

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC

R-3854-2013

Demanderesse

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2014-2015**

PLAN D'ARGUMENTATION

« Si j'avais une heure pour résoudre un problème dont ma vie dépende, je passerais 40 minutes à l'analyser, 15 minutes pour en faire la revue critique et 5 minutes pour le résoudre. »

- Albert Einstein

1. CONTEXTE

- L'évolution du cadre réglementaire — le dossier R-3842-2013.
- L'année tarifaire 2013-2014 : modernisation de l'organisation et attentes du gouvernement.
- L'année témoin 2014 : recalibrage et stabilisation.
- Le cadre juridique et l'intérêt public — les approvisionnements en électricité, les contrats spéciaux, l'interfinancement et la tarification.

2. EFFICIENCE, PERFORMANCE ET COÛTS DE DISTRIBUTION

a. L'efficacité et la performance du Distributeur

- Un Distributeur efficient.

La stratégie adoptée par le Distributeur pour le dimensionnement de l'organisation, la refonte des processus et la modernisation de l'organisation permet l'intégration de gains d'efficience de l'ordre de 80 M\$ dès 2013.

Les initiatives du Distributeur en 2013 bénéficieront à la clientèle dès 2014 puisque la réduction de l'enveloppe de charges et les nouvelles façons de faire sont de nature permanente.

À ces gains, s'ajoute une réduction de l'enveloppe de charges d'exploitation de 9,8 M\$ pour 2014 associée à la cible d'efficience additionnelle de 1 % découlant d'actions de gestion courantes. Considérant les gains récurrents de 80 M\$, c'est à près de 8,5 % que s'élève l'efficience que le Distributeur doit intégrer dans le cadre de sa gestion courante, tout en menant à bien ses activités en 2014. En outre, le projet structurant LAD ajoute pour 12,9 M\$ aux gains d'efficience de 2014.

Les améliorations aux façons de faire depuis 2008 se traduisent en gains cumulatifs d'efficience récurrents comptant pour 280 M\$, dont 103 M\$ en 2014.

Au total, tenant compte des gains associés à LAD, pour 2014, c'est donc à près de 10 % que s'élève l'efficience que le Distributeur doit intégrer tout en menant à bien ses activités.

En termes de ressources humaines, c'est avec 958 ETC de moins en 2014 par rapport à la fin de l'année 2011 que le Distributeur doit effectuer une prestation de service de qualité au moins équivalente à celle à laquelle les clients sont habitués, soit 13 % d'ETC de moins (NS, vol. 4, p. 15).

Les charges d'exploitation de base excluant les éléments spécifiques en 2014 sont inférieures de 46 M\$ à celles de 2012 malgré une augmentation normale des charges de services partagés. Cette augmentation nécessaire pour la mise en place d'outils informatiques pour stabiliser l'organisation et d'autre part, la décision du Distributeur de conserver ses véhicules plus longtemps entraîne des coûts d'entretien plus élevés (NS, vol. 4, pages 42 et 43).

« Ceci dit, je pense que pour bien comprendre... il faut bien comprendre la façon que nous avons constitué nos prévisions deux mille quatorze (2014) pour pouvoir les apprécier vraiment. D'abord, vous l'avez noté, c'est le succès de l'année deux mille douze (2012) qui fut déterminant. Donc, lorsqu'on a terminé notre année deux mille douze (2012), vous avez vu les résultats dans le rapport annuel, nous avons été en mesure de constater et de confirmer les gains et efficidences de l'année deux mille douze (2012). C'est ce qui nous a amenés d'ailleurs à recalibrer deux mille treize (2013) à la baisse pour quatre-vingts millions (80 M\$). Et deux mille douze (2012) est venue, à partir de ce moment, notre étalon de mesure. Donc, nous avons calibré nos prévisions deux mille quatorze (2014) sur la réalité de deux mille douze (2012). Alors, nous avons pris en compte le réel de deux mille douze (2012) pour travailler notre année deux mille quatorze (2014). »

- Témoignage de Lyne Desmarais, NS, vol. 4, p. 16.

À l'instar des charges d'exploitation, les investissements ont fait l'objet d'un recalibrage en 2013 qui se reflète dans l'enveloppe demandée pour 2014. Ainsi, l'enveloppe d'investissements pour 2014 est inférieure de 12 M\$ à celle de 2012 (NS, vol. 4, p. 16).

Pour ce qui est des besoins pour répondre à la croissance de la demande, le Distributeur a révisé à la baisse le nombre de ses nouveaux abonnements.

Au chapitre du maintien des actifs, il a révisé ses besoins sur la base d'une planification s'inspirant largement des modifications apportées à ses processus d'affaires : révision de la priorisation des interventions sur le terrain se traduisant dans les projets d'investissement.

De façon plus spécifique, il procède à l'optimisation de la taille du parc de véhicules selon le type de véhicules requis et une meilleure adéquation avec les tâches à réaliser.

Peut-on corroborer cette efficacité et démontrer qu'elle se reflète réellement dans les coûts du Distributeur? En fait, le Distributeur s'est doté d'un outil de mesure qui se décline en huit indicateurs. Cet outil est le fruit des propositions du Distributeur au fil des dossiers tarifaires et des décisions de la Régie.

L'évolution des indicateurs témoigne des actions d'efficacité importantes déployées par le Distributeur dans sa gestion courante. L'analyse des résultats indique que l'efficacité du Distributeur, représentée par la croissance annuelle de ses indicateurs sur la période 2010-2014, est plus que satisfaisante. Tous les indicateurs privilégiés par le Distributeur affichent une croissance inférieure à l'inflation qui s'établit à 2,0 % en moyenne sur la même période. Ces résultats dépassent largement l'objectif du Distributeur (HQD-1, document 5).

- Un coût de service juste et raisonnable

L'établissement des tarifs s'effectue sur la base de l'année témoin projetée (D-2003-93, p. 13).

Les analyses historiques des intervenants visant à réduire le coût de service ne sont pas pertinentes à la lumière du recalibrage.

Le Distributeur considère que des coupures additionnelles seraient imprudentes compte tenu de la réalité à laquelle il doit faire face en termes de stabilisation de l'organisation et des processus (NS, vol.4, pages 14 à 17).

