

# LE TORCHAGE : UNE TÂCHE DANS LE PAYSAGE NOCTURNE ET ÉNERGÉTIQUE AMÉRICAIN

Rédigé le 12/03/2013

**Les États-Unis ont intégré le Top 5 des plus gros émetteurs de gaz associés en 2011 aux côtés de la Russie, du Nigéria, de l'Iran et de l'Irak. Une activité en particulier est sous le feu des projecteurs : l'extraction des huiles et des gaz de schiste de la formation de Bakken, dans le Dakota du Nord. Les performances de torchage y sont déplorables et la situation risque de ne pas s'améliorer à l'avenir, faute d'investissements à la hauteur de l'enjeu.**

**Même si le torchage fait partie des chantiers identifiés par l'administration Obama, les récentes déclarations du président sur le renforcement de l'action dans la lutte contre le changement climatique vont-elles se matérialiser dans le Dakota du Nord ? Les États-Unis y ont tout intérêt s'ils ne veulent pas être encore une fois catalogués comme "mauvais élève" en matière d'environnement.**

## — 1 — 8 % d'énergie gazière partie en fumée...

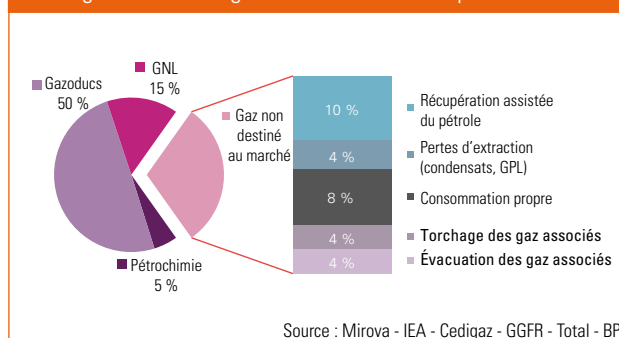
Deux menaces long terme pèsent sur notre avenir énergétique : le changement climatique et la raréfaction des ressources fossiles. Les solutions long terme qui structurent les stratégies de développement durables des énergéticiens tournent toutes autour de ces deux questions. L'énergie du futur doit être acheminée aux consommateurs de manière plus efficace et moins carbonée.

**Un phénomène relativement ignoré se trouve aux confins du changement climatique et de l'efficacité énergétique : les gaz associés brûlés à la torche.**

« Il s'agit du gaz qui remonte en même temps que le pétrole et que, faute d'infrastructure pour l'exploiter et le transformer en énergie, les compagnies pétrolières brûlent dans des torchères », explique Roland Vially, géologue à l'IFP Énergies Nouvelles. En moyenne, plus de 2/3 des volumes torchés peuvent être considérés comme un pur et simple gaspillage énergétique, le reste étant lié à la sécurité ou à l'arrêt de certains équipements.

Depuis une vingtaine d'années, la quantité de gaz ainsi "partie en fumée" oscille autour de 150 milliards de m<sup>3</sup>. Et si on l'ajoute à ces gaz torchés, les gaz directement largués dans l'atmosphère sans être brûlés (pour des raisons de sécurité) ou ceux liés à des fuites dans les réseaux de distribution, les volumes d'énergie gaspillée sont doublés [ERCB, 2009; Johnson and Coderre, 2011]. Au total, on estime à 8 % la quantité d'énergie primaire gazière non valorisée [cf. Figure 1].

Figure 1 : 8 % du gaz naturel extrait n'est pas valorisé



Ces relargages directs sont aussi à l'origine de nombreuses pollutions atmosphériques : particules, dioxyde de soufre, COV<sup>1</sup>, gaz à effet de serre, etc. Faute de données précises fournies par les pays et les sociétés pétrolières, il n'existe pas de statistiques fiables sur ce sujet et un grand flou entoure les quantités directement larguées. Leur contribution au changement climatique est estimée à plus d'un milliard de tonnes de gaz à effet de serre par an, soit 2 % des émissions mondiales.

## ...faute de rentabilité économique satisfaisante

Face à cette incohérence écologique, les solutions existent.

