

## Plan d'action préventif

*Plan réalisé dans le cadre de la mise en œuvre du règlement (UE) 994/2010 du Parlement européen et du Conseil concernant les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil.*

# 1. Résultats de l'évaluation des risques

La France respecte d'ores et déjà les normes d'approvisionnement du règlement 994/2010/CE<sup>1</sup>. Ces dernières présentent un niveau de protection assez faible pour les consommateurs français et ne couvrent pas l'ensemble des aléas identifiés.

La France a choisi d'élargir le périmètre des risques étudiés, comme l'y invite le règlement. Il ressort de cette analyse que :

- le risque le plus dimensionnant à la pointe est le risque climatique. L'impact de la perte momentanée d'une source ou d'une voie d'approvisionnement est en effet réduit par la politique de diversification ;
- en revanche, en volume, les risques hiver froid et perte prolongée d'une source d'approvisionnement peuvent être du même ordre de grandeur.

## 1.1. Les exigences minimales du règlement sont peu protectrices pour les consommateurs français

Le système gazier français est soumis à des aléas potentiellement forts, à la fois en pointe et en volume, qui peuvent avoir pour origine des conditions climatiques extrêmes, la perte d'une source ou voie d'approvisionnement, ou l'indisponibilité d'une infrastructure. La demande de gaz est ainsi susceptible de connaître de fortes fluctuations en fonction des aléas climatiques, y compris pour des événements dont la probabilité n'est pas négligeable (une fois tous les vingt ans).

Les marges de flexibilité nécessaires pour faire face à ces aléas peuvent être estimées, selon qu'on se place au risque 5% ou 2% (1/20 ou 1/50) ;

- à la pointe, à 1 650 ou 1 950 GWh/j par rapport à la demande moyenne de janvier ;
- en volume, à 20 ou 30 TWh, sur l'hiver, par rapport à un hiver moyen.

Dans le cas spécifique de la France, la seule application des trois critères correspondant aux normes d'approvisionnement définies à l'article 8 prg. 1 du règlement induirait un niveau de risque important pour les consommateurs français<sup>2</sup>.

En effet, comme le montre l'évaluation des risques, l'utilisation du critère relatif à l'alimentation des seuls clients protégés pendant une période de sept jours telle qu'il s'en produit tous les vingt ans pour dimensionner l'offre de gaz à la pointe aurait pour conséquence de ne « sécuriser/assurer » l'offre qu'à hauteur de 2 880 GWh/j au maximum. Or, la demande intérieure a dépassé ce seuil à vingt-quatre reprises au cours de l'hiver 2009-2010 qui n'était pas exceptionnellement froid<sup>3</sup>.

L'adoption d'une norme d'approvisionnement limitée au seul critère de la période froide de sept jours se produisant tous les vingt ans, en dépit du fait que celui-ci est le plus contraignant des trois (au regard du niveau de demande quotidienne à satisfaire), ferait par conséquent courir le risque de crises d'approvisionnement fréquentes, imposant de déléster régulièrement une partie des consommateurs.

Pour ce qui concerne le critère « alimentation des clients protégés pendant une période d'au moins trente jours de demande de gaz exceptionnellement élevée telle qu'il s'en produit tous les vingt ans », son utilisation reviendrait à utiliser un seuil de consommation quotidienne bien inférieur au seuil indiqué précédemment. Ce critère ne s'avère donc pas contraignant pour la France.

Enfin, le règlement impose aux fournisseurs de garantir l'approvisionnement des seuls consommateurs protégés en cas de perte de la plus grande infrastructure gazière, dans des conditions climatiques normales. Pour la France, l'indisponibilité du point d'entrée d'Obergailbach, qui dispose de la plus grande capacité, correspondrait à la perte d'environ 9,5 TWh en moyenne sur un

<sup>1</sup> En l'absence de mention contraire, ce texte sera dénommé le « règlement » dans le présent document.

<sup>2</sup> Trois critères retenus par le règlement :

- Période de trente jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes ;
- Période froide de sept jours se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans ;
- Période froide de trente jours se produisant avec une probabilité statistique d'une fois tous les vingt ans.