Des efforts additionnels de 1 % d'efficacité, c'est environ 150 ETC. Or, le Distributeur a déjà substantiellement réduit ses ETC et 2014 est une année de stabilisation.

Anticiper 1 % de plus sans actions précises serait imprudent, cela mettrait à risque la qualité du service. Au même effet, une réduction de 25 M\$ de la masse

salariale serait hasardeuse étant donné son impact sur les effectifs et sur la nécessité de maintenir la qualité du service.

Il y a maintenant une nécessité pour le Distributeur de consolider son organisation, de contrôler ses processus de travail et de permettre aux effectifs qui demeurent de s'approprier les nouvelles façons de faire. Toute coupure supplémentaire dans le coût de service serait imprudente.

- Un Distributeur performant.

Le Distributeur fait un suivi dans ses rapports annuels à la Régie et dans ses dossiers tarifaires de la performance de ses activités par le biais de 12 indicateurs de qualité du service. Ces indicateurs lui permettent d'affirmer que, dans l'ensemble, la qualité du service offert à ses clients se maintient malgré les efforts d'efficience. D'ailleurs, le Distributeur a toujours affirmé qu'en aucun cas il n'améliorerait son efficience au détriment de la qualité du service.

- Maintien de tarifs parmi les plus avantageux.

Les ajustements tarifaires annuels ont été en moyenne de 0,6 % au cours des cinq dernières années.

b. Amortissement du compte de nivellement

Le Distributeur demande que le solde accumulé de 2008 à 2012 dans le compte de nivellement soit amorti sur 10 ans. Tout solde accumulé à compter de 2013 continuerait à être amorti sur 5 ans, conformément au principe réglementaire actuellement en vigueur.

Le Distributeur fonde sa demande sur l'ampleur de ce solde accumulé à ce jour et sur l'impact tarifaire de ce dernier sur sa clientèle. Par contre, compte tenu des améliorations apportées à la lecture de la normale climatique à partir de 2013, il ne sera pas nécessaire de maintenir l'amortissement du compte sur 10 ans. La proposition du Distributeur se veut une mesure temporaire et transitoire, compte tenu de l'ampleur des aléas climatiques de 2008 à 2012 et de l'introduction d'une actualisation de sa normale climatique depuis 2013.

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

3.1 Prévision de la demande

a. Révision des modèles et état de la situation

Les modèles de prévision des ventes ont été améliorés lors du dossier tarifaire précédent. Ils utilisent beaucoup plus d'indicateurs économiques et les variables climatiques y sont intégrées directement. Ces modèles sont très performants selon les critères statistiques et méthodologiques reconnus dans l'industrie quant à leur pouvoir explicatif et leur performance prévisionnelle.

Lors de sa demande des renseignements n° 6, la Régie évoquait une possible sous-estimation de la prévision des ventes excluant les contrats spéciaux d'environ 1 TWh sur la période 2010-2013 (4 ans). Au-delà de ce constat et au-delà de la réponse fournie par le Distributeur, il est important de rappeler certains faits relatifs à ces années :

- 2010 : année de reprise économique suite à la récession économique de 2009. Ces deux phénomènes économiques sont indissociables et il est important de constater les écarts de prévision sur les deux années. De plus, des provisions génériques sont utilisées pour ajuster la prévision des ventes notamment au secteur industriel
- 2011 : Un écart expliqué, entre autres, par un contrat temporaire au tarif L accordé à Rio Tinto Alcan à cause d'une faible hydraulité et l'impact de l'usage des provisions génériques sur les ventes industrielles
- 2012 : il n'y a pas d'écart constaté sur la prévision
- 2013 : Le Distributeur établit une prévision basée sur de nouveaux modèles économétriques de prévision plus performants, ce qui évite de recourir à des provisions sur les ventes. Il répond ainsi aux questions soulevées par la Régie et par les intervenants lors des précédents dossiers tarifaires précédents.

Ainsi, il est trop hâtif de conclure sur une tendance de sous-estimation ou surestimation des nouveaux modèles de prévision alors que la première année de leur application n'est pas terminée. De plus, les écarts constatés par rapport aux prévisions effectuées avec les anciens modèles avant 2013 ne peuvent être utilisés pour juger la performance des nouveaux modèles. Ajuster la prévision de la demande de 1 TWh en se basant sur une analyse exogène de tendances sur des écarts historiques signifie l'ajout d'une provision sur les ventes sans aucun fondement économique ou climatique.

Le Distributeur soutient que le positionnement de sa prévision des ventes et des revenus est centré : il y a autant de chances d'avoir des écarts prévisionnels négatifs que positifs.

Le Distributeur présente un scénario de prévision économique le plus probable selon ses modèles. D'ailleurs, le même commentaire était adressé aux prévisions économiques du Distributeur lors du précédent dossier tarifaire : non pas que le Distributeur avait raison d'avoir une prévision économique plus basse que la moyenne du consensus, mais elle aurait dû l'être encore plus.

Finalement, le Distributeur réitère sa volonté de présenter, lors d'une séance d'information après le dépôt du prochain dossier tarifaire, la prévision de la demande de l'année témoin 2015 ainsi que les hypothèses et les méthodologies qui y sont rattachées.

b. Le caractère inopportun d'un compte d'écart sur les revenus nets des achats ou de tout autre compte d'écart

Le Distributeur ne juge pas opportun de mettre en place un compte d'écarts sur les ventes nettes des achats malgré le constat d'excédents dans les années antérieures.

Cela serait également prématuré en l'absence de décision dans le dossier R-3842-2013 étant donné l'impact majeur de cette décision sur le cadre réglementaire applicable au Distributeur.

Il importe d'éviter les interventions opportunistes qui omettent de faire une analyse des risques et des conséquences notamment au chapitre des incitatifs à la performance du Distributeur.

De plus, il est inadéquat d'établir un compte d'écart sur la base des résultats historiques compte tenu des améliorations apportées au modèle de prévision depuis 2012 et dont les premiers résultats sont constatés à partir de 2013.

Les modifications aux modèles de prévision des ventes (GWh) ont entraîné des améliorations de plusieurs ordres :

- Meilleure lecture de l'impact climatique ;
- introduction d'un plus grand nombre de variables économiques dans les différents secteurs sous forme de modèles économétriques.

