

Projet d'analyse et de projection de débit horaire de référence: rapport final

Etude d'Artelys pour le compte de Gaz Métro

2 Table des matières

3	3	Résumé synthétique de l'étude	5
4	4	Introduction	7
5	4.1	Artelys.....	7
6	4.2	Intervenants	7
7	4.3	Contexte	7
8	4.4	Mandat d'Artelys.....	8
9	5	Étape 1 : calcul du débit horaire de référence pour 2014.....	9
10	5.1	Méthodologie utilisée pour l'établissement du débit horaire de référence	12
11	5.1.1	Choix d'un évènement extrême	12
12	5.1.2	Mise en place de la méthode de calcul du débit horaire de référence	15
13	5.1.3	Mise en œuvre du modèle	23
14	5.2	Valeurs des débits horaires de référence	25
15	5.2.1	Tronçon de Waterloo	25
16	5.2.2	Tronçon de Sabrevois	26
17	5.2.3	Tronçon du Saguenay	27
18	5.3	Réévaluation du débit horaire de référence	27
19	6	Étape 2 : projection du débit horaire de référence pour 2024	28
20	6.1	Introduction.....	28
21	6.2	Méthodologie utilisée pour la projection du débit de horaire de référence.....	28
22	6.3	Quels sont les résultats de la projection par tronçons?.....	35
23	6.3.1	Tronçon de Waterloo	35
24	6.3.2	Tronçon de Sabrevois	37
25	6.3.3	Tronçon du Saguenay	39
26	6.3.4	Résumé pour tous les tronçons.....	42
27	7	Annexe 1 : traitement des données.....	44
28	7.1	Points de livraison	44
29	7.1.1	Remplacements de données manquantes.....	44
30	7.1.2	Corrections des anomalies	44

31	7.1.3	Détection des erreurs de capteur au niveau des points de livraison.....	44
32	7.1.4	Correction des erreurs de capteur au niveau des points de livraison.....	46
33	7.2	Clients à lecture horaire (télémétrie).....	48
34	7.2.1	Détection des erreurs.....	48
35	7.2.2	Correction des erreurs de capteur au niveau des clients à lecture horaire.....	49
36	7.3	Cas particulier de deux postes de livraison.....	50
37	7.4	Comparaison après correction.....	51
38	7.4.1	Tronçon de Sabrevois.....	52
39	7.4.2	Tronçon de Waterloo.....	53
40	7.4.3	Tronçon de Saguenay.....	54
41	8	Annexe 2 : Références internationales, synthèse.....	55
42	9	Annexe 3 : Identification et mise en place des facteurs explicatifs	
43		de la pointe horaire.....	56
44	9.1	Introduction.....	56
45	9.2	Variables calendaires.....	56
46	9.2.1	Saisons.....	56
47	9.2.2	Type de jour.....	57
48	9.2.3	Variable horaire.....	60
49	9.3	Variables météorologiques.....	61
50	9.3.1	Degrés jours : DJ et DJ-1, DJV.....	61
51	9.4	Terme de croissance.....	64
52	10	Annexe 4 : Nuages de points de débits.....	66
53	11	Annexe 5 : Résidu de la régression.....	68
54	11.1	Analyses sur le résidu.....	68
55	11.2	Sécurisation.....	71
56	12	Annexe 6 : équations des régressions.....	75
57	12.1	Tronçon de Waterloo.....	75
58	12.2	Tronçon de Sabrevois.....	76
59	12.3	Tronçon du Saguenay.....	76
60	13	Annexe 7 : débit horaire de référence par points de livraison.....	77

61 14 Annexe 8 : Débits horaires de référence, cas du scénario positif. 78

62 3 Résumé synthétique de l'étude

63 Au début de l'année 2014, Gaz Métro a mandaté Artelys pour effectuer une projection de *débit horaire*
 64 *de référence* à un horizon de 10 ans. Cette projection concerne deux portions du réseau de
 65 transmission de Gaz Métro approchant de la limite de capacité (réseaux de l'Estrie¹ et du Saguenay) et
 66 comporte deux phases :

- 67 ▪ Phase 1 : calcul du *débit horaire de référence* pour 2014
- 68 ▪ Phase 2 : projection du *débit horaire de référence* à l'horizon 2024

69 DÉFINITION DU DÉBIT HORAIRE DE RÉFÉRENCE

70 La définition de *débit horaire de référence* que nous proposons est différente de la pratique usuelle de
 71 Gaz Métro, qui consiste à utiliser le maximum de débit horaire observé l'hiver précédent. Nous
 72 définissons le *débit horaire de référence* comme le débit horaire maximum qui ne sera
 73 raisonnablement pas dépassé lors d'un épisode climatique froid ayant une durée moyenne de retour
 74 de 30 ans. Le choix de la durée de 30 ans a fait l'objet d'une étude de références internationales.

75 PHASE 1 : ANALYSE DES DONNÉES HISTORIQUES, DÉTERMINATION DU DÉBIT HORAIRE DE 76 RÉFÉRENCE

77 Un important volume de données historiques a été analysé durant la phase 1 de l'étude : 6 années de
 78 lecture de débit horaire pour 34 points de livraison et une centaine de clients à lecture horaire
 79 (téléométrie). L'analyse de ces données a permis de concevoir un modèle de débit horaire, basé sur des
 80 régressions linéaires. C'est sur la base de ce modèle qu'est déterminé le débit horaire maximum atteint
 81 lors d'une vague de froid calculé avec le portefeuille de clients de 2014, soit le *débit horaire de*
 82 *référence pour 2014*.

83 PHASE 2 : PROJECTION DU DÉBIT HORAIRE DE RÉFÉRENCE À HORIZON 2024

84 Le *débit horaire de référence* pour 2014 a ensuite été projeté à un horizon de 10 ans lors de la phase 2
 85 de l'étude. La projection a été effectuée à partir des données de SECOR et ce, sans tenir compte des
 86 limites de capacité existantes.

87 L'évolution du débit de l'ensemble des clients de petite taille est issue de l'analyse du débit historique
 88 de ces clients. Pour les grands clients avec une pérennité assurée, l'évolution du débit de pointe est
 89 également issue de l'analyse historique de leur débit total. Lorsque des clients importants sont
 90 susceptibles de cesser leur activité ou au contraire d'ouvrir de nouveaux sites, les évènements
 91 correspondants ont été traduits sous forme de probabilité. Ceci a mené à une approche de type
 92 Monte-Carlo pour la projection du *débit horaire de référence*. Le résultat de la projection est basé sur
 93 plusieurs milliers de trajectoires simulant ainsi les ajouts ou pertes de débits liés à des ouvertures ou
 94 fermetures d'usines, des transferts vers le tarif continu, et l'ajout de clients à lecture mensuelle.

95

¹ Tronçons de Sabrevois et de Waterloo

96 **RÉSULTATS**

97 Dans le tableau qui suit, nous présentons les pointes horaires historiques et les *débits horaires de*
 98 *référence* pour 2014 (point de départ de la projection). Nous ajoutons les *débits horaires de référence*
 99 pour 2024 dans le principal scénario étudié.

 100 **Tableau 1- Résultat des débits horaires de référence calculés en 2014 et projetés en 2024**

	Sabrevois	Waterloo	Saguenay
Maximum historique (m3/h)	88'580	57'250	127'560
<i>Débit horaire de référence</i> (2014, m3/h)	89'450	55'820	129'500
<i>Débit horaire de référence</i> (2024, m3/h)	105'950	70'890	152'487

101

102 4 Introduction

103 4.1 Artelys

104 Artelys est une compagnie spécialisée en optimisation, aide à la décision et modélisation. Les
 105 consultants d'Artelys réalisent des prestations de conseil, de formation et de développement logiciel
 106 pour des sociétés et organismes du secteur énergétique, principalement en Europe où elle est un
 107 acteur de référence. De par son expertise dans l'analyse technico-économique de problématiques liées
 108 à l'énergie et son indépendance vis-à-vis des grands acteurs du domaine, Artelys a été choisie pour la
 109 réalisation de plus d'une centaine d'études liées à des projets majeurs d'investissement en moyens de
 110 transmission, de production ou de stockage d'énergie.

111 Artelys est présente à Paris, Chicago et Montréal.

112 4.2 Intervenants

113 Arnaud Renaud est le président d'Artelys. Il a plus de vingt ans d'expérience dans l'analyse et
 114 l'optimisation de la production et du transport d'énergie. Il a mené au sein d'Artelys plusieurs dizaines
 115 d'études. Il a travaillé notamment pour le compte de la commission de régulation de l'énergie (CRE,
 116 France) sur les thèmes de l'analyse et la tarification des réseaux de transport de gaz et des
 117 interconnexions électriques. Il a réalisé des études et coordonné le développement de logiciels portant
 118 sur la planification de la production électrique et l'organisation des marchés de l'électricité. Il a
 119 coordonné de nombreuses études portant sur la gestion du risque : pour les stockages
 120 hydroélectriques, les portefeuilles d'actifs gaziers et le transport d'électricité. Antérieurement à
 121 Artelys, il a participé aux développements d'une partie importante des méthodes et des outils
 122 aujourd'hui utilisés par Électricité de France (EDF) pour la gestion de ses moyens de production.
 123 Arnaud Renaud est titulaire d'un diplôme en génie de l'École Nationale Supérieure des Techniques
 124 Avancées (ENSTA, France) et d'un doctorat en mathématiques et automatique (École des Mines de
 125 Paris, France).

126 Guillaume Tarel est le vice-président d'Artelys Canada. Il a participé pour Artelys à des travaux pour
 127 Gaz Métro, Canmet Énergie (Ressources Naturelles Canada), l'ADEME (France, organisme dépendant
 128 du ministère chargé de l'énergie) et la DGCIS (ministère français de l'industrie). Antérieurement à
 129 Artelys, il était consultant en Suisse et a participé à une étude pour l'Office Fédéral Suisse de l'Énergie.
 130 Guillaume Tarel est titulaire de deux diplômes de master en génie (École Centrale de Paris et École
 131 Polytechnique Fédérale de Lausanne, EPFL, Suisse) et d'un doctorat en génie physique de l'EPFL.

132 4.3 Contexte

133 Avec plus de 5 milliards \$ d'actifs et environ 1 400 employés au Québec, Gaz Métro est une grande
 134 entreprise énergétique québécoise et l'un des plus importants distributeurs de gaz naturel au Canada.
 135 Gaz Métro dessert plus de 192 000 clients au Québec grâce à un réseau de conduites souterraines de
 136 plus de 10 000 km. Au Québec, les activités de Gaz Métro sont encadrées par la Régie de l'énergie du
 137 Québec qui fixe « *les tarifs et les conditions auxquels le gaz naturel est fourni, transporté, livré ou*
 138 *emmagasiné par un distributeur* ». La Régie surveille également « *les opérations des distributeurs de*

139 *gaz naturel [...], approuve leurs plans d'approvisionnement et leurs projets d'investissement,*
 140 *construction des immeubles ou des actifs destinés à la distribution du gaz naturel »².*

141 Gaz Métro se doit, en tant que distributeur, d'assurer « *la sécurité de son réseau et [...] de prendre*
 142 *toutes les mesures nécessaires pour assurer l'approvisionnement des clients de son réseau* ». Or,
 143 « *certaines portions du réseau de transmission approchent de la limite de capacité et pourraient*
 144 *nécessiter des renforcements pour assurer le développement futur et aussi pour des considérations de*
 145 *fiabilité opérationnelle.* »³

146 4.4 Mandat d'Artelys

147 Pour deux des portions du réseau de Gaz Métro approchant de la limite de capacité, le réseau de
 148 l'Estrie⁴ et le réseau du Saguenay, Artelys a reçu le mandat de réaliser une projection de **débit horaire**
 149 **de référence à un horizon de 10 ans**. Ce travail a comporté deux étapes :

- 150 ▪ Étape 1 : Le calcul du *débit horaire de référence* pour 2014, point de départ de la projection
- 151 ▪ Étape 2 : La projection du *débit horaire de référence* à l'horizon 2024

² http://www.regie-energie.qc.ca/energie/gaz_role.html

³ Société en commandite Gaz Métro, Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, CRITÈRES APPLIQUÉS À LA CONCEPTION ET À L'OPÉRATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

⁴ Tronçons de Sabrevois et de Waterloo

152 5 Étape 1 : calcul du débit horaire de référence 153 pour 2014

154 Q1. Quelle est l'utilité du débit horaire de référence ?

155 Le *débit horaire de référence* est une demande de gaz horaire à laquelle il est raisonnable de
156 s'attendre selon des critères prédéfinis. Cette demande est locale, et donc spécifique à chaque
157 réseau de transmission de la franchise de Gaz Métro : une demande excédentaire sur un réseau
158 ne peut pas se transférer sur un autre. Lorsque le *débit horaire de référence* s'approche de la
159 capacité maximale pour laquelle un réseau a été construit, des modifications locales doivent être
160 réalisées pour poursuivre son développement. Ces interventions, de par leur complexité,
161 nécessitent un délai de planification et de réalisation important, ce qui justifie d'effectuer une
162 projection à moyen terme du *débit horaire de référence*.

163 Q2. Quelle est l'utilité de l'analyse de la demande de journée de pointe ?

164 L'évaluation de la demande en journée de pointe n'est pas l'objet de l'analyse présentée dans ce
165 document. Elle consiste à définir les approvisionnements en amont du territoire de Gaz Métro
166 pour répondre à la demande continue. La gestion quotidienne des livraisons de gaz suit les normes
167 établies dans le domaine gazier et définies par les contrats NAESB. Ainsi, la planification *a priori*
168 de la journée précédente, les nominations en cours de journée et le constat *a posteriori* des
169 déséquilibres de livraisons sont effectués pour rencontrer la demande quotidienne de la clientèle,
170 sans considération du profil horaire (exception faite du « no negative flow rate » lors de révision
171 en cours de journée).

172 Q3. Quelle est la différence entre l'évaluation du débit horaire de référence et l'évaluation de la 173 demande de journée de pointe ?

174 L'objectif de ces deux analyses n'est pas le même. Les deux distinctions principales sont les
175 suivantes :

- 176 ■ Zone d'analyse : du point de vue des approvisionnements gaziers, le lieu de consommation des
177 clients n'a pas d'importance. Il n'en est pas de même en revanche d'un point de vue
178 hydraulique (ingénierie), où l'on doit s'assurer que chaque client soit desservi selon ses besoins
179 (en pression et en consommation horaire), qu'il soit situé au Saguenay ou en Estrie.
180 L'interruption d'un client au Saguenay n'influence pas la pression sur le réseau de l'Estrie.
- 181 ■ Durée nécessaire : en termes d'approvisionnements gaziers, Gaz Métro a une entente avec le
182 fournisseur pour ne pas dépasser une certaine consommation pendant une journée complète.
183 Ceci est possible malgré les incertitudes sur la demande, car les conduites qui acheminent le
184 gaz jusqu'à la franchise de Gaz Métro sont d'un diamètre élevé et sont opérées à très haute
185 pression. Ceci fait en sorte que la quantité de gaz présente dans ces conduites est grande et
186 peut absorber une variation temporaire de la demande pendant la journée. Au niveau local,
187 les conduites de Gaz Métro sont de diamètre plus réduit et donc la quantité de gaz présente
188 « en réserve » est plus faible. Pour cette raison, une consommation élevée sur un réseau de
189 transmission de Gaz Métro, même de faible durée, pourrait faire chuter la pression à des

190 niveaux inacceptables. Tous les réseaux gaziers de la franchise de Gaz Métro ne peuvent
 191 opérer adéquatement que si des niveaux de pressions prédéfinis sont respectés localement.

192 Q4. Qu'est-ce-que le débit horaire, et d'où proviennent les données correspondantes ?

193 Chaque réseau ou tronçon est constitué de **points de livraison**, ou postes de livraison. Le débit
 194 horaire total d'un tronçon est égal à la somme des débits horaires de ses points de livraisons⁵,
 195 additionnés pendant la même période de temps. Gaz Métro a fourni à Artelys pour chacun des 3
 196 tronçons le débit horaire de chaque point de livraison (sauf un nombre réduit de points ne disposant
 197 pas de lecture horaire), pour la totalité de l'historique de 5 ans analysé.

198 Q5. Comment sont classés les clients dans cette étude et d'où proviennent les données
 199 correspondantes ?

200 Il a été fait une distinction entre deux types de clients :

- 201 ▪ Les **clients à lecture horaire**, ou en télémétrie. Gaz Métro a fourni à Artelys pour chacun des
 202 trois tronçons le débit horaire de chaque client en lecture horaire⁶.
- 203 ▪ Les **clients à lecture mensuelle**⁷. Les données de débit horaire des clients à lecture mensuelle
 204 n'existent pas par définition. On peut cependant obtenir le débit horaire du total de ces clients
 205 par différence, entre le débit des postes de livraison et celui de l'ensemble des clients en
 206 télémétrie.

207 Q6. Quel est l'historique de données disponible ?

208 Les données sont disponibles sur un historique de 5 ans, allant de 2009 à 2014.

209 Q7. Quels traitements ont été effectués sur les données ?

210 Un certain nombre de corrections ont été effectuées sur les données, relativement à des données
 211 manquantes ou erronées.

212 **On trouvera en annexe 1 plus de détails concernant les traitements sur les données.**

213 Q8. Qu'est-ce-que le débit horaire de référence ?

214 Étant donné l'historique des débits horaires observés sur un tronçon, il est nécessaire de **déterminer**
 215 quel est le débit horaire qui ne sera **raisonnablement** pas dépassé. Par *raisonnablement*, on entend
 216 un débit horaire déterminé selon des critères statistiques quantitatifs et comparables à la pratique
 217 internationale. On parle de *déterminer* le débit horaire de référence et non nécessairement de le

⁵ Le tronçon de Waterloo compte 6 points de livraison : Stukely-Sud, Magog, Sherbrooke, Bromptonville, Brompton et Windsor. Le tronçon de Sabrevois compte 15 points de livraison : Waterloo, Shefford, Granby, Saint Valérien de Milton, Acton Vale, Upton, Saint Germain, Drumondville, Saint Joachim de Courval, Sainte Hyacinthe, Bromont, Cowansville, Farnham, Saint Brigidie, Saint Alexandre. Le réseau du Saguenay compte 13 points de livraison : La Baie, Chicoutimi, Dubuc, Jonquière, Larouche, Saint Bruno, Alma, Herbertville, Desbiens, Saint André du Lac Saint Jean, La tuque, Lac à la Tortue, Saint Maurice

⁶ Généralement, des clients consommant un grand volume de gaz naturel.

⁷ Il est à noter que cette distinction n'est pas exactement celle VGE/PMD utilisé par Gaz Métro. Il existe par exemple des petits clients (PMD) à lecture horaire.

218 mesurer, car il est possible que ce débit horaire de référence ne se soit pas présenté dans l'historique.
 219 En effet, le débit horaire de référence peut être :

- 220 ▪ Supérieur au maximum historique (par exemple si la vague de froid historique –ou *évènement*
- 221 *climatique extrême*- s'est présenté dans l'historique pendant un jour de faible demande,
- 222 typiquement un jour férié)
- 223 ▪ Inférieur au maximum historique (notamment si, depuis la date du maximum historique, un
- 224 client important a cessé ses consommations de gaz)

225 Q9. Quelle était la méthode employée par Gaz Métro auparavant?

226 La méthode employée jusqu'à présent par Gaz Métro consistait à utiliser le maximum du débit horaire
 227 observé l'hiver précédent, c'est-à-dire réellement mesuré sans aucune sécurisation pour un
 228 évènement climatique extrême ou pour des conditions particulières. Même si cette méthode donne
 229 une bonne estimation du débit horaire de référence, elle mérite d'être approfondie. En particulier,
 230 l'hiver précédent peut avoir été particulièrement doux historiquement, alors que la demande sur le
 231 réseau de Gaz Métro est très dépendante de la température. Cette méthode entraîne nécessairement
 232 de grandes variations sur le débit horaire maximum considéré d'une année à une autre.

233 Q10. Comment est-ce que le travail d'Artelys s'insère dans la discussion sur les critères de
 234 conception et d'opération utilisés par Gaz Métro ?

235 À l'automne 2013, la firme Det Norske Veritas (DNV) s'est vue confier le mandat d'analyser les critères
 236 de conception et d'opération du réseau gazier utilisés par Gaz Métro⁸. DNV a identifié cinq critères
 237 (soit les critères no 10, 11, 13, 14, et 15) qui méritaient une attention particulière. Les critères suivants
 238 ont été assignés à Artelys :

- 239 - 10 : *La température minimale atteinte durant l'hiver précédent est considérée dans les analyses*
- 240 *hydrauliques et sert de valeur de conception pour ajuster à la hausse le débit horaire observé*
- 241 *au poste de livraison.*
- 242 - 15 : *Le débit horaire de pointe observé est le débit maximal mesuré en prenant la somme des*
- 243 *débites aux postes de livraison d'un réseau de transmission. En d'autres mots, ce débit est le*
- 244 *débit maximal coïncidant sur une heure pour le réseau de transmission.*

245 Dorénavant, Artelys recommande les modifications suivantes aux critères 10 et 15 :

- 246 - 10 : L'épisode climatique « le plus froid » des 30 dernières années est utilisé pour calculer le
- 247 débit horaire de référence. Il utilise la température réchauffée et tient compte de la
- 248 combinaison suivante : la température moyenne de la journée par l'intermédiaire du degré-
- 249 jour (« DJ »), la température moyenne du jour précédent (par le degré jour précédent, « DJ-
- 250 1 ») et le degré jour-vent moyen (« DJV »).
- 251 - 15 : Le débit horaire de référence est le débit donné par un modèle statistique de débit horaire
- 252 lors de l'épisode climatique défini dans le critère 10. Le modèle est calibré sur l'historique de
- 253 la somme coïncidente des débits horaires aux postes de livraison du réseau de transmission.

⁸ Société en commandite Gaz Métro, Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, Gaz Métro-02, document 14

254 Cette valeur est sécurisée pour tenir compte des variations entre le modèle statistique et les
 255 valeurs observées qui ne sont pas expliquées par le modèle.

256 5.1 Méthodologie utilisée pour l'établissement du débit 257 horaire de référence

258 5.1.1 Choix d'un évènement extrême

259 *Q11. Pourquoi choisir un évènement climatique extrême ?*

260 Le concept de débit horaire de référence intègre une notion de risque : il s'agit d'évaluer le débit tel
 261 que le risque d'observer un débit plus important soit inférieur à un niveau de probabilité fixé. La nature
 262 du risque à prendre en compte dans le territoire de la franchise de Gaz Métro est principalement liée
 263 à la température⁹, la consommation de gaz comportant bien-sûr un effet thermosensible important. Il
 264 s'agit donc en grande partie d'estimer l'impact d'un évènement de froid extrême sur l'amplitude du
 265 débit horaire d'un réseau ou tronçon de transmission d'une région donnée. Cela se fait en modélisant
 266 le lien entre les températures et les débits horaires sur l'historique de débit observé le plus long
 267 possible. Ensuite, des archives météorologiques sont utilisées pour intégrer l'évènement extrême à
 268 considérer en termes de facteurs météorologiques (température et vent).

269 La question essentielle est donc de savoir quel est l'évènement climatique extrême à considérer.
 270 Autrement dit, il faut déterminer quel est **le temps de retour** en années de l'évènement climatique
 271 auquel le système doit être capable de faire face.

272 *Q12. Quelle est la définition du temps de retour ?*

273 Pour une pointe de froid, on appelle temps de retour moyen ou simplement temps de retour le nombre
 274 d'années, en moyenne, avant de retrouver un hiver comportant une pointe similaire. Il ne s'agit donc
 275 pas exactement du temps avant de retrouver le même niveau de pointe, car une pointe située dans le
 276 même hiver ne sera pas considérée.

277 *Q13. Quels sont des exemples d'utilisation de temps de retour ?*

278 Nous présentons ci-dessous deux exemples hors du domaine du gaz afin d'illustrer la notion de de
 279 temps de retour.

- 280 ■ Le territoire des Pays-Bas est en grande partie situé proche ou même sous le niveau de la mer.
 281 Pour cette raison, un système complexe de digues permet de maintenir l'intégrité de ce
 282 territoire (en particulier suite à de très importants travaux liés à des inondations dans les
 283 années 1950). En ce qui concerne le niveau de risque, les digues sont conçues pour résister à
 284 l'évènement historique ayant un temps de retour de 500 ans : le système doit donc être
 285 dimensionné pour résister à la pire crue qui se présente statistiquement tous les 500 ans. Ce
 286 temps est très important, en lien avec la gravité mesurée vis-à-vis de l'usage final, autrement
 287 dit de l'impact sur les tiers.

⁹ La demande horaire de pointe dépend également du jour de la semaine, de l'heure etc. Ces points seront bien-sûr pris en compte lors de la construction du modèle de pointe sur la base des données historiques.

- 288 ▪ Dans les réseaux électriques, le temps de retour est plus réduit (souvent 10 ans¹⁰), car les
 289 systèmes électriques et leurs consommateurs peuvent tolérer des coupures de service.
 290 ▪ Dans le cas des réseaux de gaz, le temps de retour est nécessairement plus élevé que pour les
 291 réseaux électriques, à cause des difficultés techniques et sécuritaires liées aux coupures de
 292 service.

293 Q14. Dans le domaine du gaz, quelles sont les valeurs typiques utilisées en Amérique du
 294 Nord (Canada et États-Unis) ?

295 Le terme habituellement utilisé en anglais pour caractériser l'évènement de pointe dimensionnant des
 296 réseaux de gaz est « *design day* ». Dans la majorité des références présentées, la durée de pointe est
 297 de **un jour** (et non pas plusieurs jours ou quelques heures). Une évaluation complémentaire du débit
 298 horaire correspondant est parfois effectuée¹¹.

299 Aux États-Unis, un important travail d'analyse de la valeur du « *design day* » a été effectué ces
 300 dernières années, notamment sous l'impulsion des autorités de régulation du secteur électrique. En
 301 effet, la production électrique au gaz, portée notamment par des prix du gaz relativement faibles, s'est
 302 développée ces dernières années aux États-Unis. Ceci a tendance à augmenter les contraintes sur le
 303 réseau de gaz (les pointes thermosensibles de gaz et d'électricité se trouvant ainsi couplées). La NERC
 304 (autorité fédérale chargée des normes de fiabilité pour le réseau électrique) a notamment publié des
 305 études à ce sujet¹².

306 Notre travail d'analyse a pris en compte des références de différentes origines :

- 307 ▪ Autorités de régulation ou documents présentés aux autorités de régulation (ISO du Texas, de
 308 la Nouvelle Angleterre, FERC, NERC, régulateurs du Connecticut, du Maine, du New Hampshire,
 309 du Wyoming, du Minnesota et du Connecticut)
 310 ▪ Compagnies énergétiques (PG&E et le regroupement *Pacific Northwest Utilities Conference*
 311 *Committee*)
 312 ▪ Rapports de compagnies de consultation (ICF international notamment pour le Manitoba,
 313 Black & Veatch, Concentric)

314 **Il ressort de ces références les grandes lignes suivantes :**

- 315 ▪ Les temps de retour utilisés usuellement sont de l'ordre de 20 à 50 ans. Au bas de l'échelle, la
 316 référence pour le Manitoba indique 15 ans, alors que PG&E (Californie) utilise 90 ans, mais
 317 considère seulement les clients utilisant le gaz pour le chauffage de locaux (dans ce cas, il est
 318 possible que tous les autres clients ne soient plus approvisionnés)
 319 ▪ En ce qui concerne les réseaux électriques, le temps de retour habituellement utilisé est de 10 ans.
 320 C'est le cas d'Hydro Québec, mais il faut se rappeler que les difficultés liées aux coupures de service

¹⁰ Un critère habituellement utilisé en Amérique du Nord (par exemple au sein du NPCC dont Hydro Québec fait partie) est le « *loss of load expectation* », qui vaut usuellement 0.1 jours par an environ, soit un critère d'un jour tous les 10 ans.

¹¹ Par exemple le document présenté par Unilux aux commissions des utilités publiques du New Hampshire et du Maine indique que le flux durant l'heure de pointe est de 5% du total journalier.

¹² *NERC 2013 Special Reliability Assessment: Accommodating an Increased Dependence on Natural Gas for Electric Power Phase II: A Vulnerability and Scenario Assessment for the North American Bulk Power System*

321 de gaz sont de nature différente de celles pour les réseaux électriques. A noter que, comme Gaz
 322 Métro, Hydro Québec utilise un « réchauffement » des températures d'environ 0.3°C par dizaine
 323 d'années séparant la mesure de l'année pour laquelle est faite l'analyse.

