la sécurité et de
12 l'autonomie énergétique, ça, c'est une question
13 fort intéressante. On voit ça également, des fois,
14 dans les preuves des distributeurs gaziers, ces
15 arguments-là. Par contre, ce qu'on voit rarement,
16 c'est - ou je ne me souviens pas jamais l'avoir
17 vue, c'est une mesure. Une mesure, et même une
18 définition : c'est quoi la sécurité énergétique?
19 C'est quoi l'autonomie énergétique? Mais aussi une
20 mesure. Puis est-ce que c'est justifié de vouloir
21 aller améliorer notre sécurité énergétique, par
22 exemple? Dans un dossier, il n'y a pas si
23 longtemps, on avait demandé à Énergir : combien de
24 fois c'est arrivé depuis les débuts de la
25 franchise, que TCPL n'a pas été capable de vous

1 livrer le gaz dont vous aviez besoin pour opérer?
2 La réponse, c'était jamais. C'est jamais arrivé.
3 Alors, ça ne veut pas dire qu'il ne peut pas
4 arriver d'accidents sur le réseau TCPL, mais il y a
5 une résilience qui a permis de faire en sorte que,
6 finalement, ça ne s'est jamais produit qu'on ait un
7 problème sérieux d'approvisionnement en gaz. Alors,
8 si on est à un niveau de sécurité que, sur une
9 échelle quelconque, par exemple, on mesurerait,
10 puis on trouverait qu'on est à quatre-vingt-
11 dix-neuf point neuf pour cent (99,9 %), jusqu'à
12 quel point c'est justifié de payer pour passer de
13 quatre-vingt-dix-neuf point neuf (99,9) à
14 quatre-vingt-dix-neuf point neuf un ou neuf deux
15 (99,91-99,92) .

16 Et combien ça vaut, cette petite
17 sécurité-là, de plus? Donc, je ne prétends pas que
18 ça ne vaut absolument rien, mais il faut le
19 mesurer, il faut aller voir, puis il faut se
20 demander, O.K., jusqu'à quel point, on est prêt à
21 engager des dizaines, des centaines et même des
22 milliards de dollars pour améliorer la sécurité
23 énergétique. Et, la même question se pose par
24 rapport à l'autonomie.

25 Puis, ensuite, bien, il faut se demander,

1 est-ce que la production locale a vraiment un
2 impact sur ces risques-là, puis est-ce que la
3 consommation locale a vraiment un impact sur ces
4 risques-là, puis, si oui, de quelle ampleur. Donc,
5 autrement dit, est-ce que c'est problématique que
6 si on favorise la production locale, qu'elle soit
7 consommée à l'étranger, qu'elle soit exportée,
8 est-ce que ça va affecter de manière différente
9 notre sécurité énergétique, par exemple. Parce que
10 si le gaz est injecté à Saint-Hyacinthe, mais qu'il
11 y a un problème quelque part sur le réseau, qu'il
12 soit exporté en Caroline du Nord ou qu'il soit
13 vendu à Énergir, physiquement, le gaz est quand
14 même là, puis il va quand même venir équilibrer les
15 pressions dans le réseau localement.

16 Puis, finalement, bien, c'est quoi les
17 alternatives à la production de GSR locale, si
18 vraiment on juge que c'est nécessaire d'améliorer
19 la sécurité, puis l'autonomie énergétique, bien,
20 est-ce que la production locale de GSR, c'est la
21 meilleure alternative.

22 Donc, c'est plus des questions que je
23 soulève que de vous apporter des réponses, mais
24 essentiellement, ce que l'on dit, c'est qu'on ne
25 peut pas simplement invoquer la sécurité, puis

1 l'autonomie énergétique pour dire : ah, oui, ça
2 améliore la sécurité, ça améliore l'autonomie, ça
3 justifie les sommes, sans avoir fait une analyse
4 rigoureuse de ce que ça rapporte vraiment sur ces
5 deux variables-là.

6 Alors, cela étant dit, les questions
7 auxquelles le ministre vous demande de répondre, la
8 première c'est : quelle devrait être la progression
9 des exigences de distribution de GSR? Bien, on a
10 déjà un peu répondu à ça, une exigence de
11 distribution de GSR, ça ne garantit pas l'atteinte
12 des cibles de réduction de GES, ça ne constitue pas
13 un moyen économique efficace de réduire les GES. Ça
14 impose des coûts et des risques disproportionnés
15 aux clients. Et c'est aussi, en plus, unique à
16 l'environnement compétitif immédiat du Québec, ce
17 qui nuit à la compétitivité des entreprises. Les
18 voisins du Québec, ils n'ont pas ces exigences-là.

19 S'il y a effectivement des bénéfices en
20 termes de sécurité et d'autonomie énergétique qui
21 sont démontrés, ils pourraient être pris en compte
22 par Énergir ou par Enbridge lorsqu'ils se procurent
23 de la fourniture. Donc, s'il y a un GSR qui vient
24 du Québec, puis que ça vaut un dollar de plus du
25 gigajoule, par exemple, bien, ils pourraient

1 favoriser du gaz provenant du Québec par rapport à
2 un gaz venant de l'extérieur, s'il y a un bénéfice
3 qui est démontré.

4 Par contre, ça n'implique pas d'imposer une
5 norme sur l'injection de GSR. Et les bénéfices
6 économiques des projets locaux ne justifient pas
7 davantage d'imposer des exigences de distribution,
8 ils devraient plutôt être pris en compte au niveau
9 de l'octroi de subvention aux projets par les
10 programmes gouvernementaux. Tout cela étant dit, ça
11 n'empêche absolument pas les distributeurs d'offrir
12 du GSR à leurs clients sur une base volontaire,
13 puis d'essayer de leur offrir le GSR qui répond le
14 mieux à leurs besoins.

15 Et donc, dans ces circonstances là, la FCEI
16 recommande l'abolition d'exigence de distribution
17 de GSR. La deuxième question, la minimisation des
18 frais de socialisation et des chocs tarifaires.
19 Considérant la première recommandation que l'on
20 vous fait, le focus sur cette question-là porte
21 davantage sur l'iniquité dans le traitement des
22 frais de socialisation et la discrimination envers
23 les nouveaux clients. Donc, ici, on vous l'a dit,
24 on l'a répété ça également dans différents
25 dossiers, mais la discrimination envers les

1 nouveaux clients, ça entraîne une iniquité majeure
2 entre des clients qui sont par ailleurs identiques.
3 Et c'est très problématique selon la FCEI au niveau
4 de la compétitivité des entreprises. Contrairement
5 à ce que l'on avance du côté des distributeurs
6 gaziers, ça ne réduit pas la socialisation, ça la
7 déplace.

8 Ça force de la socialisation massive sur un
9 certain nombre de clients pour en mettre moins sur
10 les autres, mais ça reste de la socialisation. Les
11 coûts que ça impose aux clients se comptent en
12 milliers de dollars, et parfois plusieurs milliers
13 de dollars, quand les volumes sont conséquents. Et
14 comme je l'ai dit, ça limite la capacité des
15 nouveaux clients à compétitionner de manière saine
16 dans un environnement économique déjà difficile. La
17 réduction de la dépendance aux importations, cette
18 question-là, évidemment, renvoie directement à la
19 question d'autonomie énergétique. Et ça implique de
20 répondre notamment aux questions suivantes.

21 D'abord, c'est quoi une importation? Est-ce que du
22 GSR qui vient de l'Ontario, est-ce que c'est une
23 importation ou ce n'est pas une importation? Et
24 parce que si on juge que les importations sont un
25 problème, bien, peut-être qu'une importation d'une

1 autre province canadienne, ce n'est pas
2 nécessairement le même problème qu'une importation
3 provenant des États-Unis. Puis également, en quoi
4 la dépendance à l'importation constitue un
5 problème?

6 Encore une fois, ça renvoie un peu à la
7 discussion qu'on avait un petit peu plus tôt, mais
8 aussi, ici, la distinction qu'il y a entre du GSR
9 puis du GNT. Donc, on peut être préoccupé par la
10 dépendance, par exemple, aux importations de gaz
11 naturel en soi, parce que si jamais on n'a pas
12 accès à du gaz naturel, les conséquences sont
13 directes sur les opérations des entreprises, sur
14 les ménages, sur tout le monde, versus ne pas avoir
15 accès à du GSR, mais quand même avoir accès à du
16 gaz naturel qui est fossile. Les conséquences sont
17 très différentes. Donc, je pense que dans la notion
18 de réduction de la dépendance aux importations, il
19 faut aussi se questionner là-dessus. Et ensuite,
20 bien, dans la perspective où on voudrait réduire la
21 dépendance aux importations, bien, je pense que là,
22 bien, il faudra se poser la question contrat par
23 contrat, aller voir comment est-ce qu'on peut se
24 départir de certains contrats et regarder les
25 modalités spécifiques à chacun.

1 Cela étant dit, il nous apparaît que les
2 perspectives du marché américain à moyen terme sont
3 quand même assez favorables pour se défaire de
4 contrats si on devait aller dans cette voie-là,
5 notamment parce que les besoins en GSR qui sont
6 annoncés pour les quatre (4) prochaines années aux
7 États-Unis supposent beaucoup de nouvelles
8 productions.

9 Maintenant, sur la question de comment
10 favoriser un approvisionnement compétitif et à
11 moindre coût qui s'arrime avec les besoins des
12 consommateurs. Alors, dans un premier temps, il
13 importe de bien identifier les besoins de la
14 clientèle, acquérir les produits qui répondent le
15 mieux à leurs besoins. C'est une préoccupation qui,
16 je pense, est plus propre à des grands clients.
17 Donc, je vais vous renvoyer peut-être plus à la
18 présentation de l'ACIG sur cette question-là, mais
19 c'est important. Évidemment, les plus petits
20 clients, je pense, ont peut-être moins les
21 distinctions entre les différents types de GSR.

22 Maintenant, pour favoriser un
23 approvisionnement compétitif, bien, ce que l'on
24 recommande, c'est de favoriser la compétition avec
25 les autres juridictions, puis traiter l'ensemble

1 des approvisionnements sur un même pied. Les
2 approvisionnements du Québec et les
3 approvisionnements de l'extérieur du Québec
4 devraient être traités sur le même pied, plutôt que
5 comme ce qui est fait chez Énergir présentement, où
6 on traite les contrats en provenance du Québec en
7 priorité par des ententes de gré à gré, puis si on
8 en manque, on va chercher, par un processus plus
9 compétitif, de l'approvisionnement résiduel
10 ailleurs qu'au Québec.

11 Il y a moyen, tout à fait selon nous, de
12 traiter tous ces approvisionnements-là sur le même
13 pied, les approvisionnements québécois comme ceux
14 de l'extérieur du Québec. Encore une fois, si on a
15 des analyses qui nous démontrent des avantages en
16 termes de sécurité d'approvisionnement ou
17 d'autonomie énergétique et de n'importe quel autre
18 avantage quantifiable, réel, concret d'un
19 approvisionnement québécois versus un
20 approvisionnement étranger, ça peut très bien être
21 intégré au processus compétitif où on accorde une
22 prime équivalente aux approvisionnements québécois.

23 Finalement, sur la dernière question, donc
24 la valorisation des attributs environnementaux et
25 la réduction des obligations prévues au GSR. Une

1 recommandation et une suggestion. Donc, sur les
2 attributs environnementaux, ce que l'on demande
3 c'est que la Loi soit modifiée pour que tous les
4 revenus tirés des attributs environnementaux soient
5 obligatoirement retournés à la clientèle. Vous le
6 savez présentement, il y a des décisions qui ont
7 été rendues, qui ont interprété la Loi en laissant
8 la pleine discrétion aux distributeurs de faire ce
9 qu'ils souhaitaient avec les revenus liés aux
10 attributs environnementaux. C'est une situation qui
11 n'est pas acceptable.

12 Et finalement, en ce qui concerne le SPEDE,
13 le fonctionnement du SPEDE présentement fait en
14 sorte que, pour les grands émetteurs, il y a des
15 droits qui sont octroyés gratuitement. En termes
16 d'incitatif économique, c'est efficace, ça
17 fonctionne bien, parce qu'ils peuvent reprendre ces
18 droits-là, puis les revendre sur le marché. Donc,
19 ils ont... même s'ils ne paient pas pour le droit,
20 ils ont quand même l'incitatif à rechercher des
21 réductions de consommation, des réductions
22 d'émission pour pouvoir revendre ces droits-là.

23 Ce que l'on propose, c'est d'appliquer un
24 mécanisme similaire au niveau des distributeurs
25 gaziers, donc des octrois gratuits de droits

1 d'émission. Évidemment, pour que le signal qui est
2 recherché, donc l'incitatif à réduire les émissions
3 de GES fonctionne, il faut qu'il se rende aux
4 clients, donc il faut quand même facturer aux
5 clients le prix de la valeur du SPEDE sur le marché
6 du carbone.

