

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO. : R-3986-2016

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

ET

UNION DES
CONSOMMATEURS
(UC)
Intervenante

DEMANDE D'APPROBATION
DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

**ARGUMENTATION DE
UNION DES CONSOMMATEURS (UC)**

UC intervient dans le présent dossier à titre de représentante des droits et intérêts des clientèles résidentielles étant préoccupée particulièrement par les difficultés économiques auxquelles font face les ménages à faibles revenus et budgets modestes.

Les sujets dont UC a traités dans le cadre du présent dossier ont pour but d'assister et d'éclairer la Régie afin que celle-ci soit en mesure de disposer d'informations pertinentes pour que ses décisions permettent éventuellement d'appliquer des tarifs et conditions de services justes et raisonnables à la clientèle dont UC défend les intérêts.

Les positions et recommandations de UC sont clairement énoncées à sa preuve qui est constituée du mémoire de UC préparé par Mme Viviane de Tilly¹, de son témoignage et de sa présentation faits en audience².

La présente argumentation n'a pas pour but de réitérer tout un chacun des éléments de la preuve de UC mentionnés ci-dessus mais d'attirer l'attention de la Régie sur certains éléments qui y sont contenus et ou d'autres éléments qui n'y ont pas été directement traités.

¹ Pièce C-UC-009 ;

² Notes sténographiques 26 mai 2017, et présentation pièce C-UC-12 ;

Contexte

Le Plan d'approvisionnement déposé dans le cadre du présent dossier constate de nouveau une diminution des besoins en énergie par rapport au Plan Précédent.

« Depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le 1^{er} novembre 2013, les besoins en énergie ont connu une forte diminution »⁷

Ce constat du Distributeur en rapport avec ses prévisions se répète d'un Plan à l'autre comme vous le constaterez des quelques extraits soumis en annexe de la présente argumentation. (R-3648-2007, pièce HQD-1 doc 1 page 6; R-3748-2010, pièce B-004 page 7; R-3863-2013, pièce B-0005, page 6;

Les prévisions que soumet le Distributeur au soutien de son Plan d'approvisionnement, serviront également d'intrants afin de justifier ses demandes pour les dossiers qui seront présentés à court terme, par exemple pour le prochain dossier tarifaire ou pour justifier diverses demandes de programmes commerciaux (demande dans le dossier R-4000-2017) ou pour appuyer des programmes qui se justifient en fonction des coûts évités.

Or les prévisions utilisées dans le cadre du présent dossier datent d'avant novembre 2016.

Depuis plusieurs dossiers UC plaide l'importance de disposer des meilleures prévisions possibles. Dans sa décision D-2014-034, page 90, paragraphe 364, la Régie soulignait également cette préoccupation « *De plus, elle juge essentiel que les Demandeurs cherchent à établir les meilleures prévisions possibles.* »

UC soumet que cet apport essentiel aux décisions de la Régie vaut tant pour les dossiers d'approvisionnement que pour les autres dossiers dont les dossiers tarifaires.

L'importance du Plan d'approvisionnement et du fait que les prévisions qu'il contient soient le plus précises et à jour possible a été rendu d'autant plus critique face aux changements qui ont été apportés à la *LRE*, depuis le dépôt du dernier Plan d'approvisionnement⁸.

En effet, alors qu'à cette époque la revente des surplus était encore possible, le nouvel article 71.1 rend maintenant la revente de surplus impossible :

71.1. La fourniture d'électricité est destinée exclusivement à la satisfaction des besoins des marchés québécois.

Ces besoins sont satisfaits en priorité par la fourniture d'électricité autre que patrimoniale vendue au distributeur d'électricité, puis lorsque cette fourniture est écoulee, par l'électricité patrimoniale.

2015, c. 8, a. 17.

Désormais, en situation de surplus, les consommateurs québécois perdent automatiquement le bénéfice du prix favorable de l'électricité patrimoniale à la hauteur des dits surplus.

De plus, alors que lors du dernier Plan le Distributeur pouvait toujours différer en vertu des conventions d'énergie différée une partie de ses surplus pour utilisation à une date

⁷ R-3986-2016, pièce B-006, page5;

⁸ Dossier R-3864-2013, Plan 2014-2023;

ultérieure, cette possibilité lui a été retirée par l'adoption de l'article 71.2 :

71.2. La fourniture d'électricité pour les besoins des marchés québécois, à compter du 1^{er} janvier 2014, ne peut être différée; la fourniture différée avant cette date doit être achetée avant le 28 février 2027 par Hydro-Québec, en tant que distributeur d'électricité.
2015, c. 8, a. 17.

