

10<sup>e</sup>  
édition

2015 - 2024

**PLAN DÉCENNAL DE DÉVELOPPEMENT  
DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GRTgaz**



# SOMMAIRE

Profil.....	1
Le cadre du plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz.....	2
Avant-propos du directeur général.....	4
Synthèse.....	5

## 1. ÉVOLUTION ET PERSPECTIVES DU MARCHÉ DU GAZ EN EUROPE

1.1 Une consommation européenne encore en baisse.....	11
1.2 Des prix mondiaux du gaz toujours contrastés en 2014.....	13
1.3 Stabilisation des approvisionnements.....	16
1.4 Une demande à long terme incertaine.....	18
1.5 La politique énergétique de l'Europe et ses objectifs.....	20
1.6 Le développement des infrastructures gazières en Europe.....	22
1.7 Les grands projets d'infrastructures européens.....	24

## 2. ÉVOLUTION ET PERSPECTIVES DU MARCHÉ DU GAZ EN FRANCE

2.1 Un approvisionnement diversifié.....	27
2.2 Une consommation 2014 en baisse.....	28
2.3 La place du gaz dans la transition énergétique.....	30
2.4 Évolution de la demande de gaz.....	31
2.5 Les obligations de service public en cas de pointes de froid exceptionnelles.....	34
2.6 Les scénarios alternatifs à l'horizon 2030.....	36
2.7 L'offre d'acheminement de GRTgaz.....	43
2.8 La demande de capacités sur le réseau de GRTgaz.....	45

## 3. LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GRTgaz

3.1 Développer le réseau de transport : processus et délais.....	55
3.2 L'évolution du portefeuille de projets.....	56
3.3 Une place de marché unique en France en 2018.....	57
3.4 Les développements en Zone Nord.....	59
3.5 Les développements en Zone Sud.....	63
3.6 Les autres développements.....	66
3.7 Les ouvrages mis en service dans les trois ans (2015 - 2017).....	67
3.8 Les ouvrages mis en service après 2017.....	67
3.9 Le développement prévisionnel des capacités 2015-2024.....	69
3.10 La couverture de la demande de gaz en France à 2024.....	70

## ANNEXES

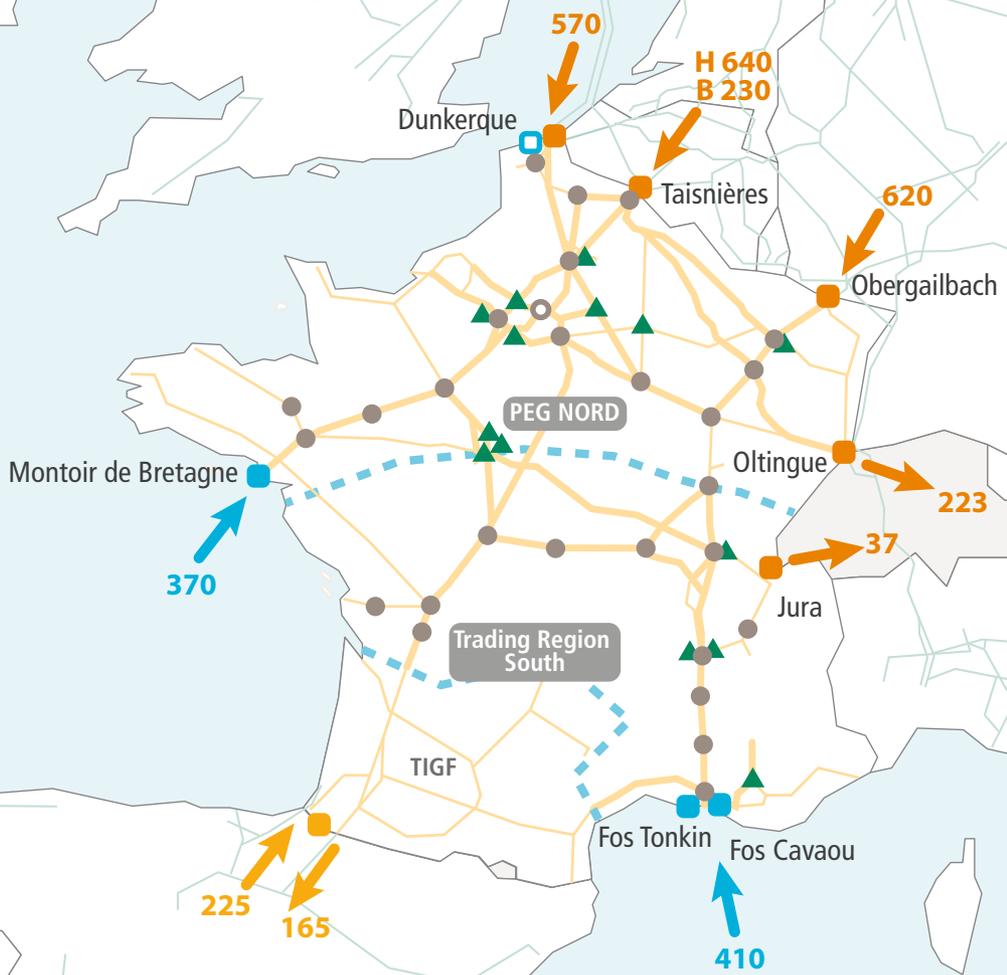
<b>annexe 1</b> Interconnexions : taux de souscription et utilisation.....	72
<b>annexe 2</b> La détermination des capacités commerciales du réseau.....	74
<b>annexe 3</b> La réalisation des grands projets.....	76

Glossaire.....	78
----------------	----

**Rabat 1** Carte du réseau de GRTgaz en 2015

**Rabat 2** Carte du réseau de GRTgaz en 2024

# LE RÉSEAU DE GRTgaz EN 2015



# CHIFFRES CLÉS 2014

**32 153 km**  
de canalisations haute pression

**583 TWh** transportés  
soit **51 Mds** de m<sup>3</sup> dont :

- **392 TWh** consommés
- **78 TWh** stockés
- **113 TWh** transités

**640 TWh**  
échangés aux PEG

**129** clients expéditeurs

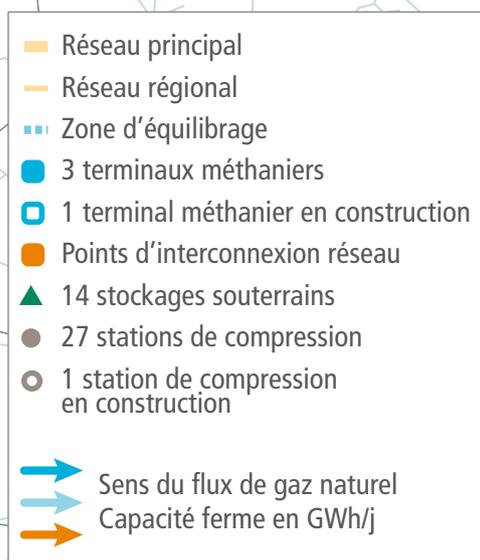
**802** clients raccordés  
dont :

- **17** gestionnaires de réseau de distribution
- **12** centrales de production d'électricité.
- **773** consommateurs industriels

**2 965** collaborateurs

**663 M€** investissements

**2,05 Md €**  
chiffre d'affaires























## 1

## ÉVOLUTION ET PERSPECTIVES DU MARCHÉ DU GAZ EN EUROPE

**La douceur du climat en 2014 a amplifié la baisse de la consommation gazière européenne.** Celle-ci est déjà en berne depuis 2011, sous le coup du ralentissement de l'économie et de la concurrence forte du charbon et des énergies renouvelables pour la production d'électricité.

La compétitivité des industries est de plus affectée par le prix du gaz en Europe, trois fois plus élevé qu'aux États-Unis. Les marchés asiatiques, dynamiques, ont continué à attirer le GNL mondial en 2014 : les livraisons de GNL en Europe ont été divisées par deux depuis 2011.

La chute du prix du pétrole depuis août 2014 pourrait cependant changer la donne. Les prix du GNL en Asie ont chuté, suite notamment au redémarrage de la production nucléaire au Japon et à la mise en service de nouveaux trains de liquéfaction. Le GNL fait ainsi son retour en Europe, entraînant une détente de l'approvisionnement de la zone Sud de GRT-gaz et de la péninsule ibérique, région caractérisée par sa dépendance au GNL.

Si l'évolution de la demande de gaz reste incertaine à moyen terme dans un contexte où la réduction des émissions de gaz à effet de serre est une priorité, il est cependant acquis que l'Europe devra augmenter ses importations pour compenser le déclin de la production en mer du Nord et aux Pays-Bas. De nouvelles infrastructures seront nécessaires pour sécuriser les routes d'importation, diversifier les sources d'approvisionnements et distribuer ces nouveaux flux au sein de l'Europe.

Le lancement de l'Union de l'énergie devrait répondre à ces défis, en articulant son action autour de cinq dimensions : la sécurité de l'approvisionnement, l'intégration du marché intérieur, l'efficacité énergétique, la réduction des émissions et la recherche et l'innovation. L'Union européenne consacrerait notamment 5,3 milliards d'euros à la réalisation d'infrastructures énergétiques entre 2014 et 2020. Une nouvelle liste de Projets d'intérêt commun sera ainsi établie d'ici fin 2015



**1.1**  
Une consommation européenne encore en baisse

**1.2**  
Des prix mondiaux du gaz toujours contrastés en 2014

**1.3**  
Stabilisation des approvisionnements

**1.4**  
Une demande à long terme incertaine

**1.5**  
La politique énergétique de l'Europe et ses objectifs

**1.6**  
Le développement des infrastructures gazières en Europe

**1.7**  
Les grands projets d'infrastructures européens

## 1.1 UNE CONSOMMATION EUROPÉENNE ENCORE EN BAISSÉ

L'Union européenne représente environ 12 % des consommations mondiales d'énergie. Elle consomme également 12 % du gaz naturel au niveau mondial, contribuant au quart de sa consommation d'énergie primaire. En 2014, la consommation des 28 pays de l'Union européenne a reculé de 11 % pour atteindre 409 Gm<sup>3</sup>, (non corrigée du climat, source Eurogas), sous l'effet d'un climat exceptionnellement doux. L'année 2014 est en effet l'année la plus chaude jamais enregistrée en France, en Europe et dans le monde. La consommation avait déjà reculé de 10 % en 2011, autre année marquée par les records de chaleur. Le recul est particulièrement marqué en France où le gaz est principalement utilisé pour le chauffage.

La consommation de gaz naturel souffre par ailleurs des effets de la crise économique sur la demande industrielle, des gains d'efficacité éner-

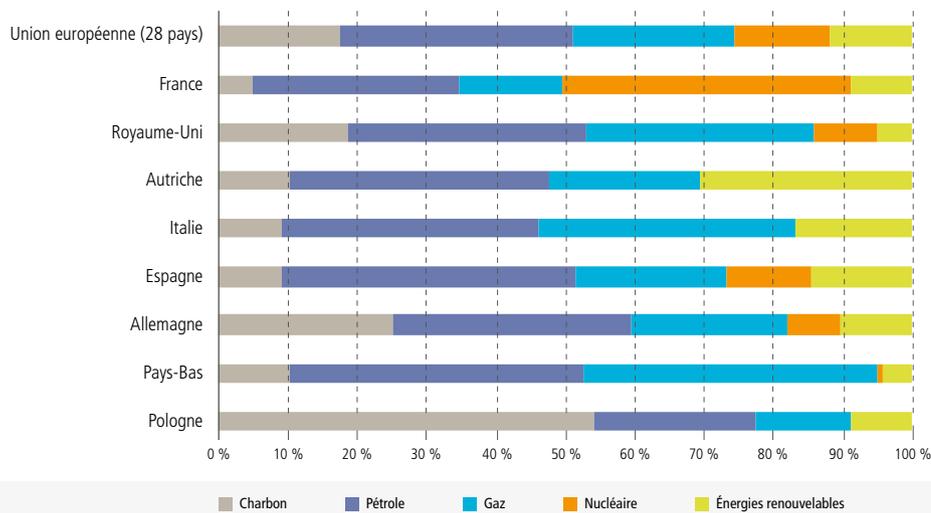
gétique et de la concurrence du charbon et des énergies renouvelables pour la production d'électricité.

### LA CONSOMMATION DE GAZ EN 2014\*

En Gm <sup>3</sup>	2013	2014	Évolution
Allemagne	87,2	76,2	-13 %
Royaume Uni	78,7	71,5	-9 %
Italie	68,7	60,7	-12 %
France	46,1	38,6	-16 %
Pays-Bas	39,9	34,8	-13 %
Espagne	30,9	27,9	-10 %
<b>Total UE 28</b>	<b>460,7</b>	<b>409,1</b>	<b>-11 %</b>

\* Avant correction climatique Eurogas 2015.

### LE MIX ÉNERGÉTIQUE EN EUROPE



Source Eurostat 2013





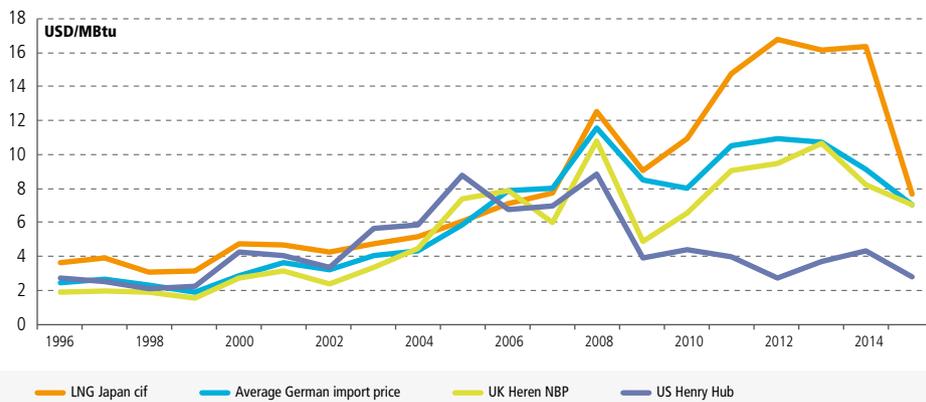
## 1.2 DES PRIX MONDIAUX DU GAZ TOUJOURS CONTRASTÉS EN 2014

La croissance de la production du gaz de schiste aux États-Unis, 1<sup>er</sup> producteur mondial de gaz en 2014 <sup>(7)</sup>, la baisse de la consommation en Europe et la forte demande gazière en Asie ont entraîné ces dernières années des écarts de prix très importants entre continents. Cette situation a perduré en 2014. Les prix spot aux États-Unis sont restés inférieurs à 4 \$/MMBtu en 2014, soit trois fois

moins élevés qu'en Europe. Les prix du GNL en Asie se sont maintenus en 2014 à 16 \$/MMBtu, attirant la majeure partie du GNL mondial.

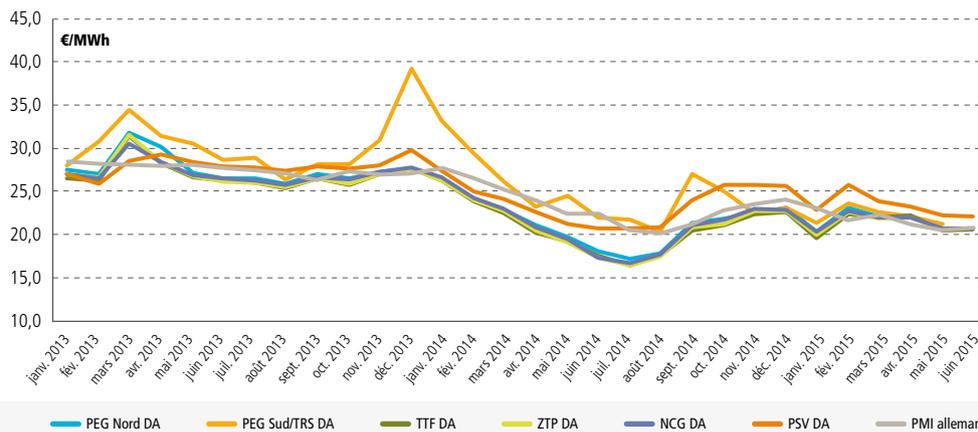
Le premier semestre 2015 augure cependant de nouveaux changements. À la faveur de la chute du prix du baril de pétrole, les prix du GNL asiatique se sont effondrés en décembre 2014 pour

ÉVOLUTION DES PRIX DE GROS DU GAZ SUR LES PRINCIPALES PLACES DE MARCHÉ MONDIALES



BP Statistical review 2015

ÉVOLUTION DES PRIX DES CONTRATS LONG TERME ET SPOT EN EUROPE



GRTgaz d'après bourses électroniques et BAFA (prix moyen des importations en Allemagne, représentatif des contrats long terme)

7. BP Statistical review of world energy 2014.



s'établir entre 6 et 8 \$/Mbtu. La baisse de la demande asiatique (redémarrage des centrales nucléaires au Japon, ralentissement de la croissance en Chine) et de nouvelles capacités de liquéfaction de gaz en Australie sont autant de facteurs de maintien d'une détente des prix.

En Europe, le prix des achats spot et des contrats de long terme convergent. Les marchés à l'ouest de l'Europe tendent vers l'homogénéité, à l'exception des marchés du sud-ouest de l'Europe, PSV en Italie et PEG Sud/TRS.

Le PEG Sud (ou Trading Region South depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015) a été marqué entre 2012 et 2014 par une forte tension sur son prix. Sous l'effet de la baisse des livraisons de GNL en Europe, en particuliers à Fos et en Espagne, les flux de gaz transités par gazoducs vers le Sud ont fortement progressé, saturant la liaison Nord-Sud en France.

ÉCART DE PRIX PEG SUD (TRS) / PEG NORD



L'écart de prix entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, nul en 2011, est passé à 1,6 €/MWh en moyenne en 2012, et à 3,5 €/MWh en 2014.

## LA TRADING REGION SOUTH

Le 1<sup>er</sup> avril 2015 a été lancée la TRS (*Trading Region South*), la place de marché commune à TIGF et GRTgaz dans le sud de la France. La création de la TRS vise à accroître l'attractivité du marché français, en augmentant la liquidité et la profondeur du marché au Sud. Conçu dans le cadre des schémas-cibles européens, ce modèle d'intégration des places de marché, est une première en Europe.

Au sein de ce marché unique, les flux de gaz des clients entrent et sortent indifféremment sur n'importe quel point physique des réseaux GRTgaz et TIGF. Les déséquilibres éventuels des expéditeurs dans la Trading Region South sont répartis entre les deux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF, qui continuent à exister comme avant la mise en place du TRS.

Avec la TRS, les expéditeurs bénéficient ainsi d'un système simplifié leur évitant de souscrire des capacités à l'interconnexion

des deux réseaux. Ils n'ont plus à déclarer, chaque jour, les quantités qu'ils souhaitent voir transiter via ces capacités.

Les deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) français ont largement coopéré pour mettre au point les modalités de fonctionnement de ce point d'échange commun :

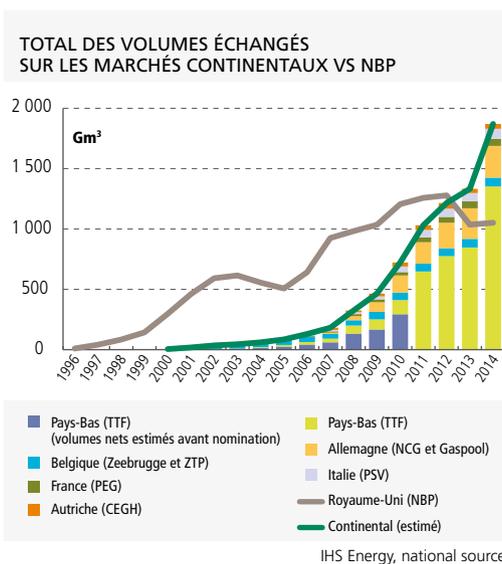
- GRTgaz gère les transactions sur l'ensemble de la nouvelle place de marché et évalue le flux physique qui transite entre les réseaux de GRTgaz et TIGF.
- TIGF est en charge de calculer les déséquilibres des expéditeurs à la maille des zones d'équilibrages des deux GRT.

Les principes du modèle de la TRS ont été validés par la délibération de la CRE du 22 mai 2014 « portant sur les règles de fonctionnement de la place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2015 ».

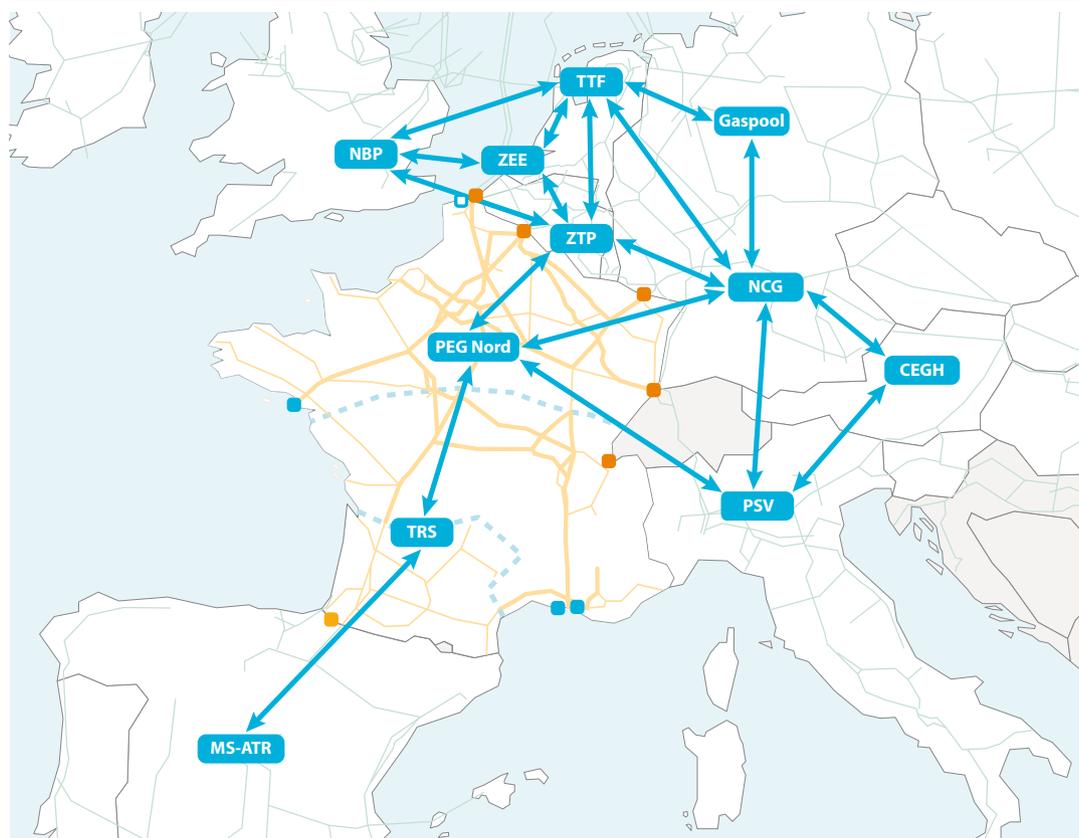
La baisse des prix du GNL constatée fin 2014 en Asie a entraîné une détente des prix sur la Trading Region South, et une plus grande disponibilité de la liaison Nord-Sud.

GRTgaz restera cependant attaché à maintenir le cas échéant les mesures entreprises pour optimiser les capacités mises à la disposition des expéditeurs et améliorer autant que possible l'offre de gaz au Sud.

Le marché TTF a pris en 2014 la première place du classement des marchés européens en termes de volumes échangés, le marché anglais NBP restant le marché physique le plus important. D'après une étude de l'ACER publiée début 2015, seul le hub anglais atteint les objectifs du Gas Target Model, le TTF étant l'autre marché s'en approchant le plus.



### LES PRINCIPAUX POINTS D'ÉCHANGE GAZ EN EUROPE



### 1.3 STABILISATION DES APPROVISIONNEMENTS

#### La Russie, 1<sup>er</sup> fournisseur de l'Europe en 2014

La production de l'Union européenne a baissé de 10 % en 2014, notamment sous l'effet de la limitation des capacités de production du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La production en propre reste toutefois la principale source de gaz naturel en 2014 pour l'union européenne avec 34 % des approvisionnements.

La douceur du climat a entraîné logiquement une baisse des volumes importés, notamment russes. La Russie reste cependant le premier fournisseur de gaz de l'Union européenne avec 31 % des approvisionnements, suivie par la Norvège (26 %) et l'Algérie (8 %).