Les gaz associés peuvent être « recyclés » de différentes manières :

(1) COV : composés organiques volatils.

- en utilisant les gaz pour répondre aux besoins énergétiques du site (il faut aujourd'hui environ ~1 kWh d'énergie pour extraire 10 kWh d'énergie pétrolière),
- en procédant à des injections de gaz pour maintenir la pression dans les réservoirs et améliorer les taux de rendements des réservoirs pétrolières,
- en valorisant le contenu énergétique des gaz (centrale électrique, GNL, etc.),
- en valorisant les gaz en tant que matière première (processus de production d'hydrogène, de fertilisants, etc.).

Pourtant, les compagnies pétrolières n'ont que rarement valorisé cette manne énergétique, faute d'une équation technico-économique satisfaisante. La valorisation de gaz associés nécessite en effet des infrastructures coûteuses pour les acheminer aux lieux de transformation (liquéfaction, gazoducs, compresseurs, etc.) et pour les valoriser (centrale électrique, gazochimie, etc.). Les volumes et/ou la qualité des gaz associés, produit secondaire dans l'exploitation du pétrole, n'ont que rarement justifié l'investissement dans des installations permettant son utilisation sur place ou dans son transport.

La réduction du torchage dépend donc du bon vouloir des pays comme des sociétés. Lorsque l'équation économique d'un projet de torchage n'est pas assurée par le contexte local (infrastructures existantes, niveau de taxation, prix du gaz sur le marché local, etc.), il n'a que très peu de chances de voir le jour.

“ Il faut provoquer un changement d'état d'esprit, comme pour la sécurité industrielle il y a vingt ans : aujourd'hui, elle fait systématiquement partie de l'investissement.

François-Régis Mouton, GGFR\*

### Un sujet loin d'être traité

Les volumes de gaz torchés ont toutefois diminué depuis plusieurs années sur un rythme de 2 % par an [cf. Figure 2], sous l'impulsion de la pression de la société civile et d'initiatives volontaires et réglementaires. Citons à ce titre le Partenariat Mondial Pour la Réduction des Gaz Torchés (GGFR) sous l'égide de la Banque Mondiale, et le Global Methane Initiative, visant à réunir l'ensemble des parties prenantes pour lever les freins à la réduction du torchage.

(\*) Global Gas Flaring Reduction : Partenariat Mondial Pour la Réduction des Gaz Torchés (GGFR)

Ces initiatives volontaires ciblent notamment :

- les coûts élevés associés au captage et à l'utilisation des gaz associés ;
- le sous-développement des marchés locaux du gaz naturel et un accès insuffisant aux marchés internationaux ;
- le manque de financement pour construire les infrastructures gazières nécessaires ;
- les lacunes du cadre réglementaire ;
- l'inefficacité des systèmes de tarification du gaz (résultant surtout des subventions).

Du côté des États, les « bons élèves » existent néanmoins : la Norvège par exemple se rapproche du « zéro torchage » grâce à une législation stricte sur le sujet : pénalités financières dissuasives en cas de torchage<sup>2</sup>, obligation de construire des installations de valorisation du gaz avant la mise en production des puits, etc.

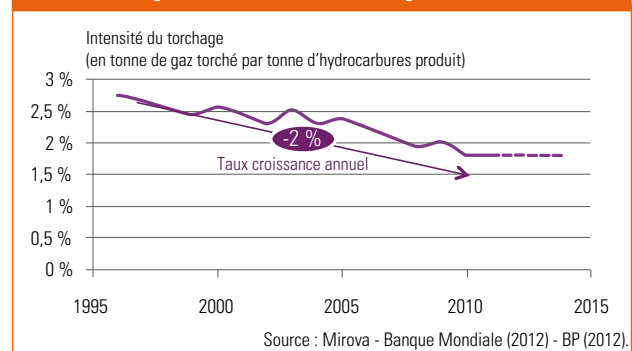
L'intensité de torchage a néanmoins atteint un palier pour la première fois en 2011 [cf. Figure 2] et les experts ne voient pas la situation s'améliorer à moyen terme. D'après la Banque Mondiale, les principaux responsables de l'augmentation des volumes torchés sont la Russie, le Kazakhstan et les États-Unis.