Les écarts de prévision constatés sont conformes aux tests présentés l'an dernier, tests qui évaluaient la précision de la prévision sur une année historique

Par ailleurs, le processus de prévision des revenus a été amélioré pour 2014 :

- Meilleure démarcation des ventes entre les années : l'écart entre les ventes comptabilisées et les ventes livrées sera amplement réduit sur une année réelle ce qui permet de mieux apprécier les ventes livrées prévues ;
- Les impacts des réformes tarifaires sur la prévision des ventes : la migration de clients d'un tarif à un autre sera effectuée de manière proactive au lieu de migration facultative de clients comme le scénario intégré dans la prévision des ventes du précédent dossier tarifaire et qui ne s'est pas concrétisé dans l'année 2013 ;
- L'évaluation de l'impact de l'ajustement tarifaire sur les factures de la clientèle tient compte désormais de la normale climatique (impact calculé sur des factures normalisées et non des factures réelles historiques) ;

Tous ces éléments amènent plus de précision au niveau de la prévision des revenus et donc au niveau de la détermination de l'ajustement tarifaire

Ces améliorations représentent un impact à la baisse des revenus additionnels requis pour 2014 estimé à 40 M\$.

3.2 Approvisionnements

a. Le cadre législatif et réglementaire

Tous les approvisionnements en électricité du Distributeur font l'objet d'un strict encadrement législatif et réglementaire.

articles 72, 74.2, 74.3 LRÉ

Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie.

article 112 LRÉ

Tous les approvisionnements postpatrimoniaux constituent des *coûts engagés*.

To disallow an expenditure, then, a commission must prove "an abuse of discretion" on the part of management.

Phillips, Charles, *The Regulation of Public Utilities*, p. 258.

Power Workers' Union v. Ontario (Energy Board), 2013, ON CA 359.

Les recommandations visant à retrancher en tout ou en partie le coût des approvisionnements postpatrimoniaux sont farfelues.

Conformité des règlements déterminant des blocs d'énergie avec l'article 52.2 LRÉ.

b. Les conventions d'énergie différée

Les contrats d'approvisionnement avec le Producteur constituent des *coûts engagés*.

Les conventions d'énergie différée ont pour objectif de différer des volumes d'électricité afin de combler des besoins identifiés. Telle était l'intention des parties.

La remise du compte d'énergie différée à zéro est impérative selon les termes du contrat (a. 2.2.8 al. 3 Contrat en base).

La gestion des conventions par le Distributeur est conforme à leur finalité et juridiquement fondée.

Attendu 7, 8 et 9 et articles, 2.2.3 et 2.2.8 al. 3.

Les conventions d'énergie différée ne doivent pas être utilisées à des fins spéculatives

Témoignage Hani Zayat, NS, vol. 5, p. 56

Nécessité d'une gestion des conventions de manière à ne pas être en défaut.

Équité intergénérationnelle:

Différer de l'énergie, dans le contexte de surplus actuel et compte tenu de la prévision des besoins jusqu'en 2027, contreviendrait aux principes d'équité intergénérationnelle et de prudence préconisés par la Régie dans ses décisions antérieures.

Plusieurs décisions de la Régie ont été rendues en se basant sur l'équilibre entre le principe de l'équité intergénérationnelle et la stabilité tarifaire, les plus importants étant le compte de pass-on, l'amortissement du compte de nivellement et l'amortissement du compte de frais reportés de transport.

Ces différents comptes de frais reportés accordés au fil des dossiers tarifaires, ainsi que leurs modalités de disposition, sont basés sur des coûts encourus et connus du Distributeur et de la Régie au moment de leur approbation. Avant leur adoption, ils ont fait l'objet d'une estimation sur les hausses de tarifs (par exemple, impact de différents scénarios d'amortissement par rapport aux frais de financement). Un arbitrage a donc été effectué en termes d'équité intergénérationnelle et de stabilité tarifaire, et ce, en toute connaissance de cause.

Dans le cas de l'énergie différée, il s'agit de reporter des coûts qui ne seront connus qu'à l'horizon 2027 et de les faire supporter aux clients de ce futur éloigné. À cet effet, il est important de rappeler que la Régie a d'ailleurs refusé au Distributeur deux demandes en basant ses décisions sur le principe de l'équité intergénérationnelle. Il s'agit du compte temporaire de maintien des tarifs (D-2011-028) et du compte d'étalement tarifaire (D-2006-34). Dans ce dernier cas, la Régie refuse ce compte sur la base que « l'incertitude des prévisions sur une aussi longue période est un élément important à considérer dans l'analyse de la proposition ». Or, il s'agissait dans ce dossier d'un compte d'étalement sur 8 ans. Dans le cas de l'énergie différée, on parle de plus de 13 ans. Le Distributeur se doit d'agir avec prudence auprès de sa clientèle. La prévision actuelle à l'horizon 2027 est telle que rien ne permet de présager que le compte puisse être remis à zéro. Les différents éléments amenés par les intervenants, notamment la diminution des surplus suite à l'introduction d'un tarif de développement économique, ne suffisent pas pour apporter davantage de certitude en ce sens.

La décision D-2013-021.

[33] Afin d'établir des coûts d'approvisionnement raisonnables pour 2013, la Régie doit déterminer, en ce qui a trait à l'application des Conventions, la stratégie la plus avantageuse à court terme. Elle doit également prendre en compte une perspective de plus long terme, puisque la réalité du solde du compte d'énergie différée ne peut être esquivée, même 14 ans avant l'échéance des Conventions. Les quantités d'énergie en jeu, leurs coûts ainsi que le possible impact tarifaire à terme sont trop importants.

[34] Après examen, la Régie conclut que tant le Distributeur que les intervenants présentent des arguments valables qu'elle doit prendre en compte.

(...)

[36] Le Distributeur soumet qu'il adopte une approche prudente et responsable dans sa gestion des Conventions, en respect également de l'objectif de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro. Cette stratégie se traduit, en 2013, par une utilisation maximale du contrat de base signé avec le Producteur (3,1 TWh) et des rappels d'énergie permis par les Conventions (0,8 TWh).