Les livraisons de GNL en Europe se sont stabilisées en 2014 par rapport à 2013 après deux années consécutives de baisse. Entre 2011 et 2013, elles avaient été divisées par deux, passant de 85 à 45 Gm<sup>3</sup>, 40 Gm<sup>3</sup> étant détournés vers l'Asie. Le GNL ne représente plus que 11 % des approvisionnements européens

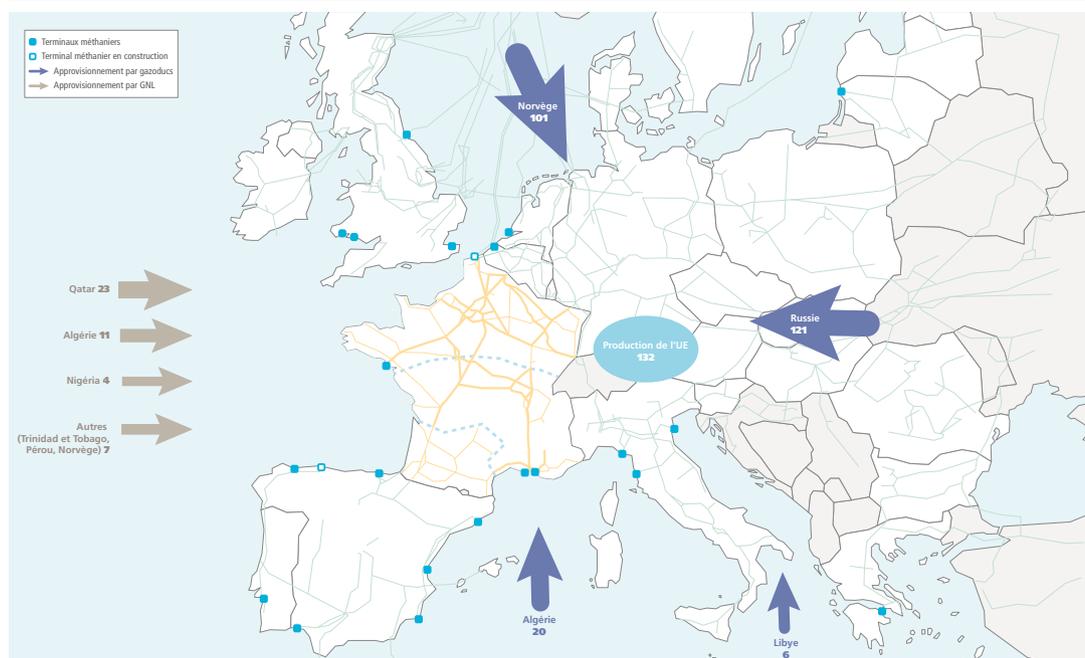
avec le Qatar pour premier fournisseur. On observe à la faveur de la baisse des prix du GNL en Asie fin 2014 un rebond des livraisons de GNL en Europe, avec une hausse de 21 % des livraisons au premier semestre 2015 comparé au premier semestre 2014.

#### L'APPROVISIONNEMENT GAZIER DE L'EUROPE

En Gm <sup>3</sup>	2013	2014
Production de l'UE	147	132
Russie	136	121
Norvège	105	103
Algérie	35	30
Qatar	23	23
Nigeria	7	4
Autres	13	11
<b>Total</b>	<b>469</b>	<b>424</b>

BP Statistical review 2015

#### L'APPROVISIONNEMENT GAZIER DE L'EUROPE EN 2014 (en milliards de m<sup>3</sup>)



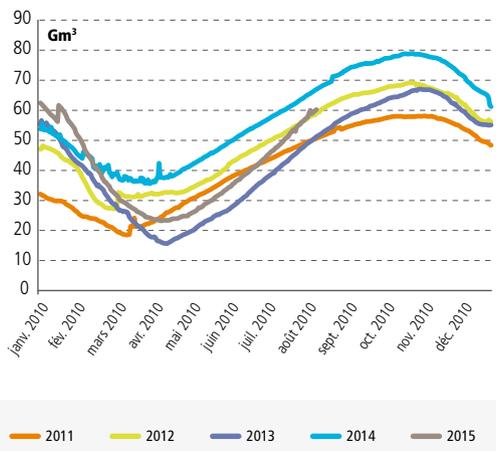
BP Statistical review 2015

**Des stockages remplis**

Le gaz naturel stocké joue un rôle essentiel pour la sécurité et la flexibilité du réseau européen, en particuliers pour faire face aux pics de consommation en hiver. La réduction des écarts du prix du gaz entre l'été et l'hiver sur les marchés spot ces dernières années a cependant eu un effet négatif sur le remplissage des stockages. Les craintes suscitées par la crise ukrainienne ainsi que l'exceptionnelle douceur du climat ont a contrario favorisé le remplissage des stockages en 2014. La baisse des prix du pétrole fin 2014 a incité à déstocker le gaz durant l'hiver 2014/2015 afin de les remplir avec du gaz moins cher durant l'été 2015.

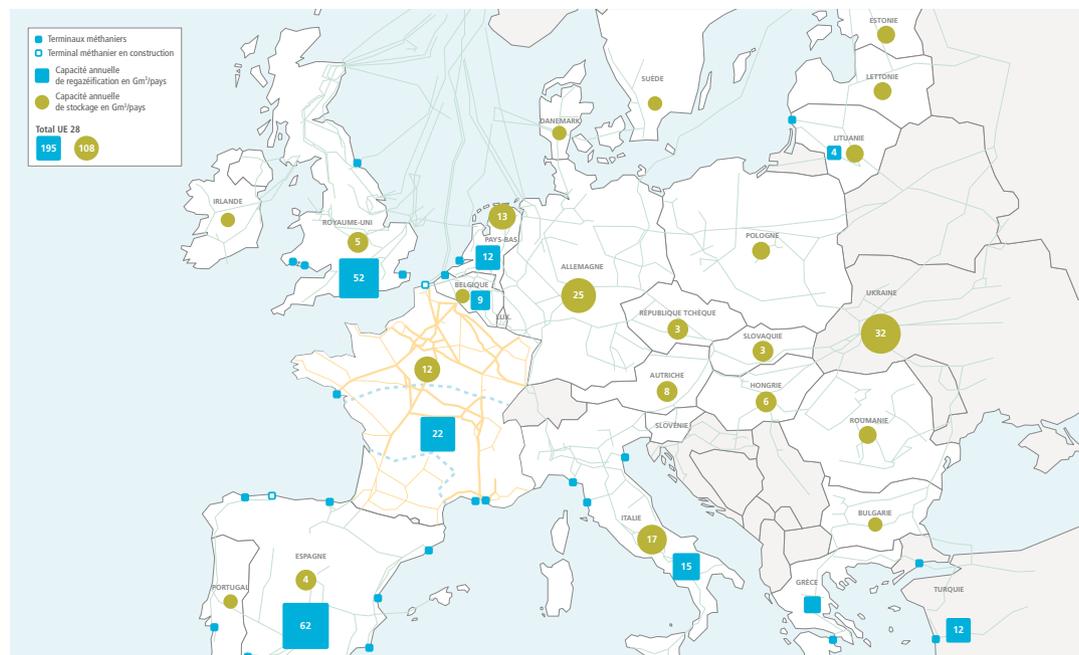
Face au déclin de la production européenne, aux aléas climatiques et aux tensions géopolitiques comme celles entre la Russie et l'Ukraine, l'utilisation adaptée des capacités de stockage est une des questions cruciales discutées pour l'élaboration de la Stratégie Européenne pour la Sécurité Énergétique.

LE NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES EUROPEENS (UE 28)



GSE 2015

**LES CAPACITÉS DE STOCKAGE ET DE REGAZÉFICATION EN EUROPE 2014 (en milliard de m³)**



Gie 2015

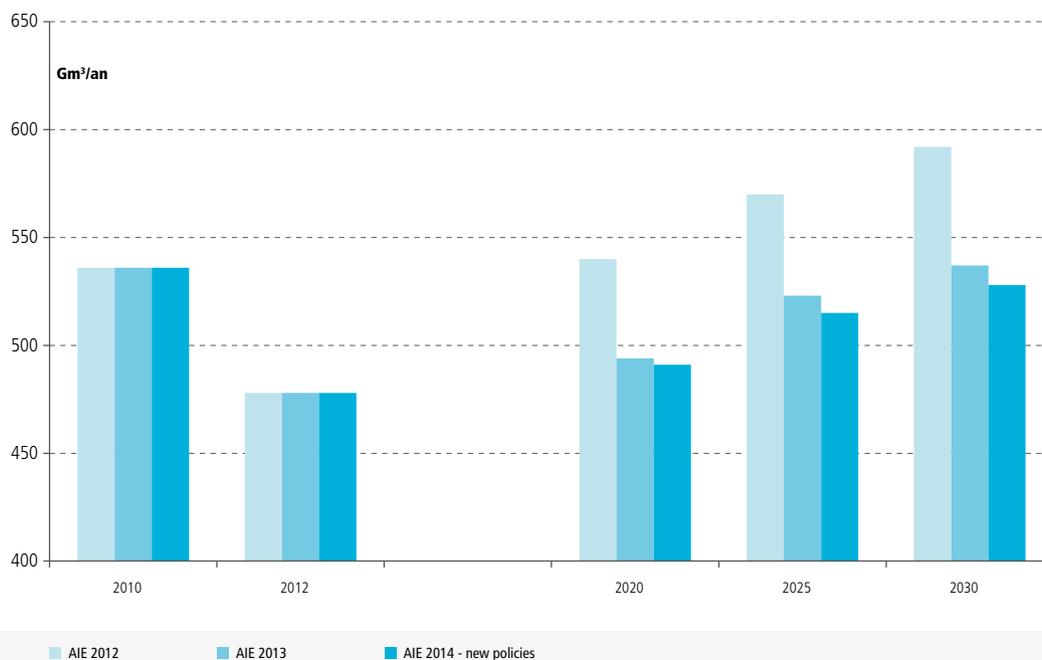
## 1.4 UNE DEMANDE À LONG TERME INCERTAINE

L'AIE a confirmé dans son World Energy Outlook 2014 ses prévisions d'une hausse de la demande de gaz naturel en Europe relativement faible, tout en la revoyant à nouveau à la baisse par rapport à ses propres prévisions de 2013. La consommation de gaz est en berne depuis 2010 en raison de la faible croissance économique et de la concurrence du charbon et des énergies renouvelables pour la production électrique. Elle ne devrait revenir à ses niveaux historiques qu'à l'horizon 2030-2035.

La consommation européenne pourrait toutefois se redresser à partir de 2020 sous l'effet de réglementations plus contraignantes en matière d'émission de CO<sub>2</sub> et autres polluants de nature à pénaliser l'utilisation du charbon pour la production électrique et à encourager l'usage du gaz carburant dans les transports.

Le gaz pourrait représenter 24 % à 30 % de la consommation européenne d'énergie primaire en 2035 selon Eurogas, la part du gaz naturel pour la production d'électricité représentant le principal facteur d'incertitudes.

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION DE GAZ DE L'UE EN Gm<sup>3</sup>



AIE - World Energy Outlook 2012, 2013, 2014

**À moyen et long terme : une accélération des besoins d’importation ?**

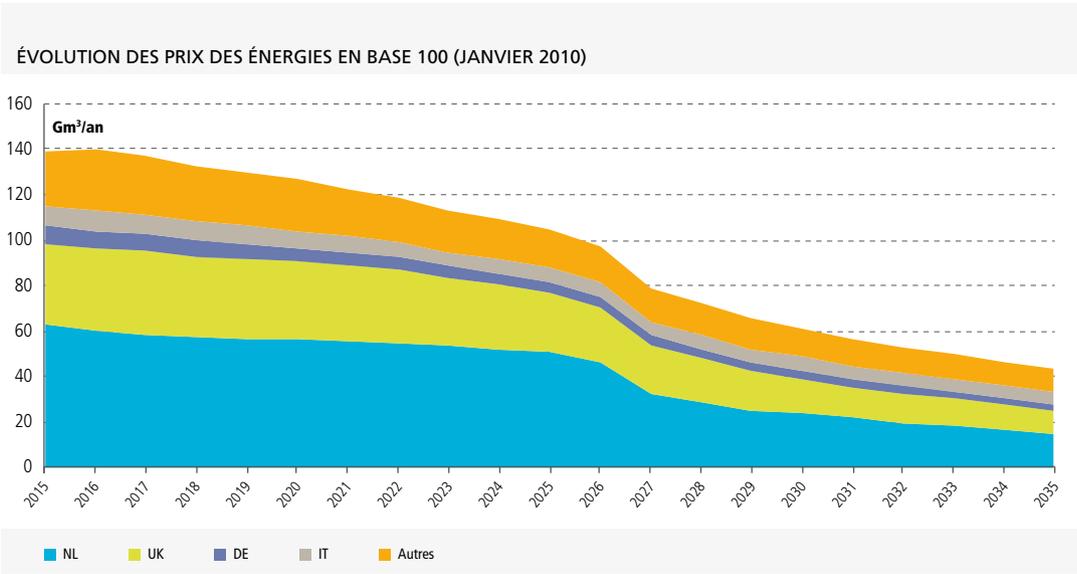
Selon l’AIE, le déclin de la production de gaz conventionnel en Europe, en particulier au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, entraînera une hausse des importations qui pourrait être de l’ordre de 100 milliards de m<sup>3</sup> d’ici 2030, soit plus de deux fois la consommation française. Les importations, qui représentent 69 % des approvisionnements de l’Union en 2014, pourraient atteindre 80 % en 2035.

Ces nouveaux besoins d’importation pourraient être accélérés. Aux Pays-Bas, suite à des tremblements de terre dans la région de Groningue, le gouvernement néerlandais a annoncé le 23 juin 2015 que la production de ce champ, le plus grand gisement de gaz naturel en Europe occidentale, serait limitée pour l’année gazière 2015/2016 à 33 milliards de m<sup>3</sup> contre une production maximale de 425 milliards de m<sup>3</sup> sur la période 2006-2015. De nouvelles décisions sont attendues fin 2015.

Par ailleurs, selon les autorités norvégiennes les exportations de gaz norvégien vers l’Europe devraient diminuer à partir de 2020, et passer de 115 Gm<sup>3</sup>/an à 50 Gm<sup>3</sup>/an autour de 2030, sous réserve que de nouveaux gisements ne soient pas découverts puis exploités, notamment en région Arctique.

L’Europe, et plus particulièrement le nord-ouest devra donc faire appel à de nouvelles importations de gaz, le gaz russe et le GNL étant actuellement aux premiers rangs des sources possibles.

Les premiers signes d’un retour du GNL en Europe ont pu être observés en 2015. Cette tendance pourrait se voir confirmer avec la mise en service de nouvelles capacités de liquéfaction en Australie et sur la côte est des États-Unis (160 Gm<sup>3</sup> de capacité annuelle entre 2015 et 2018), alors que la demande mondiale de GNL ne devrait pas excéder +3 % par an sous le coup du ralentissement de la croissance en Asie, du redémarrage de la production nucléaire au Japon et de la disparition de la demande de GNL aux USA.



TYNDP 2015



d'une condition nécessaire à une gestion efficace des crises tant par le marché que les institutions.

• **La finalisation de l'intégration du marché européen de l'énergie**

Celle-ci repose à la fois sur l'intégration physique des infrastructures et la mise en place d'un certain nombre de règles d'utilisation.

Le règlement 357/2013 relatif aux Projets d'intérêt commun et les fonds associés participent au développement des infrastructures permettant à chaque consommateur européen de bénéficier d'un approvisionnement sûr et compétitif.

La mise en œuvre des codes réseaux doit permettre une utilisation efficace, transparente et non-discriminatoire des infrastructures. À ce titre l'ENTSOG a contribué largement à l'harmonisation des pratiques en rédigeant l'ensemble des codes réseaux prévus à ce jour. Le code réseau sur l'harmonisation des tarifs de transport est le dernier restant à être approuvé, après avoir été soumis une seconde fois à l'ACER le 31 juillet 2015.

D'un point de vue gouvernance, le renforcement de la dimension régionale et du rôle de l'ACER sont vus comme nécessaires par la Commission européenne.

• **Efficacité énergétique contribuant à modérer la demande**

Les principaux efforts porteront sur les secteurs du transport et du bâtiment où les gains potentiels sont jugés importants. La Commission proposera notamment une stratégie dédiée aux réseaux de chaleur. Concernant les transports, l'effort doit porter à la fois sur le développement d'alternative à la route (i.e. rail, fluvial et maritime) et au pétrole pour le transport routier. Dans ce cadre, la Commission propose aux États membres des mesures supplémentaires dans la directive « Alternative Fuels Infrastructure ».

• « Décarbonisation » de l'économie

La Commission continue de faire de l'ETS (Emission Trading System) la pierre angulaire de sa stratégie de lutte contre les émissions de CO<sub>2</sub>. L'Europe a pour ambition également de devenir leader dans le développement des énergies renouvelables d'un point de vue technologique mais aussi en termes d'intégration avec les règles de marché.

• Recherche, innovation et compétitivité

Les quatre principaux axes de recherche identifiés par la Commission européenne sont: le développement de la nouvelle génération d'énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique et le transport.

Une meilleure coordination entre États membres et Commission est aussi attendue pour le développement de la filière CSCV (capture, stockage et valorisation du dioxyde de carbone) et la sécurité de la filière nucléaire.

Ce programme de travail est en cours de discussion et sera progressivement détaillé. Pour le gaz naturel, les prochaines étapes sont:

- le premier forum sur les infrastructures les 9 et 10 novembre à Copenhague;
- la proposition par la Commission au premier trimestre 2016 d'un « gas package » comprenant une proposition de révision du règlement 994/2010 sur la sécurité d'approvisionnement et la stratégie européenne sur le GNL et le stockage.

À ce stade, il n'est pas assuré que ces actions apporteront une meilleure visibilité sur le rôle du gaz à long terme. L'incertitude demeure pour les acteurs de l'industrie gazière et pèse sur les décisions d'investissements pour lesquels la visibilité sur des périodes de 30 à 50 ans est fondamentale. Les infrastructures de transport sont cependant plus que jamais nécessaires à la sécurité énergétique de l'Europe, comme expliqué ci-après.

## 1.6 LE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES EN EUROPE

Le développement des infrastructures gazières vise à sécuriser l'accès aux ressources, mettre fin à la dépendance de certains États membres à l'égard d'une source unique, élargir les possibilités de choix, faciliter les arbitrages entre les sources les plus compétitives au bénéfice des consommateurs finaux. L'objectif est aussi d'accroître la flexibilité du système gazier pour répondre aux besoins d'utilisation modulée du gaz.

Le Parlement européen a adopté en mars 2013 un règlement « concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes ». Dans le domaine gazier, quatre corridors prioritaires stratégiques pour l'Europe sont identifiés dont l'un concerne directement la France : **le corridor Nord-Sud de l'Europe de l'Ouest** qui vise à mieux interconnecter la péninsule ibérique et l'Italie avec les marchés Nord-Ouest européens. Le règlement définit également des « Projets d'intérêt commun » (PCI) qui bénéficient de procédures d'autorisation accélérées, de mesures incitatives et sont éligibles à une aide financière de l'Union européenne.

### Le Plan de Développement du Réseau par l'ENTSOG (TYNDP)

Dans le cadre de la mise en œuvre du troisième paquet énergie, l'ENTSOG publie tous les deux ans un Plan de Développement du Réseau (TYNDP). Ce document indicatif prend en compte les plans de développement de chaque État membre. Il vise à évaluer l'adéquation des scénarios d'approvisionnement, de demande et de développement des infrastructures au regard des trois piliers de la politique énergétique européenne (compétitivité, sécurité d'approvisionnement et durabilité). Depuis l'entrée en vigueur du règlement 347/2013 sur les infrastructures énergétiques transeuropéennes, le TYNDP constitue également la première étape pour la sélection des projets PCI.

À cette fin, le réseau européen est modélisé en prenant en compte les zones d'équilibrage, les interconnexions entre zones, ainsi que les capacités d'importation (y compris GNL) et de stockage. L'adéquation entre offre et demande est alors

simulée jusqu'en 2035 selon plusieurs jeux d'hypothèses sur la demande annuelle et de pointe, les niveaux d'approvisionnement et les prix par sources et la réalisation partielle ou complète des projets d'infrastructure.

Les résultats sont fournis sous forme d'une dizaine d'indicateurs capturant différentes perspectives des piliers de la politique énergétique européenne.

La dernière édition, ENTSOG TYNDP 2015-2035, a été publiée en mars 2015. Elle présente un bilan des projets d'infrastructures gazières au niveau européen, en s'appuyant notamment sur le Plan de Développement du Réseau 2014-2023 de GRTgaz.

L'extension de l'horizon du TYNDP de dix à vingt et une années a permis de mettre en lumière des tendances structurelles. Si d'ici 2025, la priorité est d'achever l'intégration du marché européen, notamment de sa composante infrastructure, le maintien de la diversification des approvisionnements apparaît comme un challenge sur le long terme du fait de la rapide décroissance de la production européenne.

### Finaliser l'intégration des infrastructures européennes

La modélisation du système gazier européen montre qu'à l'exception des régions les plus excentrées (baltique, Sud-Est et péninsule ibérique), le niveau d'intégration est déjà élevé. Ce résultat est confirmé par la convergence des prix de marché le long d'une large diagonale du NBP au PSV. L'implémentation des codes de réseau devrait permettre aux pays d'Europe Centrale de tirer pleinement partie des infrastructures existantes.

Si la péninsule ibérique, et dans une moindre mesure le sud de la France, restent fortement dépendants du marché du GNL, cette exposition n'est pas problématique en termes de sécurité d'approvisionnement du fait de la diversification de ce type d'import. En revanche, la forte dépendance au gaz russe des pays de la région baltique et du sud-est de l'Europe demeure un sujet de préoccupation pour le développement de ces marchés et à leur intégration au reste de l'Europe.



## 1.7 LES GRANDS PROJETS D'INFRASTRUCTURES EUROPÉENS

### Gazoducs

De nombreux projets d'importation ont été évoqués puis annulés ces dernières années. Ces projets visent principalement la sécurisation de l'approvisionnement à l'est de l'Europe, pour contourner la route ukrainienne ou pour réduire la dépendance de cette région vis-à-vis du gaz russe. Les projets suivants sont aujourd'hui cités :

- **Nord Stream** a annoncé le doublement de ses capacités actuelles de 55 Gm<sup>3</sup>/an. Les deux canalisations mises en service en 2011 et 2012 acheminent du gaz sur 1 220 km de la Russie au nord de l'Allemagne par la mer Baltique. Ces 55 Gm<sup>3</sup>/an supplémentaires pourraient être mises en service en 2019 ;
- suite à l'annulation du projet South Stream d'import de gaz russe via la Bulgarie vers l'Autriche, fin 2014, de nouveaux projets se sont déclarés, notamment **Turkish Stream**, d'une capacité de 63 Gm<sup>3</sup>/an depuis la Russie, via la Turquie et la mer Noire, **Eastring** depuis la Turquie jusqu'à la Slovaquie via la Bulgarie et la Roumanie et **Tesla** à travers la Grèce, la Macédoine, la Serbie et la Hongrie.

Un groupe de haut niveau s'est constitué dans cette région (Central and Southern Europe Gas Connectivity, CESEC) afin de coordonner et faciliter les projets d'interconnexion transeuropéens et diversifier les sources d'approvisionnement dans cette région.

À cette fin, le développement du corridor Sud constitue l'une des priorités de l'Union européenne. TAP notamment, ouvre la voie aux ressources de l'Azerbaïdjan, et à plus long terme, potentiellement des pays du Moyen-Orient via la Turquie (Irak, Iran, Turkménistan) :

- **Trans Adriatic Pipeline (TAP)** reliera sur 800 km la Turquie et l'Italie par l'Albanie et la Grèce et offrira une capacité de 10 Gm<sup>3</sup>/an en provenance d'Azerbaïdjan. Décidé en 2013, sa mise en service est attendue en 2020 ;
- **Le Trans Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP)** traversera en amont la Turquie et devrait être mis en service en 2018/2019 ;
- GALSI relierait l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne offrant une capacité de 8 Gm<sup>3</sup>/an, mais la décision d'investissement a été reportée plusieurs fois.

### Terminaux méthaniers

Le GNL constituera vraisemblablement une part importante des besoins croissants d'imports de l'Europe. Dans cette perspective, des investissements pourraient être nécessaires afin de garantir un meilleur accès direct ou indirect à cette ressource. Il existe à cet égard en Europe de nombreux projets de développement de capacités de regazéification et d'interconnexion permettant d'accroître l'aire d'influence du GNL :

- un nouveau terminal méthanier a été mis en service à Klaipėda en Lituanie (5 Gm<sup>3</sup>/an) ;
- le terminal méthanier de Dunkerque LNG en construction sur la Manche devrait être opérationnel fin 2015 avec une capacité de 13 Gm<sup>3</sup>/an ;
- d'autres projets de création ou d'extension de terminaux méthaniers sont à l'étude, notamment dans les zones où les accès au gaz sont peu diversifiés (mer Adriatique, mer Noire) ou sur les façades maritimes ouest et sud de l'Europe, notamment en Belgique, en France et en Italie.