324 *Q15. Dans le domaine du gaz, quelles sont les valeurs typiques utilisées en Europe ?*

325 En Europe, le document cadre définissant les exigences **minimales** pour les compagnies de gaz des
 326 pays membres de l'union européenne est le règlement (UE) n° 994/2010¹³. Il spécifie notamment qu'en
 327 cas de défaillance d'une infrastructure majeure (critère de redondance dit « N-1 »), la demande de
 328 **pointe journalière** ayant un **temps de retour de 20 ans** doit être satisfaite. Il faut également noter que
 329 le problème de l'approvisionnement (capacité à répondre à une demande importante sur plusieurs
 330 jours de suite) est plus couramment mis en avant en Europe qu'en Amérique du Nord.

331 Les exigences du règlement UE concernant la pointe sont ensuite déclinées par les compagnies
 332 concernées dans un document d'analyse de risques (« *risk assessment* »). Artelys a effectué l'analyse
 333 d'un certain nombre de ces documents, portant sur les pays suivants : Belgique, France, Grande-
 334 Bretagne, Grèce, Hongrie, Pays-Bas. Dans la plupart des cas, les opérateurs indiquent aller au-delà des
 335 exigences minimales formulées dans le règlement. **Il ressort de ces références** que les temps de retour
 336 utilisés usuellement se situent entre 20 et 50 ans.

337 *Q16. Dans le domaine du gaz, quelles sont les valeurs typiques utilisées en Australie ?*

338 Un document concernant l'Australie a été étudié¹⁴, et indique un temps de retour de 20 ans.

339 **On trouvera en annexe 2 plus de détails concernant les références bibliographiques étudiées.**

340 *Q17. Quelles sont les valeurs choisies pour la détermination du débit horaire de référence*
 341 *dans le cas de Gaz Métro ?*

342 Suite à l'analyse de références internationales, Artelys propose de retenir les critères suivants :

- 343 ■ Le risque pris en compte est un risque **purement météorologique sans incident (sans critère**
 344 **« N-1 »), se combinant à l'impact des variables calendaires** (heure, date) : ceci veut dire qu'on
 345 calculera le débit horaire de référence lors d'une vague de froid (événement météorologique
 346 extrême) **se produisant un jour de semaine hors congés** (variables calendaires)
- 347 ■ L'évènement météorologique extrême considéré est d'**une journée**, sachant que :
 - 348 ○ Les températures seront réchauffées : la Régie a en effet ordonné de corriger les
 349 températures passées pour prendre en compte le réchauffement climatique; une
 350 température historique d'il y a 10 ans doit être "réchauffée" de 0.3°C¹⁵.
 - 351 ○ 44 ans d'historique de données de températures journalières seront utilisés (1970-
 352 2014), la méthode de réchauffement des températures avant 1970 n'étant pas
 353 clairement établie. Les données de vent seront prises en compte

¹³ Voir le Journal officiel de l'Union européenne du 12 novembre 2010.

¹⁴ 2012 Review of the Weather Standards for Gas Forecasting, Australian Energy Market Operator, Victorian EDD Review

¹⁵ Une crainte soulevée par Artelys est le risque que la pointe n'évolue pas comme la moyenne. Cette crainte semble cependant écartée, car les documents d'Ouranos tendent à indiquer une réduction des pointes similaires à l'évolution moyenne, voire plus fortes que l'évolution moyenne.

354 ▪ Le temps de retour sera de **30 ans**, qui se compare bien avec la pratique de compagnies
 355 analogues à Gaz Métro et se situe dans la moyenne des références étudiées.

356 *Q18. Comment cela modifie t'il le critère 10 identifié par DNV ?*

357 Le critère 10¹⁶ indique l'utilisation de « *la température minimale atteinte durant l'hiver précédent* ». A
 358 ce critère, nous recommandons de substituer le critère de l'évènement climatique extrême (avec
 359 température réchauffée) ayant un temps de retour moyen de 30 ans.

360 5.1.2 Mise en place de la méthode de calcul du débit horaire de 361 référence

362 5.1.2.1 Présentation sommaire du modèle : régression linéaire avec un facteur 363 de sécurisation

364 *Q19. Le débit horaire de référence va donc être la valeur donnée par un modèle de débit
 365 horaire lors de l'évènement climatique extrême. Comment ce modèle va-t-il être construit ?*

366 Pour commencer, le débit horaire observé historiquement va être divisé en deux parties : le débit des
 367 clients à lecture horaire et celui des clients à lecture mensuelle. Chacune de ces deux parties va être
 368 modélisée sous forme d'une régression linéaire¹⁷ dépendant de différents¹⁸ facteurs explicatifs.

369 *Q20. Pourquoi avoir recours à une méthode de régression, et non à une autre méthode
 370 (par exemple des réseaux de neurones) ?*

371 Le débit horaire de gaz est influencé par des facteurs divers : météorologiques (température
 372 principalement, mais également vent, nébulosité), calendaires ou économiques. Aussi, l'analyse du
 373 débit passe généralement par la modélisation du lien entre le débit et des facteurs explicatifs. D'un
 374 point de vue mathématique, on représente ce lien par un modèle ayant la structure suivante : $Y \approx$
 375 $f(X)$ où Y représente le débit, X les facteurs explicatifs et f la fonction représentant leur lien. La
 376 précision du modèle dépendra des données, des facteurs explicatifs choisis et de la fonction retenue.

377 Le domaine des statistiques offre un large éventail de techniques pour traiter ce type de problèmes
 378 dits de « régression ». Ils se distinguent :

- 379 • par le **type de fonction** qu'ils utilisent (ex. combinaison linéaire des facteurs explicatifs) ;
- 380 • par le **critère** de qualité du modèle (ex. erreur quadratique moyenne sur l'historique) ;

¹⁶ Société en commandite Gaz Métro, Cause tarifaire 2014, R-3837-2013

¹⁷ Une régression linéaire consiste à expliquer une variable (ici le débit horaire) par une ou plusieurs variables explicatives. Dans le modèle, le lien entre ces variables est linéaire.

¹⁸ La modélisation du débit horaire de gaz utilise les variables explicatives suivantes : degré jour, degré jour précédent, degré jour-vent, jour de semaine/férié/fin de semaine. On retrouve ainsi les variables utilisées pour l'analyse de la journée de pointe pour les approvisionnements de Gaz Métro. A ces variables, Artelys ajoute la variable horaire (heure de la journée) et un terme de tendance pour prendre en compte les évolutions de la demande moyenne entre 2009 et 2014. Une base de température pour le calcul des degrés jours de 13°C a été utilisée et recommandée par Gaz Métro. Elle correspond à la pratique actuelle de Gaz Métro, suite à une modification récente de 18°C à 13°C.

- 381 • par l'**algorithme de calcul des paramètres** de la fonction qu'ils retiennent (ex. minimisation
382 des moindres carrés).

383 *Il est à noter que les exemples indiqués ci-dessus correspondent à la régression linéaire «classique».*

384 Le choix d'une technique résulte généralement d'un compromis entre :

- 385 • la qualité du modèle sur l'historique de données (capacité de **restitution**) ;
- 386 • sa capacité à s'adapter à des données nouvelles (capacité de **généralisation**) ;
- 387 • son **interprétabilité**.

388 Dans le domaine de l'énergie (électricité et gaz), pour l'analyse de la demande¹⁹, les deux principales
389 familles de méthodes utilisées sont :

- 390 ▪ Les méthodes de type régressions linéaires généralisées et les méthodes dérivées (ex. GAM :
391 « *generalized additive model* ») ;
- 392 ▪ Les méthodes d'apprentissage de type réseaux de neurones.

393 Les régressions linéaires généralisées et les méthodes dérivées répondent bien aux impératifs de
394 stabilité et d'interprétabilité exigés pour des études stratégiques.

395 *Q21. L'utilisation de régressions linéaires est-t-elle répandue dans le domaine de l'énergie?*

396 Oui. Nous citons ci-dessous quelques exemples pour illustrer la variété des usages de ces méthodes de
397 régression :

- 398 ▪ Gaz Métro utilise des régressions linéaires pour réaliser ses plans d'approvisionnements
399 présentés à la Régie de l'énergie;
- 400 ▪ Enbridge utilise les régressions, notamment pour la projection de la demande (voir par
401 exemple Exhibit I.A3.EGD.STAFF.13, ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC. RESPONSE TO BOARD
402 STAFF INTERROGATORY #13, Ontario Energy Board/Commission de l'énergie de l'Ontario)
- 403 ▪ Fortis BC fait mention de l'utilisation de régressions; voir notamment dans BRITISH COLUMBIA
404 UTILITIES COMMISSION, FortisBC Energy Utilities long term plan 2014 (Exhibit C3-2)
- 405 ▪ Vermont Gas fait usage de régressions. Voir notamment State of Vermont Public Service
406 Board, septembre 2013, discussion de l'« integrated resource plan » de Vermont Gas.
- 407 ▪ Avista mentionne dans son plan de ressources intégré (« 2006 NATURAL GAS INTEGRATED
408 RESOURCE PLAN ») : *Avista uses multiple regressions to compute the forecast coefficients by*
409 *customer classes* (voir page 19);
- 410 ▪ Le rapport de l'hiver 2013-2014 du *Northeast Power Coordinating Council Reliability*
411 *Assessment*, mentionne explicitement l'utilisation de régressions, par exemple pour l'Ontario
412 (voir aussi les documents de Hydro One Networks à destination de l'OEB);
- 413 ▪ Dans son travail pour l'ISO du Texas, Itron utilise des régressions²⁰;

¹⁹ Voir par exemple, CANADIAN APPLIED MATHEMATICS QUARTERLY, 2009, MATHEMATICAL MODELS FOR NATURAL GAS FORECASTING, "The most common mathematical modeling techniques used to forecast daily demand are multiple linear regression and artificial neural networks."

²⁰ ERCOT Growth Index Evaluation; Itron, Inc. Forecasting and Load Research Solutions, février 2014

- 414 ▪ L'étude de l'analyse de risques pour la Belgique mentionne les régressions, et les préfère à des
415 modèles à saturation²¹;
- 416 ▪ Le document du JRC, centre de recherche de l'union européenne, discute de l'emploi des
417 régressions (*Best practices and methodological guidelines for conducting gas risk assessments,*
418 *JRC, Europe, 2012*);
- 419 ▪ Le document rédigé par la compagnie Concept pour le cas de la Nouvelle-Zélande (*Gas Supply*
420 *and Demand Scenarios 2012 - 2027, August 2012*) évoque des régressions;
- 421 ▪ Un document indique explicitement l'emploi commun des régressions (*CANADIAN APPLIED*
422 *MATHEMATICS QUARTERLY, 2009, MATHEMATICAL MODELS FOR NATURAL GAS*
423 *FORECASTING, "The most common mathematical modeling techniques used to forecast daily*
424 *demand are multiple linear regression and artificial neural networks"*).

425 Q22. *Qu'en est-il des méthodes de type réseaux de neurones ?*

426 Les méthodes d'apprentissage de type réseaux de neurones sont réputées pour leur capacité de
427 restitution, mais ne sont pas aisément interprétables²². Ceci crée notamment une difficulté pour se
428 convaincre de leur stabilité dans des situations éloignées de celles où ils ont été « entraînés »²³. Leur
429 utilisation pour les études stratégiques est de ce fait beaucoup moins courante.

430 Q23. *Quels sont les facteurs explicatifs utilisés pour le modèle de régression ?*

431 Le modèle utilise des facteurs explicatifs choisis en fonction de l'analyse détaillée des données. Ces
432 facteurs sont les suivants :

- 433 - Heure de la journée
- 434 - Degré jour en base 13°C, basé sur une température moyenne journalière entre 10AM et 10AM.
435 Le degré jour en base 13°C est calculé comme le maximum entre 0°C et la différence entre
436 13°C et la température moyenne du jour ($\max(0, 13-T)$)
- 437 - Degré jour précédent en base 13°C, basé sur une température moyenne journalière entre
438 10AM et 10AM
- 439 - Degré jour vent en base 13 degrés Celsius, basé sur une température et un vent moyen
440 journaliers entre 10AM et 10AM. C'est le produit du degré jour et du vent moyen journalier.
- 441 - Type de jour : jour de semaine (ouvert), samedi, dimanche et jour férié
- 442 - Un terme de croissance variant linéairement entre le début et la fin de l'historique (2009-
443 2014).

444 **On trouvera en annexe 3 plus de détails concernant le choix des facteurs explicatifs.**

²¹ Risk Assessment Belgium, FPS Economy, S.M.E.s, Self-Employed and Energy, 2011: distingue les risques géopolitiques, techniques, économiques, environnementaux, géologiques.

²² Voir par exemple l'étude faite par Itron pour ERCOT: "In Itron's experience, no Independent System Operator (ISO) or major utility use neural network models to forecast long-term growth. Instead, Itron's clients use a regression framework due to the explanatory power of the model and simplicity."

²³ "However, while an artificial neural network is quite good at interpolating a solution that was not presented during training, it is not as good at extrapolating outside the domain of the training knowledge". Source : Canada, CANADIAN APPLIED MATHEMATICS QUARTERLY, 2009, MATHEMATICAL MODELS FOR NATURAL GAS FORECASTING

445 *Q24. Quel est la structure du modèle de régression utilisé ?*

446 Nous utilisons un modèle par heure de la journée :

Débit Horaire [heure h, jour J]=	
α_H	Influence de l'heure
$\alpha_{DJ,H} * DJ$	Influence du degré jour
+ $\alpha_{DJ-1,H} * DJ-1$	Influence du degré jour précédent
+ $\alpha_{DJV,H} * DJV$	Influence du degré jour vent
+ $\alpha_{JourOuvré,H} * [1 \text{ si jour ouvré, } 0 \text{ sinon}]$	Influence du jour ouvré
+ $\alpha_{Samedi,H} * [1 \text{ si samedi, } 0 \text{ sinon}]$	Influence du samedi
+ $\alpha_{Constant,H}$	Terme constant
+ $\alpha_{Croissance,H} * [\text{Terme linéaire entre } 0 \text{ et } 10]$	Terme de croissance

447 *Q25. Un modèle de débit horaire est déterminé pour les clients à lecture horaire, et un*
 448 *autre pour les clients à lecture mensuelle. Comment combiner ces deux modèles pour obtenir*
 449 *la contribution de ces deux types de clients au débit horaire de référence ?*

450 Il ne faut pas additionner le débit de pointe de chacun des deux types de clients (à lecture mensuelle
 451 et à lecture horaire) car cela correspondrait à une pointe non coïncidente. Nous verrons plus loin
 452 qu'après avoir déterminé les paramètres donnant le débit maximum pour le premier type de client,
 453 ces mêmes paramètres sont utilisés pour calculer la contribution du deuxième type de clients, alors
 454 même que cela n'est pas son débit maximum.

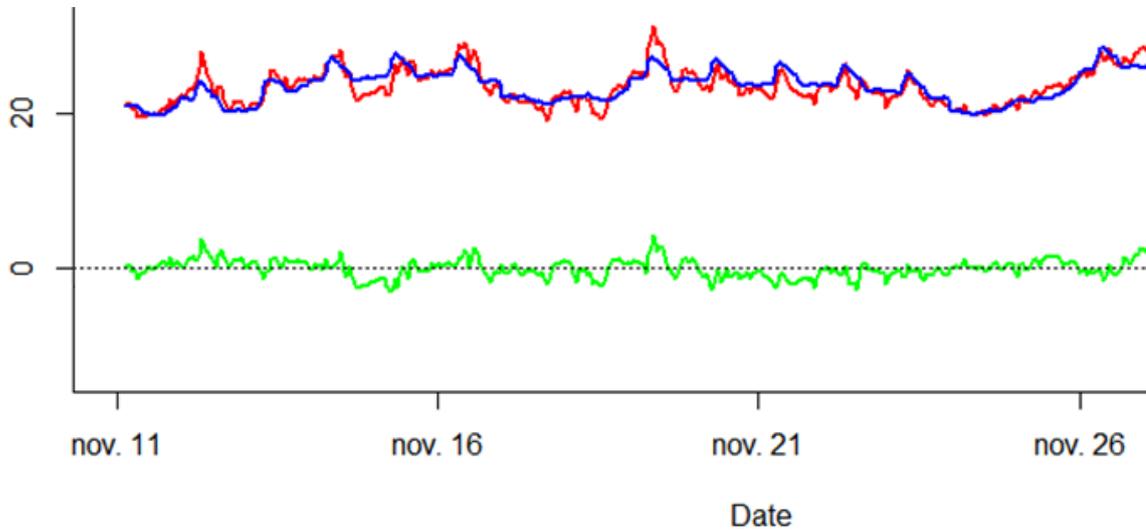
455 *Q26. Le modèle de débit horaire se base donc au départ sur des régressions. A quoi*
 456 *compare-t-on ce modèle?*

457 Ce modèle est comparé au débit historique, en prenant soin de retirer le débit consommé
 458 historiquement par des clients qui ne consomment plus aujourd'hui (par exemple, des sites fermés).

459 *Q27. Le modèle de débit horaire obtenu avec les régressions est-il suffisant pour*
 460 *reproduire correctement les pointes observées historiquement ?*

461 **En partie seulement.** L'emploi de régressions discutées ci-dessus nous permet d'expliquer la majeure
 462 partie du débit horaire des clients à lecture mensuelle, et une partie considérable du débit horaire des
 463 clients à lecture horaire, qui représentent une fraction élevée de la demande totale dans les tronçons
 464 de Waterloo et du Saguenay. Cependant, un certain nombre d'évènements de consommation
 465 observés dans l'historique ne sont pas entièrement expliqués par les régressions. Nous pouvons
 466 observer ceci dans la figure ci-dessous dans laquelle est présenté-en plus du débit réel et du débit
 467 expliqué par le modèle-, le résidu qui est l'erreur du modèle dans l'évaluation du débit.

468 **Figure 1- Comparaison du débit modélisé et du débit réel pour les clients à lecture horaire du tronçon de Sabrevois, du 11**
 469 **au 26 novembre 2012. Débit en milliers de m³/h : débit réel en rouge, débit modélisé en bleu, résidu en vert.**



470

471 *Q28. Comment expliquer cette différence entre le modèle et le débit réel ?*

472 Le modèle est capable d'expliquer la dépendance du débit horaire en fonctions de ses facteurs
 473 explicatifs. Cependant, le débit horaire dépend aussi d'autres facteurs, spécifiques à chacun des
 474 clients : par exemple un surcroît d'activité, l'utilisation d'une chaudière au gaz pour remplacer une
 475 autre source d'énergie, etc. Ce problème est exacerbé dans le cas de cette étude, pour deux
 476 raisons liées à la taille réduite des tronçons étudiés:

- 477 - La taille réduite limite l'effet de « foisonnement géographique » qui est obtenu avec des
 478 régions plus grandes : il s'agit du fait que plus la région étudiée est grande, plus important est
 479 l'effet de moyenne entre les différentes sous-régions
- 480 - Également, le nombre réduit de clients limite l'effet de « foisonnement temporel » : la pointe
 481 d'un client individuel à une heure donnée est plus visible dans la courbe de débit total, car elle
 482 n'est pas « noyée » dans un nombre élevé de débits d'autres clients.

483 *Q29. Quelle est la méthode proposée pour pallier à cette difficulté ?*

484 Il est nécessaire de prendre en compte cet aspect difficile à prévoir afin d'évaluer les pointes : on doit
 485 donc ajouter une quantité représentant la partie de débit qui n'est pas expliquée par les facteurs
 486 calendaires ou météorologiques : un facteur de sécurisation.

487 *Q30. Quel est le principe de calcul de cette sécurisation ?*

488 L'approche que nous retenons consiste pour commencer à identifier si ce sont les clients à lecture
 489 horaire ou à lecture mensuelle qui contribuent majoritairement au débit de pointe horaire du tronçon
 490 (« clients majoritaires du tronçon »). Par la suite, on modélise la consommation de ce type de client,
 491 et on recherche la combinaison de facteurs explicatifs historiques donnant les pointes horaires. Celles-
 492 ci sont inférieures au réel observé puisqu'elles n'incluent pas la contribution des clients de l'autre type.

493 On ajoute ensuite à cette première valeur (pointe donnée par le modèle des clients majoritaires) la
 494 valeur de débit donnée par le modèle de l'autre type de client pour les mêmes valeurs des variables

495 explicatives : même jour, heure, température etc. Cette dernière valeur n'est donc pas le maximum
 496 donné par le modèle pour ce type de client : c'est une pointe non sécurisée.

497 On obtient encore des pointes horaires inférieures au réel observé.

498 On va finalement « sécuriser » la pointe du type de client majoritaire du tronçon : on ajoute une
 499 quantité à la pointe donnée par le modèle, autrement dit un facteur de sécurité. Cette quantité est
 500 calculée comme un quantile du résidu de la régression. La valeur en pourcentage du quantile est
 501 choisie pour minimiser l'écart moyen entre les 60 pointes historiques à des jours différents et les
 502 pointes horaires modélisées. La stabilité du résultat en modifiant le nombre de pointes considérées
 503 autour de 60 a été vérifiée.

504 *Q31. Pouvez-vous en montrer un exemple ?*

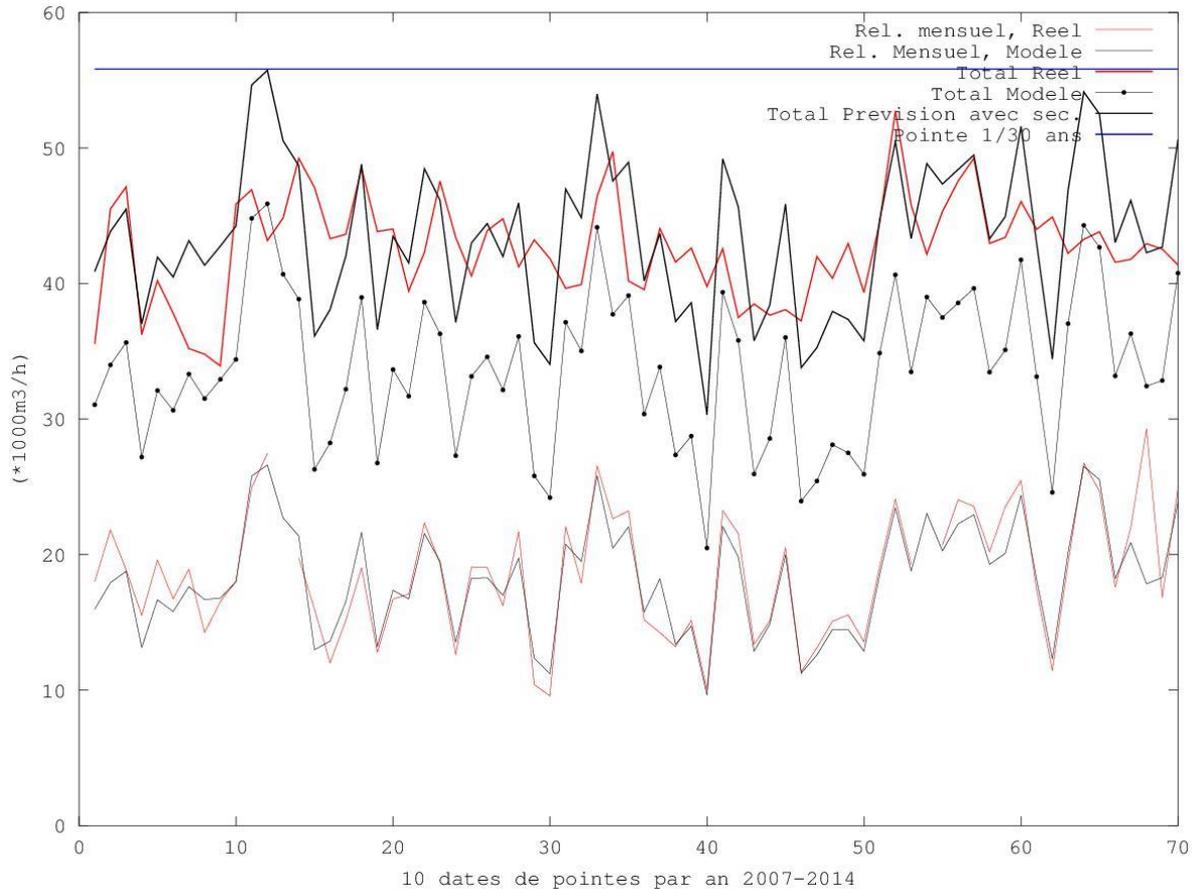
505 Cette approche est détaillée dans la figure ci-dessous pour le tronçon de Waterloo :

- 506 ▪ Dans ce tronçon, le type de client majoritaire est représenté par les clients à lecture horaire;
- 507 ▪ On détermine pour commencer les dates des 10 pointes horaires annuelles les plus
 508 importantes pour ce type de client ; il s'agit donc des 10 maximums de la somme des débits
 509 mesurés de ces clients à lecture horaire pour chaque année (60 au total);
- 510 ▪ Pour les mêmes dates (mêmes facteurs explicatifs), on calcule les valeurs de pointes horaires
 511 telles que données par le modèle. Si l'une des pointes mesurées s'est produite un dimanche
 512 très froid, on choisit également un dimanche pour le calcul de la pointe donnée par le modèle;
- 513 ▪ Pour le même évènement, on ajoute la pointe horaire donnée par le modèle de clients à
 514 lecture mensuelle. Cette pointe horaire n'est pas nécessairement le maximum historique pour
 515 ce type de clients;
- 516 ▪ On sécurise ces pointes horaires par une valeur constante (un quantile du résidu, ou facteur
 517 de sécurisation);
- 518 ▪ On calcule finalement le débit horaire de référence (trait bleu), valeur de la pointe pour
 519 l'évènement climatique extrême ayant un temps de retour de 30 ans; cette valeur peut être
 520 plus élevée que le maximum historique, par exemple si le maximum historique (mesuré) a été
 521 atteint par exemple un dimanche; **le débit horaire de référence sera le point de départ de la**
 522 **projection.**

523 Dans le graphique, on observe en trait fin (rouge et noir) les pointes modélisées et réelles pour les
 524 clients à lecture mensuelle. Ensuite, le trait noir avec points indique le débit de pointe modélisé sans
 525 sécurisation pour l'ensemble des clients. Afin d'atteindre les niveaux de pointe réels (courbe rouge en
 526 trait épais), on ajoute une valeur fixe (facteur de sécurisation) qui produit la courbe noire en trait épais.
 527 Le facteur de sécurisation est choisi pour minimiser l'écart moyen entre les deux courbes en trait épais.
 528 Le débit horaire de référence est indiqué par le trait bleu

529
530

Figure 2- A titre d'exemple, présentation des 10 plus grandes pointes annuelles du tronçon de Waterloo sur les années de l'historique disponibles.



531

532 Q32. La notion d'évènement climatique extrême s'applique-t-elle au terme de
533 sécurisation ?

534 Non, car ce facteur ne dépend pas des aléas météorologiques.

535 Q33. Qu'arrive-t-il sans sécurisation ?

536 Notamment à cause de l'absence de foisonnement géographique et temporel discutée ci-dessus, les
537 débits de pointe horaire sont clairement sous-estimés.

538 5.1.2.2 – Prise en compte des volumes consommés au service interruptible

539 Q34. La méthodologie utilisée pour l'établissement du débit horaire de référence tient-elle
540 compte des volumes consommés au service interruptible (tarif D₅) ?

541 Oui, mais seulement en partie tel que plus amplement expliqué ci-après.

542 Q35. Qu'est-ce-que le service interruptible offert par Gaz Métro ?

543 Le service interruptible de Gaz Métro (D₅) est un tarif qui, en temps normal, permet d'utiliser les
544 capacités de transport qui excèdent les besoins de la demande continue. Lorsque la température se
545 refroidit et que la demande continue augmente, les clients au service interruptible sont interrompus,
546 en tout ou en partie dépendamment de leur contrat, afin de dédier l'entièreté des capacités de

547 transport à la desserte des clients en service continu. En théorie, les clients au service interruptible
 548 devraient moins contribuer à la demande de pointe horaire maximale (débit horaire de référence)
 549 puisqu'interrompus.