7 Par contre, ce que l'on recommande
8 d'explorer, c'est de... plutôt que de prendre les
9 revenus tirés du paiement du SPEDE par les clients,
10 plutôt que de les prendre puis de les retourner au
11 gouvernement, c'est de les préserver chez les
12 distributeurs gaziers et s'en servir pour bonifier
13 l'aide au niveau de l'efficacité énergétique et
14 bonifier, dans l'ensemble, les mesures d'efficacité
15 énergétique. Et une façon de faire que l'on voit,
16 ce serait de créer un crédit client par client. Par
17 exemple, je suis un client puis, moi, le SPEDE me
18 coûte mille dollars (1000 \$) par année, bien au
19 bout de cinq ans, j'ai cinq mille dollars (5 000 \$)
20 dans mon compte, puis je veux faire une mesure
21 d'efficacité énergétique, bien, je peux rajouter ça
22 aux aides qui sont déjà en place pour favoriser
23 plus la mesure. Donc, le client paie le SPEDE, il a
24 l'incitatif à éviter des émissions de GES, mais en
25 plus, ces sommes-là qu'il a accumulées peuvent lui

1 être retournées s'il fait de l'efficacité
2 énergétique.

3 Les sommes pourraient aussi être utilisées
4 d'autres façons. Donc, elles pourraient
5 potentiellement, par exemple, au bout d'un certain
6 temps, si les sommes ne sont pas utilisées par un
7 client dans les comptes spécifiques accrédités à un
8 client, ne sont pas utilisées, pourraient être
9 utilisées pour supporter des mesures d'efficacité
10 énergétique plus larges auprès d'autres clients,
11 par exemple, ou ultimement pourraient même être
12 retournées dans les tarifs en venant réduire, par
13 exemple, les portions fixes des tarifs de façon
14 globale. Pas client par client parce que si vous le
15 faites client par client, là, vous allez perdre les
16 incitatifs, mais retourner globalement auprès de
17 l'ensemble des clients, de venir réduire, par
18 exemple, la portion fixe du tarif. Ce qui fait
19 qu'au net, les incitatifs sont là. L'objectif du
20 SPEDE est là. L'alignement du coût du SPEDE par les
21 clients versus... Tout le reste d'économies reste
22 là, mais ça n'impose pas un coût additionnel au
23 final à la clientèle. Alors, ça fait le tour de ce
24 qu'on avait à vous dire aujourd'hui. Merci beaucoup
25 de votre attention, puis on est disponible pour

1 répondre à vos questions.

2 LE PRÉSIDENT :

3 Merci. - Monsieur Demers?

4 PÉRIODE DE QUESTIONS PAR LA FORMATION

5 M. STEEVES DEMERS :

6 Merci, Monsieur Émond. Bonjour aux membres du
7 panel. Bien, peut-être qu'on a terminé avec la
8 page 13 de votre présentation. Peut-être une
9 question là-dessus. Question 5, donc « Valorisation
10 des attributs GSR et réduction des obligations
11 prévues au SPEDE ».

12 Est-ce que votre recommandation sur le
13 SPEDE est indépendante de ce qui arrive avec les
14 attributs environnementaux? Donc, quelque soit
15 l'orientation, vous souhaitez quand même que du
16 côté SPEDE, il y ait ce genre d'aménagements-là?

17 M. ANTOINE GOSSELIN :

18 Oui. La proposition est indépendante,
19 effectivement, de ce qui se passe au niveau des
20 exigences de GSR.

21 M. STEEVES DEMERS :

22 O.K. Sur les attributs du GSR, est-ce que vous êtes
23 d'accord avec l'idée que ce n'est pas tous les
24 clients qui ont cette capacité-là à gérer ces
25 attributs-là, être en mesure de...

1 M. ANTOINE GOSSELIN :

2 Exact. Et c'est pour ça que ce que l'on propose est
3 « designé » comme ça. On ne propose pas de donner
4 les attributs à chaque client et un par client pour
5 pour qu'il les gère. Ce qu'on dit, c'est : le tarif
6 SPEDE reste. Il est au même prix. Donc, c'est ça le
7 véhicule par lequel on transmet l'incitatif aux
8 clients. Comme c'est le cas présentement.

9 La seule différence, c'est que plutôt que
10 de prendre l'argent qui est accumulé par ces
11 paiements-là, puis l'envoyer au gouvernement, on
12 les garde, puis on crée pour chaque client une
13 espèce de banque en fonction de ce qu'il a mis
14 dedans. Puis il peut s'en servir plus tard pour
15 venir s'aider financièrement à réaliser de
16 l'efficacité énergétique. Donc, il n'y a aucun
17 client là-dedans qui a gérer les droits d'émission.

18 M. STEEVES DEMERS :

19 La socialisation...

20 M. FRANÇOIS VINCENT :

21 Si je peux rajouter...

22 M. STEEVES DEMERS :

23 Pardon?

24 M. FRANÇOIS VINCENT :

25 Je veux rajouter quelque chose sur le SPEDE ou sur

1 l'envoi au gouvernement. Il y a quand même, il
2 commence à y avoir une certaine déconnexion avec
3 les dirigeants d'entreprises. On a fait circuler
4 une pétition sur la taxe carbone au Québec,
5 actuellement, puis on a dépassé les onze mille
6 (11 000) signataires en dedans d'un an. Puis les
7 récentes décisions du gouvernement d'utiliser les
8 surplus pour envoyer ça au Fonds des générations,
9 les entrepreneurs, ils paient plus, puis après ça,
10 ils disent : « Bien, pourquoi je fais ça? »

11 Donc, c'est dans cet esprit-là qu'on a
12 essayé de sortir en dehors de la boîte puis
13 d'essayer de trouver des solutions, parce qu'à un
14 moment donné, à vouloir imposer des changements
15 puis de créer des pressions sur les coûts avec les
16 tarifs d'électricité qui vont augmenter de deux
17 virgule cinq (2,5) fois dans dix (10) ans. Avec la
18 réforme de l'environnement puis de l'EEQ qui
19 augmente les coûts de la consigne, qui augmente les
20 coûts d'EEQ de façon assez importante, bien, ça,
21 les entrepreneurs, ils voient ça dans leurs
22 factures. Puis à un moment donné, si on veut amener
23 une transition, ce n'est pas la bonne voie pour
24 aller chercher l'adhésion des dirigeants
25 d'entreprises. À un moment donné, il va y avoir un

1 désengagement puis une désillusion par rapport à ce
2 qui se passe réellement pour eux puis pour
3 l'environnement.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Si je peux me permettre sur le SPEDE,
6 Monsieur Gosselin. J'essaie de voir la mécanique de
7 votre proposition. Présentement, sur la facture des
8 clients de gaz naturel, donc Énergir-EGQ, il y a un
9 tarif SPEDE, puis le gouvernement reçoit le... il
10 finance en fait le Fonds d'électrification, là,
11 l'ancien Fonds vert, avec les revenus du SPEDE de
12 la taxe carbone et tout ça. J'essaie de voir
13 comment les distributeurs gaziers pourraient se
14 servir de la ligne tarif SPEDE qui, pour être
15 capable de réduire la facture des clients... Je ne
16 comprends pas la mécanique entre le tarif SPEDE que
17 les distributeurs perçoivent et le Fonds
18 d'électrification qui, lui, gère les programmes
19 d'efficacité énergétique, en parallèle... en
20 complément des programmes des distributeurs.
21 J'essaie juste de voir la mécanique de ce que vous
22 proposez, là.

23 M. ANTOINE GOSSELIN :

24 Bien, le Fonds d'électrification reste. Comme
25 monsieur Vincent vient de vous le dire, là, il y a

1 des sommes qui sont utilisées, qui sont envoyées dans
2 le Fonds des générations à partir de... donc, tous
3 les montants qui sont dans le Fonds d'électrification
4 ne sont pas utilisés pour faire de l'efficacité
5 énergétique ou l'électrification. Ce que l'on
6 propose, c'est que les revenus... Et les revenus des
7 distributeurs gaziers, ce n'est pas les seuls revenus
8 qui vont dans le Fonds d'électrification. Donc, ce
9 que l'on propose, c'est que les revenus qui sont
10 tirés du tarif SPEEDE par les distributeurs gaziers,
11 reste auprès des distributeurs gaziers, soient
12 utilisés pour appuyer les mesures d'efficacité
13 énergétique qui existent, qui restent aussi. Et,
14 éventuellement, soient utilisés aussi pour ce qui
15 n'est pas utilisé. Puis, d'autres façons qu'on peut
16 imaginer d'utiliser ces sommes-là pour également
17 aider au niveau de l'efficacité énergétique, ça
18 pourrait, par exemple, être des garanties de prêts ou
19 des garanties financières pour des entreprises de
20 services énergétiques qui veulent implanter des
21 mesures d'efficacité énergétique chez les clients,
22 par exemple. Donc, utiliser ce fonds-là pour appuyer
23 directement l'efficacité énergétique chez les
24 distributeurs, et ultimement, ce qui n'est pas
25 utilisé pour appuyer l'efficacité énergétique, bien,

1 qu'on le retourne au client d'une manière qui ne
2 vient pas nuire aux incitatifs qu'on a essayé de
3 mettre en place.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Puis, on pourrait se servir de ces fonds-là pour
6 réduire l'impact de la socialisation?

7 M. ANTOINE GOSSELIN :

8 On pourrait, mais il faut faire attention. Si...
9 Parce que la première recommandation qu'on vous a
10 faite tantôt, là, c'est de dire : prenons les bons
11 moyens pour atteindre les objectifs de décarbonation.
12 Alors, si le meilleur moyen pour atteindre les
13 objectifs de décarbonation, c'est l'injection de GSR,
14 bien, oui, mais il ne faut pas que ça devienne une
15 excuse ou un moyen de venir financer de l'injection
16 de GSR, qui n'est pas le meilleur moyen de
17 décarbonation.

18 M. FRANÇOIS VINCENT :

19 Si je peux rajouter, on a fait une étude sur
20 l'énergie puis les entrepreneurs avec HEC Montréal,
21 la Chaire de recherche des HEC Montréal, pour essayer
22 de comprendre c'était quoi les meilleurs moyens pour
23 les aider à bouger. Puis, les principales raisons qui
24 vont les amener à avoir une gestion optimale de
25 l'énergie, à cinquante-neuf pour cent (59 %), c'est

1 réduire les coûts d'exploitation, à dix-huit pour
2 cent (18 %), c'est atteindre les réductions de GES,
3 puis à quinze pour cent (15 %), c'est renforcer
4 l'image, la réputation de la culture de l'entreprise.
5 Donc, le gouvernement peut amener un meilleur
6 changement auprès des dirigeants d'entreprise s'il
7 les aide à faire des choix qui vont réduire leurs
8 coûts d'exploitation puis qui vont être bons pour
9 l'environnement.

10 M. STEEVES DEMERS :

11 Une de vos propositions, c'est d'éliminer la limite
12 d'injection, les limites gouvernementales, là, limite
13 d'injection. Comme nous, on a une page blanche, je
14 vous en offre une : on fait quoi après? Qu'est-ce qui
15 se passe après? On a un distributeur qui a des
16 contrats, des actifs, du GNR, beaucoup de travail en
17 arrière de tout ça. Il se passe quoi?

18 M. ANTOINE GOSSELIN :

19 Bien, deux choses. On fait les analyses pour
20 déterminer vraiment c'est quoi la valeur du GSR,
21 qu'est-ce que ça nous apporte comme valeur en termes
22 de décarbonation, qu'est-ce que ça nous apporte comme
23 valeur en termes de sécurité énergétique, autonomie
24 énergétique, qu'est-ce que ça nous apporte comme
25 valeur au niveau du développement économique. Donc,

1 vraiment, aller voir globalement, c'est quoi la
2 valeur que ça apporte, l'ensemble des bénéfices de la
3 production de l'injection de GSR.

4 Et après, bien, on regarde, est-ce que c'est
5 justifié. Est-ce que c'est justifié que... les
6 subventions? Est-ce que c'est justifié de payer plus
7 cher au niveau de la décarbonation? Est-ce que ça me
8 permet d'avoir un moyen de décarbonation qui est
9 efficace. En tenant en compte notamment du fait que
10 bon, bien, vous pouvez avoir des IC, des intensités
11 carbones différentes d'un GSR à l'autre. Donc, tous
12 les contrats ne seront pas nécessairement pareils.