[37] La stratégie proposée par le Distributeur pour 2013 s'inscrit dans le présent contexte de surplus d'énergie qui risque de se perpétuer pour encore plusieurs années. Elle est également guidée par le fait que le Distributeur estime qu'un scénario des besoins à la baisse est plus probable qu'un scénario de demande à la hausse et qu'advenant un tel scénario à la baisse, il aurait peu de moyens d'approvisionnement pour le gérer. La Régie estime que ces arguments sont valables, considérant les données disponibles à ce jour sur l'état de l'économie et sur l'équilibre offre-demande d'électricité.

Le Distributeur a intégré la réduction de 30 M\$ de ses coûts d'approvisionnement 2013.

La décision du Distributeur de ne pas différer suite à la décision D-2013-021 repose sur un ensemble de faits et d'événements survenus entre le dépôt du précédent dossier tarifaire et le 1^{er} mars 2013 (date limite de préavis pour l'énergie différée) reflétant une dégradation de l'équilibre offre-demande :

- Intégration à la planification des 150 MW additionnels provenant du programme d'achat d'électricité produite par la cogénération à la biomasse : 15 TWh sur l'horizon 2013-2027
- Prise en compte dans la gestion des risques du Distributeur de l'ajout d'offre, suite à l'annonce du gouvernement en juillet 2012 relative à un éventuel lancement d'appel d'offres pour un bloc additionnel d'énergie éolienne.
- Janvier 2013 : Baisse additionnelle des besoins de 65 TWh sur l'horizon 2013-2027.

Dans son témoignage, M. Zayat a dressé une chronologie des événements justifiant et expliquant cette décision :

« Je pense qu'on a répondu un petit peu de façon à, en fait on a fait un petit peu toute la séquence des événements hier mais c'est venu dans plusieurs réponses. Donc, je, si vous permettez, je... juste repris sur un... la séquence des événements de façon chronologique, ça va permettre juste de peut-être les reprendre dans l'ordre. C'est toutes des choses qu'on a déjà dites c'est juste que je les ai placées dans un ordre plus logique. Et mon histoire commence en mai deux mille douze (2012) dans le fond, pour faire ça simple, mai deux mille douze (2012) donc annonce par le gouvernement du Québec d'un ajout de cent cinquante mégawatts (150 MW) au programme de biomasse dont le programme qui était initialement de cent cinquante mégawatts (150 MW) est devenu un programme de trois cents mégawatts (300 MW). En juillet deux mille douze (2012), il y a eu une première annonce pour un sept cents mégawatts (700 MW) éoliens. Ça a été une annonce publique évidemment, du sept cents mégawatts (700 MW), de l'intention du gouvernement d'aller avec un sept cents mégawatts (700 MW) éoliens. Évidemment lorsqu'on a déposé le dossier tarifaire de l'année dernière, donc en août deux mille douze (2012), c'est des choses qui étaient publiques. J'ai utilisé le mot "qui était dans les airs" hier. »

(NS, vol 6, p. 28)

Entre la prise en délibéré du dossier tarifaire 2013-2014 et la décision de ne pas différer le 1^{er} mars 2013, 65 TWh de surplus se sont ajoutés.

L'annonce par le gouvernement du Québec en mai 2013 d'un bloc additionnel d'énergie éolienne de 800 MW est venue conforter la stratégie mise de l'avant par le Distributeur : hausse de l'offre de 23 TWh sur l'horizon 2013-2027.

Ainsi, la décision de ne pas différer d'énergie s'avère d'autant plus justifiée que, depuis 2010 (année de la demande d'approbation des amendements aux Conventions) la diminution de la demande totalise 170 TWh et l'augmentation de l'offre 53 TWh, pour un total de 223 TWh sur l'horizon 2013-2027.

c. L'entente d'intégration éolienne

Une entente dûment approuvée.

Une entente dont toutes les prolongations ont également été dûment approuvées (D-2012-144).

Absence de fondements juridiques (D-2013-021) et factuels permettant de retrancher les coûts.

Les composantes de la formule de prix sont indissociables, les recommandations visant à intervenir sur la composante puissance de l'entente en vigueur démontrent une méconnaissance du produit, du cadre réglementaire et de l'historique de cette entente.

5. PGEÉ

En 2014, 464 GWh d'économies additionnelles pour un budget de 135 M\$

Poursuite de la démarche d'amélioration de l'approche en efficacité énergétique afin d'amener des changements de comportement durables, favorisant la transformation de marché et procurant des économies d'énergie à long terme.

Poursuite des travaux en matière de gestion de la demande en puissance afin de répondre aux besoins de puissance à moyen et long termes.

Amélioration des programmes existants tant en matière d'économie d'énergie que de gestion de la demande en puissance.

Atteinte de la cible : Les économies d'énergies réalisées entre 2003 et 2012 atteignent près de 7 TWh. Les efforts déployés en 2013 et les perspectives pour les deux prochaines années permettront au Distributeur :

- d'atteindre la cible de 8 TWh en 2014 (devancement du calendrier de réalisation prévu en 2015);

- de réaliser des économies d'énergies de l'ordre de 8,5 TWh à l'horizon 2015.

6. TARIFICATION

a. Stratégie tarifaire au domestique

Plusieurs scénarios tarifaires ont été analysés par les intervenants. Il en ressort que le maintien de la stratégie tarifaire amorcée en 2005 et reconduite depuis avec l'approbation de la Régie permet de poursuivre l'objectif d'améliorer le signal de prix associé à la 2^e tranche d'énergie afin qu'il tende à terme vers le coût évité de long terme, au-delà des surplus d'énergie.

Comme les ménages à faible revenu (MFR) consomment généralement moins que les autres clients domestiques, cette stratégie tarifaire permet, par le fait même, d'en atténuer les impacts, mais certains MFR énergivores sont susceptibles d'avoir un impact semblable au reste de la clientèle. À l'opposé, une hausse uniforme des prix de l'énergie telle que proposée par le GRAME et UC occasionnerait des impacts tarifaires plus importants pour les petits consommateurs, incluant la clientèle à faible revenu, et épargnerait davantage les plus gros consommateurs.

Bien que la méthode de calcul des impacts tarifaires sur la clientèle à faible revenu ait changé, les résultats obtenus confirment ces conclusions. Le Distributeur soumet que la nouvelle méthode est plus rigoureuse que la précédente, car elle a l'avantage de calculer l'impact tarifaire à partir du profil réel de consommation des répondants et qu'elle tient compte de la situation géographique et démographique du ménage.

