

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029
DU DISTRIBUTEUR

DOSSIER : R-4110-2019 Phase 1

RÉGISSEURS : M. JOCELIN DUMAS, président
Me LOUISE ROZON et
Mme SYLVIE DURAND

AUDIENCE DU 13 JUILLET 2021
PAR VISIOCONFÉRENCE

VOLUME 7

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS :

Me PIERRE R. FORTIN,
Me LOUIS LEGAULT et
Me MARILOU LEFRANÇOIS
avocats de la Régie

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER et
Me SIMON TURMEL
avocats d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

INTERVENANTS :

Me STEVE CADRIN
avocat de l'Association hôtellerie Québec et de
l'Association restauration Québec (AHQ-ARQ);

Me SYLVAIN LANOIX
avocat de l'Association québécoise des
consommateurs industriels d'électricité et du
Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-
CIFQ);

Me NICOLAS DUBÉ
avocat de l'Association québécoise de la production
d'énergie renouvelable (AQPER);

Me DOMINIQUE NEUMAN
avocat du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan et du
Regroupement pour la transition, l'innovation et
l'efficacité énergétiques (OPITCIWAN-RTIÉÉ);

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS
avocat du Conseil québécois des entreprises en
efficacité énergétique (CQ3E);

Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE
avocate de la Fédération canadienne de l'entreprise
indépendante (FCEI);

Me GABRIELLE CHAMPIGNY et
Me FRANKLIN S. GERTLER
Avocats du Regroupement des organismes
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD
Avocate du Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Me HÉLÈNE SICARD
Avocate de l'Union des consommateurs.

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DU RTIÉÉ	7
JIMMY ROYER	
PATRICK GOULET	
INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	8
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL	46
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	48
PREUVE D'UC	
VIVIANE DE TILLY	
INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD	54
CONTRE-INTERROGÉE PAR Me SIMON TURMEL	79
INTERROGÉE PAR LA FORMATION	80
PREUVE AHQ-ARQ	
MARCEL PAUL RAYMOND	
INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN	93
DISCUSSION	168
PREUVE DE L'AHQ-ARQ (suite)	174
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	175
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	178

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-11 (HQD) : En référence à la pièce B-0024 à la page 41 au tableau R-10.10 : 1) indiquer s'il y avait une capacité limite pour le nombre d'adhérents à la tarification dynamique pour chacune des années du Plan inscrit dans le tableau 10.10, et si oui quelle était cette limite; 2) élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de lever la limite du nombre d'adhérents annuels acceptés à l'option du crédit hivernal, lequel ne comporte aucun risque pour la clientèle; 3) préciser quels seraient les inconvénients et les risques éventuels advenant que le Distributeur décidait de lever les limites annuelles d'adhésion au crédit hivernal (demandé par la formation)

173

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième
2 (13e) jour du mois de juillet :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du treize (13)
8 juillet deux mille vingt et un (2021) par
9 visioconférence. Dossier R-4110-2019, Phase 1 :
10 Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement
11 2020-2029 du Distributeur. Poursuite de l'audience.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Merci, Madame la Greffière. Alors, nous allons
14 poursuivre avec la présentation de la preuve du
15 RTIEÉ pour une période annoncée de soixante (60)
16 minutes.

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Oui. Merci, Monsieur le Président. Bonjour,
19 Mesdames les Régisseurs. Avant de débiter la preuve
20 du RTIEÉ, j'aurais une petite question d'intendance
21 concernant Opitciwan. Nous avons pris note que vous
22 auriez souhaité qu'on puisse passer mercredi matin.
23 Et j'ai fait les vérifications hier soir, et ce
24 n'est malheureusement pas possible. Il y a
25 plusieurs indisponibilités. Notamment, il y a un

1 décès dans la communauté. Et ce serait seulement
2 possible mercredi après-midi, comme ça avait été
3 convenu, donc à l'heure que vous souhaiteriez.

4 LE PRÉSIDENT :

5 C'était prévu à treize heures (13 h).

6 Me DOMINIQUE NEUMAN :

7 Oui, oui.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Alors, laissons ça à treize heures (13 h).

10 Me DOMINIQUE NEUMAN :

11 D'accord. Je vous remercie beaucoup.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Très bien.

14

15 PREUVE DU RTIÉÉ

16

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Dominique Neuman pour le RTIÉÉ. Nous avons deux
19 témoins présents : monsieur Patrick Goulet et
20 monsieur Jimmy Royer. Donc, si ceux-ci peuvent être
21 assermentés s'il vous plaît, Madame la Greffière.

22

23

24

25

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième
2 (13e) jour du mois de juillet, ONT COMPARU :

3

4 JIMMY ROYER, ingénieur à la retraite, domicilié au
5 440, rue Larivière, Québec (Québec) G1R 1B5;

6

7 PATRICK GOULET, retraité, domicilié au 1908, avenue
8 Hickmore, Montréal (Québec);

9

10 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
11 solennelle, déposent et disent :

12

13 INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 Q. **[1]** Alors, nous avons préparé une présentation. Si
15 madame la greffière veut bien la projeter sur
16 l'écran. En attendant, je demanderais aux deux
17 témoins d'identifier les pièces suivantes comme
18 ayant été préparées par eux ou sous leur
19 supervision. Donc, la liste des pièces est la
20 suivante. Il s'agit du mémoire rectifié, C-RTIÉÉ-
21 0028; du premier complément de preuve, C-RTIÉÉ-
22 0029; du second complément de preuve, C-RTIÉÉ-0038;
23 et de deux pièces comportant des citations et
24 références, C-RTIÉÉ-0047, C-RTIÉÉ-0048; ainsi que
25 la présentation de ce matin, C-RTIÉÉ-0049. Est-ce

1 que vous reconnaissez ces pièces comme ayant été
2 préparées par vous ou sous votre supervision, sauf
3 les deux documents de référence qui sont justement
4 des références que l'on dépose?

5 M. JIMMY ROYER :

6 R. Oui.

7 M. PATRICK GOULET :

8 R. Oui.

9 Q. **[2]** Merci. Donc, Monsieur Royer, la parole est à
10 vous.

11 M. JIMMY ROYER :

12 R. Parfait. Alors bonjour, Monsieur le Président,
13 Mesdames les Régisseurs, tous les participants à
14 l'audience. Le RTIÉÉ étant limité dans l'audience
15 sur les réseaux autonomes, on a fait une analyse
16 exhaustive quand même du plan d'avancement pour les
17 réseaux autonomes. Alors je vous présente le... la
18 présente présentation sur ces sujets.

19 Le présent mémoire a été logé par le
20 Regroupement pour la transition, l'innovation et
21 l'efficacité énergétique, qui est un regroupement
22 des organismes suivants : l'Association québécoise
23 de lutte contre la pollution atmosphérique,
24 l'AQLPA, Stratégies énergétiques, S.É., le Groupe
25 d'initiatives et de recherches appliquées...

1 LA GREFFIÈRE :

2 Monsieur Royer, on ne vous entend plus.

3 R. Ah, vous ne m'entendez plus? Vous m'entendez ou
4 vous ne m'entendez plus, là?

5 LE PRÉSIDENT :

6 Maintenant on vous entend.

7 R. O.K. Je ne sais pas qu'est-ce qui est arrivé, là,
8 excusez-moi. Donc, je reprends. RTIÉÉ, c'est
9 l'Association québécoise de lutte contre la
10 pollution atmosphérique. Stratégies énergétiques,
11 le Groupe d'initiatives et de recherches appliquées
12 au milieu, GIRAM et Énergie solaire Québec.

13 Donc, le présent mémoire constitue les
14 représentations du RTIÉÉ sur le Plan
15 d'approvisionnement vingt vingt-vingt vingt-neuf
16 (2020-2029) d'Hydro-Québec dans ses activités de
17 distribution d'électricité. Page suivante, Madame
18 la Greffière.

19 Alors la situation actuelle dans les
20 réseaux autonomes. La transition énergétique est
21 déjà en retard de vingt-cinq (25) ans. Tout les
22 plans d'approvisionnement antérieurs approuvés par
23 la Régie pendant ces années - les derniers vingt-
24 cinq (25) ans - et toutes les politiques
25 énergétiques prévoient la transition énergétique

1 à terme dans tous les réseaux autonomes. On en a...
2 on en a résumé dans quelques présentations
3 antérieures.

4 Ces plans n'ont à peu près pas été
5 réalisés. Il y a eu quelques exceptions, Inukjuak,
6 deux éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine, le solaire
7 à Quaqtaq, vraiment des petites installations et
8 quelques autres projets de développement. Il y a eu
9 deux raccordements : Wemotaci et la Romaine. Il y a
10 eu beaucoup de stratégies éphémères qui furent
11 abandonnées ou remplacées par des pilotes, des
12 projets-pilotes. Il y eu ensuite des appels
13 d'offres dans tous les réseaux, puis on est
14 retournée au gré à gré. C'est d'ailleurs ce que
15 nous souhaitons, le gré à gré, pour les réseaux
16 autonomes.

17 Le plan vingt vingt et vingt vingt-neuf
18 (2020-2029) est lui-même déjà en retard par rapport
19 à l'objectif d'avoir entamé cette transition dans
20 tous les réseaux autonomes. Il y avait eu des
21 planifications puis des appels d'offres qui
22 auraient dû être lancés. Après ça, il y a eu du gré
23 à gré pour vingt vingt (2020). On voit que c'est
24 encore toujours en attente. Page suivante, Madame
25 la Greffière.

1 Alors on pose la question : comment la
2 Régie peut-elle s'assurer que cette fois sera la
3 bonne, la planification, et comment la Régie peut-
4 elle s'assurer qu'elle ne fera pas que réadopter le
5 même plan qu'auparavant ou quelque chose de
6 similaire et dont les résultats seront de nouveau
7 manquants. Et là on va à la page suivante, on va
8 justement discuter des différentes recommandations
9 qui pourraient permettre que cette fois-ci soit la
10 bonne. Et d'ailleurs on aperçoit quand même une
11 certaine ouverture, je dois bien le dire.

12 Alors la première recommandation c'est un
13 suivi plus intense par la Régie de la mise en
14 oeuvre du Plan. Là, on le voit à tous les cinq ans,
15 on voit qu'il y a des plans qui se font, puis qui
16 ne se réalisent pas. Alors la première
17 recommandation que nous avons faite vise à nous
18 assurer que l'on ne se limitera pas, encore une
19 fois, à réadopter le même genre de plan et dont les
20 résultats seront de nouveau manquants.

21 Notre recommandation consiste à inviter la
22 Régie à effectuer un suivi plus intense et dans ce
23 cadre, nous recommandons à la Régie d'inclure dans
24 le Plan vingt vingt-neuf (2020-2029) qu'elle
25 approuvera un calendrier précis des projets PUEÉ,

1 comme elle l'avait fait en deux mille seize (2016),
2 mais qui n'a jamais été réalisé, incluant les
3 modifications prévues au PUEÉ et au développement
4 des programmes de PGEÉ. Les améliorations à
5 l'autoproduction ou microproduction, à la bi-
6 énergie prévue dans les réseaux quand... surtout
7 quand il y a des... des énergies renouvelables qui
8 sont implantées. L'implantation d'énergies
9 renouvelables, du stockage et d'éventuels jumelages
10 avec le diesel. On va en discuter dans notre
11 propos.

12 Maintenir ouvert le présent dossier, 4110-
13 2019, jusqu'à l'ouverture du dossier du plan deux
14 mille vingt-trois, deux mille trente-deux (2023-
15 2032), qui est dû en novembre deux mille vingt-deux
16 (2022). Et requérir qu'Hydro-Québec obtienne
17 l'approbation de la Régie préalablement à toute
18 modification importante au Plan, incluant tout
19 report d'échéance et tout investissement diesel en
20 réseau autonome - bien important de savoir qu'est-
21 ce qui se passe - et qui n'aurait pas été mentionné
22 dans le plan approuvé par la Régie.

23 Finalement, de requérir que l'état
24 d'avancement du plan du trente (30) octobre de
25 chaque année soit également soumis à l'examen en

1 audience publique par la Régie, assistée des
2 intervenants, dans le dossier du Plan
3 d'approvisionnement, afin de s'assurer de sa mise
4 en oeuvre effective.

5 Page suivante. Alors, afin de nous assurer
6 que la transition énergétique dans les réseaux
7 autonomes se réalisera, le RTIÉE recommande
8 également à la Régie de lever trois obstacles à la
9 mise en oeuvre des TIEÉ en réseaux autonomes.

10 La première levée d'obstacle, ce serait de
11 continuer d'oeuvrer en partenariat avec les
12 communautés locales, et entre autres dans les
13 communautés autochtones, afin de planifier et
14 réaliser les mesures de TIEÉ avec la communauté.

15 Cesser de... Deuxième levée d'obstacle,
16 cesser de sous-estimer les coûts évités des projets
17 de TIEÉ... on en reparlera.

18 Troisième levée d'obstacle, aller au-delà
19 des coûts évités pour tenir compte des bénéfiques
20 non déjà monétisés dans le coût de l'énergie,
21 donc : l'intérêt public, les objectifs des
22 politiques énergétiques, développement durable et
23 l'équité sur le plan individuel et collectif.

24 On va examiner chacune de ces trois levées
25 d'obstacles aux pages suivantes.

1 Alors, donc, la première levée
2 d'obstacle... On voudrait continuer d'oeuvrer en
3 partenariat avec les communautés locales, dans les
4 communautés autochtones... dont les communautés
5 autochtones, pardon, afin de planifier et réaliser
6 les mesures de TIEÉ. Qu'Hydro-Québec énonce
7 dorénavant clairement cet objectif, tant pour les
8 mesures d'efficacité énergétique que pour les
9 nouveaux projets de production d'électricité
10 renouvelable. Et qu'Hydro-Québec Distribution, qui
11 a d'ailleurs abandonné en deux mille dix-huit
12 (2018) son projet illusoire de tenir des appels de
13 propositions dans tous ses réseaux, qu'elle
14 revienne à une approche de gré à gré.

15 Page suivante. Alors, ce serait, en fait,
16 de... Ça, c'est la deuxième levée d'obstacle. Ce
17 serait de cesser de sous-estimer les coûts évités
18 de projets de TIEÉ. Premièrement... Il y a deux
19 points à ce sujet. Le premier, c'est qu'on a montré
20 dans notre mémoire qu'il semblerait qu'il y ait une
21 sous-évaluation des coûts évités de dix-huit pour
22 cent (18 %), par rapport à la composition de son
23 coût de service en énergie en réseau autonome.

24 Ce calcul a été fait par notre expert Jean-
25 Claude Deslauriers et je vous invite à regarder

1 notre mémoire pour avoir toutes les définitions des
2 calculs, le détail des calculs pour cet... ce qu'on
3 croit être une sous-évaluation des coûts évités.

4 Le RTIÉÉ recommande à la Régie de requérir
5 que le Distributeur revoie son calcul des coûts
6 évités en lien avec ses postes de coûts, tel que
7 monsieur Deslauriers l'a montré dans notre mémoire.

8 Le deuxième point concerne le SPEDE, le
9 marché du carbone du Québec, et l'annonce du
10 fédéral de la taxe fédérale sur le carbone, qui a
11 été fait par le gouvernement libéral il y a
12 quelques mois. Cette annonce montre que la taxe
13 fédérale du carbone doit augmenter de quinze
14 dollars (15 \$) par année et atteindre jusqu'à cent
15 soixante-dix dollars (170 \$) en deux mille trente
16 (2030). Ça va continuer par après, de toute façon,
17 dans les années antérieures, mais on se fixe les
18 dix (10) prochaines années. Alors, cent soixante-
19 dix dollars (170 \$) pour la taxe de carbone.

20 Cette prévision équivaut à prédire que le
21 Québec choisira de passer... Bien, avec le SPEDE
22 actuel, qu'on va discuter dans quelques instants,
23 qui est beaucoup plus bas que cette valeur... que
24 de la taxe fédérale, voudrait dire que le Québec
25 choisira de passer de son statut actuel de leader

1 en matière de lutte aux changements climatiques à
2 un statut qu'on pourrait dire de cancre et même de
3 paradis pour les pollueurs. Or rien n'appuie une
4 telle prévision pour le SPEDE. Il est plus probable
5 qu'improbable que le SPEDE, au Québec, serait d'un
6 montant au moins aussi élevé que la taxe fédérale
7 des autres provinces.

8 Le RTIÉE recommande donc de prévoir que le
9 Québec, en plafonnant les droits d'émissions en
10 circulation durant la présente décennie, en fera
11 monter le prix au moins au même niveau que la taxe
12 fédérale des autres provinces et donc d'utiliser
13 ces prévisions-là en conséquence. Page suivante.

14 Alors, comme je le disais, le gouvernement
15 canadien a annoncé donc quinze dollars (15 \$) par
16 année supplémentaire. Ça équivaut, juste pour vous
17 faire une idée, là, de qu'est-ce que ça représente
18 en termes de litres de diesel. Ça représente le
19 cent soixante-dix dollars de tonnes de CO2 (170 \$).
20 Un ajout de quarante-cinq point sept cents le litre
21 (45,7 ¢/l) en deux mille trente (2030).

22 Ça équivaut, si maintenant on le traduit
23 en électricité, pour une centrale qui aurait un
24 rendement moyen de trois kilowattheures par litre
25 (3 kWh/l), on aurait à ce moment-là une

1 augmentation du coût juste par cette taxe ou par ce
2 marché du carbone de quinze point sept cents le
3 kilowattheure (15,7 \$/kWh). C'est quelque chose
4 qu'il faudrait rajouter aux coûts évités actuels.

5 Il faut aussi dire que le Québec détient le
6 pouvoir de plafonner les droits d'émission en
7 circulation, ce qui lui permet d'en provoquer la
8 hausse de prix au même niveau que la taxe fédérale.
9 Il n'y a aucune raison de prédire que le Québec
10 s'abstiendra d'utiliser un tel pouvoir. Page
11 suivante.

12 Ça c'est un tableau qui compare donc les
13 deux coûts du GES. Celui canadien qui est en orange
14 qui montre qu'aujourd'hui on est autour de quarante
15 dollars (40 \$) et qui va monter en deux mille
16 trente (2030) à cent soixante-dix dollars (170 \$)
17 et celui du Québec tel qu'il a été mentionné lors
18 d'une présentation durant l'audience où on part de
19 dix-sept dollars quatre-vingts USD (17,80 \$ USD)
20 avec une augmentation de cinq pour cent (5 %) par
21 année plus un deux point trois pour cent (2,3 %)
22 d'inflation.

23 Alors, la ligne jaune passerait d'environ
24 vingt et un, vingt-deux dollars canadiens
25 (21-22 \$ CAD) à un total de quarante-deux dollars

1 (42 \$), ce qui est à peu près quatre fois moindre
2 que la taxe fédérale canadienne. Page suivante.

3 Donc, le même tableau exprimé en GES en
4 dollars par kilowattheure. On voit que la taxe
5 fédérale pourrait faire passer en fait d'environ
6 quatre sous le kilowattheure (4 ¢/kWh) actuellement
7 à environ quinze sous le kilowattheure (15 ¢/kWh).
8 Alors, c'est la chose qu'il faudrait rajouter si on
9 suivait la taxe fédérale. Page suivante.

10 Ici, c'est juste pour indiquer que la
11 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, le HEC
12 Montréal, prévoit d'ailleurs que le prix plafond du
13 SPEDE sera largement dépassé. Alors, on le voit ici
14 dans la courbe en noir, les prévisions de la Chaire
15 de gestion du secteur de l'énergie. Page suivante,
16 Madame la Greffière.

17 Alors donc, pour conclure la seconde levée
18 d'obstacle, c'est il faut cesser de sous-estimer
19 les coûts évités des projets de TIEÉ. La
20 conséquence de cette sous-estimation-là c'est qu'on
21 évite des bons projets, la rentabilité des projets
22 d'énergie renouvelable et les projets d'économie
23 d'énergie ou d'économie de puissance dans les
24 réseaux est sous-évaluée et ça empêche le
25 déploiement des programmes, de mesures et

1 d'investissement qui auraient pu réduire la
2 consommation du diesel dans ces réseaux autonomes.
3 Page suivante. Attendez, je veux juste regarder...

4 Donc, pour finir, c'est le dernier point.
5 C'est de tout simplement dire qu'il y a une
6 disponibilité d'aide du gouvernement autant fédéral
7 que provincial pour encourager l'accès aux énergies
8 propres et locales, ce qui aiderait encore une fois
9 à rentabiliser les projets soit en énergie
10 renouvelable, soit dans les projets d'efficacité
11 énergétique de TIEÉ. Page suivante.

12 Alors, pour la troisième levée d'obstacle,
13 les coûts évités ne sont pas les seuls obstacles.
14 Au-delà de ces coûts évités, il faut tenir compte
15 des bénéfices non déjà monétisés dans le coût de
16 l'énergie. L'intérêt public, les objectifs des
17 politiques énergétiques, le développement durable,
18 l'équité sur le plan individuel et collectif. Je
19 veux dire, même le développement économique, ce
20 sont des acceptabilités...

21 Les points importants sont :
22 l'acceptabilité sociale par la communauté, les
23 bénéfices environnementaux supplémentaires à ceux
24 pris en compte dans le SPEDE, qu'on voudrait
25 qu'elles soient ajustées selon la nouvelle taxe

1 fédérale, les bénéfices économiques pour la
2 communauté; donc, les emplois, les investissements,
3 et cetera, c'est développement économique et
4 l'innovation.

5 Alors, encore là, on peut utiliser les
6 réseaux autonomes comme vitrines de nouvelles
7 technologies pour justement réduire les gaz à effet
8 de serre, alors utiliser les batteries, les
9 bouquets d'énergie, comme on pense déjà à certains
10 endroits dans les réseaux autonomes du Québec. Page
11 suivante.

12 Alors, ça serait d'aller au-delà des coûts
13 évités pour tenir compte des bénéfices non déjà
14 monétisés dans le coût de l'énergie. La Régie, à
15 plusieurs reprises, a accepté des mesures en RTIÉÉ
16 en allant au-delà des critères de rentabilité et on
17 voudrait que pour sa planification énergétique dans
18 les réseaux autonomes qu'elle agisse aussi de cette
19 manière. Alors, je ne lirai pas le reste, ça c'est
20 différents exemples. Page suivante.

21 Passons à un autre sujet, celui de retarder
22 les investissements diesel. À chaque fois qu'il y a
23 un plan stratégique, Hydro-Québec doit bien entendu
24 regarder qu'est-ce qu'il y a comme centrale diesel
25 et déterminer quelles sont celles qui font du

1 vieillissement et de les changer.

2 Et Hydro-Québec elle-même annonçait dans
3 son plan stratégique de deux mille seize (2016),
4 deux mille vingt (2020), que l'on doit prioritiser
5 la conversion des réseaux autonomes en fonction de
6 la vie utile prévue des centrales et des ajouts de
7 puissance requis, ceci pour éviter que des
8 investissements diesel ne remplacent le diesel.
9 Page suivante.

10 Le vieillissement actuel et prévu d'un
11 grand nombre de groupes électrogènes diesel dans
12 les réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution
13 et les déficits en puissance déjà existants ou
14 prévus dans un grand nombre de réseaux autonomes
15 diesel d'Hydro-Québec Distribution - page suivante
16 - nous amènent... devraient nous amener à un
17 calendrier ferme de réalisations des
18 investissements diesel, mais aussi des réalisations
19 de TIEÉ.

20 Afin d'éviter que le diesel remplace le
21 diesel en raison du retard de la transition
22 énergétique, le RTIÉE demande à la Régie d'insérer
23 au Plan d'approvisionnement vingt-vingt,
24 vingt-vingt-neuf (2020-2029) d'Hydro-Québec
25 Distribution un calendrier ferme de réalisation de

1 la TIEÉ pour qu'elle se mette en parallèle avec des
2 calendriers de réalisation pour changer les diesel,
3 en requérant qu'Hydro-Québec loge une demande
4 d'approbation de modification du Plan
5 d'approvisionnement si elle envisage de ne pas se
6 conformer à ce calendrier.

7 Si Hydro-Québec estime qu'elle ne peut plus
8 attendre la transition vers l'énergie renouvelable
9 pour remplacer ses groupes diesel, il y aura un
10 effet de risque, ceux-ci seront tout simplement
11 remplacés par d'autres groupes diesel, sans même
12 qu'une autorisation de la Régie ne soit requise
13 selon l'article 73 de la Loi récemment modifiée.
14 D'où l'importance de soumettre un tel changement à
15 l'approbation de la Régie dans le cadre du présent
16 dossier, qui devient désormais le seul forum
17 disponible à cet effet. Page suivante.

18 Ça concerne également les programmes de
19 PUEÉ-RA et de PGEÉ. Il faut consolider la mise en
20 oeuvre des programmes et de l'autoproduction dans
21 tous les réseaux autonomes diesel afin de retarder
22 les nouveaux investissements de diesel jusqu'à ce
23 que la production électrique renouvelable soit
24 prête.

25 Donc, on doit étendre ces programmes de

1 manière à ce qu'ils soient tous offerts aux clients
2 résidentiels et affaires de HQD dans les réseaux
3 autonomes alimentés au diesel. Poursuivre la
4 progression actuelle de la mise en oeuvre des
5 programmes PGEÉ en réseaux autonomes, notamment
6 diesel. Afin d'accroître l'efficience et la
7 pénétration des programmes et en réduire le coût :
8 maximiser la collaboration avec les communautés de
9 ces réseaux autonomes mieux au fait des réalités
10 pour la livraison de ces programmes.

11 On a vu dans certaines instances qu'il y
12 avait des contraintes même politiques, qu'ils
13 avaient de la difficulté à faire instaurer ces
14 programmes. Il faut travailler avec les communautés
15 pour les favoriser. Et dans un autre ordre d'idée,
16 favoriser notamment l'installation de panneaux
17 solaires photovoltaïques pour toutes les catégories
18 de clients. Et relancer le programme d'isolation
19 des entretoits - abandonné pour cause de non
20 rentabilité notamment à Schefferville et d'autres
21 réseaux, sauf à Opitciwan - à la lumière des
22 nouveaux coûts évités. Page suivante.

23 Offrir à tous les réseaux autonomes, selon
24 leurs besoins, les mêmes programmes et technologies
25 d'efficacité en énergie et d'efficacité en

1 puissance qu'Hydro-Québec Distribution offre en
2 réseau intégré.

3 En plaidoirie, maître Neuman va énoncer
4 qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution
5 inclut à la fois l'entité HQD et l'entité Hilo.
6 Hilo pourrait être très intéressante pour les
7 réseaux autonomes. Je laisse maître Neuman en
8 parler dans sa plaidoirie.

9 Hydro-Québec ne peut prétexter une
10 quelconque séparation fonctionnelle ou
11 confidentialité entre les deux pour justifier
12 l'inaccessibilité en réseaux autonomes de
13 programmes et technologies d'efficacité en énergie
14 et d'efficacité en puissance offerts en réseau
15 intégré. De tels programmes et technologies sont
16 bel et bien des mesures sous la responsabilité du
17 Distributeur au sein du Plan directeur de TIEÉ et
18 approuvés par la Régie. Page suivante.

19 On voudrait également qu'Hydro-Québec
20 rémunère toute l'électricité renouvelable
21 autoproduite en réseau autonome diesel selon
22 l'Option III d'autoproduction. C'est une option qui
23 est disponible dans les réseaux autonomes. Elle est
24 offerte pour ses clients aux réseaux autonomes
25 diesel. Une telle autoproduction électrique

1 renouvelable par les clients réduit le besoin
2 d'approvisionnement en diesel d'Hydro-Québec
3 Distribution au même titre que le chauffage-mazout
4 du client rémunéré par les PUEÉ-RA.

5 Selon l'article 8.17 des Tarifs, le client
6 est rémunéré entre dix-sept (17 \$) et quarante-huit
7 dollars (48 \$) - c'est une coquille, là, « 44 » -
8 par kilowattheure d'électricité renouvelable
9 injectée sur le réseau. Ce montant est ensuite
10 déduit de la facturation de l'électricité qu'il
11 achète - à un tarif moindre usuellement, environ
12 six cents le kilowattheure (6 ¢/kWh) sur la
13 première tranche - et d'autres heures de la part
14 d'Hydro-Québec.

15 En d'autres termes, même si le client
16 rachète à d'autres heures l'électricité qu'il a
17 injectée sur le réseau, il conserve malgré tout une
18 rémunération nette et n'a pas à payer HQD pour le
19 stockage gratuit ainsi fourni. C'est parfait.

20 Mais si le client, au lieu de racheter plus
21 tard l'électricité qu'il a injectée sur le réseau,
22 est au contraire apte à la consommer lui-même au
23 même moment, sans l'injecter sur le réseau, alors
24 il ne reçoit aucune rémunération même s'il a ainsi
25 pu faire réduire le besoin d'approvisionnement en

1 diesel d'Hydro-Québec Distribution. Cette absence
2 de rémunération est illogique, d'autant plus que si
3 le client, au lieu d'autoproduire de l'électricité
4 renouvelable, avait au contraire autoproduit de la
5 chaleur par du mazout, le PUEÉ-RA l'aurait
6 rémunéré. Page suivante.

7 Alors, nous recommandons donc que toute
8 l'électricité renouvelable en réseau autonome par
9 un autoproducteur soit rémunérée. Au départ, on
10 avait cru qu'il serait possible d'interpréter cet
11 article des Tarifs de manière à offrir une telle
12 rémunération, mais lors de l'audience, dans les
13 notes transcrites, on a lu qu'Hydro-Québec a
14 indiqué que l'électricité, en réalité, était de
15 l'électricité produite, moins l'électricité
16 consommée au même moment.

17 Nous recommandons que la Régie, dans le
18 cadre du présent plan d'approvisionnement, requière
19 qu'Hydro-Québec Distribution offre une rémunération
20 pour l'électricité autoproduite renouvelable et
21 autoconsommée, sans injection sur le réseau diesel,
22 sous la forme d'un PUEÉ-RA, ou d'une autre forme,
23 car Hydro-Québec en bénéficie, puisqu'il y a ainsi
24 réduction de son besoin d'approvisionnement diesel.

25 Il n'est pas normal que le client

1 autoproducteur soit payé à un prix différent pour
2 sa production autoconsommée que pour sa production
3 injectée sur le réseau. Dans les deux cas, le
4 Distributeur réalise la même économie de carburant.
5 C'est ça qui est important.