# 2

## ÉVOLUTION ET PERSPECTIVES DU MARCHÉ DU GAZ EN FRANCE

**La France est le 4<sup>e</sup> marché gazier européen avec une consommation de l'ordre de 45 Gm<sup>3</sup>** (35 Gm<sup>3</sup> au périmètre GRTgaz en 2014). Elle importe plus de 99 % du gaz qu'elle consomme. Sa position géographique lui assure l'approvisionnement gazier le plus diversifié d'Europe et des possibilités d'arbitrage sur l'axe Ouest-Est comme sur l'axe Nord-Sud : des atouts majeurs pour la sécurité d'approvisionnement énergétique nationale et européenne.

Le gaz naturel a représenté en 2014 environ 14 % de la consommation d'énergie primaire française <sup>(9)</sup> et 21 % de sa consommation finale. À l'horizon 2024, GRTgaz anticipe une consommation stable : avec une baisse de l'ordre de -0,8 % par an des consommations dans les secteurs résidentiels et de l'ordre de -0,7 % par an pour l'industrie, compensée par une reprise de la consommation de gaz pour la production d'électricité dès 2017-2018.

À plus long terme, la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte inscrit une trajectoire à la baisse des consommations d'énergies, et en particulier carbonnées comme le gaz naturel. Néanmoins, le développement des ENR pour produire l'électricité (éolien et photovoltaïque) et la part d'électricité produite par le nucléaire portée de 75 % à 50 % en 2025 pourraient favoriser l'utilisation du gaz

pour produire de l'électricité, notamment pour gérer l'intermittence des ENR. Il faudrait pour cela favoriser le recours au gaz par rapport au charbon, aujourd'hui plus compétitif mais plus émetteur de dioxyde de carbone. Par ailleurs, les transferts d'usage d'énergies plus polluantes vers le gaz naturel, notamment pour la mobilité, pourront contribuer à atteindre un mix énergétique bas-carbone, et ce d'autant plus que le gaz devient renouvelable (biométhane, méthane de synthèse). En fonction des hypothèses retenues, trois scénarios ont été étudiés : on identifie une large plage d'incertitude sur la demande gazière à l'échéance du plan.

Le réseau principal de GRTgaz est dimensionné en premier lieu pour répondre au besoin de flexibilité nécessaire à l'optimisation des portefeuilles d'approvisionnement des expéditeurs. À cet égard, le réseau a prouvé une nouvelle fois en 2014 sa faculté à répondre à des besoins de flux Nord vers Sud accrus pour faire face à la baisse des approvisionnements par GNL en France, comme en péninsule ibérique. Les capacités d'entrée et de sortie du réseau de GRTgaz sont toujours très fortement souscrites. Elles sont utilisées dans leur grande majorité à leur niveau maximum au moins une fois par an, illustrant ainsi un dimensionnement du réseau adapté.



### 2.1

Un approvisionnement diversifié

### 2.2

Une consommation 2014 en baisse

### 2.3

La place du gaz dans la transition énergétique

### 2.4

Évolution de la demande de gaz

### 2.5

Les obligations de service public en cas de pointes de froid exceptionnelles

### 2.6

Les scénarios alternatifs à l'horizon 2030

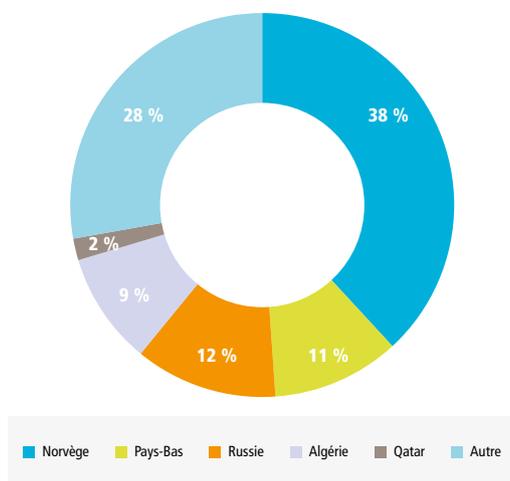
### 2.7

L'offre d'acheminement de GRTgaz

### 2.8

La demande de capacités sur le réseau de GRTgaz



ORIGINE DES APPROVISIONNEMENT EN GAZ  
DE LA FRANCE EN 2014

SoeS 2014

ne représentent plus que 13 % des importations contre 28 % en 2011. Elles sont en provenance de l'Algérie et du Qatar principalement. Les achats spots sur les marchés belges, néerlandais ou allemands, aux origines indéterminées représentent le quart des entrées. La Norvège reste le principal fournisseur de gaz naturel avec 38 % des entrées brutes, suivie par la Russie et les Pays-Bas. Les ap-

provisionnement norvégiens et néerlandais constituent la moitié de l'approvisionnement français. Les perspectives de baisse annoncées de ces sources, la volatilité des flux confirment le besoin d'infrastructures bien dimensionnées, robustes et flexibles.

Environ 9 % du gaz importé est un gaz de type B à faible pouvoir calorifique, issu principalement du champ de Groningue aux Pays-Bas. Ce gisement est en phase de déplétion avancée et son exploitation provoquerait des séismes. Le gouvernement néerlandais a annoncé en début d'année 2014 que les contrats d'exportation ne seraient pas renouvelés et la production de Groningue est à présent limitée au niveau minimal permettant d'honorer les contrats existants et d'assurer la sécurité d'alimentation des consommateurs de gaz B. Pour la France, des approvisionnements complémentaires en gaz H seront nécessaires afin de faire face à la baisse graduelle de son approvisionnement en gaz B à partir de 2024 et à un arrêt total en 2029 au plus tard. Compte tenu des quantités en jeu et des capacités souscrites, le réseau de transport de GRTgaz présente dès à présent suffisamment de capacités d'entrée en gaz H. Toutefois, GRTgaz est à l'écoute du marché pour travailler sur de nouvelles routes d'approvisionnement ou des développements des points d'entrée existants.

## 2.2 UNE CONSOMMATION 2014 EN BAISSÉ

L'année 2014 a été marquée par un climat chaud. Les températures ont été clémentes tout au long des périodes habituelles de chauffage (en hiver, au printemps et en automne). Il en résulte une baisse exceptionnelle de la consommation brute en 2014 sur les zones alimentées par GRTgaz (-16 % par rapport à 2013). La baisse de la consommation brute a été principalement portée par le secteur

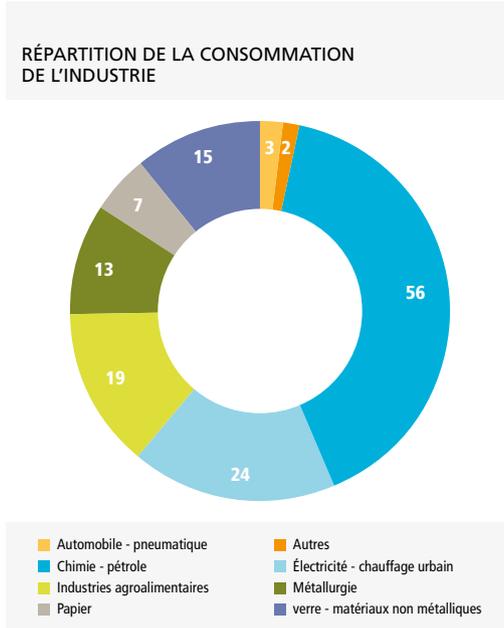
thermosensible du diffus des distributions publiques (-19 % par rapport à 2013). Cette baisse concerne également la consommation des clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz (-11 % par rapport à 2013), dont certains sont particulièrement thermosensibles (production d'électricité, cogénération, chauffage urbain et secteur de l'automobile). La demande de gaz pour la production



d'électricité a été particulièrement basse en 2014 : d'une part, les prix du gaz ont été peu compétitifs pour la production d'électricité comparés à ceux du charbon et des importations d'électricité ; d'autre part, les périodes de pointes de froid déclenchant la production d'électricité par les centrales au gaz ont été notoirement absentes en 2014. Dans ce contexte climatique largement au-dessus de la normale, la consommation corrigée des effets du climat pour les distributions publiques est en baisse (de l'ordre de -2 % par rapport à 2013).

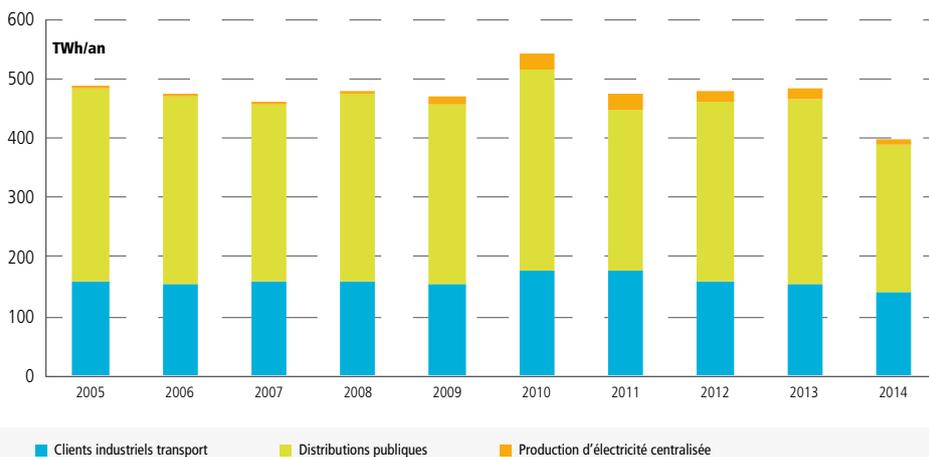
Les températures observées lors du premier semestre 2015 ont été proches des normales, et en particulier l'hiver 2014-2015. Sur cette période, la consommation a repris par rapport à 2014 sans pour autant rejoindre le niveau 2010-2013. Le contexte économique n'affiche pas de reprise marquée et les efforts d'efficacité énergétique poursuivent leurs effets.

Durant l'été 2015, une hausse de la consommation de gaz pour la production d'électricité s'est manifestée lors d'épisodes de forte canicule entraînant une hausse globale de la consommation



de gaz sur une période où le chauffage est absent et où l'industrie marque sa pause estivale.

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION BRUTE DE GAZ NATUREL SUR LA ZONE GRTgaz



## 2.3 LA PLACE DU GAZ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

**Après une année de débat national sur la transition énergétique, la LTECV a été votée par les parlementaires le 22 juillet 2015. Cette loi comporte notamment les points suivants :**

- la baisse à 50 % en 2025 de la part du nucléaire dans la production électrique : accompagnée du développement des ENR (éolien et photovoltaïque), ceci correspond à une mutation du mix énergétique pour la production d'électricité dans laquelle le gaz a une place d'accompagnement ;
- la réduction des consommations d'énergies d'origine fossile de 30 % d'ici 2030 : une mesure qui concerne le gaz naturel, mais aussi les produits dérivés du pétrole et le charbon. Le gaz naturel étant reconnu pour avoir les émissions de CO<sub>2</sub> les plus basses à usage équivalent parmi les énergies fossiles ;
- des efforts poursuivis et renforcés pour réduire les consommations d'énergie au travers de la rénovation énergétique des bâtiments ;
- des soutiens aux énergies renouvelables renforcés : notamment pour leur financement et leur intégration économique au mix énergétique. Cela concerne donc également le développement du biométhane ;
- une modification de la gouvernance : dont le développement d'une stratégie bas carbone (dont la constitution de scénarios de demande énergétique de cadrage) et la mise en place d'une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie ;
- pour le secteur des transports : la loi vise la sobriété et la diversification énergétique, avec une préoccupation marquée pour l'amélioration de la qualité de l'air ; elle propose d'accélérer le développement d'énergies alternatives au tout pétrole, dont les véhicules électriques et également une place pour les véhicules au gaz.

**Pour contribuer à la constitution d'un mix énergétique bas-carbone, le gaz naturel peut jouer un rôle significatif dans les domaines suivants :**

- la mobilité au gaz : permettant, en diversifiant le mix énergétique des transports, de résorber les pollutions locales (particules), d'offrir une autonomie suffisante aux véhicules et de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Le gaz est en effet un carburant accessible aux véhicules lourds (bus, autocars, bennes à ordures ménagères, poids lourds) et légers (utilitaires légers, taxi, autopartage, véhicules particuliers). La technologie peut aussi se développer pour les bateaux du fluvial ;
- le chauffage au gaz : afin d'atténuer les effets de la thermo-sensibilité du parc de chauffages électriques sur la production d'électricité à la pointe (réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et les investissements sur les moyens de production de pointe et les infrastructures électriques). Les logements au gaz, neufs et rénovés, sont sobres en énergie ;
- l'usage du gaz dans l'industrie, où le maintien de la compétitivité des prix du gaz est opportun pour l'alimentation des sites industriels, et a fortiori accompagné d'émissions de CO<sub>2</sub> et d'autres polluants réduites par rapport au charbon et au fioul ;
- la production d'électricité centralisée au gaz : en complément des ENR et du nucléaire suivant leurs évolutions, les centrales électriques au gaz apportent une réduction significative des émissions de CO<sub>2</sub> et d'autres polluants par rapport au charbon et au fioul ;
- la cogénération au gaz, qui permet une valorisation de la chaleur lors de la production d'électricité : la cogénération est utilisée dans l'industrie, le tertiaire et le résidentiel (chauffage et ECS) ;
- les gaz renouvelables : les filières biométhane et *Power to gas* (méthane de synthèse produit à partir de l'électricité d'origine renouvelable excédentaire) alimenteront progressivement une part croissante de la demande.

## 2.4 ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE GAZ

Pour anticiper la demande de gaz, GRTgaz évalue les évolutions tendanciennes à dix ans de la consommation des consommateurs raccordés à son réseau de transport et aux réseaux de distribution qu'il dessert par typologie de clients : résidentiel, tertiaire, industrie, production d'électricité centralisée et cogénération.

GRTgaz constitue un scénario de référence avec un choix d'hypothèses conforme à l'évolution pro-

bable du contexte structurel, économique et réglementaire. Ce scénario tient compte de la réglementation en vigueur et comporte notamment des efforts supportables pour les ménages et l'industrie en termes de sobriété et d'efficacité énergétique.

En parallèle du scénario de référence, GRTgaz propose des scénarios alternatifs contrastés illustrant les situations extrêmes d'un scénario bas (Mix-Vert) et d'un scénario haut (Usages Diversifiés).

### Scénario de référence sur la période 2015-2030 : la consommation de gaz reste stable à l'horizon 2030

L'évolution prévisionnelle de la demande de gaz dans le périmètre de GRTgaz (hypothèses établies en juillet 2015)

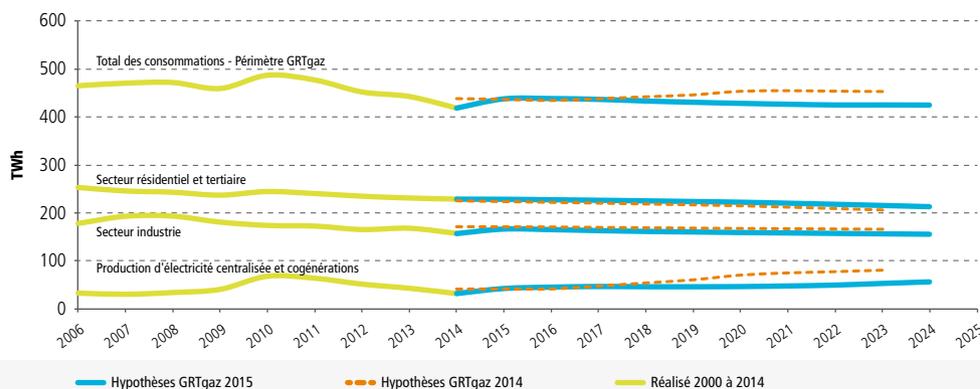
TWh	2014 <sup>(1)</sup>	2015	2020	2023	2024	2030	TCAM <sup>(2)</sup> 2015-2024	TCAM 2015-2030
Secteur résidentiel tertiaire <sup>(3)</sup>	229	229	222	215	212	196	-0,8 %	-1,0 %
Secteur industrie <sup>(3)</sup>	157	166	159	157	156	151	-0,7 %	-0,6 %
Production d'électricité centralisée et cogénération	32	43	47	53	56	119	+3,1 %	+7,0 %
Autoconsommation des gestionnaires de réseaux	4	4	4	4	4	-4	-	-
<b>Total</b>	<b>422</b>	<b>441</b>	<b>433</b>	<b>429</b>	<b>429</b>	<b>471</b>	<b>-0,3 %</b>	<b>0,4 %</b>

1. Consommations réalisées.

2. TCAM : taux de croissance annuel moyen.

3. Hors cogénération.

#### COMPARAISON DES HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION ÉTABLIES EN JUILLET 2014 ET JUILLET 2015







## 2.5 LES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC EN CAS DE POINTES DE FROID EXCEPTIONNELLES

Responsable d'infrastructures stratégiques pour la sécurité d'approvisionnement en énergie, GRTgaz doit pouvoir faire face à l'augmentation des volumes de gaz transportés lors d'un hiver froid ou de températures très basses durant trois jours tels que cela peut se produire statistiquement tous les 50 ans <sup>(11)</sup>.

GRTgaz doit dimensionner son réseau, et notamment son réseau régional, pour que ses capacités d'acheminement et de sortie soient disponibles et suffisantes pour satisfaire à ces obligations.

La consommation journalière appelée lors de ces pointes de froid, la « pointe au risque 2 % » ou P2, est évaluée pour l'année écoulée en extrapolant les consommations hivernales à la température extrême selon une méthode dite « de l'analyse de l'hiver ».

GRTgaz a également consulté les gestionnaires de réseaux de distribution et les consommateurs industriels directement raccordés à son réseau pour connaître l'évolution sur 5 ans <sup>(12)</sup> de leur consom-

### L'ÉVOLUTION PRÉVISIONNELLE DE LA DEMANDE DE GAZ À LA POINTE SUR LE RÉSEAU DE GRTgaz (hypothèses établies en juillet 2015)

		TCAM 2015/16 2024/25	TCAM 2015/16 2030/31	2014/15	2015/16	2020/21	2023/24	2024/25	2030/31
TOTAL	Année gazière <sup>(1)</sup> (TWh)	-0,3 %	0,4 %	438	442	431	429	432	471
	P2 <sup>(2)</sup> totale (GWh/j)	-0,3 %	-0,1 %	3960	4030	3991	3930	3909	3995
	P2 ferme (GWh/j)	-0,3 %	-0,1 %	3898	3968	3929	3868	3847	3932
Distributions publiques	Année gazière (TWh)	-0,7 %	-1,1 %	283	282	274	267	265	241
	P2 totale (GWh/j)	-0,8 %	-1,1 %	3053	3064	2950	2874	2846	2592
	P2 ferme (GWh/j)	-0,8 %	-1,1 %	3053	3064	2950	2874	2846	2592
Clients directs	Année gazière (TWh)	+0,5 %	+2,5 %	154	158	154	160	165	228
	P2 totale (GWh/j)	+1,1 %	+2,5 %	907	966	1041	1056	1063	1403
	P2 ferme (GWh/j)	+1,1 %	+2,7 %	845	904	979	994	1001	1341
Consommations propres GRTgaz	Année gazière (TWh)	-	-	2	2	2	2	2	2
	P2 totale (GWh/j)	-	-	17	17	17	17	17	17
	P2 ferme (GWh/j)	-	-	17	17	17	17	17	17

1. Du 1<sup>er</sup> novembre au 31 octobre de l'année suivante.

2. Demande de gaz à la pointe de froid au risque 2 %.

11. Décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 modifié relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz.

12. En 2014, la période informée portait sur 3 ans, elle est porte désormais sur 5 ans.



## 2.6 LES SCÉNARIOS ALTERNATIFS À L'HORIZON 2030

En complément du scénario de référence, GRTgaz propose deux scénarios alternatifs pour la demande gazière à l'horizon 2030 :

- un scénario bas, intitulé Moins 30;
- un scénario haut, intitulé Usages Diversifiés.

Le scénario de référence et les scénarios alternatifs de GRTgaz sont ci-après comparés au scénario d'accompagnement de la mise en place de la Transition énergétique: le scénario AMS2, « avec mesures complémentaires 2 », proposé par la Direction générale de l'énergie et du climat. Ce dernier scénario a été reconstitué à partir des informations publiques disponibles.

Ces scénarios illustrent l'impact que pourraient avoir des mesures volontaristes sur la demande de gaz à moyen terme.

### Deux scénarios alternatifs à l'horizon 2030

#### • Le scénario Moins 30 – trajectoire basse

Ce scénario considère un impact des nouvelles réglementations environnementales particulièrement orienté vers la baisse des consommations de gaz et constitue ainsi une trajectoire minimale pour la demande gazière entre 2015 et 2030. L'objectif de réduction de 30 % des consommations d'énergie fossile est appliqué aux usages du gaz sans tenir compte de ses meilleures performances environnementales comparé au pétrole ou au charbon. Les efforts technologiques et économiques sont placés à la limite des capacités des ménages et des acteurs économiques et industriels et ne paraissent concevables qu'en application de contraintes réglementaires particulièrement fortes.

Le scénario Moins 30 intègre également le développement du gaz-carburant dans les transports, et prend en compte l'objectif de limitation à 50 %

de la production électrique à partir du nucléaire en 2025 ainsi que du développement des ENR.

#### • Le scénario Usages Diversifiés – trajectoire haute

Dans ce scénario, les ressources en gaz sont plus largement disponibles sur le marché, avec un retour des flux de GNL vers l'Europe et une meilleure compétitivité du gaz. Le gaz est utilisé pour la production d'électricité en complément des ENR avec une durée d'utilisation annuelle plus longue; son usage progresse également dans l'industrie et pour le chauffage domestique et tertiaire en substitution d'énergies dont le bilan environnemental et économique est moins favorable. Un soutien volontariste est apporté au développement du gaz comme carburant pour les transports. Un même soutien est apporté en parallèle au développement de la production et de l'injection de gaz renouvelables, biométhane et *Power to Gas*.

De cette manière, avec des usages diversifiés et une ressource élargie aux gaz renouvelables, le gaz et les infrastructures gazières contribuent plus fortement encore à la transition énergétique et à la stratégie bas-carbone.

#### • Le scénario AMS2 – référence de la DGEC pour la Transition énergétique

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) coordonne <sup>(13)</sup> un exercice de modélisation des consommations d'énergies et des émissions de gaz à effet de serre et de polluants. Ces scénarios prospectifs de la DGEC ont pour origine des obligations réglementaires européennes <sup>(14)</sup>. Ils doivent permettre d'évaluer l'impact des mesures liées à la transition énergétique.

Dans ce cadre, trois scénarios ont été étudiés par la DGEC :

- **scénario AME**, « avec mesures existantes » : projection prenant en compte des effets en

13. Avec le concours de l'ADEME, du CGDD, d'Enerdata, du CITEPA, d'Énergies-Demain, d'Armines et Seureco.

14. Règlement UE-525/2013 : surveillance et déclaration des émissions de gaz à effet de serre des pays membres.



La consommation journalière à la pointe connaît un point bas en 2014, principalement en raison de l'effacement des capacités de production d'électricité qui ont été mises sous cocon en 2013 et 2014.

La consommation totale connaît également un point bas en 2014, en raison de la baisse de consommations des clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz, non corrigées des effets du climat, contrairement aux consommateurs situés dans les distributions publiques desservies par le réseau de transport de GRTgaz, corrigées du climat afin de visualiser les évolutions indépendamment de l'impact des effets climatiques.

Les quatre scénarios se répartissent régulièrement sur toute la période 2015-2024 : avec le scénario bas de GRTgaz (Moins 30 : 400 TWh en 2024), le scénario haut de GRTgaz (Usages diversifiés : 483 TWh en 2024), et, entre les deux, le scénario de référence de GRTgaz et sa variante avec la mobilité gaz renforcée (429/433 TWh en 2024). Le scénario AMS2 est situé en dessous du scénario bas de GRTgaz principalement à cause d'un écart sur la consommation du segment industrie.

Tous les scénarios prévoient un rebond en 2025 correspondant aux effets cumulés du développement de la production d'électricité à partir du gaz (lié à la baisse du nucléaire et au développement des ENR) et du développement de l'usage du gaz comme carburant dans les transports.