Dans le contexte, où le seul moyen dont dispose maintenant le Distributeur pour éviter d'accroître ses surplus en énergie ou en puissance est d'éviter des achats inutiles, la précision des prévisions des besoins qu'il présente est essentielle, car seule une prévision bien étayée et le plus à jour possible permettra à terme soit que des approvisionnements inutiles ne soient pas engagés, soit que des approvisionnement suffisants le soient et ce afin que les consommateurs payent des tarifs justes et raisonnables.

Donc bien que dans le présent Plan, soumis à la Régie pour approbation, le Distributeur ne prévoit aucun besoin en énergie sur la durée du Plan et aucun besoin en puissance avant 2019, il demeure selon UC que les prévisions des besoins auraient dû être mis à jour, tel que le Distributeur l'avait annoncé.

En effet, le Plan d'approvisionnement qui sera approuvé, servira d'intrant dans le cadre d'autres dossiers, et toute erreur de prévisions pourrait avoir des effets néfastes sur les coûts qui seront engendrés et récupérés dans les tarifs des consommateurs.

Dans le cadre de son argumentation lors du dossier R-3897 phase 1, UC plaidait :

«UC, considérant entre autres les réalités suivantes : la situation des surplus, la quantité importante d'électricité patrimoniale non utilisée, l'impossibilité pour le Distributeur de vendre ses surplus, l'obligation de prioriser l'électricité post-patrimoniale, les conditions auxquelles les achats de courts terme sont soumis, et le fait que son fournisseur principal d'électricité post patrimoniale est HQP, un affilié qui conserve sans dédommagement l'électricité patrimoniale non utilisée et fait des bénéfices importants sur les ventes post-patrimoniales principalement celles de court terme, réitère sa recommandation à la Régie d'inclure les achats d'électricité dans les dépenses sujettes au MRI et à bonification.⁹

UC maintien qu'un indicateur portant sur la performance des prévisions du Distributeur est essentiel afin de motiver ce dernier à mettre à jour ses prévisions et à soumettre à la Régie les meilleures prévisions possibles.

1. Introduction

Le présent dossier est déposé suivant l'article 72 de la *LRE* :

72. À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte:
1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;
2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112;

⁹ Dossier R-3897-2014 phase 1,-Pièce C-UC-0043, page 10;

(...)

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.
1996, c. 61, a. 72; 2000, c. 22, a. 23; 2006, c. 46, a. 41; 2016, c. 35, a. 9.1

et le règlement sur la teneur et la périodicité du *Plan d'approvisionnement* («*le règlement*»). Notons que «*le règlement*», date de 2001 et n'a pas été revu ou mis à jour depuis. Or, la situation du Distributeur a grandement changé depuis. En effet en 2001, il était prévu que des approvisionnements additionnels seraient requis et ce d'un *Plan* à l'autre or la situation au réel s'est avérée bien différente les approvisionnements imposés au Distributeur par décret, et la surévaluation des besoins par le Distributeur ont eu pour conséquence qu'à l'heure actuelle les surplus en énergie sont très importants.

Historiquement le plan d'approvisionnement présenté par le Distributeur couvre d'une part le réseau intégré et d'autre part les réseaux autonomes.

UC dans le cadre du présent dossier s'est penché sur les prévisions établies pour le réseau intégré.

On constate en regardant l'historique des prévisions du Distributeur pour son réseau intégré, que les scénarios de la demande soumis à titre de scénarios moyens se sont constamment avérés dans les faits être des scénarios forts étant bien au-delà de la demande constatée au réel.

Afin de répondre à ces prévisions trop ambitieuses le Distributeur a contracté et acquis de l'énergie ou de la puissance dont les clients ont payé le prix via leurs tarifs sans que ces acquisitions ne soient nécessaires ou utiles. Soulignons que le gouvernement a également imposé par décrets des acquisitions inutiles.

En situation de surplus les clients doivent donc être approvisionnés d'abord par les contrats les plus chers et perdent tous les bénéfices attachés à la livraison de l'électricité patrimoniale le «*contrat*» le moins cher.

UC a soutenu dans plusieurs dossiers antérieurs l'importance pour le Distributeur d'établir la prévision la plus juste¹⁰.

UC est consciente qu'une prévision demeure une prévision mais il demeure que tous les outils et informations possibles et disponibles doivent être utilisés afin de présenter la meilleure prévision possible, la plus à jour possible.