Tel que discuté lors du dossier R-3644-2007, l'introduction d'une 3^e tranche d'énergie proposée par le ROEE ne garantirait pas l'amélioration du signal de prix pour les grands consommateurs puisque bon nombre d'entre eux ne consommeraient pas suffisamment en 3^e tranche pour compenser la détérioration du signal de prix occasionné par le prix plus faible de la 2^e tranche. Il faut rappeler que la facturation de la puissance au tarif D joue déjà le rôle d'une 3^e tranche de façon plus efficace et qu'il n'y a aucun nouvel élément qui justifierait de réétudier la pertinence d'introduire une 3^e tranche.

Quant aux impacts tarifaires pour la clientèle agricole, ils sont supérieurs à la moyenne, car cette clientèle consomme en moyenne davantage. C'est le niveau de consommation et non le fait qu'il s'agisse d'un client agricole ou résidentiel qui influence l'impact sur la facture du client : plus il consomme en 2^e tranche et plus la puissance appelée est élevée, plus il subira une hausse importante. Il faut noter toutefois que depuis 1998, date de la création de la Régie, la hausse moyenne pour la clientèle agricole a été équivalente à l'inflation, ce qui correspond aux recommandations de l'UPA. .

Les impacts similaires pour la clientèle agricole aux tarifs G et M à la clientèle moyenne s'expliquent du fait que les clients ont une consommation similaire à celle du reste des clients aux tarifs G et M. Il est bon de rappeler qu'en étant admissibles aux tarifs domestiques, les clients agricoles ont droit à un tarif largement avantageux en raison de l'interfinancement en faveur des clients domestiques.

Dans sa preuve, le Distributeur présente la hausse moyenne des revenus nécessaires pour rencontrer les revenus requis en parallèle avec la distribution des impacts pour la clientèle, compte tenu de la stratégie tarifaire appliquée. Comme le Distributeur présente déjà la hausse médiane et les hausses pour le 5^e centile et le 95^e centile, la présentation de la moyenne des hausses, comme le suggère UC, n'aurait aucune valeur ajoutée par rapport à la hausse moyenne qui elle, est une statistique essentielle puisque c'est la seule qui tient compte des volumes de consommation, une mesure de contrôle essentielle qui assure la récupération précise des besoins additionnels de revenus requis du Distributeur.

b. Tarification au nord du 53^e parallèle

D'abord, le Distributeur tient à préciser qu'il est erroné d'affirmer, comme le fait le GRAME à la page 24 de son Mémoire- I, qu'il « est interdit de se chauffer » au nord du 53^e parallèle aux tarifs domestiques.

La mise à jour de la tarification applicable au nord du 53^e parallèle vise, compte tenu des coûts évités élevés en réseaux autonomes, à inciter davantage les consommateurs à utiliser le mazout comme source d'énergie pour le chauffage et à utiliser efficacement l'électricité pour les autres usages. Le Distributeur a amorcé une consultation des organismes responsables au Nunavik pour identifier les pistes les plus susceptibles d'atteindre les objectifs visés. La démarche préconisée par le Distributeur vise d'abord les clients qui consomment le plus en 2^e tranche, c'est-à-dire ceux qui ont le plus à gagner, et ensuite, elle s'étendra aux autres clients en 2^e tranche.

Tel que mentionné par Marcel Côté lors de son témoignage du 11 décembre, le Distributeur est ouvert à retarder au 1^{er} avril 2015 l'amorce de la transition de la hausse proposée du prix de la 2^e tranche applicable au nord du 53^e parallèle afin de

permettre aux clients du Nunavik de mettre en place des mesures visant à ajuster leur consommation et à réduire l'impact sur leur facture d'électricité.

Puisque la consommation associée aux usages de base peut grandement varier d'une journée à l'autre, l'application journalière du seuil de 30 kWh pour la 1^{re} tranche comme le préconise le GRAME ne permet pas de mieux cibler le chauffage et risque même de facturer à la 2^e tranche des usages de base. Par équité pour la clientèle, le Distributeur n'entend pas modifier le seuil de la 1^{re} tranche ni l'appliquer sur une base journalière. Les clients résidentiels au nord du 53^e parallèle doivent continuer de bénéficier des mêmes prix et seuil de la 1^{re} tranche du tarif D, comme ceux du sud, pour les usages de base d'un logement.

Le Distributeur rappelle également que la notion de « 30 kWh par jour » a été retirée des Tarifs et conditions au 1^{er} avril 2012 afin de répondre à la préoccupation de la Régie concernant l'application du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie aux tarifs D et DM avec l'arrivée des compteurs de nouvelle génération qui permettent de disposer de lectures de consommation quotidiennes.

c. Service complet d'éclairage public

Le Distributeur souhaite, au cours des prochaines années, procéder en premier lieu au remplacement des quelque 1 400 luminaires SHP du service complet d'éclairage public au Nunavik par des luminaires DEL.

Concernant le prix du service complet d'éclairage public associé au tout nouveau luminaire DEL, le Distributeur réitère que tout le gain associé à la baisse des coûts est entièrement transféré aux titulaires du service complet. Tel qu'illustré dans l'engagement no. 13, le coût d'acquisition du luminaire DEL, établi selon la méthode du coût des travaux approuvée par la Régie, est plus élevé que celui du luminaire SHP, notamment parce que le luminaire retenu est plus robuste en vue de besoins spécifiques au nord du 53^e parallèle. Toutefois, les coûts moindres d'entretien et de l'alimentation électrique du luminaire DEL compensent largement ce coût d'acquisition et permettent de dégager un prix 5 % inférieur. Avec le temps, la technologie va continuer d'évoluer et les prix pourraient être revus à la baisse, le cas échéant.

Le Distributeur rappelle qu'il n'a pas d'obligation de fournir le service complet d'éclairage public et qu'il n'installe de nouveaux luminaires au service complet que dans les municipalités qui adhèrent déjà à ce service et qui n'ont aucun abonnement au service général d'éclairage public.