6 Page suivante. Dans un... un autre point,
7 nous voulons aussi qu'Hydro-Québec planifie
8 l'accroissement de la demande en énergie
9 accompagnant la transition énergétique. Si la
10 production d'électricité renouvelable, qui est mis
11 dans le réseau autonome, est bien planifiée, le
12 chauffage électrique pourrait être permis, couplé
13 avec la prévision des modifications tarifaires,
14 permettant le chauffage électrique et la biénergie.

15 Il pourrait y avoir une éventuelle
16 croissance de la demande pour des usages
17 supplémentaires, visant à éviter que ne demeure
18 inutilisée cette électricité excédentaire produite
19 par les tels projets d'électricité renouvelable.

20 Des possibles charges électriques nouvelles
21 issues de projets de développement économique
22 nordique sont par ailleurs occasionnellement émises
23 par les gouvernements, notamment dans le cadre du
24 Plan Nord.

25 Des investissements vont aussi être requis

1 aux réseaux de distribution eux-mêmes.

2 Lorsqu'il y a une planification de
3 production d'électricité renouvelable, cela peut
4 engendrer de l'électricité... de l'énergie
5 excédentaire pour que cette production ait une
6 forte pénétration sur les réseaux autonomes et en
7 réduire significativement les dépenses d'énergie
8 fossile. Alors, donc, il est important, maintenant,
9 de ne pas perdre cette électricité excédentaire et
10 c'est pour cela qu'on recommande, entre autres, la
11 biénergie.

12 Page suivante. Un autre point, c'est de
13 prévoir et permettre... pour, justement, utiliser
14 cette électricité excédentaire... prévoir et
15 permettre l'ajout de stockage d'énergie pour
16 augmenter la fiabilité du réseau, ainsi que pour
17 permettre l'utilisation accrue des énergies
18 renouvelables moins polluantes que les énergies
19 fossiles en réseaux autonomes.

20 L'outil de puissance, sur le critère de
21 fiabilité que représente un tel stockage, devrait
22 être pris en compte par Hydro-Québec dans
23 l'application de son critère de fiabilité - N-1,
24 fois quatre-vingt-dix pour cent (N-1x0,9) - ce que
25 le Distributeur semble omettre de faire

1 actuellement, le stockage n'est pas pris en compte.

2 En omettant cette prise en compte, HQD
3 biaise artificiellement son évaluation de la
4 rentabilité de tels projets. La Régie de l'énergie
5 n'a jamais autorisé Hydro-Québec à ainsi biaiser
6 son critère de fiabilité.

7 Les motifs de la recommandation, c'est de
8 considérer les systèmes de stockage d'énergie comme
9 une solution alternative et potentiellement moins
10 onéreuse aux problèmes généralement traités par des
11 investissements de production de pointe.

12 Afin de procéder à l'ajout de groupes
13 diesel pour assurer la fiabilité en puissance
14 additionnelle non requise, un examen rationnel et
15 rigoureux doit être effectué de l'apport en
16 fiabilité de puissance fourni par le stockage, au
17 moment où il en a besoin, conformément aux
18 pratiques de l'industrie, quant à l'usage d'un tel
19 stockage.

20 Si les batteries de stockage électrique
21 connaissent leur essor mondial actuel, c'est
22 précisément parce qu'elles permettent de se
23 substituer à d'autres outils traditionnels de
24 fiabilité en puissance, tels que le diesel.

25 Page suivante. Et dans la finalité, c'est

1 que s'il doit y avoir éventuellement équipements...
2 nouveaux équipements de groupe diesel, il faut en
3 encadrer son utilisation actuelle et future.
4 Prévoir que s'il y a des ajouts malgré tout qui
5 sont requis dans les réseaux autonomes, ceux-ci
6 devront comporter les caractéristiques suivantes :
7 ils devront bien entendu être fiables. Ça on
8 s'entend qu'Hydro-Québec Distribution a des très
9 bonnes machines et que les centrales thermiques
10 sont fiables.

11 Un enjeu de cette fiabilité par contre
12 consiste à éviter le problème actuel des groupes
13 électrogènes diesel existants : leur non-
14 réenclenchement automatisé.

15 On a vu dans certains réseaux que cet
16 enclenchement-là n'est pas automatisé. S'il y a une
17 perte un moment donné, il faut qu'il y ait
18 quelqu'un qui aille le rallumer et ça occasionne un
19 arrêt du groupe ou de la centrale et une perte
20 d'électricité dans le réseau autonome.

21 Dans la plupart des réseaux autonomes, de
22 tels opérateurs ne sont pas toujours présents de
23 façon continue et ça peut occasionner un certain
24 problème pour les génératrices. Il y a des manières
25 de pallier, mais le réenclenchement n'est pas

1 automatisé. Les registres de pannes devront aussi
2 être automatisés et non pas être manuellement
3 constitués par les opérateurs en centrale, ce qui
4 peut amener des omissions.

5 La centrale devra comporter des groupes
6 diesel de puissances différentes afin de mieux
7 servir la demande. Avant on les mettait souvent
8 similaires, puis on les additionnait.

9 Aujourd'hui, avec les systèmes de contrôle,
10 on arrive à déterminer lesquels des groupes
11 électrogènes de puissance différente seraient les
12 plus appropriés pour une telle demande et comme
13 elle démarre rapidement et avec un banc de stockage
14 de batteries, il est faisable à ce moment-là
15 d'avoir un fonctionnement d'opération optimale pour
16 toutes les génératrices diesel.

17 Et la centrale diesel doit être jumelée à
18 des batteries pour pouvoir placer les groupes
19 diesel à l'arrêt lors des périodes de demande plus
20 faible et ainsi réduire le temps d'opération des
21 groupes et augmenter leur fonctionnement dans leur
22 plage d'opération optimale.

23 Un peu comme les voitures hybrides, on le
24 voit maintenant beaucoup, on augmente énormément
25 l'efficacité des groupes électrogènes thermiques

1 souvent.

2 Maintenant, je vais passer à la partie où
3 je vais parler des réseaux autonomes en
4 particulier. J'en ai quelques-uns à nommer, mais je
5 vais passer très rapidement sur chacun d'eux.

6 Alors, pour le Nunavik en entier, on a
7 remarqué, le RTIÉÉ a remarqué que le PUEÉ dans les
8 logements à loyers modiques avait un effet
9 dissuasif de chauffage électrique, mais qu'il
10 n'était pas offert à tous les clients du Nunavik à
11 cause justement que les loyers sont subventionnés.

12 Alors, il faudrait appliquer à ces
13 logements ce programme qui devrait permettre une
14 réduction significative de la demande en
15 électricité dans les réseaux autonomes et ainsi
16 amener une réduction importante du diesel pour sa
17 production.

18 Le PUEÉ n'atteint pas son objectif si la
19 majorité de la population du Nunavik y est
20 inadmissible tel qu'actuellement.

21 Il serait ainsi possible de réduire d'au
22 moins dix pour cent (10 %) la demande électrique du
23 Nunavik en nous basant sur la demande annuelle à
24 quatre-vingt-dix-huit point neuf gigawattheures
25 (98,9 GWh), ce dix pour cent (10 %) sauverait dix

1 gigawattheures (10 GWh) au coût moyen de cinquante
2 cents le kilowattheure (0.50 \$/KWh, ceci
3 permettrait donc d'économiser au moins cinq
4 millions (5 M\$) seulement au Nunavik. Page
5 suivante.

6 Maintenant, pour le réseau autonome
7 d'Inukjuak, nous applaudissons déjà l'effort du
8 Distributeur d'être en train de réaliser ce premier
9 réseau autonome en énergie renouvelable qui est
10 autochtone.

11 Par contre, la RTIÉE recommande à la Régie
12 de refuser d'inclure dans le Plan
13 d'approvisionnement vingt vingt, vingt vingt-neuf
14 (2020-2029) d'Hydro-Québec Distribution une
15 nouvelle centrale diesel en vingt vingt-quatre
16 (2024) au village d'Inukjuak, car il est déjà
17 reconnu que celui-ci possède la meilleure qualité
18 de vent de tous les villages du Nunavik et au
19 projet actuel de centrale hydraulique, on devrait
20 donc y ajouter de l'énergie éolienne qui arriverait
21 à un moment opportun durant l'hiver quand
22 hydroélectricité, le système hydraulique, que la
23 centrale hydraulique d'Inukjuak est en plus faible
24 puissance.

25 Comme notre collègue du ROÉE, monsieur

1 Bernard Saulnier l'a souligné lors de sa
2 présentation, la qualité du vent dans ce village
3 est excellente. Page suivante.

4 Pour le réseau autonome de Quaqtq, nous
5 applaudissons encore une fois les efforts de la
6 Régie, de, pardon, du Distributeur de prise de
7 projets pilotes qui ont été réalisés là-bas, en
8 solaire et avec des stockages batteries. Nous
9 recommandons de continuer de faire ce genre de
10 projet et de développer ces projets pour les autres
11 autonomes, sous réserve, bien entendu, des
12 clarifications de certaines de leurs modalités.

13 Page suivante. Le réseau autonome de
14 Tasiujaq où on voudrait faire un jumelage diesel-
15 solaire. Ce projet-là était prévu pour deux mille
16 vingt-deux (2022), on n'en entend plus beaucoup
17 parler. On recommande quand même à la Régie
18 d'appuyer ce projet et bien entendu, sous réserve
19 de clarification de certaines de ses modalités.
20 Nous croyons que ça pourrait être un très bon
21 projet dans une région nordique, parce que même si
22 on pense souvent que le solaire n'est pas présent,
23 il l'est principalement durant l'été, bien entendu,
24 mais ceci permettrait, avec un stockage batteries,
25 d'éliminer même l'utilisation de la centrale

1 pendant une partie de l'année, de la centrale
2 thermique pendant une petite partie de l'année.

3 Page suivante. Pour les réseaux de La
4 Romaine, on constate que le raccordement est bien
5 amorcé, que les mesures d'économie d'énergie et
6 d'utilisation des énergies renouvelables pourraient
7 s'y appliquer comme pour tous les réseaux d'Hydro-
8 Québec. À notre que La Romaine, il y a beaucoup de
9 vent aussi et ça pourrait être un endroit
10 privilégié pour mettre des éoliennes éventuellement
11 sur le réseau.

12 Page suivante. Pour le réseau autonome de
13 Lac-Robertson/La Tabatière, qui est un réseau
14 justement où on a fait le jumelage hydroélectrique
15 et centrale thermique. Les centrales thermiques à
16 La Tabatière sont la plupart du temps à l'arrêt, on
17 ne voit pas... mais qui peuvent être utilisées en
18 cas de pannes. Les mesures en efficacité de
19 puissance pourraient y être déployées par Hydro-
20 Québec elle-même ou par un mandataire désigné par
21 elle, comme elle l'a fait à Inukjuak. Nous ne
22 croyons pas qu'il y a besoin d'avoir d'autres
23 centrales thermiques à cet endroit. Le système
24 marche très bien.

25 Diapo suivante s'il vous plaît. Pour Port

1 Menier, l'île d'Anticosti, nous vous indiquons
2 qu'Anticosti a fait une demande pour devenir un
3 patrimoine mondial de l'UNESCO, ce qui pourrait
4 amener plusieurs projets de retombée économique sur
5 l'île et donc que la planification actuelle qui est
6 basée, bien entendu, sur les faits actuels,
7 pourrait sembler faible.

8 Donc, encore une fois, là, c'est de... on
9 demande à la Régie de requérir que le Distributeur
10 réévalue possiblement à la hausse la croissance de
11 la demande électrique sur le réseau de Port Menier,
12 parce qu'il y a plusieurs projets qui sont en cours
13 de route et donc, ça pourrait amener des grands
14 changements. C'est pour ça qu'on dit que, à tous
15 les cinq ans, c'est peut-être un peu long, mais
16 qu'on devrait garder la planification pour les
17 réseaux autonomes ouverts pour pouvoir en discuter
18 à toutes les années ou au moment opportun.

19 Et, là, je vais inviter, en fait, mon
20 collègue, Patrick Goulet, à parler des Îles-de-la-
21 Madeleine, sachant que, bien entendu, ceci va être
22 discuté en phase 2. Patrick a regardé de façon
23 exhaustive la situation aux Îles-de-la-Madeleine et
24 a des commentaires là-dessus. Vas-y Patrick.

1 M. PATRICK GOULET :

2 Merci bien, Jimmy. J'ai travaillé pour voir un peu,
3 là, des comparaisons, chercher une comparaison pour
4 les Îles-de-la-Madeleine ailleurs sur la planète,
5 puis j'ai trouvé une communauté qui s'appelle les
6 Orcades, en Écosse, au Nord de l'Écosse. Ils sont
7 situés géographiquement au 59e parallèle. Ils sont
8 encore plus au nord que les Îles-de-la-Madeleine.
9 Et ils sont autonomes depuis deux mille treize
10 (2013). Puis on parle d'éolien, solaire et
11 marémotrice. C'est un exemple parfait pour les
12 Îles-de-la-Madeleine. Ça serait quelque chose
13 qu'Hydro-Québec devrait aller voir, vraiment
14 échanger avec la communauté. C'est ce que, moi,
15 j'ai fait d'ailleurs.

16 C'est vraiment un exemple à suivre. Puis
17 ils sont beaucoup moins en avant sur la
18 technologie, le microréseau. Ils gèrent très bien
19 leur surplus énergétique, parce qu'ils sont
20 toujours en surplus. Alors, ça, c'est un exemple
21 qu'il faudrait aller voir vraiment. Ce serait à
22 Hydro-Québec à faire les contacts, à prendre les
23 contacts là-dessus.

24 L'autre chose aussi que j'ai découvert,
25 c'est, tout près de chez nous, au Labrador, il y a

1 Mary's Harbour qui viennent de mettre en service,
2 c'est une petite communauté de trois cents et
3 quelque habitants. Ils viennent de mettre en
4 service un réseau, un microréseau avec des
5 batteries. Il y a cinq cents kilowatts (500 kW) de
6 batteries. Il y a deux cent cinquante kilowatts
7 (250 kW) de PB. Puis ils roulent encore avec une
8 centrale diesel. Mais tout est combiné. Ça se gère
9 tout avec le microréseau. Ils viennent de le mettre
10 en service. Ce serait une bonne place à aller voir,
11 comment ça se passe. C'est au Labrador. C'est
12 vraiment... C'est près de la frontière avec le
13 Québec. Ce serait un autre exemple à suivre à aller
14 voir, là, comment ils gèrent. Ça aiderait justement
15 la société d'État à aller plus vite dans leur
16 cheminement, les énergies renouvelables dans des
17 réseaux non reliés.

18 C'est un peu, là, ce que je voulais
19 mentionner dans notre présentation.

20 M. JIMMY ROYER :

21 R. Merci, Patrick. Maître Neuman, vous voulez dire
22 quelque chose?

23 Me DOMINIQUE NEUMAN :

24 Q. **[3]** Monsieur Goulet, il y a certaines
25 recommandations spécifiques qui sont projetées à

1 l'écran en ce moment concernant la situation
2 intérimaire avant la Phase 2 à venir du présent
3 dossier. Est-ce que vous pouvez en faire part à la
4 Régie? Ou monsieur Royer.

5 M. JIMMY ROYER :

6 R. Je peux en parler effectivement. Donc, je vais
7 continuer là-dessus. Le RTIÉÉ se félicite que la
8 Régie ait demandé au Distributeur de réanalyser les
9 options pour alimenter les clients de Cap-aux
10 Meules mais regrette que cette analyse ne sera
11 disponible que sous une deuxième phase à l'automne
12 vingt vingt et un (2021). On est très heureux, soit
13 dit en passant. Mais c'est juste que ça prend du
14 temps.

15 Et en attendant, on pense que le
16 Distributeur devrait suspendre la conversion qu'il
17 a amorcée vers des bâtiments tout à l'électricité
18 avec chauffage électrique, ce qui risque de placer
19 la Régie devant un fait accompli en excluant
20 d'avance certaines options. On s'en va vers le tout
21 électricité. C'est peut-être pas ça qui est la
22 meilleure solution. Or, on dit, attendez un peu. On
23 a déjà attendu plusieurs années, on peut attendre
24 encore quelques mois avant de continuer de faire,
25 décider de faire du chauffage électrique. Tant que

1 la Régie n'aura pas choisi quelle des deux qu'elle
2 va prendre, soit le câble et/ou les bouquets de
3 l'énergie comme elle pense le faire dans ses
4 consultations.

5 Le RTIÉÉ recommande que la preuve du
6 Distributeur en Phase 2 du présent dossier
7 comprenne notamment un scénario de microréseau
8 intelligent pour l'Île d'Entrée, ne pas l'oublier,
9 à titre de projet-pilote éventuel, que pour
10 Cap-aux-Meules, avec batteries ou autres stockages,
11 ce qui permettrait de garder la centrale diesel en
12 réserve froide plutôt qu'en réserve tournante.
13 C'est bien important. Oui, je crois qu'il faut
14 garder la centrale diesel en réserve. Mais si tous
15 les autres systèmes sont capables de permettre de
16 répondre à la demande, elle ne devrait être gardée
17 qu'en réserve froide au cas où. On ne veut pas
18 mettre non plus les gens en danger.

19 Ces réseaux pourraient devenir des vitrines
20 du savoir-faire québécois utilisant des énergies
21 renouvelables en microréseau. La preuve en Phase 2
22 devrait aussi comporter un balisage des différents
23 projets de microréseau intelligent qui se font dans
24 le monde par d'autres distributeurs d'énergie.
25 Comme l'a mentionné Patrick, les Orcades étant un

1 exemple privilégié. Ça fait au moins vingt-cinq
2 (25) ans qu'eux autres ont décidé d'aller vers les
3 énergies renouvelables.

4 Et si on regarde la situation, elle
5 ressemble beaucoup aux Îles-de-la-Madeleine. Page
6 suivante s'il vous plaît.

7 Je vais donc finir avec les réseaux
8 autonomes de Haute-Mauricie, celle de Clova et de
9 Obedjiwan, Opitciwan. Maître Neuman va parler
10 directement de Opitciwan, qui a été accepté comme
11 intervenant pour la présente audience. Je voulais
12 juste noter que Clova, qui est un petit réseau, un
13 peu comme l'Île-d'Entrée, il ne faut pas l'oublier
14 non plus, ce serait un des beaux projets qui
15 pourrait être fait. Comme encore là Patrick l'a
16 mentionné pour le projet du Labrador, c'est un
17 projet facile, pas tellement loin, qui pourrait
18 servir de vitrine technologique. L'Île-d'Entrée, la
19 même chose, des petits projets, on peut commencer
20 par là si on veut aller petit à petit.

21 Dans le cas d'Obedjiwan, le RTIÉE
22 considérerait que la priorité devrait être donnée au
23 projet de cogénération de biomasse de la scierie
24 des Atikamekw d'Opitciwan, lequel semble
25 économiquement avantageux pour la communauté.

1 Plutôt que de faire un câble... pas un câble, mais
2 une... relié au réseau intégré. Ce projet pourrait
3 donc servir de vitrine, encore là technologique, et
4 le savoir-faire du Québec.

5 Je conclus donc, page suivante, en vous
6 remerciant beaucoup. J'ai pas mal été dans ma
7 limite de mon temps, alors je vous remercie
8 beaucoup de l'écoute et je suis prêt à répondre à
9 vos questions.

10 Me DOMINIQUE NEUMAN :

11 Q. **[4]** Merci, Monsieur Royer. Que représente la photo?

12 R. Oui. Cette photo-là c'est juste pour vous montrer
13 qu'il y a des actions qui se font dans le Nord.
14 C'est une photo du CEN, du Centre des études
15 nordiques à Whapmagoostui, en fait à Kuujjua... la
16 communauté voisine de Kuujjuarapik. Et on voit ici
17 un quatre kilowatts (4 kW) qui a été fait sur un
18 des laboratoires du CEN.

19 À cet endroit, à Kuujjuarapik, il y a vingt
20 kilowatts (20 kW) qui a été installé en deux mille
21 onze (2011). Au départ, c'était directement sur...
22 injecté sur le réseau et en fait ils étaient payés
23 par un compteur qui virait à l'envers. Aujourd'hui,
24 on dit qu'ils bénéficient de l'Option 3, mais j'ai
25 regardé les comptes et en fait c'est plutôt comme

1 c'était avant, ce qui veut dire que le compteur
2 finalement fonctionne à l'envers et ils sont
3 seulement payés à tous les deux mois, s'ils ont un
4 surplus de production.

5 Ils sont crédités, je devrais dire,
6 seulement s'ils ont un surplus de production à tous
7 les deux mois. Même pas pour l'électricité injectée
8 en tant que telle. Mais c'est une très belle photo
9 de ce qui pourrait se faire dans les réseaux
10 autonomes, même au Nunavut... au « Nunavik »,
11 pardon.

12 Q. [5] Et c'est de la biomasse. C'est de la biomasse?

13 R. Non, non, non.

14 Q. [6] Pardon, excusez-moi.

15 R. C'est du solaire, c'est du solaire.

16 Q. [7] Oui, excusez-moi, excusez-moi, oui. O.K. Merci
17 bien.

18 R. Merci. Je suis disponible pour des questions.

19 Q. [8] Oui. - Alors, j'allais le dire, les témoins
20 sont disponibles pour répondre à d'autres
21 questions.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Merci beaucoup pour votre présentation. Alors, du
24 côté des intervenants, est-ce qu'il a des questions
25 de l'AHQ-ARQ? Il ne semble pas que ce soit le cas.

1 AQCIE?

2 Me STEVE CADRIN :

3 Non, Monsieur le Président, je m'excuse.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Donc, ça c'était AHQ, je présume. Ensuite AQCIE?

6 Me STEVE CADRIN :

7 Monsieur le Président, pas de questions pour
8 l'AHQ-ARQ, je m'excuse d'avoir fait le retour de
9 son, je suis désolé.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Ça va. Alors, pas de...

12 Me SYLVAIN LANOIX :

13 Alors pour l'AQCIE-CIFQ, pas de questions, Monsieur
14 le Président. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci. AQPER?

17 Me NICOLAS DUBÉ :

18 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci bien. CQ3E?

21 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

22 Pas de questions pour le CQ3E, Monsieur le
23 Président. Merci.

24 LE PRÉSIDENT :

25 FCEI?

1 Me MÉLINA CARDINAL-BRADEPTE :

2 Pas de questions pour la FCEI, merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 RNCREQ?

5 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

6 Pas de questions. Merci, Monsieur le Président.

7 LE PRÉSIDENT :

8 ROEÉ?

9 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

10 Il n'y aura pas de questions pour le ROEÉ, merci.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Merci. Finalement UC?

13 Me HÉLÈNE SICARD :

14 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci bien. Du côté de HQD?

17 Me SIMON TURMEL :

18 Oui, en fait... Oui, bonjour, Monsieur le

19 Président. J'aurai quelques petites questions de

20 précision. Peut-être si on pouvait mettre la page 7

21 de la présentation?

22 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL :

23 Oui. Bonjour, Monsieur le Président.

24 Q. [9] En fait, à la page 7, vous nous parlez « lever

25 trois obstacles à la mise en oeuvre ». Puis ici,

1 vous faites état d'une première levée d'obstacle,
2 c'est-à-dire « continuer d'oeuvrer en partenariat
3 avec les communautés locales ». Vous êtes au
4 courant des quatre critères du Distributeur qui
5 guident ces projets de conversion?

6 R. Oui.

7 Q. **[10]** Donc, notamment un des critères, c'est
8 l'accueil favorable par la communauté?

9 R. Oui.

10 Q. **[11]** Est-ce que vous ne pensez pas que ce critère-
11 là qui guide le Distributeur répond à ce que vous
12 qualifiez ici d'obstacle? Est-ce que ça ne se
13 rejoint pas?

14 R. Non. Parce que c'est une chose de consulter les
15 communautés. Encore là, je vous félicite, nous vous
16 félicitons pour ça. Mais c'est aussi d'oeuvrer en
17 partenariat avec les communautés, de faire les
18 projets avec eux autres. Ce n'est pas la même
19 chose.

20 Q. **[12]** O.K. Je vous remercie. Ça complète mes
21 questions.

22 LE PRÉSIDENT :

23 C'est tout. Merci. Maître Lefrançois?

24 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

25 Je n'aurai pas de questions. Merci.

1 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

2 Mme SYLVIE DURAND :

3 Q. **[13]** Oui, bonjour. J'aurais une petite question
4 pour vous. Sylvie Durand, pour la formation. Bon.
5 Ce que j'ai entendu, c'est que vous souhaitez de
6 plus en plus réduire la consommation de mazout et
7 de diesel dans les réseaux autonomes. Puis d'un
8 autre côté, vous demandez de maintenir les
9 programmes d'efficacité énergétique, dont notamment
10 ceux qui favorisent, par exemple, le chauffage au
11 mazout.

12 J'aimerais vous entendre là-dessus sur
13 comment vous voyez cette transition-là du diesel
14 vers des énergies renouvelables puis le maintien du
15 chauffage au mazout, là, dans le contexte de la
16 transition énergétique. J'aimerais mieux saisir
17 votre proposition à cet égard.

18 M. JIMMY ROYER :

19 R. Oui, très bien. Alors, effectivement, on parle ici
20 d'électricité et de chauffage qui, elle, est au
21 mazout, qui est beaucoup plus efficace si on
22 utilise le mazout directement pour le chauffage
23 plutôt que d'en faire l'électricité. Sauf quand on
24 a de l'électricité excédentaire, et là on peut
25 penser à faire la biénergie.

1 Mais ce qui est important de garder
2 présentement la possibilité de subventionner le
3 chauffage au mazout, c'est que ça permet dans le
4 futur de changer ce chauffage au mazout-là à une
5 autre forme, une autre ressource qui serait aussi
6 moins dommageable. On peut penser, par exemple, à
7 la biomasse, on pourrait utiliser au lieu du mazout
8 de la biomasse et on pourrait même subventionner la
9 biomasse plutôt que le mazout. Or, ça, ce serait
10 une des manières de le faire.

11 L'autre manière, comme je vous disais tout
12 à l'heure, c'est que bien entendu, si on a de
13 l'électricité excédentaire ou, comme dans le cas
14 d'Inukjuak ou dans même... pour d'autres projets où
15 il y a de l'éolienne où on est capable d'avoir de
16 l'électricité, beaucoup d'électricité durant
17 l'hiver, à ce moment-là, on pourrait penser à du
18 chauffage électrique.

19 Q. **[14]** Je vous remercie. Je n'ai pas d'autres
20 questions.

21 Me LOUISE ROZON :

22 Q. **[15]** Oui. Bonjour aux membres du panel. Louise
23 Rozon pour la formation. J'ai seulement une
24 question. À la page 5 de votre présentation, vous
25 nous demandez de requérir que l'État d'avancement

1 du Plan qui est déposé à chaque année soit soumis à
2 l'examen en audience publique. J'aimerais peut-être
3 vous entendre sur quelle base il serait possible de
4 soumettre un tel examen en audience publique et
5 quel serait l'objet de la décision qu'on rendrait
6 dans un cadre comme celui-là.

7 Et l'autre volet c'est : est-ce qu'il n'y a
8 pas un chemin plus simple? Quand on voit que ça
9 nous prend plus qu'un an à traiter un plan d'appro,
10 s'il faut en plus qu'on fasse des audiences
11 publiques pour les états d'avancement, on va
12 toujours se voir, là, ça c'est sûr. Alors, voilà.

13 R. En fait, le but ici, c'est justement de s'assurer
14 que peu importe qu'est-ce que le Distributeur veut
15 faire, que ce soit soumis à l'examen de la Régie
16 réellement assistée des intervenants. Et donc, de
17 permettre que s'il y a des changements au parc que
18 ce soit possible de regarder ces changements-là
19 plutôt que d'attendre à tous les cinq ans et de
20 dire « Bon, maintenant, on est rendu là, on n'a
21 rien fait », ou on a fait des choses, on a changé
22 les diesel parce qu'il fallait les changer et on a
23 pu... on est devant un fait accompli.

24 Alors, nous c'est de dire, oui, on devrait
25 quand même laisser ça ouvert. Comme ça, permettre

1 au Distributeur de revenir quand ils ont des
2 changements à faire sur le banc et de soumettre ça
3 à la Régie et assistés des intervenants si
4 possible.

5 Q. **[16]** Peut-être juste une précision. Le Plan
6 d'approvisionnement est déposé aux trois ans et non
7 aux cinq ans.

8 R. Oh, pardon, j'avais dit « trois ans ».

9 Q. **[17]** C'est bon. Je n'ai pas d'autres questions.
10 Merci beaucoup pour votre présentation.

11 R. Merci.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Q. **[18]** Merci. Juste une question. En page 20, vous
14 donnez un exemple de programme qui a été abandonné,
15 et je comprends que selon votre évaluation, c'est
16 en raison d'une sous-estimation des coûts évités,
17 là. C'est le programme d'isolation des entretoits.

18 R. Oui.

19 Q. **[19]** Est-ce que vous avez d'autres exemples de
20 projets précis qui auraient été mis de côté ou sur
21 la glace en raison d'une sous-estimation des coûts
22 évités?

23 R. À brûle-pourpoint, non. Je dois vous avouer qu'il
24 faudrait que j'y réfléchisse quelques minutes. Mais
25 c'est un exemple pour dire qu'il ne faudrait pas

1 non plus que des programmes qui peuvent avoir des
2 actions, puis des fois peuvent ne pas fonctionner
3 immédiatement, qu'ils doivent être quand même
4 étudiés et poursuivis éventuellement.

5 C'est un peu l'idée que ce n'est pas juste
6 les énergies renouvelables qui vont permettre la
7 réduction des diesel dans des réseaux autonomes,
8 mais c'est aussi les programmes qui ont déjà été
9 instaurés et qui ont souvent fonctionné. Certains
10 ont eu de la difficulté, comme l'isolation des
11 entretoits, pour X, Y, Z raison, mais qui, des
12 fois, peuvent être réétudiés et refaits pour être
13 applicables.