UC rappelle que lors du dossier R-3864-2013, la Régie dans sa décision D-2014-205, reconnaissait que le Distributeur avait procédé à des changements de méthodologie et de paramètre afin d'améliorer ses prévisions :

«[18] Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a procédé à des changements de méthodologie et de paramètres qui ont un impact significatif sur la prévision de la demande en énergie et en puissance. La nouvelle approche adoptée par le Distributeur consiste à établir des

¹⁰ Entre autres aux dossiers : R-3842-2013 pièce C-UC-0018 page 7, R-3933-2015 pièce C-UC-0021 page 4, R-3905-2014 pièce C-UC-0026 pages 4-5, R-3980-2016 pièce C-UC-0012 pages 13-14;

relations économétriques sous la forme de modèles de régressions linéaires multiples, entre les ventes d'électricité des différents secteurs de consommation et les facteurs susceptibles d'influencer leur croissance⁷. Ces nouveaux modèles économétriques sont des outils de prévision additionnels et complémentaires, qui s'inscrivent en continuité avec les précédents modèles de prévision utilisés par le Distributeur et basés sur les usages et les équipements.

[19] Le Distributeur précise que les nouveaux modèles ont l'avantage de mettre directement en relation les ventes historiques d'un secteur de consommation et les variables climatiques et économiques. Ces modèles permettent ainsi de capter rapidement tout changement conjoncturel de nature économique et climatiques. Le Distributeur précise que le choix des variables dans les modèles de prévision se fait selon des critères statistiques bien définis

[20] Parmi les différents changements apportés à la méthodologie pour le secteur Résidentiel et agricole, le Distributeur inclut l'utilisation simultanée de plusieurs seuils de degrés-jour de chauffage et de climatisation afin de capter les différentes sensibilités à la température selon les mois de l'année. Cette approche lui permet « *de bien spécifier la relation entre la variation de la température et les ventes* ». (...)

[31] La Régie constate, par ailleurs, que certaines données utilisées antérieurement ne sont plus disponibles à la fréquence désirée¹⁷. **Elle incite le Distributeur à continuer à suivre toutes les variables disponibles pouvant apporter plus de précisions à la prévision.** »

Pourtant, on constate au présent dossier une forte diminution des besoins en énergie, en rapport avec les prévisions faites lors du dernier Plan. Il appert donc que les changements apportés ne sont pas suffisants, une mise à jour plus contemporaine pourrait sans doute aider à régler partie de cette problématique.

Soulignons que la mise en place maintenant complétée des compteurs de nouvelles générations devrait permettre une « lecture » contemporaine de la consommation et donc de l'évolution de la demande.

UC a d'ailleurs mentionné en introduction dans son mémoire¹¹, puis dans son témoignage en audience¹², une série de faits et d'évènements qui pris dans leur ensemble militent en faveur d'une mise à jour complète du plan d'approvisionnement en réseau intégré.

2. Besoins en énergie

a) **Surplus chroniques**

Selon le scénario moyen présenté par le Distributeur dans le présent dossier, les surplus après déploiement des moyens de gestion serait à l'horizon 2017-2026 de 113 TWh.

À l'horizon du *Plan* le Distributeur prévoit toujours une croissance bien que celle-ci soit très modeste. Pourtant, la haute direction indiquait début mars 2017 « *qu'il se peut que, dans l'avenir, la demande au Québec fléchisse légèrement* ». ¹³

¹¹ Pièce C- UC- 009;

¹² Notes Sténographiques du 26 mai 2017;

¹³ Mémoire de UC, pièce C-UC-009, pages 6 et 7;

Questionné en audience sur cette citation le représentant du Distributeur M. Zayat indique que selon lui le scénario le plus probable est le scénario moyen présenté au dossier¹⁴, mais il ajoute que cette vision est celle de la fin de l'année dernière.

En ce qui concerne l'énoncé de Mr Martel il précise :

«... c'est sûr, lorsque monsieur Martel regarde la demande au Québec, il regarde l'horizon dix ans, mais il regarde aussi au-delà de l'horizon dix ans. Oui, certainement, il y a des scénarios où la demande, elle n'augmente pas ou elle pourrait même diminuer...

Q. [216] Donc c'est...

R. ... sur un horizon plus à terme à cause de la pénétration de nouvelles technologies, de changements de comportement des clients, la baisse des coûts du solaire. Donc, ce sont tous des facteurs qui peuvent faire en sorte que la demande au Québec pourrait être plus basse ou pourrait diminuer sur un horizon de quinze (15), vingt (20) ou vingt-cinq (25) ans.¹⁵

(...)

R. Puis je rajouterais pour dire que, encore une fois, les horizons du Plan d'appro et les horizons dont monsieur Martel faisait référence, ce n'est pas nécessairement la même fenêtre.»¹⁶

Il appert de ce témoignage que Mr. Zayat est d'avis que la vision de M. Martel, à l'effet d'une baisse de la demande, serait sur du plus long terme que celle du *Plan*. UC ne croit pas que cette interprétation de M. Zayat soit juste- entre autres si l'on se fie au fait que les scénarios moyens de la demande ne se sont jamais réalisés, la demande au réel se révélant constamment en dessous de ces scénarios.