Les municipalités ont toujours l'opportunité d'installer des luminaires DEL moins dispendieux, de les faire entretenir par des entrepreneurs spécialisés et de n'acheter auprès d'HQD que la fourniture d'électricité au service général d'éclairage public.

d. Tarif DT et gestion de la demande

Concernant la biénergie, le tarif DT est déjà ouvert à d'autres sources d'énergie que le mazout pourvu que le système soit conforme aux conditions d'admissibilité qui permettent, entre autres, d'assurer un effacement du chauffage en période de pointe, ce qui ne serait pas le cas, par exemple, de l'énergie solaire passive.

Le Distributeur rappelle qu'il offre déjà une avenue tarifaire pour encourager l'utilisation des énergies renouvelables, soit l'option de mesurage net pour autoproducteur. Chaque kWh de chauffage économisé au tarif D permet au client de réaliser une réduction de facture équivalente au prix de la 2^e tranche.

e. L'introduction du tarif LG et la transformation du tarif L en tarif à usage

Domaine d'application et définition d'activités non industrielles

Le nouveau cadre législatif, qui réserve le tarif L aux grands clients industriels, a mené à l'introduction du tarif LG. Ce tarif sera applicable à tous les clients et n'est pas réservé à un usage spécifique. Quant à l'admissibilité au tarif L, la notion d'activité industrielle est claire pour le Distributeur et conforme à l'intention du législateur.

Le libellé proposé pour le domaine d'application du tarif L tient compte de la LRÉ et s'harmonise à la forme utilisée dans le reste du texte des Tarifs pour un tarif à l'usage. C'est la seule nuance et il n'y a donc pas de différence, du moins au niveau des intentions, entre le libellé proposé par le Distributeur et celui mentionné dans la LRÉ.

Il faut s'attendre à ce qu'avec une catégorie tarifaire bénéficiant de hausses tarifaires moindres, réservée à un usage spécifique, certains clients voudront modifier leur vocation. Il est clair que les cas invoqués par l'UMQ, à savoir les services d'épuration des eaux et de production d'eau potable, sont des services publics car leur activité consiste à distribuer de l'eau potable dans le territoire des villes concernées au même titre que la distribution de l'électricité, ce qui est confirmé dans le système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN). Pour citer quelques passages de l'engagement 14 (pièce HQD-18, document 12), ces clients de grande puissance ne sont pas des « entreprises exportatrices entraînant d'importants investissements », les emplois qu'on y retrouve ne dépendent pas de la « compétitivité de ces entreprises sur les marchés extérieurs ».

Par ailleurs, une entreprise d'utilité publique est définie, selon la *Loi sur la statistique* (L.R.C (1985), ch. S-19, article 17(3)), comme toute entreprise possédée, exploitée ou dirigée par une personne ou un groupe de personnes et dont l'objet est, selon le cas :

a) la fourniture de pétrole ou de produits pétroliers par pipeline; b) la fourniture, le transport ou la distribution de gaz, d'électricité, de vapeur ou d'eau; c) l'enlèvement et l'élimination ou le traitement des ordures ou des eaux-vannes ou la lutte contre la pollution; d) la transmission, l'émission, la réception ou la communication de renseignements au moyen d'un système de télécommunication; e) la fourniture de services postaux.

« *Principalement* »

Le Distributeur doit, pour des fins d'application tarifaire, définir le terme « principalement » employé par le législateur. Sans une limite claire et précise quant à l'admissibilité d'activités non industrielles à un abonnement dit « principalement » industriel, l'attrait sera grand pour regrouper des activités diverses pour avoir accès

au tarif L, d'autant plus que l'écart entre les tarifs L et LG ira en s'agrandissant. Le Distributeur propose une limite minimale d'activités non industrielles de 1 000 kW ou 10 % de la puissance souscrite pour avoir accès au tarif L et précise les modalités applicables dans le cas de clients qui envisagent d'avoir de telles activités, par exemple, prévoir l'installation de compteurs appropriés. L'AQCIE est d'accord avec la proposition du Distributeur et affirme qu'aucun de ses clients ne sera affecté par cette précision.

La proposition du Distributeur doit s'interpréter à la lumière LRÉ et des principes de tarifications, en tenant compte notamment des conditions de service et des modalités d'application des tarifs.

L'existence d'une tarification à l'usage implique nécessairement la présence possible d'usages mixtes. Ainsi, il faut interpréter le terme « principalement » à la lumière du contexte tarifaire et des règles appliquées par la Régie à ce jour, notamment les règles appliquées dans le cas de la tarification à l'usage au domestique. Bien que la LRÉ ne tienne pas compte de la réalité des usages mixtes, le Distributeur soumet que la Régie doit prévoir un encadrement à cet effet. L'absence d'encadrement des activités non industrielles pourrait conduire à des situations qui feraient en sorte, par l'entremise du regroupement de charges par exemple, de contourner l'objectif du législateur de réserver le tarif L aux seuls grands industriels opérant généralement dans un contexte de concurrence mondiale.

Mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale

Avec l'introduction du tarif LG, le Distributeur retient le mécanisme de puissance à facturer minimale pour l'ensemble de cette clientèle, incluant les membres de l'AREQ.

Cette mesure permet d'améliorer le signal de prix, de simplifier la facturation et d'uniformiser la facturation de la puissance aux tarifs généraux. De plus, en permettant de résoudre les problèmes d'application de la puissance souscrite dans le cas des clients saisonniers, elle est plus équitable pour l'ensemble de la clientèle.

L'UMQ se dit préoccupée par l'impact du mécanisme automatique sur les clients qu'elle représente, mais le Distributeur a démontré en réponse à l'engagement 12, que cette mesure est favorable ou pratiquement neutre pour ces clients.

Il faut aussi souligner que les modalités de fractionnement sont des dispositions introduites pour les clients industriels dont les niveaux de consommation peuvent varier en fonction des équipements mis en service. Par exemple, à la suite d'une période de fonctionnement à mi-régime pendant plusieurs mois, une usine pourrait augmenter sa puissance souscrite le jour où elle se remettrait à fonctionner à plein régime. Par contre, lorsque ces modalités sont utilisées pour épouser la montée en charge des clients saisonniers sur plusieurs mois, le principe de la facturation de la puissance qui est basé sur 30 jours n'est alors pas respecté. Comme le mentionnait le témoin de l'UMQ, ces dispositions permettent aux clients d'économiser sur leur facture mais ne les incite pas à gérer leur puissance.