13 Puis après ça, bien, si la conclusion c'est
14 que ça ne vaut pas... ce n'est pas un bon choix
15 économique de préserver les contrats, bien, c'est
16 d'essayer évidemment de les écouler, de les revendre,
17 de trouver une manière de réduire ça. Mais c'est sûr
18 que là, à un moment donné, il faut...

19 M. STEEVES DEMERS :

20 D'accord. Et s'il y a un résiduel de coûts peut-être
21 socialisés, voyez-vous une intervention
22 gouvernementale parce que s'il y a changement de
23 politique...

24 M. ANTOINE GOSSELIN :

25 Écoutez, ça, est-ce qu'il y a un résiduel de coûts ou

1 pas, je ne le sais pas. Comme je vous disais, il nous
2 semble que le marché américain offre à moyen terme un
3 contexte favorable pour se départir des contrats,
4 revendre les... Donc, la première chose c'est de voir
5 c'est quoi la situation, puis rendu là, bien, je
6 pense qu'il faudra voir comment on gère la situation.
7 Mais c'est sûr que c'est un débat qui est à faire,
8 mais en même temps, on ne peut pas décider, je pense,
9 de maintenir des sites d'injection même si on pense
10 que ce n'est pas une bonne idée, simplement parce
11 que, bien, les contrats sont là, et puis donc, on va
12 perpétuer une idée qu'on ne pense pas être bonne.

13 M. STEEVES DEMERS :

14 Merci beaucoup.

15 M. SAMY GENNAOUI :

16 Bonjour, Messieurs. J'avais à peu près les mêmes
17 questions que mon collègue. J'en ai quelques autres,
18 vous dites, d'entrée de jeu, le règlement ne permet
19 pas de réaliser la transition énergétique au moindre
20 coût. Donc ça, c'est une justification pour abolir le
21 règlement, littéralement, si je regarde votre
22 présentation. Ma question, ce serait : on a quand
23 même l'obligation de réaliser la transition
24 énergétique, au moindre coût, oui, mais réaliser la
25 transition énergétique, donc si on abolit le

1 règlement, quelles autres mesures pourraient être
2 prises pour réaliser la transition énergétique? Il y
3 en a une multitude, mais...

4 M. ANTOINE GOSSELIN :

5 C'est sûr, je n'ai pas de mesures précises à vous
6 donner. Je veux dire, il y a tout un catalogue
7 d'actions qui sont prises et qui peuvent être prises.
8 Mais ultimement, je pense qu'un outil comme le SPEDE
9 qui envoie un signal dans l'économie, il faut laisser
10 le marché trouver les bonnes manières d'atteindre les
11 objectifs de décarbonation plutôt que de pousser un
12 moyen.

13 M. SAMY GENNAOUI :

14 Et si on laisse le marché aller, il n'y a pas un
15 danger que le marché s'assoie sur des positions
16 actuelles, puis n'essaie pas de chercher des moyens
17 de pousser la décarbonation?

18 M. FRANÇOIS VINCENT :

19 Bien, utilisons les leviers pour aider le marché à
20 pousser des solutions environnementales qui sont à
21 meilleur coût. T'sais, on ne vit pas dans une bulle,
22 là. Je veux dire, il y a des juridictions qui sont
23 autour de nous, puis les entreprises qui sont plus
24 grandes, elles peuvent aller ailleurs. Sinon, on peut
25 juste écraser nos petites entreprises, puis à un

1 moment donné, ça ne fonctionnera plus, puis on va
2 juste les étouffer. Puis on était contents de voir
3 cet avis-là, parce que vous êtes des experts, puis
4 vous allez pouvoir émettre des recommandations.

5 Nous, on a la perspective des PME, mais vous
6 autres, vous allez avoir une perspective large pour
7 amener le gouvernement à prendre les meilleurs choix
8 possible pour la société. Puis la façon la plus
9 facile pour le Législateur, bien, c'est faire des
10 pressions pour les entreprises, parce que de toute
11 façon, il y a moins de votes, puis ça ne dérange pas.
12 Mais à un moment donné, ce n'est pas les meilleures
13 politiques publiques qu'on va mettre en place. Puis
14 on le voit actuellement avec la consigne. On le voit
15 avec EEQ, on le voit avec la gestion du Fonds vert,
16 puis avec le GSR qu'on essaie de mettre dans la gorge
17 les entreprises, puis après ça, on va le chercher à
18 moindre coût ailleurs. T'sais, fait qu'à un moment
19 donné, ça va faire.

20 M. SAMY GENNAOUI :

21 Je reviendrais sur des propositions, puis je pense
22 que même l'ACIG l'a dit, puis j'imagine que vous êtes
23 d'accord avec l'hypothèse selon laquelle les
24 entreprises industrielles ont plus de moyens de
25 valoriser par elles-mêmes les attributs

1 environnementaux puis... et de le monnayer également.
2 Donc, les recommandations qui étaient faites dans le
3 sens de dire : bon, appliquons le montant qui est
4 applicable aux industriels et s'il reste un résidu -
5 qu'on peut appeler « frais de socialisation » ou
6 autre -, qu'il serait transféré au reste de la
7 clientèle. Mais si ce montant-là s'avérait à devenir
8 beaucoup plus bas, parce qu'on réussit à vendre un
9 plus grand volume aux industries en valorisant mieux
10 la molécule, en valorisant mieux les attributs,
11 est-ce que c'est un débouché avec lequel vous seriez
12 favorable?

13 M. ANTOINE GOSSELIN :

14 Je ne suis pas sûr de comprendre la question.

15 M. SAMY GENNAOUI :

16 Vous dites qu'on fait des ventes volontaires aux
17 industriels...

18 M. ANTOINE GOSSELIN :

19 Oui.

20 M. SAMY GENNAOUI :

21 ... à un coût moindre que le coût total.

22 M. ANTOINE GOSSELIN :

23 Ah, O.K. Oui, mais ça, je pense qu'on avait déjà
24 discuté de cette question-là, je pense, dans le
25 dossier 34... 4334, un peu, là, on a parlé de ça.

1 Mais l'idée qui consiste à réduire le prix de vente à
2 un client pour augmenter les volumes socialisés, il
3 faut faire attention, là. Le... cet outil là, puis
4 sur ça, je pense qu'on a une position qui est très
5 alignée sur celle d'Énergir, là, si on change le prix
6 pour un client pour favoriser la vente de volume, il
7 faut que ça ait pour effet de diminuer le coût de la
8 socialisation pour les autres. Et donc, ce n'est pas
9 du tout acquis que c'est le cas, là. Parce que si
10 vous baissez le prix que vous allez vendre, par
11 exemple, aux grands consommateurs, bien là, vous
12 perdez déjà des revenus que vous devez socialiser
13 auprès des autres. Donc, il faut que vous ayez une
14 augmentation des ventes très significative pour
15 compenser ça. Donc, je ne sais pas si c'est le...

16 M. SAMY GENNAOUI :

17 Bien, évidemment, ça serait ça l'objectif, pas
18 d'augmenter le...

19 M. ANTOINE GOSSELIN :

20 Oui.

21 M. SAMY GENNAOUI :

22 ... frais de socialisation en diminuant le...

23 M. ANTOINE GOSSELIN :

24 Mais je...

25

1 M. SAMY GENNAOUI :

2 ... le coût des autres.

3 M. ANTOINE GOSSELIN :

4 ... je vois très peu de place pour une solution comme
5 ça présentement dans le marché.

6 M. SAMY GENNAOUI :

7 Merci. Puis, une dernière question. Vous parlez
8 d'ouvrir le marché, d'avoir des appels d'offres ou...
9 je ne me rappelle pas les termes exacts que vous avez
10 utilisés, mais d'avoir l'approvisionnement qui est
11 fait de manière compétitive à chaque fois dans le but
12 d'obtenir le meilleur coût possible. Est-ce que vous
13 avez vu que ça peut entraîner des économies assez
14 fortes, assez significatives?

15 M. ANTOINE GOSSELIN :

16 Bien, on voit que le... il y a des écarts importants,
17 quand même, de prix entre des contrats d'origine
18 québécoise puis des contrats qui proviennent de
19 l'extérieur du Québec. Puis on voit aussi, t'sais, ne
20 serait-ce que le mécanisme qui est utilisé par
21 Énergir, qui est un mécanisme de livre ouvert, puis
22 Énergir qui nous dit : « Bien, moi, je vais
23 contracter tout ce qui vient du Québec, tant que je
24 rentre dans les paramètres de prix qui me sont
25 autorisés en priorité, indépendamment que s'il y a du

1 gaz disponible moins cher à l'extérieur du Québec. »
2 Donc, évidemment, cette contrainte-là va faire en
3 sorte qu'il y a des grosses, grosses chances que vous
4 vous ramassiez à payer plus cher que si vous avez un
5 processus compétitif. Puis j'ai de la difficulté un
6 peu avec cette notion-là que ce qui est produit au
7 Québec doit être consommé au Québec, et vice versa.

8 On l'a vu, les différents GSR ne sont pas
9 tous... les GSR ne sont pas tous équivalents. On le
10 voit aussi dans les faits aujourd'hui, ça vous a été
11 présenté hier. Je pense qu'il y a une grosse partie
12 de la production de GSR au Québec présentement qui
13 est importée. Puis le Québec en importe en
14 contrepartie. Je pense que c'est sain. Sauf dans
15 certaines circonstances où il faut faire attention.
16 C'est sûr que si on donne des subventions très
17 élevées à un producteur qui ramène son coût de
18 revient très bas, puis qu'il décide de l'exporter
19 parce que c'est plus payant, là, il y a peut-être
20 quelque chose auquel il faut faire attention.

21 Mais dans la mesure où les aides à la
22 production sont calibrées de manière raisonnable,
23 c'est tout à fait sain qu'il y ait des échanges dans
24 les deux sens, des importations, des exportations. On
25 n'aurait jamais cette discussion-là sur n'importe

1 quel autre produit de consommation au Québec. Je veux
2 dire, il faut que... au Québec, on consomme les
3 tomates. T'sais, on ne peut pas exporter les tomates
4 québécoises. On les garde au Québec puis on les
5 consomme au Québec, et vice versa. T'sais, je... j'ai
6 un petit peu de difficulté avec le concept d'essayer
7 d'être en autarcie au niveau du GSR.

8 M. SAMY GENNAOUI :

9 Je vous remercie beaucoup.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Juste avant de céder la parole à maître Cardinal,
12 quelques questions. Juste rebondir sur votre dernière
13 affirmation. Puis j'imagine que ce n'est pas ça que
14 vous vouliez dire, mais si le gouvernement du Québec
15 aide une PME québécoise et que cent pour cent (100 %)
16 de sa production va aller à l'exportation, vous êtes
17 à l'aise avec ça, là, ou vous ne l'êtes pas?

18 M. ANTOINE GOSSELIN :

19 Bien, cent pour cent (100 %) ou pas cent pour cent
20 (100 %), mais ce que je veux dire, c'est qu'il n'y
21 a... l'exportation, il n'y a rien de mal là-dedans,
22 là. On subventionne des entreprises constamment pour
23 favoriser les exportations, donc... Non,
24 effectivement, là. Fait qu'une entreprise, une PME
25 fasse des exportations, il n'y a absolument rien de

1 négatif là-dedans, je pense, là.

2 LE PRÉSIDENT :

3 O.K. Parce que j'ai compris de votre affirmation
4 précédente que si un programme d'aide du gouvernement
5 venait subventionner un producteur de GSR puis que
6 toute sa production était envoyée à l'extérieur, ce
7 n'était pas acceptable pour vous.

8 M. ANTOINE GOSSELIN :

9 Non, je disais que ce n'était pas acceptable
10 seulement si les subventions étaient excessives, là.
11 T'sais, autrement dit, là, si on donnait deux cents
12 millions (200 M) de subventions à un producteur de
13 GSR qui lui amenait un coût de revient, je ne sais
14 pas, moi, de dix dollars du gigajoule (10 \$/GJ), bien
15 là, j'aurais tendance à dire : bien là, si on
16 consacre tellement d'argent, on pourrait peut-être en
17 bénéficier localement. Mais si les subventions sont
18 calibrées de manière raisonnable, il peut encore tout
19 à fait y avoir un bénéfice à ce que...

20 Puis, en fait, ce producteur-là, s'il a le
21 droit d'exporter, peut-être qu'on va devoir... on
22 n'aura pas à lui donner une subvention aussi élevée
23 pour qu'il puisse produire au Québec, atteindre
24 l'objectif de favoriser la production au Québec, puis
25 avec les bénéfices que ça peut comporter, que si on

1 l'oblige à vendre son GSR au Québec. Donc, non, non,
2 il n'y a aucun problème à ce niveau-là.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Maître Cardinal. J'aurai d'autres questions après
5 maître Cardinal, mais...