Mais, même si la présomption de M. Zayat s'avérait juste, et que l'énoncé de M. Martel vise une période au-delà de présent *Plan*, il demeure que la demande pourrait être appelée à fléchir et se retrouver à la baisse. Cette situation étant probable, il devient très important d'avoir des prévisions le plus à jour possible afin d'éviter de contracter des approvisionnements (ou renouveler des contrats) soit en énergie soit en puissance qui à moyen terme pourrait s'avérer inutiles et coûteux.

En contre interrogatoire, le Distributeur a répondu que plusieurs éléments sur lesquels UC l'a questionné seraient intégrés à l'état d'avancement de novembre 2017. Parmi ces éléments nous retrouvons :

- la campagne de conversion du chauffage du mazout vers l'électricité¹⁷ ;
- les droits imposés par les USA sur le bois d'œuvre¹⁸ ;
- certaines livraisons de contrats de bio-masse forestière (environ 25 MW)¹⁹;

¹⁴ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 178;

¹⁵ Notes sténographiques du 23 mai 2017 pages 178-179;

¹⁶ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 181;

¹⁷ Notes sténographiques du 23 mai 2017, page 181;

¹⁸ Notes sténographiques du 23 mai 2017, page 182 :« Avez-vous regardé les impacts de tout ça, avez-vous évalué est-ce qu'il va y avoir une diminution des activités au niveau de l'industrie forestière par rapport à la demande d'électricité?

¹⁹ R. C'est sûr que ça pourrait avoir un impact sur la demande d'électricité, révision qui va être faite au cours de l'exercice de prévisions de long terme, qui va être fait en amont du dépôt de l'état d'avancement de novembre deux mille dix-sept (2017).

- les inondations connues au printemps²⁰;
- crédit d'impôt réno-vert reconduit²¹;
- la modification possible de l'interfinancement.

M. Zayat précise même « que l'exercice de prévisions de long terme qui tient compte des éléments actuels n'est pas... n'est pas fait²² », mais que ces éléments seront pris en compte lors de l'état d'avancement et seront reflétés dans la prévision de long terme.²³

UC souligne que tous et chacun de ces éléments pourraient avoir un impact important sur la demande, les besoins et les coûts évités. Or, s'ils ne sont pas pris en compte les décisions qui pourraient être prises sur la base du présent *Plan* tel que soumis pourraient dans un bref avenir s'avérer erronées et mener à des décisions regrettables.

UC demande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour sa prévision le plus rapidement possible en tenant compte de ces éléments.

b) Programmes de subvention à la rénovation

Le programme de rénovation « Crédit d'impôt Reno-Vert » vise pour la plupart des travaux qui réduiront la demande d'électricité.

UC note qu'en audience le Distributeur a souligné, lorsque contre-interrogé sur le prolongement du programme qu'il allait le prendre en considération lors de la prochaine mise à jour : «Donc, notre prochaine mise à jour va faire en sorte qu'on va rajouter un autre délai pour prendre en considération l'impact du prolongement de ce programme-là».²⁴

UC s'étonne toutefois du fait que le Distributeur semble incapable de dire si ce programme qui existe depuis 2016 a un impact à la hausse ou à la baisse sur la consommation des clients.²⁵

En effet l'impact d'un tel programme n'est considéré qu'implicitement par le Distributeur²⁶ qui se fie avant tout à la consommation unitaire. UC souligne que ce type de modélisation sur la consommation unitaire a eu pour conséquence que le Distributeur n'avait pas prévu le ralentissement de la croissance de la consommation résidentielle et ce n'est qu'à rebours qu'il a constaté les causes de ce ralentissement soit les modifications aux normes de la construction, l'utilisation des ampoules Del et la baisse de consigne de la température.

Or, deux de ces trois éléments étaient absolument prévisibles et auraient dû être intégrés aux prévisions et non être constatés à rebours.

¹⁹ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 185 ;

²⁰ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 194 ;

²¹ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 197 ;

²² Notes sténographiques du 23 mai 2017, page 183 ;

²³ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 194 ;

²⁴ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 197 ;

²⁵ Notes sténographiques du 23 mai 2017 page 198 ;

²⁶ Notes sténographiques du 23 mai 2017 pages 196-197 ;

UC soumet donc que le Distributeur devrait prendre en considération de manière plus directe et non implicitement ce type de programme et ses impacts sur la demande.

UC demande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour ses prévisions en incluant de manière plus directe les impacts de tel programme sur la demande.