Quant aux réseaux municipaux, le Distributeur a bien expliqué en réponse à la DDR#1 de l'AREQ (HQD-15, doc. 4, question 4.1), comment les réseaux

municipaux, et surtout ceux qui ont plus d'un poste, peuvent contourner l'application de la puissance souscrite, et ainsi faire des économies au niveau de leur facture sans toutefois induire une diminution des coûts du Distributeur. À ce titre, nous tenons à mentionner que la Régie, dans sa décision D-2008-024 avait noté, à la page 92, les arguments du Distributeur selon lesquels, « l'instauration d'un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale [au tarif M] résout en grande partie les problèmes d'application soulevés précédemment, sans avoir recours à l'ajout d'autres modalités qui complexifieraient davantage le mécanisme de la puissance souscrite ».

Rien dans le cadre législatif et réglementaire ne prévient le Distributeur d'appliquer de saines mesures tarifaires à ses clients, fussent-ils des municipalités. Il n'y a aucune raison d'affirmer que les redistributeurs d'électricité ne sont pas dans la bonne catégorie tarifaire ou qu'ils devraient bénéficier d'un tarif particulier. Par ailleurs, tel que mentionné en réponse à la question 6.6 de l'AREQ, à la pièce HQD-15, doc. 4, « Sur la base des principes de répartition des coûts approuvés par la Régie, un tarif applicable uniquement aux réseaux municipaux, reflétant les coûts pour les alimenter et un même niveau d'interfinancement que les autres clients au tarif LG, serait plus élevé que le tarif LG proposé. »

Lors de leur témoignage du 13 décembre, les membres de l'AREQ ont affirmé que les modifications proposées au mécanisme de facturation de la puissance pourraient mettre en péril certains réseaux municipaux. Cette affirmation ne peut être conciliée avec les impacts prévus, qui sont faibles pour tous les réseaux sauf deux.

À l'annexe 7 de son mémoire, l'AREQ présente l'impact du mécanisme automatique sur la facture en puissance de ses membres. Lorsqu'il est exprimé en fonction de la facture totale (incluant l'énergie) de chacun des réseaux municipaux, l'impact s'avère nul ou positif pour 4 réseaux, de 1 % pour 1 réseau et entre 1,5 et 2,5 % pour 3 réseaux. Seuls les deux réseaux qui possèdent plus d'un poste d'alimentation ont un impact plus important (de l'ordre de 6 % et 7,5 %) parce qu'ils perdent l'avantage du transfert de charge leur permettant actuellement d'échapper à la facturation de la puissance chaque été. À cet égard, monsieur Richer de l'AREQ a admis lors de son témoignage du 13 décembre (NS, vol. 8, p. 48) que d'autres réseaux ainsi qu'Hydro-Sherbrooke, projetaient jusqu'à tout récemment d'investir dans de nouveaux postes pour exploiter cette zone grise du texte des tarifs, pour lequel l'ensemble de la clientèle du Distributeur paie les frais.

Dans le modèle de réglementation actuel, les réseaux municipaux sont alimentés par un tarif de base et sont traités comme tout autre client dans la même catégorie tarifaire, avec les obligations et les avantages liés à leur tarif. C'est pourquoi l'analyse de la proposition du Distributeur doit être faite à la lumière de l'équité entre clients au niveau du partage des coûts. Dans ce contexte, le maintien du niveau de la marge bénéficiaire à son niveau historique tel que le voudrait l'AREQ ne peut être invoqué comme un argument valide pour justifier le maintien des règles actuelles.

Il faut rappeler que la proposition du Distributeur n'affecte que deux réseaux. Une période transitoire de 3 ans à compter du 1^{er} avril 2015 leur permettra de limiter l'impact tarifaire à moins de 3 % par année et d'adapter progressivement leur gestion. Cet impact correspond à l'impact maximal considéré pour d'autres mesures introduites par le Distributeur, par exemple, l'élimination de la dégressivité au tarif G.

Maintien de la dégressivité au tarif M et rééquilibrage des tarifs généraux

Le Distributeur propose une stratégie tarifaire qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise. Cela se traduit notamment par des mesures visant à améliorer l'avantage concurrentiel du tarif M par rapport aux autres tarifs généraux.

La production manufacturière du Québec a diminué de 13 % au cours de la dernière décennie. De plus, depuis la récession mondiale de 2008, le secteur manufacturier n'a jamais réussi à se dynamiser. Le secteur industriel fortement représenté dans la 2^e tranche du tarif M est soumis à une concurrence importante, ce qui explique la baisse de la production dans ce secteur.

La détérioration de la relation entre les structures des tarifs M et L, découlant de l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie au tarif M, est aggravée par la hausse plus rapide du tarif M qui est sujet à l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale. Cela va à l'encontre d'un meilleur signal de prix.

Les intervenants sont généralement en faveur de la stratégie proposée pour le tarif M bien que certains sont préoccupés par l'impact du rééquilibrage sur certains clients (réseaux municipaux, STM, clients G). C'est pour cette raison que pour l'année tarifaire 2014-2015, le Distributeur limite l'impact à 1 % de plus que la hausse moyenne. L'impact de la stratégie tarifaire aux tarifs généraux est comparable à celui que l'on retrouve pour la clientèle domestique en termes de disparité et d'ampleur des impacts. Pour reprendre l'exemple de la FCEI, Paul et Pierre font partie de la même famille et c'est pour le bien-être de la famille qu'ils seront habillés de façon plus équitable.

Par ailleurs, le Distributeur ne croit pas que le rééquilibrage des tarifs généraux devrait servir de prétexte pour remettre en question l'interfinancement en faveur de la clientèle domestique. La Régie a toujours refusé d'aller en ce sens et le Distributeur appuie cette position.

f. Divers

Extension de l'option d'électricité additionnelle à la clientèle de moyenne puissance

Cette mesure, qui n'a été contestée par aucun intervenant, permettra au Distributeur d'offrir un outil additionnel aux clients de moyenne puissance pour améliorer leur compétitivité et augmenter leur production.

Refus de la puissance interruptible offerte par un client lorsqu'elle ne peut être acheminée

Le Distributeur propose d'apporter cette précision à l'article 6.15 pour des raisons commerciales et de communication. Cela ne remet cependant pas en question sa pratique actuelle.