14 Je pense, entre autres, pendant que je
15 parle, à des projets de PGEÉ au Nunavik qui étaient
16 établis pour les clients qui sont à loyer. Alors,
17 bien entendu, pour eux autres, ça se peut que ces
18 projets... ces programmes-là étaient mal adaptés
19 parce que ce n'est pas eux autres qui paient la
20 facture à la fin. Mais si on peut repenser ces
21 programmes-là avec les intervenants sur place, à ce
22 moment-là, on peut relancer les programmes qui ont
23 fait leur preuve dans le sud, mais qui pourraient
24 avoir de la difficulté pour plusieurs raisons dans
25 les réseaux autonomes.

1 Q. [20] Merci beaucoup. Alors, ça complète les
2 questions. Alors, Maître Neuman, on peut libérer
3 vos témoins. Merci beaucoup.

4 Me DOMINIQUE NEUMAN :

5 Oui. Je vous remercie beaucoup.

6 M. JIMMY ROYER :

7 R. Merci beaucoup.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Maître Sicard, est-ce que vous êtes prête à
10 présenter votre preuve?

11 Me HÉLÈNE SICARD :

12 Moi, je suis prête. Est-ce que vous m'entendez?

13 LE PRÉSIDENT :

14 Très bien.

15

16 PREUVE D'UC

17

18 Me HÉLÈNE SICARD :

19 Ah, bon. Parce que j'ai eu des petits problèmes de
20 micro. Et je vois que madame de Tilly est avec
21 nous. Alors, nous sommes prêt, Monsieur le
22 Président. Alors, Hélène Sicard pour Union des
23 consommateurs. Notre témoin nous fera une
24 présentation orale. C'est madame Viviane de Tilly,
25 analyste à l'interne à Union des consommateurs.

1 Alors, Madame Lebuis, vous pouvez assermenter
2 madame de Tilly. Merci.

3

4 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième
5 (13e) jour du mois de juillet, A COMPARU :

6

7 VIVIANE DE TILLY, analyste en énergie à Union des
8 consommateurs, ayant une place d'affaires au 7000,
9 avenue du Parc, Montréal (Québec);

10

11 LAQUELLE, après avoir fait une affirmation
12 solennelle, dépose et dit :

13

14 INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD :

15 Q. **[21]** Bonjour, Madame de Tilly. Nous avons déposé
16 une première preuve, C-UC-0010 et une deuxième
17 preuve, C-UC-0021. Avez-vous préparé ou fait
18 préparer sous votre contrôle et surveillance ces
19 documents?

20 R. Oui.

21 Q. **[22]** Est-ce que vous les adoptez comme étant la
22 preuve pour l'Union des consommateurs?

23 R. Oui.

24 Q. **[23]** Avez-vous des changements ou des modifications
25 à y apporter?

1 R. Non.

2 Q. [24] Alors, merci. Je vous inviterais à nous faire
3 votre présentation.

4 R. Alors, bonjour, Monsieur Dumas, Mesdames Rozon et
5 Durand. Bonjour à tous. Alors, voilà, je suis
6 analyste à Union des consommateurs. UC n'a rien à
7 vendre, rien à mousser. Elle prend le parti des
8 consommateurs résidentiels, les familles, les
9 ménages.

10 D'ailleurs, UC, dans ce dossier, est le
11 seul intervenant qui représente les clients
12 résidentiels. Ce sont tout de même quatre millions
13 (4 M) de clients qui pourraient subir les impacts
14 tarifaires d'approvisionnements inutiles ou trop
15 coûteux, ou encore d'une stratégie de développement
16 de marché qui impliquerait l'acquisition
17 d'approvisionnements additionnels à fort prix. Ce
18 sont également les premiers à être visés par Hilo,
19 avec les conséquences qui pourraient en découler.

20 Alors, je ne reprendrai pas en détail les
21 deux mémoires d'UC, et ma présentation portera sur
22 deux points. D'abord, sur la prévision de la
23 demande d'électricité, sur l'horizon du Plan, et
24 d'autre part, sur la filiale Hilo, non réglementée
25 selon le Distributeur, et surtout, à but lucratif.

1 Alors, la prévision de la demande. Je
2 dirais : « Sale temps pour les prévisionnistes. »
3 Comment, dans le contexte exceptionnel que nous
4 avons vécu, avec le grand confinement, et que nous
5 vivons encore, un modèle de prévision de la demande
6 d'électricité peut-il être fiable? Surtout lorsque
7 nous sommes devant un modèle qui a plutôt tendance
8 à surestimer les prévisions, à la suite d'une
9 période de turbulence.

10 En effet, comme nous l'avons démontré dans
11 notre preuve, C-UC-0001, la demande d'électricité
12 depuis la crise de deux mille huit (2008), plan
13 après plan, est demeurée grandement inférieure aux
14 prévisions du Distributeur. Et comme le résume,
15 pour un horizon récent, l'AHQ-ARQ dans son mémoire
16 0024, page 20, de façon générale, on peut constater
17 que depuis deux mille douze (2012), les prévisions
18 du Distributeur surestiment systématiquement les
19 besoins en énergie et en puissance.

20 Dans le contexte actuel, plusieurs indices
21 nous portent à croire que la prévision de la
22 demande, sur l'horizon du plan, est encore
23 surestimée.

24 Je parlerais de la pandémie. Nous ne sommes
25 pas encore sortis du bois. La semaine dernière,

1 dans un communiqué final, les ministres des
2 Finances du G20, qui étaient réunis à Venise,
3 indiquaient que la reprise économique mondiale
4 reste exposée, non seulement en particulier à la
5 propagation de nouveaux variants, mais aussi aux
6 différents rythmes de vaccination sur la planète.
7 Il n'y a rien de réglé avec la pandémie mondiale.

8 Si on se fie à la dernière prévision du
9 Distributeur, grosso modo, la demande d'électricité
10 récupérera tout le terrain perdu, en deux mille
11 vingt (2020), d'ici vingt-six, vingt-sept (26-27),
12 en énergie et en puissance. Donc, en cinq ans.

13 Nous croyons toutefois que l'horizon et
14 l'amplitude de cette reprise ne sont pas assurés.
15 La conjoncture est unique en son genre et il est
16 probable qu'elle aura des conséquences pérennes,
17 structurelles qu'on devine à peine pour le moment.

18 De façon anecdotique, il y a quelques
19 semaines, on apprenait que l'Australie avait
20 abaissé ses prévisions de croissance, tant
21 démographiques qu'économiques, pour les quarante
22 (40) prochaines années, en raison de l'impact de la
23 pandémie de COVID-19.

24 Bon, le Québec, ce n'est pas l'Australie,
25 mais on peut se questionner sur l'optimiste

1 apparent... l'optimisme apparent du Distributeur et
2 la vraisemblance de la reprise des ventes qu'il
3 anticipe d'ici seulement cinq ans.

4 Il y a un autre point dont j'aimerais
5 parler, c'est la pénurie de la main-d'oeuvre. Nous
6 avons questionné le Distributeur sur l'impact de la
7 pénurie de la main-d'oeuvre sur les ventes
8 d'électricité, de façon générale, mais aussi
9 conséquente à la pandémie. Alors, on en a discuté
10 dans l'audience du sept (7) juillet, à la page 210.

11 Alors, le témoin du Distributeur, à propos
12 des pénuries de la main-d'oeuvre, disait : « Bon,
13 c'est quand même quelque chose, là, qui n'est pas
14 nécessairement, non... qui vient jouer, là, dans
15 nos modèles de prévisions, mais c'est quand même un
16 élément qu'on regarde. »

17 Nous comprenons donc que la pénurie de
18 main-d'oeuvre est un facteur marginal dans la
19 prévision de la demande.

20 Encore là, on peut se questionner sur le
21 caractère exceptionnel de la pénurie actuelle.
22 Comment un modèle, basé sur l'expérience passée,
23 peut donner de bonnes prévisions lorsque des
24 variables qui le composent affichent des valeurs
25 qui n'ont jamais ou rarement été atteintes? La

1 pénurie de main-d'oeuvre est pourtant un enjeu réel
2 pour l'économie du Québec.

3 Et hier, le président et chef de la
4 direction du Conseil du patronat du Québec,
5 monsieur Blackburn, a publié une lettre dans La
6 Presse et je vous en cite des extraits :

7 Il ne se passe pas un jour sans que
8 les médias ne rapportent une nouvelle
9 démonstration de la pénurie de
10 travailleurs. La démographie
11 vieillissante du Québec est la
12 principale cause de ce phénomène qui
13 ne s'estompera pas avant deux mille
14 trente (2030). Comment stopper la
15 vague avant qu'il ne soit trop tard?
16 Avec cent quatre-vingt mille (180 000)
17 postes vacants, en hausse constante,
18 on ne parle plus de rareté, mais
19 plutôt d'une crise de la
20 main-d'oeuvre. Notre taux de chômage
21 est à un plancher historique et le
22 taux d'emplois atteint un sommet
23 inégalé, si bien que l'élastique
24 atteint un point de rupture. Les
25 impacts sont largement documentés :

1 perte de contrats, annulation
2 d'investissements, fermetures forcées,
3 économie régionale affectée, employés
4 et employeurs surchargés.

5 Et je vais le répéter.

6 Les impacts sont largement
7 documentés : perte de contrats,
8 annulation d'investissements,
9 fermetures forcées, économie régionale
10 affectée, employés et employeurs
11 surchargés.

12 Monsieur Blackburn continue :

13 Alors que l'après-pandémie était
14 porteuse de grandes promesses de
15 relance, bien des pans de l'activité
16 économique pourraient être au
17 contraire tués dans l'oeuf. Des
18 secteurs ne pourront pas concrétiser
19 leurs plus grandes ambitions de
20 développement sans capital humain.
21 Quel que soit le domaine, quel que
22 soit le salaire, quelle que soit la
23 région.

24 Alors, nous sommes d'avis qu'il est possible que le
25 Distributeur ait sous-estimé l'impact de la pénurie

1 de main-d'oeuvre actuelle sur l'activité économique
2 et conséquemment sur la prévision des ventes
3 d'électricité.

4 Je voudrais aussi parler d'inflation. Le
5 mot en « i » selon moi. On n'ose pas trop en
6 parler.

7 Alors, le Distributeur tient compte de
8 l'inflation dans son modèle de prévision. Il s'agit
9 donc d'une variable qui influe sur la demande
10 d'électricité. Et là, j'ai glané quelques phrases
11 sur Internet à propose de l'inflation.

12 L'inflation signifie que nous payons plus
13 cher une même quantité d'un produit donné. Elle
14 peut mener à un ralentissement de la croissance
15 économique lorsque les consommateurs restreignent
16 leurs achats de biens essentiels et non essentiels.

17 L'inflation pénalise le commerce extérieur
18 en rendant les produits relativement plus chers à
19 l'étranger. En conséquence, une hausse de
20 l'inflation pourrait avoir un impact sur l'activité
21 économique et, par ricochet, sur la demande
22 d'électricité.

23 Nous avons demandé au Distributeur quel est
24 le taux d'inflation qu'il utilisait dans ses
25 prévisions de la demande. Il a répondu via un

1 engagement, à la pièce B-0168. Alors, on apprend
2 que, par exemple, pour deux mille vingt et un
3 (2021), le Distributeur utilise un taux d'inflation
4 d'un point neuf pour cent (1,9 %) et pourtant
5 l'inflation au Québec n'a cessé de croître depuis
6 deux mille vingt et un (2021). Depuis le début de
7 l'année. Je vous donnerai les taux depuis janvier.

8 Alors, un point quatre (1,4 %) en janvier,
9 un point six (1,6 %) en février, deux point deux
10 (2,2 %) en mars, trois point quatre (3,4 %) en
11 avril et quatre point un (4,1 %) en mai. Ça ce sont
12 les données pour le Québec.

13 Personne ne se comment sur la durée de
14 cette période inflationniste, n'empêche qu'il
15 s'agit d'un risque réel qui devrait être pris en
16 compte dans le scénario faible de la prévision de
17 la demande.

18 Finalement à propos de la prévision,
19 j'aimerais parler de sa neutralité. Neutralité dans
20 le sens est-ce la prévision pourrait servir
21 quelqu'un ou quelque chose?

22 Alors le mémoire de UC indique que
23 l'industrie de l'énergie éolienne est en attente
24 d'un appel d'offre du Distributeur, cependant ce
25 n'est pas l'unique joueur qui est en attente d'un

1 appel d'offre. Nous avons vu fin deux mille quinze
2 (2015), fin deux mille seize (2015) comment la
3 chronologie des corrections de la prévision de la
4 demande a servi de manière heureuse le Producteur.
5 Et toute cette histoire, elle a été racontée par UC
6 dans le dossier R-3986-2016, dans les notes sténo
7 du vingt-six (26) mai deux mille dix-sept (2017), à
8 la page 157, ça a été le Plan d'approvisionnement
9 deux mille dix-sept, deux mille vingt-six (2017-
10 2026).

11 Alors, je rappelle rapidement les faits :
12 en automne deux mille quatorze (2014), dans le
13 cadre du dossier 3864, portant sur le Plan
14 d'approvisionnement quatorze-vingt-trois (2014-
15 2023) le Distributeur demandait à la Régie la
16 permission de réaliser un appel d'offres de mille
17 mégawatts (1000 MW) en puissance dont il avait
18 besoin pour équilibrer le bilan. La Régie avait
19 toutefois modéré ses ardeurs en lui accordant un
20 appel d'offres de cinq cents mégawatts (500 MW)
21 seulement.

22 Dans le cadre du dossier 3939-2015, le
23 Distributeur demandait à la Régie l'approbation de
24 trois contrats d'approvisionnement avec le
25 Producteur pour cinq cents mégawatts (500 MW).

1 Dans le cadre de ce dossier, la Régie avait
2 demandé au Distributeur de reconfirmer les volumes
3 à acquérir et ainsi que les dates de livraison.

4 Le dix-huit (18) novembre deux mille quinze
5 (2015), le Distributeur confirmait la nécessité
6 d'acquérir la totalité des cinq cents mégawatts
7 (500 MW). Le onze (11) décembre, la Régie
8 approuvait les trois contrats.

9 Or, quelques mois plus tard, en avril deux
10 mille seize (2016), lors du dépôt du rapport annuel
11 deux mille quinze (2015), le Distributeur révélait
12 l'effondrement des ventes aux tarifs D et Dm, soit
13 une diminution de près de trois pour cent (3 %) des
14 ventes, c'est de deux térawattheures (2 TWH) sur
15 soixante-cinq (65) et cinq cents mégawatts (500 MW)
16 en puissance.

17 Peut-on sourciller devant cette chronologie
18 qui a fichtrement bien servi Hydro-Québec
19 Production? Est-ce que les trois contrats avec le
20 Producteur auraient pu être évités si on avait
21 connu quelques semaines plus tôt l'effondrement des
22 ventes? Est-ce que des coûts d'approvisionnement
23 depuis deux mille dix-huit (2018) auraient été
24 évités? Vraisemblablement. Est-ce que l'histoire va
25 se répéter sur la base d'une prévision de la

1 demande surestimée? C'est fort possible.

2 Étant donné toutes les incertitudes qui
3 perdurent sur la reprise économique post COVID, sur
4 les facteurs de croissances des ventes ou même sur
5 une apparence d'instrumentalisation de la prévision
6 de la demande, nous adhérons à la recommandation du
7 RNCREQ formulée en audience le neuf (9) juillet
8 dernier. Alors cette recommandation-là était que le
9 que le Distributeur justifie, lors de son prochain
10 appel d'offres, en quoi le produit et les
11 caractéristiques recherchés sont appropriés non
12 seulement pour les prévisions de l'État
13 d'avancement, mais également à l'égard d'un
14 scénario fort et faible.

15 Alors, j'en ai fini avec la prévision de la
16 demande, je vais maintenant parler de Hilo.

17 Dès l'annonce de la mise sur pied de la
18 filiale, nous avons été inquiets. Entendre parler
19 d'une filiale d'Hydro-Québec avec objectif de
20 rentabilité nous a tout de suite fait penser à
21 HydroSolution, cette filiale dont Hydro-Québec
22 s'est départi en deux mille cinq (2005). C'était
23 une filiale sûrement rentable si on en croit les
24 quatre-vingt-douze millions (92 M) qu'elle a
25 obtenus pour une valeur aux livres de quarante-

1 quatre millions (44 M). Ça, ce sont des données que
2 j'ai prises dans le rapport annuel deux mille cinq
3 (2005) d'Hydro-Québec.

4 En fait, UC est très préoccupé par le fait
5 qu'une filiale d'Hydro-Québec, profite de l'aura de
6 la compagnie, de son image de marque, de son nom,
7 de son logo pour faire des profits, gros ou petits,
8 on n'en sait rien et on ne le saura jamais, d'une
9 part sur le dos des participants auxquels elle
10 vendra des équipements et des promesses de
11 récompenses et d'autre part, des profits, gros,
12 petits, on n'en sait rien et on ne le saura jamais
13 sur la vente d'un effacement au Distributeur dont
14 les coûts seront assumés par les clients du
15 Distributeur dont les participants d'Hilo.

16 L'idée d'une filiale non réglementée
17 d'Hydro-Québec qui aura les coudées franches, sans
18 la surveillance et la reddition des comptes d'un
19 point de vue réglementaire, est une mauvaise
20 nouvelle pour les clients du Distributeur qui
21 deviennent participants mais qui ne seront jamais
22 protégés par la Régie. Ça permet donc à Hydro-
23 Québec d'aller encore plus loin plus loin que le
24 PL 34 puisque, lors de la mise à niveau
25 quinquennale, nous n'en saurons pas plus sur les

1 profits d'Hilo. Tout comme nous ne saurons jamais
2 si la participation à Hilo, incluant évidemment
3 l'achat d'équipement, est rentable pour tous les
4 participants. Devant nos inquiétudes, les témoins
5 du Distributeur ont essayé nous rassurer en nous
6 disant que :

7 Et donc ces équipements-là, à mon avis,
8 sont à juste prix. À mon avis, dès qu'il a acquis
9 ses équipements, c'est déjà rentable pour lui.
10 On parlait d'un client. Ça, c'est les notes sténos
11 du huit (8) juillet vingt-vingt (2020), à la page
12 11.

13 Bon, je me permets de corriger un peu.
14 Juste prix est un bien grand mot quand on lit
15 l'article 3.3 de l'entente du participant. Cette
16 entente dit :

17 Hilo n'offre aucune garantie du
18 meilleur prix à l'égard d'aucun des
19 appareils connectés ni des frais
20 d'installation.

21 D'autre part, le participant à Hilo remplacera ses
22 compteurs, qui n'étaient pas gratuits, on s'entend,
23 et sûrement encore utiles. C'était peut-être même
24 des compteurs intelligents. Il va les remplacer par
25 d'autres compteurs, acquis à fort coût. Par

1 exemple, quatre cents dollars (400 \$) pour un
2 ensemble, pour une maison moyenne. Quatre cents
3 dollars (400 \$) pour des thermostats, pour la
4 passerelle et tout.

5 Alors, comment peut-on être assurés que cet
6 achat sera rentable pour tous les clients? Combien
7 de temps les clients prendront-ils pour
8 rentabiliser leurs équipements?

9 Cela est d'autant plus inquiétant, que Hilo
10 peut de façon unilatérale résilier l'entente avec
11 les participants. En effet, si le participant ne
12 réduit pas suffisamment sa consommation
13 d'électricité pendant un Défi Hilo accepté, par
14 exemple s'il a utilisé des appareils énergivores
15 comme des électroménagers, ou s'il consomme au-delà
16 de sa consommation de référence pendant les Défis
17 Hilo acceptés ou refusés, Hilo peut résilier
18 l'entente. Ça c'est l'article 10.2, là, de
19 l'entente du participant.

20 Nous avons demandé en vain une distribution
21 de la récompense annuelle par participant ou une
22 distribution de l'effacement moyen par hiver par
23 participant. Rien, silence radio. Pourtant, nous
24 avons en tête l'histoire du tarif DT, où les
25 clients ont perdu... où des clients perdaient

1 beaucoup d'argent en étant au tarif DT plutôt qu'en
2 étant au tarif D régulier.

3 Nous craignons, en fait, que Hilo ne soit
4 qu'un miroir aux alouettes pour certains, pour de
5 nombreux clients. Et ce sont eux que la Régie
6 devrait protéger.

7 Plus que la rentabilité, la question du
8 financement des équipements est préoccupante. Oui,
9 les cartes de crédit traditionnelles sont acceptées
10 et peuvent faire lieu de carte de paiement pour les
11 commandes par Internet.

12 Mais Hilo offre également, via un
13 partenaire, un service de financement qui consiste
14 essentiellement à étaler les paiements. Une page
15 Web de Hilo nous accueille d'ailleurs avec le
16 slogan qui horripile sûrement tous ceux qui sont
17 préoccupés par l'endettement des ménages. Eh oui, à
18 gros traits, une des pages Web de Hilo nous invite
19 explicitement à consommer. C'est écrit en gros :
20 « Achetez maintenant, payez plus tard grâce à
21 PayBright! »

22 Pour UC, ce genre de « teaser » favorisant
23 l'étalage des paiements et l'endettement est
24 inacceptable et n'est pas digne d'une société
25 d'État. Cette façon de payer par étalement des

1 paiements, c'est assez nouveau, c'est... Et il y
2 avait un article du Journal de Montréal, du vingt
3 et un (21) janvier, qui en parlait. Justement, je
4 vais vous citer cet article, c'est très court.

5 Alors :

6 On peut d'abord y voir une occasion
7 d'étaler son paiement sans prise de
8 risque, mais la tactique commerciale
9 inquiète les experts, puisqu'elle
10 incite au crédit et à la dépense.
11 Devant la nouvelle tendance, Option
12 consommateurs et l'Office de la
13 protection du consommateur [restent]
14 prudents. « Tout ce que nous pouvons
15 dire, c'est que ces sites nous
16 inquiètent, puisqu'il s'agit une fois
17 de plus d'une incitation au crédit,
18 qui pourrait faciliter les achats
19 impulsifs », laisse savoir Option
20 consommateurs. Du côté de l'Office de
21 la protection du consommateur, on
22 indique qu'« il convient de
23 recommander la prudence aux
24 consommateurs qui sont tentés par ce
25 genre d'offre, notamment surveiller

1 les frais qui pourraient être
2 imposés. » Il faut rester sur ses
3 gardes avec ces options de paiements
4 flexibles qui incitent à la dépense,
5 prévient Jacinthe Cloutier,
6 Professeure adjointe en Sciences de la
7 consommation à l'Université Laval.
8 « En ayant de plus petits paiements,
9 cela donne l'impression que le produit
10 n'est pas cher et on tombe davantage
11 dans l'impulsivité, on pense moins à
12 ce dont on a vraiment besoin, mais
13 davantage à ce dont on a envie.
14 Malheureusement, envie et besoin sont
15 souvent confondus! » Ainsi, la
16 perception d'un prix moins élevé donne
17 l'impression d'avoir un meilleur
18 pouvoir d'achat, ce qui peut nous
19 pousser à dépenser plus que notre
20 capacité réelle, toujours selon
21 Jacinthe Cloutier.

22 Il faut savoir qu'outre les éléments de base, il
23 est possible d'acheter de nombreux autres produits
24 sur le site d'Hilo et tout cela possiblement en
25 étalant les paiements. Par exemple, un détecteur de

1 fumée intelligent à cent trente-neuf et
2 quatre-vingt-dix-neuf (139,99), une ampoule
3 intelligente de couleur à quarante-neuf quatre-neuf
4 quatre-vingt-dix-neuf (49,99) ou une station météo
5 à deux cent dix-neuf et quatre-vingt-dix-neuf
6 (219,99).

7 Si Hilo était réglementée, la rentabilité
8 pour les participants, la gamme des produits, les
9 prix et les possibilités de financement seraient
10 passés au crible à un moment ou à un autre. Nous
11 croyons surtout que, réglementé ou pas,
12 Hydro-Québec et Hilo devraient dès maintenant faire
13 preuve d'une pudeur de monopole en évitant de
14 favoriser l'endettement des ménages.

15 Je rappelle que juste en ce qui concerne le
16 financement, dans le dossier sur les conditions de
17 service, le Distributeur souhaite offrir la
18 possibilité à ses clients de payer leurs factures
19 via un tiers. C'est dans le dossier R-3964-2016,
20 HQD-1, Document 1, page 19. Ce sujet a été débattu
21 devant la Régie et bien que le Distributeur ait
22 laissé tomber l'idée, les questions de
23 l'endettement et de la responsabilité du coût du
24 financement pour les clients ont fait l'objet de
25 questionnements.

1 Maintenant, en ce qui concerne les
2 récompenses. Le calcul de la récompense des
3 participants est clairement détaillé sur le site
4 d'Hilo bien que retrouver la page pertinente
5 ressemble au parcours du combattant. La méthode de
6 calcul s'apparente à celle utilisée pour évaluer le
7 crédit hivernal des clients du Distributeur - c'est
8 un tarif réglementé, on s'entend - bien que nous
9 n'en ayons pas fait une analyse fine.

10 Au-delà de la quincaillerie offerte en
11 vente aux participants, Hilo applique donc le
12 calcul des récompenses avec une structure de prix
13 et une méthode de calcul qui ont toutes les
14 apparences d'un tarif de gestion de la demande.
15 Nous croyons qu'il y a lieu de se questionner sur
16 la nature réglementaire des activités d'Hilo à
17 partir du moment où une filiale rémunère les
18 clients du Distributeur de façon similaire au tarif
19 Crédit hivernal à partir des données fournies par
20 le Distributeur ou par ses installations.

21 Donner en sous-traitance à une filiale non
22 réglementée, l'application à quelques détails près
23 d'un tarif réglementé, fait-il de ce « tarif »,
24 entre guillemets, un tarif non-réglementé? Ou alors
25 s'agit-il d'un contrat d'approvisionnement qui,

1 lui, aurait dû être assujettie à un appel d'offres?
2 Dans un cas comme dans l'autre, les consommateurs
3 résidentiels en seront éventuellement affectés.

4 Dans un cas comme dans l'autre, la Régie
5 aurait dû être sollicitée pour : un, déterminer la
6 nature juridique de cette offre - comme elle l'a
7 demandé et fait dans le cadre du dossier GDP,
8 Gestion de la demande en puissance. Et elle aurait
9 dû être sollicitée pour approuver l'offre ou la
10 mesure après l'avoir évaluée. Il s'agit d'un enjeu
11 légal qui sera abordé par Me Sicard en
12 argumentaire.

13 Mais pour UC, pour le moment et tant que la
14 Régie ne se sera pas prononcée sur ces deux
15 questions essentielles, les volumes provenant
16 d'Hilo inclus au Plan d'appro ne devraient pas être
17 reconnus par la Régie. Bref, le Plan tel que
18 présenté avec l'inclusion d'Hilo ne peut être
19 approuvé.

20 À la question : mais qu'est-ce qui arrive à
21 Hilo en attendant? Nous croyons que la Régie
22 devrait demander au Distributeur de proposer dans
23 son argumentaire ses propres solutions. C'est quand
24 même le Distributeur qui s'est comporté de manière
25 discutable dans ce dossier en mettant la Régie

1 devant les faits accomplis. D'ailleurs, on peut
2 raisonnablement penser que des scénarios
3 alternatifs au plan de base ont été envisagés par
4 le Distributeur.

5 La réponse fournie par le Distributeur
6 lorsque nous l'avons questionné sur ce qu'il
7 adviendrait des clients de Hilo si la Régie
8 refusait d'en reconnaître les coûts en
9 vingt-vingt-cinq (2025), alors cette réponse nous
10 indique qu'une réflexion a eu lieu. Et je vous
11 amène aux notes sténos du sept (7) juillet vingt
12 vingt et un (2021), page 242. Alors le témoin du
13 Distributeur disait :

14 L'idée n'est pas de laisser tomber
15 tout le monde, de mettre fin
16 abruptement à des programmes. L'idée,
17 si ça devait se produire, on verra à
18 assurer une transition. On n'est pas
19 là en ce moment, mais je pense qu'on
20 est une entreprise qui a comme espoir
21 de se comporter de manière
22 responsable. Donc, voilà ce qui se
23 produirait.

24 En terminant, je vous dirais que la Régie doit agir
25 dès maintenant et exercer sa juridiction en ce qui

1 concerne la protection des consommateurs. Elle doit
2 aussi se prononcer rapidement sur la nature
3 juridique et la validité ou non de l'entente-cadre
4 et du contrat entre le Distributeur et Hilo, tels
5 que soumis au présent dossier.

6 Des consommateurs résidentiels se sont
7 engagés à participer, ont fait des achats, de bonne
8 foi. Or, plus le temps passe, plus Hilo augmentera
9 son offre et plus il sera difficile pour le
10 Distributeur d'assurer une transition si la Régie
11 attendait en vingt-vingt-cinq (2025) pour prendre
12 une décision sur la reconnaissance des coûts
13 d'Hilo.

14 Et là, je vous réfère encore au témoignage
15 du Distributeur du sept (7) juillet. Maître Sicard
16 disait :

17 Est-ce que le Distributeur a ou aurait
18 le « know-how » et les connaissances
19 pour continuer à desservir les
20 participants et continuer d'opérer le
21 programme à ce moment-là?

22 Et Hydro-Québec répond :

23 C'est dur à dire. C'est dans plusieurs
24 années. Il est fort à parier que d'ici
25 là l'offre de Hilo se sera

1 considérablement élargie. Il y aurait
2 nécessairement, à mon avis, beaucoup
3 de questions à se poser, de mesures à
4 mettre en place, là, pour assurer une
5 transition. Donc, je ne peux pas
6 répondre à votre question qu'est-ce
7 qui va arriver dans quatre ans.

8 Alors, nous croyons que le temps presse et
9 réitérons que des décisions doivent être prises
10 rapidement. Et cela met fin à ma présentation.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Q. [25] Merci beaucoup.

13 Me HÉLÈNE SICARD :

14 Q. [26] Merci, Madame De Tilly. Je vais vous demander
15 deux petites précisions, parce que je pense que la
16 langue vous a fourché. Vous avez fait référence à
17 votre première preuve, comme étant C-UC-0001. Je
18 pense que vous vouliez dire « C-UC-0010 »?

19 R. Tout à fait.

20 Q. [27] Et vous avez fait référence à... c'est
21 l'engagement 8, où le Distributeur, suite à notre
22 demande, a fourni ses taux d'inflation utilisés,
23 comme étant la pièce B-0169. D'abord, il s'agit
24 bien de l'engagement 8?