550 *Q36. Les constats dans le cadre de votre analyse cadrent-ils avec le principe détaillé ci-*
 551 *dessus ?*

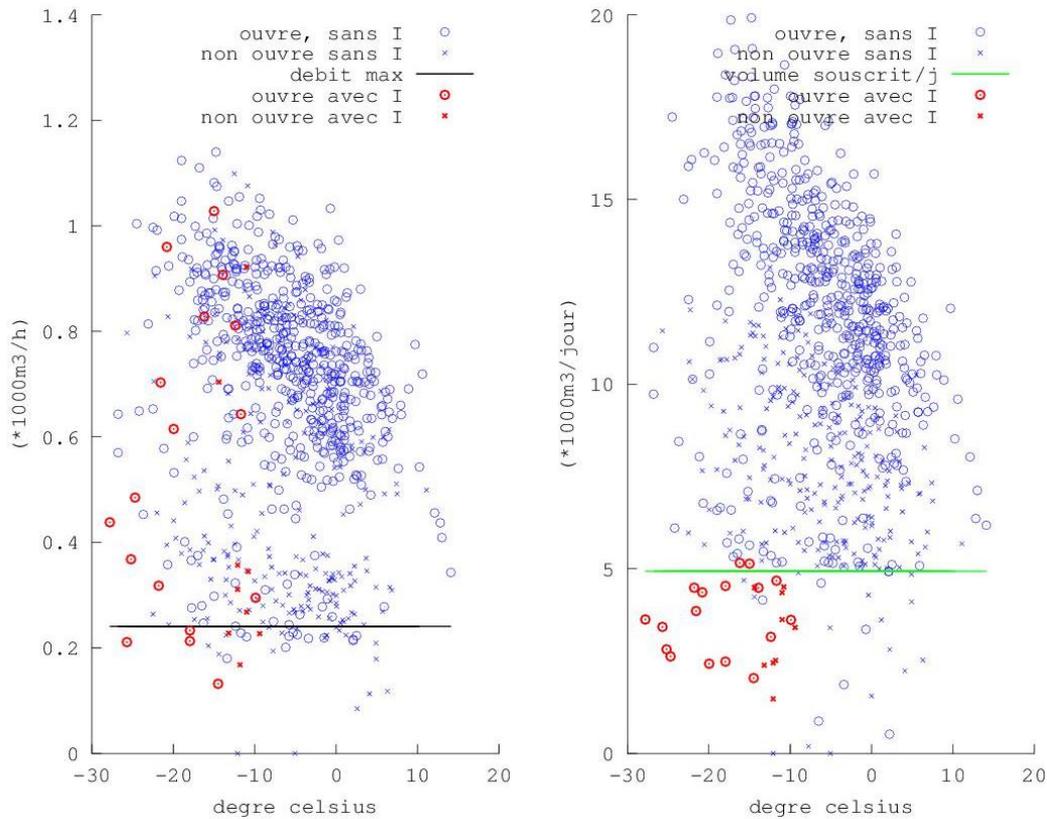
552 Pas pour tous les clients. Nous avons constaté au fil de nos analyses que les débits horaires réels
 553 observés chez les clients en combinaison tarifaire pouvaient ne pas montrer de baisse significative lors
 554 d'une journée d'interruption.

555 Une investigation plus en profondeur de ce constat nous a permis de réaliser que l'une ou l'autre des
 556 trois situations suivantes pouvaient se produire :

- 557 ▪ Le client ne respectait pas son débit contractuel signé, mais ceci est rare;
- 558 ▪ Le client interrompu consommait du gaz d'appoint pour éviter une interruption ;
- 559
- 560 ▪ Si le client disposait d'un volume réduit au tarif continu, il pouvait le respecter en diminuant
 561 par exemple fortement sa consommation en après-midi tout en ayant une consommation
 562 importante en fin d'interruption (le lendemain matin avant 10H00). La figure suivante
 563 présente ce cas. On trouvera des explications détaillées sur la lecture de ce graphique en
 564 annexe 4. Le graphique de gauche est un graphique de débit de pointe journalier : chaque
 565 point représente le débit horaire maximum de la journée (sur un historique de 5 ans). Le
 566 graphique de droite est un graphique de volume journalier : chaque point représente le
 567 volume consommé journalier. En rouge les jours d'interruption, en bleu les jours sans
 568 interruption. On observe clairement une modification de la consommation en terme
 569 journalier lors des interruptions (avec le volume souscrit au tarif continu en ligne verte). Ceci
 570 n'est pas toujours observable dans le cas des débits horaires.

571

572 **Figure 3- Graphiques illustrant l'impact des interruptions sur le débit horaire de pointe et sur la consommation**
 573 **journalière**



574

575 *Q37. Quelle est votre conclusion quant aux contributions du service interruptible qui*
 576 *devraient être prises en compte dans l'établissement du débit horaire de référence?*

577 Nous avons exclu les contributions des clients qui sont uniquement au tarif D₅. Ceux-ci ont l'obligation
 578 de s'interrompre complètement. Nous avons également exclu les contributions des clients en
 579 combinaison tarifaire dont le volume souscrit est faible par rapport au volume interruptible. En raison
 580 du faible volume souscrit, ces clients ne peuvent pas faire fluctuer de façon significative les débits
 581 consommés en ayant un débit très élevé à un moment de la journée et bien plus faible à un autre
 582 moment.

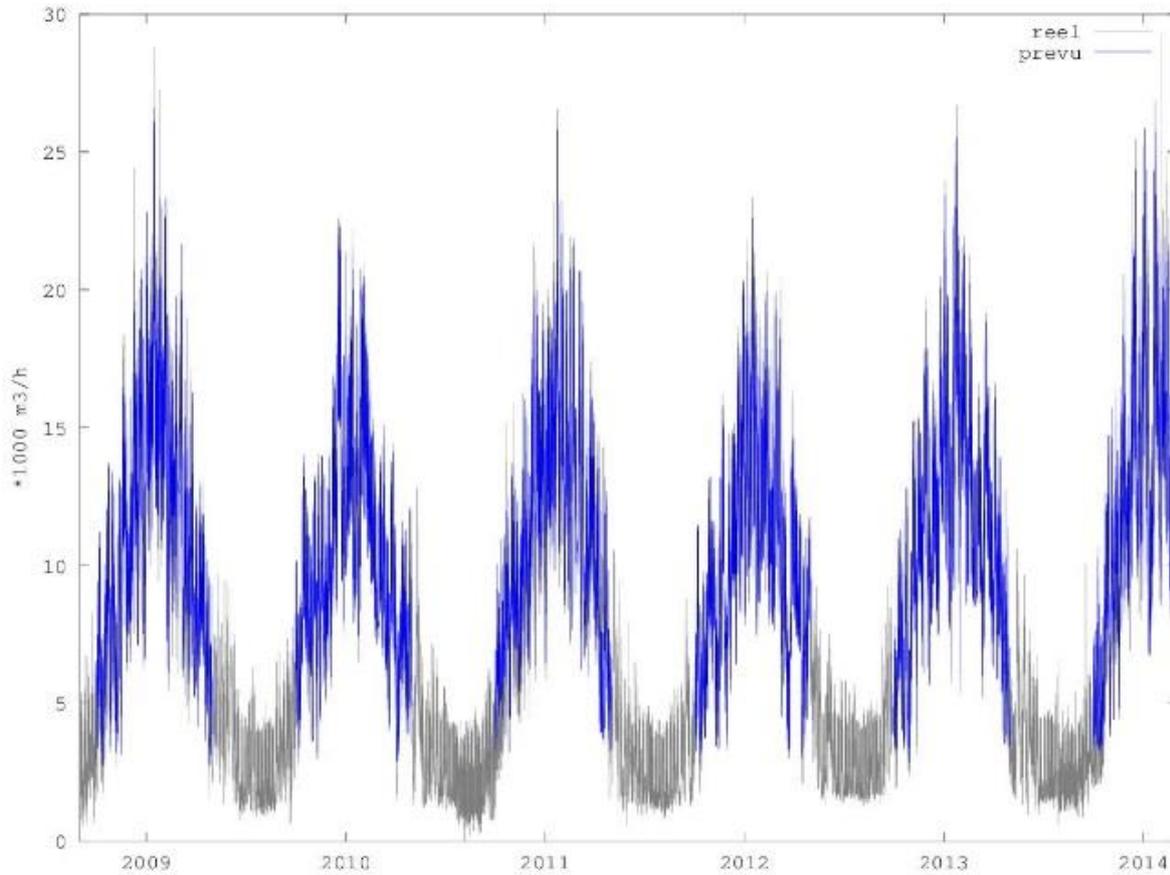
583 **5.1.3 Mise en œuvre du modèle**

584 *Q38. Pouvez-vous montrer un résultat du modèle de régression pour le débit horaire total*
 585 *des clients à lecture mensuelle ?*

586 Les clients à lecture mensuelle sont essentiellement des clients thermosensibles, dont la
 587 consommation est bien expliquée par le modèle choisi pour l'étude. La figure suivante compare le
 588 débit horaire modélisé en hiver (bleu) et mesuré (gris), pour les clients à lecture mensuelle du tronçon
 589 de Waterloo. Pour rappel, le débit des clients à lecture mensuelle est calculé par différence entre le
 590 débit total du tronçon et la somme des débits des clients en lecture horaire.

591

Figure 4- Comparaison du débit horaire réel et modélisé de clients à lecture mensuelle



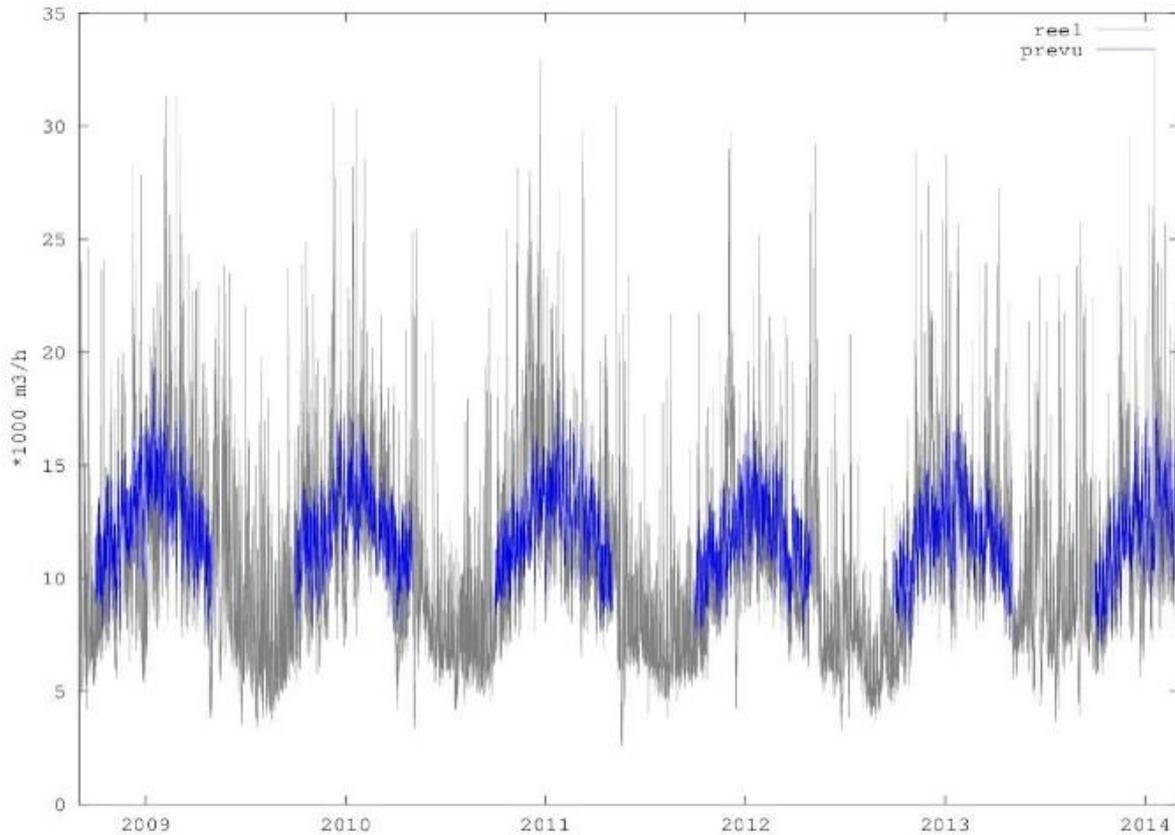
592

593 *Q39. Pouvez-vous montrer un résultat du modèle de régression pour le débit horaire total*
 594 *des clients à lecture horaire ?*

595 Nous présentons ci-dessous les résultats des régressions, comparant le débit réel et le débit modélisé
 596 pour les clients à lecture horaire du tronçon de Waterloo. Ces clients ont une moindre
 597 thermosensibilité, ce qui explique la moins bonne performance du modèle.

598
599

Figure 5- Comparaison du débit horaire modélisé en hiver (bleu) et totalité des données (gris), pour les clients à lecture horaire (en milliers de m³/h).



600

601 *Q40. Est-ce que des tests de validité du modèle ont été effectués?*

602 Oui. Au départ, le choix des variables explicatives est basé sur des analyses approfondies des données
603 de débit horaire.

604 Une fois les modèles mis en place, une analyse détaillée des résidus de la régression a été effectuée,
605 afin de s'assurer que le résidu n'est pas lui-même expliqué par les facteurs explicatifs de la régression.
606 En effet, ceci indiquerait que le modèle n'a pas correctement « capté » l'impact de ces variables. En
607 pratique, on vérifie que le résidu ne dépend pas de la température ni de l'heure de la journée.

608 **Ces analyses sont présentées en annexe 5.**

609 5.2 Valeurs des débits horaires de référence

610 5.2.1 Tronçon de Waterloo

611 *Q41. Pouvez-vous présenter le tronçon ?*

612 Les clients à lecture horaire représentent la majorité des clients de ce tronçon en termes de débit
613 horaire. Il existe 25 clients (36 compteurs²⁴) à lecture horaire dans le tronçon de Waterloo. Il est à

²⁴ Certains clients ont plus d'un compteur.

614 noter que l'analyse de pointe effectuée ne prend pas en compte la possibilité de dépassement du débit
615 maximum au contrat des clients.

616 Quatre clients du tronçon de Waterloo présentent un volume souscrit continu très faible ou sont
617 même totalement interruptibles. Pour les raisons expliquées précédemment, ils sont considérés
618 comme interrompus dans le calcul du débit horaire de référence.

619 *Q42. Comment le débit horaire de référence du tronçon de Waterloo se décompose-t-il ?*

620 Le débit horaire de référence se décompose de la façon suivante :

- 621 ▪ la pointe 1/30 ans non-sécurisée pour les clients à lecture horaire qui sont les clients
622 majoritaires du tronçon. Cette pointe est donnée pour un évènement climatique ayant un
623 temps de retour de 30 ans. Elle a une valeur de **17'900 m³/h**.
- 624 ▪ Les facteurs explicatifs de l'évènement climatique utilisé pour la pointe précédente (degré
625 jour, heure, etc.) sont appliqués au modèle de débit horaire des clients à lecture mensuelle.
626 On obtient une pointe non-sécurisée pour ces clients. Cette pointe a une valeur de **28'090**
627 **m³/h**.
- 628 ▪ Aux **45'980 m³/h** de cette somme s'ajoute le facteur de sécurisation d'une valeur de
629 9'840m³/h. Il est à noter que dans le calcul du *débit horaire de référence* pour 2014, il est fait
630 l'hypothèse qu'un client industriel ayant effectué des dépassements respectera à l'avenir son
631 débit maximum inscrit au contrat.

632 5.2.2 Tronçon de Sabrevois

633 *Q43. Pouvez-vous présenter le tronçon ?*

634 Les clients à lecture mensuelle représentent la majorité des clients de ce tronçon en termes de débit
635 horaire. Il existe 46 clients à lecture horaire dans le tronçon de Sabrevois.

636 Onze clients du tronçon de Sabrevois présentent un volume souscrit continu très faible ou sont même
637 totalement interruptibles. Pour les raisons expliquées précédemment, ils sont considérés comme
638 interrompus dans le calcul du débit horaire de référence.

639 *Q44. Comment le débit horaire de référence du tronçon de Sabrevois se décompose-t-il ?*

640 Le débit horaire de référence se décompose de la façon suivante :

- 641 ▪ la pointe 1/30 ans non-sécurisée pour les clients à lecture mensuelle qui sont les clients
642 majoritaires du tronçon. Cette pointe est donnée pour un évènement climatique ayant un
643 temps de retour de 30 ans. Elle a une valeur de **64'350 m³/h**.
- 644 ▪ Les facteurs explicatifs de l'évènement climatique utilisé pour la pointe précédente (degré
645 jour, heure, etc.) sont appliqués au modèle de débit horaire des clients à lecture horaire. On
646 obtient une pointe non-sécurisée pour ces clients. Cette pointe a une valeur de **21'470 m³/h**.
- 647 ▪ Aux **85'820 m³/h** de cette somme s'ajoute le facteur de sécurisation d'une valeur de
648 3'630m³/h.

649 5.2.3 Tronçon du Saguenay

650 *Q45. Pouvez-vous présenter le tronçon ?*

651 Les clients à lecture horaire représentent la majorité des clients de ce tronçon en termes de débit
652 horaire. Il existe 25 clients à lecture horaire dans le tronçon du Saguenay.

653 Trois clients du tronçon du Saguenay présentent un volume souscrit continu très faible ou sont même
654 totalement interruptibles. Pour les raisons expliquées précédemment, ils sont considérés comme
655 interrompus dans le calcul du débit horaire de référence.

656 *Q46. Comment le débit horaire de référence du tronçon du Saguenay se décompose-t-il ?*

657 Le débit horaire de référence se décompose de la façon suivante :

658 ▪ La pointe 1/30 ans non-sécurisée pour les clients à lecture horaire qui sont les clients
659 majoritaires du tronçon. Cette pointe est donnée pour un évènement climatique ayant un
660 temps de retour de 30 ans. Elle a une valeur de **85'850 m³/h**.

661 ▪ Les facteurs explicatifs de l'évènement climatique utilisé pour la pointe précédente (degré
662 jour, heure, etc.) sont appliqués au modèle de débit horaire des clients à lecture mensuelle.
663 On obtient une pointe non-sécurisée pour ces clients. Cette pointe a une valeur de **31'730**
664 **m³/h**.

665 ▪ Aux **117'580 m³/h** de cette somme s'ajoute le facteur de sécurisation d'une valeur de
666 11'930m³/h

667

668 **On trouvera en annexe 5 et 6 plus de détails concernant les résultats des régressions et**
669 **l'analyse des résidus.**

670

671 5.3 Réévaluation du débit horaire de référence

672 *Q47. À quelle fréquence les débits horaires de référence doivent-ils être réévalués?*

673 Comme nous le verrons dans l'étape 2 (étape de projection du débit horaire de référence), l'évolution
674 du débit horaire de référence dépend de plusieurs composantes :

- 675 - L'évolution des débits consommés par les clients à lecture horaire et à lecture mensuelle
- 676 - Le profil de consommation horaire lors d'une journée d'interruption pour les clients
677 interruptibles
- 678 - L'ajout ou la perte de consommations importantes

679 Toute modification majeure d'une de ces composantes devrait entraîner une réévaluation du débit
680 horaire de référence en vue de l'hiver à venir. Une mise à jour annuelle semble donc raisonnable.

681 6 Étape 2 : projection du débit horaire de 682 référence pour 2024

683 6.1 Introduction

684 *Q48. Qu'est-ce que la projection du débit horaire de référence ?*

685 La projection consiste à évaluer les débits horaires de référence qu'il est raisonnable de rencontrer sur
686 chacun des tronçons du réseau de transmission dans les dix prochaines années, étant donné les
687 informations actuellement disponibles.

688 *Q49. Pourquoi est-ce que Gaz Métro désire avoir une projection du débit horaire de
689 référence?*

690 Pour les trois tronçons étudiés, Gaz Métro indique que la capacité disponible pour la clientèle actuelle
691 et future est faible, voire nulle. Le renforcement d'un réseau de transmission est un processus
692 complexe et coûteux qui doit être étudié, planifié et réalisé sur une durée de plusieurs années. La
693 projection permet d'estimer quel serait le futur *débit horaire de référence*, afin de sélectionner les
694 meilleures mesures pour y répondre.

695 *Q50. Quelles sont les différences avec la prévision annuelle volumétrique et la prévision
696 journalière de pointe ?*

697 Les tronçons considérés dans le cas de cette projection sont des sous-parties du réseau de transmission
698 de Gaz Métro. Par ailleurs, on considère des débits horaires et non journaliers ou annuels. L'effet de
699 moyenne temporel et géographique obtenu dans le cas de la franchise entière, est donc bien plus
700 réduit dans le cas de la projection de débit horaire de référence local. Ceci implique donc d'effectuer
701 un certain nombre d'analyses client par client, car l'impact local d'un client individuel important peut
702 être considérable. Pour la même raison, l'impact des facteurs macro-économiques (par exemple prix
703 du gaz, conjoncture économique) est moins évident à identifier.

704 6.2 Méthodologie utilisée pour la projection du débit de 705 horaire de référence

706 *Q51. Quelles sont les méthodes de projection usuelles ?*

707 Il existe (en simplifiant) deux grands types de méthodes de projection utilisées dans le secteur
708 énergétique :

709 - A une extrémité, les méthodes « descendantes » (économétrique, "top-down"), qui visent à corréliser
710 l'énergie consommée historiquement avec des intrants tels que les prix de l'énergie, les données de
711 construction, de population etc. Ces méthodes sont adaptées pour des régions de grande taille, **ce qui**
712 **n'est pas vraiment le cas des tronçons traités dans cette étude.**

713 - A l'autre extrémité, les méthodes « par client », ("end-use approach", "bottom-up"), qui visent à
714 étudier, au cas par cas, les probables ajouts ou suppressions de consommation à la demande existante.

715 *Q52. Quelle est la méthode retenue dans cette étude ?*

716 L'approche que nous utilisons dans l'étude combine les deux méthodes discutées ci-dessus. L'emploi
717 de la méthode *descendante* ou de la méthode *par client* dépend du type de clients et du type
718 d'évènement considérés.

719 *Q53. Pourquoi avoir retenu cette méthode ?*

720 Le débit de pointe horaire est trop dépendant d'un petit nombre de clients pour être traité sans analyse
721 individuelle des grands clients. D'un autre côté, les clients à lecture mensuelle sont relativement
722 nombreux, ont des profils de consommations stables et similaires entre eux, ce qui permet d'employer
723 un taux de croissance pour leur ensemble.

724 *Q54. Quelle est la méthodologie employée pour les clients à lecture mensuelle ?*

725 La méthode de type *descendante* est utilisée: on identifie sur la base des données historiques des
726 tendances de croissance du débit de pointe horaire d'une année sur l'autre, intégrant entre autres
727 l'arrivée et le départ de clients.

728 *Q55. Quels types d'évènements sont considérés concernant les clients à lecture horaire ?*

729 Il y a quatre évènements possibles :

- 730 - le maintien de la consommation selon l'évolution passée, et dans les mêmes termes
- 731 contractuels
- 732 - le maintien de la consommation avec un transfert au continu (pour les clients interruptibles
- 733 ou en combinaison tarifaire)
- 734 - l'arrêt possible des consommations (changement de vocation du site ou arrêt des opérations)
- 735 - l'arrivée d'une nouvelle consommation (nouveau site, ou expansion d'un site existant)

736 *Q56. Quelle est la méthodologie employée pour les clients à lecture horaire dont la*
737 *consommation est maintenue ?*

738 Pour ces clients, on utilise la méthode descendante : on applique un taux de croissance annuel (positif
739 ou négatif) basé sur l'analyse des consommations historiques. Ce taux est calculé par Artelys. Il ne
740 dépasse pas 1% par an en valeur absolue.

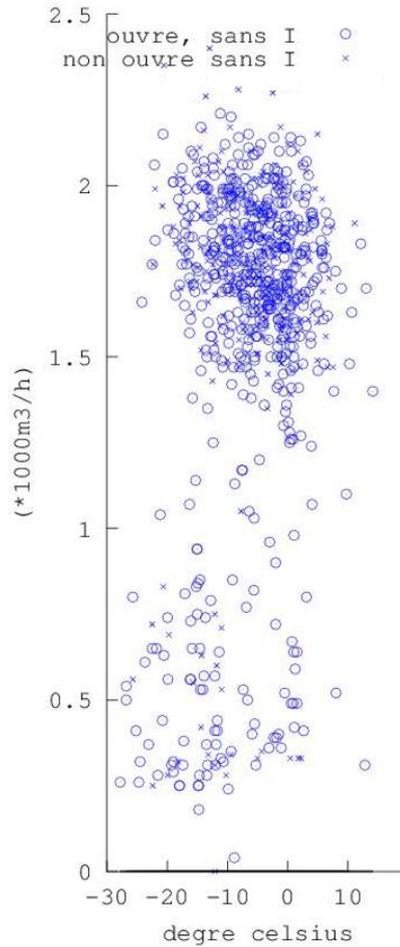
741 *Q57. Quelle est la méthodologie employée pour les clients à lecture horaire dont la*
742 *consommation est maintenue, mais dont toute ou une partie de la consommation est*
743 *transférée au continu ?*

744 Dans le cas où un transfert d'un client seulement continu ou en combinaison tarifaire
745 interruptible/continu est prévu, on utilise aussi un taux de croissance (positif ou négatif) basé sur
746 l'analyse des consommations historiques. Cependant, on ajoute le débit interruptible transféré au
747 continu. Le débit transféré est calculé sur la base de l'historique. Il faut noter que **la projection est**
748 **effectuée sans prendre en compte d'enjeux de réseau (sans tenir compte de possibles saturations).**
749 Trois cas typiques ont été observés, que nous détaillons ci-dessous.

- 750 ▪ Transferts avec impact négligeable

751 Certains clients n'ont que très rarement été interrompus ou ont pu systématiquement se procurer du
 752 gaz d'appoint pour contrer les interruptions liées aux contraintes de transport (voir exemple ci-
 753 dessous). Dans ce cas le transfert n'aura pas d'impact sur la pointe.

754 **Figure 6- Exemple d'un client interruptible dont le transfert n'a pas d'impact sur la pointe : on n'observe pas de points**
 755 **rouges, indiquant l'absence d'interruptions**



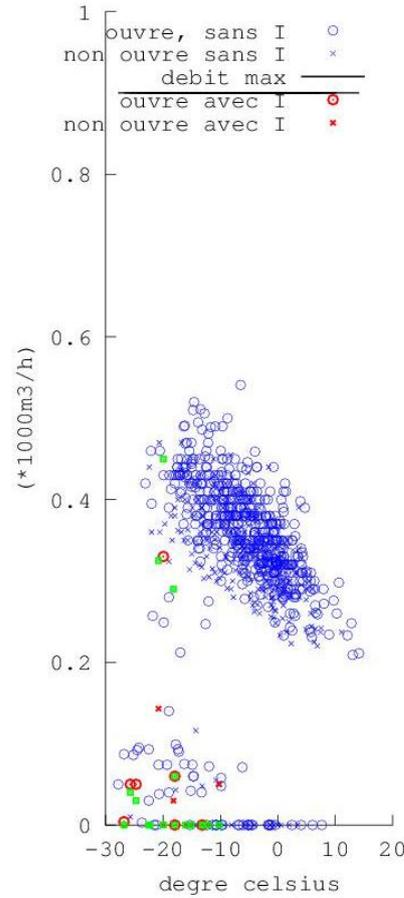
756

757 ▪ Transfert avec impact conséquent sur la pointe

758 Certains clients sont interrompus fortement (lorsque leur volume souscrit au continu est faible) ou
 759 totalement (lorsque leur contrat est seulement à l'interruptible). Dans ce cas, l'impact du transfert sur
 760 la pointe est important.

761

Figure 7- Exemple d'un client dont le transfert sur la pointe est important (environ 500 m³/h dans ce cas)



762

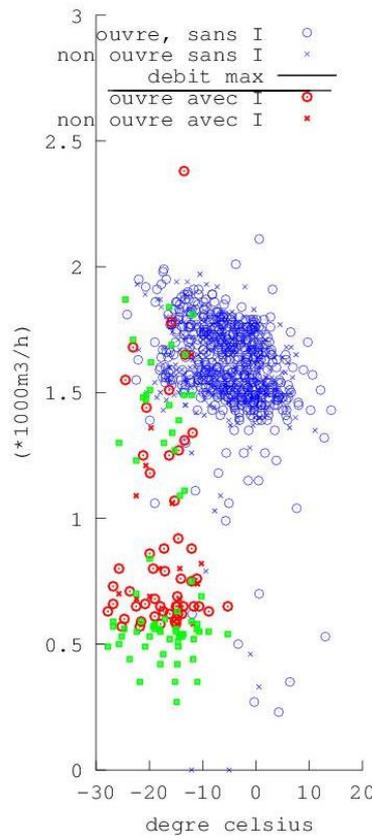
763 ▪ Transfert avec impact intermédiaire

764 Certains clients en combinaison tarifaire ont une interruption marquée en termes de volumes
 765 journaliers, mais ont cependant un débit de pointe (généralement à 9 heures AM) important lors de
 766 l'interruption. Dans ce cas, le débit à ajouter est évalué au vu de l'historique.

767

768
769

Figure 8- Exemple d'un client ayant des débits en interruption conséquents et parfois même égaux aux jours sans interruption



770

771 *Q58. Quelle est la méthodologie employée pour les clients à lecture horaire présentant un*
772 *risque d'arrêt des consommations ?*

773 Une probabilité de perte à moyen terme est fournie par la firme SÉCOR. Le débit perdu en cas d'arrêt
774 de consommation du client a été évalué par Artelys sur la base de l'historique des débits.

775 *Q59. Quelle est la méthodologie employée pour les nouveaux clients à lecture horaire ?*

776 Pour les nouveaux clients potentiels, la probabilité d'arrivée est fournie par la firme SÉCOR. Étant
777 donné l'horizon de la projection (2024), les gains potentiels de clients sont classés en deux groupes :

- 778 ■ Des gains de clients identifiés : pour ces clients, Gaz Métro a déjà connaissance des détails des
779 projets et de leur importance. La probabilité de réalisation des projets est évaluée par la
780 compagnie SÉCOR.
- 781 ■ Des gains de clients non-identifiés : SÉCOR a effectué une analyse des nouvelles ventes dans
782 le passé, et de leur débit au contrat, afin d'en déduire une estimation de futures ventes non
783 encore identifiées. Cet aspect est traité de manière déterministe (non-probabilisé)

784 Q60. Certains nouveaux clients potentiels présentent des débits très importants. Comment
 785 cela est-il traité ?

786 Lorsqu'un projet potentiel présente une consommation de gaz très importante (au-delà de 10% du
 787 débit de pointe du tronçon entier), son ajout a été traité dans une variante de scénario pour bien
 788 identifier son impact individuel sur la demande.

789 Q61. En résumé, quelle est la partie traitée de manière probabiliste ?

790 L'ajout de nouveaux clients importants identifiés et la suppression de clients actuels importants sont
 791 effectués client par client de manière probabiliste. En revanche, pour tous les clients existants (à
 792 lecture mensuelle ou horaire) ne présentant pas de risque de perte, la projection est basée sur le taux
 793 de croissance historique, qui inclut la contribution de l'efficacité énergétique à la réduction de la
 794 pointe. L'approche pour les clients existants est donc une approche déterministe.

795 Q62. Quelle méthodologie est employée pour les débits liés à la livraison de GNC pour le
 796 transport ?

797 La croissance de la livraison de GNC pour le transport est traitée de manière déterministe (c'est-à-dire
 798 avec une probabilité de 100%). Les ajouts correspondants sont fournis par SÉCOR qui a sollicité l'aide
 799 de Gaz Métro pour traduire les volumes estimés en débit horaire.

800 Q63. Ya-t-il d'autres évènements pris en compte ?

801 Oui, dans le scénario dit « positif » (voir ci-dessous), on prend en compte le possible raccordement de
 802 nouvelles municipalités pour certains tronçons.

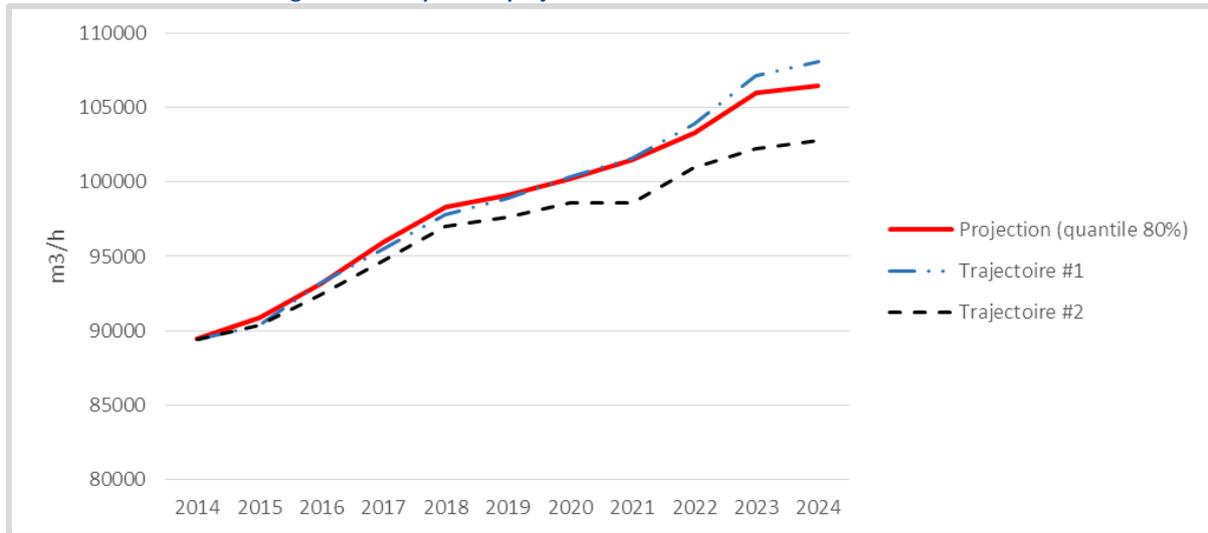
803 Q64. Une fois les taux de croissance et les différentes probabilités obtenues, comment se
 804 déroule la simulation de projection ?

805 Une probabilité individuelle de perte ou de gain est disponible pour les clients qui entrent dans la
 806 catégorie identifiée aux questions précédentes. Ensuite, on utilise une méthode Monte-Carlo pour
 807 construire plusieurs milliers de trajectoires de débit horaire de pointe 2014-2024 respectant ces
 808 probabilités. On retient comme valeur de la projection finale un débit couvrant un certain « quantile »
 809 des simulations, c'est-à-dire un certain pourcentage des valeurs de débit de pointe horaire obtenues
 810 par les simulations.

811 La figure suivante présente le principe de la projection. Plusieurs milliers de trajectoires de débit de
 812 pointe (par exemple les trajectoires #1 et #2) sont simulées. La valeur finale de la projection
 813 correspond à un certain pourcentage de l'ensemble des valeurs atteintes en 2024. Dans l'exemple, la
 814 trajectoire #1 n'est pas retenue puisqu'elle est supérieure au quantile retenu.

815

Figure 9- Principe de la projection utilisant la méthode Monte-Carlo



816

 817 **Q65. Quels sont les scénarios étudiés ?**

818 Deux scénarios ont été analysés pour chaque tronçon: le scénario « raisonnable » et le scénario positif.

819 Ces deux scénarios présentent les différences suivantes :

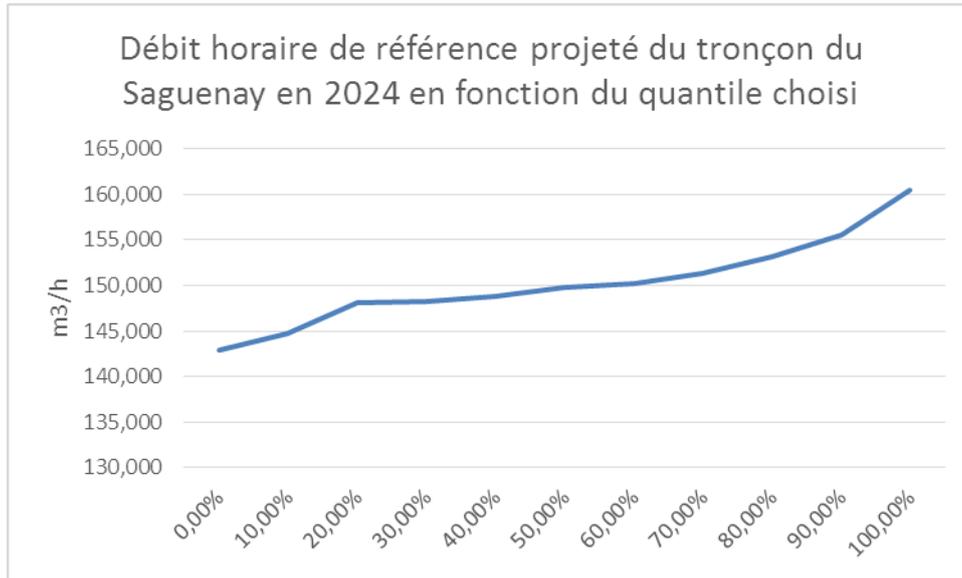
- 820 ▪ Dans le scénario « raisonnable », le débit horaire de référence projeté correspond au quantile
- 821 à 80% de l'ensemble des simulations
- 822 ▪ Dans le scénario « positif », le débit horaire de référence projeté correspond au quantile à 90%
- 823 de l'ensemble des simulations. Les résultats de débit horaire de référence projeté dans le
- 824 scénario positif sont présentés en annexe 8.
- 825 ▪ Dans le scénario « raisonnable », on ne prend pas en compte de raccordements de nouvelles
- 826 municipalités, alors que ceci est pris en compte dans le scénario positif (ex : Chicoutimi Nord
- 827 au Saguenay). Ces projets de raccordement de régions non encore desservies demandent pour
- 828 la plupart l'apport de subventions externes.

 829 **Q66. Comment est choisi le quantile des simulations Monte-Carlo qui permet de**
 830 **déterminer le débit horaire de référence ?**

831 Les valeurs des quantiles à 80% et 90% ont été déterminées **spécifiquement pour cette étude**. Nous
 832 avons exclu les valeurs proches ou inférieures à 50% qui sélectionnent des scénarios trop négatifs (dans
 833 lesquels tous les évènements de pertes se réalisent, sans pratiquement aucun gain). Nous avons
 834 également exclu les valeurs supérieures à 90% qui fournissent des scénarios très optimistes, et vérifié
 835 que le débit supplémentaire ajouté entre les quantiles à 50% et 80% est limité à quelques pourcents.
 836 Nous présentons ci-dessous un exemple pour le tronçon du Saguenay.

837

Figure 10- Analyse du débit horaire de référence en 2024 pour différents quantiles des simulations



838

839 6.3 Quels sont les résultats de la projection par tronçons?

840 6.3.1 Tronçon de Waterloo

841 *Q67. Quels sont les gains de clients potentiels sur le tronçon de Waterloo ?*

842 ■ Gains identifiés :

- 843 ○ un ajout de consommation en 2015 pour un client déjà raccordé, d'environ
- 844 1'700m³/h
- 845 ○ un important projet industriel avec un débit au contrat potentiel d'environ
- 846 18'000m³/h en 2018. Ce projet est traité dans un scénario alternatif : étant donné
- 847 son débit horaire très élevé, son impact sur le réseau serait conséquent, mais son
- 848 pourcentage de réalisation est faible.

849 ■ Clients non encore identifiés

- 850 ○ SECOR estime qu'à l'horizon 2024, de nouveaux volumes provenant de projets non-
- 851 connus doivent s'ajouter à la prévision. Ces volumes ont été déterminés en se basant
- 852 sur l'historique des ajouts de clients en télémétrie sur les dernières années pour ce
- 853 réseau. En collaboration avec Gaz Métro, un débit horaire de 3,100m³/h a été calculé
- 854 à partir de ces volumes. Cette valeur a été déterminée en utilisant un nombre
- 855 d'heures d'utilisation moyen.

856 *Q68. Quelles sont les tendances d'évolution du débit horaire consommé qui ont été*
 857 *déduites des analyses de débit horaire historique ?*

858 Il existe une tendance stable à la hausse du débit de pointe horaire des clients à lecture mensuelle du
 859 tronçon sur les dernières années. Cette tendance est d'environ 0.2% par an (voir en annexe 6 le détail
 860 des régressions). Pour les clients existants à lecture horaire, on observe une tendance à la baisse de -
 861 0.5% par an (voir en annexe 6 pour les détails de la régression).

862 Q69. Quels sont les transferts de clients interruptibles vers le continu utilisés dans le calcul
 863 ?

864 L'impact d'un transfert a été étudié individuellement pour chaque client susceptible d'être transféré.
 865 Nous récapitulons ci-dessous les débits ajoutés en cas de transfert.

CLIENT	Ajout au débit horaire de référence (m ³ /h)
5 clients du secteur des services	Environ 4'500 m ³ /h
Client industriel #1	Négligeable. Ce client a effectué des dépassements dans le passé. Nous avons analysé le débit réel qui aurait été obtenu s'il avait systématiquement consommé son débit maximum. Le résultat est que le transfert de ce client avec respect du débit signé n'aurait que peu d'influence sur les pointes annuelles les plus importantes. Dans ces conditions, le transfert ne devrait pas apporter de débit supplémentaire en pointe, ni réduire particulièrement cette pointe.
Client industriel #2	Négligeable
Client industriel #3	Nouveau contrat au tarif continu D ₄ , environ 5'000 m ³ /h.

866 Q70. Est-ce que des raccordements de villes ou de régions sont prévus dans le scénario
 867 positif?

868 Oui. Dans le scénario "positif", il faut prendre en compte le raccordement de la ville d'Asbestos. Gaz
 869 Métro a évalué que, suite à un tel raccordement, un débit horaire de 2 000 m³/h provenant de clients
 870 à lecture mensuelle viendrait s'ajouter au débit horaire de référence du tronçon.

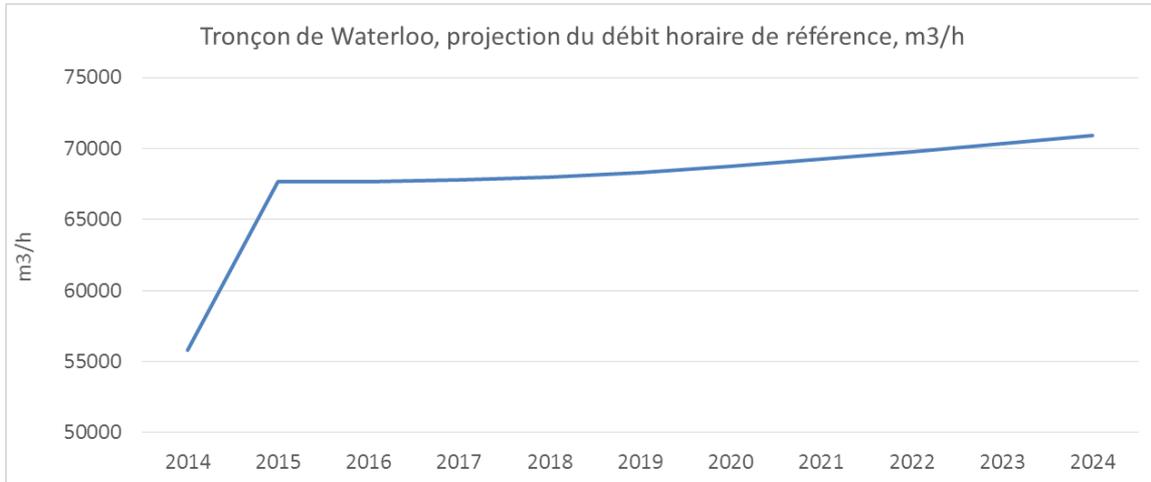
871 Q71. Quel est le résultat de la projection ?

872 Dans le scénario raisonnable, la projection montre une tendance de croissance de pointe de 0,9% par
 873 an en excluant les transferts effectués en 2015. L'augmentation apparemment soudaine du débit entre
 874 les hivers 2014 (débit horaire de référence) et 2015 est à liée à deux aspects :

- 875 ■ Les transferts au continu prévus en 2015
- 876 ■ Un client qui prévoit d'utiliser une chaudière 100% gaz à partir de 2015. La nature des
 877 activités du client étant donc en partie différente, il a été choisi d'exclure ce client du
 878 débit horaire de référence pour 2014 et de l'ajouter par la suite. La valeur donnée en
 879 2014 exclut donc ce client.

880

881 **Figure 11- Débit horaire de référence projeté en m³/h entre 2014 et 2024 pour le tronçon de Sabrevois dans le scénario**
 882 **raisonnable.**

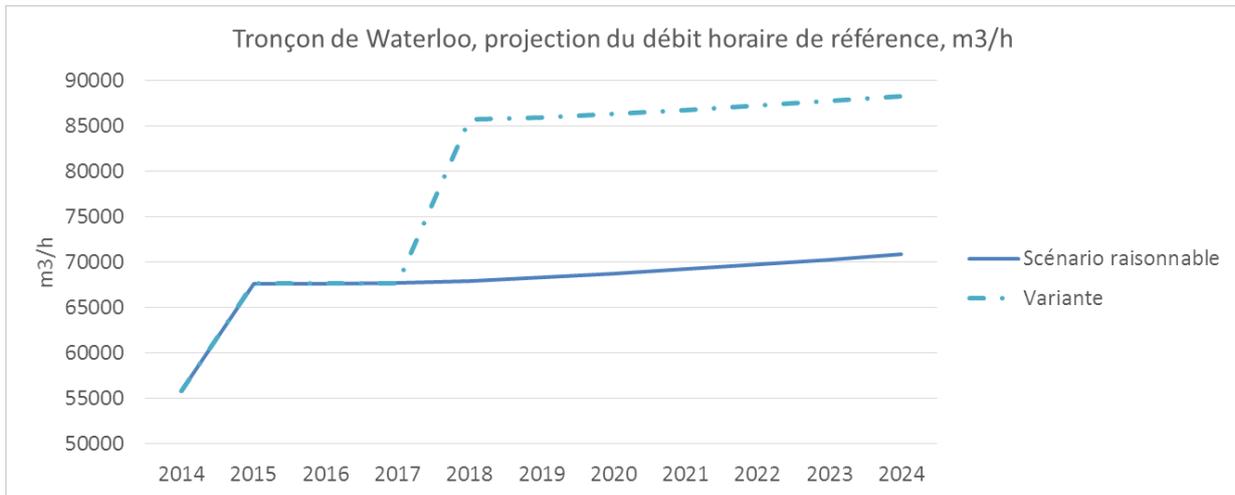


883

884 *Q72. Avez-vous effectué une variante de projection pour le scénario avec l'ajout du client*
 885 *très important ?*

886 Nous présentons également les résultats du scénario avec une variante, dans le cas de l'arrivée de
 887 l'important client industriel discuté plus haut. Pour rappel, l'importance de ce client en termes de
 888 débits et la faible probabilité de réalisation associée imposent de le traiter individuellement.

889 **Figure 12- Débit horaire de référence projeté en m³/h entre 2014 et 2024 pour le tronçon de Waterloo avec l'ajout d'un**
 890 **important client traité sous forme de variante.**



891

892

893 **6.3.2 Tronçon de Sabrevois**

894 *Q73. Quels sont les gains de clients potentiels sur le tronçon de Sabrevois ?*

- 895 ■ Gains identifiés :
 - 896 ○ un nouveau client pour un débit de 380m³/h en 2015
- 897 ■ Clients non encore identifiés

898 ○ SECOR estime qu'à l'horizon 2024, de nouveaux volumes provenant de projets non-
 899 connus doivent s'ajouter à la prévision. Ces volumes ont été déterminés en se basant
 900 sur l'historique des ajouts de clients VGE sur les dernières années pour ce réseau. En
 901 collaboration avec Gaz Métro, un débit horaire de 2,400m³/h a été calculé à partir de
 902 ces volumes. Cette valeur a été déterminée en utilisant un nombre d'heures
 903 d'utilisation moyen.

904 Q74. Quelles sont les tendances d'évolution du débit horaire consommé qui ont été
 905 déduites des analyses de débit horaire historique ?

906 Il existe une tendance stable à la hausse du débit de pointe horaire des clients à lecture mensuelle du
 907 tronçon sur les dernières années. Cette tendance est d'environ 0.75% par an (voir en annexe 6 le détail
 908 des régressions). Pour les clients existants à lecture horaire, on observe une tendance à la baisse de -
 909 0.1% par an (voir en annexe 6 pour les détails de la régression).

910 Q75. Quels sont les transferts de clients interruptibles vers le continu utilisés dans le calcul
 911 ?

912 L'impact d'un transfert a été étudié individuellement pour chaque client susceptible d'être transféré.
 913 Nous récapitulons ci-dessous les débits ajoutés en cas de transfert.

CLIENT	Débit de pointe horaire ajouté (m ³ /h)
8 clients du secteur du secteur commercial et industriel	Environ 7'200 m ³ /h

914 Q76. Est-ce que des raccordements de villes ou de régions sont prévus dans le scénario
 915 positif?

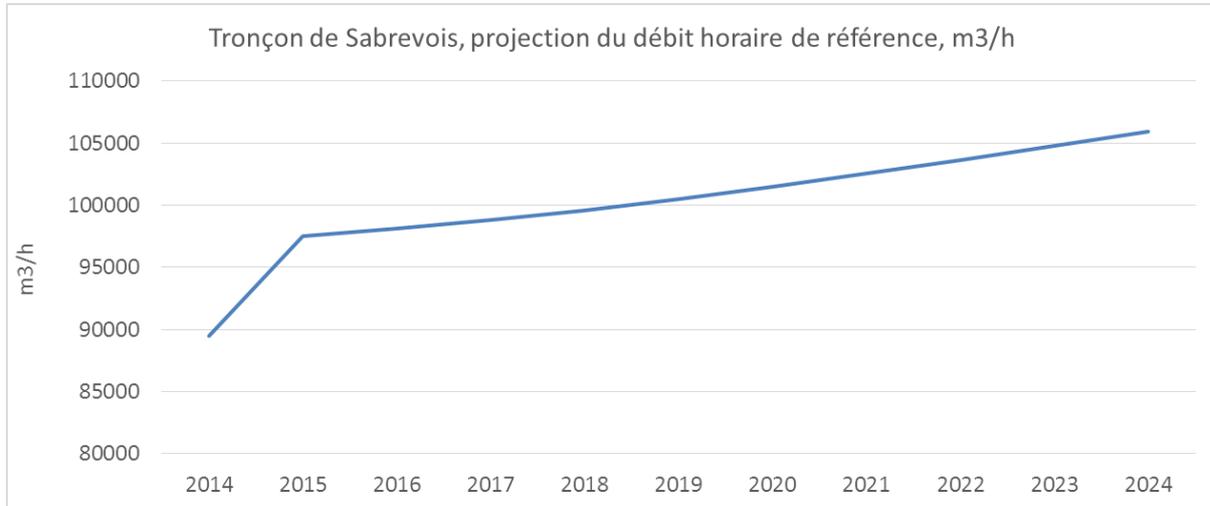
916 Non.

917 Q77. Quel est le résultat de la projection ?

918 Dans le scénario raisonnable, la projection montre une tendance de croissance de pointe de 1% par an
 919 en excluant les transferts effectués en 2015.

920

921 **Figure 13- Débit horaire de référence projeté en m³/h entre 2014 et 2024 pour le tronçon de Sabrevois dans le scénario**
 922 **raisonnable.**



923

924 6.3.3 Tronçon du Saguenay

925 *Q78. Quels sont les gains de clients potentiels sur le tronçon du Saguenay ?*

- 926 ■ Gains identifiés :
- 927 ○ 4 projets industriels pour un total d'environ 8'200m³/h
 - 928 ○ deux importants projets industriels avec un débit au contrat potentiel d'environ
 - 929 14,200m³/h en 2017 pour le premier et environ 28,000m³/h pour le deuxième. Ces
 - 930 projets sont traités dans des scénarios alternatifs étant donné leur débit horaire très
 - 931 élevé et leur pourcentage de réalisation faible.
- 932 ■ Clients non encore identifiés
- 933 ○ SECOR estime qu'à l'horizon 2024, de nouveaux volumes provenant de projets non-
 - 934 connus doivent s'ajouter à la prévision. Ces volumes ont été déterminés en se basant
 - 935 sur l'historique des ajouts de clients VGE sur les dernières années pour ce réseau. En
 - 936 collaboration avec Gaz Métro, un débit horaire de 2,200m³/h a été calculé à partir de
 - 937 ces volumes. Cette valeur a été déterminée en utilisant un nombre d'heure
 - 938 d'utilisation moyen.

939 *Q79. Quelles sont les tendances d'évolution du débit horaire consommé qui ont été*
 940 *déduites des analyses de débit horaire historique ?*

941 Il existe une tendance stable à la hausse du débit de pointe horaire des clients à lecture mensuelle du
 942 tronçon sur les dernières années. Cette tendance est d'environ 0.1% par an (voir en annexe 6 le détail
 943 des régressions). Pour les clients existants à lecture horaire, on observe une tendance à la hausse de
 944 0.7% par an (voir en annexe 6 pour les détails de la régression).

945 *Q80. Quels sont les transferts de clients interruptibles vers le continu utilisés dans le calcul*
 946 *?*

947 L'impact d'un transfert a été étudié individuellement pour chaque client susceptible d'être transféré.
 948 Nous récapitulons ci-dessous les débits ajoutés en cas de transfert.

CLIENT	Débit de pointe horaire ajouté (m ³ /h)
4 clients du secteur des services et industriel	Environ 7'500 m ³ /h

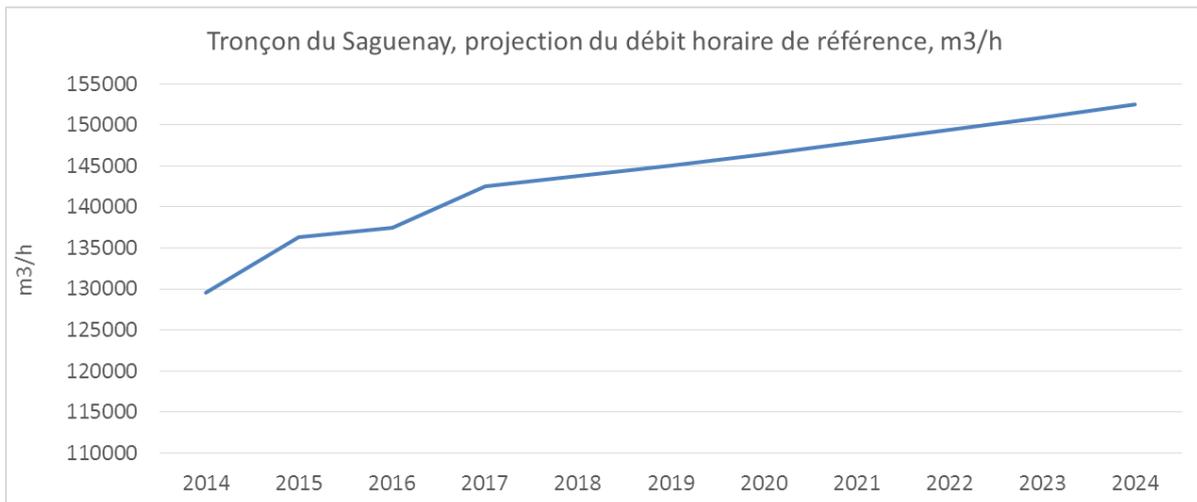
949 *Q81. Est-ce que des raccordements de villes ou de régions sont prévus dans le scénario*
 950 *positif?*

951 Oui. Dans le scénario "positif", il faut prendre en compte le raccordement Chicoutimi Nord et de
 952 Dolbeau. Gaz Métro a évalué que, suite à un tel raccordement, un débit horaire provenant de clients
 953 à lecture mensuelle viendrait s'ajouter progressivement au débit horaire du tronçon pour atteindre
 954 10'730 m³/h à horizon 2024.

955 *Q82. Quel est le résultat de la projection ?*

956 Dans le scénario raisonnable, la projection montre une tendance de croissance de pointe de 1.1% par
 957 an en excluant les transferts effectués en 2015.

958 **Figure 14- Débit horaire de référence projeté en m³/h entre 2014 et 2024 pour le tronçon du Saguenay dans le scénario**
 959 **raisonnable.**



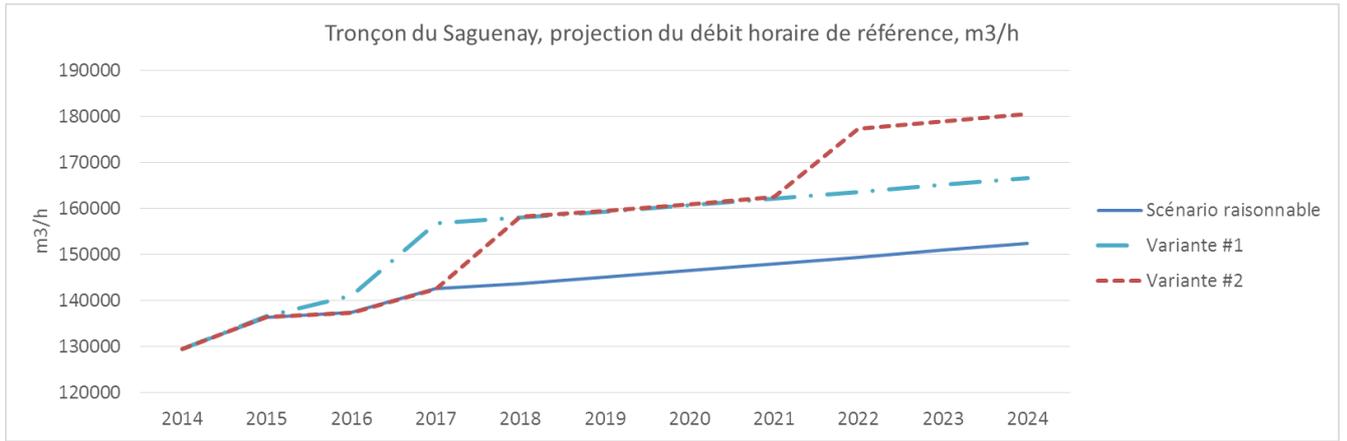
960

961

962 *Q83. Avez-vous effectué des variantes de projection pour le scénario avec l'ajout de clients*
 963 *très important ?*

964 Nous présentons également les résultats du scénario avec deux variantes, dans le cas de l'arrivée de
 965 l'un ou l'autre des clients industriels importants discuté plus haut. Pour rappel, l'importance de ce type
 966 de client en termes de débits et la faible probabilité de réalisation associée imposent de les traiter
 967 individuellement.

968 **Figure 15- Débit horaire de référence projeté en m³/h entre 2014 et 2024 pour le tronçon du Saguenay avec l'ajout d'un**
 969 **important client traité sous forme de variante.**



970

971

972

6.3.4 Résumé pour tous les tronçons

973 Dans le tableau ci-dessous, nous reprenons les principales hypothèses de l'étude : **pour les clients**
 974 **existants** la croissance appliquée au débit horaire de référence (clients à lecture mensuelle et horaire)
 975 ainsi que la somme des débits horaires présentant un risque d'être perdus à horizon 10 ans. D'autre
 976 part, on présente les potentiels nouveaux clients (clients identifiés à court terme, clients potentiels à
 977 long terme (encore inconnus), raccordements de nouvelles municipalités et GNC (gaz naturel
 978 comprimé pour le transport).

979

Tableau 1- Hypothèses principales de l'étude pour la projection

		Sabrevois	Waterloo	Saguenay
CLIENTS EXISTANTS	Tendance de croissance du débit de pointe pour les clients à lecture mensuelle	+0.75%/an	+0.18%/an	+0.13%/an
	Tendance pour de croissance du débit de pointe les clients à lecture horaire	-0.09%/an	-0.50%/an	+0.71%/an
	Total du débit à risque de perte (m ³ /h) pour lequel la probabilité est supérieure à 10%	0	6'700	10'200
NOUVEAUX CLIENTS	Gains potentiels identifiés (m ³ /h)	380	1'700 (19'700 ²⁵)	8'200 (50'400 ²⁶)
	Gains potentiels non identifiés (m ³ /h)	2'400	3'130	2'200
	Raccordement (dans le scénario positif)	NON	2'000 (Asbestos)	6'730 (Chicoutimi Nord) 4'000 (Dolbeau)
	GNC (m ³ /h)	1'470	890	3'740

980

981

²⁵ Ce chiffre inclut un projet très important, traité sous forme de variante

²⁶ Ce chiffre inclut deux projets très importants, traités sous forme de variante

982 Dans le tableau qui suit, nous présentons les pointes horaires historiques et les débits horaires de
 983 référence pour 2014 (pointe 1 sur 30 ans constituant le point de départ de la projection). Nous
 984 ajoutons les débits horaires de référence pour 2024 dans les deux principaux scénarios étudiés.

985 **Tableau 2- Résultat des pointes calculées en 2014 et projetées en 2024**

	Sabrevois	Waterloo	Saguenay
Maximum historique (m3/h)	88'580	57'250	127'560
<i>Débit horaire de référence (2014, m3/h)</i>	89'450	55'820	129'500
<i>Débit horaire de référence (2024, m3/h), dans le scénario raisonnable</i>	105'950	70'890	152'487

986

987 7 Annexe 1 : traitement des données

988 7.1 Points de livraison

989 7.1.1 Remplacements de données manquantes

990 Certains points de livraison, les plus petits en termes de consommation, ne possèdent pas de
 991 compteur fournissant le débit horaire. Le débit horaire de ces points de livraison est alors remplacé,
 992 soit par le débit maximum constaté sur ce point de livraison par les agents de Gaz Métro, soit par le
 993 débit du ou des plus important clients à lecture horaire lorsque ceux-ci représentent la quasi-totalité
 994 de la consommation à ce point de livraison. Il est à noter qu'aucun des points de livraison pour lequel
 995 le débit horaire est remplacé par le débit maximum constaté ne représente plus d'un pourcent de la
 996 consommation du tronçon correspondant. Par ailleurs, l'erreur introduite de cette façon est inférieure
 997 aux marges d'erreur de la méthode employée dans l'étude.

998 7.1.2 Corrections des anomalies

999 Des anomalies au niveau de capteurs des points de livraison ont été traitées et corrigées. Ces
 1000 anomalies sont tolérées par Gaz Métro car les compteurs de points de livraisons sont installés dans un
 1001 but de surveillance du réseau et non de facturation ou de transfert fiduciaire entre deux entités. Elles
 1002 sont de trois types :

- 1003 ▪ Arrêts de capteurs causés majoritairement par des pertes de communication
- 1004 ▪ Valeurs négatives causées majoritairement par des erreurs dans le calcul du débit
- 1005 ▪ Valeurs anormalement faibles suivi d'un rattrapage causées majoritairement par des
 1006 corrections manuelles du volume

1007 Nous présentons ci-dessous la méthode appliquée afin de repérer ces anomalies et de les traiter.

1008 7.1.3 Détection des erreurs de capteur au niveau des points de 1009 livraison

1010 Afin de repérer les anomalies de capteurs pour un point de livraison, on utilise le fait que la
 1011 consommation des clients en lecture horaire associés à ce point de livraison doit être inférieure ou
 1012 égale au débit total du point de livraison. De manière équivalente, cela revient à dire que la
 1013 consommation des clients à lecture mensuelle doit toujours être positive ou nulle. A l'aide de ce test
 1014 simple, nous avons pu détecter des erreurs des types suivants :

1015

1016 **Arrêt du capteur :**



1017

1018 **Figure 16 : Arrêt du capteur d'un point de livraison. Données du point de livraison en rouge, clients à lecture mensuelle**
 1019 **en violet, somme des clients en lecture horaire en vert,**

1020 Sur la figure 17, on peut voir que le débit du point de livraison est brusquement égal à 0 (courbe
 1021 rouge) le 23 Avril 2009 alors que la somme des débits des clients en lecture horaire associés à ce point
 1022 de livraison (courbe verte) n'est pas nulle ce même jour. Cela conduit à une consommation négative
 1023 des clients à lecture mensuelle. On en déduit que la donnée pour le point de livraison est erronée.

1024 **Valeur négative :**



1025

1026 **Figure 17 : Valeur négative du débit d'un point de livraison, 21 Octobre 2011.**

1027 Dans la figure ci-dessus, les données du point de livraison sont représentées en rouge, celles des
 1028 clients à lecture mensuelle en violet et la somme des clients en lecture horaire en vert. On peut
 1029 observer que le débit du point de livraison est négatif, indiquant que la donnée pour le point de
 1030 livraison est erronée

1031 **Valeur anormalement faible suivi d'un rattrapage :**


1032

 1033 **Figure 18 : Valeur anormalement faible suivi d'un rattrapage du débit d'un point de livraison, 30 Mars 2012.**

1034 Dans la figure ci-dessus, les données du point de livraison sont représentées en rouge, celles des
 1035 clients à lecture mensuelle en violet et la somme des clients en lecture horaire en vert. On peut
 1036 observer que le débit du point de livraison varie très rapidement sans lien avec la consommation des
 1037 clients à lecture horaire, indiquant que la donnée pour le point de livraison est erronée

 1038 **7.1.4 Correction des erreurs de capteur au niveau des points de**
 1039 **livraison**

1040 Artelys a procédé à deux types de corrections selon la durée de la période durant laquelle les
 1041 données sont erronées :

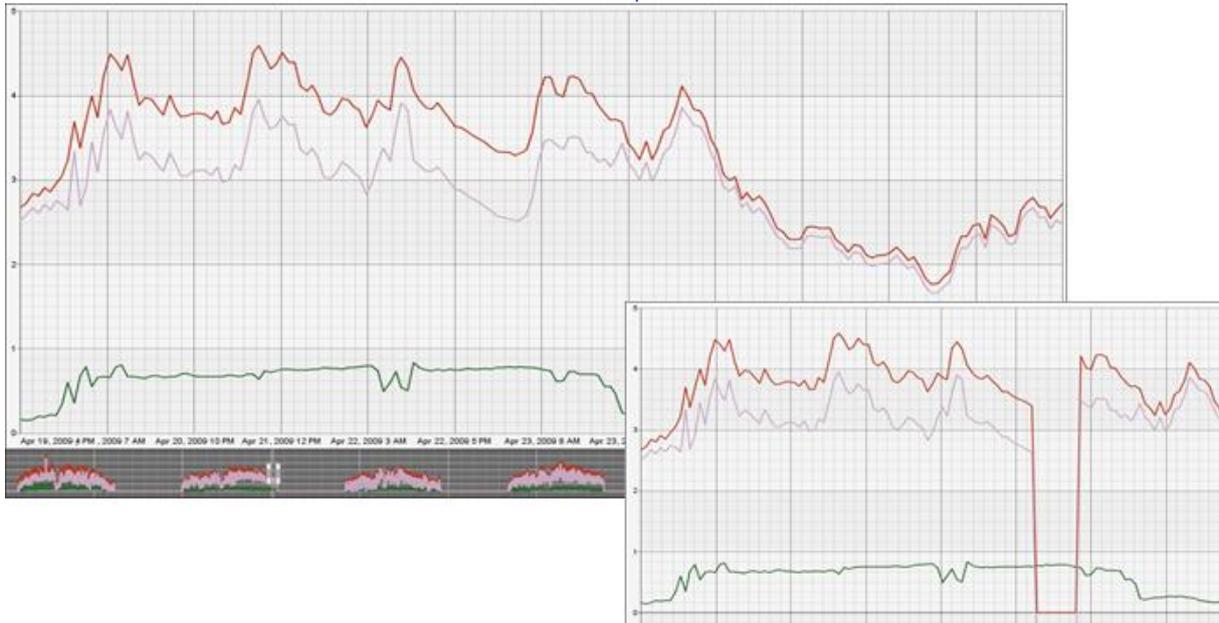
- 1042 1. Si la donnée du débit du point de livraison est erronée sur une période inférieure ou égale à 2
 1043 heures, le débit est remplacé par une interpolation utilisant les données de l'heure précédente et
 1044 de l'heure suivante.
- 1045
- 1046 2. Si la donnée du débit du point de livraison est erronée sur une période d'une durée supérieure ou
 1047 égale à 3h, la donnée du débit du point de livraison est remplacée par la somme du débit réel des
 1048 clients en lecture horaire²⁷ et du débit modélisé des clients en lecture mensuelle associés à ce point
 1049 de livraison pour la même période. Ce débit modélisé est calculé en utilisant une régression
 1050 linéaire, identique à celle permettant d'obtenir les résultats du calcul de pointe, sur l'ensemble
 1051 des clients à lecture mensuelle associés à ce point de livraison sur les périodes non erronées.

1052 On observe ci-dessous les résultats de ces corrections sur les exemples présentés précédemment :

²⁷ A noter que si débit réel des clients en lecture horaire est également erroné, il n'est pas possible d'appliquer cette correction. Dans ce cas, la donnée du débit du point de livraison n'est pas remplacée et la période correspondante est exclue des régressions finales.

1053

Arrêt du capteur :

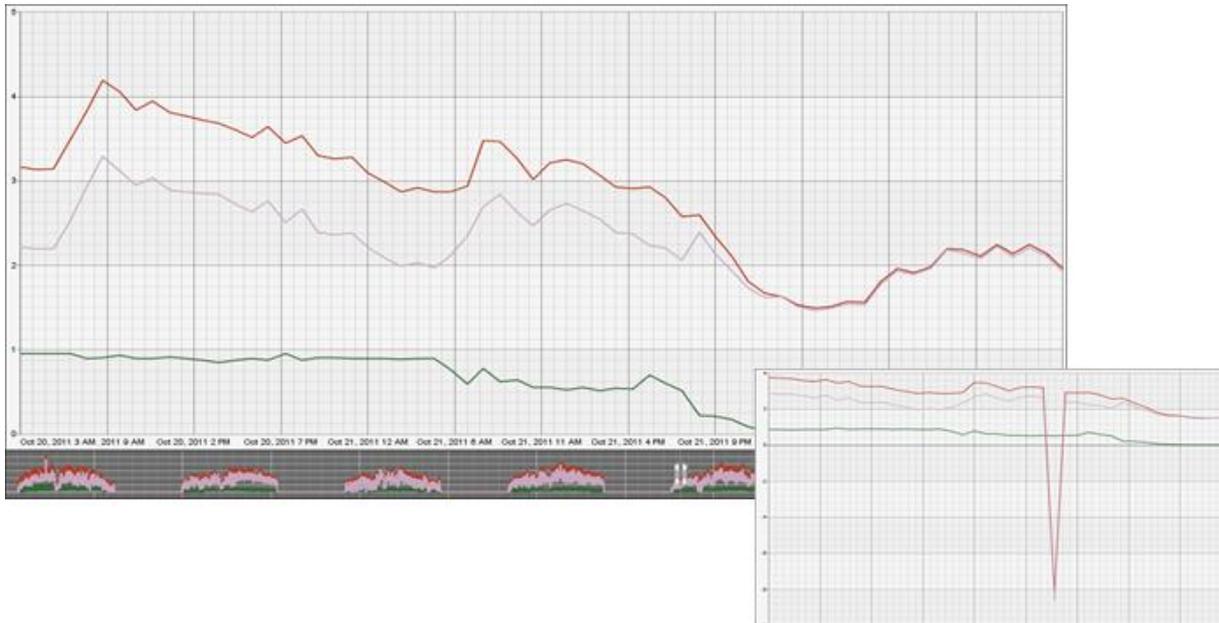


1054
1055
1056
1057

Figure 19 : Arrêt du capteur du point de livraison corrigé à l'aide de la méthode 2, 23 Avril 2009. Données du point de livraison en rouge, clients à lecture mensuelle en violet, sommes des clients à lecture horaire en vert, Bas à droite : figure avant correction pour rappel

1058

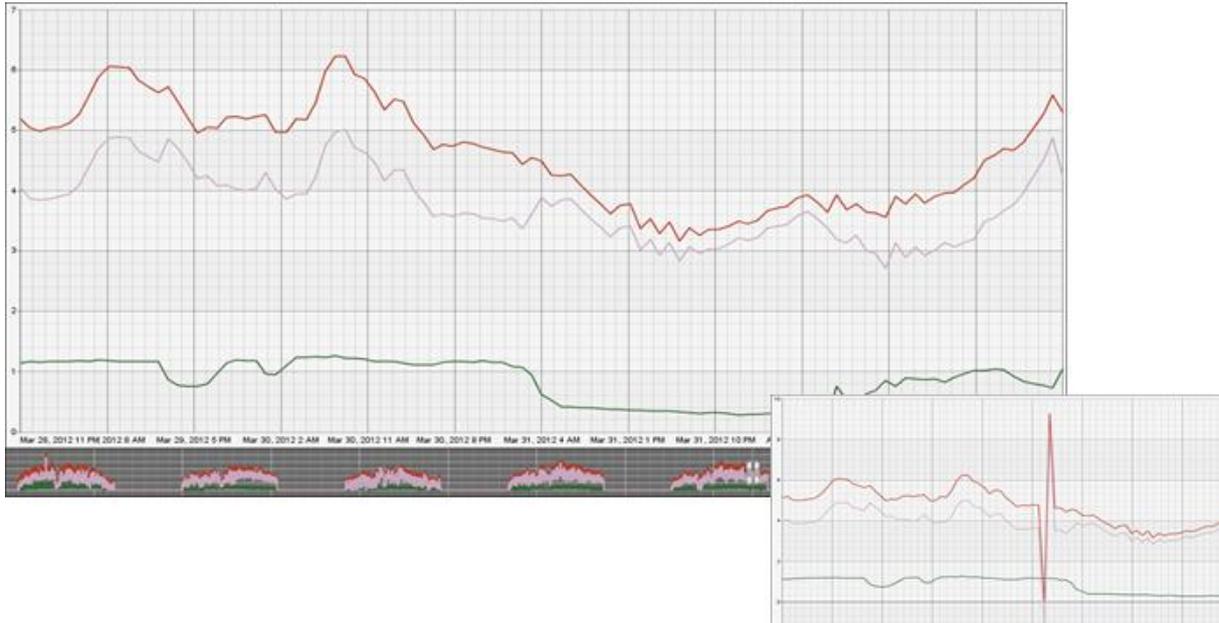
Valeur négative :



1059
1060
1061
1062

Figure 20 : Valeur négative du débit d'un point de livraison corrigée à l'aide de la méthode 1, 21 Octobre 2011. Données du point de livraison en rouge, clients à lecture mensuelle en violet, sommes des clients à lecture horaire en vert, Bas à droite : figure avant correction pour rappel

1063
1064
1065
1066

1067 **Valeur anormalement faible suivi d'un rattrapage :**


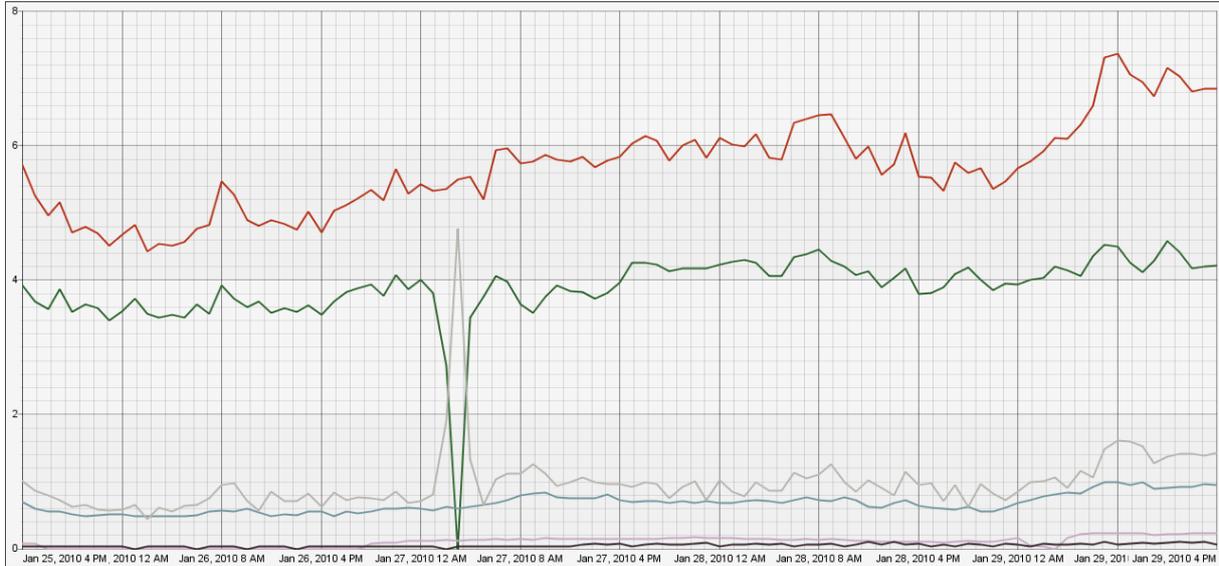
1068

1069 **Figure 21 : Valeur anormalement faible suivi d'un rattrapage du débit d'un point de livraison corrigé à l'aide de la**
 1070 **méthode 1, 30 Mars 2012. Données du point de livraison en rouge, clients à lecture mensuelle en violet, sommes des**
 1071 **clients à lecture horaire en vert, Bas à droite : figure avant correction pour rappel**

 1072 **7.2 Clients à lecture horaire (télémétrie)**

 1073 **7.2.1 Détection des erreurs**

1074 Afin de repérer les erreurs de capteur chez un client à lecture horaire, on observe les variations
 1075 importantes de débit. On vérifie que ces variations importantes sont corrélées avec le débit du point
 1076 de livraison. Si ce n'est pas le cas, c'est que la donnée est très probablement erronée. En effet, une
 1077 variation brutale de la consommation d'un client à lecture horaire non corrélée à celle du point de
 1078 livraison se traduirait par une variation brutale de la consommation des clients à lecture mensuelle,
 1079 qui sont la plupart du temps des clients à profil de chauffage, avec une consommation prévisible dans
 1080 le temps. A l'aide de cette hypothèse, nous avons pu détecter les erreurs suivantes (attention, la
 1081 consommation des clients à lecture mensuelle est calculée et non mesurée) :

1082 **Arrêt ponctuel du capteur :**

 1083
 1084 **Figure 22- Exemple d'arrêt ponctuel de capteur pour un client à lecture horaire. Données du point de livraison en rouge,**
 1085 **clients à lecture mensuelle en gris**

 1086 **Long arrêt du capteur :**

 1087
 1088 **Figure 23- Exemple d'arrêt de longue durée de capteur de client à lecture horaire. Données du point de livraison en**
 1089 **rouge, clients à lecture mensuelle en gris**

 1090 **7.2.2 Correction des erreurs de capteur au niveau des clients à lecture**
 1091 **horaire**

 1092 Artelys a procédé à deux types de corrections selon la durée de la période durant laquelle les données
 1093 sont erronées:

- 1094
- 1095 ▪ Si la donnée du débit du point de livraison est erronée sur une période inférieure ou égale à 2
 - 1096 heures, le débit est remplacé par interpolation à l'aide de la valeur du débit du point de livraison lors de l'heure précédent et de l'heure suivant la période erronée.

- 1097 ▪ Si la donnée du débit du point de livraison est erronée sur une période d'une durée supérieure
 1098 ou égale à 3h, la donnée du débit du client n'est pas remplacée et la période correspondante
 1099 est exclue des régressions finales.

1100 7.3 Cas particulier de deux postes de livraison

1101 L'analyse détaillée des consommations horaires de chacun des postes de livraison sur l'historique
 1102 disponible (2007-2014) a permis d'identifier des anomalies à deux endroits précis sur le réseau de
 1103 l'Estrie. Ces anomalies provenaient d'une erreur d'arrondi dans le calcul du débit horaire lorsqu'une
 1104 des variables utilisées n'était pas réinitialisée après une longue période de temps. Suite à une
 1105 réinitialisation de la variable en question, l'effet sur le débit horaire calculé pouvait prendre plusieurs
 1106 mois avant de se faire sentir car l'erreur s'accumulait dans le temps. Ce problème de programmation
 1107 a été corrigé de manière permanente en 2014. Toutefois, l'historique disponible comporte plusieurs
 1108 plages de temps où le débit horaire est faussé de manière importante.

1109 L'erreur d'arrondi, présentant des « sauts » de plusieurs milliers de m³/h sur le débit horaire calculé
 1110 (voir figure ci-dessous), est de nature à fortement influencer la précision dans la caractérisation et la
 1111 projection du débit horaire de référence. Artelys a dû corriger ces données.

1112 Dans un premier temps les données restreintes aux périodes durant lesquelles le capteur semble bien
 1113 fonctionner ont été extraites. A partir de ces données, le débit consommé par les clients à lecture
 1114 mensuelle a été calculé par différence avec les débits des clients à lecture horaire. Le débit calculé
 1115 pour les clients à lecture mensuelle a été ensuite modélisé. Finalement, le débit des deux points de
 1116 livraison problématiques a été remplacé sur les périodes de défaillance par les valeurs modélisées
 1117 (clients à lecture mensuelle additionnés des clients en lecture horaire).

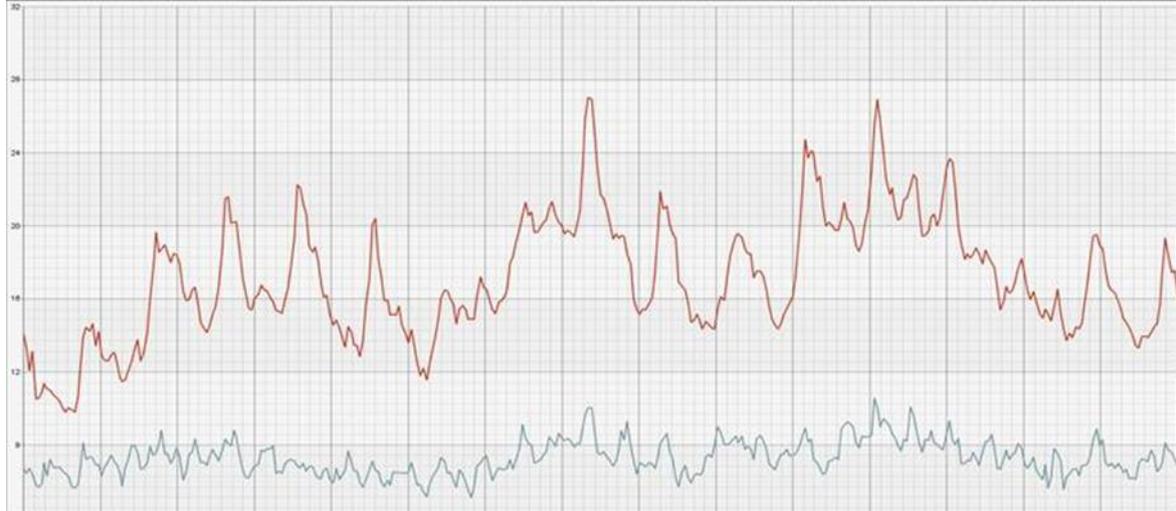
1118



1119

1120

Figure 24- Exemple de données horaires fournies un point de livraison lors d'une période de mauvais fonctionnement



1121

1122

Figure 25- Exemple de données horaires fournies pour le même point de livraison, lorsque les données sont correctes

1123

7.4 Comparaison après correction

1124

Une fois les corrections effectuées, Artelys a réalisé une comparaison des données de consommation des clients à lecture mensuelle obtenues de deux façons :

1125

1126

- En utilisant la base de données de facturation de Gaz Métro contenant les consommations mensualisées

1127

1128

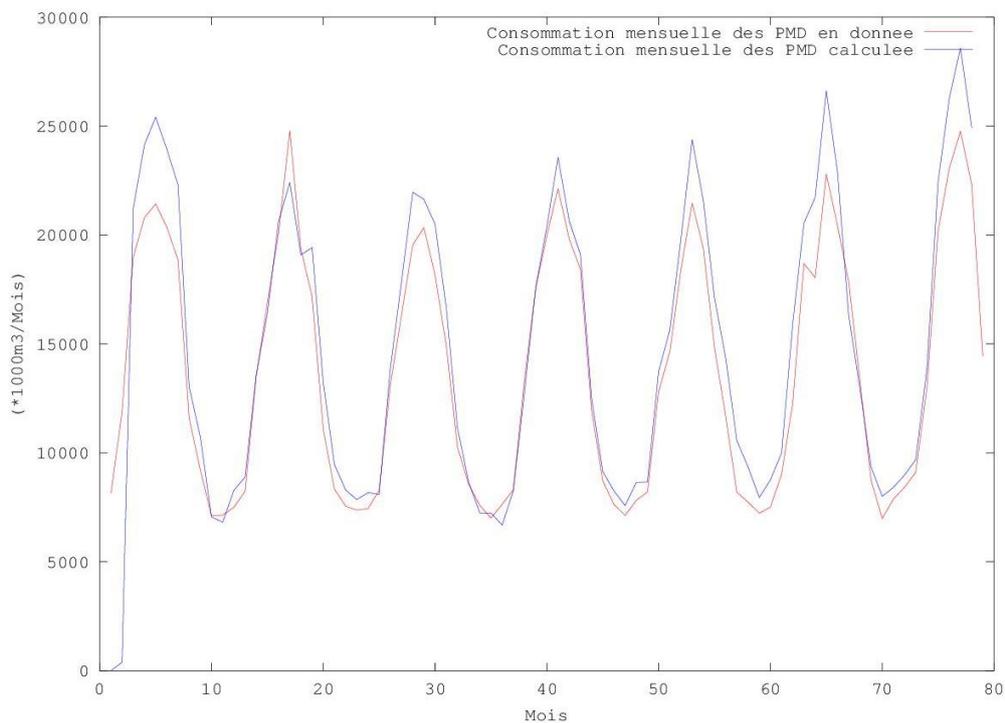
- En effectuant des sommes par mois des débits horaires calculés pour ces clients

1129

On obtient les courbes comparatives ci-dessous. Les différences observées ont été jugées acceptables par Gaz Métro. Il est à noter que lorsque de grandes différences sont observées, elles proviennent des périodes qui ont été retirées de l'analyse à cause d'erreurs sur les débits des clients à lecture horaire.

1130

1131

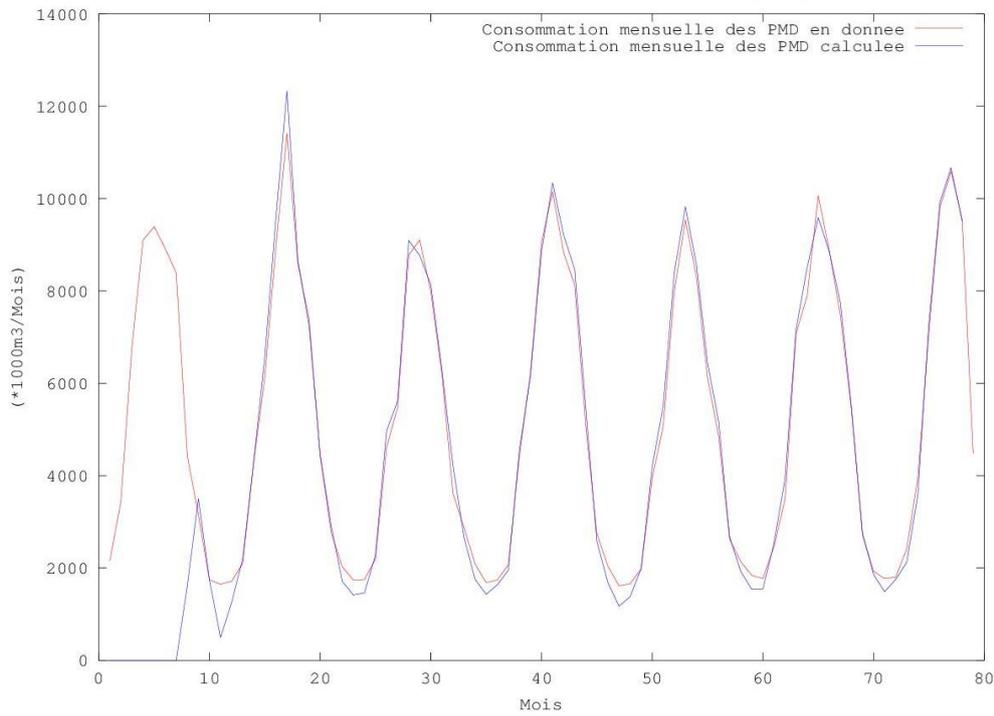
1132 **7.4.1 Tronçon de Sabrevois**


1133

 1134 **Figure 26- Comparaison des consommations mensuelles calculées sur la base du débit et issues du système de facturation,**
 1135 **sur la totalité de l'historique disponible.**

1136

1137 **7.4.2 Tronçon de Waterloo**



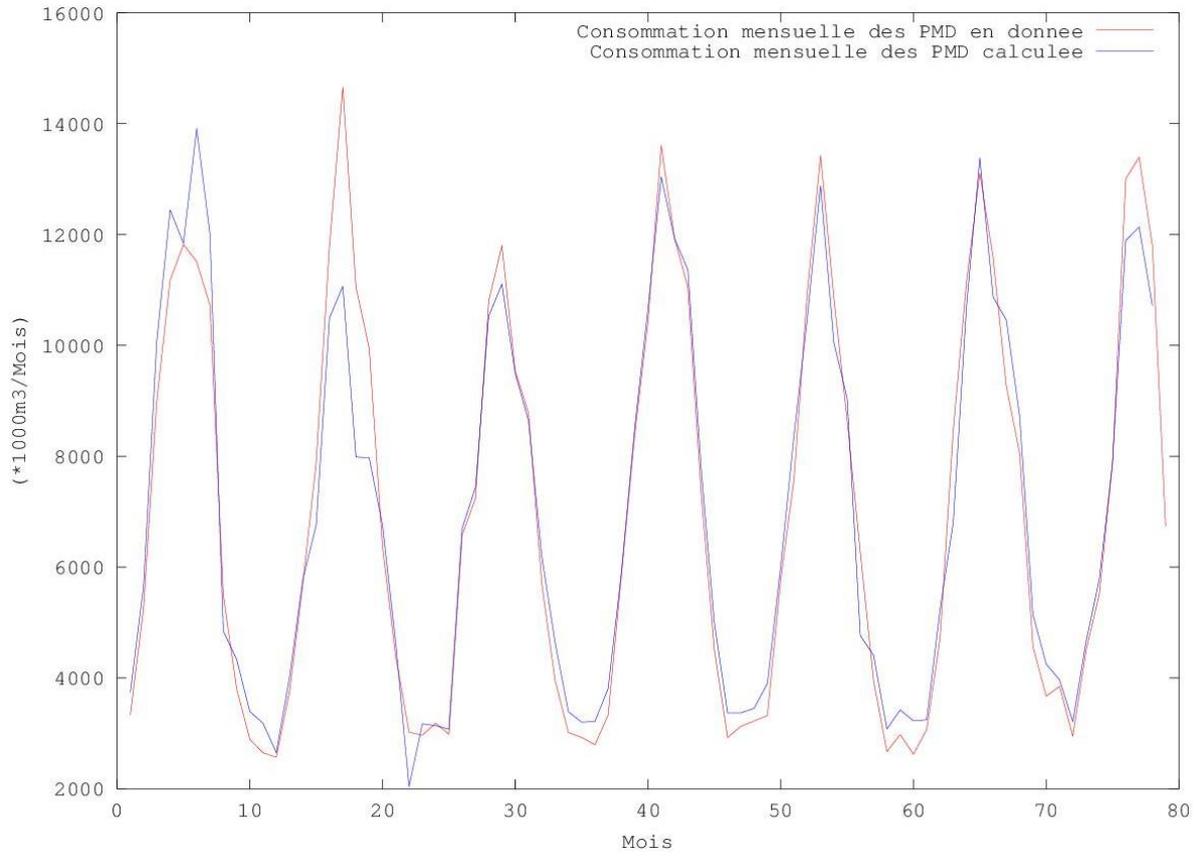
1138

1139 **Figure 27- Comparaison des consommations mensuelles calculées sur la base du débit et issues du système de facturation,**
 1140 **sur la totalité de l'historique disponible.**

1141

1142

1143 **7.4.3 Tronçon de Saguenay**



1144

1145 **Figure 28- Comparaison des consommations mensuelles calculées sur la base du débit et issues du système de facturation,**
 1146 **sur la totalité de l'historique disponible.**

1147

1148

1149

1150 8 Annexe 2 : Références internationales, synthèse

1151 Ci-dessous sont présentés les temps de retour pour les références les plus pertinentes parmi celles
 1152 étudiées par Artelys. Le tableau indique les temps de retour utilisés et l'utilisation du critère « N-1 » le
 1153 cas échéant²⁸.

Amérique du Nord				Europe	
NERC (USA) ²⁹	20	New York ³⁰	Hiver 1976/1977	Europe (règlement UE) ³¹	20 « N-1 »
Manitoba ³²	15	Washington + Oregon ³³	30	Belgique ^{34,35,36}	20
Pacific Northwest ³⁷	20-30	Wyoming ³⁸	20	Grande-Bretagne ^{39,40}	20
Connecticut ⁴¹	30	Minnesota ⁴²	20	Grèce ⁴³	20
New-Hampshire ⁴⁴	30-50			Pays-Bas ⁴⁵	7j, 30 ans
Californie (PG&E) ⁴⁶	90			Hongrie ⁴⁷	20, « N-1 »
Nouvelle-Angleterre ⁴⁸	30-50	Australie ⁴⁹	20	France ⁵⁰	3j, 50 ans

²⁸ Dans le cas de la Belgique et de la Grande-Bretagne, on présente plusieurs références concordantes entre elles.

²⁹ NERC 2013 Special Reliability Assessment: Accommodating an Increased Dependence on Natural Gas for Electric Power Phase II: A Vulnerability and Scenario Assessment for the North American Bulk Power System

³⁰ Gas Long Range Plan, ConEdison, 2010 + Natural Gas Assessment, New York State Energy Plan, 2009:

³¹ Règlement (UE) n° 994/2010 (Art. 8)- Sauf Suède, Luxembourg et Slovénie

³² Review of Natural Gas Supply Portfolio Options for Centra Gas, ICF international, Manitoba, 2011

³³ Cascade Natural Gas, 2012 Integrated Resource Plan

³⁴ EPG2020

³⁵ Risk Assessment Belgium, FPS Economy, S.M.E.s, Self-Employed and Energy, 2011:

³⁶ CREG

³⁷ Pacific Northwest Utilities Conference Committee (Cascade Natural Gas, Avista Utilities...). Demand Forecast Methodology Comparison

³⁸ Questar Gas Company Integrated Ressource Plan, soumis en juin 2012 à la commission des services publics du Wyoming

³⁹ Ofgem

⁴⁰ GTTPC

⁴¹ Connecticut's Gas LDCs Joint Natural Gas Infrastructure Expansion Plan, June 14, 2013

⁴² ORDER APPROVING CHANGE IN DEMAND ENTITLEMENT LEVEL WITH CONDITIONS, BEFORE THE MINNESOTA PUBLIC UTILITIES COMMISSION

⁴³ Assessment of risk associated with the security of gas supply in Greece, 2011.

⁴⁴ UNITIL CORPORATION GRANITE STATE GAS TRANSMISSION STUDY, FINAL REPORT

⁴⁵ Risk assessment - The Netherlands, Gas Transport Services, 2011

⁴⁶ PG&E, PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY 2015 GAS TRANSMISSION AND STORAGE RATE CASE

⁴⁷ Emergency Plan

⁴⁸ Assessment of New England's Natural Gas Pipeline Capacity to Satisfy Short and Near-Term Electric Generation Needs, 2012

⁴⁹ 2012 Review of the Weather Standards for Gas Forecasting

⁵⁰ GRTGaz + Gas in Focus

1154 9 Annexe 3 : Identification et mise en place des 1155 facteurs explicatifs de la pointe horaire

1156 9.1 Introduction

1157 Sur la base d'une analyse approfondie des données, Artelys a effectué le choix des facteurs explicatifs⁵¹
1158 pour le modèle de régression du débit horaire. Comme variables candidates, ont été considérées :
1159 jour de semaine, mois, année, heure, saison, température (jour courant, jour précédent), degré-jour
1160 (courant et précédent), degré-jour vent, différence de température (courant-précédent), différentes
1161 moyennes mobiles de la température, jour férié, jour ouvré, samedi, terme de tendance. Un terme
1162 d'activité saisonnière pour les activités agricoles telles que le séchage du maïs a été analysé mais
1163 n'entre pas en compte dans la période considérée (limitée à l'hiver). Les variables finalement retenues
1164 sont les suivantes (elles sont détaillées par la suite) :

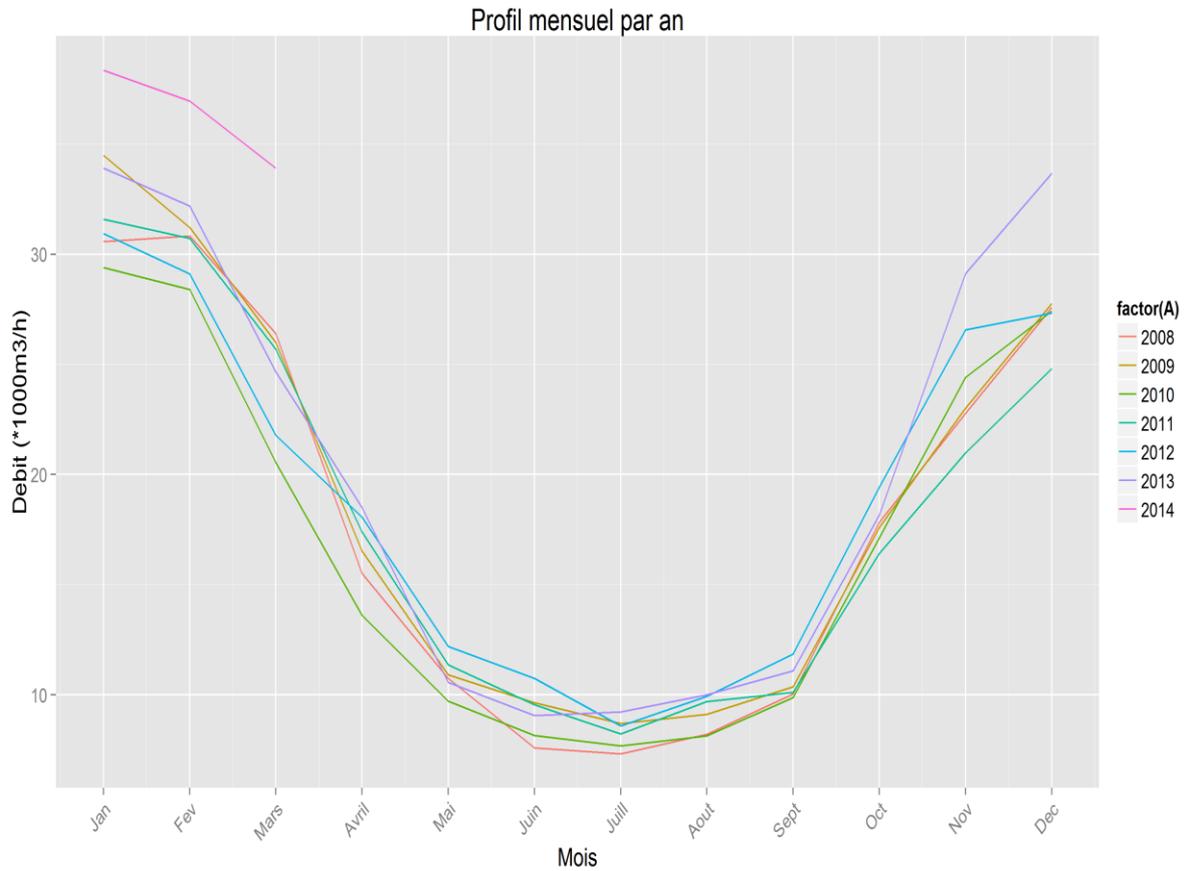
- 1165 ▪ Variables calendaires : heure, type de jour; la dépendance en saisons n'est pas traitée puisque
1166 les données sont restreintes à l'hiver
- 1167 ▪ Variables météorologiques : degré jour, degré jour précédent, degré jour vent
- 1168 ▪ Variables de croissance

1169 9.2 Variables calendaires

1170 9.2.1 Saisons

1171 Artelys a choisi de n'étudier que les mois durant lesquels les débits sont les plus importants, soit les
1172 mois d'octobre à avril. Ce choix est effectué sur la base de l'analyse des consommations.

⁵¹ A noter que le choix a été rendu robuste par l'utilisation de *l'estimateur lasso de la régression linéaire*

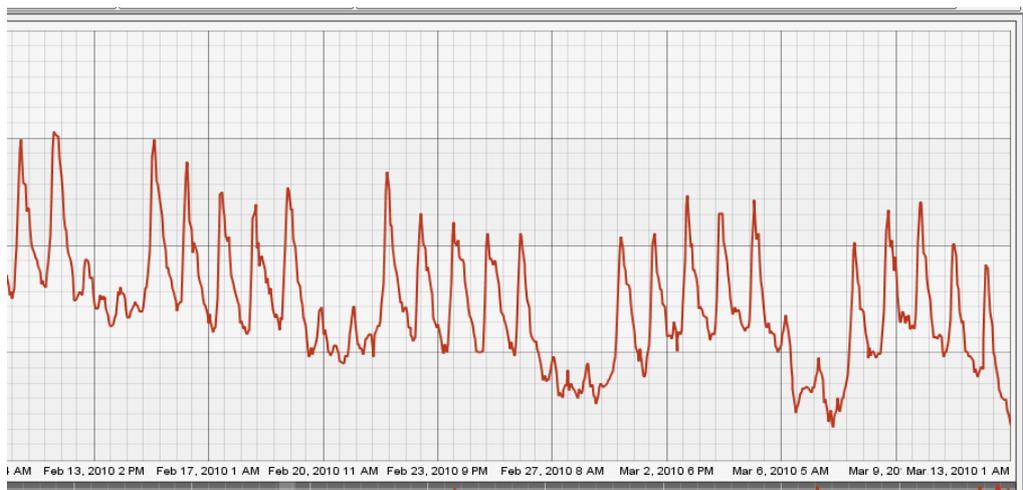


1173

1174 **Figure 29-Pour chaque année de l'historique disponible, débit moyen par mois pour les clients à relevé mensuel, dans le**
 1175 **tronçon de Sabrevois**

1176 **9.2.2 Type de jour**

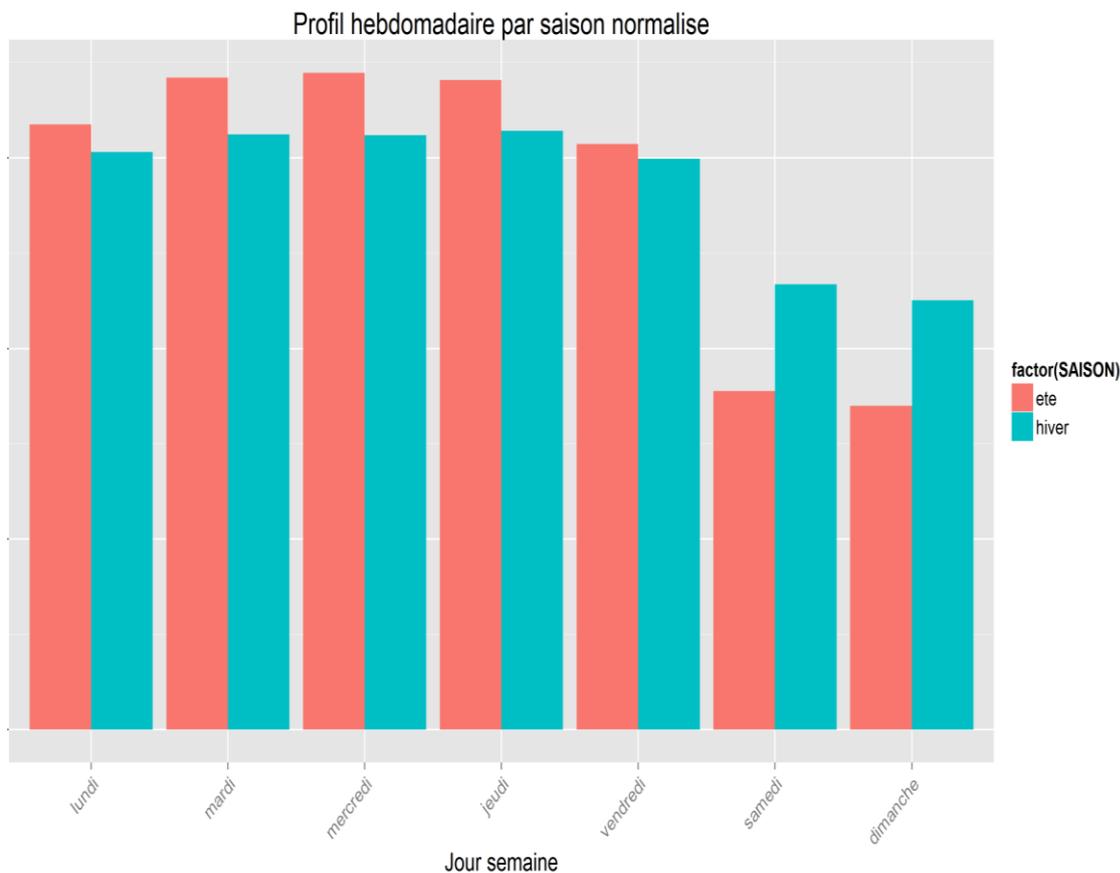
1177 Artelys utilise comme variables calendaires les jours travaillés, les samedis et les dimanches et jours
 1178 fériés. Ce choix est orienté au départ par l'analyse visuelle des courbes de débits, et la pratique usuelle
 1179 de Gaz Métro.



1180

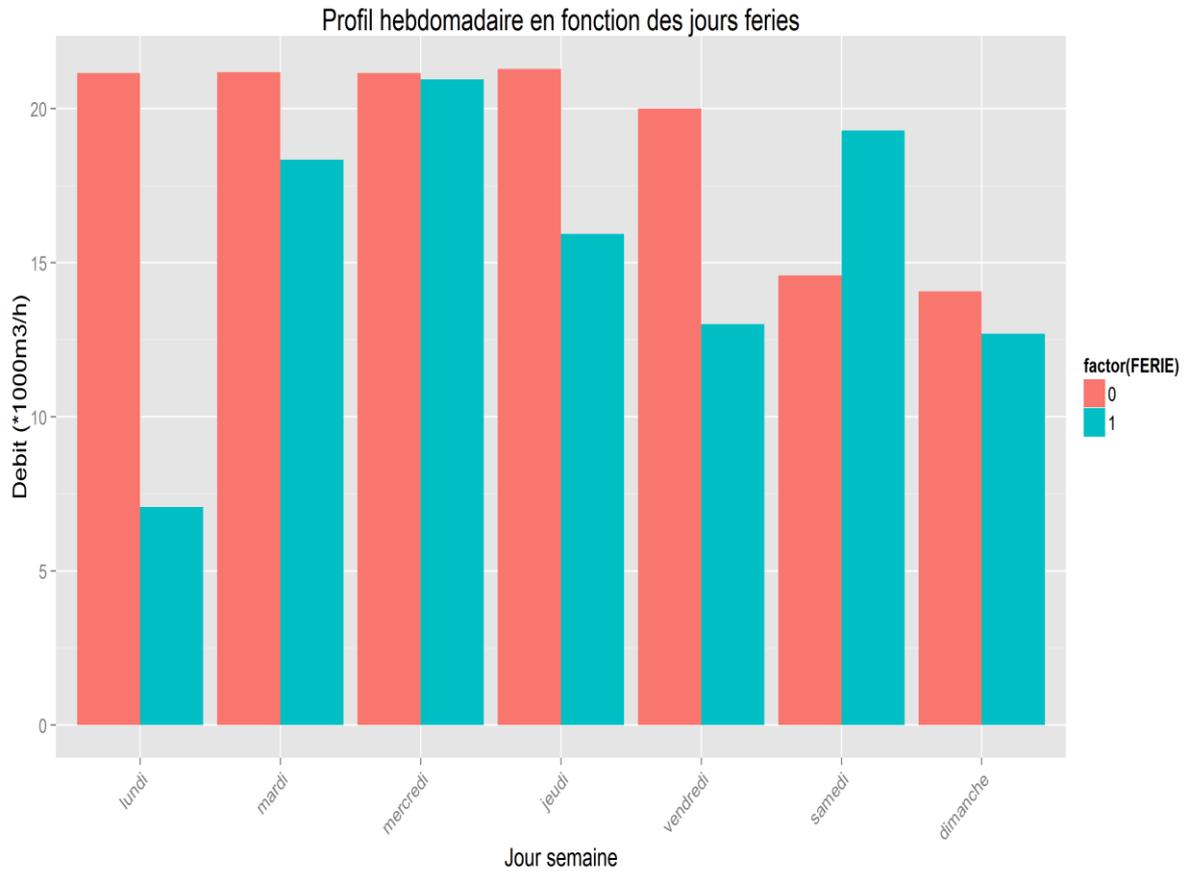
1181 **Figure 30- Exemple de courbe de débit horaire sur laquelle on observe distinctement les jours travaillés (5) et les jours**
 1182 **feriés/dimanches (2)**

1183 Le choix est confirmé par une analyse du débit normalisé par jour et par saison sur l'ensemble de
 1184 l'historique, qui montre une claire baisse les fins de semaine.



1185
 1186 **Figure 31- Débit moyen normalisé sur l'historique disponible, par jour de la semaine et par saison. Exemple pour le**
 1187 **tronçon de Sabrevois**

1188 L'importance des jours fériés a également été confirmée au préalable.



1189

1190 **Figure 32- Débit moyen normalisé sur l'historique disponible, par jour de la semaine et en fonction des jours fériés ou**
 1191 **non. Exemple pour le tronçon de Sabrevois**

1192

1193 Les jours fériés pris en compte sont les suivants :

1^{er} janvier

lundi précédant le 25 mai

24 juin

1er juillet ou 2 juillet

25 décembre

1er lundi de septembre

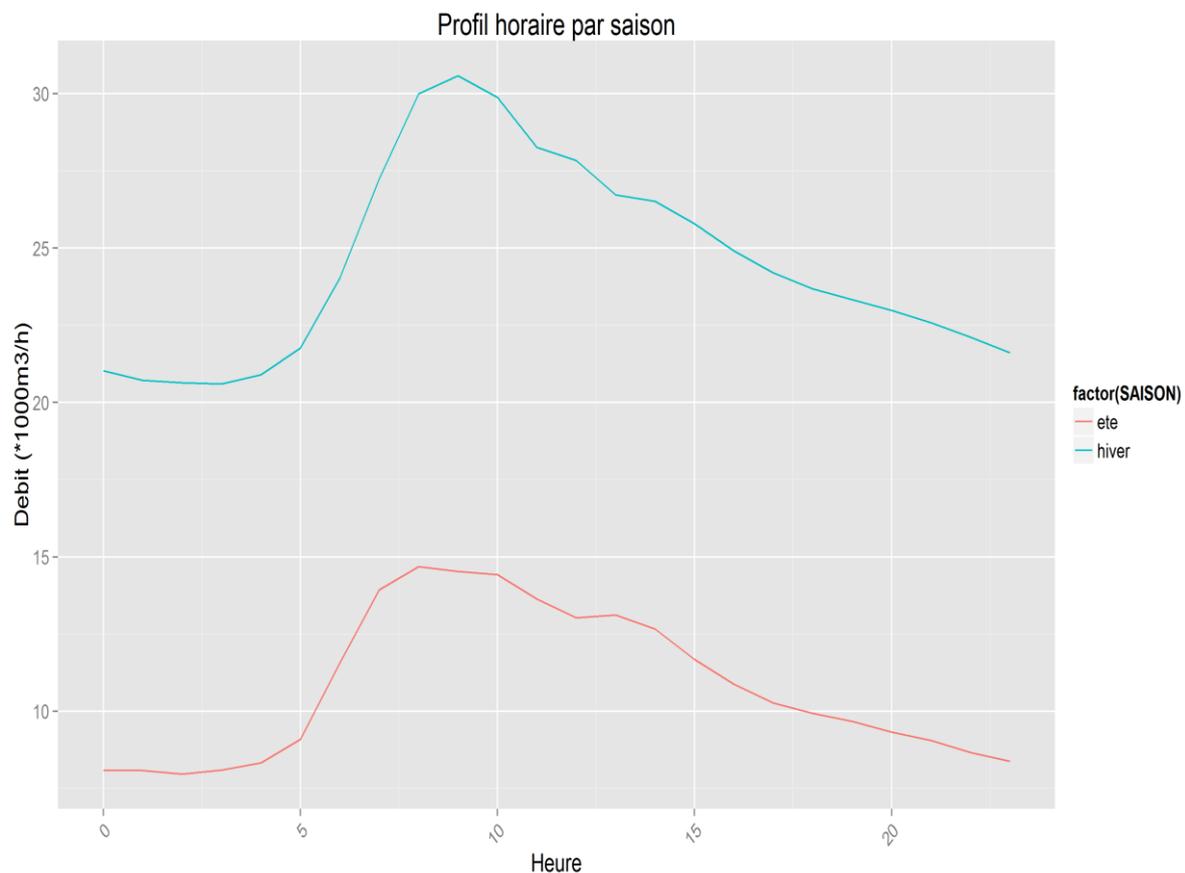
2ème lundi d'octobre

1194

1195 **9.2.3 Variable horaire**

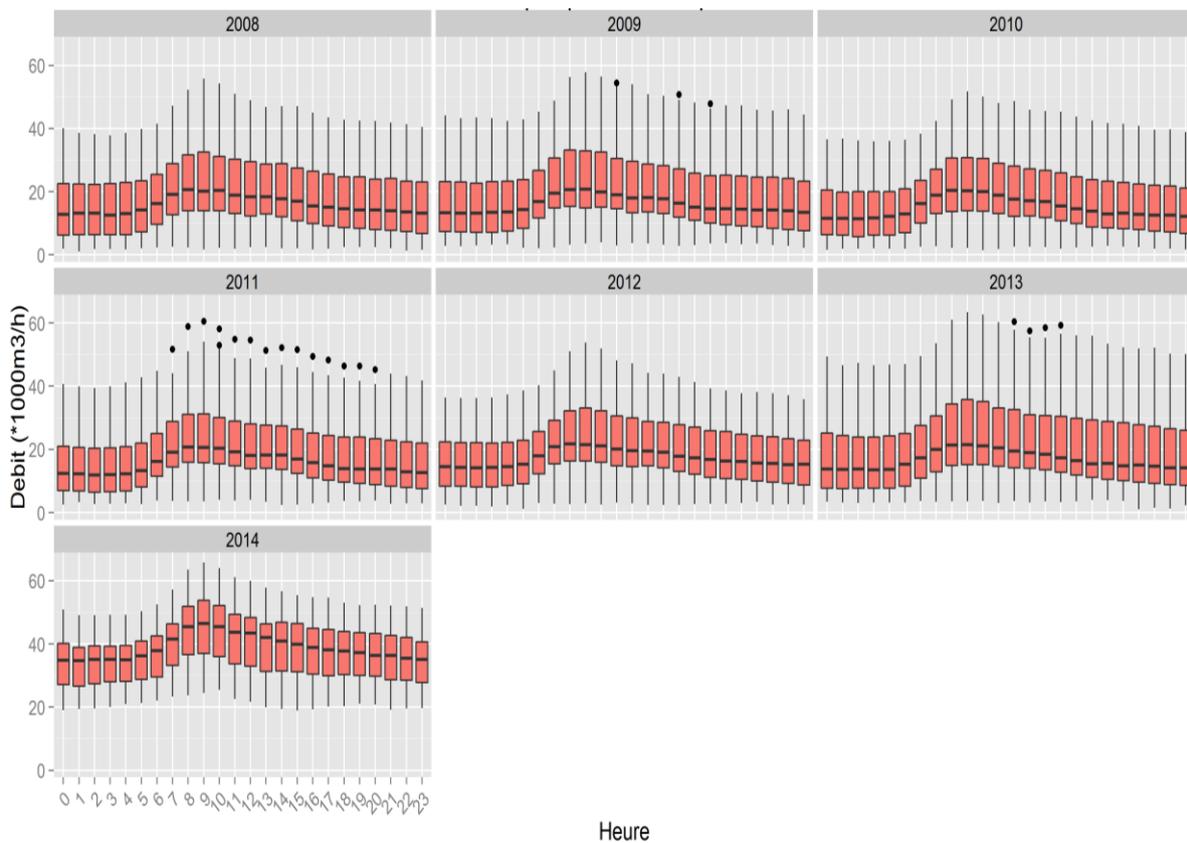
1196 La demande montre un profil horaire remarquable, avec une montée de demande aux environs de 9H.

1197 L'amplitude de la variation justifie de modéliser l'impact de l'heure. Un modèle par heure a été choisi.



1198

1199 **Figure 33- Exemple pour les clients à lecture mensuelle du tronçon de Sabrevois : profil horaire moyen en été et en hiver**



1200

1201

1202

Figure 34- Profil horaire par an et par saison, montrant la bonne stabilité du profil au cours des années (les barres rouges indiquant les valeurs comprises entre 5% et 95% de l'ensemble des valeurs)

1203

9.3 Variables météorologiques

1204

9.3.1 Degrés jours : DJ et DJ-1, DJV

1205

1206

1207

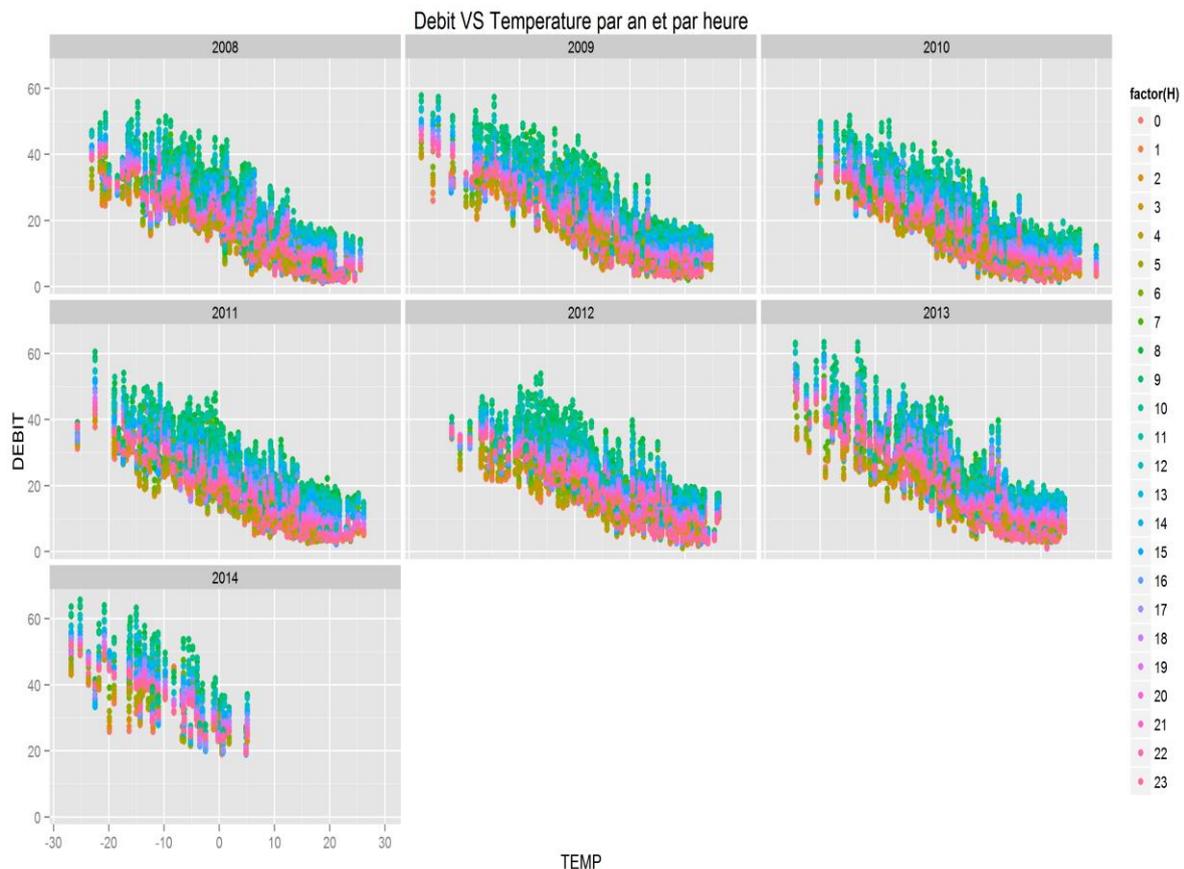
1208

1209

1210

1211

L'impact de la température est très important, comme le montre l'analyse des données pour les clients à lecture mensuelle ci-dessous. Rappelons que les températures utilisées sont des moyennes d'une journée **entre 10AM et 10AM**. Il faut noter également que les températures sont réchauffées d'environ 0.3 degrés C par dizaine d'année, conformément aux résultats d'Ouranos utilisés par Gaz Métro. Le choix de moyennes 10AM-10AM est à remarquer car il place la distinction entre deux jours successifs proche du moment de la pointe qui se trouve à 9AM en général.



1212

1213

1214

Figure 35-Analyse pour chaque heure de la journée et chaque année de l'historique de l'influence de la température (clients à lecture mensuelle, tronçon de Sabrevois)

1215

Les facteurs habituellement utilisés pour prendre en compte l'effet de la température sont les degrés jour. Le degré jour en base 13°C est calculé selon la formule suivante : $(\max(0, 13-T))$. Il est donc nul lorsque la température dépasse 13°C. Les températures usuelles du Québec varient l'hiver entre 0°C et -25°C, ce qui correspond à des valeurs de degrés jours de l'ordre de 0 à 38. Les régressions utilisent les degrés jours et degrés jours du jour précédent (DJ-1).

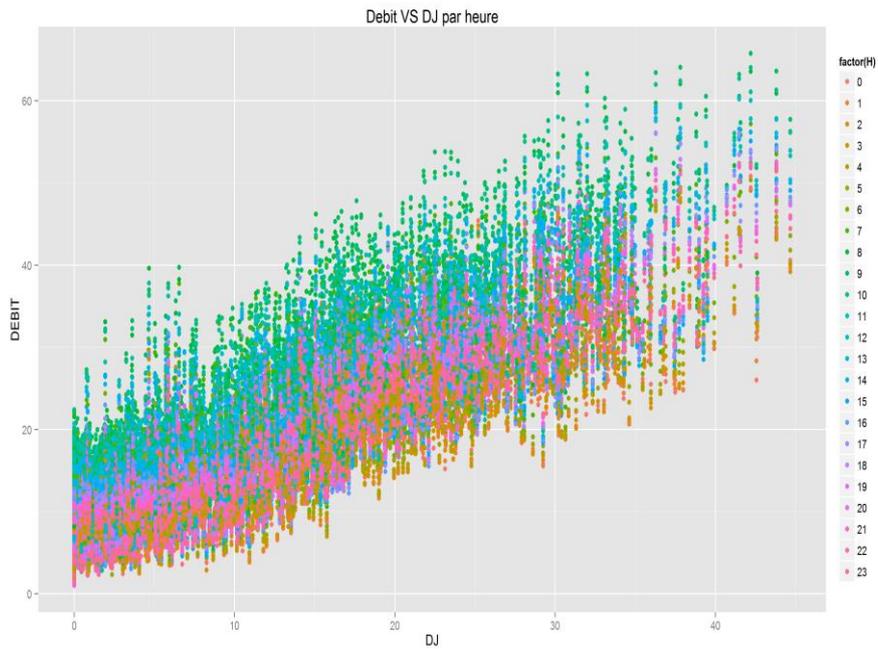
1220

Au cours des dernières années, la base de calcul des degrés jours a été modifiée par Gaz Métro de 18°C à 13°C⁵². Cette base de température pour le calcul des degrés jours de 13°C a donc été recommandée par Gaz Métro et utilisée dans l'étude.

1221

1222

⁵² Régie de l'énergie - Dossier R-3662-2008 - Phase 2. Cause tarifaire 2007-2008 de la Société en commandite Gaz Métro (SCGM)

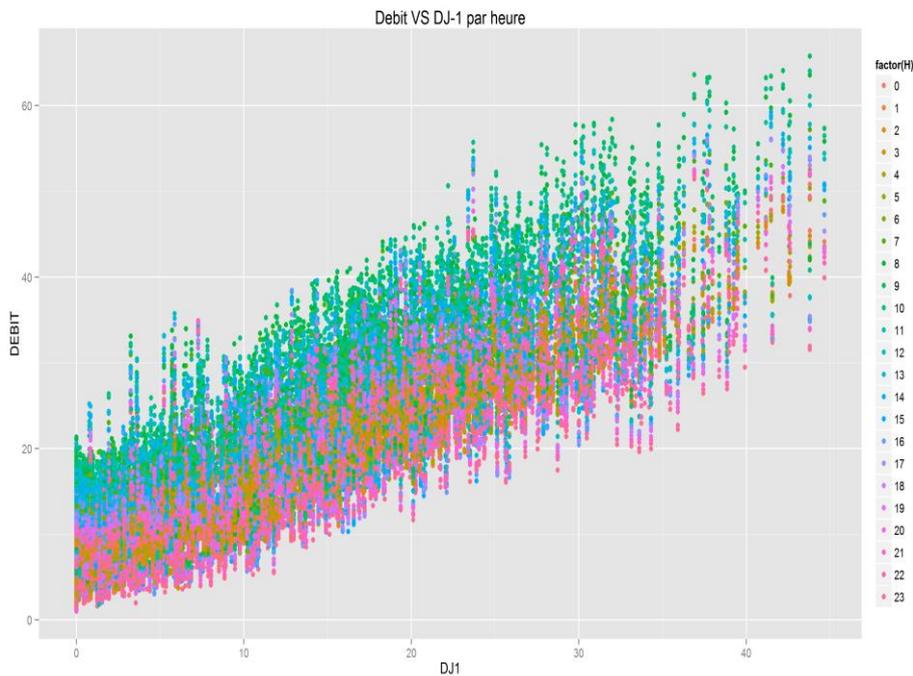


1223

1224

1225

Figure 36- Analyse pour chaque heure de la journée de l'historique de l'influence du degré jour «DJ » (clients à lecture mensuelle, tronçon de Sabrevois)



1226

1227

1228

Figure 37 -Analyse pour chaque heure de la journée de l'historique de l'influence du degré jour précédent « DJ-1 » (clients à lecture mensuelle, tronçon de Sabrevois)

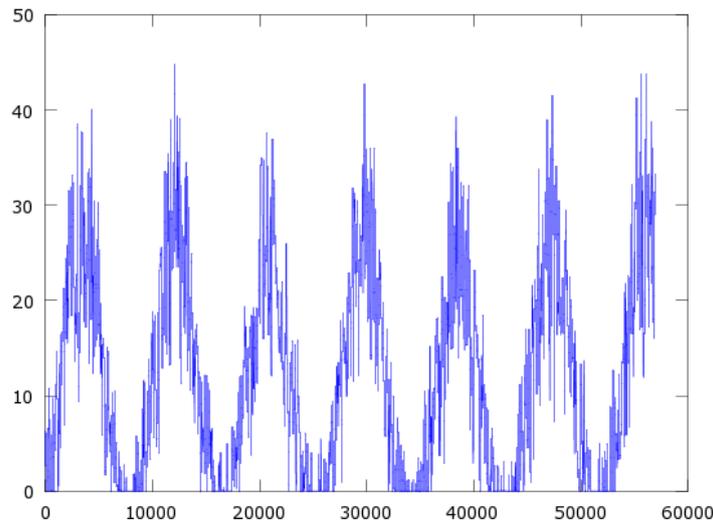
1229

1230

1231

1232

En plus de retenir les variables de degré jour et degré jour -1, on conserve le facteur degré jour * vent (« DJV ») habituellement utilisé par Gaz Métro. Ce choix de trois variables explicatives météorologiques permet de conserver les variables explicatives utilisées pour les régressions de l'approvisionnement de Gaz Métro.

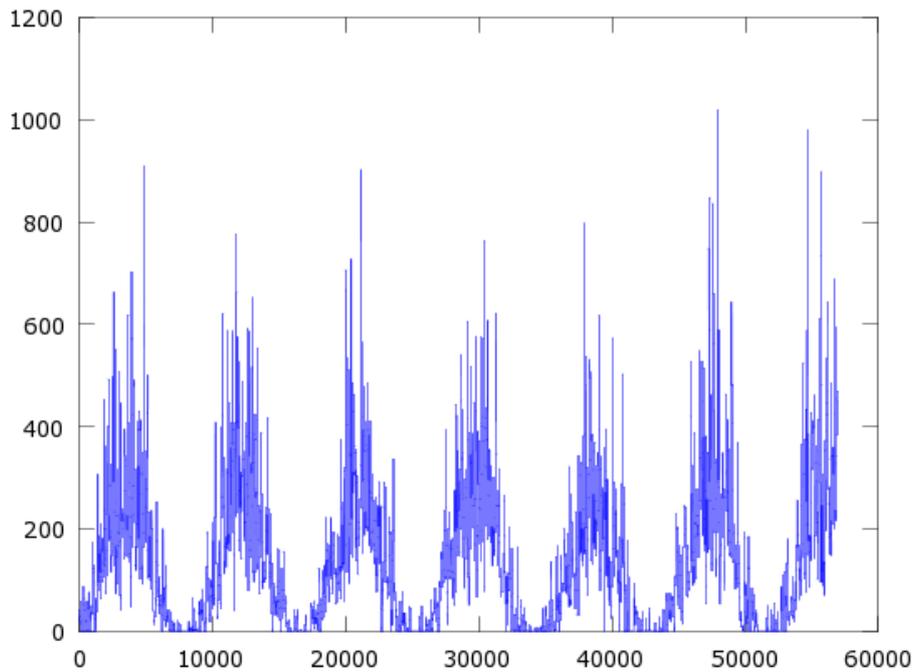


1233

1234

Figure 38- Degrés jours, zoom sur les années de l'historique (entre 2007 et 2014), tronçons de l'Estrée

1235



1236

1237

Figure 39- Degrés jours vent, zoom sur les années de données historiques, tronçons de l'Estrée

1238 9.4 Terme de croissance

1239 Chaque année, de nouveaux clients sont ajoutés aux réseaux étudiés. Dans le même temps, d'autres
 1240 clients sont perdus et des efforts d'efficacité énergétique conséquents sont mis en œuvre par les
 1241 clients existants. Pour rendre compte de l'impact net de ces trois facteurs sur la pointe horaire, on
 1242 ajoute un terme de croissance qui croît linéairement du début de notre historique en 2007 jusqu'à la
 1243 fin (février 2014). L'utilisation d'un terme linéaire a été confirmée par une analyse basée sur la
 1244 méthode GAM, dont l'objectif est d'automatiser le choix d'une fonction explicative de forme

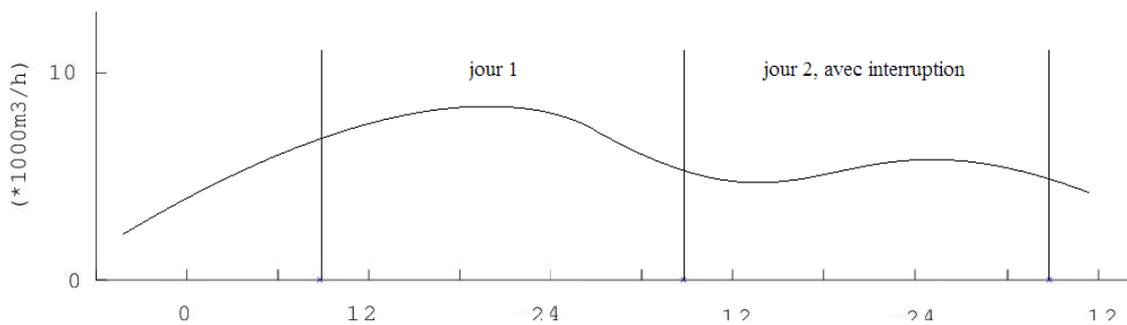
1245 polynomiale. Il est ressorti de cette analyse que la fonction linéaire est bien adaptée aux données
1246 disponibles.

1247 10 Annexe 4 : Nuages de points de débits

1248 Artelys utilise régulièrement dans ce rapport les graphiques en nuages de points. Ils sont composés de
 1249 deux sous-graphiques, un graphique de débit de pointe journalier à gauche et un graphique de volume
 1250 journalier à droite. Nous donnons ci-dessous des explications concernant la compréhension du
 1251 graphique.

1252 Ci-dessous nous dessinons une courbe fictive de débit horaire sur deux jours gaziers (entre 10H et
 1253 10H), le premier sans interruption et le deuxième avec interruption.

1254



1255

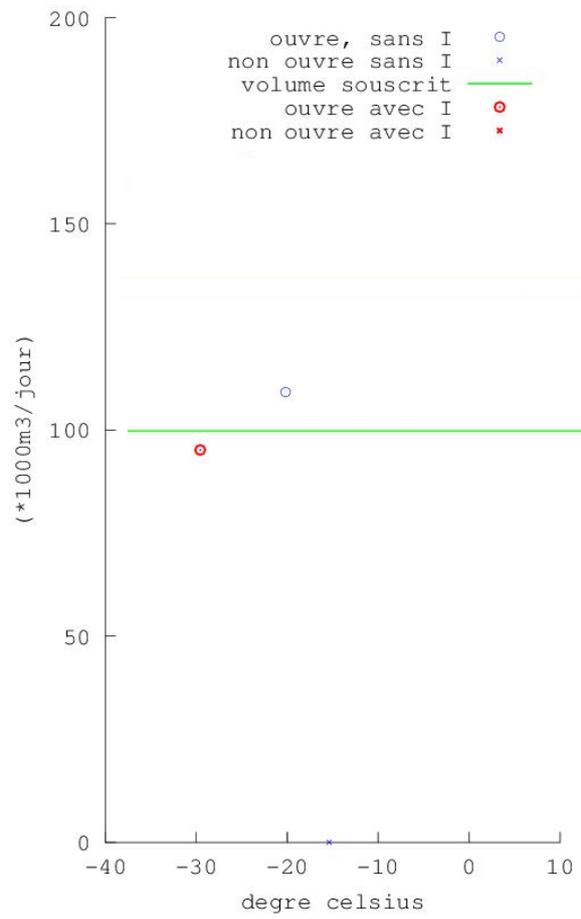
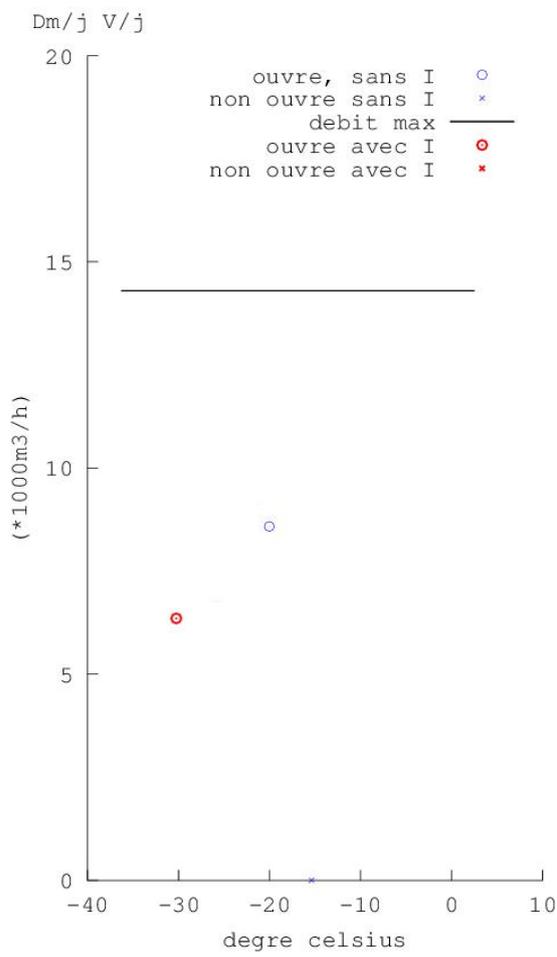
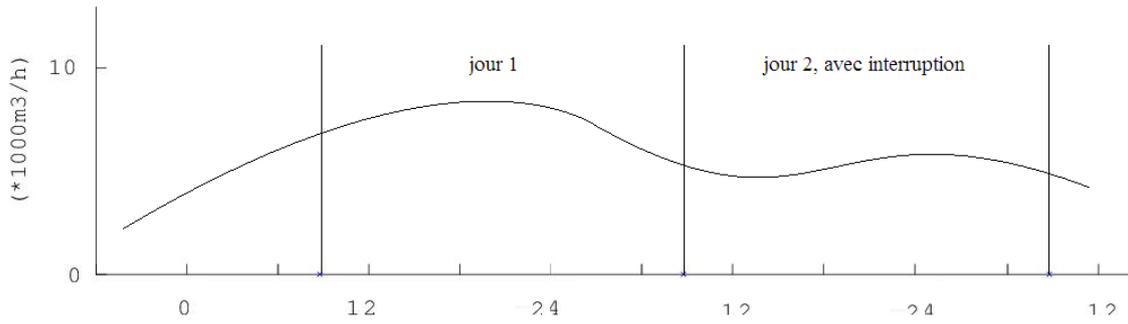
1256 **Figure 40- Exemple fictif de courbe de débit horaire sur deux jours (jour 1, sans interruption et jour 2, avec interruption)**

1257 Pour chaque jour, on retrouve un point dans chaque graphique en nuage de point.

1258 Dans le graphique de gauche (débit de pointe journalier), on reporte le débit maximum de la journée :
 1259 environ 8'000m³/h pour le jour 1 et environ 6'000m³/h le deuxième jour. Le deuxième jour étant un
 1260 jour d'interruption, les points correspondants sont de couleur rouge. Le graphique dépend en abscisse
 1261 de la température ; on imagine que la température moyenne du jour est de -20°C le premier jour et -
 1262 30°C le deuxième.

1263 Dans le graphique de droite (graphique de volume journalier), on reporte la totalité du volume
 1264 consommé sur la journée correspondante. Il est légèrement supérieur à 100'000m³ pour le jour 1 et
 1265 inférieur à 100'000m³ pour le jour 2. Un trait vert indique le volume souscrit au tarif continu, qui est
 1266 donc bien respecté le jour 2.

1267 Ainsi, pour chaque jour de l'historique, on reporte un point par jour avec le débit maximum de la
 1268 journée (10H-10H) dans le graphique de gauche et un point par jour avec le volume journalier de la
 1269 journée (10H-10H).



1270

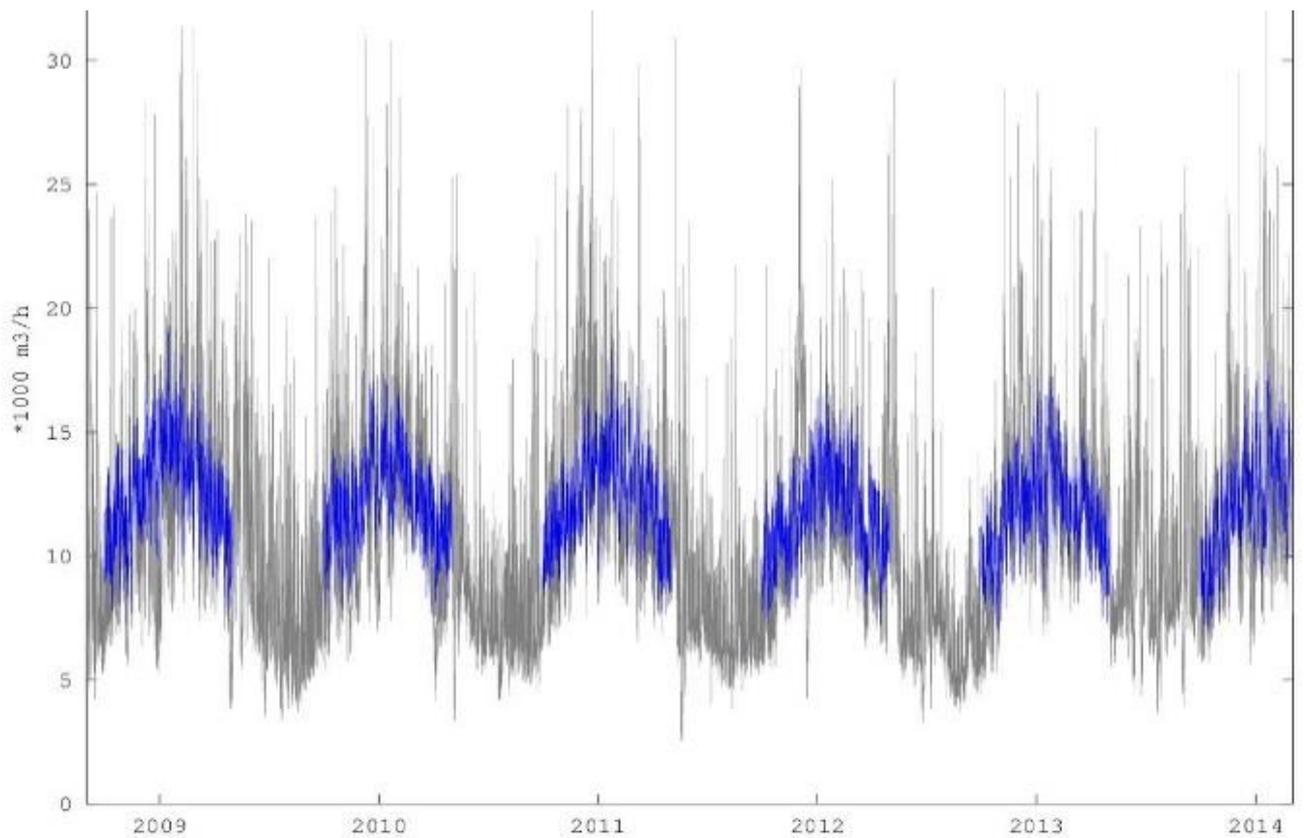
1271

1272

1273 11 Annexe 5 : Résidu de la régression

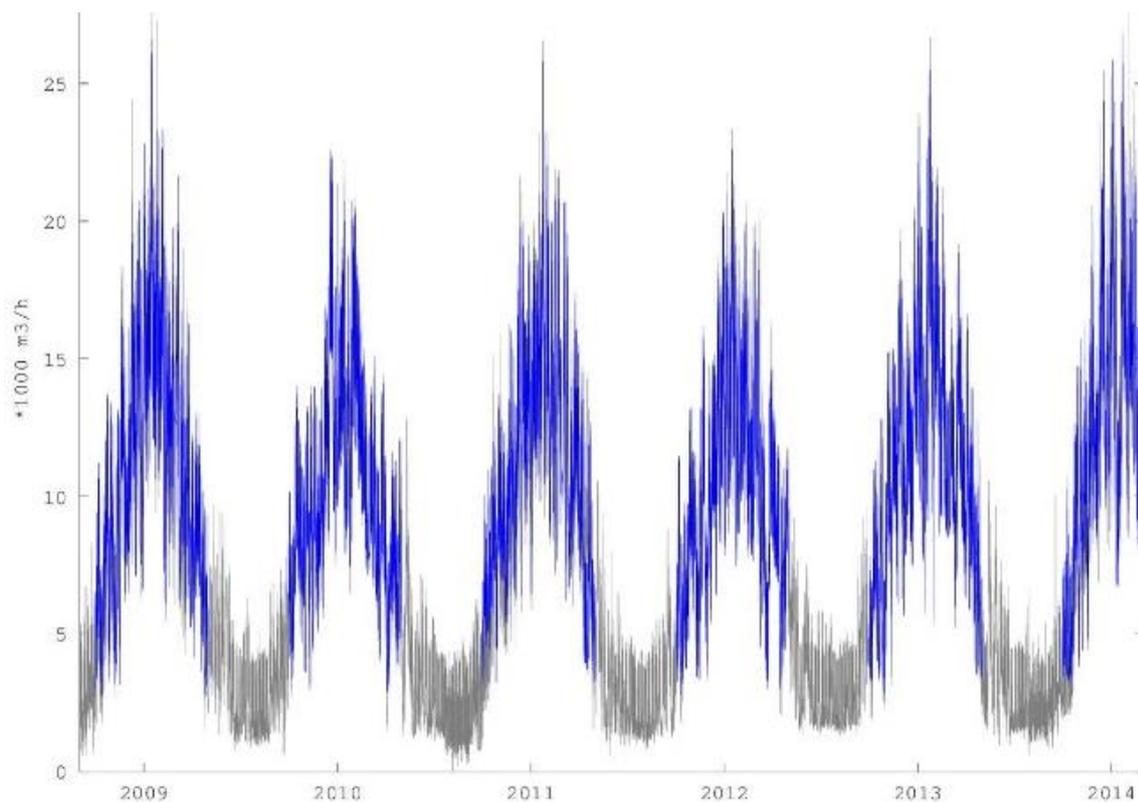
1274 11.1 Analyses sur le résidu

1275 Une analyse détaillée des résidus de la régression a été effectuée, afin de s'assurer que le résidu n'est
 1276 pas lui-même expliqué par les facteurs explicatifs de la régression. A titre d'exemple, nous observons
 1277 ci-dessous deux exemples de modèle de débit horaire superposés à des données réelles, dans le
 1278 tronçon de Waterloo/Windsor, pour des clients à lecture horaire et à lecture mensuelle.



1279

1280 **Figure 41- Comparaison du débit horaire modélisé en hiver (bleu) et totalité des données (gris), pour les clients à lecture**
 1281 **horaire, tronçon de Waterloo**



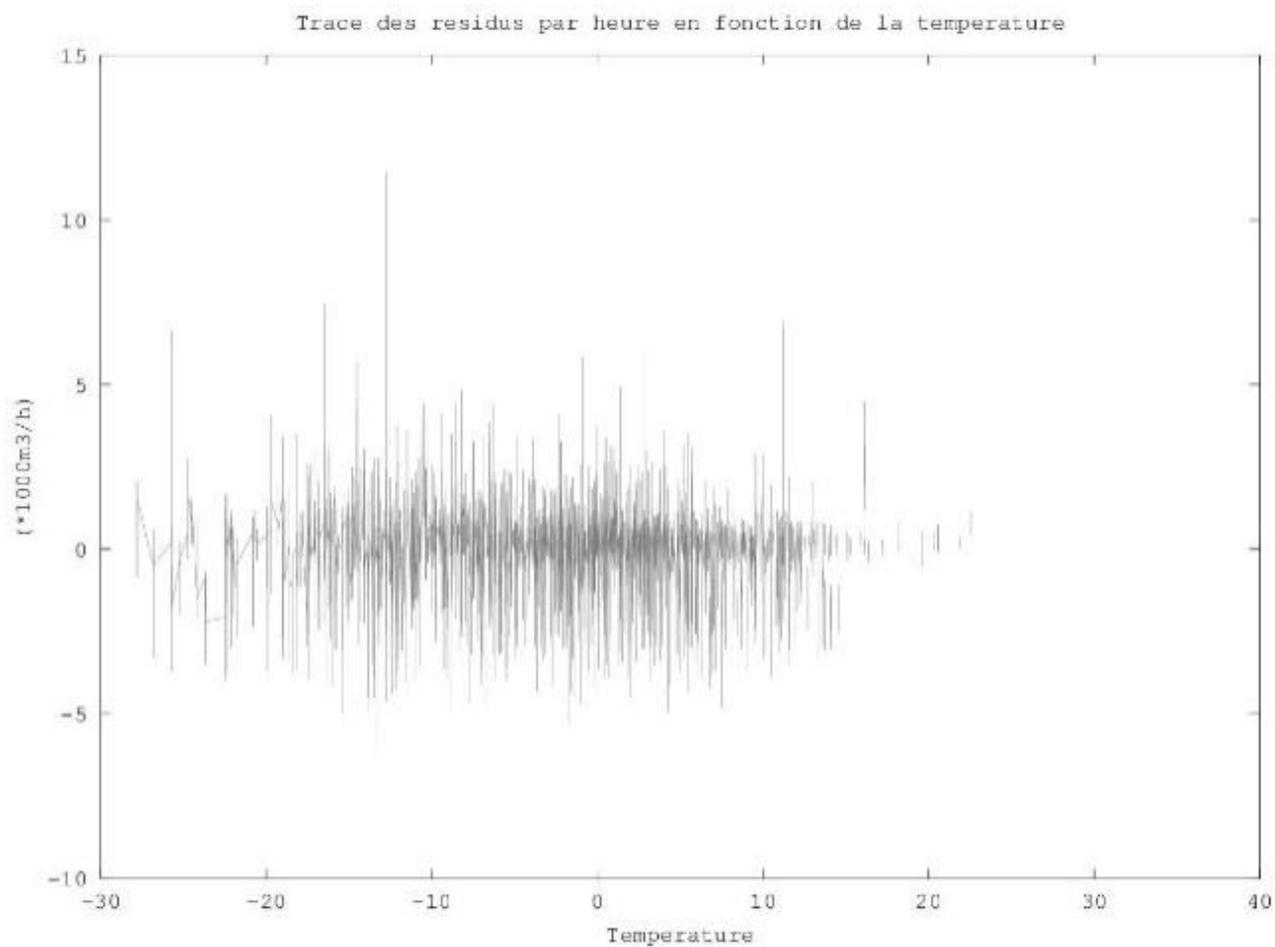
1282

1283 **Figure 42- Comparaison du débit horaire modélisé en hiver (bleu) et totalité des données (gris), pour les clients à lecture**
 1284 **mensuelle. Pour rappel, le débit des clients à lecture mensuelle est calculé par différence entre le débit total du tronçon**
 1285 **et la somme des débits des clients en lecture horaire ; tronçon de Waterloo**

1286 Une fois la régression effectuée, on vérifie que le résidu ne montre pas de dépendance particulière en

1287 fonction de la température.

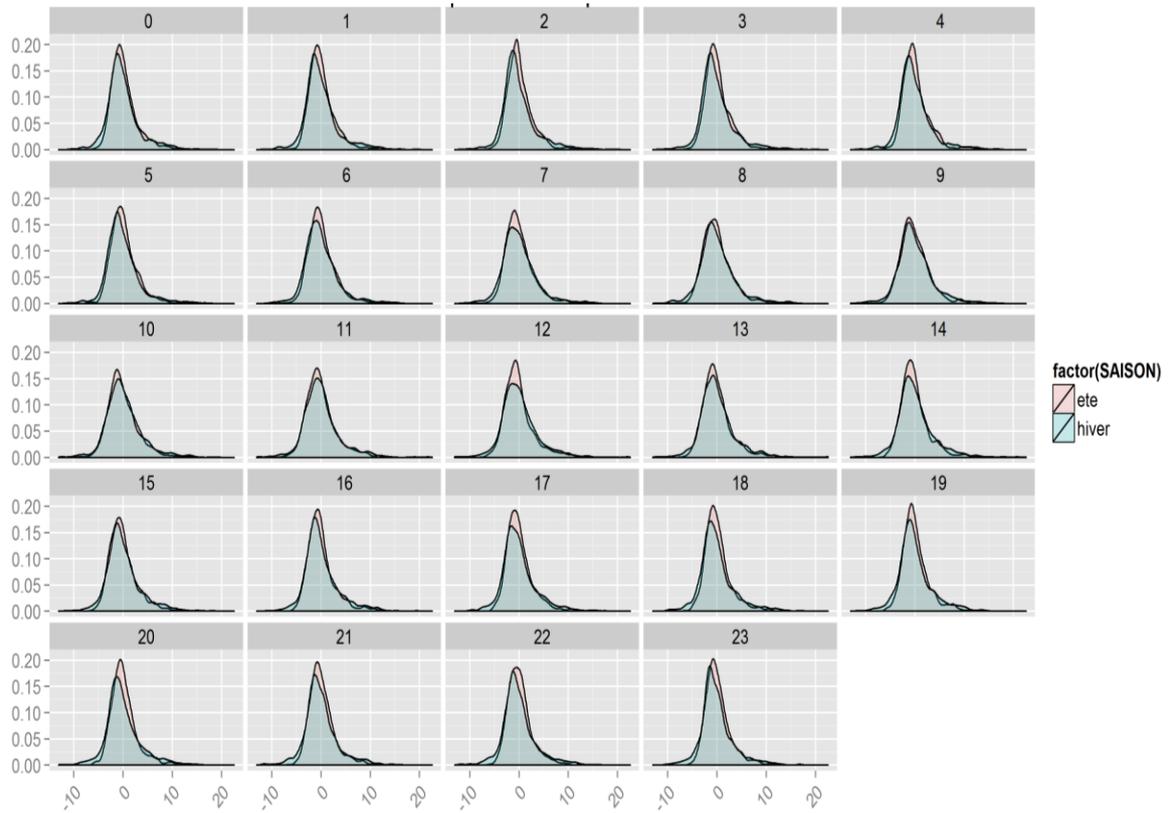
1288



1289

 1290 **Figure 43- Résidu en fonction de la température pour le modèle de débit horaire des clients à lecture mensuelle**

1291 Le résidu ne montre pas de dépendance résiduelle particulière en fonction de la température, ce qui
 1292 justifie à posteriori la façon de modéliser l'impact de la température. Egalement, nous avons vérifié
 1293 que le résidu ne présente pas de variation particulière en fonction de l'heure de la journée.



1294

1295

1296

Figure 44- Distribution du résidu pour chaque heure de la journée, en fonction des saisons, pour un modèle de clients du tronçon de Waterloo

1297

11.2 Sécurisation

1298

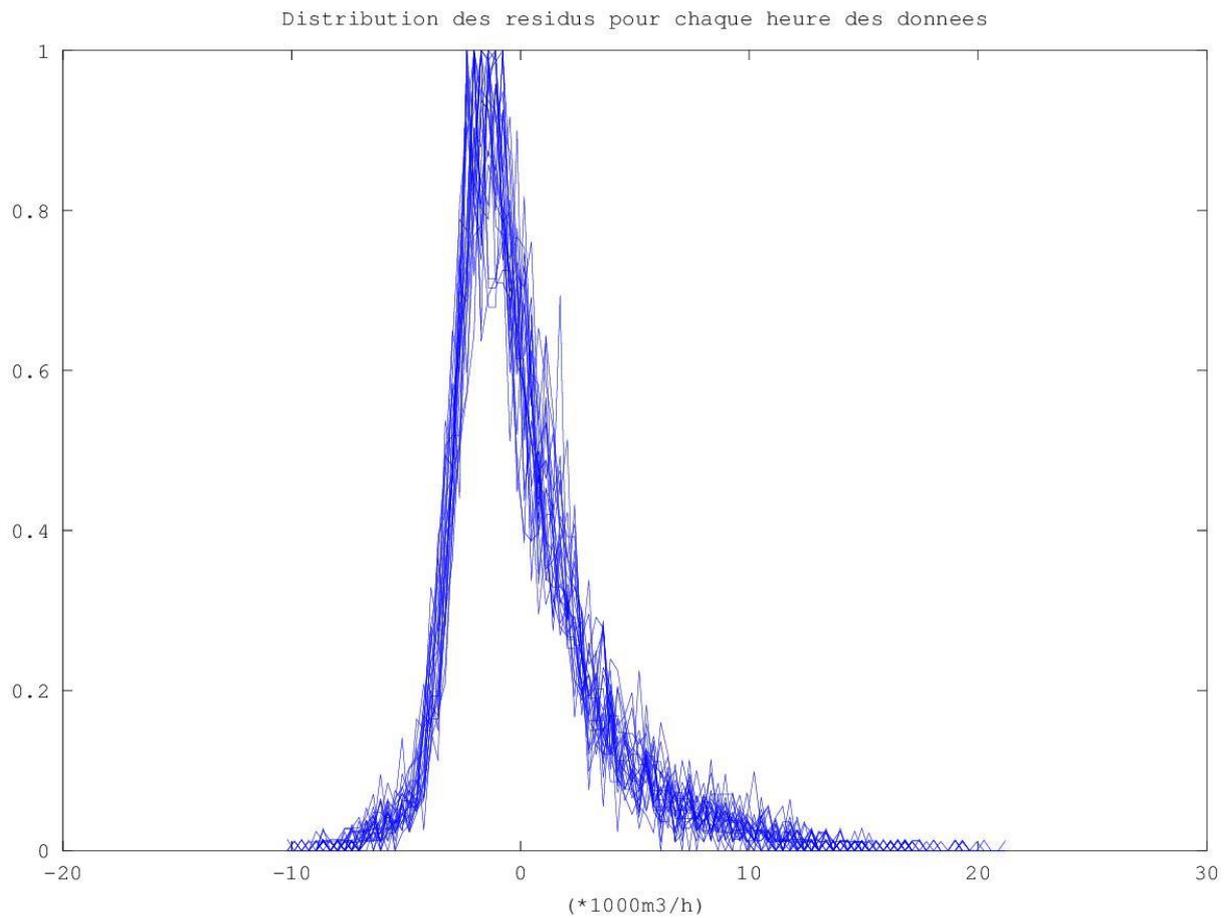
1299

1300

1301

Comme discuté dans le rapport principal, la sécurisation consiste à remplacer la partie de débit non expliquée par la régression -pour le type de client principal du tronçon⁵³- par un facteur de sécurité calculé comme un quantile du résidu. Nous présentons ci-dessous la distribution des résidus pour le type de clients principal de chaque tronçon, et la sécurisation associée.

⁵³ Il s'agit du type de client (à lecture mensuelle ou à lecture horaire) qui apporte la plus grande contribution à la pointe de débit horaire du tronçon.



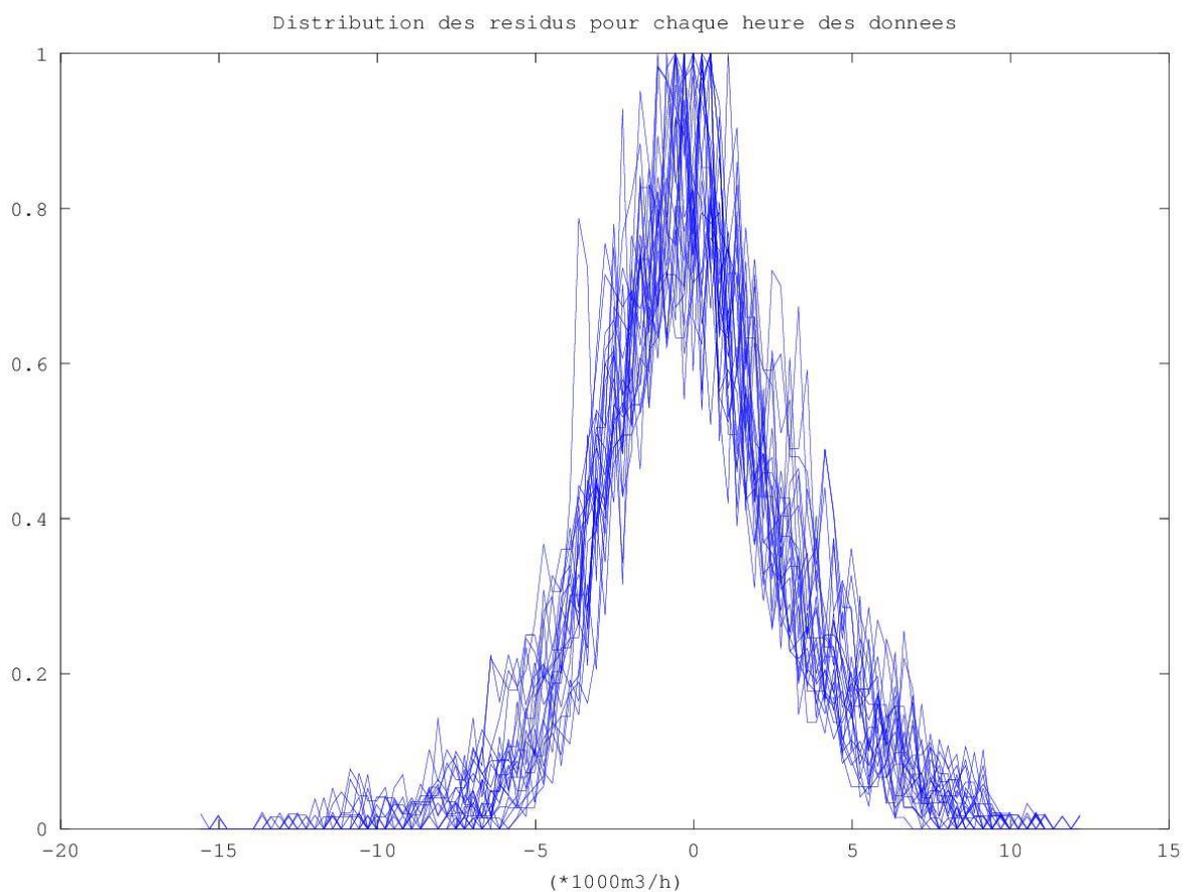
1302

1303

1304

Figure 45-Distribution des résidus du modèle des clients à lecture horaire. Pour le tronçon de Waterloo, la valeur de la sécurisation appliquée au modèle correspond à un quantile de 98%, soit environ 10'000m3/h.

1305



1306

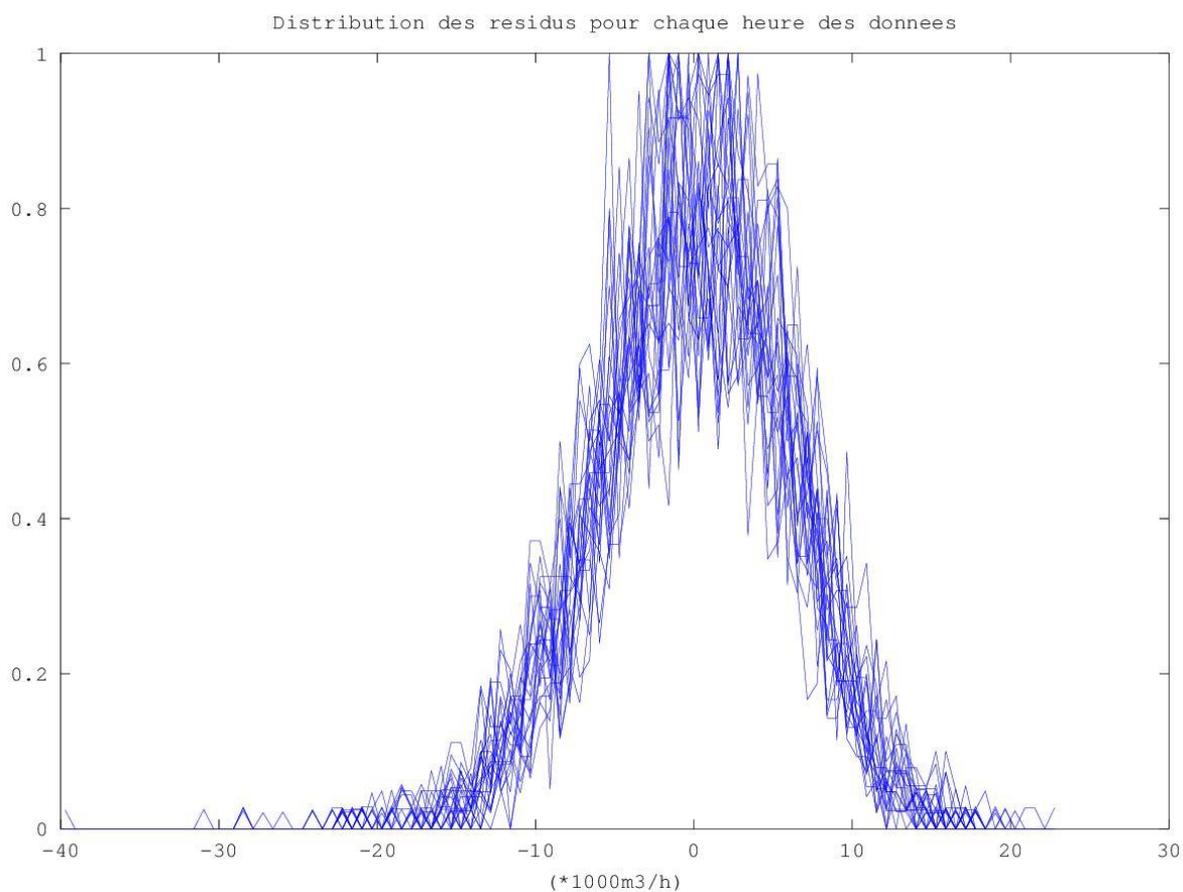
1307

1308

Figure 46-Distribution des résidus du modèle des clients à lecture mensuelle. Pour le tronçon de Sabrevois, la valeur de la sécurisation appliquée au modèle correspond à un quantile de 85%, soit environ 3'600m³/h.

1309

1310



1311

1312

1313

Figure 47-Distribution des résidus du modèle des clients à lecture mensuelle. Pour le tronçon du Saguenay, la valeur de la sécurisation appliquée au modèle correspond à un quantile de 97%, soit environ 12'000m3/h.

1314

1315

1316

1317 12 Annexe 6 : équations des régressions

1318 Pour rappel, le modèle utilisé est le suivant, avec un modèle par heure de la journée

1319

Débit Horaire 1000 m ³ /h [heure h, jour J]=	
$\alpha_{DJ,H} * DJ$	Influence du degré jour
+ $\alpha_{DJ-1,H} * DJ-1$	Influence du degré jour précédent
+ $\alpha_{DJV,H} * DJV$	Influence du degré jour vent
+ $\alpha_{JourOuvré,H} * [1 \text{ si jour ouvert}]$	Influence du jour ouvré
+ $\alpha_{Samedi,H} * [1 \text{ si samedi}]$	Influence du samedi
+ $\alpha_{Constant,H}$	Terme constant
+ $\alpha_{Croissance,H} * [\text{Terme linéaire entre 0 et 10}]$	Terme de croissance

1320

1321 *Remarque :*

1322 Les degrés jours sont calculés en base 13.

1323 Le terme de jour de semaine doit être multiplié par 0 pour un samedi et un dimanche. Le terme de
 1324 samedi doit être multiplié par 0 pour un jour de semaine et pour un dimanche. Le terme de jour de
 1325 semaine et le terme de samedi doivent tous deux être multipliés par 0 pour un dimanche.

1326 12.1 Tronçon de Waterloo

1327 Ci-dessous nous indiquons la valeur des coefficients pour le modèle de 9H du matin (période de la
 1328 pointe de débit)

	Lecture mensuelle	Lecture horaire
Degré Jour (1)	0,11	0,02
Degré J-1 (1)	0,39	0,18
DJ*Vent (1)	0,00	0,00
Jour de Semaine (2)	3,18	2,45
Samedi (2)	0,28	0,48
Terme Constant	3,26	9,36
Facteur de Croissance (3)	0,05	-0,14

1329

1330

1331 12.2 Tronçon de Sabrevois

1332 Ci-dessous nous indiquons la valeur des coefficients pour le modèle de 9H du matin (période de la
 1333 pointe de débit). Le terme « perte » sert à modéliser la perte d'un important client survenue en 2012.

	Lecture mensuelle	Lecture horaire
Degré Jour (1)	0,39	0,07
Degré J-1 (1)	0,64	0,11
DJ*Vent (1)	0,00	0,00
Jour de Semaine (2)	13,06	3,44
Samedi (2)	1,55	0,56
Terme Constant	5,54	16,81
Facteur de Croissance (3)	0,51	-0,02
Perte		-5,60

1334

1335

1336 12.3 Tronçon du Saguenay

1337 Ci-dessous nous indiquons la valeur des coefficients pour le modèle de 9H du matin (période de la
 1338 pointe de débit)

	Lecture mensuelle	Lecture horaire
Degré Jour (1)	0,08	0,12
Degré J-1 (1)	0,42	0,32
DJ*Vent (1)	0,00	0,00
Jour de Semaine (2)	3,66	-1,19
Samedi (2)	0,53	0,14
Terme Constant	4,29	60,43
Facteur de Croissance (3)	0,04	0,69

1339

1340 13 Annexe 7 : débit horaire de référence par 1341 points de livraison

1342 *Q1. Pourquoi une projection du débit horaire de référence par points de livraison a-t-elle été*
1343 *effectuée ?*

1344 La projection du débit horaire de référence a été effectuée aux fins du calcul de capacité du réseau.

1345 Cette projection est le résultat pour chaque année entre 2015 et 2024 d'un calcul de quantile (80% ou
1346 90% selon le scénario) de l'ensemble des simulations. Autrement dit, ce n'est pas une trajectoire
1347 particulière et il n'est donc pas possible de dire quelles successions d'ajouts et de pertes de
1348 consommations constituent cette projection.

1349 Il est cependant nécessaire pour l'ingénierie de Gaz Métro de connaître à quoi pourrait correspondre
1350 une telle projection en termes de détails des charges qui ont été ajoutées : en effet, l'ajout d'une
1351 charge identique en deux points différents du réseau peut avoir un impact différent sur la capacité du
1352 tronçon. Ceci est dû au fait qu'en règle générale, un débit horaire total bien plus important peut
1353 transiter sur un réseau de transmission si les clients sont raccordés en début de réseau près de la
1354 source comparativement au cas où ces clients seraient situés en bout de réseau. La pression à l'entrée
1355 du réseau, limitée à la valeur maximale permise de la conduite (MAP), permet en effet de déplacer une
1356 quantité de gaz d'autant moins importante qu'elle doit être transportée à une grande distance.
1357 L'emplacement des clients est donc essentiel et influence directement la capacité d'un réseau de
1358 transmission, qui est sujette à varier si la distribution géographique des clients varie.

1359 Cet impact est évalué par les services d'ingénierie de Gaz Métro, qui effectuent des calculs
1360 d'écoulement de gaz (calculs « hydrauliques » ou de « mécanique des fluides »).

1361 *Q2. Comment la projection du débit horaire de référence par points de livraison a-t-elle été*
1362 *effectuée ?*

1363 Pour le scénario dit « raisonnable », Artelys a réalisé la projection par points de livraison en identifiant
1364 la trajectoire qui parvient le plus proche (parmi les valeurs inférieures) de la valeur projetée en 2024.
1365 Cette trajectoire indique, année après année, les ajouts et suppressions de débit **pour chaque poste**
1366 **de livraison du tronçon**, c'est-à-dire l'endroit précis où une quantité définie de gaz sera consommée.
1367 Ces trajectoires sont ensuite transmises à l'ingénierie qui effectue les calculs de capacités
1368 hydrauliques.

1369 **14 Annexe 8 : Débits horaires de référence, cas du**
 1370 **scénario positif**

1371 **Tableau 1- Résultat des débits horaires de référence calculés en 2014 et projetés en 2024, dans le scénario positif**

	Sabrevois	Waterloo	Saguenay
Maximum historique (m3/h)	88'580	57'250	127'560
<i>Débit horaire de référence (2014, m3/h)</i>	89'450	55'820	129'500
<i>Débit horaire de référence (2024, m3/h), scénario positif</i>	105'950	72'890	163'799

1372

1373

1374