#### Évolution de la consommation de gaz (part fossile) hors production d'électricité<sup>(13)</sup> entre 2012 et 2030

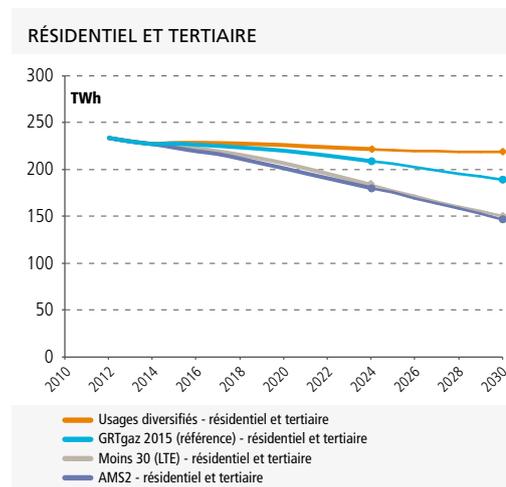
GRTgaz référence	Usages diversifiés	Moins 30	AMS2
-21 %	-10 %	-27 %	-43 %

Pour comparer l'évolution de la demande de gaz importé suivant ces différents scénarios par rapport aux objectifs de la LTECV, nous calculons la consommation hors production d'électricité et à

laquelle nous retranchons l'injection de bio-méthane prise égale à 10 % (ce qui correspond aux objectifs de développement des ENR pour le gaz dans la LTECV). La part de consommation de gaz liée à la production d'électricité dépend des choix qui seront faits pour le mix énergétique concernant la production d'électricité.

Le scénario de référence de GRTgaz et le scénario Moins 30 sont donc proches des objectifs de la transition énergétique. Le scénario AMS2 apparaît très impactant pour le gaz en raison d'une trajectoire particulièrement basse pour l'industrie.

#### • Comparaison des scénarios : segment résidentiel et tertiaire



Sur le segment résidentiel-tertiaire, nous n'observons pas de point bas marqué en 2014. Les effets du climat chaud en 2014 ont été gommés par la correction climatique effectuée sur les consommations des distributions publiques où est située la quasi-totalité des consommateurs résidentiels et tertiaires.

Pour le scénario de référence de GRTgaz, la baisse de la demande s'établit en moyenne à -0,8 % par an. Pour les scénarios Moins 30 et AMS2 cette tendance est deux fois plus forte.

15. En tenant compte de l'injection de bio-méthane à hauteur de 10 %.

Malgré des écarts sur le paramétrage des évolutions du parc immobilier et des effets des efforts d'efficacité énergétique, les trajectoires des scénarios Moins 30 et AMS2 sont très similaires.

Sur la période 2015-2030, les hypothèses pour la construction neuve et les rénovations (pour l'ensemble du parc immobilier, toutes énergies confondues) sont plus modérées dans les scénarios de GRTgaz comparées aux valeurs plus volontaristes du scénario AMS2.

La trajectoire de consommation pour le scénario Usages Diversifiés est stable compte tenu de flux de rénovations plus modérés et d'une part de transfert des usages chauffage et eau chaude sanitaire de l'électricité vers le gaz plus importante.

Dans ce scénario les infrastructures gazières existantes accueillent le report de consommations provenant d'une conversion vers le gaz depuis d'autres énergies.

**Évolution de la demande entre 2012 et 2030 sur le secteur résidentiel tertiaire**

GRTgaz référence	Usages diversifiés	Moins 30	AMS2
-27 %	-16 %	-42 %	-43 %

Sur le périmètre du résidentiel-tertiaire, le scénario de référence de GRTgaz et le scénario Moins 30 atteignent les objectifs de la transition énergétique.

### HYPOTHÈSES POUR LA CONSTRUCTION NEUVE ET LES RÉNOVATIONS DES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

**Scénario de référence de GRTgaz**

- de l'ordre de 300 000 logements neufs construits par an;
- et la rénovation de près de 250 000 logements construits avant 2012 chaque année;
- une surface tertiaire de l'ordre de 12 millions de m<sup>2</sup> neufs construite chaque année;
- et la rénovation d'un flux annuel de 22 millions de m<sup>2</sup> tertiaires;
- la rénovation apporte un gain d'efficacité énergétique de 35 % aux logements et de 15 % aux constructions tertiaires.

**Scénario Moins 30**

- de l'ordre de 355 000 logements neufs construits par an;
- et la rénovation de près de 400 000 logements construits avant 2012 chaque année;

- une surface tertiaire de l'ordre de 13 millions de m<sup>2</sup> neufs construite chaque année;
- et la rénovation d'un flux annuel de 32 millions de m<sup>2</sup> tertiaires;
- la rénovation apporte un gain d'efficacité énergétique de 35 % aux logements et de 15 % aux constructions tertiaires.

**Scénario Usages diversifiés**

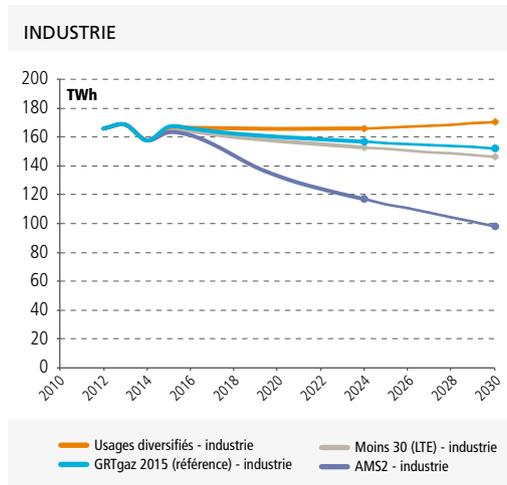
- de l'ordre de 300 000 logements neufs construits par an;
- et la rénovation de près de 150 000 logements construits avant 2012 chaque année;
- une surface tertiaire de l'ordre de 12 millions de m<sup>2</sup> neufs construite chaque année;
- et la rénovation d'un flux annuel de 15 millions de m<sup>2</sup> tertiaires;

- la rénovation apporte un gain d'efficacité énergétique de 35 % aux logements et de 15 % aux constructions tertiaires.

**Scénario AMS2**

- logements neufs par an: 2015-2016: 330 000 / 2017-2021: 500 000 / 2022-2030: 330 000;
- et la rénovation de tout le parc de logements d'ici 2030;
- une surface tertiaire de l'ordre de 8 millions de m<sup>2</sup> neufs construite chaque année;
- et la rénovation d'un flux annuel de 50 millions de m<sup>2</sup> tertiaires;
- la rénovation apporte un gain d'efficacité énergétique de 45 % aux logements et de 34 % aux constructions tertiaires.

#### • Comparaison des scénarios : segment Industrie

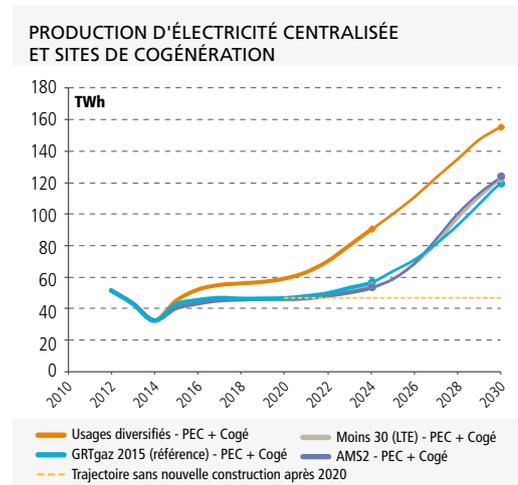


Le scénario de référence et le scénario Moins 30 se distinguent essentiellement par le degré des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique consentis par les industriels, et sont d'ailleurs assez proches. En effet, l'énergie étant parmi les principaux postes de coûts de l'industrie, la performance énergétique est fréquemment l'objet d'une optimisation régulière.

La trajectoire Usages diversifiés indique une légère croissance liée à un flux plus important de conversion vers le gaz depuis d'autres énergies.

La trajectoire AMS2 pour l'industrie est beaucoup plus basse que les autres scénarios. Malgré une hypothèse d'évolution de la valeur ajoutée de la production industrielle plus favorable dans le scénario AMS2 (de l'ordre de +1,5 %/an) que dans les scénarios de GRTgaz (de l'ordre de +0,7 %/an), les consommations industrielles dans AMS2 sont affectées par un coefficient d'efficacité énergétique (estimé à -1,1 %/an par tonne produite) plus important que dans les scénarios de GRTgaz (de l'ordre de -0,3 %/an à -0,5 %/an).

#### • Comparaison des scénarios : segment Production d'électricité



De 2015 à 2020, les profils de consommation de gaz pour la production d'électricité pour le scénario de référence de GRTgaz, Moins 30 et AMS2 sont cohérents avec les quantités d'électricité produite dans le scénario moyen terme 2015-2020 du Bilan prévisionnel de RTE.

Au-delà de 2020, GRTgaz propose une trajectoire de développement de production d'électricité à partir du gaz, selon laquelle la demande de gaz est cohérente avec le scénario Nouveau Mix de RTE. Ce scénario inclut l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % en 2025 et le développement d'une part importante d'ENR.

Pour adapter l'équilibrage production/demande du réseau électrique, des moyens de production pilotables doivent être développés pour accompagner la production très intermittente de l'éolien et du photovoltaïque. GRTgaz fait l'hypothèse de la construction de 10 turbines à combustion (TAC) entre 2023 et 2026 et celle de 7 centrales à cycles combinés au gaz (CCCG) entre 2025 et 2030. Les CCCG interviennent en base et en semi-base et



leur fonctionnement entraîne une consommation de gaz proportionnelle à leur durée d'utilisation. Les TAC sont destinées à un usage ponctuel en pointe et malgré leur nombre consomment peu.

Avec ces hypothèses, on observe donc nette augmentation de la demande de gaz à l'horizon 2025. Le scénario Usages diversifiés fait appel à un parc plus important de CCCG dès 2025 (8 CCCG supplémentaires entre 2025 et 2030) et la cogénération y est plus développée.

Notons que ces hypothèses issues du scénario Nouveau Mix de RTE conduisent à un quasi-doublement de la puissance installée des CCCG, mais ce développement est accompagné par la diminution du nombre de centrales au charbon. Pour la production d'électricité le facteur d'émission de CO<sub>2</sub> du gaz est proche de la moitié de celui du charbon ; le doublement de la puissance installée s'effectuerait ainsi à un niveau stable de CO<sub>2</sub> émis.

GRTgaz propose également à titre indicatif une trajectoire basse pour la production d'électricité, sans aucune nouvelle construction de capacités électriques, selon laquelle la puissance installée et les quantités de gaz consommé resteraient à leur niveau de 2020 jusqu'en 2030. Ce scénario en théorie possible apparaît cependant aujourd'hui peu probable dans le cadre de la transition énergétique.

• **Comparaison des scénarios :  
la Mobilité gaz**

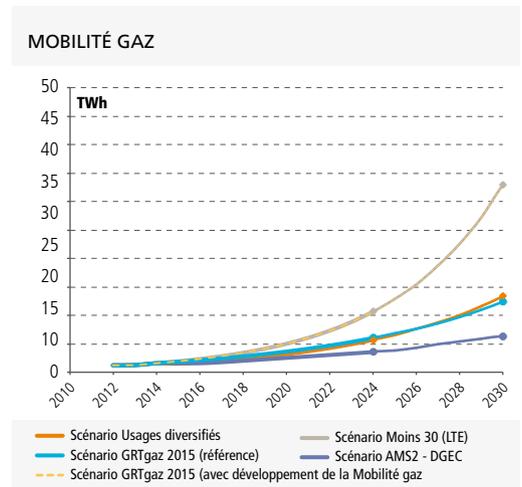
Comparer aux autres énergies disponibles pour diversifier le mix énergétique du secteur des transports (actuellement principalement alimenté par des produits dérivés du pétrole), l'usage du gaz comme carburant présente les avantages suivants : il permet de résorber les pollutions locales (particules) et de contribuer à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Il offre une autonomie suffisante aux véhicules lourds (bus, autocars, BOM, PL) et véhi-

cules légers (utilitaires légers, taxi, auto-partage, véhicules particuliers).

Le bilan environnemental est encore meilleur lorsque le gaz utilisé comme carburant est constitué de biométhane.

GRTgaz en concertation avec GrDF a constitué deux trajectoires de demande de gaz pour le développement de la mobilité au gaz :

- une trajectoire de référence atteignant près de 12 TWh en 2030 ;
- une trajectoire volontariste atteignant 35 TWh en 2030.



Le scénario de référence de GRTgaz a été décliné suivant les deux variantes de mobilité-gaz. Pour le scénario Usages diversifiés, nous avons pris la trajectoire de référence. Le scénario MOINS 30 utilise la trajectoire volontariste, car, en effet, le gaz carburant est une solution permettant d'atteindre globalement les objectifs de la transition énergétique et d'un mix bas-carbone.

Pour conduire le développement de l'usage du gaz comme carburant au-delà des usages tradi-



tionnels (mode de fonctionnement « retour-à-la-base »), un réseau de stations d'avitaillement d'accès public est nécessaire. C'est ce que demande la directive européenne « Alternative Fuels Infrastructure » qui recommande à chaque État membre de produire un plan de déploiement de stations publiques d'avitaillement pour l'électricité et le gaz d'ici à novembre 2016. Grâce à la mise en place de partenariats industriels et à des compétences internes en matière d'ingénierie et d'expertise technique concernant la compression, GRTgaz accompagne les porteurs de projet et contribue à dynamiser la filière par la promotion d'un réseau essentiel de stations d'avitaillement de gaz répondant aux besoins de tous types de véhicules. L'émergence d'un usage du gaz carburant au-delà de flotte captive nécessiterait un réseau de l'ordre de 1 000 stations, soit 10 % du réseau de distribution actuel, accessible au public et majoritairement hébergées dans les stations multicarburants existantes.

À titre de comparaison, d'autres pays d'Europe ont engagé des politiques volontaristes : l'Italie dispose de 850 stations publiques, Allemagne de 900 et la Suisse de 140. La rentabilité de ces points d'avitaillement est atteinte dès lors qu'un parc d'un million d'équivalent véhicules légers a été constitué (1 000 VL/station), soit ~3 % du parc français.

#### • Scénarios pour les gaz renouvelables

En vis-à-vis de la demande de gaz, les prévisions de la production de gaz renouvelable permettent de compléter la vision sur le rôle des infrastructures gazières dans la transition énergétique.

Avec déjà des propriétés environnementales avantageuses du gaz naturel comparé aux autres énergies fossiles, l'injection de gaz renouvelables vient encore améliorer le bilan carbone auquel peut prétendre le gaz.

GRTgaz développe deux axes d'activités industrielles :

- la filière biométhane, avec à court terme le raccordement progressif d'un nombre croissant de producteurs de biométhane ;

- l'étude de la filière *Power to gas*, avec un projet en cours d'une installation pilote de production de méthane de synthèse à partir d'électricité renouvelable excédentaire à Fos-sur-Mer en 2018.

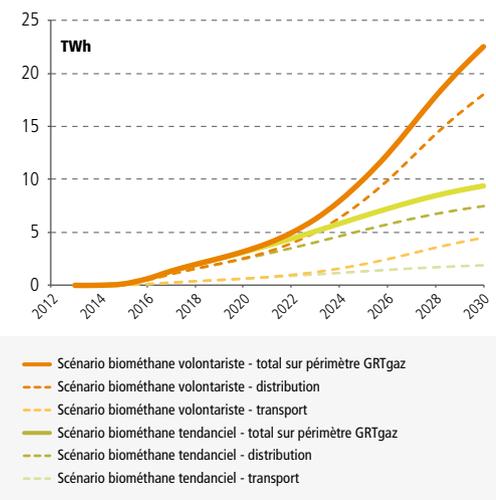
#### Filière biométhane

La production locale du biométhane s'inscrit pleinement dans la dynamique de la transition énergétique et écologique. Elle permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre, de recycler des déchets et diminue d'autant nos importations de gaz naturel.

Le biométhane correspond à du biogaz qui a été traité pour remplir les spécifications requises pour son injection dans les réseaux. Ce biogaz est issu de la décomposition de déchets organiques (déchets ménagers, matière organique agricole, boues de stations d'épuration...). Le biométhane peut être injecté sur le réseau de transport ou bien sur les réseaux de distribution. Les producteurs de biométhane peuvent bénéficier d'un tarif d'achat réglementé et garanti sur 15 ans s'ils l'injectent dans les réseaux.

La LTECV fixe pour objectif de porter la part d'énergie renouvelable à 10 % de la consommation de gaz en France en 2030. Les études de

BIOMÉTHANE INJECTÉ AU PÉRIMÈTRE DE GRTgaz



l’ADEME ont confirmé le potentiel de développement existant en France. GRTgaz s’appuie sur les deux hypothèses de prévision des injections de biométhane dans les réseaux de gaz :

- une hypothèse Tendancielle  
12 TWh injectés en 2030 en France,  
dont 9 TWh au périmètre GRTgaz.
- une hypothèse Volontariste  
30 TWh injectés en 2030 en France,  
dont 22,5 TWh au périmètre GRTgaz.

Fin 2015, une vingtaine de projets seront en service en France, dont le projet de Chagny (Saône et Loire), qui injecte environ 28 GWh/an dans le réseau de GRTgaz. Avec la dynamique actuelle, le décollage de la filière est attendu aux alentours de 2022-2023. Entre 2015 et 2018, la trajectoire correspond aux projets identifiés par les gestionnaires de réseaux. À l’horizon 2020, la concrétisation des projets en portefeuille pourrait représenter jusqu’à 1 TWh/an de biométhane injecté dans le réseau de GRTgaz. Au-delà, les trajectoires sont projetées de manière à suivre la feuille de route établie par l’ADEME à l’horizon 2030.

### **Filière *Power to gas***

La filière *Power to gas* permet le stockage des quantités d’électricité d’origine renouvelable (éolien et photovoltaïque) lorsqu’elles sont produites en excès par rapport à la demande.

Il s’agit de convertir l’électricité en hydrogène par l’électrolyse de l’eau. L’hydrogène est ensuite converti en méthane de synthèse par association avec du CO<sub>2</sub> (valorisation après capture d’émissions de CO<sub>2</sub> issues de processus industriels, agricoles ou de la production d’électricité). Le méthane de synthèse produit est par nature un gaz renouvelable. Il est injecté dans les réseaux de gaz.

La construction d’un démonstrateur est prévue pour 2018 à Fos-sur-Mer.

À l’horizon 2030, 100 installations de *Power to gas* pourraient voir le jour pour permettre le stockage de 2,5 à 3 TWh d’électricité renouvelable excédentaire. À l’horizon 2050, le développement de 1 000 installations pourrait permettre de stocker près de 25 TWh d’électricité sur un potentiel d’électricité renouvelable excédentaire estimé entre 25 et 75 TWh.

## **2.7 L’OFFRE D’ACHEMINEMENT DE GRTgaz**

### **UN MARCHÉ DYNAMIQUE, DES CLIENTS SATISFAITS**

Le marché des gros a confirmé son dynamisme avec 640 TWh échangés aux PEG de GRTgaz en 2014 en croissance de 3,9 % par rapport à 2013 et qui a été multiplié par 2 en 4 ans.

- Les clients de GRTgaz se disent satisfaits :
- à 95 % de la relation commerciale ;
  - à 92 % de la qualité des offres et des services d’acheminement et de livraison.

Enquête de satisfaction 2014

Depuis l’ouverture du marché du gaz naturel en Europe, les consommateurs ont la liberté de choisir leurs fournisseurs de gaz. GRTgaz a pour mission de transporter le gaz naturel de ses clients expéditeurs dans les meilleures conditions de coût, de fiabilité et de sécurité. Il facilite l’accès au marché et favorise la rencontre entre l’offre et la demande de gaz.

Dans cet objectif, GRTgaz et TIGF animent depuis 2008 un dispositif permanent de concertation avec tous les acteurs du marché.

### **Un modèle entrée/sortie régulièrement simplifié**

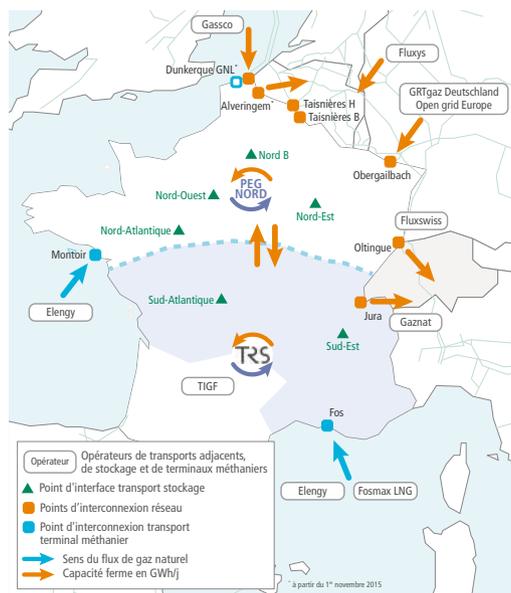
L’offre d’acheminement de GRTgaz permet aux expéditeurs de gaz d’alimenter les sites industriels

et les distributions publiques raccordées au réseau de transport, de transiter du gaz par la France ou d'effectuer des transactions avec d'autres parties. GRTgaz commercialise ses prestations d'acheminement :

- sous forme de capacités d'accès par les points d'entrée ou de sortie du réseau et sur la liaison Nord-Sud. Dans chaque zone, les expéditeurs peuvent faire entrer ou sortir du gaz librement pour livrer des clients ;
- sous forme d'accès à des points d'échange gaz appelés PEG : ces points permettent d'échanger du gaz sans besoin de préciser sa source ou sa destination et d'accéder à une bourse d'échanges gérée par Powernext.

La seule obligation des expéditeurs est d'équilibrer leurs entrées et sorties de gaz sur la journée gazière. Cette organisation assure un fonctionnement souple du marché et favorise le développement de la concurrence.

### LE RÉSEAU DE GRTgaz EN 2015



### Vers une zone de marché unique

L'existence de plusieurs zones entrée/sortie traduit toutefois les limites physiques du réseau et l'impossibilité de transporter dans certains cas le gaz entre un point d'entrée d'une zone et un point de sortie d'une autre zone. Grâce à ses investissements, GRTgaz a déjà ramené ses zones d'équilibrage de 4 à 2 entre 2005 et 2009. Après avoir complété l'intégration de la zone B en avril 2013, la simplification s'est poursuivie avec la création d'une place de marché commune entre GRTgaz zone Sud et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2015. À l'horizon 2018, les orientations de la CRE publiées en mai 2014, prévoient la création d'un marché de gros unique en France.

### Un système d'équilibrage modernisé conformément aux règles européennes

Au cours de l'année 2015, GRTgaz a mis en place les dispositions de l'équilibrage orienté marché telles que prévues par le code réseau européen. Depuis avril 2015, les expéditeurs disposent de davantage d'informations, de projections sur le niveau d'équilibre du système, et doivent être acteurs de cet équilibre global. À partir d'octobre 2015, l'équilibrage sur le système GRTgaz se fera intégralement par les acteurs de marché, sans dispositifs de tolérances. GRTgaz a développé un service permettant au marché de bénéficier des souplesses permises sur le stock en conduite globale, l'offre ALIZES.

Parallèlement, l'offre d'acheminement de GRTgaz va s'enrichir début 2016 la création du point d'interconnexion réseau en sortie à Alveringem et la connexion d'un nouveau terminal méthanier à Dunkerque.

### Transparence et fluidité

Accessible à tous, le service en ligne Smart GRTgaz propose aux clients et prospects une information complète pour optimiser leurs réservations de ca-

pacités, et assurer l'équilibre de leur portefeuille gazier. Frontières, terminaux méthaniers, stockages, liaison Nord-Sud, points de consommation : tous les points d'entrée / sortie sont couverts et plus de 1 000 données sont actualisées en temps réel. Grâce à cette information de référence, Smart GRTgaz a été retenu par les agences Bloomberg et Reuters pour informer leurs abonnés.

**PRISMA** est un autre exemple des moyens mis en œuvre pour créer un véritable marché commun du gaz. Cette

plateforme facilite l'acheminement du gaz entre les différentes places de marché d'Europe en permettant de réserver en ligne des capacités conjointes, aussi appelées « bundlées », conformes au code de réseau CAM<sup>(15)</sup> qui entrera en vigueur en novembre 2015. Elle permet également d'accéder à un marché secondaire d'échange des capacités.

24 opérateurs de réseaux de transport sont associés dans Prisma, 35 y proposent leurs produits et plus de 450 expéditeurs sont enregistrés.

## 2.8 LA DEMANDE DE CAPACITÉS SUR LE RÉSEAU DE GRTgaz

En 2014, année historiquement chaude, GRTgaz a transporté des volumes de gaz en légère baisse par rapport à 2013. La prépondérance des flux du Nord vers le Sud s'est affirmée :

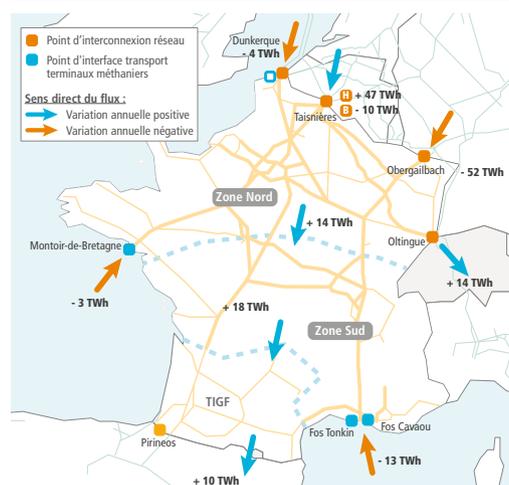
- une nouvelle baisse des livraisons de GNL (entre 2011 et 2014, les importations de GNL ont chuté de 45 %);
- une forte baisse des importations de GNL en Espagne, entraînant une hausse importante et régulière des flux de gaz vers la zone TIGF et vers l'Espagne.

Dans ce contexte les transits sont toujours soutenus sur la liaison Nord-Sud, qui n'a vu sa saturation soulagée qu'en toute fin 2014 avec une arrivée ponctuelle de GNL au sud de la France.

Par ailleurs, il a été constaté une prépondérance des entrées à Taisnières par rapport à Obergailbach, reflétant la baisse du gaz russe dans un contexte de demande faible.

Le remplissage des stockages a été un peu plus élevé qu'en 2013 du fait d'un spread hiver-été qui s'est développé au fil de l'année.

### LA VARIATION DES FLUX 2013-2014



15. Capacity Allocation Management : code réseau relatif à l'allocation des capacités de transport aux interconnexions.

Flux de gaz	2014 (TWh)	2013 (TWh)	Évolution 2014/2013 (%)
<b>Entrée gaz gazeux</b>			
Dunkerque	170	174	-2 %
Taisnières H	163	116	29 %
Taisnières B	41	51	-24 %
Obergailbach	77	129	-68 %
<b>Entrée GNL</b>			
Montoir	9	12	-33 %
Fos	61	74	-21 %
<b>Liaison Nord-Sud et JTS</b>	<b>129</b>	<b>115</b>	<b>11 %</b>
<b>Sortie</b>			
Oltingue	29	15	48 %
Midi	85	67	21 %
Pirineos <sup>(1)</sup>	49	39	20 %
<b>Stockage</b>			
Injection	92	92	-1 %
Soutirage	83	98	-18 %

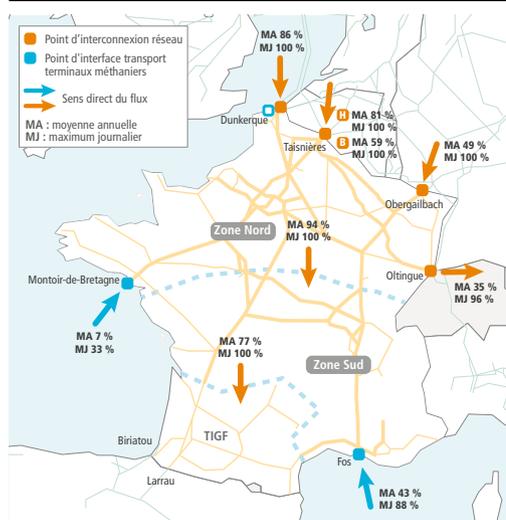
1. Données de TIGF (Larrau + Biriadou jusqu'au 30 septembre 2014)

### L'utilisation des capacités souscrites en 2014

Pour alimenter le marché français à un meilleur coût, les expéditeurs utilisent très fortement les capacités souscrites sur la liaison Nord-Sud, à Dunkerque et Taisnières. L'utilisation du PIR Midi et de la sortie Oltingue est en légère hausse tandis que l'on observe une baisse des entrées à Obergailbach ainsi que sur les terminaux méthaniens.

Il est à noter que quasiment tous les points d'interconnexion réseau (PIR) ont été utilisés au moins une fois à leur capacité maximum.

### LE TAUX D'UTILISATION DES CAPACITÉS EN 2014

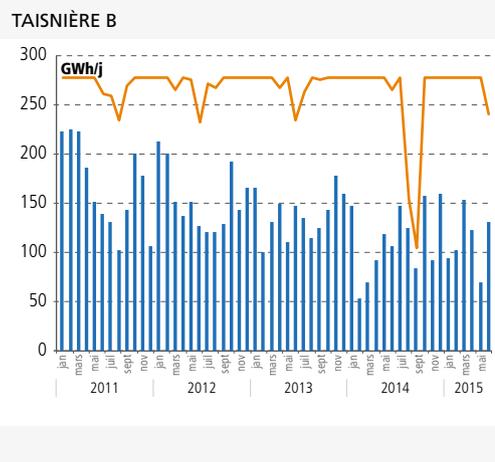
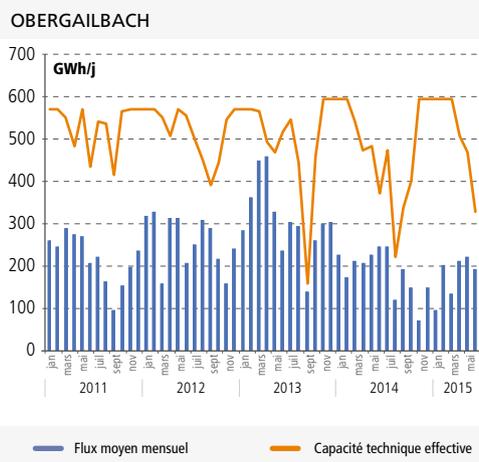
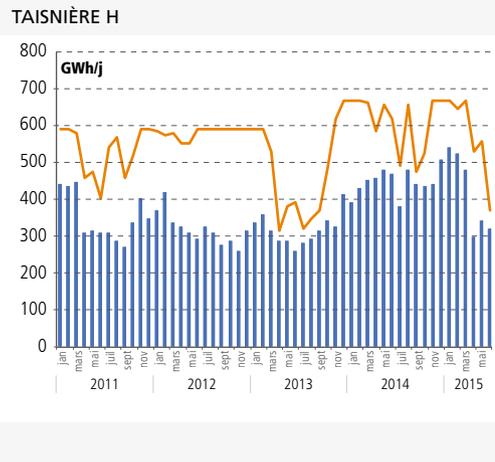
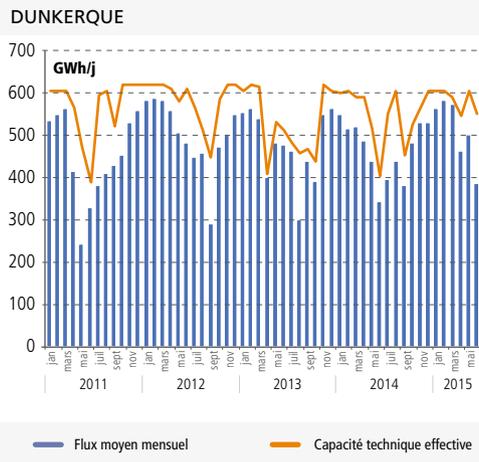
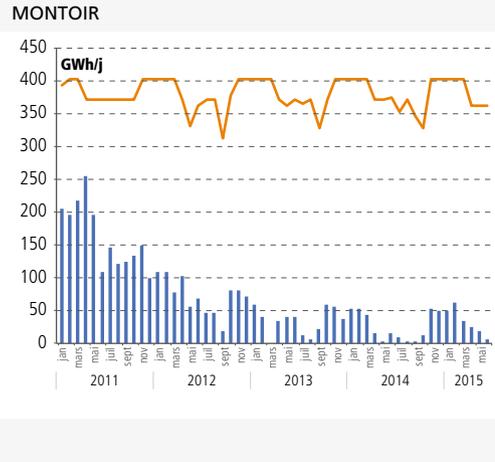
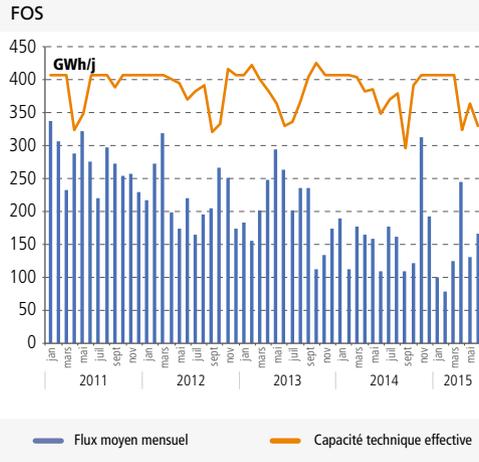




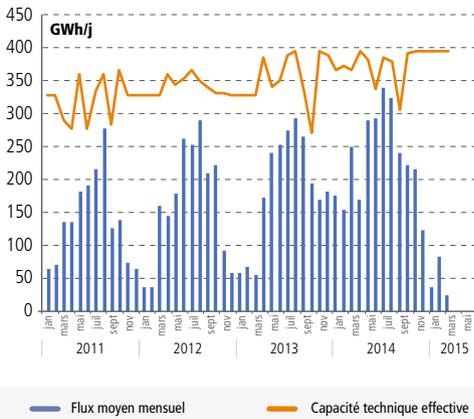


# ÉVOLUTION ET PERSPECTIVES DU MARCHÉ DU GAZ EN FRANCE

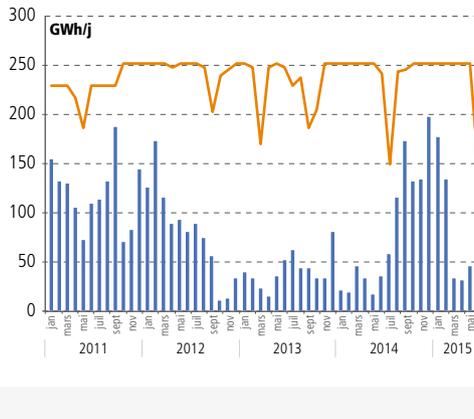
## Entrée



MIDI



OLTINGUE

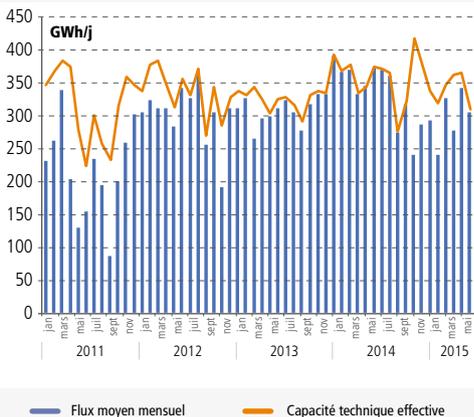


### La liaison Nord-Sud : moins de sollicitations durant l'hiver 2014/2015

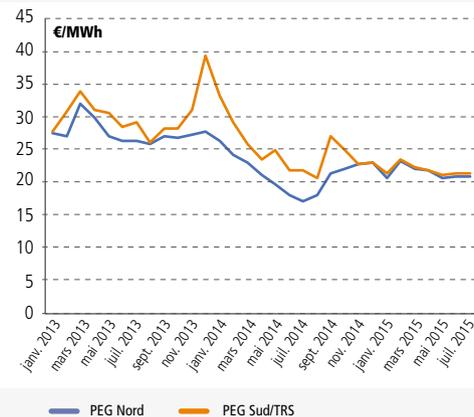
La liaison Nord-Sud a encore été très sollicitée en 2014, avec une augmentation des flux Nord vers Sud de 14 TWh entre 2013 et 2014, tirée par la hausse des livraisons vers Espagne et du remplissage des stockages en zone Sud. La tension sur la

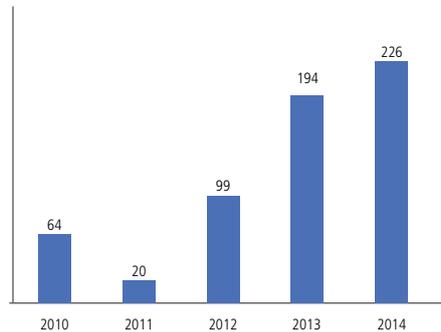
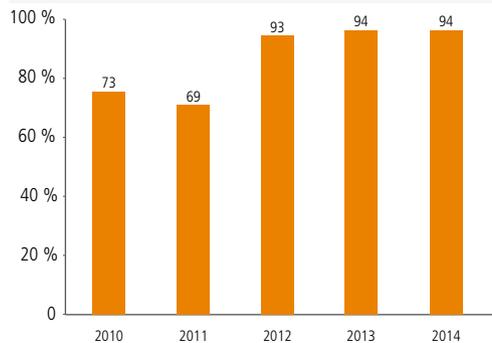
liaison s'est toutefois relâchée à l'entrée de l'hiver 2014/2015 à la faveur d'un soutirage massif des stockages au Sud et d'un retour ponctuel des livraisons de GNL à Fos durant cette période. Ce relâchement s'est également reflété sur les prix en zone Sud, l'écart de prix entre celle-ci et la zone Nord s'étant considérablement réduit dès le début de l'hiver 2014/2015.

LA LIAISON NORD-SUD



LE PRIX MOYEN MENSUEL PEG NORD ET PEG SUD/TRS



NOMBRE DE JOURS D'UTILISATION  
MAXIMALE DANS L'ANNÉETAUX D'UTILISATION MOYEN ANNUEL  
DE LA LIAISON NORD SUD EN %

### L'analyse des souscriptions par points d'entrée/sortie

GRTgaz s'appuie également sur l'analyse des taux de souscription aux points d'entrée et de sortie pour déterminer les besoins de développement des capacités du réseau.

Sur la période 2014-2024, ces taux sont globalement stables et élevés : en moyenne, plus de 90 % de la capacité ferme proposée à long terme est réservée à l'horizon 2016-2020. De la capacité ferme à court terme est proposée en complément pour offrir des possibilités d'arbitrage supplémentaires et faciliter l'entrée de nouveaux acteurs.

### AMÉLIORER L'ACCÈS À LA ZONE SUD

GRTgaz a pris plusieurs mesures pour améliorer l'accès à la zone Sud et travaille en étroite collaboration avec les opérateurs adjacents de transport, de stockage et de terminaux méthaniers pour dégager de nouvelles capacités sur la liaison Nord-Sud.

- Depuis juin 2013, **le service JTS** (Joint Transport Storage) conçu avec Storengy permet de proposer quotidiennement **jusqu'à 32 GWh/j de capacités supplémentaires** commercialisées par enchères. Ce service a permis de transporter 5,37 TWh supplémentaires en 2014.
- Depuis avril 2014, **GRTgaz propose 40 GWh/j** de capacités fermes supplémentaires en remplacement de capacités interruptibles.
- **L'optimisation des flux entre TIGF et GRTgaz** a permis de commercialiser 20 GWh/j supplémentaires ferme mensuelles durant l'hiver 2014/2015 et d'améliorer la disponibilité des capacités interruptibles déjà vendues.
- Pour l'hiver 2015-2016, GRTgaz a proposé une nouvelle fois **aux enchères 5 GWh/j de capacités d'entrée en zone Sud** à partir de la Suisse grâce à une étroite collaboration avec les gestionnaires de réseau suisses et particulièrement Gaznat.

L'optimisation des flux entre TIGF et GRTgaz doit permettre à nouveau de commercialiser 20 GWh/j supplémentaires ferme mensuelles durant l'hiver 2015/2016 et d'améliorer la disponibilité des capacités interruptibles déjà vendues. Le service JTS sera à nouveau poursuivi.



### Les souscriptions fermes aux points d'entrée de gaz gazeux

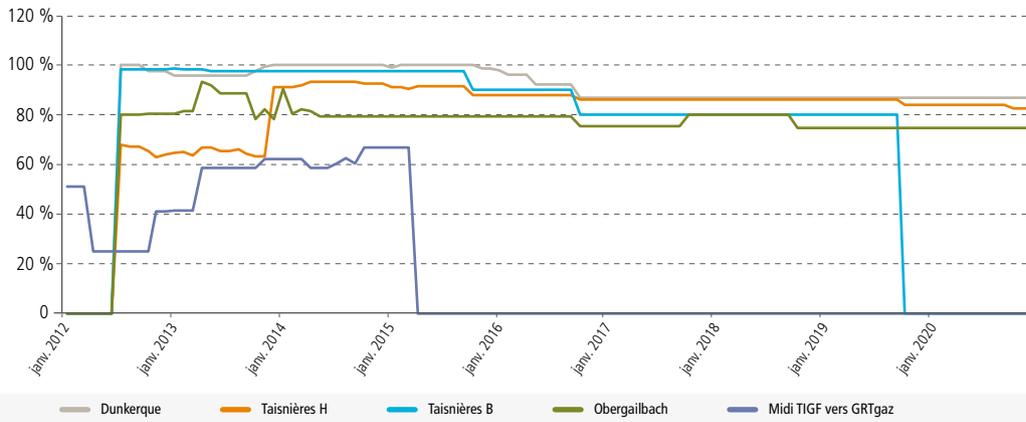
À l'horizon 2016-2020, les capacités à long terme à Dunkerque sont entièrement souscrites, et celles de Taisnières B le sont à hauteur de 90 %. Ce haut niveau de souscription est normal compte tenu de la spécificité de ces points (importation de gaz norvégien et point d'entrée unique de la consommation de gaz B).

À Taisnières H et Obergailbach, 30 GWh/j de capacités supplémentaires ont été proposés sur une

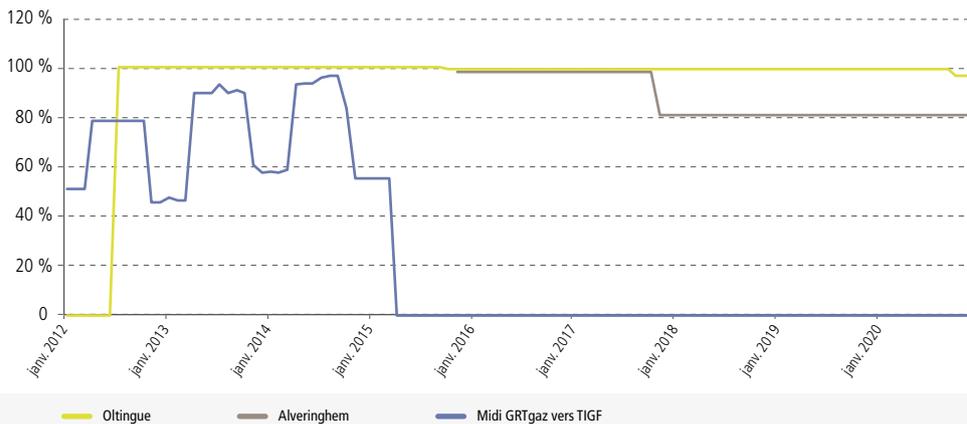
grande partie de l'hiver, comme prévu dans le cadre du code réseau relatif à la gestion des congestions.

Au PIR Midi de TIGF vers GRTgaz, les augmentations des capacités dans les deux sens réalisées en 2013 ont satisfait les besoins, avec des taux de souscription de l'ordre de 80 %, et ont permis de fusionner les zones GRTgaz Sud et TIGF en avril 2015 en maîtrisant le risque de congestion sous-jacente.

LES POINTS D'ENTRÉE DE GAZ GAZEUX



LES POINTS DE SORTIE



### **Les souscriptions fermes aux points d'entrée de GNL**

Aux points d'entrée de Montoir et de Fos, les taux de souscription à long terme atteignent en moyenne près de 90 %.

Sur le nouveau point d'entrée de Dunkerque LNG, la capacité réservée s'élève à 250 GWh/j.

### **Les souscriptions fermes aux points de sortie**

À Oltingue, la capacité est totalement souscrite.

À Alveringem, le taux de souscription est de l'ordre de 80 % à long terme.

À l'interconnexion Midi de GRTgaz vers TIGF, la forte saisonnalité de la liaison se traduit par des taux de souscription proches de 80 % en hiver et de 50 % en été.

### **Les souscriptions sur la liaison Nord-Sud**

La capacité ferme de la liaison Nord-Sud a pu être portée à 270 GWh/j à partir d'avril 2014 par l'affermissement de capacités interruptibles rendu possible par des aménagements récents sur le réseau.

En 2014, 40 GWh/j avaient été réservés aux industriels gazo-intensifs et, lors des enchères sur la plateforme Prisma, la demande avait très nettement excédé l'offre, générant un premium d'enchères. GRTgaz avait répondu à la demande exprimée en lançant le service JTS et en créant une capacité d'entrée au PIR Jura. Cette dernière permet d'accéder en zone Sud par la Suisse, soulageant la liaison Nord-Sud durant l'hiver.

À partir de l'hiver 2014/2015, le taux d'utilisation de la liaison Nord-Sud a nettement baissé. Suite à ce changement de situation, les enchères de 2015 ont eu nettement moins de succès avec des premiums beaucoup plus faibles en comparaison avec ceux de 2014, et conduisant pour la première fois depuis 2011 à des invendus lors des enchères trimestrielles. Le service JTS a également été moins souscrit depuis l'hiver 2014/2015 et les enchères trimestrielles sur la capacité d'entrée au PIR Jura n'ont pas donné lieu à des allocations.

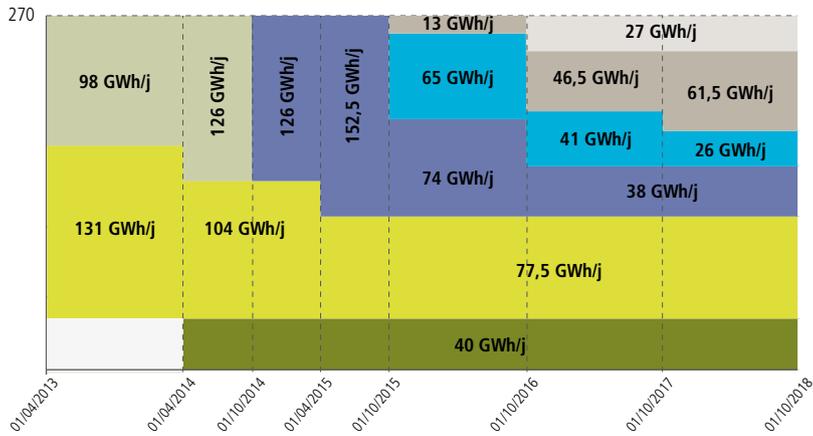
### **Les souscriptions de capacités d'injection et de soutirage des stockages souterrains**

La commercialisation des capacités de stockage desservis par GRTgaz est effectuée chaque année par l'opérateur Storengy. Les capacités d'injection et de soutirage correspondantes sur le réseau de transport sont allouées par GRTgaz automatiquement. L'introduction de produits de capacité mensuelle en 2013, et trimestrielle en 2014, permet aux clients des stockages d'ajuster l'allocation des capacités de transport en lien avec les services court terme disponibles chez l'opérateur de stockage.

Les prévisions d'un spread hiver/été élevé et les difficultés pour s'équilibrer l'hiver précédent suite aux envolées du spread Nord-Sud avaient permis une amélioration du taux de remplissage à la fin de l'été 2014.

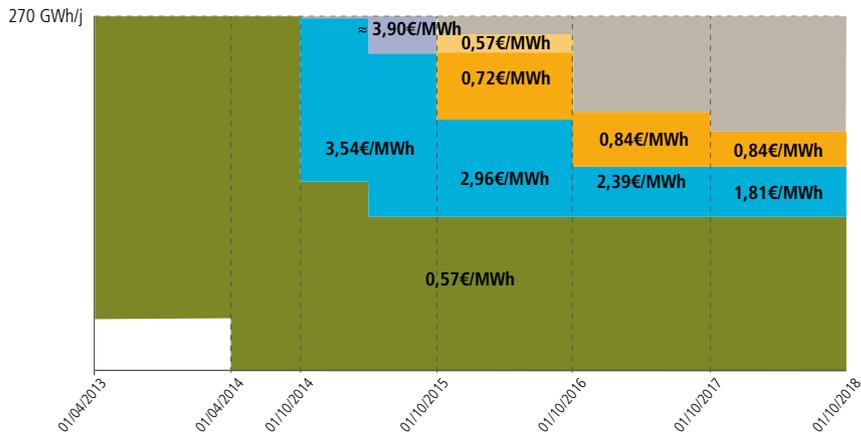
En 2015, cette tendance s'est inversée et en dehors des nouvelles obligations réglementaires de stockage des fournisseurs, le recours au stockage en France est à nouveau réduit.

ÉTAT DES SOUSCRIPTIONS FERMES SUR LA LIAISON NORD SUD À L'ÉTÉ 2015



— Disponible — Réservé CT — Enchères 2015 (annuel et trimestriel) — Enchères 2014 (annuel et trimestriel)  
— OSP Court Terme — OSP Long Terme — OSP Gazo Intensif

PRIX DES CAPACITÉS FERMES DE LA LIAISON NORD SUD



— Disponible — Tarif enchère trimestrielle 2015 — Tarif enchère annuelle 2015  
— Tarif enchère trimestrielle 2014 — Tarif enchère annuelle 2014 — Tarif régulé





# 3

## LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GRTgaz

**La révolution du gaz de schiste, la catastrophe de Fukushima, la crise ukrainienne, la chute de prix des produits pétroliers sont autant d'événements à résonance mondiale** venus bouleverser le marché du gaz en Europe ces dernières années. Les prix, les sources et les schémas de flux du gaz en Europe n'ont cessé d'évoluer. Cette volatilité souligne le besoin de capacités d'entrées et de sortie importantes, et d'un cœur de réseau robuste et flexible pour assurer en toutes circonstances la sécurité d'approvisionnement et l'accès à un gaz le plus compétitif. Les expéditeurs doivent pouvoir arbitrer entre les sources de gaz sans être trop contraints par les limites physiques du réseau. À plus long terme, les importations supplémentaires nécessaires pour compenser la baisse de production européenne généreront également de nouveaux flux à l'intérieur de l'Europe, et très probablement de nouvelles infrastructures de transport.

Dans le même temps, les nouvelles politiques énergétiques menées en Europe, et en France, visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, aboutissent à des trajectoires de consommation de gaz très incertaines à l'horizon 2030. L'appréciation de la pertinence des nouveaux investissements s'en trouve d'autant plus difficile. C'est dans ce contexte que s'inscrivent les projets de développements du réseau de GRTgaz.

Concernant les projets en cours de réalisation, en fin d'année 2015 seront mis en service le nouveau termi-

nal méthanier de Dunkerque, ainsi que les ouvrages du réseau de transport permettant son utilisation. Une nouvelle capacité de sortie est également créée fin 2015 à Alveringem, avec la mise en service de l'artère des Flandres, qui permettra de transporter du gaz non odorisé vers la Belgique. Une nouvelle capacité d'entrée sera créée depuis la Suisse et l'Italie à Oltingue en 2018 pour connecter les places de marchés françaises et italiennes et renforcer les flux Sud vers Nord.

La simplification de l'organisation du marché en France se poursuit en parallèle. Une première étape a été franchie en avril 2015 avec la mise en place de la TRS, place de marché commune pour le sud de la France. En 2018, elle sera achevée avec la mise en service des ouvrages des programmes Val de Saône et Gascogne-Midi. Ces ouvrages en levant la congestion sur la liaison Nord-Sud permettront la création d'une place de marché unique en France.

À l'horizon 2021/2022, de nouvelles interconnexions avec l'Espagne et l'Allemagne sont envisagées afin de renforcer le corridor Nord-Sud à l'ouest de l'Europe. Des projets d'augmentation des capacités de regazéification à Fos et à Montoir sont également envisagés en vue d'amener le GNL au centre de l'Europe.

À l'horizon du plan, des développements seront à prévoir sur le réseau de GRTgaz, afin d'assurer la continuité d'acheminement pour les clients alimentés en gaz B et le cas échéant pour répondre aux enjeux de la transition énergétique (biométhane, production d'électricité à partir de gaz, *Power to Gas*).



### **3.1**

Développer le réseau de transport : processus et délais

### **3.2**

L'évolution du portefeuille de projets

### **3.3**

Une place de marché unique en France en 2018

### **3.4**

Les développements en zone Nord

### **3.5**

Les développements en zone Sud

### **3.6**

Les autres développements

### **3.7**

Les ouvrages mis en service dans les trois ans (2015 - 2017)

### **3.8**

Les ouvrages mis en service après 2017

### **3.9**

Le développement prévisionnel des capacités 2015-2024

### **3.10**

La couverture de la demande de gaz en France à 2024

### 3.1 DÉVELOPPER LE RÉSEAU DE TRANSPORT : PROCESSUS ET DÉLAIS

L'analyse de la demande et de son évolution permet à GRTgaz d'identifier les ouvrages nécessaires pour répondre :

- au développement de capacités d'échanges avec les opérateurs adjacents : transporteurs, opérateurs de terminaux méthaniers, opérateurs de stockage, producteurs de biométhane ;
- à l'adaptation du réseau à la variabilité des approvisionnements et configurations de flux ;
- aux évolutions souhaitées dans l'organisation du marché avec la création à terme d'une seule zone d'équilibrage ;
- à l'évolution des consommations, notamment celles liées aux centrales à cycle combiné gaz <sup>(16)</sup> qui requièrent une flexibilité intra-journalière élevée.

Le développement du réseau régional est fondé principalement sur la couverture des besoins de transport à la pointe de consommation.

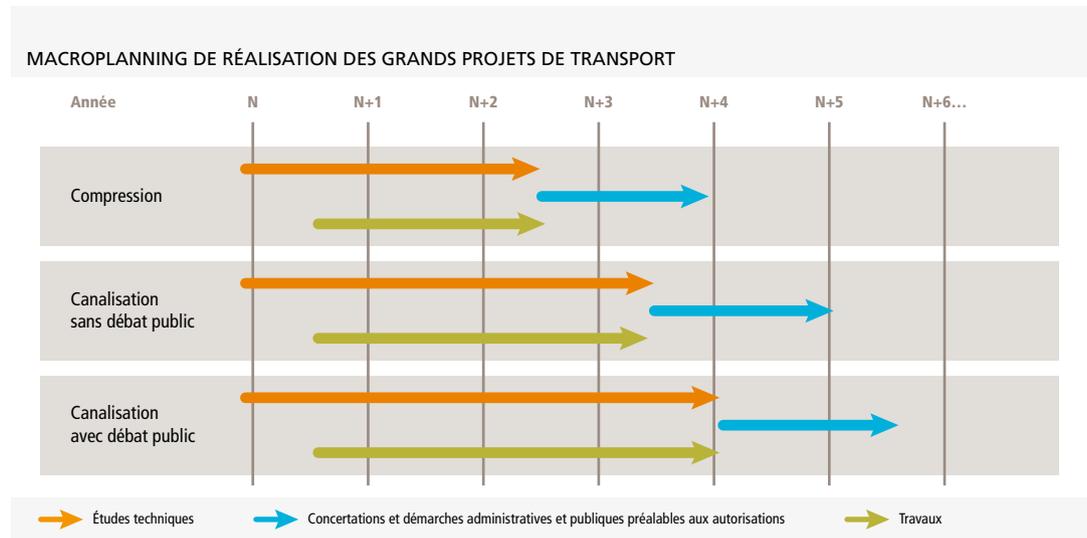
Le développement du réseau principal dépend de l'évolution des besoins de capacités en entrée / sortie. La création de nouvelles capacités implique

la réalisation ou le renforcement d'ouvrages de connexion à l'infrastructure adjacente et le renforcement du cœur de réseau pour pouvoir acheminer les flux de gaz de tout point d'entrée vers tout point de sortie de la zone considérée.

Renforcer un ouvrage du cœur de réseau permet le plus souvent de satisfaire les besoins de plusieurs projets. Le calendrier de renforcement dépend alors du projet qui le déclenchera. Dans certains cas, le renforcement du cœur de réseau peut être réalisé progressivement comme l'illustrent les développements sur l'axe Nord-Sud.

Le dialogue avec les expéditeurs et les opérateurs adjacents permet de dimensionner les besoins de développement et de programmer les investissements de cœur de réseau. Un changement de leur calendrier peut conduire GRTgaz à adapter son programme.

La situation des projets peut aussi évoluer selon les évolutions réglementaires, des marchés mondiaux de l'énergie et leurs incidences sur les expéditeurs, les consommateurs et les investisseurs.



16. Une centrale à cycle combiné gaz consomme environ 20 GWh/j (20 millions de kWh), l'équivalent de la consommation hivernale d'une ville de 200000 habitants.



## 3.2 L'ÉVOLUTION DU PORTEFEUILLE DE PROJETS

**GRTgaz a investi 663 millions d'euros en 2014 pour moderniser et développer son réseau de transport, en renforcer sa puissance et sa flexibilité, et accroître ses capacités d'échange avec les réseaux adjacents.**

### Les ouvrages mis en service

Les ouvrages mis en service permettent d'accueillir le nouveau terminal méthanier de Dunkerque et d'accroître les capacités d'échange avec la Belgique et l'Espagne, conformément aux engagements pris avec le marché :

Pour l'Espagne, la mise en service de la nouvelle station de compression et d'interconnexion de Chazelles (Charente) a contribué à augmenter les capacités à Port-de-Larrau de 110 GWh/j à 165 GWh/j dans le sens France Espagne et de 110 GWh/j à 165 GWh/j dans le sens Espagne France. La station a bénéficié d'un soutien de l'Union européenne de 48 M€.

D'ici la fin de l'année 2015, les ouvrages dédiés au raccordement du terminal méthanier de Dunkerque et à la création d'une sortie vers la Belgique seront mis en service :

- canalisation entre Cuvilly et Dierrey ;
- stations d'interconnexions de Clipon, Pitgam, de Cuvilly, Ourcq et Dierrey ;
- artère des Flandres entre Pitgam et Alveringem ;
- station de comptage d'Hondshoote à la frontière belge.

### Les projets en cours

GRTgaz poursuit la réalisation des projets décidés.

**L'Arc de Dierrey est en construction** sur le tronçon Dierrey Voisines.

Suite à la délibération du 7 mai 2014 de la CRE retenant la solution « Val de Saône + Gascogne-Midi »

pour créer une place de marché France unique à l'horizon 2018 et à la délibération du 25 septembre 2014 sur les mécanismes de régulation incitative appliquée à cette solution. La décision de réaliser ces investissements a été prise par GRTgaz.

À la suite de cette orientation, la mise en service d'Eridan a été décalée à l'horizon 2021/2022, de sorte à coïncider avec les projets de développement de capacités d'entrée dans le sud de la France. La déclaration d'utilité publique et l'autorisation ministérielle de construction et d'exploitation ont été accordées au projet Eridan le 5 janvier 2015.

De plus, la **création d'une capacité de la Suisse vers la France de 100 GWh à Oltingue** a été décidée.

### Les études en cours et les projets en attente de décision

La consultation des parties prenantes conduit à confirmer la plupart des projets identifiés dans le précédent plan, bien que leur date de mise en œuvre ait pu être repoussée :

- développement des terminaux méthaniers de Montoir et Fos-sur-Mer ;
- développement du stockage de Manosque ;
- augmentation des capacités entre la France et l'Espagne à l'est des Pyrénées (projet Midcat) ;
- création de capacités de la France vers l'Allemagne.

### Les projets arrêtés

D'autres projets ont été arrêtés par leurs promoteurs :

- Fos Faster a mis fin à son projet de nouveau terminal méthanier à Fos-sur-Mer ;
- Creos a suspendu son projet d'interconnexion avec la France.

### 3.3 UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE EN 2018

La CRE souhaite poursuivre la simplification de l'organisation du marché du transport en France, en cohérence avec l'organisation cible du marché du gaz européen. Elle a demandé à GRTgaz et TIGF de créer une place de marché commune au Sud au 1<sup>er</sup> avril 2015. Elle vise la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018 en fusionnant les zones Nord et Sud et préconise à cet effet la réalisation des projets Val de Saône et Gascogne-Midi.

#### L'évolution des zones de marché en France

GRTgaz a constamment investi pour réduire le nombre de zones d'équilibrage, passées de 7 à 3 depuis 2003, facilitant l'utilisation du réseau et l'intégration du marché français dans l'Europe. L'important écart de prix entre les zones Nord et Sud et le résultat des enchères du printemps 2014 sur la liaison Nord-Sud témoignent de la congestion physique entre les parties Nord et Sud du réseau de GRTgaz. La CRE et les acteurs du marché souhaitent poursuivre l'effort de simplification de la structure de marché française et parvenir à terme à une seule zone de marché en France, en cohérence avec le modèle cible européen.

#### La « Trading Region South »

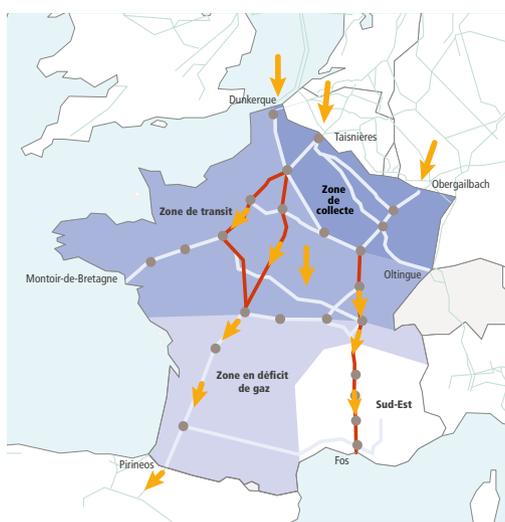
La première étape consiste en la création d'un PEG commun aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF. En réponse à la demande de la CRE, les deux gestionnaires de transport français se sont organisés pour être prêts à lancer cette nouvelle place de marché le 1<sup>er</sup> avril 2015. Depuis cette date, la liaison entre GRTgaz et TIGF n'est plus commercialisée et les expéditeurs ne nominent plus sur le point PIR Midi. GRTgaz et TIGF gèrent la liaison physique à partir de leurs prévisions de consommation. La création de la Trading Region South n'a pas nécessité de développement physique supplémentaire du réseau.

#### La création d'une place de marché France unique

En 2011, l'étude confiée au cabinet KEMA a montré que la fusion des zones de marché Nord et Sud de GRTgaz sur la base des projets Arc de Dierrey et Eridan impliquerait de recourir à des mécanismes contractuels potentiellement très onéreux.

En 2012, GRTgaz a étudié une approche combinant investissements et mécanismes contractuels. En complément de l'Arc de Dierrey et d'Eridan, le projet Val de Saône consistant à doubler l'artère de Bourgogne entre Voisines (Yonne) et Etrez (Ain) s'est imposé comme la solution la plus efficace pour soulager les congestions et limiter le recours à des outils contractuels. La CRE s'est fondée sur ces informations pour retenir, au terme de sa délibération du 19 juillet 2012, l'orientation consistant à créer un PEG unique s'appuyant sur le projet Val de Saône.

#### L'APPROVISIONNEMENT ET LA SATURATION DU RÉSEAU EN CAS D'ÉMISSIONS FAIBLES DE GNL



Conformément aux termes de cette même délibération, et afin de confirmer cette orientation, la CRE a fait mener par le cabinet Pöyry, au second semestre 2013, l'analyse coûts-bénéfices de différentes solutions d'investissement pour la création du PEG unique.

Cette étude a confirmé la pertinence du projet Val de Saône. Elle a aussi identifié une alternative plus économique au projet Eridan en vue de la création du PEG unique : la réalisation du projet Gascogne-Midi, associant des renforcements sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF.

Ces renforcements ont été déterminés afin de couvrir un ensemble de schémas de flux partagés avec le marché, notamment avec l'hypothèse de flux d'entrée à Dunkerque proche du niveau de souscription actuelle. L'offre sur le PEG unique sera adaptée aux besoins usuels des expéditeurs tels qu'envisagés dans l'étude Pöyry. Des mécanismes exceptionnels devront être mis en place lorsque les schémas s'éloigneront des hypothèses initiales.

L'étude Pöyry a conclu que la création d'un PEG unique dégagerait des bénéfices pour les marchés français et ibériques dans tous les scénarios de marché dans lesquels le GNL n'est pas durablement moins cher que le gaz gazeux livré par pipeline. Ces bénéfices sont notablement plus élevés que les coûts d'investissement dans le cas où le GNL est plus cher que le gaz gazeux.

Ce scénario exige d'importantes capacités de transit du Nord vers Sud ce qui a conduit à déterminer quels seraient les renforcements les plus efficaces pour acheminer vers le Sud des quantités importantes de gaz collectées aux points d'interconnexion situés au Nord.

Cette solution consiste à :

- doubler l'artère de Bourgogne entre les stations de Voisines et d'Etrez (programme Val de Saône) ce qui permet de développer les transits par

l'Est, voie la plus courte entre la zone de collecte au Nord et la zone à alimenter au Sud ;

- renforcer l'axe Ouest-Est au Sud (programme Gascogne-Midi) qui désenclave le Sud-Est en créant une alimentation supplémentaire de cette zone par l'Ouest.

À l'issue de la consultation publique conduite en février et mars 2014, la CRE a confirmé le 7 mai 2014 l'orientation de création d'une place de marché unique à l'horizon 2018. Elle a retenu le schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi. Elle a défini le 25 septembre 2014 les mécanismes de régulation incitative appliquée à ces deux projets.

### **Le projet Val de Saône**

Il consiste à doubler l'artère de Bourgogne en DN 1200 sur 189 km entre Etrez et Voisines, renforcer la puissance de la station de compression d'Etrez en y installant une troisième machine de 9 MW et adapter en conséquence les interconnexions d'Etrez, Palleau et Voisines.

GRTgaz a engagé dès juillet 2012 les études relatives à ce projet. Le débat public s'est tenu au dernier trimestre 2013 et s'est conclu sur un avis favorable de la Commission nationale du débat public. La demande d'autorisation de transport a été déposée en juillet 2014. L'enquête publique a eu lieu à l'été 2015 et a fait l'objet d'un nombre limité de remarques.

La CRE a réalisé un audit sur les choix techniques, les coûts et les délais du programme en juin 2014.

Suite aux études de base, les coûts du programme ont été évalués de l'ordre de 740 M€. Les équipes de GRTgaz ainsi que les parties prenantes du projet se mobilisent afin de mettre en service l'ensemble des ouvrages du programme pour le 1<sup>er</sup> novembre 2018.

En octobre 2013, le projet Val de Saône a reçu le label « Projet d'intérêt commun » délivré par la

Commission européenne. Les régulateurs français et espagnol ont décidé d'allouer le coût du projet au seul marché français. Afin de soulager le poids de cet investissement pour les utilisateurs français, le projet bénéficie d'une aide financière de l'Union européenne, plafonnée à 74 M€. La décision finale d'investissement a été prise par GRTgaz le 7 septembre 2015.

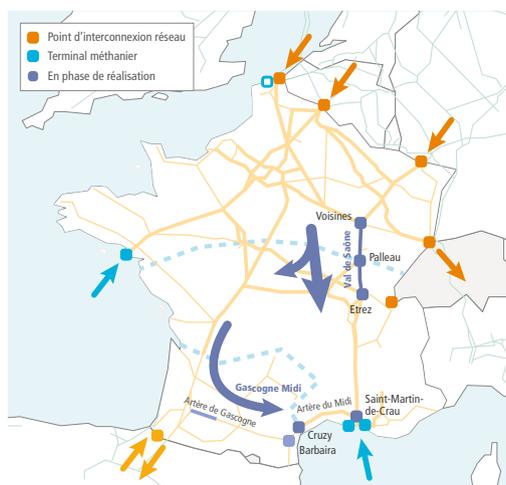
Ce projet a été identifié en 2013 comme Projet d'intérêt commun par l'Union européenne.

### Le projet Gascogne-Midi

Il permet d'alimenter la région PACA dans le sud-est de la France en créant un flux rebours de TIGF vers GRTgaz par l'artère du Midi.

- Sur le réseau de TIGF, il comprend des travaux de redoublement partiel de l'artère de Gascogne sur 60 km entre Lussagnet et Barran et l'adaptation de la station de Barbaira.
- Sur le réseau de GRTgaz, les stations de Cruzy (Hérault) et Saint-Martin-de-Crau (Bouches du Rhône) seront adaptées afin d'exploiter l'artère du Midi en sens rebours.

### LES OUVRAGES NÉCESSAIRES À LA CRÉATION D'UNE ZONE UNIQUE



Le budget prévisionnel est de 152 M€ pour TIGF et de 21 M€ pour GRTgaz, pour une mise en service prévue en 2018.

Ces deux projets sont candidats au statut de Projet d'intérêt commun.

## 3.4 LES DÉVELOPPEMENTS EN ZONE NORD

Au Nord, le réseau français accueille des capacités d'importation de gaz depuis la Norvège à Dunkerque, et des capacités d'entrées depuis la Belgique en gaz H et en gaz B à Taisnières. En 2015, un nouveau terminal méthanier rentre en service à Dunkerque et un point de sortie est créé vers la Belgique à Alveringem pour une intégration renforcée des marchés français, belge et nord européens. Le projet de cœur de réseau Arc de Dierrey permet d'accueillir les capacités de ce nouveau terminal et de fluidifier la circulation du gaz dans la zone Nord.

### Raccorder le nouveau terminal de Dunkerque (2015)

Ce terminal d'une capacité de 13 Gm<sup>3</sup>/an devrait être opérationnel fin 2015. Son raccordement au réseau conduit à :

- créer une artère de liaison de 900 mm de diamètre sur 17 km entre le terminal et la station de compression de Pitgam (Nord) qui acheminera du gaz non odorisé ;
- doubler l'artère des Hauts de France entre Nédon (Pas-de-Calais) et Cuvilly (Oise) par une ca-



nalisation de 1 200 mm de diamètre sur 123 km et l'adaptation des stations d'interconnexion de Pitgam, Cuvilly, Ourcq et Dierrey (Aube);

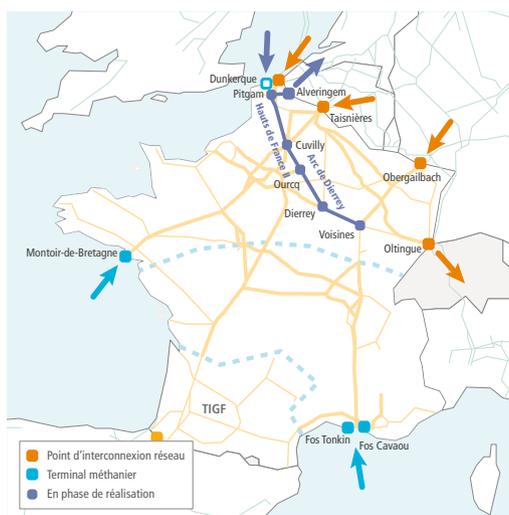
- construire la première partie de l'Arc de Dierrey sur 180 km entre Cuvilly et Dierrey, la mise en service de la deuxième partie entre Dierrey et Voisines étant prévue fin 2016.

Ces ouvrages augmenteront de 520 GWh/j la capacité d'entrée à partir de la zone de Dunkerque vers le PEG Nord et la Belgique via le nouveau PIR Alveringem.

Hormis la canalisation entre Dierrey et Voisines, en cours de réalisation, l'ensemble des ouvrages sera mis en service avant la fin d'année 2015, pour la mise en service commercial du terminal de Dunkerque.

La décision relative à ce raccordement a été prise le 30 décembre 2011. L'investissement approuvé par la CRE s'élève à 1 185 M€. Les développements du cœur de réseau liés à ce projet (Arc de Dierrey) et à l'augmentation des capacités d'entrée de Taisnières H (mis en service en 2013) bénéficient d'une subvention de l'Union européenne de 104 M€ dans le cadre du programme énergétique européen pour la relance.

#### RACCORDEMENT DU TERMINAL DE DUNKERQUE ET CRÉATION DE CAPACITÉS DE SORTIE VERS LA BELGIQUE



Le projet Arc de Dierrey a été identifié en 2013 comme Projet d'intérêt commun par l'Union européenne et n'est pas candidat à un renouvellement de ce statut.

#### Belgique : créer des capacités de sortie à Alveringem (2015)

Jusqu'à l'arrivée du nouveau terminal de Dunkerque, GRTgaz ne pouvait pas exporter de gaz vers la Belgique. En effet, en France et en Espagne, l'odorisation du gaz, obligatoire sur les réseaux de distribution pour identifier les fuites, est réalisée de manière centralisée à l'entrée du réseau de transport, tandis que dans la plupart des pays européens, dont la Belgique et l'Allemagne, elle est réalisée à l'entrée du réseau de distribution.

GRTgaz ne commercialise donc pas de capacités fermes de sortie vers ce pays.

Le nouveau terminal méthanier de Dunkerque, en apportant des volumes de gaz non odorisé à proximité de la frontière belge, rend possible la commercialisation de capacités fermes de la France vers la Belgique. Un nouveau point d'interconnexion sera créé, dédié au gaz non odorisé, près de Alveringem.

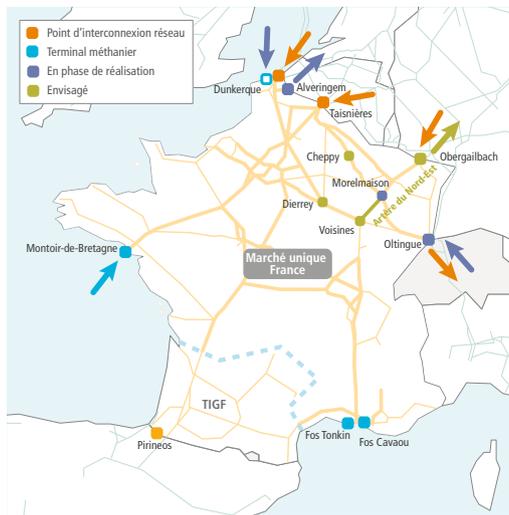
En 2010, GRTgaz et Fluxys ont lancé une consultation coordonnée afin d'évaluer les besoins. Les résultats de la phase non engageante les ont conduits à proposer pour la phase engageante :

- à Alveringem, des capacités de sortie du réseau de GRTgaz et d'entrée sur le réseau de Fluxys allouées de façon coordonnée et commercialisées respectivement par GRTgaz et Fluxys;
- au terminal de Dunkerque, des capacités d'entrée sur le réseau de Fluxys, commercialisées par Fluxys qui a contractualisé une prestation de transport auprès de GRTgaz.

La consultation s'est achevée en 2012 par l'allocation de 100 GWh/j de capacités fermes du PEG Nord vers la Belgique sur les deux premières années et de 166 à 219 GWh/j de capacités fermes du terminal vers la Belgique selon l'année considérée.



## DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ALLEMAGNE ET L'ITALIE



À défaut de demande explicite des acteurs du marché allemand, et compte tenu du délai nécessaire pour construire les ouvrages cités, le projet a été décalé de 2021 à 2022.

La création de capacités de sortie vers l'Allemagne est également conditionnée par l'harmonisation des pratiques d'odorisation entre la France et l'Allemagne.

Comme expliqué précédemment, la France ne peut pas exporter de gaz odorisé vers l'Allemagne, les transporteurs allemands ne l'acceptant pas, sauf en cas de force majeure. Cette question est adressée dans le cadre du code réseau interopérabilité, approuvé par l'ACER et la Commission européenne. Ce code prévoit que dans le cas où les différentes pratiques représentent une barrière aux échanges transfrontaliers, les opérateurs devront chercher un accord pour lever celles-ci. À défaut d'accord, la non odorisation du gaz sera la solution à retenir.

Le projet Odicee a pour objectif d'éclairer cette problématique. La solution actuellement considérée consiste à décentraliser l'odorisation du gaz sur le réseau de GRTgaz. Afin d'évaluer la sécurité, la fiabilité et le coût des solutions tech-

niques envisagées, GRTgaz a lancé en 2015 un pilote, en cours d'expérimentation sur deux sites à Etroeungt (Nord) et Bas Lieu (Nord). Ces installations apportent à l'entrée du réseau de distribution un complément d'odorisation à un gaz déjà odorisé. Les résultats concourent à évaluer les conditions d'un éventuel déploiement sur le réseau principal. Avant cette expérimentation, les investissements nécessaires à la décentralisation de l'odorisation et à la création de capacités de sorties vers l'Allemagne avaient été estimés lors de l'identification du projet de l'ordre de 600 M€.

En parallèle à cette expérimentation, GRTgaz explore des solutions alternatives, comme celle qui consisterait à installer une unité de désodorisation sur l'artère du Nord-Est.

Ce projet (création des capacités depuis la France vers l'Allemagne, y compris l'harmonisation des pratiques d'odorisation) a été identifié en 2013 comme Projet d'intérêt commun par l'Union européenne et est candidat à un renouvellement de ce statut.

### Luxembourg : accroître les capacités de sortie

Afin de satisfaire l'évolution attendue de la consommation luxembourgeoise et répondre aux exigences définies dans le règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement, Creos Luxembourg avait demandé à GRTgaz d'étudier la création d'une canalisation entre l'artère de Lorraine et le Luxembourg, ce qui aurait permis d'accroître la capacité de transit depuis la France. L'investissement était estimé en 2012 à 72 M€ pour une capacité de sortie de 40 GWh/j.

Les deux opérateurs ont lancé conjointement une consultation du marché qui s'est terminée en mai 2013 sans confirmation d'intérêt pour la capacité proposée.

Étant donné le rapprochement du Luxembourg avec le marché belge pour former le marché BeLux au 1<sup>er</sup> octobre 2015, CREOS a décidé courant septembre 2015 de ne pas poursuivre ce projet.



### **Doubler l'artère du Rhône: le projet Eridan**

Le projet Eridan consiste à doubler l'artère du Rhône par une canalisation de 220 km entre les stations d'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau et de Saint-Avit (Drôme) adaptées en conséquence, proche du stockage de Tersanne.

Cet ouvrage a été décidé en 2011, pour une mise en service alors prévue en 2016, afin de renforcer les capacités de transport le Nord du GNL livré dans les terminaux méthaniers de Fos, et de faciliter la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz et d'augmenter la flexibilité intra-journalière au sud de la zone Sud. La CRE avait alors approuvé l'investissement pour un montant estimé à 484 M€. Le projet est estimé à 620 M€ à l'issue des études détaillées et du débat public en 2013

Dans la délibération de la CRE du 7 mai 2014, le projet n'est plus retenu pour la fusion des zones Nord et Sud. Il est toutefois nécessaire pour tout projet requérant le développement du corridor Nord-Sud, tel que le développement de capacités depuis l'Espagne (projet Midcat) ou des terminaux de Fos. Le projet a été déclaré d'Utilité Publique le 27 octobre 2014 et GRTgaz a obtenu l'Autorisation Ministérielle de construire et d'exploiter l'ouvrage le 5 janvier 2015.

Une fois les besoins confirmés, Eridan pourrait être réalisé dans un délai de 5 ans.

Ce projet est candidat au statut de Projet d'intérêt commun.

### **Accompagner de futures augmentations de capacités: le projet Arc lyonnais**

L'Arc lyonnais consiste à doubler la canalisation entre Saint-Avit et Etrez pour accompagner des augmentations de capacité au sud de la zone Sud supérieures à la capacité servie par Eridan (de l'ordre de 120 GWh/j). Ces besoins pourraient être générés par la réalisation d'un projet majeur ou de plusieurs projets de développements parmi les suivants: nouvelles capacités de regazéification de GNL à Fos, nouvelles capacités de soutirage au stockage de Manosque, nouvelles

capacités d'interconnexion avec l'Espagne (projet Midcat).

Le débat public pour ce projet a été mené conjointement avec celui du projet Val de Saône fin 2013. Les études de base seront engagées dès lors qu'il y aura une meilleure visibilité sur le calendrier de réalisation des projets déclenchant l'ouvrage.

Ce projet est candidat au statut de Projet d'intérêt commun.

### **Accompagner le développement du stockage de Manosque (2019 et 2020)**

Géométhane envisage de rénover le stockage de Manosque (Alpes de Haute-Provence), d'accroître sa capacité d'injection en 2019 et sa capacité de soutirage en 2020.

L'augmentation des capacités de soutirage de ce stockage pourrait nécessiter:

- l'adaptation des stations d'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau et Etrez;
- le renforcement de la compression de Saint-Martin-de-Crau.

### **Accompagner le développement du terminal de Fos Cavaou (2021)**

Fosmax LNG envisage l'extension du terminal de Fos Cavaou jusqu'à 16,5 Gm<sup>3</sup> par an à l'horizon 2021. À l'issue d'une concertation publique au printemps 2013, Fosmax LNG poursuit l'instruction de son projet. Ce développement pourrait nécessiter:

- l'adaptation de l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau;
- le doublement de l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau et Saint-Avit (projet Eridan);
- le doublement de l'est lyonnais;
- selon les besoins, le renforcement de la compression de Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône), de Saint-Avit et de Palleau;
- la fin du doublement de l'artère de Beauce par l'artère du Perche sur 63 km entre Cherré et Saint-Arnoult-des-Bois.

Ce projet est candidat au statut de Projet d'intérêt commun.

Elengy n'évoque plus de projet de développement pour le terminal de Fos Tonkin dont la capacité est maintenue à 3 Gm<sup>3</sup> par an.

## TIGF et l'Espagne

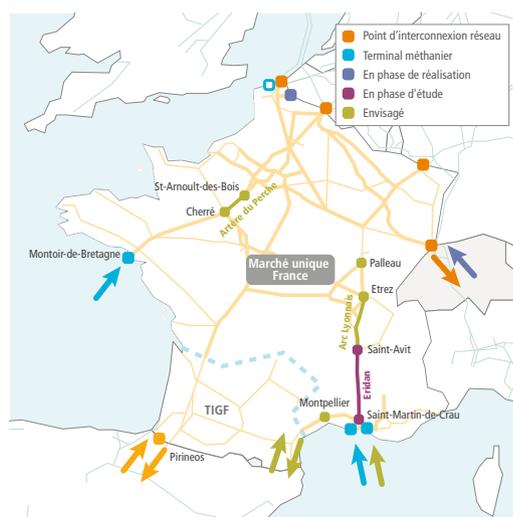
### • Accroître les capacités d'échange (2013 et 2015)

Suite à des consultations réalisées en 2009 et 2010, les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne ont été renforcées dans les deux sens.

Elles sont passées en 2013 à Port de Larrau de 110 à 165 GWh/j dans le sens Espagne France et de 100 à 165 GWh/j dans le sens France Espagne, notamment avec la mise en service d'une nouvelle station de compression à Chazelles. Ce projet a bénéficié du soutien financier de l'Union européenne à hauteur de 48 M€, pour un budget approuvé par la CRE de 99 M€.

En 2015, les capacités ont augmenté de 5 à 60 GWh/j dans le sens Espagne vers France à Biriatiou. Dans le sens France vers Espagne, de nouvelles capacités sont également proposées sous forme interruptible.

## DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ESPAGNE ET DE LA REGAZÉIFICATION À FOS-SUR-MER



Ces développements porteront le taux d'interconnexion Espagne France à 27 % de la consommation espagnole.

Le 4 mars 2015, à l'occasion d'un sommet sur les interconnexions électriques et gazières à Madrid entre le Portugal, l'Espagne et la France, ces trois pays se sont engagés à étudier le renforcement des connexions entre la péninsule ibérique et les marchés européens de l'énergie. À cette fin, un groupe à haut niveau a été constitué sous l'égide de la Commission européenne avec les autorités compétentes françaises, portugaises et espagnoles. En parallèle, la Commission européenne a lancé en 2015 une étude sur les avantages, le coût et la faisabilité de nouvelles interconnexions, dont les résultats sont attendus en décembre 2015 pour le gaz.

### • Créer une interconnexion à l'est des Pyrénées (2022)

Le projet Midcat (Midi-Catalogne) consisterait à développer le corridor Nord-Sud en créant une nouvelle interconnexion à l'est des Pyrénées. Ce projet figure dans le plan de développement à dix ans de l'ENTSOG (TYNDP) et dans le plan d'investissement régional associant le Portugal, l'Espagne et la France (GRIP Sud).

Le projet porte sur la création d'une capacité supplémentaire de 230 GWh/j dans le sens Espagne vers France et de 80 GWh/j dans le sens France vers Espagne. Pour ce faire, les ouvrages suivants devront être considérés sur le réseau de GRTgaz :

- le doublement de l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau et Saint-Avit (projet Eridan) ;
- le doublement de l'Arc lyonnais ;
- le cas échéant, le renforcement des stations de compression situées entre Saint-Martin-de-Crau et Voisines ;
- la création d'une nouvelle station de compression à Montpellier (Hérault) ;
- la fin du doublement de l'artère de Beauce par l'artère du Perche sur 63 km entre Cherré et Saint-Arnoult-des-Bois.

Ce projet a été identifié en 2013 comme Projet d'intérêt commun par l'Union européenne et est candidat au renouvellement de ce statut.

## 3.6 LES AUTRES DÉVELOPPEMENTS

### Les développements liés aux stockages

Dans un contexte de marché très dégradé, Storen-gy ne prévoit aucun développement significatif en zone Nord et Sud et suspend tous ses projets, dont la mise en service d’Hauterives (Drôme). La seule évolution envisagée est le raccordement d’une cavité existante supplémentaire à Etrez, sans renforcement du réseau identifié à ce stade.

### Permettre l’injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel

D’après l’ADEME, entre 12 et 30 TWh de biométhane pourraient être injectés dans les réseaux à l’horizon 2030. Ceci nécessiterait l’implantation de 500 à 1 400 sites d’injection, dont environ 15 % sur le réseau de GRTgaz.

À ce jour, GRTgaz a signé 16 conventions d’étude. À compter de 2016 entre 3 et 5 projets devraient se concrétiser chaque année.

Un site d’injection sur réseau de transport comprend pour le producteur une unité de méthanisation, de traitement et de compression. GRTgaz raccorde ensuite le producteur au réseau régional par un branchement et un poste d’injection qui intègre les principales fonctions suivantes : contrôle des caractéristiques du gaz, comptage et odorisation.

Dans le cas où la production de biométhane injecté serait supérieure à la consommation locale du réseau (distribution, desserte régionale de GRTgaz), les équipements (compression, vanne de régulation...) qui permettent une circulation bidirectionnelle des flux sur les réseaux de gaz devraient être adaptés et installés localement pour permettre un « rebours » afin de remonter l’excédent de gaz sur le réseau situé en amont par rapport au flux habituel. Cette fonction permettrait de maximiser les injections de biométhane sur les réseaux de distribution. Une ou deux installations de ce type pourraient être réalisées à l’horizon du plan. Pour l’instant, le « rebours » du réseau régional GRTgaz vers le réseau principal de transport n’est pas autorisé, en raison de contraintes sur les installations de stockage.

### Permettre la production d’électricité à partir de gaz naturel

À l’horizon 2020, le Bilan Prévisionnel de RTE (mise à jour 2015) ne prévoit pas d’installation de nouvelle centrale de production d’électricité à partir de gaz, en dehors de la centrale de Bouchain et de Landivisiau. Le seul développement de réseau prévu à cette échéance en lien avec le raccordement de ces nouvelles unités est donc le renforcement du réseau régional au sud de la Bretagne (111 km entre Pleyben et Plumergat).

À l’horizon 2030, RTE envisage dans la version de 2014 du Bilan Prévisionnel dans les scénarios Nouveaux Mix ou Diversification l’installation de nouvelles Centrales à Cycles Combinés (à hauteur de 4 GW) et de nouvelles Turbines à Combustions pour 2 GW environ (en considérant que les besoins de pointe identifiés seront satisfaits pour moitié par des effacements supplémentaires et pour moitié par de nouvelles TAC gaz).

Ces hypothèses conduisent à considérer globalement un doublement du nombre de tranches raccordées au réseau gazier à l’horizon 2030. Cette volumétrie reste modeste au regard du nombre de centrales raccordées au réseau gazier au Royaume-Uni en en Italie par exemple. Assurer la continuité d’acheminement pour ces nouvelles installations ne devrait pas induire de modification très significative du réseau, néanmoins selon la localisation et le dimensionnement des futurs projets de CCG/TAC, des renforcements du réseau régional pourraient être nécessaires.

Selon l’usage qui est fait de ces nouvelles installations, production en semi-base et pointe à l’intérieur de la journée ou production en complémentarité de l’intermittence des ENR, la consommation de gaz de ces centrales peut présenter de fortes variations de consommation de gaz au cours de la journée. La flexibilité intra-journalière développée sur le réseau par la réalisation des ouvrages récents est de nature à répondre le cas échéant à tout ou partie de ces nouvelles modulations de consommation. Ce sujet devra cependant être évalué de façon plus détaillée avec le gestionnaire du réseau de transport d’électricité au regard des hypothèses qui seront retenues dans le cadre de la déclinaison de la LTECV.



Demande de capacités générant le renforcement	Ouvrages à adapter ou construire	Mise en service	Statut
Augmentation des capacités d'entrée à partir de la Suisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptation des interconnexions d'Oltingue et de Morelmaison</li> </ul>	2018	Décidé
Fusion des zones	<p><b>Programme Val de Saône :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Doublement de l'artère de Bourgogne entre Voisines et Etrez (186 km en DN 1200)</li> <li>Adaptation des stations d'interconnexions de Voisines, Palleau et Etrez</li> <li>Renforcement de la compression d'Etrez (+9 MW)</li> </ul> <p><b>Programme Gascogne-Midi :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptation des stations de Cruzy et Saint-Martin-de-Crau</li> </ul>	2018	Décidé
Augmentation des capacités d'entrée à partir du stockage de Manosque	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptation de l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau</li> <li>Le cas échéant, renforcement de la compression de Saint-Martin-de-Crau</li> </ul>	2019/2020	En attente décision du promoteur
Extension du terminal de Fos Cavaou	<ul style="list-style-type: none"> <li>ERIDAN: doublement de l'artère du Rhône (220 km en DN1200) et adaptation des interconnexions de Saint-Avit et de Saint-Martin-de-Crau</li> <li>Le cas échéant, canalisation de l'Arc lyonnais et adaptation des interconnexions d'Etrez et Saint-Avit</li> <li>Renforcement de la station de compression de Saint-Martin-de-Crau</li> <li>Le cas échéant, renforcement des stations de compression de Saint-Avit et Palleau</li> <li>Le cas échéant, la fin du doublement de l'artère de Beauce par l'artère du Perche sur 63 km entre Cherré et Saint-Arnoult-des-Bois</li> </ul>	2021	En attente décision du promoteur
Augmentation des capacités d'entrée à partir du terminal de Montoir (+4 Gm <sup>3</sup> /an)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptation de la station de compression d'Auvers-le-Hamon</li> <li>Doublement de l'artère du Maine et renforcement de la compression de Cherré le cas échéant</li> <li>Le cas échéant, création d'une artère entre Chémery et Dierrey</li> </ul>	2021	En attente décision du promoteur
Augmentation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne	<ul style="list-style-type: none"> <li>ERIDAN: doublement de l'artère du Rhône (220 km en DN1200) et adaptation des interconnexions de Saint-Avit et de Saint-Martin-de-Crau</li> <li>Le cas échéant, canalisation de l'Arc lyonnais et adaptation des interconnexions d'Etrez et Saint-Avit</li> <li>Renforcement de la station de compression de Saint-Martin-de-Crau</li> <li>Le cas échéant, renforcement des stations de compression de Saint-Avit et Palleau</li> <li>Le cas échéant, la fin du doublement de l'artère de Beauce par l'artère du Perche sur 63 km entre Cherré et Saint-Arnoult-des-Bois</li> <li>Création d'une station de compression à Montpellier</li> </ul>	2022	En discussion : déclenchement lié aux éventuels bénéfices générés pour l'Europe
Création de capacités de sortie vers l'Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> <li>Installation d'une désodorisation sur l'artère du Nord-Est ou odorisation décentralisée (programme odicée)</li> <li>Le cas échéant, adaptation de l'interconnexion d'Obergailbach</li> <li>Doublement de la canalisation Morelmaison – Voisines</li> <li>Adaptation des interconnexions de Morelmaison et Voisines</li> <li>Le cas échéant, nouvelle station de compression à Cheppy</li> <li>Le cas échéant, renforcements de la compression de Dierrey</li> </ul>	2022	Projet pilote en cours



### 3.10 LA COUVERTURE DE LA DEMANDE DE GAZ EN FRANCE À 2024

Le système gazier français bénéficie d'un niveau de flexibilité et de résilience qui permet d'assurer la continuité d'approvisionnement de la France, y compris à la pointe de froid, dans les contraintes définies au niveau européen par le règlement 994/2010 relatif à la sécurité d'approvisionnement, ainsi qu'aux obligations de service public définies par la législation française.

Afin de s'assurer de la conformité avec les obligations liées à la couverture de la pointe de froid, différents tests et analyses complémentaires sont menés par GRTgaz et l'ENTSOG à différentes mailles géographiques et temporelles.

À court terme, GRTgaz analyse chaque année à l'entrée de l'hiver la couverture de la demande de pointe et plus largement du bilan, en fonction du remplissage des stockages, de la rigueur de l'hiver et des dernières tendances en termes d'imports. L'ENTSOG mène une analyse similaire au niveau européen au travers du Winter Supply Outlook.

À l'horizon 2024, la pointe P2 ferme est évaluée à 4476 GWh/j au maximum (4126 GWh/j sur réseau GRTgaz en 2014 dans le scénario « Usages Diversifiés » et 350 GWh/j sur réseau TIGF). Il faut y ajouter des transits potentiels pouvant aller jusqu'à 695 GWh/j vers la Suisse, l'Espagne et la Belgique.

Le total des capacités d'entrées ferme s'élèvera à cette date avec les projets décidés à 3615 GWh/j. En faisant l'hypothèse d'un remplissage des stockages équivalent à celui de l'hiver 2015/2016, le réseau dispose d'une marge supérieure à 20 % de la demande à la pointe. Les infrastructures gazières offrent donc une flexibilité suffisante pour couvrir la pointe. Cependant la sécurité d'approvisionnement dépendra dans les faits du comportement des fournisseurs, qui portent au quotidien la responsabilité de l'équilibrage de leur portefeuille de clients sur l'hiver et à la pointe. Dans ce cadre, les règlements européens et nationaux doivent permettre d'assurer que le marché délivre un niveau de sécurité suffisant.

À plus long terme et à une maille européenne, l'ENTSOG analyse tous les 2 ans dans le TYNDP l'évolution potentielle de l'adéquation entre les approvisionnements, la demande et les infrastructures

européennes. Cet exercice porte sur des configurations de crise, telle qu'une demande de pointe ou la rupture d'une source ou route d'approvisionnement. L'édition 2015 du rapport illustre la capacité du réseau français à répondre à ces schémas de stress. Ce résultat corrobore les analyses de risques menées par GRTgaz et par la France dans le cadre de la mise en œuvre du règlement 994/2010.

#### Point de vue infrastructure

Cet aspect est couvert par le critère N-1, défini dans le règlement 994/2010. Cet indicateur mesure la capacité disponible pour couvrir la demande de pointe en cas de défaillance de l'infrastructure principale :

N-1	2015	2025	2035
Infrastructures existantes et décidées	100 - 120 %	>120 %	>120 %
Avec autres projets		>120 %	>120 %

La mise en service en 2015 du terminal GNL de Dunkerque et du second palier du développement avec l'Espagne permettra à la France d'accroître fortement sa marge de résilience au regard du règlement 994/2010.

#### Point de vue disponibilité des approvisionnements

Cet aspect est couvert par l'indicateur « Remaining Flexibility » mesurant la disponibilité du gaz à la pointe avec ou sans défaillance d'une route d'import en Europe.

Remaining Flexibility Hors défaillance	2015	2025	2035
Infrastructures existantes et décidées	>20 %	>20 %	>20 %
Avec autres projets		>20 %	>20 %

# 4

## ANNEXES



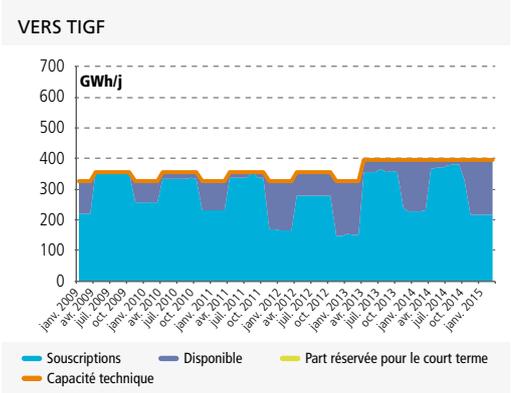
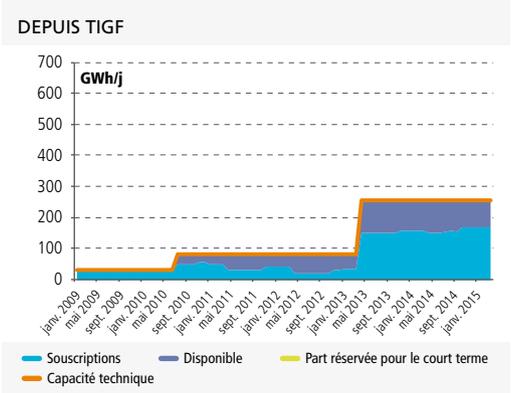
**Annexe 1**  
Interconnexions : taux de  
souscription et utilisation

**Annexe 2**  
La détermination des capacités  
commerciales du réseau

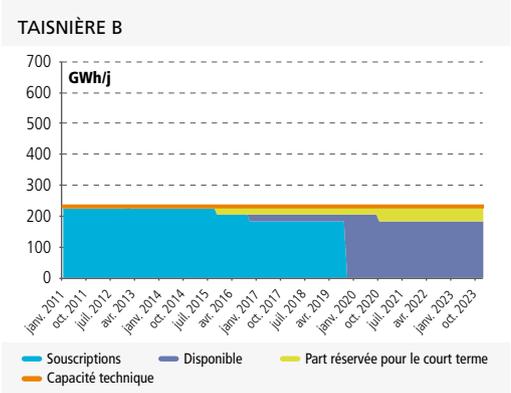
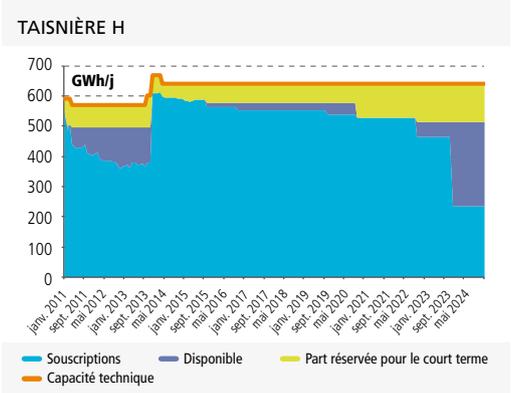
**Annexe 3**  
La réalisation  
des grands projets

# ANNEXE 1 INTERCONNEXIONS : TAUX DE SOUSCRIPTION ET UTILISATION

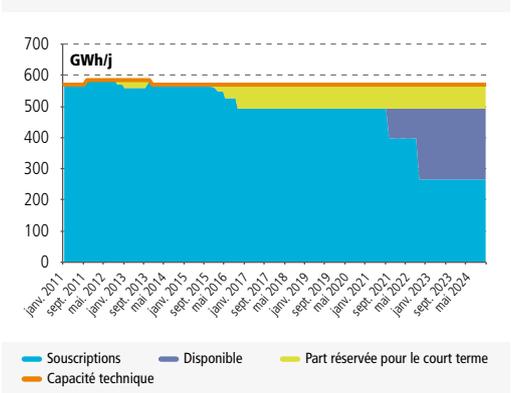
## PIR Midi TIGF/Espagne



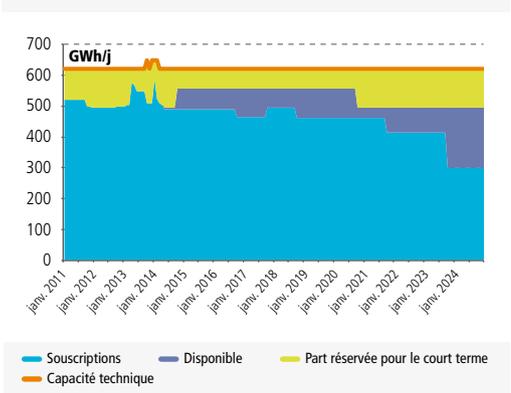
## Taisnières H et B depuis la Belgique



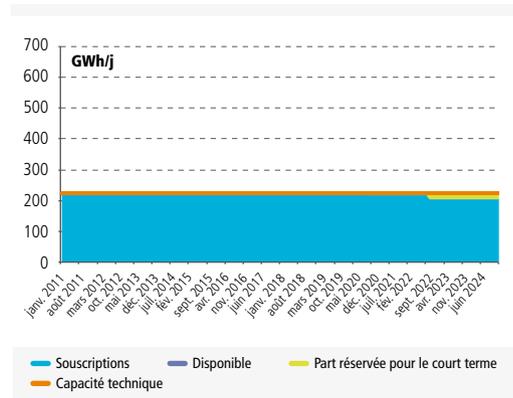
## Dunkerque depuis la Norvège



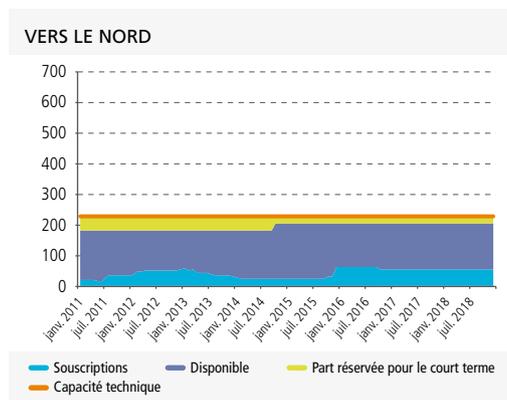
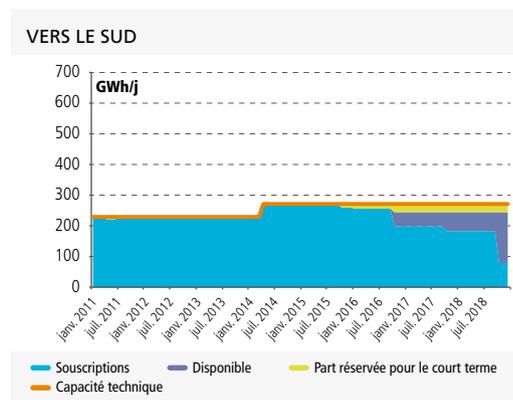
## Obergailbach depuis l'Allemagne



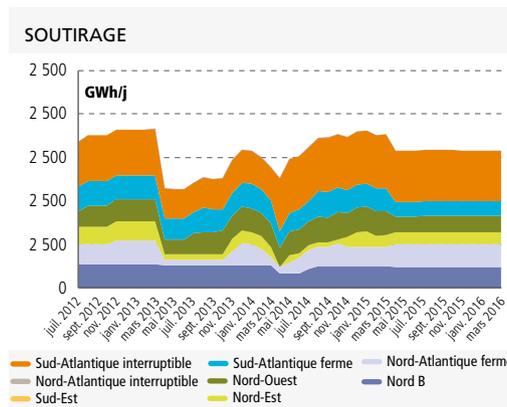
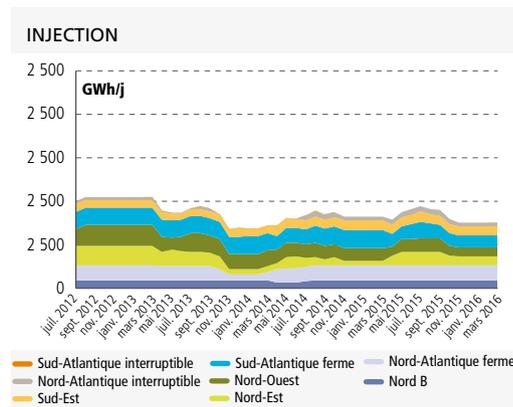
### Oltigue vers la Suisse et l'Italie



### La liaison Nord-Sud



### Les stockages



## ANNEXE 2

### LA DÉTERMINATION DES CAPACITÉS COMMERCIALES DU RÉSEAU

GRTgaz commercialise l'acheminement du gaz sous forme :

- de capacités fermes dont l'utilisation est garantie contractuellement à l'expéditeur pendant la durée de sa souscription dans des conditions normales d'exploitation ;
- de capacités interruptibles dont l'utilisation n'est pas garantie.

La pleine utilisation des capacités fermes et interruptibles proposées par GRTgaz conduit à une saturation du réseau. Toute augmentation des capacités de transport du réseau de GRTgaz implique donc des investissements supplémentaires.

#### La détermination des capacités

Les capacités commercialisables sur les différents points du réseau sont interdépendantes. Elles sont déterminées en étudiant les scénarios susceptibles d'entraîner des congestions. Les capacités fermes retenues sont les capacités maximales n'engendrant pas de congestion dans des conditions standards d'utilisation du réseau. La démarche est la même pour déterminer les ouvrages nécessaires au développement de capacités.

#### La détermination des capacités dépend des caractéristiques du réseau

La modélisation permettant de déterminer les capacités d'un réseau fait intervenir de nombreux paramètres, notamment les caractéristiques techniques des infrastructures, les contraintes d'exploitation du réseau et la qualité du gaz transporté.

#### Les caractéristiques techniques des infrastructures

Le réseau de transport est principalement constitué de canalisations et de stations de compression et d'interconnexion. Les caractéristiques techniques de ces infrastructures sont connues pour les ouvrages existants ou décidés et prévisionnels pour les projets d'infrastructure nouvelle.

- Pour les canalisations, les caractéristiques techniques influant sur les capacités du réseau sont le diamètre, la pression maximale de sécurité (PMS), la longueur et la rugosité. Ces caractéristiques conditionnent les pertes de charge dans la canalisation, c'est-à-dire la baisse de pression du gaz observée durant son transport tout au long de l'ouvrage. La capacité d'un réseau est directement liée aux pertes de charge dans les canalisations.
- Les stations de compression permettent de relever la pression du gaz dans les canalisations. Leurs caractéristiques techniques sont principalement la puissance, les débits maximum et minimum qui peuvent être comprimés et les limites de taux de compression (rapport entre la pression aval et la pression amont).
- Les caractéristiques d'autres ouvrages, comme les vannes de régulation qui génèrent des pertes de charge singulières, influent sur les capacités.

#### Les contraintes d'exploitation

Les contraintes d'exploitation résultent des niveaux de pression minimale à respecter en différents points du réseau pour assurer l'acheminement et la livraison du gaz. Elles sont déterminées pour permettre GRTgaz de satisfaire :

- ses obligations de service public en matière d'alimentation de réseaux de distribution ;
- ses engagements contractuels auprès des clients industriels qui sont précisés dans les contrats de raccordement conclus avec chacun d'eux.

#### Le pouvoir calorifique du gaz

La capacité physique d'un réseau de transport s'exprime en débit volumique (m<sup>3</sup>) alors que les transactions entre expéditeurs ou consommateurs sont réalisées en énergie (Wh). Pour commercialiser des capacités cohérentes avec les besoins de ses clients, GRTgaz établit des hypothèses sur le pouvoir calorifique du gaz entrant sur le réseau à partir des flux observés à chaque point d'entrée.



## **ANNEXE 3**

### **LA RÉALISATION DES GRANDS PROJETS**

GRTgaz s'attache à établir des relations de confiance avec tous les acteurs locaux pour réussir l'intégration du réseau de transport dans le territoire en favorisant l'émergence de solutions partagées et adaptées à chaque cas.

#### **Déterminer le tracé de moindre impact**

Les projets de gazoducs font l'objet d'études approfondies afin de trouver les meilleures solutions.

L'étude d'impact, conduite par un tiers expert en concertation avec les collectivités territoriales, les associations et les parties intéressées, recense tous les impacts potentiels sur l'environnement et définit les meilleurs moyens de les éviter, de les limiter et de les compenser.

#### **Une politique active de concertation**

Les parties intéressées sont informées très en amont lors de réunions ou de rencontres. Ce dialogue a pris une nouvelle dimension avec les débats publics organisés par la Commission nationale du débat public pour plusieurs projets récents. Ils permettent aux équipes de GRTgaz de se confronter à d'autres points de vue qui contribuent utilement à l'adaptation des projets. À l'issue de ces échanges et de la finalisation des études, le tracé retenu fait l'objet d'une enquête publique qui permet encore de l'ajuster aux spécificités des territoires.

GRTgaz s'efforce de satisfaire le mieux possible les attentes exprimées et d'apporter des garanties en réponse aux enjeux écologiques, agricoles et socio-économiques des territoires traversés. Une Charte formalise les engagements territoriaux de l'entreprise dans le cadre d'une démarche volontaire et spécifique à chaque projet.

#### **Assurer la sécurité**

Les obligations réglementaires liées à la sécurité et à l'environnement conditionnent une partie significative des investissements. GRTgaz met

en œuvre une gestion rigoureuse pour assurer la sécurité industrielle et la sûreté du réseau de transport.

Chaque projet fait l'objet d'une étude de sécurité qui se concrétise par des mesures de protection renforcées en tant que besoin : canalisations plus épaisses, dalles de protection, surveillance particulière. Les canalisations sont en acier et les soudures contrôlées par radiographie ou ultrasons. Un revêtement isolant et un système de protection cathodique préservent les canalisations de la corrosion.

Sur les chantiers, un Passeport sécurité est diffusé aux entreprises intervenantes. Des Trophées Sécurité, décernés en partenariat avec l'Organisme professionnel de prévention du bâtiment et des travaux publics (OPPBT), récompensent les plus performantes.

#### **Recenser et valoriser le patrimoine archéologique**

GRTgaz a conclu un partenariat avec l'Institut national de recherches archéologiques préventives (Inrap) dans un double objectif : préparer les interventions des archéologues très en amont des chantiers pour leur donner le temps nécessaire sans retarder le calendrier des grands projets et valoriser les découvertes réalisées.

#### **Préserver les activités agricoles**

90 % des tracés de canalisation se situent en zone rurale. GRTgaz a conclu un protocole national avec la FNSEA et les Chambres d'Agriculture précisant ses engagements, ses modalités d'indemnisation et de compensations.

L'objectif est de limiter au maximum l'impact des travaux sur les exploitations, de préserver la nature des sols et de garantir la remise en état des terres traversées : les couches de terres préalablement triées sont remises en place, les fossés et talus reprofilés, les clôtures et les drainages rétablis.



**Respecter l’environnement, favoriser la biodiversité**

Agir pour la biodiversité est un axe majeur de la politique de développement durable de GRTgaz dont l’engagement est reconnu par le label « Stratégie nationale pour la biodiversité ». Des écologues interviennent très en amont des tracés pour établir des inventaires, puis tout au long des chantiers et des travaux de restauration.

Membre fondateur du Club Infrastructures Linéaires et Biodiversité, GRTgaz a conclu des partenariats avec la Fédération des Parcs naturels régionaux de France, l’Office National des Forêts, le Muséum national d’histoire naturelle et Natureparif afin de mettre en œuvre les meilleures pratiques de pose des canalisations et d’entretien des bandes de servitude. Leur gestion écologique dans les zones sensibles et les traversées de forêts permet à des espèces rares de prospérer.

GRTgaz s’attache aussi à valoriser le patrimoine naturel. Il s’est engagé au côté du Fonds de Dotation pour la Biodiversité (FDB) pour soutenir la réalisation d’atlas de la biodiversité. Il contribue à la création, l’aménagement et l’entretien de sentiers de randonnées dans le cadre d’un partenariat avec la Fédération Française de la Randonnée Pédestre.

**Minimiser l’impact des installations**

Les installations de surface sont intégrées le mieux possible dans leur environnement. Les options techniques les moins émettrices de CO<sub>2</sub> et d’émissions polluantes sont privilégiées. GRTgaz remplace ainsi les anciens compresseurs de ses stations par des électrocompresseurs ou des turbocompresseurs à haut rendement. Grâce à ce programme, les rejets d’oxyde d’azote (NOX) ont été divisés par 10 et les émissions de CO<sub>2</sub> réduites de 47 % depuis 2005.

Les schémas d’exploitation du réseau sont optimisés pour réduire en permanence sa consommation d’énergie motrice actuellement limitée à 0,5 % de l’énergie transportée.

GRTgaz recourt également à des procédés innovants pour limiter les échappements de gaz lors des opérations de maintenance et de réparation.

C’est le cas de « Gas booster » qui permet de récupérer et réinjecter le gaz dans le réseau grâce à un compresseur mobile.

**Optimiser les retombées économiques**

Les retombées des chantiers sur l’économie régionale et l’emploi sont importantes pour de nombreux secteurs: matériaux, défrichement, terrassement, génie civil, transports, bâtiment, aménagement paysager, hôtellerie, restauration, commerce de proximité, etc.

GRTgaz travaille avec les Chambres de commerce et d’industrie et Pôle emploi pour associer les entreprises locales et les demandeurs d’emploi à ses chantiers.

**PAVILLON VERT® :  
LE SYMBOLE DE L’ENGAGEMENT  
DE GRTgaz SUR LES CHANTIERS  
À ENJEUX**

La démarche Pavillon Vert® matérialise la volonté de GRTgaz d’agir selon les principes du développement durable dans la conduite de ses chantiers à enjeux :

- sécurité sur le chantier et aux abords, actions pour l’emploi et les retombées économiques locales, qualité de l’information et des relations avec les partenaires et riverains;
- usages économes de l’eau et de l’énergie, mesures préventives contre les risques de pollution, limitation des déplacements des engins de chantier;
- respect du calendrier, optimisation des consignations afin de limiter les impacts chez les consommateurs de gaz, satisfaction des clients.

Installé sur la base vie du chantier, le Pavillon Vert® est hissé ou descendu selon les résultats obtenus à l’issue des contrôles internes réalisés tout au long du chantier et des audits externes confiés à des sociétés spécialisées en début, milieu et fin de chantier.



# GLOSSAIRE

**Branchement:** ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.

**Capacité d'acheminement régional:** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh (PCS) par jour, que GRTgaz s'engage à acheminer sur le réseau régional jusqu'à un point de livraison consommateur, un point d'interface transport distribution ou un point d'interconnexion sur le réseau régional, selon le cas.

**Capacité de conversion:** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh (PCS) par jour, que GRTgaz s'engage à livrer sous forme de gaz B ou H et à enlever simultanément sous forme de gaz H ou B.

**Capacité d'entrée:** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh (PCS) par jour, que GRTgaz s'engage à enlever chaque jour en un point d'entrée donné.

**Capacité ferme:** capacité dont le transporteur est en mesure de garantir l'utilisation à tout moment pendant toute la durée de la souscription dans des conditions normales d'exploitation.

**Capacité horaire de livraison:** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh (PCS) par heure, que l'exploitant s'engage à livrer chaque heure en un point de livraison consommateur.

**Capacité interruptible:** capacité dont le transporteur n'est pas en mesure de garantir l'utilisation à tout moment pendant toute la durée de la souscription.

**Capacité journalière:** quantité maximale d'énergie que GRTgaz s'engage à enlever, acheminer ou livrer chaque jour.

**Capacité de liaison:** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh (PCS) par jour, que GRTgaz s'engage à acheminer chaque jour sur une liaison entre deux zones d'équilibrage.

**Capacité de livraison:** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh (PCS) par jour, que GRTgaz s'engage à livrer en un point de livraison consommateur, un point d'interface transport distribution ou un point d'interconnexion sur le réseau régional.

**Capacité restituable:** capacité ferme que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment à GRTgaz à sa demande.

**Capacité rebours:** capacité sur le réseau principal permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux de gaz ne peuvent s'écouler que dans un seul sens.

**Capacité de sortie:** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh (PCS) par jour, que GRTgaz s'engage à livrer chaque jour à l'ensemble des points de livraison rattachés à une zone de sortie donnée, en un point d'interconnexion réseau donné, ou en un point d'interface transport stockage donné.

**Client:** consommateur final de gaz naturel.

**Conditions de livraison:** obligations de GRTgaz relatives aux caractéristiques physiques du gaz naturel qu'il livre (pression, température...).

**Contrat d'acheminement:** contrat entre GRTgaz et un expéditeur déterminant les conditions dans lesquelles GRTgaz s'engage à enlever des quantités de gaz mises à sa disposition par l'expéditeur en un ou plusieurs points d'entrée ou points d'échange de gaz et à livrer des quantités de gaz ayant le même contenu énergétique en un ou plusieurs points de livraison ou points d'échange de gaz.





## CONVERSION DES UNITÉS GAZIÈRES

	1Kwh	1 GJ	1 Therm	1 MBTU	1 m <sup>3</sup> de gaz naturel	1 bep	1 tep
1Kwh	1	0.0036	0.0341	0.0034	0.0949	0.00059	0.000086
1 GJ	277.8	1	9.48	0.948	26.35	0.1634	0.0239
1 Therm	29.3	0.10551	1	0.1	2.78	0.0172	0.0025
1 MBTU	293.1	1.06	10	1	27.81	0.1724	0.0252
1 m <sup>3</sup> de gaz naturel	10.54	0.038	0.36	0.036	1	0.0062	0.0009
1 baril équivalent pétrole (bep)	1700	6.12	58.01	5.8	161.29	1	0.15
1 tonne équivalent pétrole (tep)	11630	41.87	397	39.7	1103	6.8	1



## LIENS UTILES

[www.grtgaz.com](http://www.grtgaz.com)

[www.gasinfocus.com](http://www.gasinfocus.com)

[www.cre.fr](http://www.cre.fr)

[www.entsog.eu](http://www.entsog.eu)

[www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)

[www.gie.eu.com](http://www.gie.eu.com)

[www.aie.org](http://www.aie.org)

[www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu)

[www.eurogas.org](http://www.eurogas.org)

[www.developpement-durable.gouv.fr](http://www.developpement-durable.gouv.fr)

[www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr)

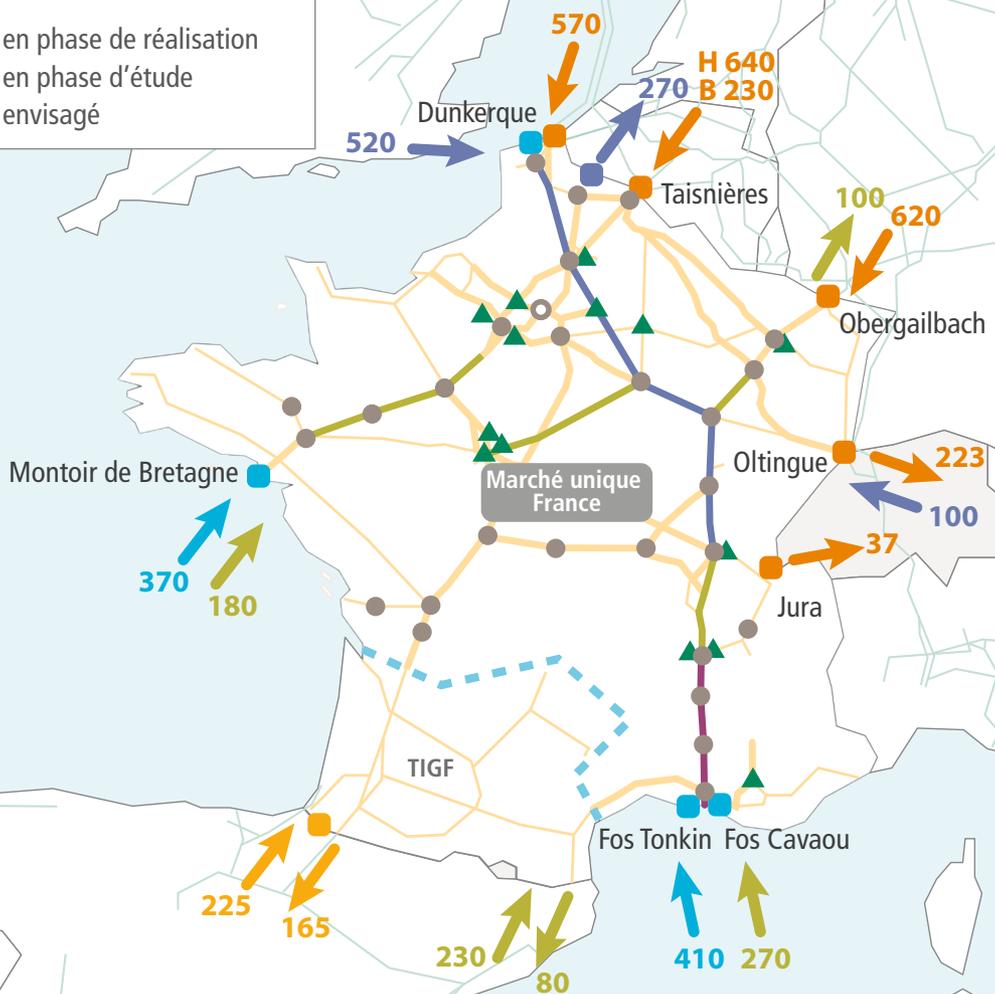


# LE RÉSEAU DE GRTgaz EN 2024

- Réseau principal
- Réseau régional
- - - Zone d'équilibrage
- Terminaux méthaniers
- Points d'interconnexion réseau
- ▲ Stockages souterrains
- Stations de compression
- Station de compression en construction

Sens du flux de gaz naturel

- ➔ Capacité ferme en GWh/j
- ➔ (à confirmer dans le cadre de la mise en œuvre du marché unique France)
- ➔ Projet en phase de réalisation
- ➔ Projet en phase d'étude
- ➔ Projet envisagé



### **DIRECTION GÉNÉRALE**

Immeuble Bora  
6, rue Raoul Nordling  
92270 Bois-Colombes Cedex  
01 55 66 40 00

### **GRTgaz - VAL DE SEINE**

26, rue de Calais  
75436 Paris Cedex 09  
01 40 23 36 36

### **GRTgaz - CENTRE-ATLANTIQUE**

10, quai Émile Cormerais  
BP 70252  
44818 St-Herblain  
02 40 38 85 00

### **GRTgaz - RHÔNE-MÉDITERRANÉE**

33, rue Pétrequin  
BP 6407  
69413 Lyon Cedex 06  
04 78 65 59 90

### **GRTgaz - NORD-EST**

24, quai Sainte Catherine  
54000 Nancy  
03 83 85 35 52

### **GRTgaz - CENTRE D'INGÉNIERIE**

Immeuble Delage  
7, rue du 19 mars 1962  
92322 Gennevilliers Cedex  
01 56 04 01 00



GRTgaz, société anonyme au capital de 538 165 490 euros  
Siège social 6, rue Raoul Nordling 92270 Bois-Colombes, 440 117 620 RCS Nanterre  
Référence médiathèque: 2RTB0116  
N°ISSN en cours

Conception et réalisation: **créapix**

Illustrations: Lucie Bertrand - Crédits photos : GRTgaz / Philippe Dureuil, Hubert Mouillade

Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier FSC

Novembre 2015



---

GRTgaz exploite le réseau de transport de gaz naturel à haute pression sur la majeure partie du territoire français. Avec plus de 32 000 km de canalisations et 27 stations de compression, son réseau est le plus long d'Europe et l'un des mieux interconnectés. GRTgaz a investi 663 M€ en 2014 pour transporter le gaz naturel dans les meilleures conditions de sécurité et de fluidité, renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Europe en donnant accès à des sources de gaz diversifiées. GRTgaz rassemble près de 3 000 collaborateurs. Son ambition : mettre son réseau, ses offres et ses compétences au service de solutions énergétiques d'avenir en France, en Europe et dans le monde.

---



**DIRECTION GÉNÉRALE**

Immeuble BORA  
6, rue Raoul Nordling  
92270 Bois-Colombes Cedex  
Tél. : 01 55 66 40 00

[www.grtgaz.com](http://www.grtgaz.com)