25 R. Oui. Oui, oui.

1 Q. **[28]** Et c'est, si je ne me trompe, la pièce B-0169,
2 vous auriez dit « B-0168 »?

3 R. C'est 0169.

4 Q. **[29]** 0169? O.K.

5 R. Oui.

6 Q. **[30]** Alors, ça complète mes questions. Madame De
7 Tilly est disponible pour contre-interrogatoire.
8 Merci.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Alors, est-ce qu'il y a des questions de la part de
11 AHQ-ARQ?

12 Me STEVE CADRIN :

13 Non, Monsieur le Président. Merci.

14 LE PRÉSIDENT :

15 AQCIE?

16 Me SYLVAIN LANOIX :

17 Pas de question, Monsieur le Président. Merci.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci. AQPER? CQ3E?

20 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

21 Pas de question, Monsieur le Président. Merci
22 beaucoup.

23 LE PRÉSIDENT :

24 FCEI? Il ne semble pas... RNCREQ?

25

1 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

2 Pas de question, Monsieur le Président. Merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 ROEÉ?

5 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

6 Pas de question, Monsieur le Président. Merci.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Et finalement, RTIEÉ.

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 Oui. Pas de question, Monsieur le Président.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Et du côté de HQD? Maître Turmel?

13 CONTRE-INTERROGÉE PAR Me SIMON TURMEL :

14 Oui, excusez-moi. J'ai un problème avec mon bouton.

15 Oui. En fait, j'aurai une seule question.

16 Q. **[31]** Bonjour, Madame De Tilly.

17 R. Bonjour.

18 Q. **[32]** À la lumière de votre témoignage, est-ce que

19 vous recommandez que le Distributeur reprenne

20 l'ensemble de l'activité de Hilo?

21 R. Moi, je ne fais pas de recommandation. Je me suis

22 bien gardée d'en faire et je dis : c'est au

23 Distributeur à faire... à faire des propositions.

24 Et... oui. Idéalement, oui, que le Distributeur

25 reprenne les activités de Hilo. Déjà, ce serait...

1 ce serait bien, et qu'on puisse jeter un coup
2 d'oeil sur les activités de Hilo, ce serait bien.
3 Mais il y a peut-être d'autres solutions. Ça
4 pourrait être d'aller, comme ça a été proposé, je
5 crois, par d'autres intervenants, aller en appel
6 d'offres, et que Hilo participe à cet appel
7 d'offres. Et à ce moment-là, on pourra constater
8 les coûts et la justesse des coûts, mais... Voilà.
9 Et j'attends... j'attendrais avec intérêt les
10 propositions du Distributeur, si la Régie lui
11 demandait de procéder, justement, de faire des
12 propositions pour la suite des choses.

13 Q. **[33]** Je vous remercie.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci beaucoup.

16 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

17 Et je n'aurai pas de question moi non plus. Merci.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci.

20 INTERROGÉE PAR LA FORMATION

21 Mme SYLVIE DURAND :

22 Q. **[34]** Oui, bonjour, Madame De Tilly, Sylvie Durand
23 pour la Formation. J'aurais d'abord une question
24 sur la prévision de la demande. Bon, vous soulevez
25 beaucoup l'incertitude de la prévision de la

1 demande, là, « sale temps pour les
2 prévisionnistes », comme vous dites, relativement à
3 l'impact de la pandémie sur la prévision de la
4 demande. D'un autre côté en parallèle de ça ce
5 qu'on voit c'est dans la transition énergétique, la
6 place de plus en plus importante que va prendre
7 l'hydroélectricité. Quand on pense, bon, les
8 véhicules électriques ou les transitions des
9 fournaies au mazout vers l'électricité et tout ça,
10 est-ce que cet élément-là ne vient pas amener
11 disons à moyen terme... pourrait engendrer un
12 impact important sur la prévision de la demande,
13 qui pourrait compenser un peu les incertitudes de
14 la pandémie?

15 R. Oui, je crois que le Distributeur a inclus dans sa
16 prévision les impacts d'une transition sur
17 l'horizon du Plan. C'est pris en compte, c'est...
18 mais... et on pourrait dire même... même cette
19 transition-là est-ce qu'on va devoir diminuer nos
20 attentes compte tenu des conditions économiques?
21 Cependant, oui, le Distributeur en a mis dans sa
22 prévision, c'est pris en compte, c'est là. Si on me
23 dit maintenant que c'est plus, bien le Plan devrait
24 en tenir compte, là, il devrait y avoir... il y a
25 eu une mise à jour en novembre puis les prévisions

1 associées à la transition sont déjà dans la
2 prévision du Distributeur. Ce que je crois c'est
3 que la prévision de base, là, celle... celle de
4 l'ensemble de la clientèle avant la transition.
5 Alors c'est sur cette prévision de base avant la
6 transition qu'il y aurait des incertitudes. Voilà,
7 je ne sais pas si ça répond à vos questions?

8 Q. [35] Oui, oui, j'ai une autre question. Je ne sais
9 pas si j'ai bien compris, mais vous avez parlé de
10 remplacement des compteurs pour Hilo. J'ai pas
11 vraiment compris ce à quoi vous faites référence
12 exactement, pourriez-vous préciser?

13 R. Oui, c'est simple. Si... si quelqu'un participe à
14 Hilo, il reçoit des compteurs, enfin il y a un
15 installateur qui va venir remplacer ses compteurs.
16 Or, il avait déjà des compteurs, là.

17 Q. [36] Vous... atten... attendez juste un instant.
18 Juste pour être certaine de vous comprendre, vous
19 parlez des compteurs intelligents qui sont
20 installés par Hilo ou vous faites référence à
21 d'autre chose? Pas installés pas Hydro, mais qui
22 ont été installés par Hydro-Québec ou vous parlez
23 plutôt de thermostats programmables? Pas
24 programmables, mais...

25 R. J'ai utilisé le mot « compteur »?

1 Q. **[37]** Oui, oui.

2 R. Non, non, non, non, c'est des thermostats.

3 Q. **[38]** O.K.

4 R. Oui, oui, oui, c'est vraiment... c'est vraiment les
5 thermostats qui vont être remplacés. Alors ce sont
6 des thermostats qui... qui peuvent être contrôlés
7 par Hilo, qui vont remplacer les thermostats que
8 les clients avaient déjà installés et qui... qui
9 auraient pu fonctionner encore pendant des années,
10 donc ils avaient une valeur résiduelle. La
11 rentabilité doit... doit tenir compte de ça aussi,
12 là, parce que le témoin du Distributeur disait :
13 bien c'est rentable, Hilo, en partant parce qu'on
14 va installer des... - là, j'allais encore dire
15 « compteurs » - parce qu'on va installer des
16 thermostats qui... qui sont au juste prix. Et là,
17 je mets ça en doute parce qu'on remplace un
18 thermostat par un autre, il y en avait un qui
19 fonctionnait très bien, qui était peut-être... qui
20 était peut-être intelligent puis là, voilà, c'est
21 pas nécessairement rentable de remplacer - j'allais
22 encore dire « compteur » - de remplacer un
23 thermostat par un autre.

24 Q. **[39]** Je vous remercie, je n'aurai pas d'autres
25 questions.

1 Me LOUISE ROZON :

2 Q. **[40]** Bonjour, Madame De Tilly, Louise Rozon pour la
3 Formation. Je reviendrais sur la question de la
4 prévision de la demande. Dans votre mémoire révisé,
5 vous nous demandez de réserver notre approbation
6 définitive en ce qui a trait à la stratégie
7 d'approvisionnement jusqu'au dépôt de l'État
8 d'avancement deux mille vingt et un (2021).

9 Concrètement, comment on peut mettre en
10 oeuvre une telle recommandation?

11 R. Mais, je crois que oui, c'était peut-être un petit
12 peu... Ça vous demanderait de faire de la grande
13 gymnastique. Je crois que la recommandation du
14 RNCREQ est préférable.

15 C'est-à-dire lorsqu'il y aura le prochain
16 appel d'offres, que les produits et les
17 caractéristiques recherchés soient appropriés non
18 seulement pour les prévisions de l'État
19 d'avancement, mais pour un scénario fort et faible.

20 En fait, on ne le saura pas tellement plus
21 dans six mois, dans un an, ce qui va arriver avec
22 la prévision de la demande d'électricité. Je
23 rappelle qu'au mois de mars deux mille vingt
24 (2020), UC avait proposé de suspendre l'étude du
25 dossier, parce qu'il y avait beaucoup trop

1 d'incertitudes sur la prévision de la demande.

2 Je ne crois pas que dans six mois on va en
3 savoir plus. L'incertitude sera encore là. Alors,
4 peut-être que la recommandation du RNCREQ elle est
5 judicieuse, elle est pratique c'est qu'on tienne
6 compte du scénario fort et faible lorsqu'il s'agira
7 d'étudier le prochain appel d'offres.

8 Q. **[41]** Parfait. Merci pour cette précision. Une
9 dernière question concernant Hilo. Vous avez
10 mentionné qu'il y a des questions qui ont été
11 posées au niveau de la récompense que les clients
12 peuvent être appelés à recevoir, mais là, corrigez-
13 moi.

14 J'ai entendu de votre part que c'était un
15 silence radio, mais bon, c'est quand même précisé
16 sur le site. On parle d'une contribution moyenne de
17 cent vingt dollars par année (120 \$/an). Je voulais
18 juste comme que vous puissiez préciser cette
19 notion.

20 R. Oui. Nous, on a demandé une distribution. S'il y a
21 quelque chose qui peut être très, je m'excuse, très
22 menteur, c'est une moyenne et on l'a vu dans le cas
23 du tarif DT.

24 Lorsqu'on n'a pas la distribution des
25 gains, la distribution des coûts, on se fait une

1 moyenne et une moyenne, bien ça nous dit qu'il y en
2 a à gauche, puis qu'il y en a à droite. Il y a des
3 gens qui vont avoir moins que cent dollars (100 \$),
4 puis il y en a qui vont avoir plus.

5 Mais moins de cent dollars (100 \$) c'est
6 combien? Est-ce que ça se peut qu'il y ait des gens
7 qui aient zéro (0 \$), puis pour les deux options de
8 tarif, question dynamique, Flex et crédit hivernal,
9 on a quand même une distribution. On ne peut pas
10 perdre d'argent avec le crédit hivernal.

11 Donc, le participant à Hilo ne perdra pas
12 d'argent. Il n'aura pas une récompense négative,
13 mais on sait qu'il va avoir investi et donc si on
14 avait une distribution de la récompense pour chacun
15 des derniers hivers, on saurait si... Quelqu'un qui
16 a reçu un gros vingt-cinq piasses (25 \$), mais que
17 ça lui a coûté quatre cents dollars (400 \$) de
18 thermostat, je ne suis pas sûre que c'est rentable
19 et on pourrait au moins avoir une idée de la
20 rentabilité pour l'ensemble des clients, des
21 participants, et pas seulement pour un cas moyen.

22 C'est que c'est vrai que ça paraît bien,
23 cent dollars (100 \$). D'ailleurs, je crois qu'il y
24 a des gens au crédit hivernal qui ont fait ça et
25 qui ont fait cent dollars (100 \$), mais il y en a

1 qui ont fait près de zéro (0 \$), puis au tarif
2 Flex, bien il y a des gens qui ont perdu de
3 l'argent et c'est ça qui nous inquiète que
4 quelqu'un de bonne foi qui participe à un tarif ou
5 qui devient participant d'Hilo, au bout du compte,
6 ne rentre pas dans ces frais, que tout ce qu'il a
7 fait c'est alimenter les profits d'une filiale.
8 Tout ce qu'il a fait c'est ça. Perdre de l'argent.

9 C'est possible et on voudrait que ce soit
10 évité et si Hilo était réglementé, on pourrait
11 mettre notre nez dans les chiffres. On pourrait
12 surveiller ce qui se passe.

13 Q. **[42]** Merci beaucoup. Je n'aurai pas d'autres
14 questions. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci, Madame Rozon. Alors, une question, Madame
17 De Tilly. Dans votre présentation verbale, vous
18 avez suggéré que la Régie ne reconnaisse pas les
19 mégawatts effacés par Hilo, ce qui évidemment
20 entraînerait un déséquilibre dans le bilan en
21 puissance.

22 Est-ce que vous avez une suggestion sur la
23 façon de rétablir l'équilibre?

24 R. Oui. Bien, j'ai entendu le Distributeur dire qu'ils
25 avaient quand même une marge de manoeuvre à court

1 terme, alors, c'est... en termes de temps, là, ils
2 avaient comme un an, pour amener des solutions.
3 Mais j'ai aussi entendu que, bon, j'ai parlé de la
4 prévision de la demande, mais plusieurs
5 intervenants ont parlé des moyens, des moyens en
6 puissance et j'ai entendu qu'il y avait beaucoup de
7 disponibilités de moyens en puissance, dont le
8 Distributeur n'avait pas tenu compte et, là, je
9 n'ai pas abordé ce sujet-là dans mes, dans notre
10 mémoire, mais j'ai bien entendu ce que les autres
11 Intervenants ont dit sur les importations
12 possibles, sur peut-être plus d'électricité
13 interruptible. Alors, c'est peut-être au niveau des
14 moyens d'offres que le Distributeur pourrait se
15 tourner de ce côté-là.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Merci beaucoup. Alors, ça fait le tour des
18 questions pour le moment, là. Maître Sicard, je
19 pense qu'on va pouvoir libérer votre témoin.

20 Me HÉLÈNE SICARD :

21 Je n'ai pas de réinterrogatoire, mais Monsieur le
22 président...

23 LE PRÉSIDENT :

24 Excusez.

25

1 Me HÉLÈNE SICARD :

2 Je n'ai pas de... si vous vouliez me permettre un
3 mot avant de libérer madame De Tilly. Madame De
4 Tilly, j'aimerais l'annoncer à tous publiquement,
5 quitte UC et donc, ne sera plus là chez UC pour
6 faire ses analyses qu'elle nous fait depuis
7 plusieurs années.

8 J'aimerais la remercier. Elle a été
9 généreuse, professionnelle, compétente. Elle a
10 beaucoup apporté à la cause des consommateurs
11 résidentiels, devant la Régie et devant les
12 Commissions parlementaires et autres.

13 Au nom d'UC, elle va nous manquer et voilà,
14 je voulais la remercier publiquement et reconnaître
15 sa générosité, sa compétence, sa participation à
16 tous les travaux que vous avez faits depuis des
17 années.

18 Merci, Madame De Tilly.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci pour votre témoignage, Maître Sicard. Alors,
21 Maître Cadrin, si on prend une petite pause, est-ce
22 que vous seriez prêt à débiter la présentation de
23 la preuve de l'AHQ?

24 Me STEVE CADRIN :

25 Oui, absolument, Monsieur le Président, on vient de

1 déposer la présentation, alors, avec une petite
2 pause, on va être prêts pour vous.

3 LE PRÉSIDENT :

4 D'accord.

5 Me HÉLÈNE SICARD :

6 Et je vous demanderais quand même de libérer mon
7 témoin, s'il vous plaît.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Oui, oui, oui, on libère votre témoin, on libère
10 madame De Tilly quand même.

11 Me STEVE CADRIN :

12 Alors, madame de Tilly est libérée, puis nous, nous
13 serons toujours prisonniers avec vous, après la
14 pause.

15 LE PRÉSIDENT :

16 O.K. Donc, on se revoit à disons dix heures
17 quarante (10 h 40).

18 Me STEVE CADRIN :

19 Absolument, merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Merci.

22 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

23

24 REPRISE DE L'AUDIENCE

25 (10 h 40)

1 LE PRÉSIDENT :

2 Bonjour. Maître Cadrin, la parole est à vous.

3

4 PREUVE AHQ-ARQ

5

6 Me STEVE CADRIN :

7 Bonjour, Monsieur le Président; bonjour également à
8 Mesdames les Régisseurs. Nous sommes accompagnés de
9 monsieur Raymond qui, dans un premier temps, le
10 premier point à l'ordre du jour, bien, pour l'AHQ-
11 ARQ, nous avons demandé le statut d'expert pour
12 monsieur Raymond. Nous avons demandé le statut
13 d'expert, et je vais vous le phraser correctement.
14 Donc, statut d'expert en planification et
15 optimisation des approvisionnements en électricité.
16 Cette demande-là avait été faite le quatorze (14)
17 août deux mille vingt (2020) à l'époque où nous
18 devions avoir une audience peu de temps par la
19 suite. Il s'agissait d'une demande de statut
20 d'expert, donc qui était la pièce C-AHQ-ARQ-0030
21 pour les fins de la référence, et le c.v. est la
22 pièce C-AHQ-ARQ-0004. Je présume qu'il n'y a aucune
23 contestation du statut d'expert parce que nous n'en
24 avons reçu aucune, et que c'est une formalité à ce
25 stade-ci que je vous demanderais, Monsieur le

1 Président, de confirmer s'il vous plaît.

2 LE PRÉSIDENT :

3 Je m'excuse. Voulez-vous répéter?

4 Me STEVE CADRIN :

5 C'est une formalité donc de faire déclarer le
6 témoin expert?

7 LE PRÉSIDENT :

8 Oui, oui, d'accord.

9 Me STEVE CADRIN :

10 C'est parce qu'il n'y a pas eu de contestation.

11 DISCUSSION HORS DOSSIER

12 Me STEVE CADRIN :

13 Monsieur le Président, j'ai été un peu vite peut-
14 être tout à l'heure. Je vous demanderais donc de
15 confirmer le statut d'expert, de reconnaître
16 plutôt, excusez-moi, le statut d'expert de monsieur
17 Marcel Paul Raymond, expert en planification et
18 optimisation des approvisionnements en électricité
19 avec les pièces que je vous ai données en référence
20 tout à l'heure comme justificatifs.

21 LE PRÉSIDENT :

22 Le statut d'expert est reconnu.

23 Me STEVE CADRIN :

24 Merci. Je suis accompagné donc de monsieur Raymond.

25 On pourrait peut-être procéder à l'assermentation

1 de l'expert s'il vous plaît.

2

3 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce treizième
4 (13e) jour du mois de juillet, ONT COMPARU :

5

6 MARCEL PAUL RAYMOND, consultant en énergie, ayant
7 une place d'affaires au 2200, rue Harriet-Quimby,
8 suite 110, ville Saint-Laurent (Québec);

9

10 LEQUEL, après avoir fait une affirmation
11 solennelle, dépose et dit :

12

13 INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN :

14 Q. **[43]** Bonjour, Monsieur Raymond. Nous avons donc une
15 série de pièces dont je vais vous demander de
16 confirmer la préparation dans le cadre de la
17 présente audience, également de reconnaître que ces
18 pièces vont tenir lieu de votre témoignage écrit en
19 la présente instance. Il y aura certaines annexes
20 également à votre rapport d'expertise. Je le
21 mentionnerai en temps et lieu. On va commencer par
22 la première pièce en ordre numérique, qui est votre
23 curriculum vitae qui fera, dans le fond, partie de
24 la preuve également, qui est la pièce
25 C-AHQ-ARQ-0004. Ensuite, nous avons 0022 et 0024

1 pour ce qu'il s'agit de la première mouture de vos
2 rapports d'expertise en version caviardée et
3 confidentielle, accompagnés des annexes qui portent
4 les cotes 0027, 0028, 0029 également. Vous avez
5 également 0033 qui est la réponse à une demande de
6 renseignements sur cette preuve originale.

7 Et vous avez également donc la deuxième
8 version, la version amendée complémentaire de la
9 preuve de votre rapport d'expertise qui portent les
10 cotes 0046 et 0048 pour la version
11 confidentielle... caviardée par ailleurs, excusez-
12 moi, et ensuite confidentielle.

13 Nous avons également déposé en audience, je
14 ne pense pas qu'il soit nécessaire de reconnaître
15 ces pièces-là, mais ce sont des pièces auxquelles
16 vous référez de toute façon dans votre rapport
17 d'expertise, qui sont les pièces qui ont été
18 déposées en audience sous les cotes 0053 et 0054
19 respectivement, et qui sont, sauf erreur, des notes
20 de bas de page qui faisaient partie de votre
21 rapport d'expertise de toute façon et pour
22 lesquelles nous avons eu quelques questions pour
23 le Distributeur. L'ensemble de ces pièces qu'en
24 est-il?

25 R. Je reconnais les avoir préparées ou sous ma

1 juridiction, sauf évidemment les annexes qui
2 proviennent de sources externes.

3 Q. **[44]** Absolument. Donc, pour la suite des choses,
4 nous avons une dernière pièce à adopter et j'ai
5 oublié de regarder la cote à laquelle nous étions
6 rendus pour la présentation. Je ne l'ai pas prise
7 en note. Madame la Greffière, vous pourriez m'aider
8 peut-être s'il vous plaît.

9 M. MARCEL-PAUL RAYMOND

10 R. 57.

11 LA GREFFIÈRE :

12 Oui, c'est ça, 57.

13 Me STEVE CADRIN :

14 Ou monsieur Raymond. Lequel est le plus vite des
15 deux? Alors... alors c'est la pièce 57, donc je
16 comprends, Monsieur Raymond, même question, donc
17 c'est un document que vous avez préparé dans un
18 premier temps. Dans un deuxième temps, que vous
19 adoptez pour tenir lieu de votre témoignage écrit
20 en présente instance, soit la pièce C-AHQ-ARQ-0057,
21 qui est votre présentation d'aujourd'hui.

22 R. Oui.

23 Q. **[45]** Alors sans plus tarder, comme il a quand même
24 une bonne présentation à faire en termes de durée,
25 en termes de longueur, je vous demanderais de

1 prendre immédiatement la parole et de nous
2 présenter cette preuve s'il vous plaît.

3 R. Oui, merci. Bonjour, Mesdames les Régisseurs,
4 Monsieur le Président. Alors on voit le plan. On
5 pourrait penser qu'il y beaucoup d'item au menu,
6 mais qu'on l'a dit à l'occasion, le Plan
7 d'approvisionnement c'est l'ensemble de plein
8 d'ingrédients qui sont... qui interagissent. On
9 voit les six premiers points. La prévision de la
10 demande, évidemment, on le sait que c'est un
11 ingrédient important. Le lien entre les besoins à
12 alimenter et la planification des réseaux de
13 transport et de distribution, qui est un point
14 majeur dans notre présentation. Les diverses
15 avenues en gestion de la demande en puissance. Le
16 taux de réserve des moyens de gestion de la demande
17 en puissance, qui est aussi un élément très
18 important dans les... pour la suite des choses sur
19 l'horizon du Plan. Évidemment, la contribution des
20 marchés de court terme en puissance aussi, qui est
21 un élément des plus importants. Et quelques mots
22 sur l'utilisation optimale des conventions
23 d'énergie différée.

24 Et ces six ingrédients-là finalement
25 contribuent aux deux prochains points, qui sont :

1 le bilan de puissance, qui regroupe tous ces
2 ingrédients-là et le bilan d'énergie. Et suite à
3 ces bilans-là, bien on peut dégager les coûts
4 évités soit en puissance, en énergie ou
5 nouvellement sur les heures de plus forte demande.
6 Le point 10 c'est finalement plus une
7 recommandation pour s'assurer que, malgré la Loi
8 sur la simplification, on peut continuer à pouvoir
9 agir sur certaines décisions qui ont un impact à
10 long terme. Merci pour... la prochaine s'il vous
11 plaît.

12 Alors commençons avec le point 1, la
13 prévision de la demande. Et d'abord au niveau des
14 chaînes de blocs vous voyez la référence,
15 C-AHQ-ARQ-0046. Alors c'est notre rapport
16 d'expertise amendé, la partie caviardée. Alors pour
17 chacun des sujets on va indiquer les pages de ce
18 document où on retrouve les détails qui... que je
19 résume ici aujourd'hui. Alors dans ce cas-ci, bien
20 c'est aux pages 24 à 28.

21 Notre première recommandation... alors
22 encore là, les recommandations vont apparaître en
23 rouge. La première c'était de retenir une prévision
24 maximale de quatre-vingts mégawatts (80 MW) pour la
25 puissance appelée par les abonnements existants des

1 chaînes de blocs ou quatre-vingt-six mégawatts
2 (86 MW) si on tient compte des pertes. Et cette
3 première recommandation-là, à toutes fins
4 pratiques, elle a été suivie dans la nouvelle
5 prévision émise en novembre vingt vingt (2020) dans
6 le cadre de l'État de l'avancement. Alors on a mis
7 un petit crochet, donc celle-là on peut dire
8 qu'elle a été déjà suivie par le Distributeur.

9 La deuxième partie de la prévision de la
10 demande qu'on a analysée plus en détail, c'est les
11 pertes de transport et de distribution aux pages 28
12 à 39 de notre rapport. Alors ici je rappelle
13 certains événements dans un passé récent. Il y a
14 certains événement dont l'AHQ-ARQ...

15 LA GREFFIÈRE :

16 Excusez-moi, Maître Cadrin. Pardon, Monsieur
17 Raymond, est-ce que vous pourriez fermer votre
18 micro parce que quand vous manipulez vos papiers on
19 vous entend.

20 Me STEVE CADRIN :

21 Je ne manipulerai plus de papiers, mais le micro
22 est un micro commun, alors je ne bouge plus.

23 LA GREFFIÈRE :

24 Ah, d'accord. Désolée. Merci.

25

1 Me STEVE CADRIN :

2 Vous faites bien de me le dire.

3 R. Alors donc je répète. Dans un passé récent, il y a
4 certains intervenants dont l'AHQ-ARQ, qui ont
5 démontré des lacunes je vous dirais des plus
6 importantes dans le calcul et la validation des
7 pertes de transport et de distribution. Et je vous
8 réfère notamment à un rapport que l'AHQ-ARQ a
9 produit dans le dossier 4058-2018. Et à la suite
10 d'interventions répétées, certains correctifs ont
11 été apportés. Malgré tout, alors dans notre rapport
12 nous avons soulevé des incohérences sur la période
13 de référence deux mille dix-neuf-deux mille dix-
14 sept (2019-2017) pour les pertes de distribution
15 et...

16 Me STEVE CADRIN :

17 Q. **[46]** Deux mille neuf-deux mille dix-sept (2009-
18 2017)?

19 R. Deux mille neuf (2009), pardon, deux mille neuf-
20 deux mille dix-sept (2009-2017). Et nous avons
21 demandé du Distributeur d'expliquer certaines
22 incohérences et il n'a pas été en mesure de le
23 faire. Alors on voit ça à la pièce B-0041.

24 Prochaine diapo, s'il vous plaît. Bon.

25 Alors, en résumé, la méthode de détermination des

1 taux de pertes prévisionnels que le Distributeur
2 utilise, nous montrons qu'elle ne capte pas :
3 D'abord, les résultats à la baisse de l'année deux
4 mille dix-neuf (2019) auraient dû entraîner une
5 baisse de zéro virgule zéro trois (0,03) point, là,
6 sur le taux de... les taux de pertes de transport
7 et de distribution.

8 Pour votre information, on sait que le taux
9 de perte de transport et de distribution est de
10 l'ordre de sept virgule trois pour cent (7,3 %). Et
11 tantôt, je vais vous montrer l'impact de ces... de
12 ces centièmes de point là qu'on pourrait enlever.

13 Alors, ici, dans l'engagement... la réponse
14 à l'engagement numéro 1, c'est-à-dire B-0167, on
15 voit que si le Distributeur avait tenu compte de
16 l'année deux mille dix-neuf (2019) - selon nous, de
17 façon correcte - on aurait dû voir une baisse de
18 zéro virgule zéro trois (0,03) point.

19 Mais l'engagement nous montre que ce n'est
20 pas le cas, donc il a changé d'autres paramètres à
21 sa méthode. Et finalement, le fait que ça ne baisse
22 pas... cette année plus basse ne baisse pas le
23 résultat, bien, ça nous indique qu'il y a sûrement
24 des problèmes avec la méthodologie.

25 On aurait dû aussi voir un impact favorable

1 sur les pertes de transport de la ligne
2 Chamouchouane-Bout-de-l'Île pour un autre zéro
3 virgule zéro huit (0,08) point. Et un impact
4 favorable, aussi, sur les pertes de transport de la
5 ligne Micoua-Saguenay pour un autre zéro virgule
6 zéro sept (0,07) point.

7 Rappelons que quand le Transporteur
8 justifie ces projets-là, bien, il nous dit qu'il
9 a... il entraînera des réductions de pertes, qui
10 bénéficieront à cent pour cent (100 %) au
11 Distributeur. Et il nous le dit de façon justifiée,
12 donc on est d'accord avec ça, que les pertes
13 sauvées devraient... et il fournit une
14 justification qui est documentée dans notre
15 rapport.

16 Alors, le Distributeur n'a pas considéré ce
17 cent pour cent (100 %) là, mais a considéré
18 quatre-vingts (80) dans un cas et quatre-vingt-un
19 pour cent (81 %) dans l'autre cas en énergie. Et
20 malheureusement, personne sur le panel n'était au
21 courant de ce que le Transporteur faisait, semble-
22 t-il. Et ça, bien, ça n'a pas pour effet de nous
23 rassurer, parce que... Donc...

24 Et on sait que le Distributeur ne participe
25 pas, normalement, aux projets... aux projets

1 d'investissements du Transporteur. Pourtant, c'est
2 le Distributeur qui sera celui qui assume les plus
3 grands coûts de ces investissements-là. Et
4 heureusement que la Régie permet aux intervenants
5 de participer, puisque semble-t-il que le
6 Distributeur n'est pas sur place pour surveiller
7 les intérêts de... de ses clients, dans ces cas-là.
8 Alors... Et aussi... suite à ce qu'on nous a dit...

9 A-0059, en passant, ce sont les notes
10 sténographiques de lundi dernier, le cinq (5)
11 juillet. Alors, vous allez voir beaucoup de « A-
12 0059 » dans cette présentation-là.

13 Et puis... D'abord, monsieur Aucoin nous a
14 dit : « Bien, les pertes prévisionnelles sont
15 basées sur un historique d'une dizaine d'années. »
16 Et ensuite, bien, on a eu une discussion sur le
17 fait qu'on a eu une autre information sur un
18 historique, non pas de cinq ans, mais de cinq ans
19 et trois mois.