3. Besoins en puissance

a) Mise à risque du parc biénergie et de son effacement

Le parc bi-énergie contribue à l'heure actuelle à diminuer les besoins en puissance du Distributeur. Pour ce motif ce parc est important. Toutefois tel qu'exposé par UC dans sa preuve ce parc est à risque dans le contexte de la demande formulée par le Distributeur dans le dossier R-4000-2017. Demande qui si elle est reçue pourrait également faire augmenter les besoins en puissance du Distributeur.

b) Gestion de la demande et coûts évités en puissance

Dans sa décision D-2017-022, la Régie a fixé les coûts évités pour les hivers 2016-2017 à 2024-2015 à 20\$ kW-hiver. Le signal de prix est donc relativement bas jusqu'en 2024.

Cette décision a été rendue postérieurement au dépôt du présent dossier.

En conséquence les interventions en gestion de la demande prévues au *Plan* ont été conçues en fonction d'un coût évité en puissance supérieur à celui reconnu par la D-2017-022.

UC se questionne donc à savoir comment le Distributeur pourra justifier la poursuite de travaux et la rentabilité de programmes proposés alors que le coût évité de puissance est de 20 \$ kWh plutôt que 108 \$ kWh.

Prenant ces faits en considération UC soumet que le bilan en puissance du Distributeur devrait être révisé afin d'exclure à l'horizon 2026 tout effacement de la demande résultant de nouveaux programmes (ou de projet pilote) de gestion de la puissance dont la justification économique repose sur un coût évité de plus de 20 \$ kWh.

c) Évolution de la demande

L'évolution de la demande a un impact important sur les besoins en puissance. Dans son témoignage en audience Mme de Tilly a tracé l'historique du dernier appel d'offre du Distributeur qui s'est conclu avec 3 contrats d'approvisionnement avec HQP pour un total de 500 MW/année sur 20 ans au coût moyen de 106 \$/kW-an :

«Un exemple récent nous indique comment la volatilité de la demande lorsque appréhendée trop tard, ici on va parler de quelques semaines tout au plus, peut être très coûteuse pour les clients du Distributeur.

Alors, je nous ramène pas très loin en arrière. On est en automne deux mille quatorze (2014). Alors, dans le cadre du dossier 3864, le Distributeur demandait à la Régie la permission de réaliser un appel d'offres pour mille mégawatts (1000 MW) de puissance. À cette époque, le Distributeur insistait, il avait besoin de mille mégawatts (1000 MW). La Régie avait toutefois modéré ses ardeurs et lui a permis un appel d'offres de cinq cents mégawatts (500 MW) seulement, bien s'en fut.

Un an plus tard, on est en deux mille quinze (2015), en octobre deux mille quinze (2015), alors dans son état d'avancement deux mille quinze (2015) du plan d'approvisionnement deux mille quatorze (2014), deux mille vingt-trois (2014-2023) sur la base de ventes réelles de sept mois normalisées, le Distributeur ne semblait pas trop s'inquiéter du niveau des ventes au résidentiel et il n'a constaté en fait qu'un retard de point cinq térawattheure (0,5 TWh) par rapport aux données de l'état d'avancement deux mille quatorze (2014).

C'est à peu près au même moment que la Régie, dans le cadre du dossier R-3939-2015, approuvait trois contrats d'approvisionnement avec le Producteur totalisant cinq cents mégawatts (500 MW) à un coût de cent six dollars le kilowattheure (106 \$/kWh).

Dans le cadre de ce dossier, la Régie avait demandé d'ailleurs au Distributeur de reconfirmer les volumes à acquérir et ainsi que les dates de début des livraisons.

En novembre deux mille quinze (2015)...J'ai l'impression d'être dans un thriller réglementaire. Alors, en novembre deux mille quinze (2015), dans le cadre de ce dossier, à la pièce HQD-3, Document 3, le Distributeur écrivait :

L'évolution de la prévision des besoins en puissance ne modifie en rien la nécessité d'acquérir la totalité des cinq cents mégawatts (500 MW) de puissance dès deux mille dix-huit-deux mille dix-neuf (2018-2019), mais vient au contraire confirmer le caractère nécessaire justifié et prudent d'une telle acquisition.

Alors, pourtant, dans le dossier 3980-2016, nous avons appris avec surprise que les ventes d'électricité s'étaient effondrées en deux mille quinze (2015) au Québec. Le Distributeur écrivait, et je vous réfère à la pièce HQD-16, Document 1.2 de ce dossier, du dossier 3980, alors le Distributeur écrivait avoir constaté en deux mille quinze (2015) les écarts de prévision. On parle quand même d'un effondrement des ventes de près de deux térawattheures (2 TWh) au résidentiel ou à peu près cinq cents mégawatts (500 MW).

