

Plan d'approvisionnement 2010-2012



Original : 2009.09.02

Gaz Métro – 4, Document 13
20 pages

Présentée à la Régie de l'énergie





PRÉVISION DE LA DEMANDE

Prévision de la demande



→ Position concurrentielle du gaz naturel

- Marché résidentiel
 - Légèrement favorable face au mazout n° 2
 - Légèrement défavorable face à l'électricité
- Marché commercial
 - Favorable face au mazout n° 2
 - Favorable face à l'électricité « régulière »
 - Défavorable face à l'électricité dite « hors pointe »
- Marché de la grande entreprise
 - Défavorable face au mazout n° 6 (services continu et interruptible)
 - Défavorable face à l'électricité dite « hors pointe »

Prévision de la demande (suite)



→ Hypothèses des scénarios de demande de gaz naturel

- Scénario de base
 - Position concurrentielle anticipée
 - Croissance économique anticipée

Scénario de base
Livraisons globales gaz naturel 2010-2012
Petit et moyen débits et ventes grandes entreprises
(avant interruptions)

Description	10 ⁶ m ³			Variation annuelle moyenne
	2010	2011	2012	
Service continu				
PMD	2 748,4	2 745,8	2 757,4	0,16 %
VGE	1 298,1	2 097,9	2 319,4	36,09 %
Sous-total	4 046,5	4 843,7	5 076,8	12,26 %
Service interruptible				
VGE	738,7	741,7	744,7	0,41 %
Total	4 785,1	5 585,4	5 821,5	10,48 %



Malgré les nouvelles ventes, les éléments suivants expliquent cette stabilité :

- Faiblesse de la croissance économique
- Mesures d'économies d'énergie importantes
- Réduction de l'intensité énergétique des nouveaux clients

- Reprise présumée des activités de TCE en janvier 2011
- Reprise des activités d'un client majeur dans le secteur de la métallurgie
- Nouvelles ventes

- Légère reprise économique

Prévision de la demande (suite)



→ Hypothèses des scénarios de demande de gaz naturel (suite)

▪ Scénario favorable

Scénario favorable
Livraisons globales gaz naturel 2010-2012
Petit et moyen débits et ventes grandes entreprises
(avant interruptions)

Description	10 ⁶ m ³			Variation annuelle moyenne vs scénario base
	2010	2011	2012	
Service continu				
PMD	2 780,1	2 821,4	2 879,7	2,78 %
VGE	2 285,9	2 590,5	2 657,0	38,04 %
Sous-total	5 066,1	5 411,9	5 536,6	15,33 %
Service interruptible				
VGE	1 106,6	1 129,5	1 142,5	51,84 %
Total	6 172,7	6 541,4	6 679,1	20,28 %



- Croissance économique plus optimiste
- Situation concurrentielle plus favorable
- Augmentation du nombre de nouvelles ventes
- Moins de mesures en efficacité énergétique
- Diminution des pertes liées à l'optimisation hors pointe
- Reprise économique plus rapide
- Retour de TCE dès janvier 2010
- Consommation à pleine capacité d'un client majeur dans le secteur de la métallurgie
- Position concurrentielle favorable par rapport au mazout n° 6
- Consommation à leur plein potentiel pour les clients en GAC
- Consommation des clients sous contrat régulier égale ou supérieure à leur obligation minimale annuelle (OMA)

Prévision de la demande (suite)



→ Hypothèses des scénarios de demande de gaz naturel (suite)

- Scénario défavorable

Scénario défavorable
Livraisons globales gaz naturel 2010-2012
Petit et moyen débits et ventes grandes entreprises
(avant interruptions)

Description	10 ⁶ m ³			Variation annuelle moyenne vs scénario base
	2010	2011	2012	
Service continu				
PMD	2 667,6	2 620,1	2 584,7	(4,59) %
VGE	1 139,9	1 120,9	1 132,7	(36,64) %
Sous-total	3 807,5	3 741,1	3 717,4	(18,48) %
Service interruptible				
VGE	516,8	511,0	513,3	(30,74) %
Total	4 324,3	4 252,1	4 230,7	(20,28) %



- Croissance économique plus pessimiste
- Situation concurrentielle défavorable
- Diminution du nombre de nouvelles ventes
- Hausse des mesures en efficacité énergétique
- Augmentation des pertes liées à l'optimisation hors pointe

- Contexte économique plus difficile
- Arrêt à long terme des activités de TCE
- Arrêt des activités d'un client majeur dans le secteur de la métallurgie
- Pertes additionnelles de volumes dans certains secteurs d'activités

- Non-renouvellement de certains contrats à échéance
- Pertes de volume vers des énergies concurrentes malgré les OMA
- Pertes additionnelles de clients au mazout n° 6



APPROVISIONNEMENT GAZIER

Approvisionnement gazier



→ Fourniture de gaz naturel et gaz de compression

- Volume d'achat de fourniture et gaz de compression en 2010
 - 2 277 10⁶m³
- Source des contrats de fourniture pour l'année gazière
 - Empress : 45 %
 - Aeco : 31 %
 - Dawn : 24 %

} 76 % du bassin de l'Ouest

Approvisionnement gazier (suite)



→ Transport

- Retour de capacité de transport FTLH de $528 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ à TCPL de façon permanente au 1^{er} novembre 2009
- Vente de transport *a priori* – excédent à la provision additionnelle pour répondre à l’hiver extrême évalué en base 13
 - 2010 : $2\,059 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ (FTLH & FTSH)
 - $1\,241 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ du 1^{er} nov. 2009 au 31 mars 2010
 - $818 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ du 1^{er} nov. 2009 au 30 sept. 2010
 - 2011 : $1\,504 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ (hiver)
 - 2012 : $1\,504 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ (hiver)
- Vente de transport FTLH non utilisé en 2010 : $54 \cdot 10^6 \text{m}^3$
 - Coefficient d’utilisation (CU) = 98,7 %



→ Équilibrage

- Entreposage Union Gas
 - Renouvellement de capacité de $154 \text{ } 10^6\text{m}^3$ au 1^{er} avril 2009
 - Renouvellement 2010 : $55 \text{ } 10^6\text{m}^3 \rightarrow 10 \%$ de la capacité totale
 - Renouvellement 2011 : $311 \text{ } 10^6\text{m}^3 \rightarrow 60 \%$ de la capacité totale
- Entreposage Intragaz – Pointe-du-Lac
 - Renouvellement au 1^{er} mai 2011

Revenus d'optimisation



→ Transactions opérationnelles

- Transport FTLH *a priori* : prix moyen pondéré des ventes déjà réalisées (80%) et des ventes à réaliser (20%)

- Transport FTSH *a priori* : prix reflétant le tarif de TCPL

- Transport FTLH non utilisé
 - Formule modifiée suite à la décision D-2008-140
 - Minimum des prix moyens de 4 paramètres
 - Application de la formule distinctement pour les périodes suivantes :
 - Octobre 2009
 - Avril à Septembre 2010
 - Raisons
 - Quantité importante en octobre (59%)
 - Le prix « avril-septembre » reflète les prix de la saison « été 2010 » alors que octobre est une période reliée à la saison « été 2009 »



→ Transactions financières

- Proposition d'une formule pour établir les revenus projetés au dossier tarifaire (proposée au dossier 2009)
 - 60 % de la moyenne des revenus réalisés au cours des trois dernières années pour des transactions récurrentes, par type de transactions
Revenus prévus pour 2010 : 5 M\$
- Demande d'approbation de transiger avec les clients qui détiennent leur propre service de transport
 - Opportunités d'échanges géographiques aux différents points de livraison utilisés par Gaz Métro (principalement Dawn et GMi EDA) tout en respectant les critères définis
 - Décision D-2009-078 permet les transactions hors franchise (Dawn-Parkway)
 - Demande → échange entre GMi EDA (franchise) et autres points (hors franchise)



SUIVIS DE LA DÉCISION D-2008-140

Suivis de la décision D-2008-140



→ Présenter une méthode de prévision de la journée de pointe et l'hiver extrême en utilisant des données quotidiennes, selon différentes bases de normalisation, notamment les bases 18 et 13 (suivi #6)

- Proposition d'utiliser la base de référence approuvée pour la normalisation des revenus
- Proposition de fixer les outils d'approvisionnement au maximum entre
 - Journée de pointe historique des 20 dernières années; et
 - Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême historique
- Impact pour 2010 ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)

	Actuelle	Proposée	Variation
	Base 18	Base 13	
Journée de pointe	27 160	28 010	+ 850
Hiver extrême	29 094	28 825	- 269

Suivis de la décision D-2008-140 (suite)



- Présenter la planification annuelle et le plan d'approvisionnement en utilisant une provision additionnelle correspondant au milieu de la plage de référence et expliquer le positionnement proposé (suivi #7)
- Impact sur le plan d'approvisionnement :
 - Vente additionnelle de transport de $237,5 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$
 - Ne peut répondre à la demande totale de l'hiver extrême pour
 - 13 jours – évalué en base 18
 - 6 jours – évalué en base 13

Suivis de la décision D-2008-140 (suite)



- Expliquer en quoi il ne serait pas approprié d'inclure l'utilisation des 10 jours supplémentaires d'interruption prévus au texte des Tarifs ou d'autres mesures du même type dans la planification de la gestion de l'hiver extrême (suivi #14)
- Besoin d'outils fermes pour sécuriser le réseau
 - Les mesures préventives et les outils ponctuels ne sont pas considérés dans la planification d'approvisionnement en raison de l'incertitude de pouvoir effectivement les utiliser
 - Offre commerciale à la clientèle interruptible
 - Intégrer 10 jours supplémentaires augmente *de facto* le nombre maximum de jours d'interruption annoncé au texte des Tarifs (+important au volet B)
 - Les sources alternatives pourraient ne pas être disponibles en cas d'hiver extrême



COMMENTAIRES PREUVE DES INTERVENANTS



→ Recommandation # 4 : Développement du biogaz

- Peu d'impact sur l'offre et la demande et donc sur le prix du gaz naturel

→ Recommandation # 5 : Impact du mécanisme à venir relatif aux gaz à effet de serre sur le prix du gaz naturel

- Le règlement n'est pas encore déposé – qui, quoi et comment?



→ Recommandation # 6 : Provenance du gaz naturel distribué

- Selon le processus actuel, il est impossible de connaître la source première de la molécule achetée par Gaz Métro
 - La totalité de la production, peu importe la source, est mise en commun (Aeco, Empress , Dawn)
- Gaz Métro achète auprès de courtiers et de producteurs – mais la source de production est inconnue
- Même constat pour les clients en achat direct

Plan d'approvisionnement 2010-2012



MERCI!