20 Alors, pour nous, un historique qui n'a pas
21 des années complètes, bien, encore là, ça peut
22 entraîner des biais dans les prévisions. Parce
23 qu'en plus des trois mois qui étaient
24 surreprésentés, ce sont les mois de janvier,
25 février et mars, pour lesquels, normalement, les

1 pertes sont les plus fortes, selon les principes
2 physiques, là, qui régissent ces phénomènes-là.
3 Alors, ce n'est vraiment pas clair sur quel
4 horizon.

5 Donc, en conclusion, on pourra y revenir
6 dans des dossiers futurs, mais je pense que la
7 méthodologie de détermination des taux de perte
8 prévisionnels doit être analysée plus en profondeur
9 dans le prochain plan d'approvisionnement.

10 Ce qui nous amène à la prochaine diapo. Je
11 résume ici notre recommandation, qui découle des
12 deux premières diapos, et qui apparaît aussi dans
13 notre rapport. Alors, on devrait obtenir un taux de
14 pertes globales prévisionnel de sept virgule vingt-
15 deux pour cent (7,22 %) pour la prévision des
16 besoins, d'ici deux mille vingt-deux (2022)
17 inclusivement. Puis, de sept virgule quinze pour
18 cent (7,15 %) par la suite.

19 Ces valeurs s'expliquent par un taux de
20 sept virgule trois pour cent (7,3 %), basé sur
21 l'historique récent, auquel on retire l'impact de
22 la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île, qui est de
23 zéro virgule zéro huit pour cent (0,08 %). Et à
24 partir de deux mille vingt-trois (2023), celui de
25 la ligne Micoua-Saguenay, pour zéro virgule zéro

1 sept pour cent (0,07 %).

2 Donc, tout ça, évidemment, ça résume ce
3 qu'on a dans le rapport. Et, Monsieur le Président,
4 pour chacune ou la plupart de nos recommandations,
5 nous avons ajouté pour bien apprécier ces
6 recommandations-là l'impact. Alors, dans ce cas-ci,
7 on en a un parlé le cinq (5) juillet, mais l'impact
8 en énergie - et encore là, ça c'est dans le rapport
9 - l'impact en énergie peut varier entre trois cent
10 six gigawattheures (306 GWh) et quatre cent
11 soixante-six gigawattheures (466 GWh) annuellement
12 sur l'horizon du plan.

13 Pour voir ce que ça, ça veut dire,
14 premièrement, rappelons-nous que dans le bilan
15 d'énergie du Distributeur, la première année où il
16 a besoin l'approvisionnement de long terme, bien
17 son déficit est justement de l'ordre de quatre
18 cents gigawattheures (400 GWh). Alors, ça vous
19 donne une idée de l'ampleur.

20 Mais et aussi en puissance, mais il y a un
21 impact d'environ cent mégawatts (100 MW) à compter
22 de deux mille vingt-trois (2023), puisque nous
23 recommandons un taux de sept virgule quinze pour
24 cent (7,15 %) et que le Distributeur recommande
25 sept virgule quatre pour cent (7,4 %). Alors, la

1 différence entre les deux appliquée à la puissance
2 nous donne cent mégawatts (100 MW).

3 Si on met ça en dollars, qui est vraiment
4 pour nous plus facile de bien s'y retrouver, alors
5 donc, en utilisant les coûts évités de long terme
6 de huit virgule deux cents du kilowattheure
7 (8,2 \$/kWh) et de cent quinze dollars du
8 kilowattheure-an (115 \$/kWh/an) en puissance, des
9 données qui sont évidemment dans le dossier, bien
10 l'impact de cette recommandation-là serait entre
11 trente-sept millions et cinquante millions (37 M\$)
12 annuellement (50 M\$) annuellement dépendant des
13 années.

14 Allons à la prochaine. Alors, le deuxième
15 ingrédient qui est important ici c'est vraiment un
16 point majeur parce que ça affecte beaucoup
17 d'investissements dans les réseaux de transport et
18 de distribution, donc c'est les liens entre les
19 besoins à alimenter et la planification des réseaux
20 de transport et distribution, ce qui apparaît aux
21 pages 40 et 54 de notre rapport.

22 Alors, nous avons d'abord constaté une
23 incohérence dans l'inclusion de la charge
24 interruptible des moyens de gestion de la puissance
25 dans la prévision de la demande fournie au

1 Transporteur par le Distributeur.

2 Alors, évidemment, le Transporteur utilise
3 les prévisions fournies par le Distributeur pour
4 planifier son réseau et surtout pour justifier
5 certains projets d'investissement que ce soit sur
6 l'ensemble du réseau ou dans des postes en
7 particulier.

8 Et évidemment, si la prévision de la
9 demande fournie par le Distributeur n'a pas retiré
10 les moyens de gestion de la puissance, bien le
11 Transporteur va construire des équipements sans
12 tenir compte qu'on aurait pu effacer certaines
13 charges.

14 Alors, et nous avons aussi constaté que ce
15 n'était pas cohérent sur l'ensemble des moyens. Il
16 y avait un traitement particulier pour la charge
17 interruptible où les restrictions peuvent
18 s'appliquer à l'Option d'électricité additionnelle
19 qui, contrairement aux autres moyens de gestion,
20 cette charge interruptible est retirée d'emblée de
21 la prévision de la demande, et en partie seulement.

22 Petite parenthèse sur la pièce B-0166 qui
23 est la réponse à l'engagement numéro 2, où on peut
24 constater que quand le Distributeur fait sa
25 prévision de la charge de l'OÉA, il suppose que...

1 c'est-à-dire qu'en principe, il pense que cette
2 charge-là va être interrompue à chaque année, mais
3 on constate que dans l'historique, ce n'était pas
4 nécessairement le cas. Alors ça, ça peut amener ici
5 un double comptage dans la prévision de cette
6 partie-là de la prévision de la demande globale.

7 Alors, comme on dit dans le prochain
8 boulet, ce n'est pas le cas pour les autres moyens.
9 Donc, il y a vraiment un traitement particulier
10 pour l'OÉA. Et on va le voir plus tard, là, ça a
11 vraiment un impact des plus majeurs sur les
12 investissements dans les réseaux de transport et de
13 distribution le fait de ne pas tenir compte de ces
14 possibilités d'effacement. Prochaine diapo s'il
15 vous plaît. Merci.

16 Alors, maintenant, une parenthèse sur ce
17 que le Distributeur nous a dit sur l'OÉA qui est
18 l'Option d'électricité additionnelle. Alors,
19 d'abord en réponse aux demandes de renseignements,
20 on nous a dit que les restrictions sur l'OÉA ne
21 constituaient pas un moyen de gestion. Alors, nous
22 on a constaté que même si on dit que ça ne
23 constitue pas un moyen de gestion, bien ce moyen-là
24 a exactement toutes les mêmes qualités que les
25 moyens de gestion et les mêmes types de modalité,

1 et cetera. Donc, nous ne sommes pas d'accord que ça
2 ne constitue pas un moyen de gestion. Et le cinq
3 (5) juillet le Distributeur nous a dit - je lis ce
4 qui est souligné - alors, elle nous a dit, pour
5 l'OÉA :

6 Elle s'efface automatiquement selon
7 les modalités de cette option et nous
8 n'avons pas le contrôle direct.

9 Alors, je vous sou mets que les passages
10 soulignés sont inexacts. Si vous allez au Tarif
11 d'électricité au premier (1er) avril deux mille
12 vingt et un (2021), à l'article 6.36, on voit que
13 l'OÉA ne s'efface pas automatiquement, par
14 opposition par exemple à la bi-énergie, puisque le
15 Distributeur a le contrôle sur les restrictions de
16 l'OÉA avec un préavis de deux heures (2 h).

17 Donc, le libellé est très semblable à ce
18 que vous pouvez trouver dans l'Option d'électricité
19 interruptible où le Distributeur a aussi le
20 contrôle avec un préavis de deux heures (2 h).
21 Alors, en conclusion de cette diapo, nous ne sommes
22 pas d'accord que l'OÉA ne constitue pas un moyen de
23 gestion et nous ne comprenons donc pas le
24 traitement particulier que nous avons exposé dans
25 la diapo précédente.

1 Il faut aller maintenant à la prochaine
2 page 9. Alors, on sait par contre que le
3 Distributeur... - je m'excuse - le Distributeur
4 nous a dit qu'il y avait des travaux en cours avec
5 le Transporteur et quand cette question-là a été
6 posée, bien on regarde la date où on a eu une
7 réponse, on nous a dit que c'était en cours, donc
8 ça a déjà plus de quatorze (14) mois. On ne sait
9 pas combien de mois de plus, mais plus de quatorze
10 (14) mois que les travaux sont en cours pour
11 étudier la problématique.

12 Le cinq (5) juillet, on nous a dit qu'il
13 n'y avait aucune date d'échéance pour ces travaux,
14 il n'y avait aucun rapport d'étape, il n'y avait
15 aucun plan de travail. Alors, évidemment, c'est
16 rien pour nous rassurer. Ça m'étonne beaucoup
17 d'entendre ça, parce que mes nombreuses années
18 comme gestionnaire à Hydro-Québec m'ont montré que,
19 que ce soit pour mes relevants, il y avait toujours
20 des comptes à rendre et vice-versa, j'avais
21 toujours des comptes à rendre pour mes supérieurs.

22 Alors, ça m'étonne beaucoup et ça ne me
23 rassure pas sur les résultats qu'on pourra obtenir
24 de ces travaux-là. Par contre, en septembre deux
25 mille vingt (2020), le Distributeur a fait une

1 présentation dans une réunion conjointe avec le
2 Transporteur, où il a présenté qu'il avait quand
3 même bien avancé dans la prévision horaire pour
4 l'ensemble des postes et monsieur Aucoin nous a
5 confirmé qu'il y avait effectivement une prévision
6 horaire pour l'ensemble des postes, là, lundi
7 dernier. Et ça, selon moi, c'est le gros du travail
8 qui a été fait. Ça veut dire qu'on a une prévision
9 horaire pour l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec,
10 mais aussi on a une prévision pour chacun des
11 environ trois cent cinquante (350) postes,
12 prévision horaire.

13 Alors, ce qui reste à faire, c'est
14 d'analyser la concordance ou la coïncidence entre
15 la prévision horaire de l'ensemble du réseau qui
16 est, par exemple, un vecteur de... qui peut être de
17 huit mille sept cent soixante heures (8760 h) par
18 année et un autre vecteur qui est un autre huit
19 mille sept cent soixante heures (8760 h) pour
20 chaque poste puis de regarder la coïncidence ou la
21 concordance, là - c'est deux mots que j'utilise...
22 que le Distributeur aussi utilise différemment,
23 dans des occasions différentes.

24 Alors, de mon point de vue, je considère
25 que c'est un exercice qui devrait être assez rapide

1 à faire. Évidemment, en autant qu'on a un bon
2 support informatique. Et donc, ce qui reste à faire
3 aussi, c'est d'analyser la possibilité d'appliquer
4 de façon régionale les moyens de gestion. Je
5 m'explique. Le Distributeur nous dit souvent :
6 « Mais j'applique les moyens de gestion ou
7 j'appelle des moyens de gestion pour m'assurer que
8 j'ai suffisamment de puissance sur l'ensemble du
9 réseau. »

10 Mais il se peut que sur l'ensemble du
11 réseau, il y ait suffisamment de puissance, mais
12 que dans une région en particulier, on atteint la
13 capacité des postes et le Distributeur pourrait à
14 ce moment-là appliquer des moyens de gestion, mais
15 seulement pour une région donnée afin d'alléger un
16 poste, sinon, bien, il aurait à délester certains
17 clients. Alors, c'est toujours mieux d'utiliser les
18 clients qui nous ont... qui ont offert leur
19 collaboration pour les moyens de gestion.

20 Et dans le cadre du dossier 4045, madame
21 Hudon a mentionné cette possibilité-là et ça a été
22 répété aussi, là, vous voyez les deux références
23 aux notes sténographiques de lundi dernier. Alors
24 ça, ça serait vraiment quelque chose de majeur pour
25 s'assurer que l'ensemble des investissements du

1 Transporteur sont vraiment requis et utiles -
2 requisés et utiles.

3 Alors, la prochaine, donc la recommandation
4 à ce niveau-là c'était d'encadrer les travaux
5 annoncés par le Distributeur afin de mieux tenir
6 compte de l'apport des moyens de gestion de la
7 puissance dans la projection des besoins des
8 réseaux de transport et de distribution et dans la
9 planification des investissements de ces réseaux.

10 Alors, par exemple, on dit, la Régie
11 devrait exiger le plus tôt possible un plan de
12 travail précis prévoyant notamment le cadrage des
13 travaux ou le « scoping » - comme on a appelé dans
14 d'autres dossiers - pour... évidemment pour son
15 approbation, une revue de la littérature, et la
16 tenue d'une séance de travail pour la présentation
17 des résultats. Ainsi, évidemment la Régie s'assure
18 qu'il y a un bout à ces travaux-là.

19 En attendant, dans l'attente de l'obtention
20 des résultats, ce que nous recommandons à la Régie
21 c'est de demander au Distributeur de retirer les
22 moyens de gestion de la puissance. On parle alors
23 de peut-être treize (13), quatorze (14), quinze
24 cents mégawatts (1500 MW), là, pour l'hiver
25 prochain. Lorsqu'il fournit une prévision de la

1 demande au Transporteur afin que ce dernier
2 planifie le dimensionnement du réseau de transport.

3 Alors ici, on a un impact très important,
4 donc les moyens de gestion de GDP, les moyens de
5 gestion de puissance, là, qui apparaissent dans le
6 bilan de puissance varient entre quatorze cents
7 (1400 MW) au début de l'horizon jusqu'à deux mille
8 huit cents (2800 MW) en deux mille vingt-neuf
9 (2029). Et ce sont des chiffres qui sont de
10 l'envergure de ce que nous donne une nouvelle ligne
11 de transport du type Chamouchouane-Bout-de-l'île et
12 Micoua-Saguenay et qui ont été des dossiers récents
13 de l'ordre du milliard de dollars.

14 Alors si on ne tient pas compte des moyens
15 de GDP quand on planifie ces investissements-là,
16 bien on voit qu'il y a des montants des plus
17 importants qui sont assumés par la clientèle.

18 Aussi, il peut y avoir des projets de
19 transport régionaux qui pourraient s'avérer non
20 requis. Si on pouvait compter sur l'effacement des
21 moyens de gestion. Et ici, ce n'est pas seulement
22 théorique, on est en présence actuellement d'un
23 dossier qui est en cours, le dossier R-4147-2021,
24 pour les équipements de transport dans la région de
25 Saguenay Lac-Saint-Jean, pour un projet de deux

1 cent millions (200 M\$). Alors, si on pouvait
2 appliquer les moyens de gestion du Distributeur, il
3 est possible qu'une partie de ce projet-là, sinon
4 l'entièreté pourrait être retardé dans le temps.

5 Et aussi le Distributeur pourrait nous
6 dire « Bien on va compléter ces travaux-là pour
7 2025 », étant donné qu'on arrive au « rebasing »
8 des tarifs, mais je vous soumetts que dans
9 l'intervalle on applique des coûts évités qui ne
10 sont pas vérifiés en transport et en distribution
11 pour accorder des crédits au moyens de GDP. Alors,
12 ce n'est pas seulement pour déterminer ici la
13 rémunération d'Hilo qu'on a besoin des résultats de
14 ce travail-là, mais il peut y avoir d'autres
15 occasions car on utilise les coûts évités.
16 Prochaine diapo où on change maintenant de sujet.

17 On arrive dans les diverses avenues en
18 gestion de la demande en puissance sur la
19 tarification dynamique. Il n'y a rien à rajouter à
20 nos recommandations, donc numéro 5 :

21 Avant de prendre sa décision sur les
22 autres moyens de gestion, demander au
23 Distributeur de fournir une prévision
24 de la contribution au bilan de
25 puissance de la tarification dynamique

1 à la suite des résultats obtenus lors
2 du premier hiver 2019-2020.

3 Et depuis peu on a aussi les résultats de l'hiver
4 2020-2021. En attendant de recevoir et de pouvoir
5 commenter une telle prévision, nous recommandons de
6 retenir quatre cents (400 MW) comme potentiel de la
7 tarification dynamique à terme, un tel potentiel
8 étant très prudent en considérant que l'appel au
9 public a permis d'obtenir une réduction de la
10 demande de huit cents (800 MW) dans le passé, et
11 ce, sans aucune compensation aux clients.

12 Tout ça, c'est dans le rapport. Et tantôt
13 quand je vais vous montrer le plan... le bilan de
14 puissance résultant, bien vous allez voir que nous
15 avons retenu ce quatre cents mégawatts (400 MW)-là.
16 Et j'ai aussi fait l'exercice à partir des
17 résultats des deux derniers hivers et à partir du
18 potentiel de nombre de clients qui pourraient
19 recourir à cette option tarifaire et le quatre
20 cents mégawatts (400 MW) est tout à fait justifié.

21 Allons maintenant deuxième avenue en
22 gestion de la demande de puissance. Alors, Hilo qui
23 est couvert dans notre rapport aux pages 66 à 72.
24 Donc, quelques points saillants. L'utilisation des
25 coûts évités de long terme sur l'ensemble de

1 l'horizon du plan et l'utilisation des coûts évités
2 de transport et de distribution ne respectent pas
3 la décision D-2019-164 où la Régie a statué sur
4 l'utilisation de ces coûts évités là dans le cadre
5 du programme à l'époque, GDP Affaires, qui est
6 maintenant une option tarifaire.

7 Or, à plusieurs endroits dans le dossier,
8 dans les réponses aux demandes de renseignements et
9 lors des audiences, le Distributeur vante la
10 gestion plus fine de l'effacement de Hilo, avec une
11 période de préchauffage et une reprise graduelle
12 afin d'éviter un déplacement de la pointe.

13 Alors, on a fait quelques analyses avec les
14 données horaires que le Distributeur nous fournit à
15 chaque année, et puis ça nous a amené à poser des
16 questions au Distributeur, et je constate que cette
17 gestion plus fine, suite aux réponses fournies par
18 le Distributeur, n'a pas de valeur significative
19 démontrée.

20 En effet, le taux de réserve de Hilo
21 demeure à dix-sept pour cent (17 %), même quand le
22 Distributeur tient compte de cette gestion plus
23 fine, et c'est le même taux de réserve que les
24 moyens GDP et TD, tarification dynamique. Et dans
25 ce dernier cas, où il n'y a pas de reprise... il

1 n'y a pas de gestion de la reprise ou gestion de la
2 période de préchauffage.

3 Alors, sachant ce résultat-là, bien ça
4 m'indique que cette gestion plus fine, selon les
5 évaluations du Distributeur, elle n'a pas de valeur
6 en fiabilité. D'autre part, le Distributeur n'a pas
7 quantifié les autres bénéfices pécuniaires sur
8 lesquels il compte pour justifier le prix payé à
9 Hilo, et ce, même avant de négocier à Hilo, et même
10 encore aujourd'hui.

11 Alors, encore là, c'est assez inquiétant
12 que le Distributeur négocie un contrat avec une
13 autre entreprise, même si c'est une filiale, en
14 payant un prix pour lequel le Distributeur ne
15 connaît pas la valeur pour lui et sa clientèle.
16 Donc, il n'a pas évalué combien ça lui valait avant
17 de négocier avec Hilo. Je vais vous dire, encore
18 là, que c'est... comme expert, ça m'inquiète
19 beaucoup. Et comme client du Distributeur, ça
20 m'inquiète aussi beaucoup.

21 Ensuite, Hilo... Donc, notre
22 recommandation, qui dit, étant donné, notamment :
23 l'utilisation inappropriée des signaux de coûts
24 évités à long terme sur l'horizon de court terme,
25 en contravention d'une décision de la Régie dans un

1 cas semblable; étant donné l'incertitude sur le
2 signal de coût évité de la puissance à long terme
3 que nous avons présenté dans notre rapport; étant
4 donné la sous-évaluation du taux de réserve du
5 moyen Hilo que nous avons aussi exprimé dans notre
6 rapport étant donné que les délais d'appels ne sont
7 pas considérés, notamment, nous recommandons à la
8 Régie d'aviser le Distributeur que pour les années
9 où elle aura juridiction sur la fixation des tarifs
10 de ce dernier, elle ne reconnaîtra pas la
11 rémunération consentie à Hilo, en vertu du contrat
12 de gré à gré entre la filiale Hilo et le
13 Distributeur, d'une durée de dix (10) ans, à
14 compter de l'hiver deux mille dix-neuf, deux mille
15 vingt (2019-2020) - le contrat - dans les cas où
16 cette rémunération ne respecte pas une utilisation
17 appropriée des coûts évités.

18 Pour l'instant, nous recommandons de ne
19 retenir aucune valeur pour le moyen de gestion Hilo
20 dans le bilan de puissance sur la période couverte
21 par le plan. Et, Monsieur le Président, tantôt, je
22 vais vous présenter le bilan de puissance qui
23 résulte de cette réduction de Hilo, de cet
24 effacement de Hilo, si on veut, dans le bilan, et
25 je vais vous démontrer qu'il n'y a pas à

1 s'inquiéter de côté-là. Et je vais aussi vous
2 démontrer qu'il y a même une marge de manoeuvre
3 assez impressionnante pour les cinq prochaines
4 années, en plus de tout ce qu'il y a dans le bilan.
5 Alors, on va faire ça tantôt, je vous l'annonce.

6 Ensuite, à la prochaine diapo, où... Ah,
7 oui, il y a d'autres recommandations sur Hilo.
8 Donc, nous recommandons au numéro 8 de ne pas
9 approuver la rémunération incitative pour d'autres
10 services, tels que définis à l'article 10.2 du
11 contrat. Et nous recommandons de ne pas approuver
12 la convention-cadre pour les services énergétiques
13 entre Hilo et le Distributeur.

14 Subsidiairement, si jamais la Régie devait
15 approuver la rémunération du contrat et/ou la
16 convention-cadre. Alors, dans notre rapport, nous
17 avons plusieurs commentaires sur ces documents qui
18 pourraient poser certains problèmes, là, dans leur
19 application au cours des années. Donc, ça apparaît
20 au chapitre 5 de notre rapport.

21 Donc, maintenant, toujours sur les avenues
22 en gestion de la demande de puissance. Alors, au
23 début de chaque hiver, le Distributeur doit... fait
24 un bilan de ce qui va se passer à l'hiver qui s'en
25 vient et, on va dire, magasine pour les derniers

1 moyens de gestion qu'il a besoin... dont il a
2 besoin.

3 Alors, il peut ajuster l'électricité
4 interruptible, il peut ajuster le crédit hiver, il
5 peut faire des demandes pour avoir des clients qui
6 vont adhérer à ces crédits hivernaux et il peut
7 aussi à la fin dans le fond recourir à des appels
8 d'offres de court terme pour de la puissance et ça
9 se fait quand même assez rapidement.

10 Bon. Maintenant, aussi, tantôt quand je
11 vous ai montré le bilan en puissance, bien, dans le
12 plan d'approvisionnement, si on enlève ou ajoute
13 des morceaux, si on enlève ou on réduit on augmente
14 la prévision de la demande, bien il faut ajuster
15 les moyens.

16 Donc, dans ces deux cas, voici ce que nous
17 recommandons. Étant donné les caractéristiques des
18 moyens de gestion de la puissance et en particulier
19 le coût de puissance par kilowatt effectif,
20 demander au Distributeur de prioriser les moyens
21 dans l'ordre suivante : autant dans leur choix
22 avant chaque hiver que dans le bilan de puissance
23 sur la période couverte par la Plan et nous
24 commençons par les marchés de court terme,
25 l'électricité interruptible, la tarification

1 dynamique crédit hivernal, la tarification
2 dynamique des tarifs Flex et le programme
3 GDP Affaires.

4 Et chacun de ces moyens-là est bien décrit
5 dans le rapport avec toutes ses modalités. Vous
6 avez des tableaux qui résument tout ça et qui
7 justifient cet ordre-là et qui vont me servir
8 tantôt quand je vais vous montrer le nouveau bilan
9 de puissance.

10 Continuons maintenant à la prochaine.
11 L'approche de calcul. Bon. Taux de réserve des
12 moyens de gestion de puissance. L'approche de
13 calcul qui est décrit aux pages 75 et 84 et je vous
14 dirais qu'ici on arrive dans un sujet plus
15 technique que je connais depuis les années mil neuf
16 cent quatre-vingts (1980).

17 Donc, je peux vous en parler longuement,
18 mais j'essaie ici de résumer les conclusions que
19 nous en tirons et c'est vraiment tout décrit dans
20 le rapport avec pièces justificatives à l'appui
21 d'articles scientifiques qui ont été écrits dans le
22 passé.

23 Alors, l'ordonnancement des moyens de
24 gestion dans le calcul du taux de réserve donc
25 calculé par le modèle FEPMC n'est pas optimal et

1 favorise notamment Hilo. En réponse à une demande
2 de renseignements, on a obtenu cette information-là
3 et on voit par exemple qu'Hilo est à la fin.

4 Donc, si on met Hilo à la fin dans la
5 simulation, bien, ça veut dire qu'Hilo va être
6 moins sollicitée et ça va avoir un impact favorable
7 sur son taux de réserve, alors qu'il aurait dû être
8 mis plutôt dans l'ordonnancement.

9 Nous avons aussi démontré que le
10 Distributeur n'a pas besoin de MARS, alors qu'un
11 modèle du type FEPMC peut prendre en compte toutes
12 les modalités des moyens de gestion, contrairement
13 à MARS et j'ai fait référence à un article qui a
14 été écrit par madame Falcon et moi-même en mil neuf
15 cent quatre-vingt-onze (1991) qui explique et
16 démontre ce que nous affirmons.

17 Et dans le rapport, nous avons aussi des
18 exemples de certaines juridictions qui ont délaissé
19 MARS et ses lacunes, parce qu'évidemment, MARS
20 avait beaucoup de difficultés à tenir compte des
21 modalités de gestion des moyens de gestion. Des
22 moyens de gestion et des modalités et des délais
23 d'appel.

24 Alors, la prochaine diapo. Toujours sur
25 l'approche de calcul. Voici notre recommandation.

1 Donc, de demander au Distributeur une analyse
2 complète démontrant que son approche de découplage
3 entre les modèles FEPMC et MARS est valide pour
4 établir la fiabilité en puissance de ses
5 approvisionnements et la réserve requise qui en
6 découle, et que cette approche est aussi valable
7 que d'utiliser uniquement le modèle FEPMC.

8 Nous sommes d'avis qu'un centre de
9 recherche comme l'IREQ possède les compétences pour
10 réaliser ce type de démonstration.

11 Alors, depuis que nous avons publié, déposé
12 notre rapport d'expertise au mois de juillet deux
13 mille vingt (2020), le Distributeur a reconnu que
14 le découplage n'était pas souhaitable ou idéal et
15 propose une solution et il n'aura plus recours à ce
16 découplage.

17 Donc, la recommandation, on peut dire qu'en
18 partie elle a été suivie par le Distributeur.
19 Maintenant, il n'en demeure pas moins qu'il y a
20 d'autres enjeux qu'on va voir tantôt et je suis
21 convaincu que les chercheurs de l'IREQ pourraient
22 être mis à contribution, surtout pour s'assurer que
23 les modèles éventuellement qui seront modifiés par
24 GE, General Electric inc. qu'on verra tantôt, sont
25 faits dans les intérêts du Distributeur.

1 La prochaine s'il vous plaît. Donc, les
2 délais d'appels. Alors, ça fait plusieurs années
3 que j'en parle à la Régie. Ça fait plusieurs années
4 qu'on sait comment les traiter, si vous référez aux
5 pièces qu'on a déposées.

6 Alors, le cinq (5) mars deux mille dix-neuf
7 (2019), la Régie demandait au Distributeur de tenir
8 compte de ces fameux délais d'appel là dans
9 l'évaluation du taux de réserve des moyens de
10 gestion.

11 En novembre vingt vingt (2020), soit vingt
12 (20) mois plus tard, le Distributeur nous dit,
13 lundi dernier, qu'il a amorcé ses travaux il y a
14 environ neuf (9) mois. Donc, ça nous emmène à
15 novembre deux mille vingt (2020) et encore là, on
16 s'étonne beaucoup de ce délai, hein, pour
17 rencontrer une décision, une demande de la Régie.

18 Et on s'étonne aussi qu'il n'y ait aucune
19 entente et aucun échéancier qui est convenu avec le
20 Fournisseur, GE Inc.

21 Alors, tantôt, on s'étonnait qu'il n'y
22 avait aucun échéancier pour des ressources internes
23 Hydro-Québec, mais, là, je pense que c'est encore
24 plus grave qu'on veut travailler avec un
25 fournisseur externe et il n'y a aucune entente et

1 aucun échéancier qui nous garantit qu'on aura un
2 produit de qualité et en temps voulu.

3 Continuons sur la prochaine avec les délais
4 d'appel. Alors, lundi dernier, le Distributeur nous
5 a dit qu'il était « probablement en mesure de
6 déposer un modèle bêta d'ici le prochain Plan » il
7 vous dit que tout ça, c'est pour un modèle de FEPMC
8 qui existe déjà chez Hydro-Québec depuis trente
9 (30) ans, pour lesquels on vous a fourni les
10 références.

11 Et peut-être une petite parenthèse, là, la
12 première version du modèle de type FEPMC qui est
13 décrite dans l'article dont je parlais tantôt, la
14 première version bêta a requis deux semaines de
15 programmation à une personne, à l'époque. Alors, en
16 supposant qu'une version validée prenne deux ou
17 trois mois, alors je vois mal comment on peut
18 attendre après un modèle développé par un tiers,
19 dont on ne contrôle pas nécessairement les travaux,
20 pour remplacer un modèle qui existe déjà.

21 Le seul empêchement que le Distributeur
22 nous dit qu'il ne peut pas utiliser ce type de
23 modèle, est qu'il est fait maison et qu'il n'est
24 pas commercialisé. Alors, je ne comprends pas trop
25 pourquoi ce sont des problèmes, parce que je suis

1 convaincu que la plupart des systèmes du
2 Distributeur ou d'Hydro-Québec en général sot faits
3 maison et qu'ils ne sont pas commercialisés et
4 selon moi, c'est pas des défauts, au contraire, là,
5 et d'autres l'ont fait, dans le domaine de la
6 fiabilité, là dans le rapport, on mentionne
7 notamment PJM qui est une des grosses partie des
8 États-Unis, Pennsylvania-New Jersey-Maryland.

9 Alors, c'est vraiment le seul argument que
10 le Distributeur nous sert et de toute évidence, il
11 n'est aucune probant, selon moi.

12 Alors, ce que je dis, c'est que ça ne vaut
13 pas la peine d'attendre un modèle GE dont on ne
14 connaît pas les promesses, alors que le modèle
15 existant fait l'affaire, du moins, en attendant. Si
16 jamais le modèle GE s'avérait meilleur, ce qu'on
17 pourra voir en temps et lieu.

18 Toujours les délais d'appel. Nous avons
19 demandé au Distributeur : mais comment GE va faire
20 ça? Ça prend un minimum d'information. Le
21 Distributeur doit, il faut qu'il s'assure que les
22 promesses seront bien tenues et il n'était pas en
23 mesure de nous informer là-dessus.

24 Et le Distributeur nous a dit qu'il ne
25 compile pas les statistiques des écarts de

1 prévision horaire pour des périodes de un à sept
2 jours, ainsi que de quatre à huit heures avant
3 l'heure. On nous a dit ça, confirmé ça, lundi. On a
4 eu, le renseignement.

5 Pourtant, le Distributeur a déjà fourni ce
6 genre d'information, notamment en deux mille huit
7 (2008) et tout récemment, en deux mille seize
8 (2016). Ce sont des... et vous avez des références
9 dans le rapport. Ce sont des informations
10 essentielles pour la prise en compte des délais
11 d'appel et pour démontrer cette affirmation-là,
12 nous avons déposé la pièce C-AHQ-ARQ-0028 qui est
13 aussi une présentation, un article technique que
14 j'ai eu le plaisir d'écrire avec madame Beaumont,
15 et où nous exprimons ces méthodes-là.

16 Alors, c'est très surprenant que le
17 Distributeur nous dise aujourd'hui qu'il ne compile
18 pas ces statistiques, alors qu'il nous a fourni des
19 résultats il n'y a pas tellement longtemps, et on
20 voit mal comment, sans ces statistiques, qu'il
21 pourrait tenir compte des délais d'appel.

22 Et notre rapport fournit un choix de deux
23 méthodes simples pour tenir compte des délais
24 d'appel qui pourraient être utilisés rapidement
25 sans même modifier les modèles existants de type

1 FEPMC. Alors, on ne dit pas ici d'aller développer
2 des nouveaux modèles, on ne dit pas de modifier des
3 modèles, on donne deux méthodes qui sont simples et
4 qui ont fait leur preuve dans le passé, là, pour
5 tenir compte des délais d'appel. Alors, c'est bien
6 décrit dans le rapport.

7 Et encore là, en réponse à : Pourquoi vous
8 ne faites pas ça? Le Distributeur nous dit que la
9 réduction du nombre d'heures maximal d'utilisation
10 des moyens de gestion proposée dans notre rapport,
11 qui pourrait se faire par une analyse assez simple
12 de l'historique récent utilisant les données
13 historiques horaire, et caetera, ça pourrait
14 constituer une approche, ça pourrait constituer une
15 approche pour contourner le problème de la
16 modélisation du délai d'appel. Alors que je dis, ce
17 n'est pas... cette approche-là, ce n'est pas pour
18 contourner le problème, c'est pour le traiter. Mais
19 toutefois, le Distributeur constate que cette
20 approche est une approximation qui ne reflète pas
21 exactement l'impact d'un délai d'appel sur le taux
22 de réserve du moyen. Alors ça on nous a dit ça en
23 B-0119 et aussi lundi.

24 Là, avant de passer à la prochaine diapo,
25 je vais m'excuser à l'avance, je vais peut-être

1 vous décevoir dans ce que je vais dire dans la
2 prochaine diapo. Allons à la prochaine! Alors, les
3 modèles sont justement eux-mêmes des
4 approximations. Donc, tout ce qu'on fait dans les
5 modèles, ce sont des approximations. Et la majorité
6 de leurs intrants sont aussi des approximations.
7 Que ce soit la prévision de la demande, que ce soit
8 combien va leur donner la GDP Affaires, que ce soit
9 et caetera, et caetera. La plupart des éléments des
10 bilans de puissance et d'énergie sont des
11 approximations et c'est bien ainsi.

12 Alors, quand le Distributeur nous dit, le
13 seul reproche qu'il fait, c'est que ce sont des
14 approximations, alors je vous soumets que ce n'est
15 pas un argument probant. Et forcément, le modèle
16 bêta de GE ne sera basé que sur des approximations,
17 notamment les intrants sur les aléas dont il devra
18 tenir compte, le cas échéant.

19 Maintenant, je pense que la dernière est
20 assez évidente, la dernière information. Une bonne
21 approximation déterminée avec rigueur est
22 manifestement préférable à une donnée erronée. Par
23 exemple, le Distributeur considère un délai d'appel
24 nul. Alors, il considère que tous ses appels qu'il
25 fera quand il simule seront utiles, seront utilisés

1 à des heures utiles, alors que ce que nous disons
2 et ce que la littérature dit, c'est qu'un certain
3 nombre de ces appels-là, étant donné qu'il y a un
4 délai d'appel qui doit être fait avec certains
5 aléas, bien, il y a une partie des appels qui ne
6 seront pas utilisés aux bonnes heures, et donc le
7 nombre d'heures devra être réduit. C'est ce que
8 nous proposons dans notre méthode. Alors, c'est une
9 approximation qui est de beaucoup supérieure à la
10 donnée erronée considérée par le Distributeur.

11 Notre recommandation qui en découle. Donc,
12 prendre acte que les taux de réserve des moyens de
13 gestion apparaissant au bilan de puissance du
14 Distributeur et servant de base à leur rémunération
15 sont sous-estimés, étant donné notamment que les
16 délais d'appel ne sont pas pris en compte. Donc, ça
17 veut dire que le taux de réserve est sous-estimé.

18 En fait ce que ça fait si le taux de
19 réserve est sous-estimé, c'est qu'il y a un impact
20 que j'ai calculé. Maintenant, si vous regardez
21 notre rapport à la page 91, en Californie, on nous
22 dit que, pour les moyens qui sont appelés la
23 veille, le taux de réserve est de soixante pour
24 cent (60 %). C'est-à-dire le taux... Oui, le taux
25 de réserve est de soixante pour cent (60 %) alors

1 qu'ici, le Distributeur nous dit dix-sept pour cent
2 (17 %).

3 Donc, plus le taux de réserve est haut,
4 bien, moins ça a de la valeur. Mais j'ai quand
5 même... je ne suis pas allé jusqu'à soixante pour
6 cent (60 %). J'ai dit, si, par exemple, le taux de
7 réserve est de trente pour cent (30 %) pour
8 l'ensemble des deux mille huit cents mégawatts
9 (2800 MW) de GDP qu'on retrouve en deux mille
10 vingt-neuf (2029), au lieu du dix-sept pour cent
11 (17 %) évalué par le Distributeur, bien, l'écart
12 serait de l'ordre de trois cent soixante mégawatts
13 (360 MW) ou de quarante et un mégawatts (41 MW)
14 annuellement, toujours avec le coût évité de long
15 terme en puissance.

16 Q. **[47]** Quarante et un millions de dollars (41 M\$)?

17 R. Quarante et un millions de dollars (41 M\$). Ce
18 n'est pas ce que j'ai dit..

19 Q. **[48]** Vous avez dit mégawatts.

20 R. Quarante et un millions de (41 M\$). Et aussi,
21 n'oublions pas que le taux de réserve sert à
22 établir les crédits qu'on donne au moyen de GDP.
23 Quand je dis GDP ici, c'est au sens large, là, tous
24 les moyens de gestion de la puissance, de la
25 demande en puissance. Et si on a les mauvais taux

1 de réserve, bien, on va rémunérer ces moyens-là de
2 façon trop élevée et peut-être qu'on va se rendre
3 compte avec les années qu'il sera trop tard, qu'on
4 a trop donné de crédits. Donc, ça a un impact sur
5 les analyses qui sont faites, les analyses
6 économiques qui sont faites sur ces moyens-là.

7 Prochaine diapo. Toujours les délais
8 d'appel. Donc, notre recommandation est la
9 suivante : Prendre acte qu'il serait tout à fait
10 possible de tenir compte des délais d'appel des
11 moyens de gestion dans l'évaluation du taux de
12 réserve associé à chacun d'eux. Et, par conséquent,
13 on recommande à la Régie de réitérer la demande de
14 la décision D-2019-027 et d'ordonner au
15 Distributeur de tenir compte du délai d'appel dans
16 le calcul du taux de réserve des moyens de gestion
17 et de décrire la méthode qu'il compte utiliser pour
18 le faire, et ce dans les plus brefs délais.

19 Prochaine s'il vous plaît. Ce qui nous
20 amène... Bon. Ici, encore là, je ne me ferai peut-
21 être pas des amis, parce que j'amène une notion qui
22 n'est pas nouvelle, qu'on connaît depuis longtemps,
23 mais qui est un peu nouvelle ici, parce que nous
24 sommes maintenant dans un plan d'approvisionnement
25 où on doit compter sur jusqu'à deux mille huit

1 cents mégawatts (2800 MW) de moyens de gestion de
2 la puissance avec des limites sur le nombre
3 d'heures.

4 Je sais qu'on parle souvent ici, tous les
5 intervenants, tous les participants, on veut
6 trouver des mégawatts de gestion de la puissance.
7 Mais, malheureusement, on trouve rarement des
8 mégawatts de gestion de la puissance qui ont plus
9 que cent (100) ou cent vingt (120) heures
10 d'utilisation possible. Et ce qui fait que si on a
11 beaucoup de moyens comme ça, bien, à un moment
12 donné, on a un problème à la cent unième heure ou à
13 cent vingt-huitième heure. Et c'est ce qui a été
14 démontré dans le rapport.

15 Donc, je m'excuse de peut-être amener cette
16 notion qui est très importante. Et si on n'en parle
17 pas tout de suite, bien, on va avoir un problème
18 majeur quand on va s'en rendre compte dans cinq ou
19 six ans. Donc, le Plan d'appro est vraiment fait
20 pour ça. Il est fait pour s'étirer le cou sur dix
21 ans.

22 Alors, le taux de pénétration peut
23 rapidement amener une hausse dramatique du taux de
24 réserve d'un moyen à la marge et, conséquemment,
25 une baisse dramatique de sa valeur. Comme j'ai dit,

1 on n'en a pas parlé avant parce que ça ne
2 s'appliquait pas nécessairement sur l'horizon du
3 Plan. Et le Distributeur nous a confirmé cette
4 semaine dans un des exemples le nombre d'heures à
5 climatologie normale augmentera avec les années.
6 C'était lundi. Donc, par conséquent, les
7 probabilités d'épuiser le nombre d'heures permises
8 augmenteront.

9 Et on sait que l'hiver dernier, le
10 Distributeur a utilisé Hilo, a appelé Hilo pendant
11 cent seize (116) heures sur un maximum de cent
12 vingt (120). Et puis on voit que donc qu'il
13 s'approche dangereusement du maximum annuel permis.
14 Et on sait que ça va aller en hausse dans les
15 prochaines années.

16 Alors, ceci dit, allons à la prochaine
17 diapo. Nous avons fait la démonstration de ceci.
18 Mais on a quand même fait référence à d'autres.
19 Dans le tableau de gauche, ce que j'ai simplement
20 fait, c'est que j'ai pris les informations qui nous
21 ont été fournies dans le dossier et aussi
22 confirmées lundi dernier.

23 Si vous regardez à gauche, c'est l'hiver
24 deux mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020).
25 Nous avons des moyens avec les limites d'heures de

1 dix-huit cent neuf mégawatts (1809 MW) dans le
2 bilan de puissance, c'est-à-dire treize cent neuf
3 mégawatts (1309 MW) de moyens de gestion de la
4 demande, plus un cinq cents mégawatts (500 MW) ou
5 d'une limite d'heures avec le Producteur, les
6 fameux résultats des appels d'offres.

7 Et en prenant ce chiffre-là et en le
8 divisant par les besoins du Distributeur en
9 puissance, bien, on obtient un taux de pénétration
10 de quatre virgule sept pour cent (4,7 %). Et on
11 sait que, pour le premier hiver, le Distributeur a
12 calculé un taux de réserve pour les moyens dont on
13 parle, Hilo, tarification dynamique et GDP
14 Affaires, de dix-sept pour cent (17 %).

15 Pour la quatrième année, donc le
16 Distributeur nous dit, la quatrième année, soit
17 vingt vingt-deux, vingt vingt-trois (2022-2023), où
18 on a deux mille quatre cent soixante-dix mégawatts
19 (2470 MW) de moyens de gestion avec les limites
20 d'heures, on voit que ça augmente, donc six point
21 un pour cent (6,1 %). Il nous a dit que ça donne
22 entre dix-neuf et vingt pour cent (19-20 %) le taux
23 de réserve. Donc, il y a déjà une augmentation
24 importante qui aura un impact sur les taux de
25 réserve.

1 Et on sait aussi qu'en vingt vingt-huit,
2 vingt vingt-neuf (2028-2029), bien, les moyens de
3 gestion avec limite d'heures augmentent à trois
4 mille cent cinquante-six mégawatts (3156 MW) pour
5 sept point six pour cent (7,6 %). Et le
6 Distributeur n'a pas fait cette analyse-là,
7 malheureusement. Et c'est un peu inquiétant et
8 dangereux parce qu'on peut avoir des mauvaises
9 surprises et il serait mieux de les avoir tout de
10 suite que plus tard.

11 Dans le rapport, on a fait référence à un
12 article qui a été écrit par des consultants de San
13 Francisco et qui démontre en toute lettre ce que
14 j'ai dit dans les deux dernières diapos. Et j'ai
15 relu cet article-là hier soir et je vous invite à
16 le faire parce que c'est évident... bien c'était
17 évident pour moi. Ce qu'on dit c'est que le taux de
18 pénétration a un impact majeur, mais ça devient
19 encore plus évident quand on lit ce qu'ils ont
20 fait.

21 Et ça tombe bien parce qu'ils ont fait
22 cette analyse-là sur une partie de la Californie,
23 une charge d'environ quarante (40 000 MW) à
24 quarante-cinq mille mégawatts (45 000 MW), donc on
25 peut très bien comparer en termes de taille et non

1 pas en termes de pointe parce que là-bas les
2 pointes sont en été, mais en termes de taille. Et
3 on voit les chiffres en bas, là, qui sont des
4 mégawatts. « Demand Response », c'est-à-dire des
5 mégawatts de gestion de la demande. Et ça donne à
6 peu près les mêmes chiffres qu'ici au Québec et les
7 pourcentages en haut que vous voyez, bien on les
8 compare à ce qu'il y a dans le tableau de gauche.

9 Alors ce que ce graphique-là nous dit c'est
10 que plus on a de moyens de gestion et surtout avec
11 des limites d'heures annuelles, que ce soit en
12 pourcentage ou en mégawatts, mais comme je vous dis
13 les mégawatts correspondent assez bien à ce qu'on a
14 au Québec, là. Alors ça réduit de façon très
15 importante.

16 Si on regarde autour de quatre point cinq
17 pour cent (4,5 %), là, j'ai pas le pointeur, mais
18 ça vous donne quelque chose qui... les deux courbes
19 varient entre quatre-vingt-dix (90 %) et peut-être
20 quatre-vingt pour cent (80 %). Alors ça concorde
21 assez bien avec notre dix-sept pour cent (17 %)
22 qui, dans le fond, correspond à quatre-vingt-trois
23 pour cent (83 %). Dans un cas on doit faire un
24 moins l'autre, là.

25 Si on va à six point... autour de six pour

1 cent (6 %), bien là on voit que dans le cas de ce
2 graphique-là ça va jouer entre soixante (60 %) et
3 quatre-vingt pour cent (80 %). Alors ça, ça veut
4 dire que les taux de... des taux de réserve entre
5 vingt (20 %) et quarante pour cent (40 %). Ce qui
6 commence à être énorme, mais si on va plus loin
7 à... à sept virgule six pour cent (7,6 %), là, on
8 voit que ça peut aller aussi bas que quarante pour
9 cent (40 %) de valeur, donc soixante pour cent
10 (60 %) de taux de réserve.

11 Alors ici c'est pas exagéré de dire qu'à
12 l'horizon vingt vingt-huit-vingt vingt-neuf (2028-
13 2029) il se peut que nos moyens de gestion, en
14 moyenne, aient un taux de réserve de l'ordre de
15 cinquante pour cent (50 %). Et, pour moi, c'est pas
16 du tout surprenant, là, pour les raisons qu'on a
17 exposées dans le rapport. Alors c'est assez
18 important. On va voir l'impact peut-être à la
19 prochaine diapo. Ou l'autre, page suivante. Bon.

20 Bon, avant de voir l'impact, on dit bien le
21 Distributeur pourrait très bien simuler le modèle
22 sur l'ensemble de l'horizon. Il nous a dit lundi
23 qu'il n'y avait pas de problématique à le faire
24 puis je suis convaincu que c'est vraiment pas long,
25 là. Si on est capable de simuler un an, on est

1 capable de simuler n'importe quelle année. Et le
2 NERC le recommande du moins dans certaines régions.
3 Et on voit que dans notre rapport il y a d'autres
4 régions qui ont aussi fait cet exercice-là. Parce
5 qu'encore à, comme je l'ai dit tantôt, si on attend
6 trop tard, bien il va être trop tard.

7 Et, selon moi, c'est une mesure essentielle
8 et inévitable pour assurer la fiabilité sur
9 l'horizon du Plan. Même si on nous dit : « Bien les
10 informations sont moins précises ces deux dernières
11 années », mais je pense que ça c'est un argument
12 qui est difficile à soutenir parce que c'est pas
13 pour rien qu'on fait un Plan d'approvisionnement
14 sur dix (10) ans. C'est juste pour voir venir les
15 coups comme ceux-là. Les « coups », C-O-U-P-S,
16 comme ceux-là.

17 À la prochaine. Donc, la recommandation qui
18 devient assez évidente, là, c'est de :

19 14. Demander au Distributeur de
20 démontrer, à l'aide de résultats
21 statistiques complets sur
22 l'utilisation des moyens de gestion
23 provenant du modèle FEPMC, que les
24 taux de réserve qui apparaissent au
25 tableau 4.3 de la pièce B-0009

1 demeurent valides pour chacun des
2 hivers de la période couverte par le
3 Plan.

4 Non seulement pour les quatre premiers hivers. Et :
5 15. Demander au Distributeur de
6 fournir la valeur de l'espérance de
7 perte de charge...

8 Qui est le fameux Loss of Load Expectation qu'on
9 voit partout dans la littérature, là.

10 ... obtenue par l'utilisation du
11 modèle FEPMC, pour chacun des hivers
12 de la période couverte par le Plan.

13 Pour s'assurer qu'on ait une bonne fiabilité. Bon,
14 l'impact. Par exemple, en deux mille vingt-neuf
15 (2029), si le taux de réserve de l'ensemble des
16 deux mille huit cents mégawatts (2800 MW) de GDP
17 s'avère être de cinquante pour cent (50 %) au lieu
18 de dix-sept pour cent (17 %), ce que peut-être
19 éventuellement le Distributeur tentera de le
20 calculer, l'écart serait de l'ordre de neuf cents
21 mégawatts (900 MW) ou de cent quatre... pardon.
22 Neuf cent mégawatts (900 MW) ou de cent quatre
23 millions de dollars (104 M\$) annuellement, avec
24 toujours le même coût évité de long terme en
25 puissance, là, en dollars deux mille dix-neuf

1 (2019).

2 Et aussi une rémunération trop élevée des
3 moyens de GDP entraîne... ça pourrait entraîner une
4 rémunération trop élevée des moyens de GDP, comme
5 on a dit tantôt dans d'autres cas. Et il pourrait
6 être trop tard pour le constater.

7 Maintenant, la contribution des marchés de
8 court terme, que d'autres intervenants ont aussi
9 soulevé des problèmes... des enjeux importants.
10 Alors, ici, j'ai simplement fait un tableau qui
11 résume ce qui est dans le rapport, là.

12 Alors, on voit que pour les interconnexions
13 qui sont là... Et je n'ai même pas ajouté les
14 interconnexions futures, autres que le Maine, là.
15 Il y a des interconnexions qui sont annoncées par
16 Hydro-Québec, notamment avec New York. Le Champlain
17 Hudson, le CHPE.

18 Alors, au Labrador, bien, on nous dit :
19 « La capacité potentielle, elle n'est pas
20 disponible. » Mon expérience du dossier Churchill
21 Falls me dit que c'est peut-être cent (100) ou deux
22 cents mégawatts (200 MW) qui pourraient être
23 libérés de ce côté-là, du côté de Nalcor.

24 Le Nouveau-Brunswick, on pourrait aller
25 chercher sept cent quatre-vingt-cinq mégawatts

1 (785 MW). La Nouvelle-Angleterre, deux mille (2000)
2 l'interconnexion existante. Maine-Appalaches, mille
3 deux cents (1200), et j'ai souligné, c'est un
4 projet annoncé par Hydro-Québec. New York une
5 capacité de onze cents (1100), mais le Distributeur
6 compte onze cents mégawatts (1100 MW), alors ça
7 c'est bien. L'Ontario, il y a une capacité de mille
8 neuf cent soixante-dix (1970).

9 Alors, si on voit le total, ici, dans le
10 fond... Pour chacun de ceux-là, le Distributeur
11 nous dit : « Bien, on ne peut jamais compter,
12 toujours, sur ces... ces mégawatts-là. » Mais je
13 vous soumets que c'est vrai qu'on ne peut pas
14 compter toujours sur ces mégawatts-là, parce qu'il
15 y a des aléas. Mais les aléas ne se présenteront
16 pas tous en même temps. Alors, la probabilité que
17 toutes ces aléas font qu'on ne puisse pas accéder à
18 une partie de ces mégawatts-là, bien leur absence,
19 ou la présence de ces aléas-là, partout, bien, a
20 une infime probabilité de se produire et on ne
21 devrait pas... Donc, c'est... Ici, on très
22 pessimiste. Alors, on est très pessimiste de
23 compter onze cents mégawatts (1100 MW) sur sept
24 mille quatre-vingt-cinq (7085).

25 Et si on demande au NPCC : « Vous, qu'est-

1 ce que vous en pensez qu'on devrait compter comme
2 partage de réserve avec les réseaux voisins? » Et
3 c'est un rapport qui est mis à jour, je dirais,
4 peut-être à tous les trois ans. La dernière version
5 date de seize (16) décembre deux mille dix-neuf
6 (2019). Alors, le NPCC nous dit : « Je vous permets
7 de compter deux mille six cent quarante-huit
8 mégawatts (2648 MW). » Et ça, c'est même sans... en
9 considérant que les réseaux voisins ne sont même
10 pas en surplus. C'est simplement le fait d'être
11 interconnecté, et le fait que les aléas ne se
12 présentent pas tous toujours, et jamais, sans
13 doute, en même temps.

14 Donc, première chose, on dit : oui,
15 parfait, on a onze cents mégawatts (1100 MW) du
16 côté externe, hors Québec. Bon, ça va pour
17 l'instant, peut-être que dans le futur, on pourra
18 augmenter ça.

19 Allons maintenant à la prochaine. O.K.
20 Alors, quelques mots sur le Maine-Appalaches, là,
21 qui est un dossier qui est annoncé par Hydro-Québec
22 et qui est bien... pour lequel Hydro-Québec annonce
23 toujours que ça va arriver, là. Alors, la Régie
24 demandait au Distributeur de tenir compte des
25 projets annoncés, notamment en deux mille onze

1 (2011) et deux mille dix-sept (2017), vous avez les
2 références dans le rapport.

3 En septembre deux mille dix-neuf (2019), et
4 vous avez aussi la référence, Hydro-Québec est
5 allée annoncer à la Régie de l'énergie du Canada
6 que cette ligne-là serait une sécurité
7 supplémentaire pour le réseau québécois, que HQ
8 aura la capacité d'importer depuis la Nouvelle-
9 Angleterre et prévoit même utiliser la ligne en
10 mode import.

11 Alors, c'est sûr que toutes les modalités
12 ne sont pas réglées, comme le dit le Distributeur,
13 mais on peut penser que dans le Plan
14 d'approvisionnement, on doit y aller avec les
15 prévisions les plus... les plus réalistes. Et avec
16 tout ce qu'on voit là, on peut affirmer que cette
17 ligne-là verra le jour et qu'on peut, à ce stade-
18 ci, en tenir compte.

19 Alors, ce qui nous a aussi étonnés, que le
20 vingt-cinq (25) mai, le Distributeur avait déposé
21 la demande de service de transport sur OASIS, le
22 241T, pour un nouveau chemin en provenance du Maine
23 vers le poste Appalaches, pour onze cents mégawatts
24 (1100 MW). Et on a confirmé ça lundi. Pardon. On a
25 confirmé ça... oui, ça a été confirmé lundi.

1 Et même, lundi, le cinq (5) juillet, le
2 Distributeur, on lui a posé des questions, puis il
3 nous a dit : « Oui, oui, on a fait cette demande-
4 là », mais sans vraiment... aucune mention qu'elle
5 avait été retirée. Alors, je vous dirais, grâce à
6 la vigilance de la FCEI, nous avons appris que le
7 six (6) juillet, nous avons constaté qu'elle était
8 retirée, cette demande-là. Alors, pour certaines
9 raisons ou le Distributeur semblait avoir moins
10 confiance en cette interconnexion-là. Alors,
11 probablement que madame Brochu ne tient pas ce même
12 discours-là, mais c'est ce que le Distributeur
13 semble considérer.

14 Et... Par contre, ce que je dis, c'est que
15 rien n'oblige le Distributeur à retirer sa demande,
16 là. Il y a des demandes dans OASIS qui ne verront
17 jamais le jour.

18 C'est vraiment des processus exploratoires
19 et ceci évidemment le retrait ne pourrait que
20 simplement retarder le délai additionnel non requis
21 et faire qu'on pourrait se ramasser avec des
22 approvisionnements qui, quelques années plus tard,
23 pourraient s'avérer non requis et je pense que la
24 plupart des intervenants ont toujours en mémoire le
25 fameux contrat avec TCE où c'est le genre d'exemple

1 où si on n'évalue pas bien nos capacités futures,
2 bien ça va amener des approvisionnements qui
3 s'avéreront non requis.

4 Maintenant, continuons s'il vous plaît,
5 Madame la Greffière. Recommandation. Bien, c'est de
6 demander au Distributeur de proposer dans le
7 prochain état d'avancement qui est déjà passé,
8 alors, ça va aller dans le prochain, une valeur de
9 contribution en puissance de court terme pour
10 l'interconnexion à venir avec le Maine, avec
11 preuves à l'appui.

12 Nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue
13 par le Distributeur d'une valeur de zéro mégawatt
14 (0 MW) en provenance de cette interconnexion, basée
15 sur de fausses prémisses, est nettement trop
16 pessimiste.

17 Bon, « basée sur de fausses prémisses »,
18 c'était au moment où on a écrit notre preuve, notre
19 rapport. Alors, au début dans sa preuve initiale,
20 le Distributeur disait qu'il était impossible
21 d'importer, que ce n'était pas fait pour importer
22 cette ligne-là, alors que le Transporteur disait le
23 contraire, alors que le Distributeur nous a dit
24 qu'il avait peut-être basé ça sur une mauvaise
25 information.

1 Alors, la fausse prémisse a été corrigée
2 depuis, mais on est toujours sous l'impression que
3 c'est nettement trop pessimiste.

4 Bon. Maintenant, la zone de réglage du
5 Québec. Alors, ici, vous voyez on a traité ça aux
6 pages 117 et 142. Au cours des cinq derniers hivers
7 ce qu'on montre c'est le Producteur a dégagé des
8 marges en puissance variant entre neuf cents et
9 mille sept cents mégawatts (900 MW - 1700 MW).

10 Évidemment, le Distributeur nous dit que
11 bien, il ne faut se baser sur le passé. « Basons-
12 nous sur le futur. ».

13 Alors, ce qu'on a fait, c'est qu'on a fait
14 un autre bilan en mode prévisionnel sur la période
15 du Plan, où on montre que les marges varieraient
16 entre mille et seize cents mégawatts (1000 MW -
17 1600 MW) sur la période du plan toujours pour le
18 Producteur. Donc, des beaux mégawatts qui sont là
19 au Québec et qui, évidemment, pourraient servir
20 pour l'ensemble de la population québécoise.

21 On a aussi dans le dernier « Long-Term
22 Reliability Assessment » du NERC vingt vingt
23 (2020). Dans notre rapport nous avons ce même
24 tableau-là qui est pour deux mille deux mille dix-
25 neuf (2019). J'ai mis ici le plus récent et vous

1 voyez les deux lignes du bas qui sont en orange ou
2 en saumon. Alors, on a... la dernière ligne c'est
3 la réserve requise qui est de l'ordre de dix pour
4 cent (10 %). L'avant-dernière ligne, c'est la
5 réserve calculée avec toutes les ressources qui
6 varie entre onze point six et jusqu'à seize pour
7 cent (11,6 %-16 %).

8 Alors, tout ce que j'ai fait c'est que j'ai
9 pris la différence entre ces deux chiffres-là et
10 j'ai multiplié par la première ligne qui donne le
11 « Net Internal Demand » et ça me donne les chiffres
12 de mille à deux mille sept cents mégawatts (1000 MW
13 - 2700 MW).

14 Alors, on voit ce que le Québec via le
15 Distributeur déclare au NERC, au NPCC aussi, ça
16 fait tout partie des mêmes groupes, bien c'est
17 qu'il y a des marges au Québec entre mille et deux
18 mille sept cents mégawatts (1000 MW - 2700 MW). Je
19 dis au Québec, mais dans la sone de réglage du
20 Québec, principalement chez le Producteur.

21 Alors, encore là, on ne voit pas de
22 problème à compter sur la zone de réglage du Québec
23 en puissance de court terme sur l'horizon du Plan.

24 On va à la prochaine. La recommandation,
25 c'est de demander au Distributeur de fournir, dans

1 chaque plan d'approvisionnement et état
2 d'avancement, un tableau un peu sous une forme qui
3 correspond au tableau AHQ-ARQ-11 du rapport, qui
4 montre la marge prévisionnelle de la zone de
5 contrôle du Québec en utilisant les données les
6 plus récentes fournies au NPCC et au NERC.

7 Prochaine. Alors, d'ailleurs en deux mille
8 huit (2008), la Régie s'est prononcée sur
9 l'importance de tenir compte des marges disponibles
10 et non engagées. En d'autres mots, on ne peut pas
11 dire « Bien, là le Producteur, on ne sait pas s'il
12 va engager des mégawatts qu'il a en réserve etc. ». On
13 doit quand même se fier sur ce qu'Hydro-Québec
14 fournit au NERC et au NPCC et il faut se fier sur
15 notre connaissance du paysage énergétique du nord-
16 est américain pour comprendre que ce n'est pas
17 demain matin qu'Hydro-Québec Production peut
18 décider de conclure des contrats pour écouler ses
19 puissances additionnelles, ses puissances
20 excédentaires.

21 En deux mille onze (2011), la Régie était
22 aussi d'avis qu'il existait alors un potentiel
23 d'approvisionnement sur les marchés de court terme
24 au Québec et hors-Québec qui doit être pleinement
25 considéré par le Distributeur avant d'envisager des

1 investissements importants.

2 Le dix-neuf (19) décembre deux mille dix-
3 neuf (2019), Hydro-Québec déclarait au NERC que les
4 onze cents mégawatts (1100 MW) de contribution des
5 marchés de court terme provenaient exclusivement
6 d'importations hors de la zone de contrôle du
7 Québec et on l'a démontré pourquoi on affirme ça
8 dans le rapport. Donc, il n'y a rien qui est compté
9 en provenance du Québec quand le Distributeur
10 présente les bilans de la zone de réglage du
11 Québec, pour ce qui est de la provision,
12 contribution des marchés de court terme.

13 Allons à la prochaine. Donc, notre
14 recommandation, étant donné les informations
15 fournies au NERC, prendre acte qu'aucune puissance
16 de la zone de contrôle du Québec n'est présentement
17 considérée dans la contribution des marchés de
18 court terme de onze cents mégawatts (1100 MW)
19 retenue par le Distributeur.

20 Prendre acte que contrairement à ce que le
21 Distributeur affirmait en deux mille dix-sept
22 (2017) il connaît les marges prévisionnelles en
23 puissance de la zone de réglage sur l'horizon du
24 Plan, dont celles du Producteur.

25 Alors, maintenant, allons à la prochaine où

1 on va vous parler toujours de la zone de réglage du
2 Québec, il y a d'autres recommandations. Donc,
3 tenir compte d'une contribution pour des marchés en
4 puissance de court terme au Québec, en se basant
5 sur les marges disponibles et non liées par des
6 engagements contractuels et ce, même si les
7 propriétaires de telles marges pourraient en faire
8 ce que bon leur semble. Ce qui est toujours peu
9 probable.

10 Prendre acte d'une évolution très
11 significative de la marge de manoeuvre du marché
12 interne permettant une modification à la hausse du
13 potentiel de onze cents mégawatts (1100 MW) de la
14 contribution en puissance des achats de court
15 terme.

16 Et à la prochaine diapo. Nous recommandons
17 de retenir une valeur prudente de sept cents
18 mégawatts (700 MW) pour la contribution des achats
19 en puissance en provenance de la zone de réglage,
20 la zone de contrôle du Québec, en incluant,
21 lorsqu'applicables, les quatre cents mégawatts
22 (400 MW) de rappel en vertu des conventions
23 d'énergie différée.

24 Cette valeur de sept cents mégawatts
25 (700 MW) s'ajouterait à la contribution prudente

1 retenue par le Distributeur de onze cents mégawatts
2 (1100 MW) pour les marchés limitrophes, le tout
3 pour une valeur totale de dix-huit cents mégawatts
4 (1800 MW). On verra tantôt dans notre bilan.

5 Nous sommes d'avis que ces valeurs vont
6 être réévaluées à la hausse au cours des prochaines
7 années, en fonction des besoins du bilan de
8 puissance, mais pour l'instant, on n'a pas besoin
9 d'aller plus haut que ça, là, on pourra se reparler
10 là-dessus au cours du nouveau, du prochain Plan.

11 Alors, l'impact ici, toujours sept cents
12 mégawatts (700 MW) au coût évité de puissance, ça
13 nous revient à quatre-vingt millions (80 M)
14 annuellement.

15 Maintenant, quelques mots sur l'utilisation
16 optimale des conventions d'énergie. Alors, le
17 Distributeur nous indique que l'objectif est de
18 répartir les rappels de façon optimale pour
19 répondre aux besoins du Distributeur sur l'ensemble
20 de la période des contrats, d'ici la fin février
21 deux mille vingt-sept (2027). Alors, ça, ça nous
22 rassure, je ne pense pas avoir entendu ça du
23 Distributeur dans le passé, là, qu'il pouvait
24 regarder l'ensemble de l'horizon et, mais ce n'est
25 pas ce qui est fait, dans le Plan et dans le

1 dernier état d'avancement. Et la Régie pourra
2 juger, lors du rebasing en vingt-vingt-cinq (2025),
3 de la prudence de l'utilisation optimale des
4 rappels d'énergie.

5 Prochaine diapo où on recommande de
6 demander au Distributeur de n'engager aucun rappel
7 d'énergie dans le cadre des Conventions amendées
8 sans préalablement avoir présenté et fait approuver
9 par la Régie une démonstration sans équivoque, avec
10 chiffres à l'appui, à l'effet qu'une telle
11 stratégie répond aux besoins de la clientèle au
12 plus bas coût possible sur la période couverte par
13 le Plan.

14 Alors, pour l'hiver vingt-vingt et un
15 (20-21) qui est maintenant terminé, là, cette
16 recommandation pourrait exiger de statuer sur la
17 question avant la tenue de l'audience à compter du
18 quinze (15) septembre vingt vingt (2020), à moins
19 que le Distributeur ne retire son intention
20 d'effectuer un rappel d'énergie différée pour ledit
21 hiver.

22 Alors, depuis qu'on a déposé notre rapport
23 en juillet vingt vingt (2020), la Régie a
24 effectivement demandé au Distributeur de se
25 prononcer là-dessus et le Distributeur a décidé de

1 retirer son intention d'effectuer un rappel
2 d'énergie pour l'hiver vingt vingt et vingt vingt
3 et un (2020-2021), là, donc ce qui nous satisfait
4 pour cet hiver-là, mais notre problème persiste
5 pour les prochains hivers, les deux prochains
6 hivers.

7 Maintenant, allons à la prochaine. Bon. Là,
8 bilan en puissance. Ici, c'est ce qui résulte de
9 mes recommandations du rapport.

10 Alors, ce qu'on a fait ici, c'est qu'on a
11 pris le dernier bilan de puissance qui a été
12 produit dans le cadre de l'État d'avancement vingt
13 vingt (2020) par le Distributeur et on a ajusté un
14 certain nombre de choses pour tenir compte de nos
15 recommandations.

16 Pour faciliter la lecture, on a mis en
17 jaune les modifications. Alors, les besoins à la
18 pointe sont, nos besoins à la pointe ici sont un
19 peu plus bas que ceux du Distributeur, là, peut-
20 être de l'ordre d'un peu moins de cent mégawatts
21 (100 MW), là, pour tenir compte de notre
22 recommandation de réduire les temps de transport et
23 de distribution.

24 La deuxième ligne est importante, « Réserve
25 requise », vous voyez qu'on s'en va jusqu'à des

1 quatre mille mégawatts (4000 MW) sur l'horizon du
2 Plan. Ce qu'il faut bien comprendre, là, c'est que
3 ça, ça tient compte d'une multitude d'aléas déjà
4 avant de commencer. Alors c'est ça qui est le
5 fameux critère de fiabilité. Alors s'il y a quelque
6 chose qui arrive dans le bas du bilan, bien la
7 réserve permet de couvrir ces aléas-là.

8 Maintenant aussi ici dans ce tableau-là la
9 réserve est un peu différente du bilan du
10 Distributeur parce que notre modèle ici recalculé
11 la réserve en tenant compte des taux de réserve qui
12 s'appliquent à chacun des moyens du bas. Et à
13 chaque fois qu'on change un moyen du bas, bien
14 forcément la réserve va changer. Alors le modèle
15 tient compte de tout ça.

16 L'électricité patrimoniale, il n'y a rien
17 de changé. On a vu le contrat avec HQP, c'est ce
18 que je viens de vous parler, les fameux rappels de
19 quatre cents mégawatts (400 MW) pour les deux
20 prochains hivers. Alors, nous, on ne voit pas
21 l'intérêt de programmer ces rappels-là tout de
22 suite, on aime mieux les programmer plus tard, là,
23 où ils auront une plus grande valeur, alors on a
24 enlevé ce quatre cents mégawatts (400 MW)-là.

25 On a aussi augmenté la tarification

1 dynamique, comme vous voyez un peu plus bas, là, à
2 compter de vingt vingt-cinq-vingt vingt-six (2025-
3 2026). Suite à notre recommandation de tantôt, là,
4 d'aller vers quatre cents mégawatts (400 MW), on a
5 quand même conservé une progression du moyen, là,
6 pour atteindre son plein potentiel à quatre cents
7 mégawatts (400 MW).

8 Nous avons, tel qu'annoncé plus tôt, retiré
9 totalement Hilo et nous avons retardé un petit peu
10 la bonification d'électricité interruptible. Alors
11 on voit que même en enlevant Hilo on peut même
12 retarder la bonification de l'électricité
13 interruptible.

14 Alors la dernière ligne, l'avant-dernière
15 ligne en jaune, bien c'est simplement le résultat,
16 là, c'est un calcul qui nous dit que, par exemple,
17 à l'année vingt vingt-vingt vingt et un (2020-
18 2021), bien on a... on doit recourir à trois cents
19 mégawatt (300 MW) à contribution des marchés de
20 court terme sur un potentiel identifié par le
21 Distributeur de onze cents mégawatts (1100 MW).
22 Alors vous voyez qu'on a encore de la marge, là, ça
23 fait que je vais vous le montrer tantôt.

24 Donc, on voit que pour les trois... quatre
25 premières années ce chiffre-là est... ne dépasse

1 pas onze cents mégawatts (1100 MW). Ce n'est qu'en
2 vingt vingt-quatre-vingt vingt-cinq (2024-2025)
3 qu'on doit aller à douze cent cinquante (1250 MW),
4 donc appliquer notre recommandation, là, d'utiliser
5 jusqu'à sept cents mégawatts (700 MW) pour la
6 contribution des marchés au Québec.

7 Alors on poursuit puis dans les deux
8 dernières années bien on a deux lignes... deux
9 cases jaunes en bas où, forcément, on doit aller
10 avec des... une certaine offre de long terme pour
11 en plus de la contribution des marchés de dix-huit
12 cents mégawatts (1800 MW), dont j'ai parlé il n'y a
13 pas tellement longtemps.

14 Alors ici évidemment c'est pas par hasard
15 qu'il y a des besoins qui apparaissent là. Si vous
16 allez à la ligne « Contrat avec HQP », bien vous
17 voyez que ça passe de quinze cents (1500 MW) à cinq
18 cents (500 MW), donc les contrats se terminent,
19 mais heureusement les centrales hydroélectriques
20 qui alimentent ces contrats-là ne fermeront pas,
21 alors au Québec on aura des mégawatts. Le
22 Producteur pourra soumettre... vous soumettre des
23 propositions, comme les producteurs éoliens dont
24 les contrats arrivent à échéance pourront
25 soumissionner sur les appels d'offres. Alors allons

1 à la prochaine.

2 Donc, recommandation :

3 24. Prendre acte que le besoin pour
4 des approvisionnements de long terme
5 additionnels en puissance qui était
6 prévu par le Distributeur à compter de
7 l'hiver 2024-2025 est maintenant
8 reporté à l'hiver 2027-2028 selon nos
9 recommandations. Par conséquent, il
10 est fort improbable que le
11 Distributeur doive lancer un appel
12 d'offres au cours des trois prochaines
13 années pour de la puissance.

14 Alors ça, ça a été formulé en juillet deux mille
15 vingt (2020), alors on doit maintenant penser les
16 deux prochaines années, mais du moins on ne voit
17 pas le besoin avant le prochain le Plan qui, aussi,
18 va arriver bientôt, là, va arriver dans un peu plus
19 qu'un an.

20 Maintenant, Monsieur le Président, vous
21 avez posé des questions sur : oui, mais qu'est-ce
22 qui arrive si certains - la prochaine diapo s'il
23 vous plaît - si certains moyens ne sont pas au
24 rendez-vous? Alors j'ai fait un autre tableau qui,
25 encore là, regroupe des informations qui sont au

1 dossier. Première... pour montrer, en plus de ce
2 qu'on a montré tantôt, s'il arrivait autre chose
3 qui n'est pas déjà prévu dans les réserves de
4 l'ordre de quatre mille mégawatts (4000 MW), là,
5 qu'est-ce qui peut arriver? Bon.

6 Premièrement, une petite technicalité au
7 début de la première ligne, là, c'est que quand on
8 va faire... quand le Distributeur va nous faire un
9 autre État d'avancement en novembre vingt vingt et
10 un (2021), bien on va être un an et plus. Donc, à
11 chaque année qu'on gagne c'est comme le temps c'est
12 de l'argent, à chaque année qu'on gagne la réserve
13 diminue un petit peu parce que nos aléas évidemment
14 sur moins d'années sont moins importants. Alors on
15 a ici, on voit des quantités qu'on a mis là, qui
16 est un devancement, là. Le gain d'une année de plus
17 sur... sur la réserve acquise.

18 Bon, vous avez vu tantôt, on a enlevé les
19 quatre cents mégawatts (400 MW) du rappel sur les
20 deux premières années, alors en cas de problème on
21 a jusqu'au quinze (15) septembre deux mille vingt
22 et un (2021) pour les... les exiger sur la première
23 année. Et jusqu'au quinze (15) septembre deux mille
24 vingt-deux (2022) pour la deuxième année. Alors, on
25 a ces recours-là qui sont toujours disponibles.

1 On a vu dans le dossier du GDP Affaires
2 récent que les prévisions qu'on a dans le Plan sont
3 conservatrices, selon ce que le Distributeur nous a
4 dit. Alors, on a quelque chose qu'on pourrait aller
5 chercher là, mais on... l'information n'est pas
6 disponible.

7 La tarification dynamique, tout ce que j'ai
8 fait ici, j'ai devancé d'un an les prévisions du
9 Distributeur. Alors, ce que ça veut dire, c'est que
10 tout ce que le Distributeur à faire, là... tout ce
11 que le Distributeur doit faire avant chaque hiver,
12 c'est d'envoyer un petit peu plus de courriels pour
13 aller chercher un peu plus de clients qui vont
14 participer.

15 Bon, on nous a dit dans d'autres dossiers
16 que ce n'était pas évident d'envoyer des courriels
17 en masse, alors on peut espérer qu'ici, le
18 Distributeur pourra trouver la façon d'envoyer des
19 courriels... quelques dizaines de milliers de
20 courriels en masse.

21 La bonification de l'électricité
22 interruptible, aussi, le Distributeur nous a dit
23 qu'il pouvait la mettre en place dès deux mille
24 vingt-trois (2023). Alors, ce qu'on a fait ici,
25 c'est de montrer... d'ajouter à ce moyen-là, qui

1 n'était pas déjà en place à partir de deux mille
2 vingt-trois (2023), toujours avec une progression
3 raisonnable, là, des mégawatts.

4 Bon, marge de court terme, le onze cents
5 mégawatts (1100 MW) n'a pas été atteint totalement,
6 alors il y a une marge additionnelle, ici, et il y
7 a une marge additionnelle, aussi, pour le sept
8 cents mégawatts (700 MW) que nous proposons.

9 Bref, d'ici deux mille vingt-six, deux
10 mille vingt-sept (2026-2027), en sus de tout ce qui
11 est dans le bilan de puissance, en sus de la
12 réserve calculée là-bas, on a au moins entre cinq
13 cents (500) et quinze cents mégawatts (1500 MW) de
14 marge additionnelle.

15 Évidemment, cette marge additionnelle là,
16 on voit qu'à la fin vingt-sept, vingt-huit (2027-
17 2028), bien, pour les mêmes raisons qu'on a dit
18 tantôt, qu'on n'en a plus. Alors, c'est là que le
19 Distributeur devra concentrer ses appels d'offres
20 de long terme, mais il n'y a pas d'urgence encore,
21 cette année.

22 Alors, ça, c'est pour rassurer tout le
23 monde qu'on a vraiment une marge de manoeuvre des
24 plus confortables pour les cinq... six prochaines
25 années... hivers.

1 Maintenant, le bilan d'énergie... ou la
2 recommandation, peut-être... allez-y, à la
3 prochaine. Oui, bilan d'énergie. Je passe
4 rapidement. Donc, on a dit que les besoins étaient
5 reportés de deux mille vingt-sept (2027) à deux
6 mille vingt-huit (2028) et on dit que la
7 démonstration suffisante... satisfaisante du
8 critère de la fiabilité en énergie du Producteur...
9 Allons à la prochaine.

10 Nous sommes d'accord avec le critère de
11 fiabilité en énergie du Distributeur. Et, par
12 contre, à la 28, nous demandons au Distributeur de
13 proposer pour le prochain plan d'approvisionnement
14 un potentiel pour les marchés de court terme,
15 maintenant, non pas en puissance, mais en énergie,
16 dans la zone de réglage du Québec, qui s'ajouterait
17 au potentiel de six térawattheures (6 TWh) déjà
18 identifié, en provenance de l'extérieur du Québec,
19 et ce, selon un principe similaire à ce qu'il fait
20 déjà pour la puissance. Monsieur Paquin vous a
21 aussi parlé de quelque chose en ce sens-là.

22 Prochaine... En puissance, maintenant.
23 Bon... Alors, ça fait longtemps qu'on dit que le
24 Distributeur... le coût évité en puissance à court
25 terme est trop élevé. Alors, la tendance s'est

1 poursuivie, alors que lors de l'hiver... en janvier
2 et février dernier, il a payé un prix moyen de zéro
3 virgule quarante dollars US kilowatt-
4 hiver (0,40 US\$/kW-hiver), alors qu'il prétend que
5 le coût évité devrait être de vingt dollars le
6 kilowatt-hiver (20 \$/kW-hiver).

7 Donc, ça conforte encore plus cette
8 information-là, notre recommandation, qui dit de
9 retenir, pour l'instant, un coût évité de puissance
10 à court terme de dix dollars du kilowatt-hiver
11 (10 \$/kW-hiver) et revoir cette valeur à la baisse
12 au cours des prochaines années, si les coûts sous
13 la barre des deux dollars par kilowatt-hiver
14 (2 \$/kW-hiver) des trois derniers hivers
15 persistent. Alors, maintenant à quatre derniers
16 hivers, parce qu'au moment où on a formulé cette
17 recommandation-là, on n'avait évidemment pas les
18 informations de janvier et février deux mille vingt
19 et un (2021). Mais de fixer à deux mille vingt-
20 sept, deux mille vingt-huit (2027-2028) la date
21 d'application du signal de coût évité de puissance
22 à long terme.

23 Évidemment, une surestimation des coûts
24 évités, bien, amène une rémunération trop élevée
25 des moyens de GDP, qui pourraient être ajoutés au

1 portefeuille du Distributeur.

2 En énergie... Fixée à deux mille vingt-huit
3 (2028), là, la date d'application du signal de coût
4 évité à l'énergie à long terme, encore là, si on ne
5 fait pas ça, bien, on peut avoir une rémunération
6 trop élevée des moyens d'approvisionnement en
7 énergie.

8 Quelques mots sur les coûts évités aux
9 heures de plus forte demande. Monsieur Raphals nous
10 a fait une présentation sur cet élément-là. Je vous
11 dirais qu'on arrive à peu près aux mêmes
12 conclusions d'ensemble, là, sur le... la
13 proposition du Distributeur qui ne respecte par
14 l'ordonnance de la Régie dans sa décision D-2019-27
15 qu'il était pourtant clair de montrer des coûts
16 pour les cent (100) heures et les trois cents (300)
17 heures de plus grande charge. Or, ce n'est pas ce
18 que le Distributeur a fait. Et notre rapport montre
19 que, basé sur les deux seuls hivers où les données
20 sont disponibles, la méthode proposée par le
21 Distributeur sous-estime d'au moins dix-neuf
22 dollars par mégawattheure (19 \$/MWh) en moyenne le
23 coût évité en énergie des heures de fine pointe,
24 c'est-à-dire qui équivaut aux cent (100) heures de
25 plus forte demande, et sous-estime d'au moins

1 vingt-dix dollars du mégawattheure (26 \$/MWh) en
2 moyenne le coût évité en énergie des heures
3 correspondant aux trois cents (300) heures de plus
4 forte demande, tel que demandé par la Régie.

5 La prochaine. Alors ce qui nous amène à
6 notre recommandation. Pour l'établissement des
7 coûts évités en énergie pour les heures de plus
8 grandes charges, nous recommandons de pas retenir
9 la proposition du Distributeur, mais de retenir une
10 méthode qui : tienne compte des prix réels des
11 achats de court terme effectués par le Distributeur
12 aux heures de fine pointe et aux heures de pointe;
13 tienne compte d'un historique des cinq hivers les
14 plus récents observés; qui mette à jour
15 l'évaluation de façon annuelle; et qui prévoit un
16 mécanisme permettant aux personnes intéressées de
17 pouvoir annuellement interroger le Distributeur et
18 formuler des recommandations sur ce sujet. Je vais
19 y revenir à la prochaine diapo.

20 La méthode que nous proposons dans le
21 rapport répond spécifiquement à la demande de la
22 Régie, pour les cent (100) et trois cents (300)
23 heures, mais peut très bien s'appliquer pour
24 n'importe quel nombre d'heures. Ici aussi, bien,
25 une sous-estimation des coûts évités peut entraîner

1 une rémunération trop basse des moyens
2 d'approvisionnement en énergie d'hiver.

3 La dernière diapo qui, finalement, un
4 traitement réglementaire, une décision ayant un
5 impact à long terme suite à la Loi sur la
6 simplification, et donc il y a un certain nombre de
7 choses sur lesquels on pouvait intervenir à chaque
8 année et, maintenant, c'est un peu différent.
9 Alors, ce qu'on recommande un peu, je vous dirais,
10 Maître Rozon, un peu aussi suite à la décision dans
11 le dossier R-4100, donc ici de prévoir un forum
12 réglementaire annuel pour pouvoir débattre des
13 décisions et prévisions du Distributeur qui
14 pourraient avoir un impact majeur sur les tarifs
15 d'électricité après le trente et un (31) mars deux
16 mille vingt-cinq (2025), notamment, et quelques
17 exemples, les signaux de coûts évités qu'on était
18 habitué d'examiner à tous les ans, les stratégies
19 d'utilisation des conventions d'énergie différée,
20 qui peuvent avoir un impact à long terme, et la
21 mise en place de moyens de gestion en puissance, le
22 cas échéant. Et le forum choisi pourrait être un
23 état d'avancement du Plan que nous proposons qui
24 pourrait être traité sur dossier.

25 Ça complète. Oui, c'est beaucoup de choses,

1 mais c'est un Plan d'approvisionnement qui revient
2 à tous les trois ans et avec l'information qu'on a
3 depuis deux ans qu'on accumule, alors beaucoup
4 d'ingrédients, beaucoup, je vous dirais beaucoup de
5 choses à prendre en compte et beaucoup de choses
6 majeures pour lesquelles vous avez à prendre des
7 décisions qui peuvent avoir un impact pour, à tout
8 le moins, la deuxième moitié de la période du Plan.

9 Me STEVE CADRIN :

10 Ça complète la présentation de la preuve par
11 monsieur Raymond. Je vois qu'il est présentement
12 midi dix (12 h 10). Je ne sais pas si vous
13 voulez... Nous, on est toujours disponibles pour
14 continuer dans les questions. À vous de voir si on
15 prend une pause.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Oui, on va prendre une pause. Donc on se reverra à
18 treize heures quinze (13 h 15).

19 Me STEVE CADRIN :

20 Parfait. Merci.

21 LE PRÉSIDENT :

22 Merci.

23 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

24 _____

25

1 REPRISE DE L'AUDIENCE

2 (13 h 20)

3 DISCUSSION

4 LE PRÉSIDENT :

5 Rebonjour à tous. Avant de poursuivre avec le
6 contre-interrogatoire des intervenants, je voudrais
7 poser quelques questions à maître Turmel, s'il est
8 en ligne. Oui, Maître Turmel?

9 Me SIMON TURMEL :

10 Oui.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Je voulais savoir si vous avez l'intention de
13 présenter une contre-preuve.

14 Me SIMON TURMEL :

15 Pour l'instant, non.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Pour l'instant, non.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Non. Je pourrai vous confirmer demain. On va
20 consulter les clients. Mais pour l'instant, non.

21 LE PRÉSIDENT :

22 D'accord. Bien, c'est tout simplement pour vous...
23 J'en viens au fait. C'est que la Régie aurait
24 quelques questions additionnelles concernant la
25 tarification dynamique, et qu'on vous demanderait,

1 dans le fond, de prendre un engagement de répondre
2 à ces questions-là qu'on formulerait à l'instant
3 même.

4 Me SIMON TURMEL :

5 O.K. Parfait. On va prendre en note.

6 LE PRÉSIDENT :

7 D'accord. Madame Durand.

8 Mme SYLVIE DURAND :

9 Alors, oui, j'y vais. Donc, on est rendu à
10 l'engagement...

11 LA GREFFIÈRE :

12 Numéro 11.

13 Mme SYLVIE DURAND :

14 Numéro 11. D'abord, je vous réfère à la pièce
15 B-0024 à la page 41 dans laquelle au tableau
16 R-10.10, vous présentez le nombre de participants
17 aux options de tarification dynamique. Et on se
18 demandait, dans votre prévision du nombre de
19 participants s'il y avait une capacité limite, donc
20 un maximum qui était prévu pour chacune de ces
21 années-là. Comme on sait, par exemple, qu'en deux
22 mille vingt, vingt et un (2020-2021), il y avait
23 une limite de quatre-vingt-dix mille (90 000)
24 participants. Alors, est-ce que cette limite-là,
25 elle existait pour chacune des années du Plan, et

1 si oui quelle était cette limite?

2 Aussi, on se demandait aussi, on aurait
3 aimé que vous élaboriez sur la possibilité pour le
4 Distributeur de lever la limite du nombre
5 d'adhérents annuels acceptés au crédit hivernal.
6 Donc, cette option de la tarification dynamique,
7 laquelle ne comporte aucun risque pour la
8 clientèle.

9 Et finalement une autre question, ça serait
10 de préciser quels seraient les inconvénients et les
11 risques éventuels advenant que le Distributeur
12 décidait de lever les limites annuelles d'adhésion
13 au crédit hivernal.

14 Et ça compléterait les questions de la
15 Régie. Vous pouvez le mettre sous le même
16 engagement tenant compte du fait que c'est toutes
17 des données relatives à la tarification dynamique.

18 Me SIMON TURMEL :

19 Très bien. Je vais peut-être juste demander peut-
20 être juste pour qu'on prenne bien en note, peut-
21 être juste de répéter les trois questions.

22 Mme SYLVIE DURAND :

23 Oui. Absolument. La première question, c'est, à la
24 pièce B-0024 à la page 41, le tableau R-10.10,
25 présente le nombre anticipé de participants aux

1 options de la tarification dynamique. Écoutez, si
2 je vais trop vite, arrêtez-moi, là.

3 Me SIMON TURMEL :

4 Je suis certain que je ne suis pas le seul qui
5 prend des notes.

6 Mme SYLVIE DURAND :

7 En fait, ce qu'on aimerait savoir, c'est s'il y
8 avait une capacité limite pour le nombre
9 d'adhérents à la tarification dynamique pour
10 chacune des années du Plan inscrit dans le tableau
11 10.10. Donc, ça, ce serait la question 1.

12 Me SIMON TURMEL :

13 Et si oui, quelle est-elle?

14 Mme SYLVIE DURAND :

15 Exactement, oui. Oui. S'il y a une limite,
16 exactement. Et si oui, quelle est-elle, quel est le
17 nombre d'adhérents limite qui a été prévu. C'est
18 bon?

19 Me SIMON TURMEL :

20 Oui, oui.

21 Mme SYLVIE DURAND :

22 La deuxième question, c'est d'élaborer sur la
23 possibilité pour le Distributeur de lever la limite
24 du nombre d'adhérents annuels acceptés à l'option
25 du crédit hivernal, lequel ne comporte aucun risque

1 pour la clientèle.

2 Me SIMON TURMEL :

3 Très bien.

4 Mme SYLVIE DURAND :

5 Et finalement la troisième, ce serait de préciser
6 quels seraient les inconvénients et les risques
7 éventuels advenant que le Distributeur décidait de
8 lever les limites annuelles d'adhésion au crédit
9 hivernal.

10 Me SIMON TURMEL :

11 C'est parfait. C'est noté.

12 Mme SYLVIE DURAND :

13 O.K. Merci beaucoup.

14

15 E-11 (HQD) : En référence à la pièce B-0024 à la
16 page 41 au tableau R-10.10 : 1)
17 indiquer s'il y avait une capacité
18 limite pour le nombre d'adhérents à la
19 tarification dynamique pour chacune
20 des années du Plan inscrit dans le
21 tableau 10.10, et si oui quelle était
22 cette limite; 2) élaborer sur la
23 possibilité pour le Distributeur de
24 lever la limite du nombre d'adhérents
25 annuels acceptés à l'option du crédit

1 hivernal, lequel ne comporte aucun
2 risque pour la clientèle; 3) préciser
3 quels seraient les inconvénients et
4 les risques éventuels advenant que le
5 Distributeur décidait de lever les
6 limites annuelles d'adhésion au crédit
7 hivernal (demandé par la formation)

8

9 LE PRÉSIDENT :

10 On aurait aussi une question d'ordre juridique à
11 laquelle vous pourriez répondre en argumentation.
12 Et madame Rozon va formuler la question.

13 Me LOUISE ROZON :

14 Parfait. Merci, Monsieur le Président. Donc, Maître
15 Turmel, la question porte sur l'option électricité
16 interruptible. La référence est à la pièce B-0114
17 page 5. On retrouve le bilan de puissance à jour.
18 Et dans le cadre de ce bilan, il y a une
19 bonification à l'électricité interruptible. On
20 prévoit en deux mille vingt-trois, deux mille
21 vingt-quatre (2023-2024) cent mégawatts (100 MW),
22 et ça augmente jusqu'à trois cent quarante (340),
23 jusqu'à la fin du Plan.

24 On aimerait savoir sur quelle base
25 juridique il serait possible pour le Distributeur

1 d'obtenir de la part de la Régie une modification à
2 l'électricité interruptible, à l'option de
3 l'électricité interruptible avant la prochaine
4 tarifaire considérant le nouveau cadre législatif
5 et réglementaire, notamment les articles 48.3 et
6 48.4 de la Loi. Donc, on aimerait avoir votre
7 opinion. Peut-être que la bonification n'est pas
8 prévue, n'est pas en lien avec une modification à
9 l'option d'électricité interruptible pour les deux
10 premières années. Mais bref, ça pourrait peut-être
11 avoir un impact sur cette contribution qui est
12 prévue, le cas échéant, au bilan de puissance.

13 Me SIMON TURMEL :

14 Très bien, je vous reviendrai sur cette question en
15 argumentation.

16 Me LOUISE ROZON :

17 Excellent! Merci beaucoup.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci, Maître Turmel.

20

21 PREUVE DE L'AHQ-ARQ (suite)

22

23 On va poursuivre avec le contre-interrogatoire des
24 intervenants sur la preuve d'AHQ-ARQ. Est-ce qu'il
25 y a des questions, Maître Lanoix, de la part de

1 l'AQCIE?

2 Me SYLVAIN LANOIX :

3 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Merci. Maître Dubé pour l'AQPER?

6 Me NICOLAS DUBÉ :

7 Pas de questions, Monsieur le Président.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Maître Charlebois pour CQ3E?

10 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

11 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Maître Cardinal-Bradette pour FCEI? Pas de
14 questions vraisemblablement. Pour le RNCREQ?

15 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

16 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci
17 beaucoup.

18 LE PRÉSIDENT :

19 ROÉÉ?

20 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

21 Pas de questions non plus. Merci.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Maître Neuman pour RTIEÉ?

24 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 Oui, Monsieur le Président.

1 Q. **[49]** J'aurais une question qui porte la dernière
2 page de la présentation de l'audience, celle qui
3 fait référence à la recommandation 35. Je veux être
4 sûr de bien comprendre votre recommandation,
5 puisque vous parlez de prévoir un forum
6 réglementaire annuel pour pouvoir débattre de
7 certains éléments que vous mentionnez. Et à la
8 dernière phrase, vous indiquez :

9 Par exemple, le forum choisi pourrait
10 être l'état d'avancement du Plan qui
11 serait traité sur dossier.

12 Est-ce que votre recommandation, d'abord c'est que
13 les intervenants puissent participer à ce forum et
14 est-ce que ce serait... et la deuxième question,
15 c'est, est-ce que ce serait, selon votre
16 recommandation, une audience publique?

17 R. Oui. Je pense que c'est un forum sur dossier pour
18 les intervenants, donc les intervenants qui
19 seraient acceptés par la Régie. Et quand on
20 mentionne « sur dossier », ce que je veux dire,
21 c'est n'entraînerait pas d'audience publique dans
22 ce cas-là.

23 Q. **[50]** D'accord. Mais les intervenants pourraient
24 participer, c'est votre recommandation?

25 R. Oui, oui, un peu comme certains autres dossiers

1 qu'on a sur dossier. Comme, par exemple, vous avez
2 participé dans le 4140. C'était un peu le même type
3 de dossier. Sans audience publique, mais où il peut
4 y avoir des intervenants.

5 Q. **[51]** Et votre proposition, c'est que l'État
6 d'avancement... est-ce que c'est bien que l'État
7 d'avancement du Plan, donc cet État d'avancement
8 lui-même ferait l'objet de ce débat auquel les
9 intervenants pourraient participer annuellement,
10 est-ce que c'est bien cela?

11 R. Oui, oui, c'est ça qu'on veut dire par là.

12 Q. **[52]** D'accord. Alors ça complète mes questions, je
13 vous remercie beaucoup.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci, Maître Neuman. Et enfin, Maître Sicard pour
16 UC?

17 Me HÉLÈNE SICARD :

18 Pas de questions, Monsieur le Président, merci.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci. Du côté de HQD?

21 Me SIMON TURMEL :

22 Aucune question, Monsieur le Président.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Merci bien.

25

1 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

2 Et je n'aurai pas de questions moi non plus, merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 On ne vous entend pas.

5 INTERROGÉ PAR LA FORMATION

6 Mme SYLVIE DURAND :

7 Q. [53] Oui, désolée, j'avais pas ouvert mon micro.

8 J'aurai quelques questions pour vous, Monsieur
9 Raymond. D'abord, je vais y aller avec votre
10 présentation à la page 12, où vous parlez notamment
11 de la valeur de la reprise graduelle, qui serait un
12 avantage de Hilo. Et vous mentionnez que ce
13 service-là n'a pas de valeur significative
14 démontrée puisque le taux de réserve de Hilo
15 demeure quand même à dix-sept pour cent (17 %).
16 Alors j'aimerais que vous m'expliquiez comment,
17 pour que je comprenne bien, comment on peut
18 refléter la valeur de la reprise par le taux de
19 réserve. J'aimerais que vous m'expliquiez le lien
20 entre les deux.

21 R. D'accord. Alors on... souvenons-nous que pour
22 calculer un taux de réserve, que ce soit pour Hilo
23 ou les autres, le Distributeur, comme la plupart
24 des entreprises du même genre, là, utilise un
25 modèle de simulation chronologique horaire. O.K.

1 Avec... en simulant plein d'aléas sur la météo, et
2 caetera, et caetera. Alors c'est de la simulation
3 Monte-Carlo. Alors ce que le modèle peut faire,
4 c'est... et ce modèle-là engage des moyens de
5 gestion lorsqu'il en a besoin. Lorsque la demande
6 vient assez forte, et caetera, et engage des moyens
7 de gestion. Si le moyen de gestion a une limite de
8 quatre heures (4 h) le matin, quatre heures (4 h)
9 l'après-midi, bien le modèle en tient compte. Un
10 modèle comme FEPMC fait.

11 D'autre part, le Distributeur nous a dit
12 que pour Hilo, il avait des patrons de
13 réchauffement puis des patrons de chauffage, par
14 contre... je m'excuse et de reprise graduelle.
15 Donc, il avait ces patrons-là. Alors dans ces
16 modèles-là, un modèle comme celui-là, ce que le
17 Distributeur nous a dit qu'il avait calculé, le
18 taux de réserve, donc ce qu'il peut faire c'est
19 qu'à chaque fois qu'il doit appeler ce moyen Hilo-
20 là, bien il va modifier, si on veut, les heures de
21 pré-chauffage et il va modifier la reprise
22 graduelle de la charge du réseau en tenant compte
23 de ses hypothèses de pré-chauffage et de reprise
24 graduelle. Alors c'est vraiment un modèle qui,
25 heure par heure, nous permet... la simulation

1 Monte-Carlo c'est, je l'ai dit tantôt, là, c'était
2 simple à programmer. Alors c'est quelque chose qui
3 nous permet de faire... de simuler à peu près
4 n'importe quoi. Mais dans ce cas-là c'est ce qu'il
5 pourrait faire avec son modèle, de simuler le pré-
6 chauffage et la reprise graduelle, selon les
7 hypothèses qu'il a obtenues d'Hilo, dans le cas où
8 son modèle doit faire appel aux moyens.

9 Alors c'est un des... donc, c'est un des
10 éléments du modèle et par la suite bien ce que le
11 modèle fait c'est qu'au bout de la ligne il y a une
12 façon de calculer le taux de réserve de n'importe
13 quel moyen en... en appliquant... en faisant la
14 simulation avec les « sans moyens », là, en tout
15 cas ça c'est... c'est la notion de ELCC que vous
16 avez dans... dans le graphique que j'ai présenté...
17 que j'ai présenté à la page 26 de ma présentation.
18 C'est une notion qui... en français on dit
19 souvent : c'est l'évaluation d'une puissance pure.

20 Alors, exemple, s'il évalue Hilo comme...
21 le taux de réserve veut dire qu'Hilo vaut quatre-
22 vingt-trois pour cent (83 %) d'une puissance pure.
23 Une puissance pure c'est une puissance qui n'a pas
24 trop de panne et qu'on peut diviser n'importe
25 comment.

1 Alors ce que je vous ai décrit c'est que
2 le... le Distributeur peut, avec son modèle,
3 simuler le pré-chauffage et simuler la reprise
4 graduelle et voir l'effet sur le taux de réserve.
5 Dans un cas, il va faire une simulation avec pré-
6 chauffage et reprise graduelle. Dans l'autre cas,
7 il va faire la même simulation sans pré-chauffage
8 et reprise graduelle. Puis ce que le Distributeur
9 nous a dit, c'est que c'est ce qu'il avait fait
10 puis dans les deux cas il arrive à dix-sept pour
11 cent (17 %).

12 Q. **[54]** D'où votre conclusion, là, qu'il n'y a pas de
13 valeur pour ce service-là.

14 R. Bien j'ai dit qu'elle n'a pas de valeur
15 significative démontrée.

16 Q. **[55]** Oui, excusez-moi, oui. O.K. Merci.

17 R. Mais aussi, quand je regarde les courbes... quand
18 on... quand le Distributeur nous fournit les huit
19 mille sept cent soixante (8760) valeurs de
20 l'entente... dans le cadre de l'entente globale
21 cadre, j'ai fait quelques analyses visuelles, pour
22 me rendre compte que si on... dans les moyens,
23 qu'on enlève, mettons, quatre heures le matin,
24 quatre heures l'après-midi, bien, ça ne créait pas
25 une autre pointe... une autre haute pointe. Alors,

1 ça ne crée pas la... L'heure d'avant la coupure, et
2 l'heure d'après, ne devient pas une heure
3 problématique. Mais je n'ai pas fait l'analyse,
4 évidemment, je n'ai pas les modèles du
5 Distributeur, mais...

6 Alors, c'est pour ça que je dis qu'à moins
7 d'une démonstration contraire, là, ce qu'on a eu
8 comme démonstration à date, le Distributeur nous
9 dit qu'il en a tenu compte, mais que, dans le fond,
10 il n'a pas vu de différence sur le taux de réserve.

11 Q. [56] O.K. Puis, si on continue dans cette lignée-
12 là, là. Quand on regarde votre questionnement quant
13 aux délais d'appels puis, je regarde, bon, à la
14 page 23 de votre présentation, où vous mentionnez
15 que le taux de réserve pourrait passer de dix-sept
16 (17) à trente pour cent (30 %), là, ce qu'il faut
17 comprendre c'est que, quand même, de rajouter des
18 délais de quatre heures, huit heures, douze (12)
19 heures ou plus, ça pourrait avoir un impact
20 beaucoup plus significatif.

21 On s'entend que c'est beaucoup, là, passer
22 de dix-sept pour cent (17 %) à trente pour cent
23 (30 %). En tout cas, je suis restée surprise de
24 voir ces taux-là, là. C'est très significatif pour
25 peu d'heures, là, donc...

1 R. Bien, si je peux répondre, effectivement, c'est le
2 nombre d'heures qui cause problème dans ça, là.
3 C'est que, comme le Distributeur doit se donner une
4 marge à chaque fois qu'il appelle un moyen avec un
5 délai, alors ça ajoute aux heures qui ne seront pas
6 utiles.

7 Alors, s'il n'y avait pas de limite au
8 nombre d'heures, il n'y aurait pas de problème.
9 C'est la limite du nombre d'heures et le fait qu'il
10 y a des heures, on va dire des cartouches, des
11 coups dans l'eau, on va dire comme ça, là, les
12 cartouches qui sont utilisées ne sont pas
13 nécessaires. C'est tout ça qui fait... qui est ce
14 phénomène-là.

15 Alors, si on va voir à la page 91 du
16 rapport, ce que le Brattle Group a dit - Brattle
17 Group, en passant, c'est un groupe qui est souvent
18 retenu par Hydro-Québec comme expert, là :

19 [...] mentionne [...] que les délais
20 d'appels ont un effet à la baisse sur
21 la valeur d'un moyen de gestion et
22 [...] cite quelques exemples :
23 Historically in California, day-ahead
24 programs...

25 Alors, ça, c'est donc les programmes qui sont

1 appelés la veille, un peu comme la plupart de ceux
2 qu'on a ici, sauf l'électricité interruptible, là.

3 ... with voluntary load reductions
4 have been derated by as much as 60
5 percent...

6 O.K.? Alors, « sixty percent (60 %) » , ça, ça veut
7 dire que... c'est ça, le taux de réserve est de
8 soixante pour cent (60 %). Alors, ici, on a mis
9 l'hypothèse de trente pour cent (30 %) pour les
10 besoins de notre évaluation. Donc, on a pris... on
11 n'a pas été si pessimiste que le Brattle Group.

12 Et aussi, on retrouve, à quelque part dans
13 le rapport... Il y a quelques années, Hydro-Québec
14 disait que... évaluait que l'option de
15 l'électricité interruptible avait un taux de
16 réserve de trente pour cent (30 %). O.K.? Puis, ce
17 qu'on retrouve dans le rapport, c'est qu'à
18 l'époque, quand ils ont évalué que c'était trente
19 pour cent (30 %), à cette époque-là, ils tenaient
20 compte du délai d'appel, O.K., qui était peut-être
21 différent de celui d'aujourd'hui, là.

22 Mais, donc, à ce moment-là, l'électricité
23 interruptible était de trente pour cent (30 %), le
24 taux de réserve. Dans un autre dossier, bien, ils
25 ont évalué que c'était quinze pour cent (15 %).

1 Alors, ce n'était pas... Trente pour cent (30 %),
2 là, ce n'est pas énorme, si on se fie à ce qui se
3 fait ailleurs.

4 Puis, ça ne m'étonne pas. Parce que si on
5 doit décider d'un moyen la veille, bien, l'écart-
6 type de la veille, là, même si le Distributeur ne
7 nous donne pas l'information quand on lui demande,
8 parce qu'il dit qu'il ne l'a pas, bien, dans notre
9 rapport, on a pu voir des tableaux qui nous
10 montrent qu'il y a quand même des aléas... Je vais
11 essayer de vous trouver ça, je m'excuse. C'est ça.
12 On voit des aléas la veille, de peut-être six cents
13 mégawatts (600 MW) de l'écart-type, puis on voit ça
14 à la page 94 de notre mémoire, basé sur de
15 l'information qui nous avait été fournie par le
16 Distributeur au cours des ans, alors, celui-là,
17 c'est en deux mille huit (2008).

18 Donc, le principe, c'est ça. C'est que
19 comme il y a un aléa de six, sept cents mégawatts
20 (6-700 MW) la veille, bien, combien de fois que le
21 Distributeur va devoir appeler le moyen et sachant
22 que l'aléa ne se présentera pas, bien, il y a un
23 certain nombre de fois que lui seul peut déterminer
24 parce qu'il sait lui quelle marge il se conserve.
25 Ça je pense qu'on n'a jamais pu obtenir cette

1 information-là.

2 Alors, c'est vraiment, si on regarde la
3 courbe de charge, bien il y a plusieurs fois où cet
4 aléa-là évidemment, une chance sur deux que l'aléa
5 se présente dans un sens et qu'il se présente dans
6 l'autre.

7 Alors, quand on fait ce genre d'analyse-là,
8 on se rend compte du nombre de fois où on va
9 l'avoir appelé pour rien et je vous réfère aussi à
10 des annexes que j'ai fournis qui explique pas mal
11 tout ça qui est un article que j'ai écrit avec
12 madame Beaumont en quatre-vingt-quinze (1995) qui
13 est comme pièce et où ça explique le principe et
14 avec des délais qu'on observait à cette époque-là.

15 Alors, moi, ça ne m'étonne pas, parce que
16 j'ai toujours dit que le délai d'appel c'était très
17 important. Si on avait des limites de trois cent
18 cinquante heures (350 h) trois cents heures
19 (300 h), un peu comme le contrat avec Hydro-Québec
20 Production, on a trois cent cinquante et une heures
21 (351 h), bien là évidemment, l'impact serait
22 beaucoup moins important, parce que c'est comme si
23 on avait plus d'heures, autrement dit, on peut se
24 tromper plus souvent.

25 Alors, mais comme j'ai dit quand je cite le

1 Brattle Group en Californie ça vous donne une idée,
2 puis mon trente pour cent (30 %) dans le fond est
3 la moitié de ça, il est moins pessimiste, puis dans
4 le fond, la méthode que je donne de vérifier ça,
5 bien, une des méthodes c'est regardons les cinq (5)
6 dix (10) dernières années, combien de fois le
7 Distributeur a dû appeler des moyens et qui
8 s'avèrent non requis en réalité.

9 Alors, ça c'est des choses qui peuvent se
10 faire assez bien avec les données horaires qu'on
11 nous dépose depuis deux mille dix-sept (2017).

12 Alors, simplement d'aller voir quel
13 pourcentage. Toutes les fois que vous appelez,
14 exemple, on donne, Hilo cette année, l'hiver
15 dernier, ils ont appelé cent seize heures sur cent
16 vingts (116 h/120 h). Alors, je suis à peu près
17 convaincu que toutes ces heures-là n'étaient pas
18 requises. O.K.? Des fois, il y a des façons de, je
19 ne sais pas moi, de donner des crédits à nos
20 clients, mais les cent seize heures (116 h)
21 n'étaient pas toutes requises.

22 Si on allait voir quand on recevra les
23 chiffres du Distributeur que lui a déjà, bien vous
24 allez voir que toutes ces heures-là, peut-être la
25 moitié de ces heures-là n'avaient pas d'achats

1 court terme par exemple.

2 Alors, l'analyse a posteriori permet de
3 déterminer que les vrais appels réels, soixante-dix
4 (70) ou quatre-vingts (80) ou soixante-cinq (65) ou
5 peu importe des ces appels-là se sont avérés
6 utiles.

7 Alors, c'est une façon de dire que si on a
8 cent heures (100 h), avec l'analyse qui peut nous
9 dire bien il y a quarante (40 h) de ces cent
10 heures-là (100 h) qui se sont avérées non requises,
11 parce qu'au moment d'appeler on avait un aléa.
12 Alors, ça c'est des façons assez rapides d'aller...
13 d'estimer ces pourcentages-là.

14 Q. [57] Bon. Merci beaucoup. Maintenant, je vous
15 amènerais à la page 38 de votre présentation où
16 vous parlez qu'il y aurait de la puissance
17 disponible au Québec via le Producteur et puis
18 j'aimerais vous entendre, si pour ces capacités de
19 puissance là on s'en remet uniquement aux besoins
20 du... pour répondre à ces besoins de puissance là,
21 on s'en remet aux outils du Producteur en
22 puissance, comment est-ce que la Régie peut
23 s'assurer que l'environnement demeure concurrentiel
24 pour la mise en place de ces achats-là si on fait
25 affaires juste avec le Producteur?

1 R. O.K. Je comprends. Alors, je ne dis pas qu'on fait
2 juste affaires avec le Producteur. Je dis que dans
3 le bilan, au lieu de mettre onze cents mégawatts
4 (1100 MW) de contribution des marchés de court
5 terme, on peut hausser temporairement... Pas
6 temporairement, mais pour l'instant et avant de
7 hausser plus, on peut hausser à dix-huit cents
8 (1800 MW).

9 Alors, ici, ça ne veut pas dire que... le
10 sept cents (700 MW) de différence, ça ne veut pas
11 dire que le Distributeur lorsqu'il va avoir besoin
12 de puissance. Souvenons-nous, on parle ici des
13 marchés de court terme.

14 Alors, c'est ce que j'expliquais tantôt, ce
15 sont les marchés pour lesquels Hydro-Québec, peut-
16 être aux mois septembre octobre, lance des appels
17 d'offres et qu'il reçoit des réponses très
18 rapidement, puis souvent quand on se voit en
19 novembre, il est en mesure de nous dire combien il
20 a obtenu.

21 Alors, et dans, je n'ai pas le numéro par
22 coeur, mais une réponse à la demande de
23 renseignements de l'AQPER, le Distributeur a déposé
24 un exemple de ces appels d'offres là. Alors, donc
25 ce que ça veut dire, c'est que... Mais le

1 Producteur est un des nombreux soumissionnaires et
2 dans le passé, si on va, ça ne sera pas long, si on
3 va à la page 119 de notre dernière version du
4 rapport d'expertise, alors, on voit, il y a une
5 ligne qui s'appelle HQD Puissance court terme où on
6 voit, par exemple qu'en deux mille dix-neuf-deux
7 mille vingt (2019-2020), le Producteur a rapporté
8 six cent soixante-quinze mégawatts (675 MW) de sa
9 fameuse appel d'offres là, au début, avant l'hiver.

10 Alors, tout ce qu'on dit, c'est que quand
11 le Distributeur va aller sur le marché, à chacun de
12 ces automnes-là, bien, il pourra obtenir jusqu'à
13 dix-huit cents mégawatts (1800 MW). Donc, on dit,
14 il y a onze cents mégawatts (1100 MW) des marchés
15 limitrophes et comme le Producteur est un des
16 participants à ces appels d'offres là, bien lui
17 aussi, il pourra aller, donc, ce potentiel-là peut
18 être ajouté.

19 Là, l'exemple que je vous donne, presque
20 par hasard, ça tombe que le six cent soixante-
21 quinze (675) dont je vous parle en deux mille dix-
22 neuf-deux mille vingt (2019-2020), bien, il
23 correspond à peu près aux sept cents (700), qui
24 correspond à notre recommandation.

25 Alors, ce n'est pas un accès privilégié au

1 Producteur, c'est simplement que le Distributeur
2 peut compter que quand il fera un appel d'offres de
3 court terme avant l'hiver, il pourra obtenir
4 jusqu'à dix-huit cents mégawatts (1800 MW).

5 Et je termine en vous disant ce que j'ai
6 dit tantôt, c'est que même le NPCC considère un
7 partage de réserve de l'ordre de deux mille quatre
8 cents mégawatts (2400 MW).

9 Or, il n'est pas question de donner une
10 priorité au Producteur, là, il va quand même devoir
11 compétitionner avec les autres parties pour des
12 appels d'offres de court terme en puissance.

13 Q. **[58]** Merci. Maintenant, ma dernière question
14 concerne votre prévision de quatre cents mégawatts
15 (400 MW) pour la tarification dynamique.

16 Est-ce que je comprends que la base,
17 l'hypothèse sur laquelle repose cette prévision-là
18 est... c'est le huit cents mégawatts (800 MW) de
19 réponse volontaire, là quand il y a eu des appels
20 de puissance qui ont été faits, là, est-ce que
21 c'est ça qui justifie votre quatre cents mégawatts
22 (400 MW)?

23 R. Non, je vais vous dire pourquoi.

24 Q. **[59]** O.K. Je pense à la page 11 de votre
25 présentation, là, que vous...

1 R. Oui. Un instant, là, je vais le faire en deux
2 temps. Oui, alors, bon, si je relis la page 11 et à
3 ce moment-là, on dit bon :

4 [...] un tel potentiel étant très
5 prudent en considérant que l'appel au
6 public a permis d'obtenir une
7 réduction de la demande de 800 MW dans
8 le passé [...]

9 Alors, ici, c'est un élément de plus qu'on
10 ajoute pour dire : bien, on peut se rassurer, parce
11 que, dans le passé, quand le Distributeur ou le
12 Transporteur, dépendant qui faisait l'appel, là, il
13 a eu huit cents mégawatts (800 MW), mais c'est pas
14 la base de mon quatre cents mégawatts (400 MW),
15 c'est un élément additionnel.

16 Je pense que ça vaudrait la peine, à ce
17 stade-ci, pour qu'on le voie bien, si Madame la
18 greffière pouvait nous montrer le document C-AHQ-
19 ARQ-0046, à la page 63.

20 Me STEVE CADRIN :

21 Q. **[60]** Bien, pendant le temps qu'on s'y rend juste
22 pour confirmer. Donc, vous référiez tout à l'heure,
23 là, dans votre citation un peu escamotée à la page
24 11 de la présentation, à la recommandation numéro
25 6, dont vous avez fait la lecture. Et, là,

1 maintenant, on va aller dans le mémoire, dans le
2 rapport d'expert?

3 R. Oui, où j'explique un peu plus.

4 Q. **[61]** Pas de problème.

5 R. Et je pense que ça vaut la peine.

6 Q. **[62]** C'est pour les sténographiques, et s'y
7 retrouver dans les références.

8 R. D'accord.

9 LA GREFFIÈRE :

10 Pouvez-vous me répéter la page, Monsieur Raymond,
11 s'il vous plaît?

12 R. Page 63, oui, 63. Oui, où est la partie en ombragé,
13 là. Alors, vous comprenez que la partie en ombragé,
14 c'est la partie qui a été amendée en date du six
15 (6) mai deux mille vingt et un (2021), O.K.

16 Alors, ce qu'on dit :

17 Depuis le dépôt de la première version
18 de ces rapports d'expertise...

19 Qui était, c'est écrit là -

20 Le 23 juillet deux mille vingt 2020,
21 le Distributeur a tracé [premièrement]
22 un bilan de la tarification dynamique
23 pour chacun des hivers 2019-2020...

24 qui est un bilan qui a été déposé à la Régie, en
25 suivi administratif, et deux mille vingt, deux

1 mille vingt et un (2020-2021), qui est sur le site
2 web d'Hydro-Québec. Il y a quand même beaucoup
3 d'informations, que j'ai consultées le cinq (5) mai
4 deux mille vingt et un (2021).

5 Alors, à partir de là, le bilan de l'hiver
6 deux mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020),
7 à la page 9 de ce document-là, indique un taux
8 d'adhésion de huit pour cent (8 %), si on considère
9 l'envoi d'un courriel de relance.

10 Alors, dans le rapport, ce qu'ils disaient,
11 bien : « C'est tant de pour cent, puis quand on
12 envoie un courriel de relance, bien, ça va chercher
13 un peu plus de monde. » Alors, c'était huit pour
14 cent (8 %).

15 Alors, ici, je dis :

16 Si le Distributeur pouvait hausser
17 légèrement à neuf pour cent (9 %) ce
18 taux d'adhésion, l'option de
19 tarification dynamique pourrait
20 toucher environ trente-cinq mille des
21 (35 000) (sic) des quatre virgule un
22 millions (4,1 M) d'abonnements
23 domestiques...

24 le chiffre étant obtenu dans un des rapports
25 annuels deux mille vingt (2020) d'Hydro-Québec, là,

1 la nouvelle façon de faire le rapport annuel, là,
2 suite à la Loi sur la simplification.

3 Me STEVE CADRIN :

4 Q. **[63]** C'est trois cent soixante-cinq mille (365 000)
5 qui est écrit.

6 R. Trois cent soixante-cinq mille (365 000) des quatre
7 point un millions (4.1 M) d'abonnements. Alors, si
8 j'applique le même pourcentage au nombre
9 d'abonnements qui sont dans le rapport annuel,
10 alors... Et :

11 En considérant un effacement moyen de
12 un virgule un kilowatt (1,1 kW) par
13 client...

14 selon ce que le bilan de l'hiver deux mille vingt
15 et un (2021) nous dit, alors le potentiel de quatre
16 cents mégawatts (400 MW) que nous recommandons ci-
17 dessus sera atteint. Et là, encore là, en comptant
18 seulement sur la clientèle domestique. Je n'ai pas
19 besoin d'aller chercher, même pour mon hypothèse,
20 la clientèle commerciale.

21 Alors, c'est trois cent soixante-cinq mille
22 (365 000) participants, fois un point un kilomètre
23 (1.1 km), divisé par mille kilowatts (1000 kW), par
24 un mégawatt (1 MW)...

25 Q. **[64]** Un kilowatt (1 kW).

1 R. Un point un kilowatt (1.1 kW)... Ouf! En tout cas,
2 ça donne quatre cents (400). Et puis... j'allais
3 ajouter quelque chose... mais... Ah, oui, oui! Et
4 puis, évidemment, je me suis aussi servi... Dans
5 cette section, à la page 60 - ce n'est pas
6 nécessaire d'y aller, Madame la Greffière - mais le
7 fameux tableau R-10.10, sur lequel vous venez de
8 poser une question au Distributeur, alors, c'est
9 sûr que ce tableau-là était un élément de contexte
10 pour nous.

11 Alors, c'est vraiment, là, avec les
12 hypothèses, pour résumer... La réponse qu'on a eue
13 à date, hein, j'applique, je transpose la réponse
14 qu'on a eue à date sur le nombre d'abonnements
15 totaux, et sans même devoir compter sur une
16 clientèle commerciale.

17 Mme SYLVIE DURAND :

18 Q. **[65]** Je vous remercie beaucoup, c'est très clair.
19 Ça termine mes questions.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Pas de questions, madame Rozon, pas de questions
22 moi non plus. Maître Cadrin, avez-vous un contre-
23 interrogatoire?

24 Me STEVE CADRIN :

25 Non, pas de questions de mon côté, également. En

1 réinterrogatoire, par contre.

2 LE PRÉSIDENT :

3 Réinterrogatoire, oui.

4 Me STEVE CADRIN :

5 Moi, je ne dis jamais le contraire de mon expert,

6 Monsieur le Président. J'essaye de toujours...

7 LE PRÉSIDENT :

8 Ah, oui!

9 Me STEVE CADRIN :

10 C'est dangereux. Alors, je vous remercie de... du
11 temps consacré. Puis, on s'excuse de la longueur de
12 la présentation, en espérant que ça aura su vous
13 éclairer.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Ça va. Merci beaucoup. Alors, on va libérer
16 monsieur Raymond. Et ça complète nos travaux pour
17 aujourd'hui. Merci beaucoup à tous et on se
18 retrouve demain après-midi, à treize heures (13 h),
19 avec la preuve d'Opitciwan. Merci beaucoup.

20 AJOURNEMENT

21

22

1

2

3

SERMENT D'OFFICE :

4

Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,

5

certifie sous mon serment d'office, que les pages

6

qui précèdent sont et contiennent la transcription

7

exacte et fidèle des notes recueillies par moi au

8

moyen du sténomasque d'une retransmission en

9

visioconférence, le tout conformément à la Loi.

10

11

ET J'AI SIGNE:

12

13

14

Sténographe officiel. 200569-7

15