Papiers White Birch c. Hydro_Québec, D-2011-015, P-110-2134.

Séance de travail

En raison de l'adoption tardive du projet de loi n° 25, la séance de travail qui était prévue n'a pas pu avoir lieu. Néanmoins, le dossier tarifaire offre à l'ensemble des intervenants l'opportunité d'exprimer leur position et de présenter des propositions. Les rencontres proposées auront pour effet de retarder des décisions qui doivent être prises cette année. Le prochain rendez-vous à la stratégie tarifaire viendra plutôt lorsque l'installation des compteurs de nouvelle génération sera complétée.

7. CONDITIONS DE SERVICE

a. Les droits d'accès du Distributeur

Une question simple : les Conditions de service d'électricité (CDSÉ) actuelles permettent de déployer, d'entretenir et d'exploiter le réseau de distribution, même sur des terrains privés, lorsque la demande provient d'un requérant. Le Distributeur souhaite préciser la portée de l'article 18.1 des CDSÉ afin de spécifier que les droits d'accès s'appliquent tant à une propriété qui requiert une alimentation électrique qu'à celles déjà desservies.

Une pratique généralisée et une nécessité dans l'industrie.

L'acquisition systématique de servitudes, de même que la gestion et le traitement de celles-ci, occasionnerait non seulement des coûts considérables, mais également un allongement des délais de réponse aux demandes d'alimentation. Il n'est pas souhaitable que ces coûts soient supportés par l'ensemble de la clientèle.

Le recours à l'expropriation prévu par la Loi sur Hydro-Québec n'est généralement pas une solution réaliste et raisonnable pour des interventions mineures sur son réseau.

De plus en plus de municipalités et de clients demandent une alimentation arrière-lot. Une grande majorité du réseau aérien y est aujourd'hui situé.

Une condition de service [31 (1°) LRÉ].

La juridiction de la Régie en matière de conditions de distribution découle de la prestation de service du Distributeur à son client. Cette juridiction s'exerce dans la mesure où le client, propriétaire ou locataire, est alimenté ou requiert l'alimentation. Les conditions de distribution comprennent toutes les activités relatives à l'installation, au maintien, au raccordement, à l'exploitation, à la modification, au prolongement, à l'utilisation et à l'entretien des infrastructures réglementées puisqu'elles sont nécessaires à la prestation de service du Distributeur.

D-2006-116, p. 34.

L'obligation de devoir convenir avec le client de l'emplacement des équipements serait maintenue dans la très grande majorité des cas. Toutefois, le Distributeur

souhaite ne pas être tenu d'obtenir le consentement du client lorsque les travaux à effectuer ne visent que le remplacement ou l'ajout d'équipement dont l'impact est raisonnable.

La rédaction de l'article 18.1, comme proposée, permettrait à la Régie de trancher sur le caractère raisonnable dans le cadre d'une plainte ce qui n'est pas le cas aujourd'hui à la lumière des différents dossier de plainte sur lesquels elle a du se prononcer.

La question des droits d'accès à la propriété du client pour l'installation d'équipements est un sujet couvert dans les conditions de service des distributeurs d'électricité au Canada. La plupart des distributeurs bénéficient de droits semblables à ceux qui font l'objet de la demande du Distributeur dans le présent dossier, notamment le droit d'installer, sans le consentement du client, les équipements jugés requis par le distributeur d'électricité. Dans sa proposition, le Distributeur a ajouté un critère sur l'aspect raisonnable de l'intervention qui pourra être appliqué par la Régie dans le cadre du processus de plainte.

b. Chemin public

Le Distributeur demande d'ajuster la définition afin de répondre à de nouvelles réalités urbanistiques et de permettre un traitement équitable de sa clientèle. Essentiellement, le « caractère public » serait déterminé par les critères suivants :

- En tout temps en présence d'un réseau d'adduction d'eau ou d'égout
- En l'absence d'un tel réseau :
 - Le chemin doit être ouvert à la circulation publique des véhicules routiers;
 - Le chemin doit être accessible par fardier et à l'année;
 - Les travaux de prolongement de ligne qui seraient effectués doivent permettre l'alimentation de plus d'une propriété.

c. Risque de crédit

Le Distributeur souhaite étendre la politique d'évaluation du risque de crédit à une autre catégorie de clients pour lesquels le seul critère du défaut de paiement comme base d'ouverture à la demande de dépôt en cours d'abonnement s'avère insuffisant pour évaluer la santé financière et n'est pas conforme aux règles de saine gestion du risque de crédit de la clientèle commerciale.

Il s'agit d'une approche « gagnant-gagnant ». Le Distributeur demanderait des dépôts en fonction d'une analyse de risque basée sur la situation propre du client, par l'utilisation de cotes établies par des agences reconnues et de la grille d'analyse de risque prévue à l'annexe VII des CDSE. Dans les cas où l'analyse confirmerait une bonne santé financière, le Distributeur pourrait rembourser les dépôts déjà en main (NS, vol. 6, pp. 11-12, 278).

Le Distributeur souhaite mieux coordonner sa grille d'évaluation avec les cotes publiées par les agences de notation, afin de mieux refléter le classement effectué

par les grandes agences de cotation. et par un soucis de crédibilité de la cote qui est attribuée à un client.

Les informations demandées sont généralement déjà disponibles et même transmises par les clients (NS, vol. 6, p. 278). Si un client ne possède pas de cote, il n'a pas à déboursier pour en obtenir une; les CDSÉ prévoient déjà un mécanisme de cotation par le Distributeur (NS, vol. 6, p. 285-286) on fait également preuve de bon jugement mais 30 jours semble raisonnable pour la transmission des informations (NS, vol. 7, p 9).

Le Distributeur souhaite rappeler que la Régie soutenait dans sa décision D-2011-024 la nécessité d'avoir une flexibilité dans la mise à jour de la grille de notation et que le Distributeur pourrait modifier la grille dans le cadre de sa demande tarifaire annuelle.

Dans sa décision D-2013-037, la Régie appuie le Distributeur dans sa recherche de solutions afin de diminuer la dépense de mauvaise créance. Ces propositions s'inscrivent donc dans cette volonté du Distributeur de gérer son risque de crédit sainement et de manière responsable.

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 17 décembre 2013

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec