

Régie de l'énergie

Dossier R-3854-2013

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

Mémoire de l'Union des consommateurs (UC)
(partie)

Préparée par M. Jean-François Blain
Analyste externe

Le 7 novembre 2013

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|-----------|
| Introduction | 3 |
| Description du mandat | 5 |
| 1. Coûts des approvisionnements | 6 |
| 1.1 Présentation du bilan en énergie | 6 |
| 1.2 Évolution des surplus d'approvisionnements | 8 |
| 1.3 Estimation prospective des coûts résultant des surplus d'approvisionnements prévus | 11 |
| 2. Coût de service et charges d'exploitation | 12 |
| 3. Gains d'efficience | 14 |
| Sommaire des recommandations | 15 |
| ANNEXES | |
| ANNEXE A Présentation du bilan en énergie du Distributeur proposée par UC | 16 |
| ANNEXE B Prévisions (1 an) des ventes de HQD, 2004-2014 | 18 |
| ANNEXE C Ventes réelles de HQD, réseau intégré, 2003-2013 | 22 |
| ANNEXE D Comparaison des ventes réelles et des prévisions 1 an de HQD 2004-2013 | 27 |
| ANNEXE E Historique des écarts entre les ventes réelles et normalisées de HQD 2003-2013 | 32 |

Introduction

L'Union des consommateurs (UC) a été reconnue intervenante au présent dossier par la décision D-2013-148 du 13 septembre 2013. Dans cette décision, la Régie de l'énergie (la Régie) précisait l'encadrement des interventions autorisées dont la nature et la portée des sujets à débattre dans le cadre du présent dossier.

Lors du dépôt de sa demande d'intervention (C-UC-0002, 23 août 2013), UC prévoyait aborder plusieurs sujets lors de son intervention. À cet effet, la Régie concluait :

« La Régie considère que les sujets proposés par l'UC font partie du présent dossier et qu'ils ont été bien développés dans sa demande d'intervention, à l'exception du traitement des plaintes des consommateurs. »¹

D'autre part, concernant le budget de participation soumis par UC, la Régie concluait :

« Par ailleurs, la Régie juge élevé le budget de participation déposé par l'UC, considérant son historique d'intervention et les frais accordés à cette intervenante au cours des dernières années dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur. »²

UC a pris acte des indications et des instructions de la Régie. Elle en a donc tenu compte dans la priorisation subséquente des sujets couverts par son intervention, de même qu'elle a tenu compte, pour éviter des duplications inutiles, des sujets d'intervention et des conclusions recherchées qui ont été annoncées par les autres intervenants au dossier.

Par ailleurs, tel qu'elle l'a indiqué dans sa demande d'intervention, UC considère « que ce dossier est d'une grande importance pour les consommateurs dont elle défend les intérêts, considérant les impacts tarifaires majeurs qui pourraient en découler pour la clientèle domestique. »

En effet, la demande de hausse tarifaire de 5,8 % pour l'année 2014-2015 est la plus importante depuis qu'Hydro-Québec est soumise à l'autorité réglementaire de la Régie.

¹ D-2013-148, R-3854-2013, 2013 09 13, page 23, paragraphe 99.

² *Ibid*, page 24, paragraphe 102.

Cette demande de hausse tarifaire découle des éléments suivants :

| | |
|--|---------|
| - Hausse du coût des approvisionnements post patrimoniaux | 2,7 % |
| - Indexation du bloc patrimonial (excluant les clients industriels) | 0,8 % |
| - Croissance de la demande | 1,4 % |
| - <u>Gains d'efficience³</u> | - 1,5 % |
| Ensemble des tarifs | 3,4 % |
| Tarif L | 2,6 % |
| - <u>Demande visant l'établissement du taux de rendement (R-3842-2013)⁴</u> | 2,4 % |
| Ensemble des tarifs | 5,8 % |
| Tarif L | 5,0 % |

Fait à noter, les deux premiers éléments justifiant cette demande de hausse tarifaire, à savoir la hausse du coût des approvisionnements post patrimoniaux et l'indexation du bloc patrimonial, font partie de la composante fourniture (production) des tarifs sur lesquels la Régie n'a pas de juridiction. Notamment, l'indexation du prix du bloc patrimonial découle des modifications apportées à la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ) par la *Loi concernant principalement la mise en oeuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*, adoptée par l'Assemblée nationale du Québec le 14 juin 2013.

D'autre part, le dernier élément qui sous-tend cette demande de hausse tarifaire, soit la demande relative à l'établissement du taux de rendement sur les capitaux propres des divisions réglementées d'Hydro-Québec, est examiné parallèlement par la Régie dans le dossier R-3842-2013.

UC a également tenu compte des décisions rendues antérieurement par la Régie dans les dossiers tarifaires précédents du Distributeur, dont celle à l'effet de ne pas établir de nouveaux comptes d'écart pour diverses rubriques de coûts incluses dans les revenus requis du Distributeur dans le contexte où une demande relative à l'établissement d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement, présentement sous examen, était annoncée conjointement par HQD et la division Transénergie (HQT).⁵

Considérant l'ensemble de ces faits, dont le contexte réglementaire, les modifications apportées à la LRÉ et la nature des compétences que peut exercer la Régie, ainsi que les réponses aux demandes de renseignements (DDR) produites par le Distributeur, UC a donc réévalué la priorisation de ses sujets d'intervention et ajusté en conséquence la nature du mandat qu'elle m'a confié à titre d'analyste externe.

³ Pour ces quatre premiers éléments, voir B-0008, HQD-1 doc 1, pages 3 et 4 ainsi que page 5, Figure 1.

⁴ Pour cet élément additionnel, voir B-0059, HQD-1 doc 4.1, page 6, Tableau 1.

⁵ R-3814-2012, D-2013-037, 2013 03 12, pages 20 à 24, paragraphes 40 à 59.

Description du mandat

Coûts des approvisionnements

Examiner et décrire la problématique de la croissance des approvisionnements et de leurs coûts. À cette fin, sur la base des données historiques et des éléments mis en preuve par le Distributeur :

- Soumettre une présentation de la situation actuelle des surplus d'approvisionnements qui permette de distinguer :
 - l'ensemble des approvisionnements disponibles et engagés, avant mesures de gestion des surplus, pour l'année témoin et les suivantes;
 - les besoins en énergie prévus par le Distributeur, incluant une évaluation de leur évolution;
 - les mesures de gestion des surplus.
- En fonction des écarts historiques entre les ventes réelles et les prévisions (1 an), identifier les causes des surplus d'approvisionnements et en effectuer une analyse qualitative;
- Produire une estimation des coûts associés à l'acquisition des approvisionnements et à la gestion de leur portion excédant les besoins (gestion des surplus) pour l'année témoin et les suivantes;

Coût de service et charges d'exploitation

- Examiner les rubriques de coûts et de revenus incluses dans les revenus requis qui ne sont pas dotées d'un compte d'écart et qui contribuent aux écarts entre le rendement autorisé et le rendement réel dont, notamment, les écarts entre les budgets d'investissement demandés, autorisés et les mises en service réelles.
- Évaluer la justification d'inclure les coûts associés à certains *Projets non autorisés* ainsi que certaines des *Autres charges* dans les revenus requis de l'année témoin.

Soumettre des recommandations qui tiennent compte du contexte réglementaire, dont l'avancement des dossiers connexes, ainsi que des décisions antérieures de la Régie.

Gains d'efficience

Examiner, en particulier, l'évolution du coût de retraite et son incidence sur la proportion des gains d'efficience qui se traduira en une réduction du coût de service du Distributeur.

Soumettre, pour l'année témoin, des recommandations conformes au cadre réglementaire et qui respectent le droit de gestion interne du Distributeur.

1. Coûts des approvisionnements

1.1 Situation actuelle des surplus

Pour l'année témoin 2014, les surplus d'approvisionnements prévus par le Distributeur sont indiqués à la page 12 de la pièce B-0020 (HQD-5 doc 1) :

« Compte tenu de l'ensemble des contrats de long terme et des besoins du Distributeur, ce dernier fait face à des surplus énergétiques de 13,4 TWh avant le déploiement des moyens de gestion. »

Par ailleurs, en réponse à la demande de complément de preuve de la Régie du 13 septembre 2013, le Distributeur a déposé la pièce B-0076 (HQD-1 doc 4.2) dans laquelle il présente notamment une mise à jour de son bilan en énergie pour la période 2014 à 2027⁶. Le Tableau R-2.1 est une mise à jour du bilan en énergie qu'il a présenté en réponse à l'engagement 14 dans le dossier tarifaire précédent (R-3814-2012)⁷.

D'un dossier tarifaire à l'autre, le Distributeur est appelé à déposer en preuve un bilan en énergie faisant état de l'ensemble de ses besoins en énergie prévus et de ses approvisionnements disponibles couvrant, au-delà de l'année témoin, un horizon de planification à long terme. Ce bilan se présente sous la même forme que celle utilisée dans ses Plans d'approvisionnements (PA) déposés sur une base triennale et de leur état d'avancement (EAPA) présenté annuellement.

Ce bilan est requis dans le cadre des dossiers tarifaires annuels afin que la Régie et les parties intéressées puissent évaluer, notamment, les effets de certaines des mesures de gestion des surplus proposées pour l'année témoin sur son bilan en énergie pour les années suivantes. Il s'agit donc d'une information importante et nécessaire pour apprécier sa gestion des approvisionnements tant pour l'année témoin que sur un horizon de plus long terme.

En réponse à la question 20 de la DDR No 4 de UC⁸, le Distributeur a déposé une version révisée du Tableau R-2.1 (B-0076) mentionné précédemment. Il précise :

« Les besoins en énergie utilisés pour les calculs sont en MW, pour chaque heure.

Par ailleurs, au tableau R-2.1 de la pièce HQD-1, document 4.2 (B-0076), à la ligne *Volume d'électricité patrimoniale*, les volumes d'énergie présentés auraient dû correspondre au maximum de la quantité d'électricité patrimoniale disponible, soit 178,9 TWh et non pas à la quantité d'électricité patrimoniale après réduction de l'électricité patrimoniale inutilisée.

⁶ B-0076, HQD-1 doc 4.2, page 5, Tableau R-2.1.

⁷ R-3814-2012, B-0154, page 3, Tableau E-14.

⁸ B-0100, HQD-15 doc 12.2, page 31, Tableau R-20.

Le Distributeur présente au tableau R-20 une version révisée du tableau R-2.1 après correction du volume d'électricité patrimoniale. Les autres quantités, dont celles présentées à la ligne Surplus demeurent inchangées. »
(nous soulignons)

Dans le cadre des dossiers tarifaires des dernières années, UC a mentionné à plusieurs reprises que le mode de présentation utilisé par le Distributeur pour illustrer le bilan de ses besoins en énergie et de ses approvisionnements comporte des lacunes et des incohérences qui, plutôt que de contribuer à une bonne compréhension des enjeux reliés à sa gestion des approvisionnements et des surplus, introduisent une certaine confusion et une difficulté additionnelle d'interprétation. Notamment, si la somme des besoins en énergie pour chaque année de l'horizon prévisionnel est, pour sa part, présentée clairement, le mode de présentation du Distributeur n'indique jamais la somme des approvisionnements disponibles et engagés avant moyens de gestion des surplus. Cette information est d'ailleurs absente de sa preuve, année après année.

En conséquence, le mode de présentation utilisé par le Distributeur ne permet pas d'établir clairement et explicitement la distinction entre les surplus d'approvisionnements avant mesures de gestion, d'une part, et les surplus résiduels après application des mesures de gestion. En effet, dans la portion centrale des tableaux du Distributeur, les volumes associés à certains des approvisionnements (TCE, HQP base et cyclable, utilisation partielle du bloc patrimonial) sont illustrés après application des moyens de gestion des surplus alors que, pour le reste des approvisionnements engagés, les volumes indiqués sont ceux correspondant à leur pleine utilisation. Ces lacunes nuisent à la juste appréciation des moyens de gestion que le Distributeur choisit de déployer, de leur priorisation, de leurs effets sur l'horizon de référence et de leur pertinence.

UC propose donc un mode de présentation du bilan en énergie du Distributeur qui permet d'établir clairement et de bien distinguer :

- la somme des besoins en énergie prévus;
- la somme des approvisionnements disponibles et engagés;
- les surplus avant déploiement des moyens de gestion;
- les moyens de gestion;
- les surplus d'approvisionnements résiduels après déploiement des moyens de gestion.

Ce mode de présentation du bilan en énergie du Distributeur, proposé par UC, est illustré à l'Annexe 1 du présent document. Il reproduit intégralement, sous un nouveau format, l'ensemble des données soumises en preuve par le Distributeur dans le présent dossier sans aucune modification aux valeurs de base.

UC recommande à la Régie d'adopter ce mode de présentation du bilan en énergie pour le présent dossier tarifaire et ceux des années suivantes, ainsi que pour l'examen des Plans d'approvisionnement, et d'ordonner au Distributeur de s'y conformer.

1.2 Évolution des surplus d'approvisionnements

Pour l'année témoin 2014, le Distributeur prévoit des surplus de 13,4 TWh avant le déploiement des moyens de gestion.⁹ Pour les années suivantes, sur la base des prévisions du Distributeur et de son propre bilan des approvisionnements disponibles, les surplus atteindront environ 16 TWh / an de 2015 à 2018, et régresseront progressivement par la suite pour se situer à un niveau d'environ 10 TWh en 2022. De 2023 à 2027, selon le scénario de référence du Distributeur, le niveau des surplus variera entre 7,5 et 9,5 TWh /an.¹⁰

Il s'agit de surplus d'énergie considérables qui comportent des conséquences tarifaires majeures et durables.

Afin de déterminer les causes qui ont mené historiquement à la constitution de tels surplus d'approvisionnements, UC a réuni et examiné l'ensemble des données suivantes :

- les prévisions des ventes (1 an) effectuées par HQD pour les années 2004 à 2014 (illustrées à l'Annexe B);
- les ventes réelles de HQD dans son réseau intégré pour les années 2003 à 2013 (illustrées à l'Annexe C);

UC a ensuite effectué une comparaison des ventes réelles de HQD en réseau intégré avec les prévisions (1 an) des ventes de HQD sur l'ensemble de la dernière décennie, soit les années 2004 à 2013 (Annexe D).

Enfin, UC a examiné les écarts entre les ventes réelles et les ventes normalisées de chacune des années 2004 à 2013 pour les deux catégories de clientèle dont les volumes sont influencés par l'aléa climatique, soit la catégorie Domestique et la catégorie Petite et moyenne puissance (Annexe E).

Les principales observations qui ressortent de cet exercice sont les suivantes :

En ce qui concerne l'évolution des ventes réelles en réseau intégré, aux tarifs réguliers, des années 2004 à 2013¹¹, les volumes totaux de l'ensemble des catégories de clients aux tarifs réguliers ont très légèrement régressé de 2003 à 2013 à un rythme annuel de - 0,06 % / an, soit - 81 GWh 1/ an¹².

Cette stagnation (régression presque nulle) des volumes réels vendus aux tarifs réguliers est clairement causée par l'effondrement de la demande industrielle qui, si l'on

⁹ B-0020, HQD-5 doc 1, page 12, lignes 3 à 5.

¹⁰ Voir le Bilan en énergie présenté à l'Annexe A.

¹¹ Excluant les contrats spéciaux, les tarifs de gestion de la consommation et le tarif éclairage public et sentinelle.

¹² Annexe D, Tableau VR/P-4.

exclut les volumes associés aux contrats spéciaux, a régressé d'environ 20 % de 2003 à 2013 (et même de 25 % de 2005- maximum historique- à 2013) soit à un rythme annuel moyen de – 2,4 % sur l'ensemble de la décennie (ou 1 047 GWh /an)¹³.

Pour leur part, les volumes réels vendus au secteur domestique et au secteur petite et moyenne puissance, ont augmenté respectivement à un rythme annuel moyen de 1,3 % (805 GWh / an) et de 0,4 % (160 GWh / an)¹⁴.

Fait à noter, les volumes vendus en vertu de contrats spéciaux dans le secteur industriel, qui représentaient 29,4 % des ventes totales du secteur industriel en 2003, atteignent maintenant, en 2013, 40,9 % de l'ensemble des volumes d'électricité vendus au secteur industriel¹⁵. HQD n'a pas de contrôle sur ce facteur puisque les volumes de ventes associés aux contrats spéciaux relèvent des politiques de développement industriel mises en oeuvre par son actionnaire, le(s) Gouvernement du Québec, essentiellement pour des motifs de « création » d'emploi en régions.

Le Gouvernement du Québec pouvait-il ignorer que la demande industrielle d'électricité s'effondrait dans de telles proportions ? Certainement pas depuis 2006-2007, puisque cette décroissance était clairement amorcée dès 2005-2006, ce dont il fut informé par les dirigeants d'Hydro-Québec, dès 2006-2007, dans le cadre des travaux de la Commission parlementaire de l'économie et du Travail (CET)¹⁶. On peut d'ailleurs affirmer que les causes de l'effondrement de la demande industrielle en électricité, bien qu'elle fut accélérée par la crise financière de 2008-2009, est de nature structurelle (bien qu'aggravée par la conjoncture de 2008-2009) puisqu'elle était clairement amorcée bien avant le début de la crise financière de 2008-2009 et que les volumes de ventes qui avaient été perdus en 2009 n'ont été que très récupérés par la suite.

Il y a donc lieu de poser la question suivante : les volumes d'approvisionnement additionnels que Hydro-Québec a été forcée d'acquérir depuis 2007-2008 au gré des décrets adoptés par son actionnaire, ont- été acquis utilement et prudemment alors que le Gouvernement était déjà informé de la situation de surplus à long qui se constituait ?

Par ailleurs, la comparaison des prévisions de vente (1 an) effectuées par HQD au cours de cette décennie avec les volumes de ventes réels qui ont été constatés d'année en année démontre que les volumes de ventes ont été inférieurs aux prévisions:

- par une marge moyenne de – 541 GWh / an (-0.84%) au secteur résidentiel;

¹³ Annexe D, Tableau VR/P-3.

¹⁴ Annexe D, Tableaux VR/P-1 et VR/P-2.

¹⁵ Annexe C, Tableau VR-2.

¹⁶ http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/cet-37-2/journal-debats/CET-060921.html#_Toc149463730

- par une marge moyenne de – 1 216 GWh / an (-2,93 %) au secteur petite et moyenne puissance;
- par une marge moyenne de – 859 TWh / an (-2,11 %) au secteur industriel;
- et, pour l'ensemble des dents aux tarifs réguliers, par une marge de 2 744 GWh / an (-1,9%)¹⁷.

Il demeure que, pour la majorité (7/10) des années de la dernière décennie, HQD a correctement anticipé la tendance (à la baisse ou à la hausse) de l'évolution des ventes pour l'année témoin. Cependant, malgré sa capacité (à tout le moins apparente) à prévoir correctement la tendance sur un horizon de 1 an, HQD a très largement surestimé les volumes de ventes, année après année et sur l'ensemble de la décennie. Cette surestimation est encore plus importante si l'on considère ses prévisions à plus long terme, par exemple sur un horizon de 5 ans, soit celles déposées dans le cadre de ses Plans d'approvisionnement et de leurs états d'avancement annuels.

Hydro-Québec a d'ailleurs révisé ses prévisions à long terme de 2004 à 2013, d'année en année et pour chacune des dix dernières années, toujours à la baisse et par une marge importante.

1.3 Estimation prospective des coûts résultant des surplus d'approvisionnements prévus

Pour les 7 prochaines années, soit 2014 à 2020, les surplus d'approvisionnements atteindront 104,6 TWh cumulativement et cela, sous réserve des ajustements additionnels que HQD pourrait devoir effectuer du côté de sa prévision des besoins en énergie et à condition qu'elle n'engage pas d'autres approvisionnements sur cet horizon.

L'estimation des coûts associés à des surplus de cet ordre est tributaire de la variation éventuelle du coût moyen des approvisionnements à long terme de HQD, qu'elle établit à 99,3 M\$ / TWh pour l'année témoin 2014 (1 199,2 M\$ pour 12,1 TWh)¹⁸. Ce coût moyen des approvisionnements post patrimoniaux inclut les coûts associés aux moyens de gestion des surplus, qui peuvent varier d'année en année selon la combinaison de moyens de gestion retenus et leurs coûts spécifiques.

Nous retiendrons néanmoins cette valeur aux fins de fournir une estimation des coûts d'acquisition des approvisionnements et des coûts de gestion de leur part excédentaire (surplus) pour les 7 prochaines années, bien qu'elle ne soit pas parfaite, puisque nous ne disposons d'aucun autre indicateur plus précis.

104,6 TWh x 99,3 M\$ / TWh = 10 386,8 M\$, cumulativement, de 2014 à 2020, soit environ 1 483,8 M\$ / an en moyenne (10 386,8 M\$ / 7 années).

¹⁷ Annexe D, Tableaux VR/P-1, VR/P-2, VR/P-3 et VR/P-4.

¹⁸ B-0020, HQD-5 doc 1, Annexe A, page 23.

2. Coût de service et charges d'exploitation

Dans le dernier dossier tarifaire, UC avait identifié différentes rubriques de coûts faisant partie des charges d'exploitation et du coût de service du Distributeur dont les montants réels avaient excédé les montants autorisés, dans des proportions significatives et de façon récurrente au cours des dernières années, notamment :

- certaines des *Autres charges*
- les revenus autres que les ventes d'électricité;
- certaines des charges d'exploitation;
- l'amortissement;
- la rémunération de la base de tarification pour des investissements autorisés qui n'ont pas été mis en service.

Dans sa décision finale D-2013-037, la Régie avait cependant refusé la proposition de UC à l'effet de créer de nouveaux comptes d'écart dans lesquels les sommes excédant les montants autorisés auraient été comptabilisées en attendant que la Régie en dispose ultérieurement.

La Régie avait invoqué le fait que les deux divisions réglementées, HQT et HQD, avaient amorcé une démarche réglementaire visant l'établissement d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement et l'établissement d'un nouveau taux de rendement sur les capitaux propres. La Régie désirait également éviter de créer de nouveaux comptes d'écart sur une base provisoire.

Depuis, les divisions réglementées d'Hydro-Québec ont effectivement introduit une demande visant, notamment, l'établissement d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement incluant des modalités de partage des trop-perçus et des manques à gagner (dossier R-3842-2013). Cette demande est présentement sous examen.

Il est possible, mais non assuré, que la Régie disposera de cette demande des divisions réglementées d'Hydro-Québec dans un délai suffisamment court pour qu'elle puisse trouver application dès l'année tarifaire 2014, soit le 1^{er} avril prochain.

En conséquence, UC ne réitérera pas sa demande à l'effet de créer des comptes d'écart pour chacune de ces rubriques de coûts qu'elle a identifiées, tout comme l'ACIG et la Régie elle-même.

Cependant, dans l'éventualité où la demande des divisions réglementées ne puisse trouver application dès le 1^{er} avril 2014 (soit parce que les délais ne le permettent pas, soit dans l'éventualité que la Régie la rejette), UC désire s'assurer que les rubriques de coûts qui sont dépourvues de comptes d'écart et qui contribuent depuis plusieurs années à constituer un excédent du rendement réel du Distributeur par rapport au rendement autorisé par la Régie n'auront pas encore pour effet de gonfler les tarifs de

l'année témoin 2014 au-delà du niveau juste et raisonnable et ce, sans possibilité de remise ultérieure des trop-perçus éventuels.

En conséquence, sous réserve de la décision que la Régie rendra dans le dossier R-3842-2013, **UC recommande à la Régie de réduire le montant accordé de chacune des rubriques de coûts qui sont dépourvues de comptes d'écart et qui contribuent depuis plusieurs années à constituer un excédent du rendement réel du Distributeur par rapport au rendement autorisé d'une somme équivalente à la différence moyenne entre le montant demandé et le montant autorisé au cours des cinq dernières années historiques, soit les années 2008 à 2012.**

UC soumettra, en cours d'audience, une estimation de cette différence moyenne entre les montants demandés et autorisés pour chacune de ces rubriques de coûts au cours des cinq dernières années historiques.

3. Gains d'efficience

Suite à son examen de la demande, UC constate que la division Distribution a effectivement réduit significativement le nombre d'ETC au cours de l'année de base (2013), les réductions d'effectifs étant très inégalement réparties entre ses diverses catégories d'emplois. La masse salariale de l'année de base 2013 est notamment inférieure, par une marge de 59 M\$, au montant reconnu dans la décision D-2013-037 (ajustée) pour inclusion dans le revenu requis.

Cependant, la valeur des gains d'efficience attribuables à la réduction des effectifs et de la masse salariale est nettement inférieure à ce qu'elle aurait été en absence d'une croissance exponentielle du coût de retraite. Le coût de retraite qui était de 43,6 M\$ en 2012, et qui devait atteindre 88,6 M\$ en 2013 (D-2013-037), s'élèvera plutôt à 132,5 M\$ pour l'année de base. HQD prévoit qu'il régressera à 108,8 M\$ pour l'année témoin 2014.

Considérant les réductions d'ETC effectuées historiquement par le Distributeur (jusqu'à 40 % des ressources admissibles), des emplois additionnels déjà abolis en 2012 et 2013 (45 % des ressources admissibles), UC craint que les réductions d'effectifs additionnelles prévues pour les années 2014 à 2016 ne puissent se réaliser dans les faits et que leur concrétisation éventuelle, bien qu'improbable, compromette la qualité de la prestation de service du Distributeur et sa capacité de s'acquitter de ses obligations.

De plus, en absence de mesures de contrôle de la croissance du coût de retraite et de nouvelles règles de partage de ces coûts, la poursuite des diminutions d'effectifs amorcées semble peu susceptible de se traduire en des gains d'efficience (\$) additionnels.

UC considère également que le Distributeur n'a pas démontré de façon probante que la valeur alléguée de ses gains d'efficience se traduit effectivement par une réduction du coût de service, ni dans quelle mesure.

Par ailleurs, en cours de traitement du dossier, Hydro-Québec a confirmé qu'elle a conclu une entente de principe pour le renouvellement des conventions collectives de 6 parmi huit groupes d'employés syndiqués et cette entente de principe inclut de nouvelles conditions de partage des coûts du régime de retraite de ses employés en vertu desquelles la part du financement du régime de retraite couverte par l'employeur sera significativement réduite. Les conventions collectives n'ont cependant pas encore été conclues et signées.

UC est d'avis que le renouvellement de ces conventions collectives, dès qu'elles auront été signées vers la fin de l'année 2013, aura pour effet de réduire significativement le coût du régime de retraite par rapport au montant prévu dans la demande du Distributeur. En conséquence, à défaut d'un ajustement de ce montant avant la conclusion du présent dossier, le montant associé au coût de retraite qui sera inclus

Jean-François Blain
Analyste, secteur de l'énergie

Tél. : 514 453-5887

2267, boul. Perrot
Notre-Dame de l'Île Perrot, Qc
J7V 8P4
courriel :j.f.b@sympatico.ca

dans le revenu requis du Distributeur sera significativement plus élevé que son coût réel pour l'année 2014.

UC demande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur d'ajuster le montant associé au coût de retraite de l'année 2014 au niveau réel auquel il se situera lorsque les conventions collectives renouvelées prendront effet et, conséquemment, de le refléter dans la détermination du revenu requis qui sera autorisé pour l'année témoin 2014.

Sommaire des recommandations

- UC recommande à la Régie d'adopter le mode de présentation du bilan en énergie du Distributeur qu'elle (UC) propose, tant pour le présent dossier tarifaire que ceux des années suivantes, ainsi que pour l'examen des Plans d'approvisionnement, et d'ordonner au Distributeur de s'y conformer.
- Sous réserve de la décision que la Régie rendra dans le dossier R-3842-2013, UC recommande à la Régie de réduire le montant accordé de chacune des rubriques de coûts qui sont dépourvues de comptes d'écart et qui contribuent depuis plusieurs années à constituer un excédent du rendement réel du Distributeur par rapport au rendement autorisé d'une somme équivalente à la différence moyenne entre le montant demandé et le montant autorisé au cours des cinq dernières années historiques, soit les années 2008 à 2012.
- UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'ajuster le montant associé au coût de retraite de l'année 2014 au niveau réel auquel il se situera lorsque les conventions collectives renouvelées prendront effet et, conséquemment, de le refléter dans la détermination du revenu requis qu'elle autorisera pour l'année témoin 2014.

ANNEXE A

Présentation du bilan en énergie du Distributeur
proposée par UC

Bilan en énergie de HQD 2014-2027

| en TWh | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Besoins | 183,6 | 182,6 | 184,8 | 185,6 | 187,1 | 191,4 | 193,8 | 194,4 | 195,7 | 197,0 | 199,0 | 199,4 | 200,6 | 201,9 |
| Approvisionnements disponibles et engagés | | | | | | | | | | | | | | |
| Électricité patrimoniale | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 |
| TCE | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 | 4,3 |
| HQP base et cyclable | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 | 5,3 |
| Énergie différée | | | | | | | | | | | | | | |
| Énergie rappelée | | | | | | 0,6 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 0,5 | | | |
| Biomasse Tembec | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Biomasse II - 125 MW | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Biomasse III – 300 MW | 0,8 | 1,1 | 1,8 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| Éolien I – 990 MW | 2,5 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2,5 | 2,2 |
| Éolien II – 2000 MW | 4,3 | 5,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 |
| Éolien III- 500 MW | 0,1 | 0,5 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Éolien IV – 800 MW | | | 0,1 | 0,7 | 1,6 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| petite hydraulique 150 MW | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| achats court terme | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 1,1 | 0,9 | 1,4 | 1,6 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| achats long terme | | | | | | | | | | | 0,2 | 0,5 | 1,5 | 5,1 |
| Total Approv. | 197,3 | 198,9 | 201,1 | 202,2 | 203,3 | 205,0 | 205,8 | 205,6 | 206,1 | 206,4 | 207,4 | 207,2 | 208,1 | 211,4 |
| Surplus avant moyens de gestion | 13,7 | 16,3 | 16,3 | 16,6 | 16,2 | 13,6 | 12,0 | 11,2 | 10,4 | 9,4 | 8,4 | 7,8 | 7,5 | 9,5 |
| Moyens de gestion (MG) des surplus, en TWh | | | | | | | | | | | | | | |
| Élect. patrimoniale inutilisée | -7,4 | -10,0 | -9,8 | -10,2 | -9,8 | -7,4 | -5,9 | -5,8 | -5,1 | -4,5 | -3,7 | -3,2 | -2,6 | -0,6 |
| TCE | -4,3 | -4,3 | -4,3 | -4,3 | -4,3 | -4,3 | -4,3 | -3,6 | -3,6 | -3,2 | -3,2 | -3,2 | -3,6 | -4,3 |
| HQP base et cyclable | -2,0 | -2,1 | -2,1 | -2,0 | -2,0 | -1,2 | -0,8 | -0,8 | -0,7 | -0,6 | -1,0 | -1,4 | -1,3 | -4,5 |
| Total MG | -13,7 | -16,4 | -16,2 | -16,5 | -16,1 | -12,9 | -11,0 | -10,2 | -9,4 | -8,3 | -7,9 | -7,8 | -7,5 | -9,4 |
| Surplus après MG | 0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,5 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,1 | 0,5 | 0 | 0 | 0,1 |

ANNEXE B

Prévisions (1 an) des ventes de HQD
2004-2014

TABLEAU P-1

Prévisions des ventes d'électricité de HQD, 2004-2014
réseau intégré, en GWh

| | catégories tarifaires | | | |
|-------------|------------------------------------|--------------------------------|---|---------|
| | tarifs D, DM, DH, DT domestique | tarifs G et M ptite - moy P | tarif L, LG, H + cont. Sp industrielle | total |
| 2004 | 55 885 | 39 869 | 68 765 | 166 366 |
| 2005 | 57 447 | 40 329 | 70 525 | 168 291 |
| 2006 | 58 978 | 41 201 | 73 519 | 174 189 |
| 2007 | 59 232 | 41 749 | 72 890 | 173 888 |
| 2008 | 59 760 | 41 931 | 70 641 | 172 338 |
| 2009 | 60 440 | 41 707 | 68 558 | 170 714 |
| 2010 | 61 346 | 40 937 | 63 969 | 166 253 |
| 2011 | 63 809 | 41 519 | 66 325 | 171 653 |
| 2012 | 64 312 | 41 810 | 65 253 | 171 375 |
| 2013 | 65 226 | 40 954 | 66 307 | 172 488 |
| 2014 | 65 666 | 41 686 | 62 606 | 169 957 |

notes:

- 1) Volumes de ventes soumis annuellement par HQD pour établir ses revenus requis.
- 2) la consommation totale inclut des volumes non illustrés de 1 857 GWh en 2004, 985 GWh en 2005 et 487 GWh en 2006 pour des tarifs de gestion de la consommation abolis subséquemment.
- 3) la catégorie industrielle inclut les ventes régulières au tarif L, LG et H et les ventes par contrats spéciaux.

sources: R-3692-2002 (HQD-1 Doc 2), R-3541-2004 (HQD-14 Doc4), R-3579-2005 (HQD-13 Doc5), R-3610-2006 (HQD-12 doc 5), R-3644-2007 (HQD-19 Doc1), R-3677-2008 (HQD-12 Doc 3), R-3708-2009 (HQD-12 Doc 3), R-3740-2010 (HQD-12 doc 3), R-3776-2011 (HQD-1 doc 4), R-3814-2012 (HQD-1 doc 4), R-3854-2013 (HQD-1 doc 4).

TABLEAU P-2

Prévisions des ventes d'électricité de HQD - secteur industriel, 2004-2014
réseau intégré, en GWh

| | catégorie industrielle | | |
|-------------|------------------------|-------------------|--------|
| | tarifs L, LG et H | contrats spéciaux | Total |
| 2004 | 48 467 | 20 298 | 68 765 |
| 2005 | 52 068 | 18 457 | 70 525 |
| 2006 | 46 863 | 26 656 | 73 519 |
| 2007 | 45 567 | 27 323 | 72 890 |
| 2008 | 43 569 | 27 072 | 70 641 |
| 2009 | 39 948 | 28 610 | 68 558 |
| 2010 | 38 324 | 25 645 | 63 969 |
| 2011 | 37 996 | 28 329 | 66 325 |
| 2012 | 37 713 | 27 540 | 65 253 |
| 2013 | 37 693 | 28 614 | 66 307 |
| 2014 | 38 104 | 24 502 | 62 606 |

notes:

Volumes de ventes soumis annuellement par HQD pour établir ses revenus requis.
En 2014, les tarifs réguliers L incluent le tarif LG.

sources: R-3692-2002 (HQD-1 Doc 2), R-3541-2004 (HQD-14 Doc4), R-3579-2005 (HQD-13 Doc5), R-3610-2006 (HQD-12 doc 5), R-3644-2007 (HQD-19 Doc1), R-3677-2008 (HQD-12 Doc 3), R-3708-2009 (HQD-12 Doc 3), R-3740-2010 (HQD-12 doc 3), R-3776-2011 (HQD-1 doc 4), R-3814-2012 (HQD-1 doc 4), R-3854-2013 (HQD-1 doc 4).

TABLEAU P-3

Prévisions des ventes d'électricité de HQD, 2004-2014
ensemble des tarifs réguliers, en GWh

| | catégories tarifaires | | | |
|-------------|---|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------|
| | tarifs D, DM, DH, DT domestique | tarifs G et M ptite - moy P | tarif L, LG, H industrielle | total |
| 2004 | 55 885 | 39 869 | 48 467 | 144 221 |
| 2005 | 57 447 | 40 329 | 52 068 | 149 844 |
| 2006 | 58 978 | 41 201 | 46 863 | 147 042 |
| 2007 | 59 232 | 41 749 | 45 567 | 146 548 |
| 2008 | 59 760 | 41 931 | 43 569 | 145 260 |
| 2009 | 60 440 | 41 707 | 39 948 | 142 095 |
| 2010 | 61 346 | 40 937 | 38 324 | 140 607 |
| 2011 | 63 809 | 41 519 | 37 996 | 143 324 |
| 2012 | 64 312 | 41 810 | 37 713 | 143 835 |
| 2013 | 65 226 | 40 954 | 37 693 | 143 873 |
| 2014 | 65 666 | 41 686 | 38 104 | 145 456 |

note:

Prévisions 1 an (année témoin) de HQD, excluant les volumes associés aux contrats spéciaux, aux tarifs de gestion de la consommation et à l'éclairage public et sentinelle.

ANNEXE C

Ventes réelles de HQD, réseau intégré
2003-2013

TABLEAU VR-1

**Ventes réelles d'électricité de HQD, 2003-2013
réseau intégré, en GWh**

| | catégories tarifaires | | | |
|-------------|------------------------------------|--------------------------------|---|---------|
| | tarifs D, DM, DH, DT domestique | tarifs G et M ptite - moy P | tarif L, LG, H + cont. Sp industrielle | total |
| 2003 | 56 792 | 38 881 | 68 877 | 166 794 |
| 2004 | 57 737 | 39 530 | 66 224 | 165 581 |
| 2005 | 56 674 | 39 946 | 70 509 | 168 877 |
| 2006 | 56 406 | 38 617 | 70 982 | 167 042 |
| 2007 | 59 715 | 40 940 | 71 291 | 172 630 |
| 2008 | 60 409 | 40 854 | 68 053 | 169 974 |
| 2009 | 62 123 | 39 826 | 62 025 | 164 770 |
| 2010 | 59 160 | 39 454 | 67 210 | 166 598 |
| 2011 | 62 206 | 40 064 | 65 883 | 168 864 |
| 2012 | 61 755 | 40 128 | 64 490 | 167 158 |
| 2013 | 64 843 | 40 486 | 64 587 | 170 683 |

sources:

- 2003 et 2004: R-3579-2005, HQD-2 doc 1, page 10, Tableau 4.
2005: R-3610-2006, HQD-2 doc 1, page 8, Tableau 3.
2006: R-3644-2007, HQD-2 doc 1, page 10, Tableau 3.
2007: R-3677-2008, HQD-2 doc 1, Annexe A, page 23, Tableau A1.
2008: R-3708-2009, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 19, Tableau A1.
2009: R-3740-2010, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 21.
2010: R-3776-2011, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 25.
2011: R-3814-2012, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 19.
2012: R-3854-2013, HQD-3 doc 2, Annexe A, page 19, Tableau A1.
2013: R-3854-2013, HQD-3 doc 2, page 13, Tableau 6.

notes:

1. La consommation totale inclut des volumes non illustrés associés aux tarifs de gestion de la consommation et à l'éclairage public et sentinelle.
2. Pour l'année 2013, les ventes régulières du secteur industriel incluent les volumes associés au nouveau tarif LG en plus de ceux des tarifs L et H.
3. Les volumes indiqués pour l'année 2013 sont ceux de l'année de base, soit les ventes publiées de janvier à avril et celles prévues pour les mois de mai à décembre.

TABLEAU VR-2

Ventes réelles d'électricité de HQD - secteur industriel, 2003-2013
réseau intégré, en GWh

| | catégorie industrielle | | |
|-------------|------------------------|-------------------|--------|
| | tarifs L, LG et H | contrats spéciaux | total |
| 2003 | 48 610 | 20 267 | 68 877 |
| 2004 | 47 667 | 18 557 | 66 224 |
| 2005 | 50 798 | 19 711 | 70 509 |
| 2006 | 45 175 | 25 807 | 70 982 |
| 2007 | 43 619 | 27 672 | 71 291 |
| 2008 | 40 593 | 27 460 | 68 053 |
| 2009 | 35 888 | 26 137 | 62 025 |
| 2010 | 39 766 | 27 444 | 67 210 |
| 2011 | 39 237 | 26 646 | 65 883 |
| 2012 | 37 547 | 26 943 | 64 490 |
| 2013 | 38 145 | 26 442 | 64 587 |

sources:

- 2003 et 2004: R-3579-2005, HQD-2 doc 1, page 10, Tableau 4.
2005: R-3610-2006, HQD-2 doc 1, page 8, Tableau 3.
2006: R-3644-2007, HQD-2 doc 1, page 10, Tableau 3.
2007: R-3677-2008, HQD-2 doc 1, Annexe A, page 23, Tableau A1.
2008: R-3708-2009, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 19, Tableau A1.
2009: R-3740-2010, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 21.
2010: R-3776-2011, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 25.
2011: R-3814-2012, HQD-2 doc 2, Annexe A, page 19.
2012: R-3854-2013, HQD-3 doc 2, Annexe A, page 19, Tableau A1.
2013: R-3854-2013, HQD-3 doc 2, page 13, Tableau 6.

notes:

1. La consommation totale inclut des volumes non illustrés associés aux tarifs de gestion de la consommation et à l'éclairage public et sentinelle.
2. Pour l'année 2013, les ventes régulières du secteur industriel incluent les volumes associés au nouveau tarif LG en plus de ceux des tarifs L et H.