Il a alors réalisé un sondage pour savoir ce qui s'était passé. Alors, on entend beaucoup parler de ce sondage-là depuis quelques mois. Alors, on a appris que les clients résidentiels avaient, depuis deux mille quinze (2015), baissé leur point de consigne du chauffage, qu'ils avaient acheté plus de lumières Dell, que les consommations unitaires des nouveaux logements étaient plus faibles que prévues étant donné l'entrée en vigueur en deux mille douze (2012) de nouvelles règles d'efficacité des nouveaux bâtiments.

Il s'agit de changements très importants qui se sont manifestés cependant très soudainement dans les deux derniers mois de deux mille quinze (2015).

Malheureusement après l'approbation par la Régie des contrats de cinq cents mégawatts (500 MW) avec le Producteur, avec début des livraisons en deux mille dix-huit (2018).»²⁷

Or, l'effondrement des ventes au résidentiel se traduit par une diminution de la demande de près de 500 MW. Considérant les causes de cette réduction révélées par le sondage du Distributeur il est étonnant que celui-ci n'ait pas au moins en partie prévue cette réduction de la demande.

Ce sont donc les clients du Distributeur qui assumeront les coûts de cette « volatilité de la prévision ».

²⁷ Notes sténographiques du 26 mai 2017 aux pages 157 à 160;

Ces faits viennent mettre en lumière l'importance d'avoir des mises à jour plus contemporaines de la prévision de la demande.

Dans le cadre du dossier R-3980, et en relation avec le constat fait à posteriori par le Distributeur d'une diminution de la demande résidentielle UC plaide ce qui suit :

« UC soumet que la Régie doit se questionner à savoir est-ce que le Distributeur néglige de générer et d'intégrer à sa prévision des informations stratégiques cruciales qu'il pourrait obtenir par des suivis ou vigies de marché. La prévision ne sera robuste que si le modèle est alimenté par des intrants qui reflètent la réalité.

La position du Distributeur à l'effet que le passé ne peut plus être garant de l'avenir, et que sa clientèle et lui-même devraient être protégés contre les risques découlant des variations de la demande, est selon UC prématurée.

UC suggère que le Distributeur devrait avant tout prendre certaines actions afin de favoriser une prise en compte plus rapide, voire une anticipation, des modifications de marchés pouvant influencer la demande d'électricité des ménages.

UC comprend de la preuve du Distributeur que ce n'est que pour comprendre à posteriori la chute importante des ventes D et DM que le Distributeur a procédé au sondage du printemps. La révision des intrants principaux du modèle de prévision du secteur domestique et agricole étant normalement faite tous les 4 ans.

UC soumet qu'il serait approprié que le Distributeur raccourcisse les délais entre les périodes de mises à jour des intrants au modèle de prévision de la demande, le Distributeur propose d'ailleurs exceptionnellement, de procéder ainsi dès cet automne pour certains éléments nouveaux de la prévision. UC soumet que cette révision pourrait se faire régulièrement plutôt qu'exceptionnellement.

UC soumet également que la position concurrentielle de l'électricité et les hausses importantes de la facture des clients résidentiels au cours des dernières années dues aux hausses tarifaires et aux températures froides ont possiblement été des facteurs de modification de comportement.

« Dans sa décision D-2016-33, la Régie demandait au Distributeur une analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel comme source de chauffage, incluant une analyse de la rentabilité des ventes marginales d'électricité pour le marché de la chauffe résidentielle ainsi qu'une analyse de sensibilité démontrant les effets négatifs de la perte éventuelle d'une portion du marché de la chauffe résidentielle. Le Distributeur a soumis sommairement l'analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel. UC anticipe que le Distributeur déposera les autres analyses demandées dans le cadre de l'étude de son prochain plan d'approvisionnement ou même dans le cadre du dossier R-3972-2016 (Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel). Si tel n'est pas le cas, UC invite la Régie à exiger du Distributeur qu'il dépose cette analyse au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019. UC invite également la Régie à demander au Distributeur d'inclure dans son analyse de la position concurrentielle de l'électricité le chauffage au bois.»

Quant à l'élasticité des prix de la demande, il appert que le Distributeur considère que la clientèle résidentielle ne réagirait pas à une variation du prix de l'électricité. Pourtant 20% de ces clients aurait réduit le point de consigne de leur chauffage suite aux hausses des factures des dernières années.»²⁸

UC soumet que ce plaidoyer est également valable pour le présent dossier et demande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour les intrants au modèle de la prévision de la demande de manière régulière et non seulement à

²⁸ Dossier R-3980-2016, Argumentation de UC aux pages 13 et 14;

tous les 4 ans. UC demande à la Régie de demander une telle mise à jour pour les fins du prochain dossier tarifaire.