6 PÉRIODE DE QUESTIONS PAR Me AMÉLIE CARDINAL :

7 Ah, bon, parfait. Je ne prendrai pas trop de temps de
8 toute façon. Ça ne sera pas très long. Bonjour,
9 Monsieur Gosselin, Monsieur Vincent. Amélie Cardinal
10 pour la Régie. En fait, c'est des questions de suivi
11 en lien avec les réponses que vous avez fournies à la
12 DDR de la Régie. Si on peut les afficher, Madame la
13 Greffière, pour faciliter les références. C'est la
14 pièce C-FCEI-0008.

15 Si on descend plus bas, à la question 4, en
16 fait, la Régie demandait de commenter la
17 recommandation de rendre conditionnelles les aides
18 gouvernementales à un approvisionnement cent pour
19 cent (100 %) québécois. Puis là, la FCEI
20 répond qu'elle ne croit pas que ce soit le rôle des
21 consommateurs de gaz naturel d'assumer le coût du
22 développement de la filière ni qu'il soit justifié de
23 restreindre les producteurs à vendre leur production
24 au Québec, sauf circonstances particulières. Est-ce
25 que vous pouvez élaborer un peu sur les circonstances

1 particulières que vous envisagez?

2 M. ANTOINE GOSSELIN :

3 C'est exactement ce que je venais d'expliquer au
4 niveau des subventions, là.

5 Me AMÉLIE CARDINAL :

6 O.K. Parfait.

7 M. ANTOINE GOSSELIN :

8 Si jamais on octroyait des subventions très élevées,
9 bien là, peut-être que ça pourrait effectivement être
10 problématique, là, de... C'est ça. La même réponse
11 que j'ai...

12 Me AMÉLIE CARDINAL :

13 O.K.

14 M. ANTOINE GOSSELIN :

15 Je ne réexpliquerai pas...

16 Me AMÉLIE CARDINAL :

17 Donc, ce serait principalement ça, l'histoire des
18 subventions.

19 M. ANTOINE GOSSELIN :

20 Oui.

21 Me AMÉLIE CARDINAL :

22 O.K. Parfait.

23 M. ANTOINE GOSSELIN :

24 Oui.

25

1 Me AMÉLIE CARDINAL :

2 C'est bon. Ensuite, à la question 5, où la Régie
3 demandait de commenter un scénario qui octroierait à
4 la Régie le pouvoir d'encadrer les contrats de GSR,
5 la FCEI indique qu'elle ne croit pas qu'il soit
6 judicieux que la Régie le fasse, dans le fond, en
7 dehors du cadre réglementé, mais qu'il serait
8 judicieux qu'elle tienne compte de la cannibalisation
9 possible des ressources en GSR et bioénergie
10 lorsqu'elle détermine les caractéristiques générales
11 des contrats afin que ses ressources ne soient pas
12 détournées d'usages plus efficaces. Quand vous parlez
13 « d'usages efficaces », pouvez-vous donner des
14 exemples? De quoi vous parlez?

15 M. ANTOINE GOSSELIN :

16 Plus économiquement efficaces. Bien, vous avez... Par
17 exemple, il n'y a pas si longtemps, on parlait de la
18 situation de Sainte-Sophie. Donc, vous aviez une
19 situation qui était là, qui prévalait depuis de
20 nombreuses années. Vous aviez un site d'enfouissement
21 qui envoyait du biogaz sur une conduite dédiée à
22 l'usine de Domtar à Sainte-Sophie.

23 Puis là, bien, Énergir avait son mandat
24 d'achat de GSR et était autorisé à payer un certain
25 prix. Donc, il est allé ramasser ce biogaz-là, qui...

1 ça devenait pour le site d'enfouissement plus payant
2 de purifier son biogaz, puis de construire une
3 conduite, puis l'envoyer à Énergir pour qu'il puisse
4 rencontrer son objectif de... ses exigences
5 d'injection de GSR.

6 Mais pendant ce temps-là, vous aviez une
7 entreprise qui perdait l'accès à un biogaz, qui était
8 beaucoup meilleur marché, qui devait maintenant
9 devenir cliente, ou en tout cas, consommer davantage
10 de volume auprès d'Énergir, puis ça faisait augmenter
11 ses coûts.

12 Ça, c'est une situation où on peut vraiment
13 se demander si, au niveau environnemental, on a gagné
14 quelque chose, puis combien ont coûté chaque tonne de
15 GES évité de plus, s'il y en a eu, donc... Mais...
16 puis il peut y avoir d'autres scénarios comme ça. Je
17 sais qu'il y avait un site d'enfouissement, par
18 exemple, à Saint-Étienne-des-Grès, qui a déjà fourni
19 du gaz naturel... du biogaz à des entreprises
20 avoisinantes, puis aujourd'hui, je pense, injecte
21 dans le réseau d'Énergir. Alors, peut-être que dans
22 ce cas-là, c'est peut-être différent, là, mais
23 l'idée, essentiellement, c'est de faire attention à
24 ça.

25 T'sais, je pense que c'est monsieur Sebaa qui

1 en parlait ce matin, il peut y avoir des solutions
2 locales qui sont beaucoup plus efficaces que de
3 purifier le gaz puis de l'envoyer dans le réseau. Et
4 ce que la Régie devrait encadrer, selon nous, c'est
5 de s'assurer que ces situations-là ne se produisent
6 plus.

7 Me AMÉLIE CARDINAL :

8 Parfait. Bien, ça va compléter. Merci.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Merci, Maître Cardinal. Quelques questions en vrac,
11 puis... La prochaine question, j'espère que, Monsieur
12 Vincent, vous ne serez pas fâché. Mais vous nous avez
13 dit, Monsieur Gosselin, à la planche numéro 7, puis
14 on n'a pas besoin de l'afficher, mais qu'un impact
15 tarifaire entre point cinq pour cent (0,5 %) et un
16 point trois pour cent (1,3 %), c'étaient des hausses
17 qui n'étaient pas négligeables, qui pourraient nous
18 mener à un treize pour cent (13 %) sur dix (10) ans,
19 là, je pense que c'est à peu près ce que vous avez
20 dit, dans cette fourchette-là.

21 Votre collègue qui représente l'Association
22 des hôteliers du Québec et des restaurateurs, hier,
23 nous a dit qu'entre trois (3 %) et quatre pour cent
24 (4 %) annuellement, ça devient un choc tarifaire.
25 Est-ce que je comprends que, pour vous, à un point

1 cinq (1,5), un point trois (1,3), on est dans un choc
2 tarifaire?

3 M. ANTOINE GOSSELIN :

4 Bien, ce n'est pas une question de choc... d'abord,
5 « choc tarifaire », la définition, ce terme-là
6 revient beaucoup dernièrement. Donc, c'est très
7 vague, ce que c'est ou ce que ce n'est pas, un choc
8 tarifaire. Mais je pense que ce qu'il faut retenir le
9 plus, c'est, un, d'abord, ça c'est des simulations,
10 donc il y a de l'incertitude beaucoup autour de ça.
11 Mais est-ce que c'est la meilleure solution? C'est
12 surtout ça. Puis c'est pour ça que je vous disais, à
13 la fin de cette planche-là : même si vous jugez que
14 ce n'est pas si terrible en termes d'impact, si on
15 est capable de faire mieux, pourquoi aller dans cette
16 direction-là? Je pense que ça serait un peu la
17 réponse que je vous offrirais là-dessus.

18 M. FRANÇOIS VINCENT :

19 Mais surtout aussi qu'on... par l'obligation
20 réglementaire, on augmente la pression sur les coûts
21 d'exploitation des PME. Puis c'est... dans les
22 données de la FCEI, historiquement, ils n'ont jamais
23 été aussi élevés, là. Mes membres ont d'autres choses
24 à faire que de juste faire les « drama » quand ils
25 répondent à mes questions de sondages, là. Sur seize

1 (16) ans, ce n'est pas normal que ça soit plus élevé.

2 Puis ça, ça arrive à un moment où les autres
3 coûts augmentent ou... Puis, t'sais, si admettons,
4 elle, elle se retrouve à avoir une augmentation de
5 soixante-dix pour cent (70 %) de ses coûts à EEQ en
6 même temps, qui là, parce qu'elle a un nouveau
7 branchement, elle va avoir un coût de gaz naturel
8 plus élevé. Mais que si elle avait lancé son
9 entreprise en Ontario ou en Alberta, elle aurait
10 moins de taxes sur la masse salariale, elle aurait
11 moins de réglementations à suivre, bien, elle aurait
12 un coût qui serait moins élevé.

13 Fait que t'sais, définir quel est le choc
14 tarifaire? Moi, le verre est déjà plein, puis là, on
15 ne fait que rajouter de l'eau dedans, puis ça salit
16 la table.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Votre première recommandation principale, c'est
19 l'abolition de l'exigence de livraison de GSR. Donc,
20 l'abolition du Règlement comme on le connaît
21 actuellement. Vous avez un peu répondu à la question
22 de mon collègue, Monsieur Gosselin, un peu plus tôt,
23 sur : bien, Énergir pourra revendre ses capacités sur
24 le marché, mais si dans les contrats, il ne peut pas
25 revendre ses capacités, il ne peut pas céder ses

1 capacités, bien, on est « pris » avec - « pris », je
2 le mets entre guillemets, là - jusqu'à la fin du
3 contrat, on va devoir les socialiser, ces coûts-là.
4 Donc, qu'est-ce qu'on fait?

5 M. ANTOINE GOSSELIN :

6 Bien, écoutez, je pense qu'il faudrait voir à ce
7 moment-là. Mais je serais... je ne vois pas qu'est-ce
8 qui pourrait... comment les contrats pourraient ne
9 pas être vendables ou les volumes pourraient ne pas
10 être vendables. J'ai beaucoup de misère à... avec...

11 LE PRÉSIDENT :

12 On jase, là. Les contrats sont vendables. On prend
13 l'hypothèse qu'ils le sont. Mais qu'il y a des
14 pénalités pour le faire.

15 M. ANTOINE GOSSELIN :

16 Mais ce que je veux dire, c'est sans les... Je veux
17 dire, Énergir possède une molécule. Puis je n'ai pas
18 vu les contrats, là, mais à la limite, je ne dis même
19 pas de briser le contrat. Je veux dire de prendre les
20 volumes puis les revendre.

21 Donc, à la limite, Énergir peut rester
22 responsable du contrat. C'est pour le vendeur de
23 vendre à un distributeur réglementé ou vendre à une
24 entreprise qui a peut-être les reins moins solides.
25 C'est vrai que ça peut être différent. Donc... Mais à

1 la limite, le distributeur peut rester responsable du
2 contrat, mais quand même revendre les volumes, là,
3 céder les volumes.

4 Donc, je continue à avoir de la difficulté
5 avec un scénario où c'est absolument inévitable qu'on
6 doit consommer ces volumes-là.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Une question rapide. À la planche 12, qui était la
9 question 4 du ministre, là, pour l'approvisionnement
10 compétitif à moindre coût, vous nous dites à la fin :

11 Traiter tous les approvisionnements,
12 québécois et extérieurs, à l'intérieur
13 d'un même processus compétitif.

14 Et :

15 Si cela est justifié par des analyses
16 rigoureuses, tenir compte d'une prime à
17 la provenance québécoise.

18 Vous la voyez comment, cette prime-là?

19 M. ANTOINE GOSSELIN :

20 Bien, un montant. Un montant en cents par mètre cube.

21 Donc...

22 LE PRÉSIDENT :

23 Financé par qui?

24 M. ANTOINE GOSSELIN :

25 Financé par personne. C'est, par exemple, on fait une

1 évaluation puis on se rend compte que pour la
2 clientèle du distributeur réglementé, la sécurité
3 d'approvisionnement puis l'autonomie énergétique, ça
4 a une valeur de deux cents du mètre cube (2 ¢/m3).
5 Bon, bien, là, on sera prêt à payer deux cents du
6 mètre cube (2 ¢/m3) de plus si le gaz vient du
7 Québec. Donc, on tient compte de ce deux cents du
8 mètre cube (2 ¢/m3) là dans la comparaison, dans le
9 fond.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Merci. Maître Cardinal, ça va? Donc, ça met fin aux
12 questions de la Régie. Messieurs, je vous remercie
13 beaucoup. Donc, on va prendre une pause de quinze
14 (15) minutes. Donc, de retour à quatorze heures
15 vingt-cinq (14 h 25). Merci beaucoup.

16 M. ANTOINE GOSSELIN :

17 Merci.

18 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

19 REPRISE DE L'AUDIENCE

20 _____

21 LE PRÉSIDENT :

22 Rebonjour. On est désolé pour vous qu'il ne reste
23 plus beaucoup de monde dans la salle. Merci, Monsieur
24 Finet, Monsieur Gosselin, c'est apprécié. Si vous
25 voulez juste avant de débiter votre présentation vous

1 présenter, puis vous pourrez débiter par la suite.

2 PRÉSENTATION D'OPTION CONSOMMATEURS

3 M. CÉDRIC LASCOMBE :

4 Bonjour à tous. Monsieur le Président, Messieurs les
5 Régisseurs. Je m'appelle Cédric Lascombe. Je suis
6 analyste pour Option consommateurs. Je suis fondateur
7 de Positive qui est une firme de conseil en
8 développement énergétique de manière générale. Et je
9 viens du monde de la production d'énergie
10 renouvelable où j'ai passé plus de vingt (20) ans.
11 Mais maintenant, je conseille donc à la fois des
12 communautés autochtones et municipales dans des
13 grands projets éoliens notamment, et puis j'aide
14 aussi Option consommateurs sur ce dossier, et puis
15 quelques autres. Vous allez me revoir bientôt.

16 Première « slide », s'il vous plaît. Option
17 consommateurs soutient la décarbonation et demande
18 qu'elle se fasse au meilleur coût par tonne évitée.
19 Je vais d'abord saluer un choix. Le Québec s'est
20 donné une exigence de gaz renouvelable dans son
21 réseau gazier, valoriser ses résidus, verdir le
22 réseau, bâtir une filière d'ici.

23 Option consommateurs soutient cet objectif.
24 Elle ne conteste ni l'urgence climatique ni la place
25 du GSR. Je veux aussi saluer votre invitation le

1 vingt-neuf (29) juillet, la Formation nous a demandé
2 d'aborder ce sujet comme une page blanche et de
3 sortir du cadre. Nous avons pris ça au sérieux.

4 Notre fil conducteur tient en deux mots :
5 efficace, c'est d'atteindre la cible; efficient,
6 c'est d'atteindre au meilleur coût par tonne évitée.
7 Efficace, c'est d'arriver à destination; efficient,
8 c'est d'y arriver sans payer le voyage huit fois. Le
9 dispositif actuel est efficace. Il livre ses volumes
10 et évite de vraies émissions. Il peut devenir
11 efficient. Notre souhait : une transition ordonnée au
12 moindre coût plus de tonnes évitées par dollar. C'est
13 ce que nous venons défendre.

14 Prochaine « slide », s'il vous plaît. Le GSR
15 ne manque pas de règles. Il lui manque des acheteurs.
16 La bonne nouvelle, les acheteurs existent : un
17 transporteur qui remplace son diesel, un réseau
18 électrique qui veut éviter de construire de la
19 pointe; un industriel qui cherche une réduction
20 mesurable. Le Québec a déjà de quoi faire augmenter
21 la production, les ventes et l'utilisation de GSR.

22 Nous avons passé chaque proposition, la nôtre
23 comme celle des autres à deux questions : combien de
24 tonnes évitées ce dollar achète-t-il? Crée-t-il un
25 acheteur? Je suivrai les cinq questions du ministre

1 dans l'ordre, et je les rattache également au passage
2 les six demandes de la Régie.

3 Prochaine planche, s'il vous plaît. Le
4 consommateur paie la tonne évitée huit fois son prix
5 de marché. Le prix, c'est trois cent soixante-deux
6 dollars la tonne (362 \$/t). C'est ce que coûte une
7 tonne de CO2 évitée par l'exigence de GSR
8 aujourd'hui. C'est calculé sur le tarif en vigueur.

9 Le marché québécois du carbone le fixe autour
10 de quarante-cinq dollars (45 \$), huit fois plus, et
11 s'aligne sur la facture. La socialisation sur dix
12 mètres cubes (10 m3) que le règlement oblige à
13 acquérir, moins d'un et demi trouve preneur. Le
14 problème, c'est l'invendu. Il est socialisé, deux
15 cent quatre-vingt-cinq millions (285 M) en vingt-
16 six/vingt-sept (2026-2027), trente-cinq (35) fois
17 plus qu'il y a deux ans. Et d'ici deux mille trente-
18 cinq (2035), plus d'un milliard (1 G) au cumul, voilà
19 un véritable mur tarifaire.

20 L'origine. Le Québec exporte environ quatre-
21 vingt-dix pour cent (90 %) de ce qu'il produit et
22 importe près de quatre-vingts pour cent (80 %) de ce
23 qu'il contracte. C'est une réponse rationnelle au
24 prix, j'y reviendrai. C'est l'instrument qu'il faut
25 recalibrer et c'est précisément l'avis - l'objet,

1 pardon - de l'avis. L'enjeu n'est pas seulement de
2 dépenser moins, mais plutôt d'obtenir plus de tonnes
3 évitées pour chaque dollar. Prochaine planche, s'il
4 vous plaît. Merci.

5 Option consommateur demande de compter en
6 tonnes évitées jusqu'en deux mille cinquante (2050).
7 C'est la réponse à la question numéro 1 du ministre
8 sur la trajectoire. Notre réponse est qu'aucune
9 trajectoire de pourcentage ne peut être optimale,
10 tant que l'exigence est libellée en mètres cubes. Le
11 dispositif utilise aujourd'hui quatre unités de
12 mesure distinctes. Le mètre cube pour l'obligation,
13 des cents par mètre cube pour le tarif, des dollars
14 par gigajoule pour les contrats et des dollars par
15 tonne évitée pour les attributs. L'objectif, lui, se
16 compte en tonnes. D'où trois changements qui sont
17 proposés.

18 Un, libeller l'exigence en tonnes évitées.
19 C'est notre troisième recommandation. À résultat
20 climatique égal, le volume requis baisse, l'inventu
21 baisse donc d'autant, et les projets les moins
22 carbonés, dont le gisement agricole québécois, par
23 exemple, deviennent les plus avantageux. Une seule
24 mesure allège la facture et soutient la filière.

25 Deuxième, porter l'obligation sur le gaz à

1 toute utilisation confondue, quel que soit le mode de
2 livraison.

3 Trois, porter l'horizon à deux mille
4 cinquante (2050), comme le PGIRE. Puisque les
5 contrats courent sur vingt (20) ans, deux mille
6 trente-cinq (2035) n'est qu'une étape. Une
7 trajectoire qui s'arrête à deux mille trente-cinq
8 (2035) n'est pas suffisante.

9 Prochaine planche, s'il vous plaît. Merci.
10 Sur la demande numéro 6 de la Régie, nous répondons :
11 oui, la Régie valide la capacité disponible parmi les
12 gisements québécois de GSR et le gouvernement fixe la
13 cible. Ce que le dossier établi, le potentiel
14 qu'Énergir estime pouvoir contracter d'ici deux mille
15 trente-cinq (2035) couvre quarante-quatre virgule
16 quatre (44,4 %) à six virgule six pour cent (6,6 %)
17 des livraisons. Avec la production aujourd'hui
18 exportée, six à huit virgule cinq pour cent
19 (6-8,5 %). Donc, c'est dans l'hypothèse où on
20 pourrait rapatrier la production qui est exportée. On
21 considère, on calcule ça, puis je suis aligné avec
22 les chiffres de monsieur Marcoux là-dessus, entre six
23 (6 %) et huit virgule cinq pour cent (8,5 %), c'est
24 la capacité du gisement disponible, gisement
25 québécois.

1 Une cible de dix pour cent (10 %) ne rapatrie
2 donc rien, elle oblige à importer, mais une capacité
3 dépend du prix. L'étude de deux mille dix-huit (2018)
4 de HEC voyait le gisement plus que tripler sur une
5 plage de dix dollars (10 \$), puisque la capacité
6 finalement est liée au prix. C'est aussi une bonne
7 nouvelle, un mécanisme stable qui paie la performance
8 peut faire apparaître des gisements que les
9 inventaires actuels ne comptent pas, d'où la
10 séquence. La Régie valide la capacité et son coût par
11 tonne évitée, exercice technique et contradictoire
12 qui relève de son expertise. Le gouvernement fixe la
13 cible, choix de politique publique. Une revue
14 quinquennale l'ajuste. La cible doit suivre le
15 gisement et non l'inverse.

16 Prochaine « slide ». Merci. Question numéro 2
17 du ministre. Pour réduire la socialisation, il faut
18 vendre le gaz. La formule du surcoût socialisé a deux
19 facteurs et un seul se pilote. Effectivement, on ne
20 peut pas piloter le prix sur un marché, mais on peut
21 piloter le volume et, notamment, le volume invendu.
22 La question devient donc : comment faire en sorte que
23 le GSR trouve preneur? Et nous vous proposons trois
24 leviers.

25 Le premier, réduire le volume requis. C'est

1 l'exigence en tonnes évitées déjà vue, c'est le
2 levier le plus puissant du mémoire.

3 Le deuxième levier est la pointe hivernale.
4 La Régie a établi qu'électrifier tout le chauffage
5 des bâtiments exigerait deux mille soixante-dix
6 mégawatts (2070 MW) de puissance électrique
7 supplémentaires à la pointe, un investissement évité
8 de deux point sept milliards (2,7 G\$), tel que la
9 Régie l'a établi en deux vingt-deux (22).
10 La biénergie ramène ce besoin à soixante-trois
11 mégawatts (63 MW). Donc, diriger le GSR vers ces
12 heures coûte cent onze millions (111 M\$) par an,
13 soixante et un millions (61 M\$), une fois les
14 attributs déduits contre cent soixante-dix-neuf
15 millions (170 M\$) à peu près par an de capacité
16 évitée.

17 La dépense se finance elle-même et laisse un
18 solde positif d'environ soixante-huit millions
19 (68 M\$) par an. Un chiffre prudent au regard du coût
20 de la capacité nouvelle. Il ne s'agit pas d'acheter
21 plus de gaz renouvelable, mais de choisir où il va.

22 Le troisième levier, c'est le transport
23 lourd. Aux prix des contrats québécois déjà signés,
24 le GSR revient à un dollar quatre-vingt-trois le
25 litre (1,83 \$/L) équivalent diesel. Le mémoire le

1 comparait à un diesel à deux quarante-huit (2,48 \$/L)
2 relevé en juillet avec la suspension de la taxe
3 d'accise fédérale. Une petite mise à jour, ici, la
4 Régie relève deux quatre-vingt-neuf dollars le litre
5 (2,89 \$/L) pour la semaine du cinq (5) octobre.
6 L'avantage passe d'environ d'un quart à plus du
7 tiers. Et même le gaz de biométhanisation, à son coût
8 actuel, devient compétitif. Le transport lourd est le
9 seul usage examiné où la molécule se vend sans écart
10 à combler ni par le tarif ni par le budget de l'État.

11 Prochaine « slide », merci. Sur les
12 demandes 1 et 2 de la Régie, la réponse est : oui, un
13 droit d'accès, pas une obligation d'achat. Et,
14 également : un actif utile sans double paiement.
15 Alors, remplacer l'obligation de distribution par une
16 obligation de recevoir, nous y sommes favorables, à
17 une condition qui en fixe tout le sens. Recevoir doit
18 vouloir dire donner accès et non acheter. Le
19 Producteur paie le service de réception au tarif fixé
20 par la Régie, puis vend son gaz à un consommateur ou
21 à un courtier. Le distributeur n'acquiert plus de
22 volumes à écouler. Il n'y a plus d'inventu à
23 socialiser. La Loi connaît déjà ce droit, à
24 l'article 77 pour le gaz naturel, nous demandons
25 qu'il soit universel et neutre.

1 Élargir l'actif utile. Nous sommes d'accord
2 sur le principe. Le raccordement, le consommateur le
3 paie déjà dans le prix de la molécule, sans le voir.
4 Toutefois, à trois conditions, pas de double
5 paiement, un plafond maintenu et une frontière au
6 point de réception, mais réduire le coût de
7 raccordement facilite l'offre. Ça ne crée pas de
8 demande. D'où notre demande de compter aussi le gaz
9 livré hors réseau.

10 Alors, prochaine slide, c'est la réponse à la
11 question numéro 3 du ministre. Option Consommateurs
12 demande de payer la tonne évitée, pas le gigajoule.
13 Notre réponse, c'est que le Québec pourrait reprendre
14 sa propre production, sans coût additionnel pour le
15 consommateur, parce que ses projets les plus
16 performants valent davantage que ce qu'il importe.

17 Il ne s'agit pas d'ériger une barrière, mais
18 de cesser d'être le seul marché à ne pas payer la
19 qualité carbone. L'outil est simple, acheter en
20 dollars par tonne évitée plutôt qu'en dollars par
21 gigajoule. Le prix par tonne évitée, c'est le prix
22 par gigajoule divisé par l'intensité carbone vérifiée
23 du site.

24 À performance égale, la molécule la moins
25 carbonée devient la moins chère. Les projets les

1 moins carbonés, dont le gisement agricole québécois,
2 deviennent les plus avantageux. Nul besoin d'une
3 disposition mentionnant l'origine.

4 Une précision au sujet des volumes déjà
5 contractés. Nous ne nous prononçons pas sur une
6 quelconque résiliation des contrats existants, car
7 nous n'en connaissons pas les dispositions.
8 Toutefois, la question du partage équitable et du
9 risque contractuel entre les parties reste une
10 préoccupation légitime pour le consommateur.

11 La prochaine slide c'est la réponse numéro 4
12 à la Régie sur le - excusez-moi, sur le gisement
13 québécois. Alors, une préférence de performance, pas
14 d'origine. Nous partageons l'objectif, pas
15 l'instrument. La production québécoise s'exporte pour
16 une raison simple : les marchés américains paient
17 l'intensité carbone. Le Québec paye le volume. Avec
18 ses crédits, le gaz d'enfouissement rapporte environ
19 quarante-six dollars le gigajoule (46 \$/GJ) aux
20 États-Unis, le gaz de fumier est de soixante-sept à
21 quatre-vingt-deux dollars (67-82 \$). Au Québec,
22 Énergir estime ses prix d'achat à trente point sept
23 dollars (30,7 \$) pour les contrats signés et à
24 environ quarante-cinq dollars (45 \$) pour les projets
25 subventionnés. Le producteur qui exporte répond

1 simplement au prix.

2 Une condition d'origine ne change pas à ce
3 prix. Soit l'aide augmente pour compenser et le
4 contribuable paie l'écart, soit le projet est perdu.
5 Et une condition de cent pour cent (100 %) québécois
6 ne peut coexister avec une cible de dix pour cent (10
7 %) quand le gisement ne couvre que six à huit virgule
8 cinq pour cent (6-8,5 %). Le PSPGNR vingt-six/vingt-
9 neuf (2026-2029) comporte déjà une condition de ce
10 type, observons-en les effets avant de l'étendre.
11 Payer la tonne évitée retient au Québec la production
12 la plus performante et, à enveloppe égale, obtient
13 plus de réduction.

14 La prochaine planche. Option consommateurs
15 demande une prime qui rémunère la tonne évitée à un
16 plafond différencié. C'est la réponse numéro 4 sur
17 les incitatifs à un approvisionnement compétitif. Le
18 plafond de prix est une protection que le
19 consommateur captif ne doit pas perdre. Nous n'en
20 demandons ni la suppression ni le relèvement
21 uniforme, mais un plafond protège du prix. Sans dire
22 ce qui est acheté, il borne la dépense, il n'oriente
23 pas la ressource.

24 Un projet a trois phases et chacune a besoin
25 de son propre instrument. La première phase, c'est

1 son étude, donc l'étude du gisement. Sans étude, il
2 n'y a pas de projet. Je profite de l'occasion pour
3 faire une mise à jour de notre mémoire. Le programme
4 a été rétabli le onze (11) août et Option
5 consommateurs s'en réjouit, il est financé par le
6 Fonds d'électrification et de changements
7 climatiques, donc par le budget de l'État, et non par
8 le tarif comme nous le demandions. Une réserve
9 toutefois : l'aide aux études passe de soixante-
10 quinze (75) à quarante-cinq pour cent (45 %) pour une
11 étude à son coût réel. C'est environ quarante pour
12 cent (40 %) de moins qu'avant, et la barrière à
13 l'entrée demeure pour les petites et moyennes
14 installations, précisément le gisement qui reste à
15 développer au Québec.

16 La deuxième phase, c'est la phase de
17 développement. Alors, un plafond différencié selon
18 l'intensité carbone, c'est ce que nous proposons,
19 relevé pour les projets les plus performants et
20 abaissé pour les autres, sans que l'enveloppe exposée
21 à la clientèle augmente.

22 La troisième phase, c'est celle de
23 l'exploitation. Nous proposons une prime pilotée en
24 dollars par tonne évitée décroissante, selon un
25 calendrier annoncé et révisable au vu des

1 exportations. Si la production continue de partir, la
2 prime est insuffisante. Si les projets affluent, on
3 la baisse. Le régulateur n'a pas à deviner le juste
4 prix, il ajuste sur un fait constaté.

5 Prochaine « slide ». Merci. Sur la demande
6 numéro 3 de la Régie, nous répondons « oui » avec un
7 tableau de bord comme en dollars par tonne évitée.
8 Donc, c'est la centralisation du définancement.
9 Aujourd'hui, le plan de mise en œuvre répartit
10 l'effort entre plusieurs lignes. On a deux cent
11 soixante-dix millions (270 M\$) de budget pour la
12 production de GNR. Il y a deux cent vingt-cinq
13 millions (225 M\$) alloués à l'écocamionnage, cent
14 trente-huit millions (138 M\$) pour les bioénergies,
15 cinquante-quatre millions (54 M\$) pour la matière
16 organique, s'y ajoutent les instruments payés par le
17 tarif. Chacun est évalué sur son propre objectif : un
18 volume, un nombre de projets; un nombre de camions,
19 aucun ne l'est sur les tonnes qu'il évite par dollar.
20 On ne peut pas arbitrer entre des instruments qui ne
21 se mesurent pas dans la même unité. Un guichet
22 unique, sans mesure commune, rangerait dans un même
23 tiroir des instruments que l'on ne saurait toujours
24 pas comparer. Il faut un tableau de bord, une unité
25 commune, un périmètre qui couvre le budget et les

1 tarifs, puisque c'est le même consommateur qui paie
2 les deux, et une publication annuelle.

3 Aucun appel de projets du PSPGNR n'est encore
4 lancé. Le gouvernement indique attendre les
5 conclusions de la démarche en cours auprès de la
6 Régie et d'un comité d'experts avant d'ajouter des
7 critères de sélection et de lancer un premier appel.
8 Or, le cadre normatif ne retient aucun seuil
9 d'intensité carbone ni aucune vérification par un
10 tiers. La réduction des GES n'est qu'un critère
11 d'évaluation parmi d'autres. C'est précisément
12 l'objet de nos recommandations 8 et 12, et du tableau
13 de bord en dollars par tonne évité. L'avis que vous
14 rendrez peut les y inscrire.

15 Prochaine planche. Merci. Option
16 consommateurs demande de mesurer avant de valoriser
17 un registre public des intensités carbone.
18 La cinquième question du ministre sur la valorisation
19 optimale des attributs, nous répondons que toute
20 valorisation repose sur une donnée que personne ne
21 possède avec certitude l'intensité carbone réelle de
22 chaque site.

23 On retient aujourd'hui des valeurs
24 génériques, vingt grammes (20 g) pour la
25 biométhanisation, quarante grammes (40 g) pour

1 l'enfouissement. Quant à l'intervenant industriel
2 estime la plage réelle entre moins trois cents
3 (-300) et plus trente (+30). L'écart est d'un ordre
4 de grandeur et il détermine la valeur captée.

5 Or cette valeur pèse lourd et c'est une bonne
6 nouvelle pour le client. Le crédit porté au tarif
7 atteint douze point sept centime du mètre cube
8 (12,7 ¢/m³) cette année, environ trente-neuf millions
9 (39 M\$), et pourrait approcher cent onze millions
10 (111 M\$) en deux mille vingt-neuf, deux mille trente
11 (2029-2030). D'où notre recommandation 12 : trois
12 engagements de transparence, un registre public des
13 intensités carbone vérifié par un tiers, la part du
14 prix qui paye l'attribut distincte de celle qui paye
15 la molécule, et une reddition annuelle des unités
16 créées, de leurs revenus et du traitement des écarts.
17 Alors prochaine « slide ». Merci.

18 Sur la demande numéro 5 du ministre, nous
19 répondons : non, mesurer la tonne évitée plutôt
20 qu'encadrer le contrat. Donc, nous répondons « non »
21 à davantage de régulation ici. Les contrats dont la
22 clientèle réglementée supporte le coût sont déjà
23 encadrés. La Régie s'est servie de l'article 32 et a
24 fixé, dans D-2023-2022, un prix moyen pondéré
25 maximal, un prix maximal par contrat et une durée

1 d'au plus de vingt (20) ans.

2 Les autres contrats se concluent entre
3 parties libres; producteurs, agrégateurs, stations,
4 transporteurs, industriels. Ce sont précisément les
5 acheteurs qui manquent au marché. Leur imposer un
6 encadrement ajouterait un coût, un délai et une
7 incertitude. L'acheteur volontaire qui peut toujours
8 renoncer, renoncerait plus souvent.

9 Nous proposons plutôt un référentiel
10 public. Le registre des intensités carbone et
11 l'expression des prix en dollars par tonne évitée. Il
12 ne divulgue aucun prix, il donne à chacun une mesure
13 commune et c'est déjà pratiqué. Enbridge Gaz Québec
14 publie au présent dossier les intensités carbone de
15 ses approvisionnements contrat par contrat. Un
16 acheteur volontaire achète ce qu'il peut mesurer,
17 soit une réduction d'émission et non un mètre cube.
18 Prochaine planche. Merci.

19 Option consommateurs demande quatre
20 choses : Un, c'est compter en tonnes évitées.
21 Libeller l'exigence en tonnes de CO2 évitées, toutes
22 utilisations confondues, et la projeter jusqu'en deux
23 mille cinquante (2050).

24 Deux, c'est acheter la performance.
25 Acheter en dollars par tonne évitée, sur la foi d'un

1 registre public des intensités carbone vérifiées.

2 Trois, ouvrir le marché. Un droit d'accès
3 universel au réseau -que l'article 77 connaît déjà -
4 et plusieurs acheteurs reconnus.

5 Quatre, piloter sur une mesure commune. Que
6 la Régie valide la capacité et son coût par tonne
7 évitée et qu'une revue quinquennale ajuste la
8 trajectoire.

9 Aucune de ces propositions ne réduit
10 l'ambition climatique du Québec. Toutes disent
11 obtenir davantage de tonnes évitées par dollar et
12 elles récompensent le meilleur produit plutôt que le
13 plus grand volume. Le consommateur y gagne, puisqu'il
14 obtient plus de tonnes évitées pour chaque dollar, et
15 la production québécoise performante, notamment
16 agricole, y gagne aussi.

17 Le Québec dispose déjà d'un réseau que les
18 consommateurs ont payé, d'une production performante
19 et d'acheteurs solvables. Il n'y a pas de
20 contradiction entre protéger le consommateur et
21 décarboner. Il y en a une entre protéger le
22 consommateur et gaspiller son argent. Je vous
23 remercie.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Merci, Monsieur Lascombe. - Monsieur Demers.

1 PÉRIODE DE QUESTIONS PAR LA FORMATION

2 M. STEEVES DEMERS :

3 Sûrement quelques questions. Alors, bonjour à vous.

4 Bon après-midi. Comment dans la pratique ça peut

5 s'opérer tout ça? C'est-à-dire qu'il y a des sites de

6 production, québécois ou étrangers. Première étape,

7 on veut comprendre quel type de production ils font,

8 dans le sens de quelle intensité carbone on peut leur

9 attribuer. Il y a donc une analyse de ce genre là.

10 Ensuite, ces producteurs-là se voient

11 comme, en fonction de leur intensité carbone,

12 deviennent intéressants pour soit des consommateurs

13 sur le réseau, soit des entreprises de transport qui

14 voient, est-ce que j'ai raison d'aller à cette étape

15 là où là, une fois le potentiel identifié, les

16 intensités carbone identifiées, on a devant nous

17 ensuite distributeurs gaziers, on a transporteurs,

18 autres consommateurs qui seraient prêts à... qui

19 auraient un intérêt pour cette production là, haute

20 ou faible intensité carbone et il y a une transaction

21 qui se fait?

22 M. CÉDRIC LASCOMBE :

23 Oui. Alors concrètement, un producteur qui produit la

24 molécule peut la distribuer dans le réseau ou hors

25 réseau. Donc, ça peut ouvrir des marchés, surtout

1 s'il y a un encouragement là-dessus, ça peut ouvrir
2 le marché des stations-service, comme dans plusieurs
3 pays d'Europe, on peut se fournir dans les
4 stations-service en GSR, donc, ça peut être un des
5 débouchés potentiels. Donc, les stations-service
6 pourraient être acheteurs directement auprès du
7 producteur et finalement distribuer ce GSR. Ça
8 pourrait être aussi des utilisations plus privées, ça
9 pourrait être des flottes privées de camions,
10 d'autobus urbains par exemple, qui pourraient acheter
11 directement à des producteurs leur GSR.

12 Dans le cas de la pointe évitée, c'est le
13 fonctionnement de la biénergie qui s'appliquerait
14 puisqu'on a une économie substantielle finalement à
15 recourir au GSR pendant les périodes de pointe, eh
16 bien, on pourrait simplement dire que pendant ces
17 périodes de pointe, ce n'est pas du gaz naturel qui
18 est utilisé, mais c'est du GSR. C'est une convention
19 qu'on peut déterminer en disant pendant ces heures
20 là, c'est du GSR qui est utilisé et les consommateurs
21 finalement peuvent rémunérer ce GSR. Donc là, c'est
22 un bénéfice qui vient finalement du côté qui est,
23 comment dire, qui est offert à
24 Hydro-Québec pour une capacité évitée qui a un
25 certain coût, je dirais, qui est beaucoup plus

1 important même que celui qui a été chiffré en deux
2 mille vingt-deux (2022) aujourd'hui. Et donc, vous
3 avez finalement un transfert qui peut se faire, mais
4 un transfert qui est régulé par la loi et contrôlé
5 par la Régie, et non pas juste un transfert qui est
6 convenu entre deux entités. Donc, c'est les
7 principaux leviers. Vous avez dit le transport lourd
8 et puis la pointe, ça pourrait s'organiser de cette
9 façon là.

10 LE PRÉSIDENT :

11 En sous-question à mon collègue, je comprends les
12 débouchés, là, puis vous l'avez bien expliqué sur la
13 pointe et le transport. Est-ce que vous voyez que
14 justement ces stations-service là ou ces
15 stations-service qui pourraient s'implanter et toute
16 autre exploitation qui est hors réseau, là, des
17 distributeurs actuels serait une activité qui devrait
18 être réglementée, non réglementée, sous la
19 responsabilité des distributeurs? Comment vous voyez
20 se matérialiser ce marché là hors réseau?

21 M. CÉDRIC LASCOMBE :

22 Effectivement, ça, c'est quelque chose qui doit être
23 réglementé, pas forcément sous la responsabilité des
24 distributeurs puisque c'est hors de leur réseau. On
25 peut imaginer, par exemple, un registre et finalement

1 tout acheteur de GSR auprès d'un producteur doit
2 s'inscrire sur ce registre qui peut être tenu par, en
3 tout cas contrôlé par la Régie chaque année, par
4 exemple. Et donc, ça vous permet de réglementer et de
5 pouvoir contrôler ce
6 qui se passe sur le marché.

7 Mais ce n'est pas quelque chose qui
8 n'existe pas, ça existe déjà en fait. Vous avez déjà
9 des transporteurs qui ont développé leur propre
10 station. Aujourd'hui, ça se passe avec du gaz
11 naturel. Ils se sont équipés de flottes de camions
12 qui fonctionnent au gaz naturel. Vous aviez parlé
13 aussi de Robert Transport, mais il y en a d'autres.
14 Je l'ai mentionné dans le mémoire, il y en a
15 plusieurs. Et donc, ils bénéficient déjà d'une énorme
16 économie. Je fais une parenthèse, déjà avec le gaz
17 naturel, on économise à peu près vingt pour cent
18 (20 %) de GES, mais avec du GSR c'est beaucoup mieux.
19 Donc ça, c'est quelque chose qui pourrait être,
20 effectivement, dans le cadre du Règlement.

21 M. STEEVE DEMERS :

22 En sous-question à celle de mon... commence
23 ensuite... je reviens, on va faire peut-être du coq à
24 l'âne, là, mais au niveau des cibles, donc la cible
25 actuelle qui repose sur le distributeur se

1 transformerait en cible gouvernementale qui regarde
2 de haut les unités de production. Comment vous voyez,
3 dans sa gestion, si on veut faire lever la filière
4 davantage, on veut établir des cibles, voir où est-ce
5 qu'on va, comment tout ça s'opère à ce niveau-là? Je
6 comprends que ça échappe... ça sort du giron du seul
7 distributeur, là, ça devient un objectif
8 gouvernemental qui est beaucoup plus large que la
9 simple distribution.

10 M. CÉDRIC LASCOMBE :

11 Comment ça s'opère...

12 M. STEEVE DEMERS :

13 Bien, d'une part, est-ce qu'il y a disparition de la
14 cible actuelle, selon vous? Forcément, ce système-là
15 fait en sorte qu'on ne peut plus seulement qu'imposer
16 une cible au distributeur, puisqu'il y a un marché
17 hors réseau qui se développe, donc on doit...

18 M. CÉDRIC LASCOMBE :

19 Effectivement, ce qu'on demande c'est que la cible en
20 pourcentage, pour nous, elle n'a pas beaucoup de
21 sens, puisque ce qu'on souhaite acheter quand on est
22 un acheteur volontaire de GSR, c'est une tonne de GES
23 évitée. Donc, autant compter en tonnes de GES
24 évitées. Donc, basculer en tonnes de GES évitées pour
25 pouvoir fixer des objectifs. Donc, c'est ce qu'on

1 préconise, effectivement.

2 M. STEEVE DEMERS :

3 Un peut comme... je reviens toujours de mon côté avec
4 le programme RFS, on fait une évaluation annuelle de
5 la capacité de ce qui peut être produit, par exemple,
6 sur les biocarburants cellulosiques, on en établit un
7 portrait, et on établit, je vais reprendre le mot
8 « cible », là, c'est à la mode, mais il y a une cible
9 en fonction d'une évaluation. Puis, dans le programme
10 RFS, on voit qu'après une année ou deux ou trois,
11 s'il y a rétroactivité nécessaire, c'est-à-dire que
12 la cible est dépassée ou elle est sous-estimée ou
13 surestimée, bref, le réel, il y a rétroaction. Bref,
14 on semble regarder tout ce qui est potentiel de
15 production de carburant biocellulosique et on établit
16 une cible. Est-ce que ce serait un peu pareil? C'est-
17 à-dire que le gouvernement ou n'importe quelle entité
18 aurait, année après année, ou sur une période donnée
19 de trois ans, peu importe, à regarder à évaluer le
20 portrait de production et de là dire : O.K. Moi, ce
21 portrait-là, il est X, je compare. La réalité est un
22 peu en deçà, j'ai un programme pour soutenir
23 davantage. Ou, à l'inverse, ça va bien, je réduis,
24 je... J'essaie de voir. Dans ma tête, on a besoin
25 d'une ligne directrice, d'une cible, là.

1 M. CÉDRIC LASCOMBE :

2 Alors, peut-être que... Je peux vous donner un
3 exemple, peut-être. J'ai mis des annexes. Si on va
4 sur l'annexe 4, de mémoire. Est-ce que vous pouvez
5 afficher l'annexe 4 de ma présentation, s'il vous
6 plaît? 3 et 4 ici, oui, parfait. Merci.

7 Alors, vous avez ici l'exemple du transport
8 lourd par tracteur. Donc, aujourd'hui, si on imagine
9 à peu près trois mille (3 000), entre deux mille huit
10 cents (2 800) et quatre mille (4 000) tracteurs
11 routiers équipés de moteur gaz, qui consomment du
12 GSR, vous allez faire un équivalent... une économie
13 de... enfin de gaz évités, des GES évités, pardon,
14 entre trois cent cinquante mille (350 000 t) et cinq
15 cent mille tonnes (500 000 t) par an. Donc ça, ça
16 peut être le nouveau barème finalement, la nouvelle
17 cible, en disant : voilà, on parle en tonnes évitées.
18 Et puis, c'est comme ça qu'on mesure également déjà
19 finalement le bilan GES du Québec. Ce sont des tonnes
20 évitées. On sait qu'on n'arrive pas à le faire
21 baisser sur le transport lourd. Alors là, on a un
22 levier pour pouvoir améliorer ce côté-là.

23 M. STEEVE DEMERS :

24 Ça, ça ouvre la porte à des importations. Si la
25 production québécoise n'est pas suffisante, ça ouvre

1 la porte à l'accès au marché.

2 M. CÉDRIC LASCOMBE :

3 Oui, peu importe l'importation ou production locale.
4 Ce qu'il faut regarder, c'est la qualité. Et là, on
5 est plutôt bien placé parce qu'on a un gisement plus
6 agricole de petites et moyennes potentielles et,
7 bien, finalement, ils sont plus qualitatifs, ces
8 gisements-là, que ce qu'on peut importer en vrac en
9 très gros.

10 Parce qu'on se rend bien compte que quand on
11 achète, quand on a des achats qui sont obligés par la
12 Loi, donc, finalement, c'est des grandes quantités
13 qu'on va acheter. Eh bien, on les achète sans regard
14 de la qualité, finalement, du produit. Donc, la
15 qualité du produit, c'est que plus on va éviter de
16 tonnes, finalement, plus le produit est qualitatif et
17 plus il se paie. Donc, on va acheter certainement des
18 gaz de provenance qui sont d'une qualité moindre
19 puisqu'on achète un volume. Donc, on n'est pas
20 regardant sur la qualité.

21 Donc, si on commence à changer de logique et
22 à se dire : nous, on veut de la qualité, et puis ça
23 va dans l'intérêt de ce qu'on paie également parce
24 qu'on va peut-être en avoir moins, mais à une plus
25 grande qualité pour le même prix, alors on relance la

1 logique et puis on n'a plus besoin de faire de
2 frontières ou de parler d'origine Québec ou hors
3 Québec, on va simplement chercher le produit le plus
4 qualitatif.

5 M. STEEVES DEMERS :

6 Qui procure un avantage environnemental... en fait,
7 qui procure un attribut environnemental qui rend la
8 chose profitable pour le transporteur d'aller dans ce
9 sens-là? Est-ce que...

10 M. CÉDRIC LASCOMBE :

11 Oui, parce que...

12 M. STEEVES DEMERS :

13 Oui.

14 M. CÉDRIC LASCOMBE :

15 Effectivement. Si vous achetez de la tonne de GES
16 évitée, bien, vous allez chercher le produit le plus
17 qualitatif. Donc, vous allez acheter moins de volume,
18 finalement, pour avoir une... Si vous prenez un
19 produit de bonne qualité, vous en achetez moins pour
20 avoir le même volume, finalement.

21 M. STEEVES DEMERS :

22 Une dernière question. Mon collègue Gennaoui a de
23 très bonnes questions. Peut-être que ça va m'amener à
24 ça, à réagir par la suite comme d'habitude. Bref,
25 est-ce que dans ce système-là, on a besoin d'avoir

1 des pénalités si l'objectif n'est pas rencontré? On
2 estime entre trois cent cinquante (350) et cinq cent
3 (500). Bien, dans le cas où le secteur du transport
4 ne va pas du tout dans cette direction-là ou, au
5 contraire, avec la mécanique qu'on semble y déceler,
6 c'est un système qui se soutient, qui donne un
7 avantage, un intérêt, un incitatif aux consommateurs
8 à aller chercher cette molécule-là qui a une forte
9 intensité carbone, en fait, qui réduit les GES en
10 quantité?

11 M. CÉDRIC LASCOMBE :

12 Bien, alors, on pense que le système se maintient de
13 lui-même, qu'il n'y a pas besoin d'avoir de
14 contraintes, de pénalités ou que sais-je, que ça doit
15 fonctionner par lui-même. Ensuite, il y a tout le
16 dispositif incitatif qui existe déjà qui est à
17 calibrer peut-être... qui est déjà bien calibré, mais
18 qu'on va peut-être recalibrer par rapport à,
19 finalement, la tonne, la tonne évitée, qui
20 deviendrait l'indicateur finalement cible à y avoir,
21 qui parlerait finalement à l'acheteur volontaire, qui
22 parlerait aussi au public. Puis ce qu'on résonne
23 maintenant en tonnes de GES. On a des bilans qui
24 sortent chaque année. Et donc, ça peut paraître
25 l'unité centrale qui permet finalement de catalyser

1 toute la filière vers quelque chose de commun pour
2 arriver à avoir une mesure saine.

3 M. STEEVES DEMERS :

4 Merci beaucoup.

5 M. SAMY GENNAOUI :

6 Bonjour, Monsieur Lascombe. Je vous amènerais sur le
7 deuxième levier qui est la gestion de la pointe
8 hivernale. Vous écrivez que c'est un déséquilibre qui
9 est de structure et non de montant et :

10 Ce qu'un ménage paie individuellement
11 produit un bénéfice collectif, une
12 capacité électrique qu'il devient
13 inutile de construire, dont profitent
14 tous les clients du réseau. Aucun client
15 n'a intérêt, à lui seul, à financer un
16 service dont tout le monde tire
17 avantage.

18 Puis là, vous parlez... c'est dans le cas de
19 l'utilisation du GSR dans un mode de chauffage
20 biénergie. Je crois que l'AHQ-ARQ et l'ACEFO avaient
21 une recommandation qui allait un peu dans ce sens-là,
22 puis ils allaient peut-être un peu plus loin que vous
23 en disant : l'écart de prix devrait être financé par
24 Hydro-Québec, étant donné que c'est Hydro-Québec qui
25 réduit ses dépenses, automatiquement. Est-ce que

1 votre recommandation serait dans le même sens ou,
2 selon vous, qui devrait payer si ce n'est pas le
3 client individuel?

4 M. CÉDRIC LASCOMBE :

5 Tout à fait, les bénéficiaires sont les clients
6 d'Hydro-Québec, en fait. C'est un coût évité, donc
7 c'est autant d'économies sur la facture
8 d'Hydro-Québec. Donc, il devrait y avoir un transfert
9 d'organisé. Alors, Option consommateurs s'étaient
10 opposés dans le passé au transfert tel qu'il avait
11 été pratiqué, avec un manque de transparence et pas
12 initié par le législateur. Ce qu'on soutient, c'est
13 quelque chose de transparent et d'inscrit dans la loi
14 et qui soit contrôlable par la Régie. Mais
15 évidemment, ce sont... le bénéficiaire, ça va être le
16 client d'Hydro-Québec. Donc, c'est à lui. Il faut
17 organiser un transfert entre filières. On ne peut
18 plus aujourd'hui, avec la transition énergétique,
19 fonctionner en silo, avec l'électricité d'un côté, le
20 gaz de l'autre, l'essence de l'autre, on a d'autres
21 filières, comme l'hydrogène, et caetera. Il faut
22 arriver à faire qu'il y ait des choses transversales
23 pour pouvoir finalement bénéficier d'une transition
24 qui soit au juste prix.

25

1 M. SAMY GENNAOUI :

2 Merci. Sur votre recommandation d'appliquer seulement
3 le coût par tonne évitée d'un bout à l'autre, est-ce
4 que ça va jusqu'à se répercuter même sur la facture
5 des clients? Donc, il y aurait une ligne : vous avez
6 évité une tonne d'émission de GES, donc voici une
7 facture de deux cents dollars (200 \$) ou deux cent
8 cinquante dollars (250 \$)?

9 M. CÉDRIC LASCOMBE :

10 Oui, c'est important de le mettre en tonnes évitées,
11 effectivement. Ce serait le référentiel commun
12 appliqué. On aurait une idée du prix par de dollars
13 par tonne finalement du GSR, et puis on pourrait
14 transposer finalement l'ensemble, évidemment, des
15 consommations, et sur les factures de la même
16 manière, même unité.

17 M. SAMY GENNAOUI :

18 Et ça, je comprends pour les industriels, ils nous
19 ont parlé de toutes les mesures qu'ils appliquent,
20 puis des leur plan de réduction d'émissions de GES où
21 ils calculent justement des tonnes évitées puis de
22 dollars par tonne évitée, mais pour des clients qui
23 sont représentés par Option consommateurs,
24 résidentiel, est-ce que ça ne vient pas ajouter une
25 complexité à leur facture, si un client résidentiel

1 paie des mètres cubes de gaz naturel, donc là,
2 d'avoir une composante qui est...

3 M. CÉDRIC LASCOMBE :

4 Effectivement, je pense que ça ne parle pas au
5 consommateur de... « un mètre cube ». Un mètre cube,
6 c'est quoi? Une tonne et une tonne de GES évitée,
7 dans le contexte d'aujourd'hui, de la transition, on
8 a tous une idée de ce que ça peut faire. On sait tous
9 que quand on prend l'avion, on va brûler cinq tonnes
10 (5 t), par exemple, de GES quand on va faire un
11 aller-retour en Europe. On a des référentiels
12 aujourd'hui. Donc, je pense que le consommateur,
13 aujourd'hui, se situe bien. Ce qui va regarder le
14 consommateur entre... très honnêtement, ça va être le
15 dollar. Mais après, la deuxième information, c'est :
16 combien j'ai évité de GES en payant ma facture?

17 M. SAMY GENNAOUI :

18 Et dernière question. Dans votre présentation, à la
19 page 6, je crois, vous avez parlé de rapatrier la
20 production qui est exportée dans l'objectif de
21 ramener la production ici. D'abord, pourquoi est-ce
22 que c'est mauvais d'avoir de l'exportation? Est-ce
23 que c'est nécessairement mauvais d'exporter?

24 M. CÉDRIC LASCOMBE :

25 Encore une fois – et puis j'ai posé une réserve – on

1 ne connaît pas ses contrats. On n'a pas analysé qui
2 sont, c'est quoi cette production, et caetera. Nous,
3 on n'a pas de parti pris par rapport à production
4 locale ou pas locale. On est par rapport... là, je
5 m'entends, par rapport au prix, le consommateur, il
6 va regarder le prix, et c'est très important.
7 Aujourd'hui, on a quand même conscience qu'on est
8 dans un cadre de transition, décarbonation, et que le
9 produit en lui-même, le GSR, c'est une molécule qui
10 n'est pas un produit comme les autres. Comme un
11 électron, ce n'est pas un produit comme les autres.
12 C'est pour ça que la Régie existe d'ailleurs. C'est
13 parce qu'il y a tout un volet stratégique et
14 souverain également sur ces questions énergétiques-
15 là. Donc, on est... à la fois, on se dit : O.K., ce
16 serait bien de ne pas avoir de dépendance de,
17 finalement, de l'étranger « stricto sensu », mais il
18 peut y avoir des échanges qui se font d'une part et
19 d'autre de la frontière pour finalement, faciliter la
20 fluidité du marché et faire en sorte que le prix soit
21 le plus juste possible à la fin de la journée.

22 M. SAMY GENNAOUI :

23 Merci. Je n'aurai pas d'autres questions.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Merci, Monsieur Gennaoui.

1 Dans votre mémoire, Monsieur Lascombe, à la
2 page... ce n'est pas nécessaire de l'afficher, mais
3 c'est à la page 45 ou page 46 du PDF, puis je pense
4 que ça a un lien direct avec votre levier numéro 2
5 sur la pointe hivernale. Vous disiez que :

6 Option consommateurs ne s'oppose donc
7 pas à ce que la valeur de capacité
8 rendue par le réseau gazier soit
9 reconnue et, le cas échéant, répartie
10 entre les réseaux.

11 Donc, c'est un peu la discussion que vous aviez avec
12 mon collègue.

13 M. CÉDRIC LASCOMBE :

14 Oui.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Vous posiez trois conditions. Je passe les
17 conditions, mais vous disiez que :

18 À ces conditions, il ne s'agit pas d'un
19 transfert entre distributeurs, mais de
20 l'acquisition d'un service de puissance
21 par celui qui en a besoin. La
22 distinction est décisive au regard de la
23 causalité des coûts : compenser un
24 distributeur pour des volumes perdus ne
25 sert pas le service de distribution

1 d'électricité, alors qu'acquérir une
2 réduction de pointe à un prix inférieur
3 au coût de la capacité évitée le sert
4 directement.

5 Est-ce que vous êtes en train de nous dire
6 indirectement que l'entente biénergie devrait cesser
7 entre Hydro-Québec et les distributeurs gaziers, et
8 qu'on la remplacerait par un coût d'acquisition du
9 service de puissance, est-ce que c'est ça que je dois
10 décoder de ce que vous nous dites là?

11 M. CÉDRIC LASCOMBE :

12 Déjà, je vous remercie de m'avoir ramené au vrai mot
13 que j'avais utilisé, parce que là j'ai parlé
14 rapidement d'un transfert. Bien écoutez, nous, on ne
15 s'est pas prononcé, mon intention n'était pas d'aller
16 jusque là sur cet élément-là. Ce qu'on demande, c'est
17 que s'il y a effectivement un... comment dire, une...
18 j'allais dire le chevauchement, mais en fait, on a
19 deux filières finalement, puis qu'il y a... bien, je
20 vais reparler de transferts - mais ce n'est pas le
21 mot approprié - qui doivent s'opérer, finalement, ça
22 doit se faire dans un cadre de la loi, et puis ça
23 doit être contrôlé par la Régie. Ça ne peut pas être,
24 finalement, une entente prise par deux distributeurs
25 juste entre eux. C'est l'opposition qu'Option

1 consommateurs avait faite sur ce
2 dossier-là.

3 LE PRÉSIDENT :
4 ça fait plusieurs années.

5 M. CÉDRIC LASCOMBE :
6 Exactement.

7 LE PRÉSIDENT :
8 Je vous amène à la planche 13 où vous parlez de trois
9 engagements de transparence, qui est votre
10 recommandation 12. Vous parlez d'un registre public
11 des intensités carbones vérifiées par un tiers site
12 par site. Je ne me souviens pas si vous ou d'autres
13 intervenants nous ont mentionné qu'on devrait, au
14 même titre qu'on le fait pour le vent, cartographier
15 les gisements de GSR au Québec. Ce n'est pas clair
16 dans notre esprit qui aurait la responsabilité de
17 cartographier à la fois les sites de GSR et aussi de
18 tenir un registre d'intensité carbone, qui serait le
19 tiers qui vérifie tout ça, qui maintient tout ça.
20 Vous le voyez comment?

21 M. CÉDRIC LASCOMBE :
22 Alors, c'est une très, très bonne question. Je vous
23 remercie. Je vais revenir aux propos de
24 Benoît Marcoux hier, qui parlait d'une institution
25 qui serait peut-être nécessaire justement pour

1 pouvoir faire la jonction, raisonner, planifier de
2 manière transversale, finalement, la filière
3 énergétique. Et donc, ça me paraît être important
4 d'avoir, peut-être, une réflexion sur le rôle de qui
5 pourrait faire ça aujourd'hui.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Donc, dans la discussion qu'on a eue avec
8 monsieur Marcoux hier, si je me souviens bien, dans
9 la question que je lui ai posée, c'est : « Est-ce une
10 nouvelle institution ou est-ce que la Régie de
11 l'énergie, en son rôle de surveillance, pourrait
12 avoir ces nouvelles responsabilités-là »?

13 M. CÉDRIC LASCOMBE :

14 Selon mon opinion personnelle, je pense qu'il faut
15 que ce soit un autre acteur que la Régie, parce que
16 là, on parle de planification, notamment. La Régie a
17 déjà un rôle de surveillance, effectivement, et
18 d'arbitre. Donc, c'est important de garder ce rôle
19 intact, me semble-t-il. Et donc, il faudrait qu'il y
20 ait peut-être une instance qui puisse être une...
21 peut-être une émanation du ministère de l'Énergie
22 ou... Je ne sais pas comment, mais ouvrons la
23 discussion ou la réflexion, si vous le souhaitez. Je
24 pense qu'il y a un élément manquant dans le
25 dispositif pour que ça fonctionne de manière optimum.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Je n'ai plus d'autres questions. Maître Cardinal, ça
3 va? Donc, ça met fin aux questions de la Régie. Merci
4 beaucoup. Ça met fin à la journée d'audience.

5 Juste question d'intendance. Donc, tel que
6 mentionné, il est fort probable - ou peut-être pas,
7 on verra jeudi - que l'audience de vendredi ait lieu
8 au 16e étage. Vous recevrez, tous les avocats qui
9 représentent les intervenants qui sont ici, un
10 message du secrétariat en après-midi jeudi pour vous
11 convoquer soit au 16e, soit ici. On ne le sait pas
12 encore.

13 Donc, juste vous aviser que si c'est au 16e,
14 il y a certaines fonctionnalités électroniques qui ne
15 sont pas les mêmes. La salle n'est pas organisée de
16 la même façon non plus. Donc, ne soyez pas surpris
17 que des choses auxquelles vous êtes habitués ne
18 puissent pas se passer de la même façon. Donc, on va
19 s'organiser avec les moyens du bord. C'est ce qui
20 arrive quand il y a un calendrier réglementaire
21 chargé à la Régie. Donc, je vous remercie beaucoup
22 pour la journée, et on se revoit vendredi matin à
23 neuf heures (9 h). Merci.

24 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

25

1 SERMENT D'OFFICE

2

3 Je, soussignée, **ROSA FANIZZI**, sténographe officielle,
4 certifie sous mon serment d'office que les pages qui
5 précèdent sont et contiennent la transcription fidèle
6 et exacte des témoignages et plaidoiries en
7 l'instance, le tout pris au moyen de la sténotypie,
8 et ce, conformément à la Loi.
9 Et j'ai signé,

10

11

12



13

ROSA FANIZZI

14

RIOPEL GAGNON LAROSE