TABLEAU VR-3

Évolution des ventes réelles de HQD aux tarifs réguliers, 2003-2013
réseau intégré, en GWh

| | catégories tarifaires | | | |
|-------------|-----------------------|---------------|--------------|---------|
| | domestique | ptite - moy P | industrielle | |
| 2003 | 56 792 | 38 881 | 48 610 | 144 283 |
| 2004 | 57 737 | 39 530 | 47 667 | 144 934 |
| 2005 | 56 674 | 39 946 | 50 798 | 147 418 |
| 2006 | 56 406 | 38 617 | 45 175 | 140 198 |
| 2007 | 59 715 | 40 940 | 43 619 | 144 274 |
| 2008 | 60 409 | 40 854 | 40 593 | 141 856 |
| 2009 | 62 123 | 39 826 | 35 888 | 137 837 |
| 2010 | 59 160 | 39 454 | 39 766 | 138 380 |
| 2011 | 62 206 | 40 064 | 39 237 | 141 507 |
| 2012 | 61 755 | 40 128 | 37 547 | 139 430 |
| 2013 | 64 843 | 40 486 | 38 145 | 143 474 |

notes:

la catégorie Domestique inclut les tarifs D, DM, DH et DT;

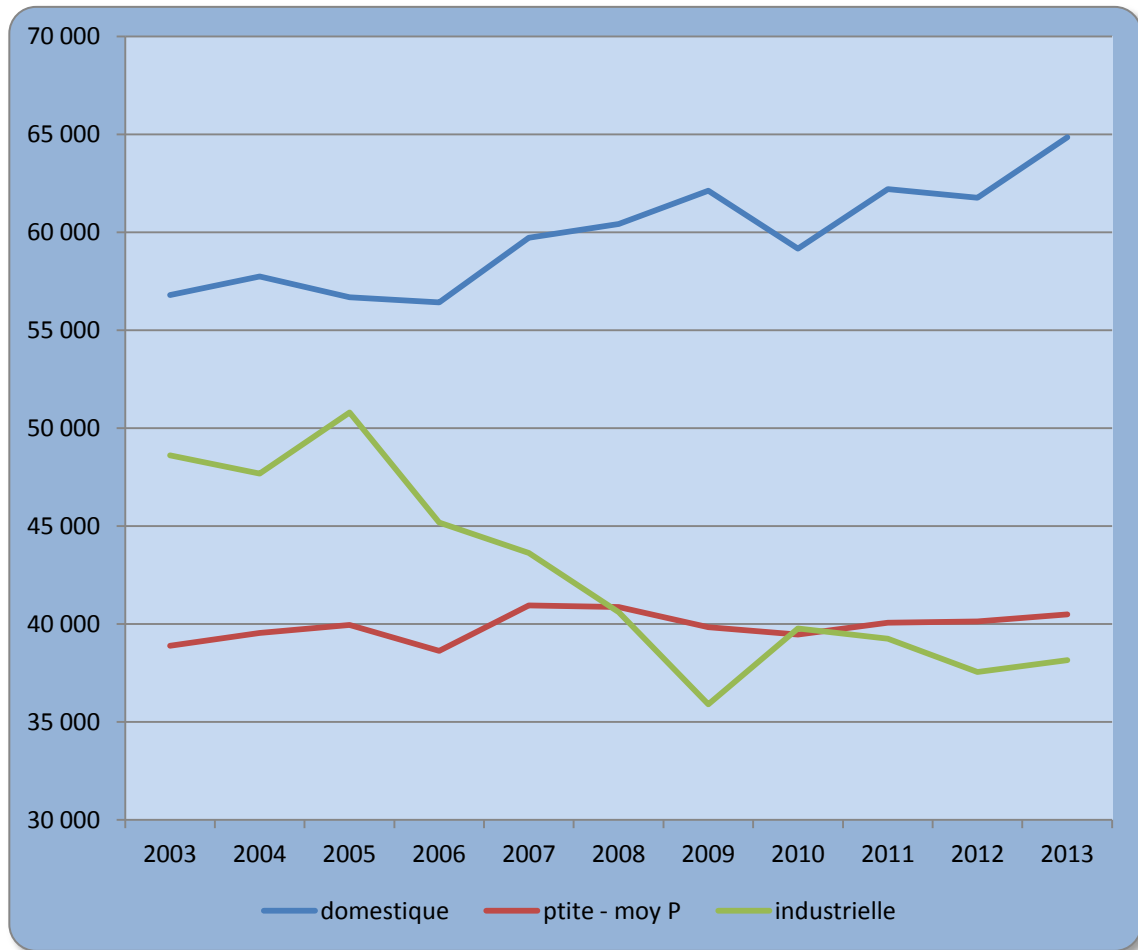
la catégorie Petite et moyenne puissances inclut les tarifs G et à forfait, G-9 et M;

la catégorie Industrielle inclut les tarifs L, H et LG;

les volumes associés aux contrats spéciaux, aux tarifs de gestion de la consommation et au tarif éclairage public et sentinelle sont exclus.

GRAPHIQUE VR-3

**Ventes réelles de HQD aux tarifs réguliers, 2003-2013
en GWh**



ANNEXE D

Comparaison des ventes réelles et des prévisions 1 an de HQD
2004-2013

TABLEAU et GRAPHIQUE VR/P-1

**Comparaison de la prévision et des ventes réelles de HQD
 Catégorie Domestique, 2003-2014
 en GWh**

| | prévisions DT | réelles | écarts réel vs prévu | |
|-------------|---------------|---------|----------------------|-------|
| | | | en GWh | en % |
| 2003 | | 56 792 | | |
| 2004 | 55 885 | 57 737 | 1 852 | 3,3 |
| 2005 | 57 447 | 56 674 | -773 | -1,3 |
| 2006 | 58 978 | 56 406 | -2 572 | -4,4 |
| 2007 | 59 232 | 59 715 | 483 | 0,8 |
| 2008 | 59 760 | 60 409 | 649 | 1,1 |
| 2009 | 60 440 | 62 123 | 1 683 | 2,8 |
| 2010 | 61 346 | 59 160 | -2 186 | -3,6 |
| 2011 | 63 809 | 62 206 | -1 603 | -2,5 |
| 2012 | 64 312 | 61 755 | -2 557 | -4,0 |
| 2013 | 65 226 | 64 843 | -383 | -0,6 |
| 2014 | 65 666 | | -541 | -0,84 |

805 GWh / an
 tam: 1,3 %

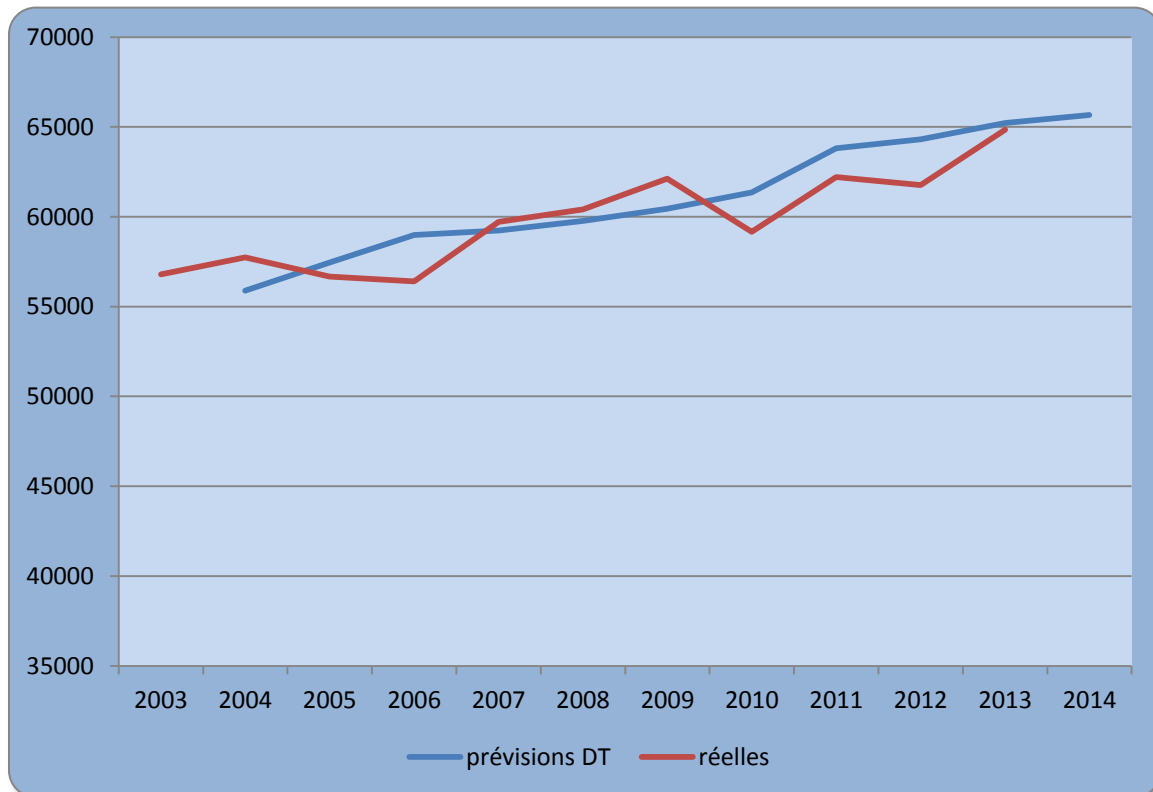


TABLEAU et GRAPHIQUE VR/P-2

Comparaison de la prévision et des ventes réelles de HQD
Catégorie Petite et moyenne puissance, 2003-2014
en GWh

| | prévisions DT | réelles | écarts réel vs prévu | |
|-------------|---------------|---------|----------------------|-------|
| | | | en GWh | en % |
| 2003 | | 38 881 | | |
| 2004 | 39 869 | 39 530 | -339 | -0,85 |
| 2005 | 40 329 | 39 946 | -383 | -0,95 |
| 2006 | 41 201 | 38 617 | -2 584 | -6,3 |
| 2007 | 41 749 | 40 940 | -809 | -1,9 |
| 2008 | 41 931 | 40 854 | -1 077 | -2,6 |
| 2009 | 41 707 | 39 826 | -1 881 | -4,5 |
| 2010 | 40 937 | 39 454 | -1 483 | -3,6 |
| 2011 | 41 519 | 40 064 | -1 455 | -3,5 |
| 2012 | 41 810 | 40 128 | -1 682 | -4,0 |
| 2013 | 40 954 | 40 486 | -468 | -1,1 |
| 2014 | 41 686 | | -1216,1 | -2,93 |

160 GWh / an
 tam: 0,4 %

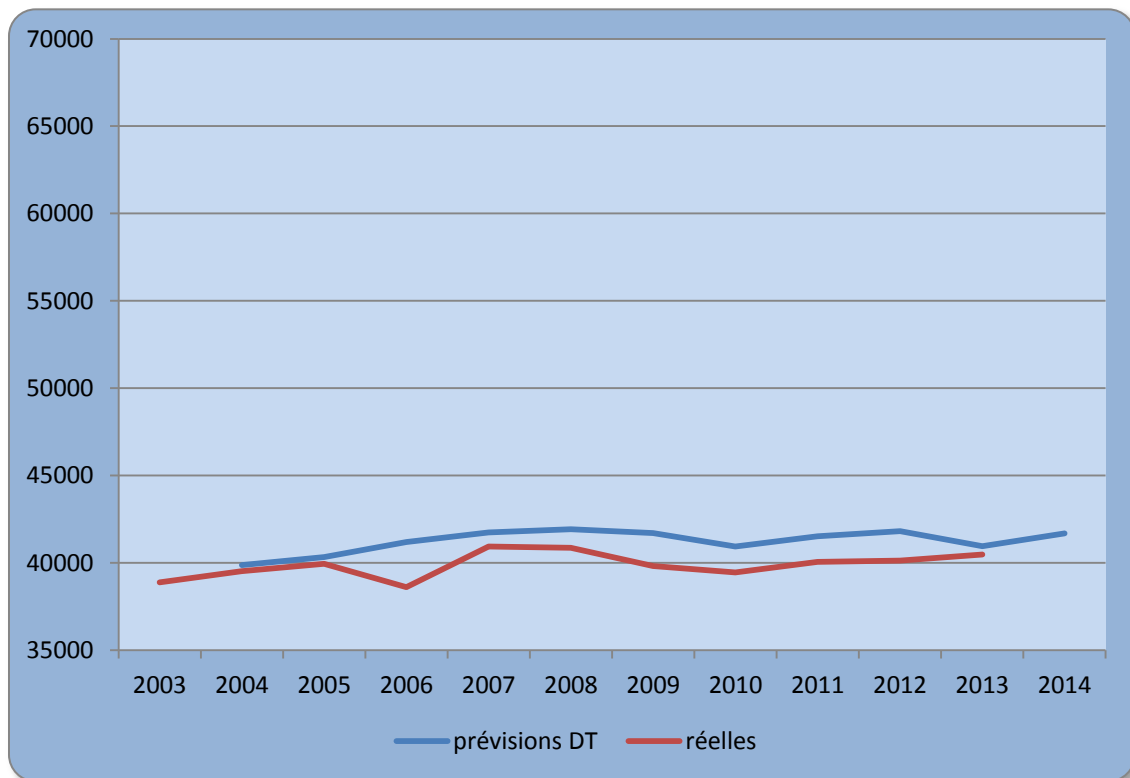


TABLEAU et GRAPHIQUE VR/P-3

Comparaison de la prévision et des ventes réelles de HQD
Catégorie Industrielle, 2003-2014
en GWh

| | prévisions DT | réelles | écarts réel vs prévu | |
|-------------|---------------|---------|----------------------|-------|
| | | | en GWh | en % |
| 2003 | | 48 610 | | |
| 2004 | 48 467 | 47 667 | -800 | -1,7 |
| 2005 | 52 068 | 50 798 | -1 270 | -2,4 |
| 2006 | 46 863 | 45 175 | -1 688 | -3,6 |
| 2007 | 45 567 | 43 619 | -1 948 | -4,3 |
| 2008 | 43 569 | 40 593 | -2 796 | -6,8 |
| 2009 | 39 948 | 35 888 | -4 060 | -10,2 |
| 2010 | 38 324 | 39 766 | 1 442 | 3,8 |
| 2011 | 37 996 | 39 237 | 1 241 | 3,3 |
| 2012 | 37 713 | 37 547 | -166 | -0,4 |
| 2013 | 37 693 | 38 145 | 452 | 1,2 |
| 2014 | 38 104 | | -959,3 | -2,11 |

(1 047) GWh / an
 tam: -2,4 %

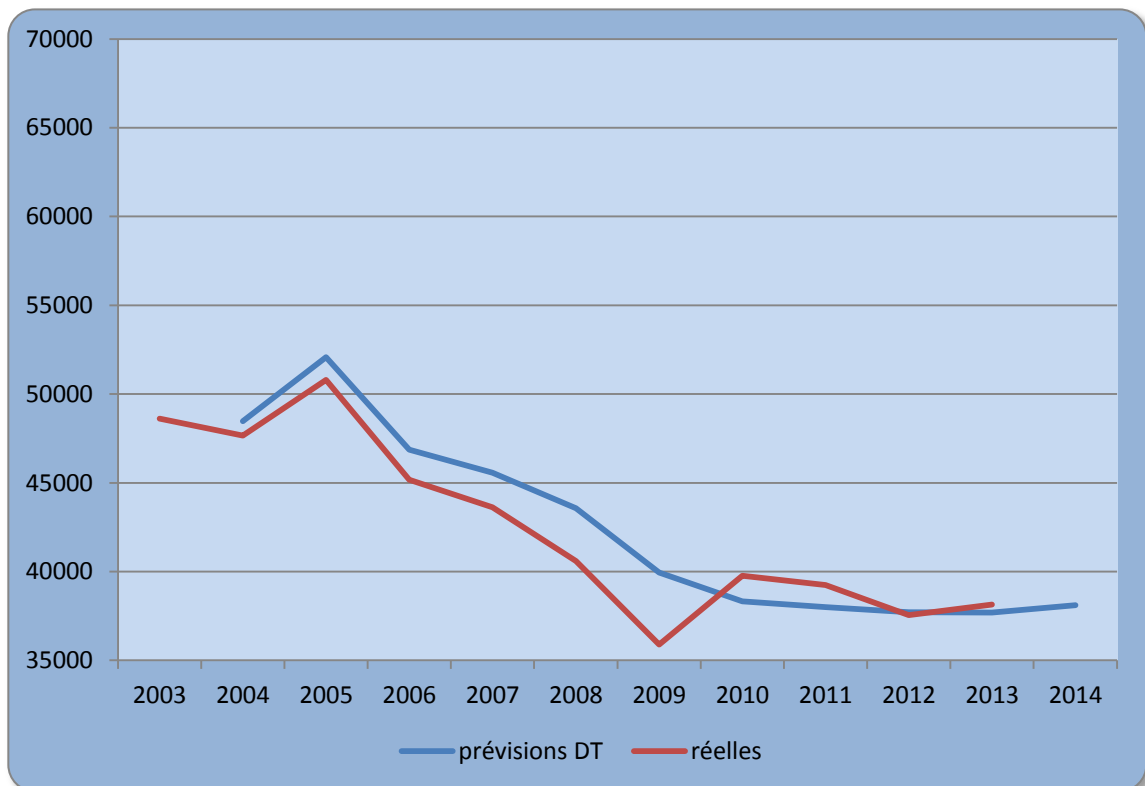
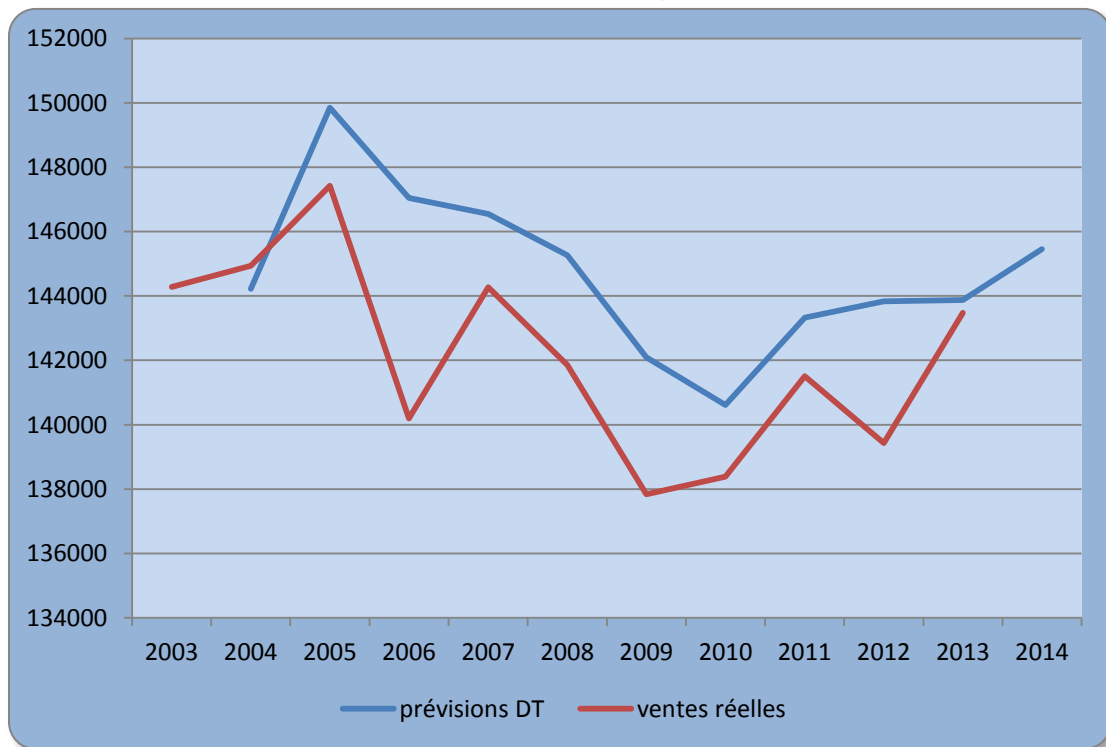


TABLEAU ET GRAPHIQUE VR/P-4

**Comparaison de la prévision (1 an) et des ventes réelles de
 HQD
 ensemble des tarifs réguliers, 2003-2014
 réseau intégré, en GWh**

| | prévisions DT | ventes réelles | écarts réel vs prévu | |
|-------------|---------------|----------------|----------------------|------|
| | | | en GWh | en % |
| 2003 | | 144 283 | | |
| 2004 | 144 221 | 144 934 | 713 | 0,5 |
| 2005 | 149 844 | 147 418 | -2 426 | -1,6 |
| 2006 | 147 042 | 140 198 | -6 844 | -4,7 |
| 2007 | 146 548 | 144 274 | -2 274 | -1,6 |
| 2008 | 145 260 | 141 856 | -3 404 | -2,3 |
| 2009 | 142 095 | 137 837 | -4 258 | -3,0 |
| 2010 | 140 607 | 138 380 | -2 327 | -1,6 |
| 2011 | 143 324 | 141 507 | -1 817 | -1,3 |
| 2012 | 143 835 | 139 430 | -4 405 | -3,1 |
| 2013 | 143 873 | 143 474 | -399 | -0,3 |
| 2014 | 145 456 | | -2744,1 | -1,9 |

(81) GWh / an
 tam: - 0,06 %



ANNEXE E

Historique des écarts entre les ventes réelles et normalisées de HQD
2003-2013

TABLEAU VR/VN-1

Catégorie Domestique (tarifs D, DM, DH)

| | réel | normalisé | réel vs normalisé | écart en % |
|-------------|--------|-----------|-------------------|------------|
| 2003 | 54 182 | 53 195 | 987 | 1,9 |
| 2004 | 54 931 | 54 310 | 621 | 1,1 |
| 2005 | 54 084 | 54 800 | -716 | -1,3 |
| 2006 | 53 665 | 56 670 | -3 005 | -5,3 |
| 2007 | 56 950 | 56 328 | 622 | 1,1 |
| 2008 | 57 532 | 57 671 | -139 | -0,2 |
| 2009 | 59 150 | 59 304 | -154 | -0,25 |
| 2010 | 56 203 | 58 890 | -2 687 | -4,6 |
| 2011 | 59 181 | 60 330 | -1 149 | -1,9 |
| 2012 | 58 733 | 61 499 | -2 766 | -4,5 |
| 2013 | 61 785 | 62 161 | -376 | -0,6 |
| | | | -797 | -1,3 |

note: les volumes illustrés n'incluent pas le tarif DT.

TABLEAU VR/VN-2

Catégorie petite et moyenne Puissance (tarifs G et M)

| | réel | normalisé | réel vs normalisé | écart en % |
|-------------|--------|-----------|-------------------|------------|
| 2003 | 37 822 | 37 505 | 317 | 0,8 |
| 2004 | 38 446 | 38 419 | 27 | 0,1 |
| 2005 | 38 857 | 38 726 | 131 | 0,3 |
| 2006 | 37 574 | 38 726 | -1 152 | -3,0 |
| 2007 | 39 774 | 39 571 | 203 | 0,5 |
| 2008 | 39 732 | 39 901 | -169 | -0,4 |
| 2009 | 38 767 | 39 029 | -262 | -0,7 |
| 2010 | 38 385 | 39 273 | -888 | -2,3 |
| 2011 | 37 226 | 39 404 | -2 178 | -5,5 |
| 2012 | 39 153 | 39 525 | -372 | -0,9 |
| 2013 | 39 483 | 39 591 | -108 | -0,3 |
| | | | -405 | -1,04 |

note: les volumes illustrés n'incluent pas le tarif G-9.