La Russie et le Kazakhstan sont des contributeurs significatifs à l'échelle mondiale, respectivement les 1<sup>ère</sup> et 5<sup>e</sup> nations émettrices de gaz torchés. Les réserves de gaz y sont en effet abondantes, et la difficulté d'accès aux sites, ainsi que les menaces pesant sur le prix du gaz, ne sont pas propices aux investissements en matière de la lutte contre le torchage.

Les statistiques nationales et régionales peu fiables et le contexte géopolitique difficile qui y règne, ajoutent encore à la complexité à cette problématique. Toutefois, la situation s'améliore depuis plusieurs années et des objectifs d'utilisation des gaz associés ont été fixés par les opérateurs locaux à horizon 2014.

Le principal défi concerne désormais la montée en production des sites gazières en Sibérie Orientale puisque qu'elle ne s'accompagne pas encore, à ce stade, d'installations de traitement et de valorisation [KPMG & VWF, 2011].

Figure 2 : Intensité du torchage mondial



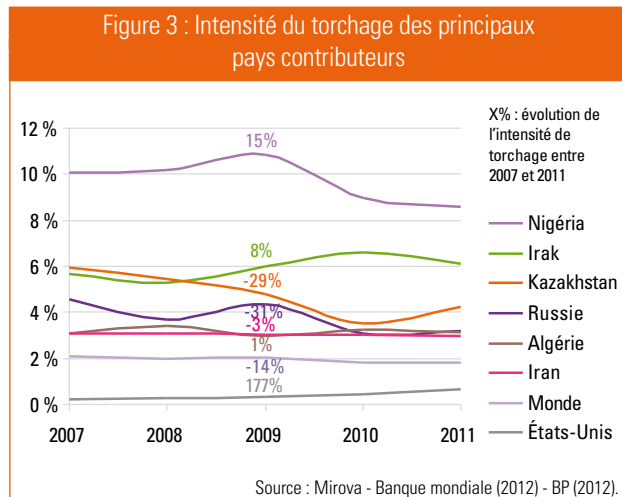
(2) de l'ordre de \$2 pour chaque MMBtu torché, soit environ la moitié du prix du marché spot NBP du gaz naturel à la bourse de Londres début 2013.

## Les États-Unis à contre-courant de la tendance à la baisse mondiale

L'augmentation des volumes torchés aux États-Unis est plus étonnante. Les États-Unis ont intégré le Top 5 des plus gros émetteurs de gaz associés en 2011 avec des volumes torchés qui ont triplé en 5 ans [Banque Mondiale, 2012].

Cette hausse est liée à la montée en puissance de la production des huiles de schiste. Les permis de torchage ont été multipliés par six entre 2010 et 2012 au Texas [FT, 2012], tandis que les volumes torchés dans la région des huiles de schistes de la formation de Bakken (Dakota du Nord) explosent. Cette région est la principale responsable de la reprise du torchage sur le sol américain.

Cette augmentation des volumes torchés sur le sol US ne s'explique pas seulement par une production d'hydrocarbures à la hausse. Même si elle reste située en-deçà de la moyenne mondiale, l'intensité du torchage a plus que doublé depuis 2007 aux États-Unis [cf. Figure 3]. C'est la plus mauvaise performance mondiale et elle s'inscrit à contre-courant de la tendance à la baisse de l'intensité de torchage.



Le redressement de l'intensité de torchage américain s'explique par la chute des prix du gaz sur le marché local. La production massive de gaz de schiste aux États-Unis a fait chuter les prix de 13 dollars le MBTU en 2008 à 3,40 dollars le MBTU début 2013. Difficile, dès lors, d'amortir la construction de capacités de transport et de stockage de gaz associés. Seule l'exploitation du pétrole (qui sort conjointement des puits d'hydrocarbures de schiste) est rentable.

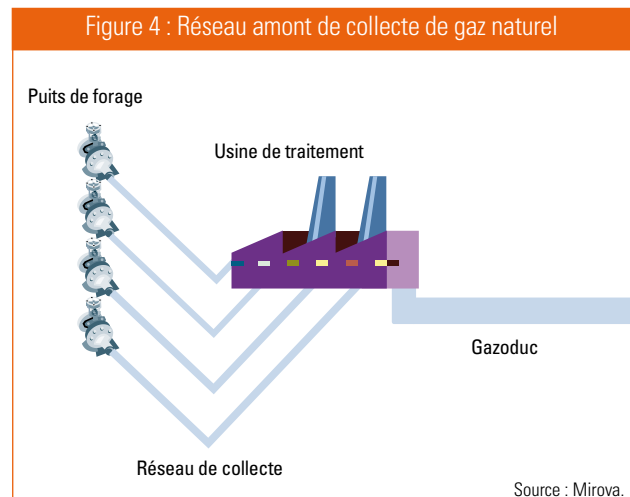
Dans le Dakota du Nord, détenteur de 2/3 des capacités de production des huiles de schistes du pays, plus de 29 % de la production de gaz naturel a été torchée en 2011<sup>3</sup>. Selon la réglementation en vigueur dans l'État, les producteurs peuvent brûler le gaz naturel pendant un an sans payer de taxe ou redevance. Une prolongation peut même être demandée compte tenu des prix bas du gaz, rendant tout raccord au réseau difficilement rentable.

(3) Contre 1 % en moyenne aux États-Unis.

Contrairement aux autres pays « torcheurs », les États-Unis et la formation de Bakken disposent d'une infrastructure de transport favorable à une valorisation de leurs gaz associés. Les gazoducs Northern Border, Alliance et WBI Energy Transmission traversent le Dakota du Nord, acheminant actuellement les gaz canadiens vers les marchés Midwest, dont Chicago. L'enjeu de la réduction du torchage dans la formation de Bakken réside, par conséquent, moins dans la construction de nouveaux gazoducs que dans l'accès à cette capacité d'acheminement.

Ces voies de transport pourraient toutefois être empruntées assez rapidement par les gaz associés américains. La chute des prix du gaz sur le marché américain pourrait en effet encourager les producteurs de gaz canadiens à trouver d'autres débouchés pour leur combustible. Le Canada se tournant de plus en plus vers le marché asiatique, au moins 3 projets de terminaux de liquéfaction de gaz naturel sont en cours de réalisation sur la côte Ouest canadienne.

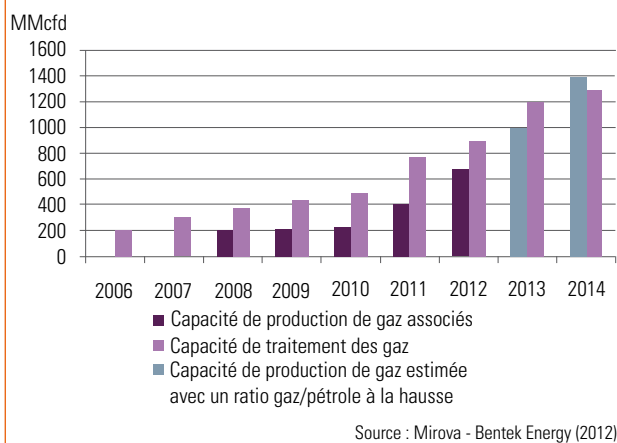
Le problème spécifique du torchage dans le Dakota réside dans l'absence de réseaux de collecte en amont et de traitement des gaz associés (cf. Figure 4). Le chantier est d'autant plus important que les huiles de schistes demandent en moyenne 100 fois plus de puits de forage que le pétrole conventionnel.



Il est en effet nécessaire de collecter et de traiter les gaz associés avant de les envoyer dans les gazoducs. Un financement de 4 milliards de dollars a déjà été consenti jusqu'en 2017 dans la région pour développer des usines de traitement de gaz. La capacité de traitement excède la capacité de production depuis plusieurs années [cf. Figure 5].

Mais pourquoi le gaz est-il torché ? Selon RBN Energy LLC (2012), cette pratique s'explique par l'absence de raccordement des puits aux usines de traitement et par les retards pris dans le déploiement des projets d'infrastructures face aux diverses réticences locales. Or, le ratio gaz/pétrole va considérablement augmenter avec la diminution de la pression des puits : les capacités de production de gaz associés vont dépasser les capacités de traitement d'ici à 2014 [cf. Figure 5], laissant présager une augmentation des volumes de torchage.

Figure 5 : Rapport entre producteur et capacité de traitement - Dakota du Nord



## Conclusion

Sur le plan mondial, le torchage a été identifié comme un enjeu clé dans notre analyse environnementale du secteur Pétrole & Gaz. La tendance à la baisse du torchage sur ces dernières années se retrouve en effet dans les performances des sociétés pétrolières.

Les nouvelles évolutions de l'intensité de torchage nous incitent donc à redoubler de vigilance sur cette problématique et plus particulièrement aux États-Unis où la reprise du torchage a légitimement alerté les investisseurs locaux. Une action d'engagement a été conduite : un groupement d'investisseurs a ainsi demandé aux majors pétrolières (Statoil, ExxonMobil et Chevron) et aux sociétés indépendantes américaines actives dans la région, d'accroître leurs efforts dans la lutte contre le torchage. Une résolution d'actionnaires a même été soumise en janvier 2013 à Continental Resources, leader de la production d'huile de schiste de la région. Elle cite notamment deux entreprises leaders dans la lutte contre le torchage : Hess, qui a réalisé un objectif à cinq ans de 50 % de réduction du torchage dans deux pays étrangers, et Whiting Petroleum, une société à l'objectif déclaré de zéro torchage.

« Même avec la baisse des prix du gaz naturel, il n'y a aucune justification au fait que les producteurs de pétrole du Bakken puissent brûler un carburant que leurs collègues de la région Marcellus s'efforcent de capturer. Il s'agit tout simplement d'une mauvaise pratique qui rend notre production nationale de pétrole intense en carbone », conclut Andrew Logan, directeur du groupement américain Ceres<sup>4</sup>.

Ainsi, si le torchage fait partie des chantiers identifiés par l'administration Obama, les récentes déclarations du président sur le renforcement de l'action dans la lutte contre le changement climatique vont-elles pour autant se matérialiser dans le Dakota du Nord ? La crédibilité de l'action environnementale américaine en dépend.

(4) Ceres prône la conduite d'initiatives en faveur de la durabilité. Ceres mobilise un puissant réseau d'investisseurs, de sociétés et de groupements de défense des intérêts du public pour accélérer et étendre l'adoption de pratiques commerciales durables et de solutions contribuant à une économie globale saine. Pour en savoir plus : [www.ceres.org](http://www.ceres.org)

## Bibliographie

**Bentek Energy** (2012) - *The Williston Basin: Greasing the Gears for Growth in North Dakota*

**BP** (2012) - *Statistical Review of World Energy 2012*

**EIA** (2012) - *Over one-third of natural gas produced in North Dakota is flared or otherwise not marketed*

**ERCB** (2009) - *ST60B: Upstream Petroleum Industry Flaring and Venting Report: Industry Performance for Year Ending December 31, 2008. Calgary, Alberta.*

**Financial Times** (2012) - *Shale gas boom now visible from space*

**KPMG, WWF** (2011) - *Associated gas utilization in Russia: issues and prospects*

**Johnson, M.R., Coderre, A.R** (2011) - *An Analysis of Flaring and Venting Activity in the Alberta Upstream Oil and Gas Industry.* - Journal of the Air & Waste Management Association, 61(2) pp.190200

**RBN Energy LLC** (2012) - *Why will Bakken flaring not fade away?* - Oil & Gas Financial Journal

**World Bank** (2012) - *Estimated Flared Volumes from Satellite Data, 2007-2011*

## AVERTISSEMENT

Ce document est destiné à des clients professionnels. Il ne peut être utilisé dans un but autre que celui pour lequel il a été conçu et ne peut pas être reproduit, diffusé ou communiqué à des tiers en tout ou partie sans l'autorisation préalable et écrite de Natixis Asset Management. Aucune information contenue dans ce document ne saurait être interprétée comme possédant une quelconque valeur contractuelle. Ce document est produit à titre purement indicatif.

Il constitue une présentation conçue et réalisée par Natixis Asset Management à partir de sources qu'elle estime fiables. Natixis Asset Management et Mirova Environment and Infrastructure se réservent la possibilité de modifier les informations présentées dans ce document à tout moment et sans préavis et notamment en ce qui concerne la description des processus de gestion qui ne constitue en aucun cas un engagement de la part de Natixis Asset Management ou de Mirova Environment and Infrastructure. Natixis Asset Management et Mirova Environment and Infrastructure ne sauraient être tenues responsables de toute décision prise ou non sur la base d'une information contenue dans ce document, ni de l'utilisation qui pourrait en être faite par un tiers. Les chiffres cités ont trait aux années écoulées.

Les performances passées ne sont pas un indicateur fiable des performances futures. Les références à un classement, un prix ou à une notation d'un OPCVM ne préjugent pas des résultats futurs de ce dernier.

Les OPCVM, gérés par Natixis Asset Management, cités dans ce document ont reçu l'agrément de l'Autorité des Marchés Financiers ou sont autorisés à la commercialisation en France ou éventuellement dans d'autres pays où la loi l'autorise.

Les OPCVM, gérés par Mirova Environment and Infrastructure, ne sont pas soumis à l'agrément de l'Autorité des Marchés Financiers et peuvent adopter des règles d'investissement dérogatoires décrites dans le règlement.

Préalablement à tout investissement, il convient de vérifier si l'investisseur est légalement autorisé à souscrire dans un OPCVM; en particulier la souscription des OPCVM gérés par Mirova Environment and Infrastructure, strictement réservée à des investisseurs avertis répondant aux critères définis dans leur règlement.


Les caractéristiques, les frais et le profil de risque et de rendement relatifs à l'investissement dans un OPCVM sont décrits dans le Document d'Informations Clés pour l'Investisseur (DICI) de ce dernier. Le DICI ou le règlement et les documents périodiques sont disponibles sur demande auprès de Natixis Asset Management ou de Mirova Environment and Infrastructure. Vous devez prendre connaissance du DICI ou du règlement, qui doit vous être remis, préalablement à la souscription.

Dans l'hypothèse où un OPCVM fait l'objet d'un traitement fiscal particulier, il est précisé que ce traitement dépend de la situation individuelle de chaque client et qu'il est susceptible d'être modifié ultérieurement.

Dans le cadre de sa politique de responsabilité sociétale et conformément aux conventions signées par la France, Natixis Asset Management exclut des fonds qu'elle gère directement toute entreprise impliquée dans la fabrication, le commerce et le stockage de mines anti-personnel et de bombes à sous munitions.

## Mirova. Responsible investing\*

Mirova est une marque de Natixis Asset Management.

 Rendez-vous sur [www.mirova.com](http://www.mirova.com)  
Suivez-nous : @Mirova\_RI

### NATIXIS ASSET MANAGEMENT

Société anonyme au capital de 50 434 604,76 €  
RCS Paris 329 450 738 - Agrément AMF n°90 009  
21 quai d'Austerlitz - 75634 Paris Cedex 13

### MIROVA ENVIRONMENT AND INFRASTRUCTURE

Société par actions simplifiée au capital de 550 000 €  
Agrément AMF n°GP 02 014 - RCS Paris 394 648 216  
21 quai d'Austerlitz - 75013 Paris

L'activité de financement des infrastructures est gérée par Mirova Environment and Infrastructure, filiale de Natixis Asset Management.

UNE EXPERTISE  **NATIXIS**  
GLOBAL ASSET MANAGEMENT

\* Responsible investing : investir responsable.