4. Bilan en puissance et contribution des marchés

UC appuie l'ACEFQ et la FCEI à l'effet que la contribution des marchés de court terme au bilan de puissance du Distributeur devrait être supérieure à 1,100 MW, et que la Régie devrait fixer cette contribution à 1,500 MW ou plus.

Dans sa décision D-2014-205, la Régie s'exprimait ainsi :

[157] Ainsi, outre le potentiel de 1100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en commun des autres marchés, y compris le marché interne, constitue désormais un bassin d'approvisionnements potentiels lui permettant d'ajouter une contribution des marchés de court terme de 400 MW. Ceci porte la contribution potentielle des marchés de court terme à 1500 MW⁸⁷.

⁸⁸ Pièce

[161] Pour le moment, la Régie est satisfaite des résultats obtenus par le Distributeur pour la contribution des marchés de court terme. Cependant, elle lui demande de poursuivre ses travaux afin d'augmenter la valeur de cette contribution puisque le potentiel pourrait être plus important que 1500 MW.

[162] La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, le résultat de ses démarches.

À l'instar des intervenants ACEFQ et FCEI, UC soumet que le Distributeur n'a pas adéquatement justifié la réduction de 1,500 MW à 1,100 MW la puissance disponible sur les marchés de court terme. Le fait que le Distributeur ait contracté pour 500 MW de puissance avec HQP ne justifie aucunement cette réduction considérant entre autres l'entente intervenue entre HQP et l'Ontario pour la fourniture de 500 MW de puissance

UC demande à la Régie de retenir la proposition de la FCEI et de hausser la contribution des marchés de court terme à 2,000 MW de puissance, subsidiairement de maintenir celle-ci à 1,500 MW.

5. Événements exceptionnels et mise à jour des prévisions

Dans le cadre du dernier dossier portant sur le Plan d'approvisionnement la Régie dans sa décision D-2014-205, s'exprimait ainsi:

« [221] Selon UC, il est imprudent que le Distributeur s'engage dans un contrat d'une durée de 20 ans dans le contexte actuel d'incertitude économique et énergétique. L'intervenante ajoute ne pas vouloir revivre le scénario de la centrale de TCE où les modèles statistiques de la prévision ont tardé à actualiser la tendance du marché¹³⁶.

(...)

[223] La Régie constate que, si une portion de ces contributions potentielles se réalisait, l'impact à la baisse sur les besoins en puissance du Distributeur serait significatif et que l'année, incluant l'année de mise en service demandée, soit 2018-2019, pourrait être repoussée.

[224] Dans ce contexte, la Régie est d'avis, à l'instar de certains intervenants, que le Distributeur devrait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource à la hauteur de 1000 MW en puissance pour une

durée de 20 ans. **La Régie considère qu'un appel d'offres en puissance de 1000 MW n'est pas justifié pour l'instant. Elle est d'avis qu'une quantité de 500 MW est suffisante.** »[nos soulignés]

Or les craintes exprimées par UC et par la Régie se sont avérées puisque selon les prévisions même du Distributeur, les contrats avec HQP suite à l'appel A/O 2015-01, combleront à fort prix des besoins qui auraient pu être comblés par les marchés de court terme²⁹.

Le Distributeur a confirmé en audience que le comportement de la clientèle résidentielle –abaissement de la température de consigne- se confirmait à la fin de l'hiver 2016-2017, ce qui aura un impact à la baisse sur les besoins en puissance des années à venir. La progression de l'utilisation des ampoules Del et la nouvelle construction plus efficace énergétiquement auront également un impact à la baisse continue sur la demande.

L'avancement et l'avènement des nouvelles technologies est de plus en plus rapide et le Distributeur devrait les prendre en compte et les intégrer à sa prévision le plus promptement possible.

Finalement, Il est fort possible qu'avec tous ces changements, comme l'annonçait M. Martel, qu'à moyen ou plus ou moins long terme, la demande commence à fléchir et ce tant en énergie qu'en puissance. Une mise à jour plus ponctuelle des prévisions ajustées de manière plus contemporaine aux audiences assisterait la Régie afin que celle-ci puisse rendre les meilleures décisions possibles et éviter la conclusion de contrat qui dans quelques années pourraient s'avérer inutiles.

UC demande à la Régie de requérir du Distributeur une mise à jour de ses prévisions de la demande avant de rendre sa décision relativement à l'approbation du présent *Plan*, subsidiairement UC demande à la Régie de demander au Distributeur de procéder à cette mise à jour afin que les données à jour puissent être utilisées pour le dossier tarifaire 2017-2018.

6. Conclusions

La demande connaît une volatilité certaine et de nombreux éléments pourraient la modifier.

Parmi ces éléments nous retrouvons des événements à caractère social ou économique (réduction de la température de consigne- inondations- modification au Code de la construction- droits imposés au bois d'œuvre- etc) mais également des avènements à caractère technique ou technologique (appareils qui consomment moins- voitures électriques – panneaux solaires abordables – stockage par batterie – etc).

Tel que souligné par Mme de Tilly dans son témoignage une modification de la demande captée trop tard peut être très coûteuse pour les clients.

Sans une demande spécifique de la Régie à cet effet, la mise à jour du *Plan*, ne sera préparée que pour le 1^{er} novembre 2017.

²⁹ pièce B-006, page 19;

Selon UC, le bilan actuel, soumis au présent dossier est déjà périmé.

Pourtant, ce bilan périmé sera un intrant important au dossier tarifaire 2017-2018, et justifiera les coûts marginaux utilisés pour évaluer les programmes de gestion de la demande ou les nouveaux programmes commerciaux, à moins que la Régie ne rende une décision qui permette de corriger cette situation.

Le monde change et il change vite (les avènement technologiques), UC soumet respectueusement qu'il est temps que le règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement qui date de 2001, soit revu afin que la Régie puisse requérir du Distributeur de déposer des bilans plus à jour, ou lui demander de devancer le dépôt de l'état d'avancement.

UC soumet que la désuétude des informations fournies dans le présent dossier ne permet pas de jeter un regard éclairé sur la gestion des approvisionnements.

Pour le moment et dans le cadre du présent dossier les données pouvant avoir le plus de conséquences sont celles du bilan en puissance, UC demande donc à la Régie de requérir du Distributeur qu'il mette à jour son bilan en puissance le plus rapidement possible, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019.

UC souligne en terminant que l'article 31 de la Loi attribut une compétence exclusive à la Régie :

31. La Régie a compétence exclusive pour:

1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;

2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants; (nos soulignés)

(...)

5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.

Il en découle que la Régie a compétence exclusive pour s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants. Le mot suffisant est significatif et vient du verbe suffire. En effet, la Régie doit s'assurer que les consommateurs québécois vont avoir des approvisionnements qui vont suffire à leurs besoins.

Le Dictionnaire Petit Robert nous indique d'ailleurs que le sens de suffisant est :

qui suffit, du verbe suffire qui lui signifie :avoir juste la quantité, qualité ...à...pour (qqch.).

Être de nature à contenter (qqn) sans qu'il y ait besoin de plus ou d'autre chose. Être capable de fournir ce qui est nécessaire à... de satisfaire à (qqch).

Un approvisionnement suffisant doit donc répondre aux besoins sans déborder et surtout pas abondamment, tel que cela se produit maintenant et depuis plusieurs années.

L'article 31 de la Loi confère à la Régie le pouvoir exclusif de surveiller le distributeur d'électricité afin de s'assurer que les approvisionnements répondent aux critères précités.

UC soumet que pour exercer judicieusement ce pouvoir la Régie doit s'assurer de la justesse des prévisions.

Dans sa décision D-2017-022, la Régie a d'ailleurs invité le Distributeur à améliorer sa prévision entre autres pour la prévision des ventes.

« [181] La Régie note que le Distributeur dispose d'autres données sur la diffusion et l'intensité des équipements sur une base beaucoup plus régulière, notamment celles provenant de l'Energy Forecasting Group⁸⁶. La Régie invite le Distributeur à utiliser de manière efficiente l'ensemble des données de consommation de sa clientèle, dont il dispose désormais sur une base quotidienne depuis l'implantation de compteurs de nouvelle génération.

[182] En ce qui a trait aux modèles utilisés par le Distributeur pour la prévision des ventes, la Régie souhaite qu'il poursuive ses démarches afin d'améliorer leur performance, plus spécialement ceux utilisés pour la prévision des ventes des secteurs résidentiel et agricole, Industriel PME et des Grandes entreprises.

[184] La Régie accepte la prévision des ventes déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2017-2018. Elle l'encourage à poursuivre le raffinement de ses modèles économétriques de prévision des ventes et à présenter toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées. »

[185] La Régie accepte la prévision des besoins en énergie et des besoins en puissance pour l'hiver 2016-2017, mise à jour par le Distributeur en novembre 2016.

UC soumet respectueusement que bien que la Régie ait accepté ces prévisions pour l'hiver 2016-2017, elle ne doit pas les accepter pour les fins du présent dossier et devrait requérir une mise à jour du Distributeur.

UC soumet que ce n'est que si elle dispose d'une telle mise à jour que la Régie sera en mesure d'assurer la protection des consommateurs dans le respect de l'article 5 de la LRE.

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

Le tout respectueusement soumis,

Montréal, le 31 mai 2017



Me Hélène Sicard, procureur pour
Union des consommateurs