<sup>3</sup> A titre de comparaison, le risque de la vague de froid a correspondu à un risque R14 selon GRTgaz.

mois de janvier<sup>4</sup>. Sur la même période, la consommation des consommateurs protégés atteint 50 TWh. Appliqué à la France, ce critère ne représente aucune protection pour les consommateurs dans la mesure où il réduit le niveau d'obligation d'un facteur dépassant cinq fois la perte de la plus grande infrastructure gazière.

Compte tenu de ces éléments, la contrainte que fait peser le règlement sur les fournisseurs peut être considérée comme faible et peu protectrice pour les consommateurs.

Il convient en outre de signaler qu'indépendamment de la disponibilité de la molécule, la perte d'une source ou d'une voie d'approvisionnement peut entraîner, dans certaines situations extrêmes, et ce en dépit d'un haut niveau de résilience du réseau gazier français évalué par la capacité à faire face à la perte de la plus grande infrastructure gazière (résultat du calcul du ratio N-1), un déséquilibre important du système gazier français. Un tel déséquilibre important du système gazier (lié p. ex. à des congestions) est susceptible de réduire la capacité du système à acheminer le gaz jusqu'au consommateur final, en l'absence d'adaptation des flux aux points d'entrée du réseau de transport.

Durant la vague de froid de février 2012 sont ainsi apparues des contraintes physiques découlant d'un déséquilibre entre les volumes de gaz reçus d'une part au nord et à l'ouest et d'autre part à l'est et au sud du territoire du fait de congestions sur le réseau allemand, de faibles volumes de GNL déchargés dans les terminaux méthaniers et de la maximisation des transits vers la Suisse et l'Italie. Cette situation inédite a accru le risque de saturation dans la zone nord de GRTgaz dans le sens ouest \* est, rendant nécessaire un apport minimum de gaz à Obergailbach (« minimum Obergailbach ») afin d'alimenter l'est du réseau et les flux sortants au point d'interconnexion d'Oltingue<sup>5</sup>. Le niveau de « l'apport minimum » augmente lorsque la température diminue<sup>6</sup>. La baisse des flux en provenance de Russie a renforcé la contrainte sur le réseau, même si le « minimum Obergailbach » a toujours pu être respecté pour équilibrer le réseau de GRTgaz.

Le « minimum Obergailbach » correspond à une contrainte pesant sur le fonctionnement du cœur de réseau de GRTgaz, susceptible d'apparaître en hiver dans le cas d'un approvisionnement très déséquilibré à l'ouest du réseau, au détriment de ce premier point d'interconnexion transfrontalier. Il convient de préciser que cette contrainte ne correspond pas à un niveau minimum d'ordre technique des installations à l'interface entre GRTgaz et le GRT allemand OGE.

Le cas échéant, il existe des leviers qui peuvent être mis en œuvre, portant sur la réduction des flux sortants au point d'interconnexion transfrontalier d'Oltingue, le soutirage accru des stockages salins et/ou du stockage de Cerville, l'augmentation des émissions à partir des terminaux méthaniers de regazéification de Fos-sur-mer ou encore la réduction des autres entrées aux points d'interconnexion situées au nord du réseau (PIR).

La décision prise par GRTgaz de construire l'Arc de Dierrey devrait réduire de manière significative le risque d'occurrence d'une telle situation, une fois l'ouvrage en service.

## 1.2. Marges de flexibilité

La France dispose actuellement de marges de flexibilité significatives pour faire face aux aléas mis en évidence et assurer la fluidité du marché. Ces marges de flexibilité concernent à la fois :

- le réseau lui-même (les points d'entrée, qui doivent présenter un certain niveau de redondance, mais également les liaisons internes, pour éviter les goulets d'étranglement) ;
- la disponibilité du gaz, en particulier la capacité à mobiliser rapidement des volumes de gaz supplémentaires (gaz présent dans les stockages souterrains, arrangements contractuels avec les pays fournisseurs, GNL, liquidité des marchés spot...).

---

<sup>4</sup> Sur la base des flux moyens constatés sur la période du 1<sup>er</sup> au 31 janvier pour les années 2009, 2010, 2011 et 2012.

<sup>5</sup> Conséquence de la décision du GRT italien SNAM Rete Gas de demander aux fournisseurs de gaz présents en Italie de maximiser leurs importations.

<sup>6</sup> Dans ces conditions, le nombre de centrales à cycle combiné gaz (CCCG) en fonctionnement dans le nord-est de la France augmente. Ainsi, le « minimum Obergailbach » est par exemple de 80 GWh/j en cas de pointe de froid P2, en supposant les CCCG à l'arrêt, et de l'ordre de 160 GWh/j en supposant que les CCCG (notamment celles situées dans le quart nord-est de la France) sont en fonctionnement.

Ces marges de flexibilité ne sont pas inhérentes à la seule structure physique du système gazier français :

- elles sont tout d'abord la conséquence directe des obligations de service public (OSP) ; la France considère que l'alignement de ses OSP sur les obligations minimales définies par le règlement ferait courir un risque fort au consommateur, y compris au consommateur protégé, et souhaitera donc utiliser l'article 8 prg. 2 et 3 du règlement pour définir des normes plus contraignantes ;
- elles sont fortement influencées par le niveau de remplissage des stocks. Le fait que les stockages n'aient pas été remplis en totalité au début des hivers 2010-11 et 2011-12 est par conséquent un point de vigilance<sup>7</sup>.

En France, les stockages souterrains, les clauses de flexibilité des contrats long terme, le GNL et les marchés spot constituent les principaux outils pour faire face rapidement à une pointe de demande ou une réduction des approvisionnements.

Or, les marchés spot, compte tenu de leur liquidité actuelle, ne permettent pas à eux seuls de faire face aux aléas, a fortiori dans le cas d'une crise d'approvisionnement affectant plusieurs pays européens. Les marges de flexibilité dépendent donc de manière cruciale des dispositions préventives prises par les fournisseurs, qui sont encadrées par les OSP.

Le scénario le plus contraignant à la pointe est celui d'une vague de froid, puisqu'il faut alors absorber un surcroît de demande de 1 650 à 1 950 GWh/j selon qu'on se place au risque 5% ou 2%. Seuls les stockages (éventuellement complétés d'une hausse des importations de GNL) ont la capacité de fournir un tel volume, pour autant qu'ils soient suffisamment remplis. En effet, le débit de soutirage étant fonction du niveau de remplissage, plus ce dernier est élevé, plus le débit est élevé, ce qui a pour effet d'accroître la disponibilité du gaz stocké<sup>8</sup>.

Ainsi, en supposant les importations à leur niveau moyen (1 670 GWh/j au cours de l'hiver 2010-11), un prélèvement dans les stockages de l'ordre de 2 750 GWh/j serait nécessaire à la pointe de froid (qui peut être réduit en cas d'augmentation des importations). Un tel débit de soutirage nécessite un taux de remplissage des stocks supérieur à 40%<sup>9</sup>.

En comparaison, une rupture d'approvisionnement de courte durée (quelques jours) est en principe un scénario moins contraignant qu'une pointe de froid en termes de disponibilité de la molécule (rapport de 1 à 3, voire 1 à 4, en termes de volumes de gaz supplémentaires à apporter), compte tenu de la diversification des approvisionnements français (la perte du point d'entrée de Dunkerque entraînerait par exemple une perte d'approvisionnement de 550 GWh/j, qui peut être compensée par les stockages).

Ces résultats doivent toutefois être interprétés avec prudence, car ils dépendent de la disponibilité du GNL dans les terminaux méthaniers et du niveau de gaz dans les stockages souterrains, celui-ci déterminant à la fois les volumes de gaz en réserve disponibles et le débit de soutirage disponible. Ce dernier peut évoluer en fonction de la durée de la crise d'approvisionnement (si le niveau des stocks baisse significativement) et peut être réduit en fonction des contraintes sur le réseau au moment de la crise.

Le niveau de remplissage des stockages en début d'hiver et le maintien d'un niveau de remplissage suffisamment élevé en cours d'hiver constituent par conséquent un point de vigilance essentiel face à l'incertitude de la disponibilité du gaz sur les marchés spots, nonobstant les questions de prix. Durant la vague de froid de février 2012, les stockages ont contribué à la satisfaction d'environ 50% en moyenne de la demande française de gaz<sup>10</sup>.

<sup>7</sup> Il n'existe pas d'obligation juridique de remplissage maximal des stocks. La souscription de capacité de stockage relève d'un processus de marché.

<sup>8</sup> Durant la vague de froid de février 2012, la capacité de soutirage a pu être utilisée jusqu'à hauteur de 97%.

<sup>9</sup> Ce qui est jusqu'à présent toujours vérifié en début ou milieu d'hiver (période où la pointe de demande peut être rencontrée). Pour mémoire, le débit de soutirage maximal contractuel, quand les stocks sont pleins, est de 3 118 GWh/j. On suppose pour simplifier un niveau de remplissage homogène entre les différents stockages.

<sup>10</sup> Dans l'échelle des risques climatiques, la période a correspondu à un risque 14% sur deux semaines, mais les limites du

### 1.2.1. Réseau

Le ratio N-1 de la France, calculé selon la formule du règlement peut être estimé à 130% (voir chapitre 3.2 de l'évaluation des risques). Cela confirme la bonne résilience du système gazier français en cas de rupture d'approvisionnement ou de défaillance d'une infrastructure, et plus précisément la capacité à injecter suffisamment de gaz sur le réseau, y compris en cas de pointe de demande au risque 1/20.

Cependant, on ne peut exclure totalement le risque de contraintes (congestions) internes dans certaines configurations très particulières. A titre d'exemple, la perte d'un des principaux stockages français (liée par exemple à une défaillance technique) ou l'indisponibilité d'installations de regazéification sont de nature à faire apparaître des congestions sur le réseau, en particulier si ces événements surviennent lors d'une pointe de consommation et se combinent avec une répartition défavorable des ressources. Néanmoins, sous réserve que l'équilibrage du bilan gaz soit assuré, des modifications des répartitions des ressources permettant de rééquilibrer le réseau peuvent généralement être effectuées.

Plusieurs projets de nouvelles infrastructures en cours de développement devraient en outre permettre d'alléger notablement certaines de ces contraintes d'ici 2016, en particulier le doublement de l'artère du Rhône (projet Eridan)<sup>11</sup> et la réalisation de l'Arc de Dierrey (cf. 1.5.).

### 1.2.2. Disponibilité du gaz

Les stockages, les clauses de flexibilité des contrats de long terme et les marchés spot (y compris GNL) constituent les principales marges de flexibilité pour garantir la disponibilité de volumes de gaz suffisants. Les marchés spot européens, compte tenu de leur manque de liquidité et de profondeur actuelle, ne constituent pas à eux seuls une réponse suffisante<sup>12</sup>.

La sécurité d'approvisionnement des consommateurs en cas de crise repose également sur les dispositions préventives que prennent les fournisseurs en amont (stockages, contrats flexibles). En France, ces dispositions sont fortement influencées par les OSP, auxquelles s'ajoutent désormais les obligations définies par le règlement.

La difficulté de conduire des délestages sélectifs simultanés, notamment sur les réseaux de distribution, fait de toute situation de déséquilibre offre/demande un risque pour l'ensemble des consommateurs, y compris lorsque la quantité de gaz disponible sur le réseau est a priori suffisante pour alimenter les clients protégés au sens du règlement.

C'est pourquoi, la France a décidé de considérer comme protégés au sens du règlement communautaire 994/2010 l'ensemble des clients raccordés au réseau de distribution<sup>13</sup>.

## **1.3. Les enseignements de la vague de froid de février 2012**

La dernière vague de froid, qui s'est déroulée en France du 1<sup>er</sup> au 13 février dernier, a été marquée par une contribution prépondérante des stockages. Pendant cette période, 50% du gaz consommé en France provenait des stockages souterrains. Le gaz soutiré des stockages pendant les journées du 2

---

ystème ont toutefois été approchées compte tenu du faible taux de remplissage des stockages en début d'hiver. Les soutirages ont ainsi débuté à partir d'un niveau de remplissage plus bas qu'à l'accoutumée : au début de la vague de froid, le niveau de remplissage des stockages n'était alors que de 58%, et de 41 % en moyenne à la fin de la période de froid (certains sites ont atteint un niveau de 30% à 35%). Il convient enfin de préciser que le débit de soutirage chute dès lors que le niveau de stock passe en dessous de 50%, sachant que l'hiver ne se termine pas à la mi-février.

<sup>11</sup> L'investissement a été approuvé par la Commission de régulation de l'énergie en avril 2011.

<sup>12</sup> La disponibilité de gaz supplémentaire ne découle pas de l'existence et du fonctionnement des marchés spot européens, ni des clauses de flexibilité des contrats d'approvisionnement. Si la possibilité de réaliser des achats de gaz pour satisfaire un surcroît de demande existe, elle comporte toutefois un risque de prix élevé en cas de pénurie. Parmi les principaux marchés au comptant européen (NBP au Royaume-Uni, TTF au Pays-Bas, Zeebrugge en Belgique et PEG Nord en France), seul le marché britannique paraît à ce jour susceptible d'offrir un niveau de liquidité (capacité à acheter ou à vendre rapidement les actifs qui y sont cotés sans que cela ait d'effet majeur sur les prix) et de profondeur (capacité d'un tel marché à absorber des ordres d'achat ou de vente portant sur des montants importants) suffisant.

<sup>13</sup> Cf. infra 3.1.2.

et du 3 février (respectivement 2 094 GWh/j et 2 119 GWh/j) représentait pour la première fois plus de 60% de la consommation nationale.

Cela démontre tout l'intérêt de disposer de stockages physiques proches des lieux de consommations et dont l'utilisation soit relativement indépendante à la fois de congestions intra-zones ou aux points d'entrée de la zone d'équilibrage et de réductions de flux en amont sur des chaînes terrestres, ou d'un manque de GNL pour des raisons techniques, économiques ou géopolitiques.

Les obligations de stockage imposées en France à chaque fournisseur sont établies d'après les besoins de modulation de certains segments de clientèle. Ces obligations permettent d'assurer un niveau de remplissage minimal, niveau notoirement insuffisant pour garantir les débits de soutirage observés au moment de la plus forte demande hivernale.

L'utilisation effective des stockages doit par conséquent être suivie avec attention au cours de l'hiver, surtout lorsque les conditions de marché en Europe incitent moins les acteurs à maintenir une assurance physique sur leurs approvisionnements (par exemple, dans le cas d'un marché bien approvisionné en gaz ou de prix actuels notablement plus élevés que les prix des *futures*).

S'agissant du GNL, il convient de noter qu'en dépit du niveau relativement faible d'utilisation des terminaux, ces installations ont joué le rôle d'instruments de flexibilité en permettant d'acheminer du gaz vers les zones où les besoins du marché étaient les plus importants, à la faveur notamment d'une réorientation des cargaisons GNL<sup>14</sup> et du « transport flottant par GNL » entre terminaux européens grâce aux possibilités de rechargement des navires<sup>15</sup>.

#### 1.4. Approvisionnement de la France en gaz B

Ceci reste un point de vulnérabilité, dans la mesure où il repose sur une seule source et une seule voie d'approvisionnement, qui ne sont pas à l'abri de défaillances techniques. Toutefois, dans la plupart des cas, le stockage de Gournay et l'installation de conversion de Loon-Plage<sup>16</sup> permettraient de pallier une interruption des livraisons de courte durée.

En cas de perte du stockage de Gournay ou du point d'entrée de Taisnières B, il n'est plus possible de satisfaire la demande en gaz B de l'ensemble des consommateurs à la pointe 1/50. Les capacités d'injection de gaz sur le réseau resteraient toutefois suffisantes pour couvrir des niveaux de demande plus habituels, y compris en plein hiver.

Un certain nombre de situations pourraient toutefois nécessiter d'engager, à titre conservatoire, des mesures axées sur la demande :

- perte du stockage de Gournay en hiver, coïncidant avec un niveau élevé de consommation ou des contraintes sur la disponibilité du gaz en amont ;
- perte du point d'entrée de Taisnières B en hiver, coïncidant avec un niveau élevé de consommation ou quand le stockage de Gournay est presque vide ;
- perte du point d'entrée de Taisnières B sur une durée supérieure à quelques jours, qui pourrait se heurter à une contrainte en volume sur le stockage de Gournay.

Ce risque doit être relativisé au regard de l'historique des défaillances<sup>17</sup> : l'indisponibilité prolongée du stockage de Gournay ou des flux de gaz B en provenance des Pays-Bas est un scénario peu probable. Par ailleurs, le scénario de crise d'approvisionnement en gaz B, qui présente une dimension transfrontalière évidente, fera l'objet d'un approfondissement dans le cadre de la « Gas Platform »<sup>18</sup>.

<sup>14</sup>A titre d'illustration : cas d'un navire dont la cargaison devait être déchargée au terminal de Montoir-de-Bretagne et qui a été réorienté vers Fos-Cavaou ; cas d'un navire à destination de Rovigo (Italie) réorienté vers Revithoussa (Grèce) ; cas d'un navire destiné à Fos-Tonkin réorienté vers Panigaglia (Italie).

<sup>15</sup>Cas d'un navire rechargé à Cartagene (Espagne) avec un déchargement à Panigaglia (Italie) ; cas d'un navire rechargé à Zeebrugge (Belgique) avec un déchargement à Revithoussa (Grèce).

<sup>16</sup>Service de conversion de gaz H en gaz B.

<sup>17</sup>La question de l'alimentation de la zone « gaz B » est comparable à celle de certaines régions françaises situées en périphérie de réseau (Bretagne, Côte d'Azur), qui ne disposent pas de sources alternatives en cas de rupture d'approvisionnement sur le cœur de réseau.

<sup>18</sup>La « Gas Platform » est une initiative intergouvernementale commune (Allemagne – Benelux – France) qui a pour objectif la

## 1.5. Projets visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France

Plusieurs projets en cours de développement des infrastructures gazières françaises contribueront à renforcer notablement la sécurité d'approvisionnement de la France, ainsi que la contribution de la France à la sécurité de l'approvisionnement européen, en augmentant les capacités d'importation (terminal de Dunkerque, interconnexions avec l'Espagne<sup>19</sup>) et/ou en réduisant le risque de goulets d'étranglement sur le réseau gazier (doublement de l'artère du Rhône, arc de Dierrey, renforcement du réseau TIGF).

Des capacités rebours sont en construction avec l'Espagne (Espagne \* France), et prévues avec la Belgique (France \* Belgique) dans le cadre de la construction du terminal de Dunkerque. Les capacités d'interconnexion avec la Belgique ont fait l'objet d'un test de marché dont les résultats ont été publiés en mars 2012. Par ailleurs, des études sont en cours pour renforcer les capacités sortantes vers le Luxembourg, qui ne renforcent pas à proprement parler la sécurité d'approvisionnement de la France mais plus généralement celle de l'UE<sup>20</sup>, et les capacités entrantes depuis la Suisse<sup>21</sup>.

S'agissant de l'interconnexion avec l'Allemagne, les GRT allemands ont communiqué à leur autorité compétente<sup>22</sup>, après consultation des GRT dans les Etats membres limitrophes, leurs propositions en matière de développement de capacités bidirectionnelles. S'agissant de l'interconnexion transfrontalière avec la France à Obergailbach/Medelsheim, une demande de dérogation à l'obligation de mise en place d'une capacité bidirectionnelle a été effectuée sur la base des résultats d'une analyse coût-bénéfice et sur une appréciation au regard du renforcement éventuel de la sécurité d'approvisionnement<sup>23</sup>.

Auparavant, une réflexion sur l'odorisation avait toutefois été engagée en 2011 afin de permettre le développement de capacités rebours avec l'Allemagne (cf. infra 5.1.).

## 2. Mesures, volumes, capacités et délais nécessaires pour satisfaire aux normes en matière d'infrastructures et d'approvisionnement

Tant que le marché de l'énergie à l'échelle nationale continue de fonctionner selon ses règles habituelles, les entreprises gazières assurent la continuité de la fourniture aux consommateurs finals.

Lorsque les mesures fondées sur le marché ne permettent plus de satisfaire l'ensemble des besoins en France, des mesures non fondées sur le marché doivent être décidées afin de préserver ou restaurer l'équilibre et la sécurité du système gazier.

Lorsque les recours aux ressources de flexibilité (stock en conduite, stockages souterrains, arrangements avec les opérateurs adjacents, achats directs sur les marchés) pour absorber des déséquilibres de très courte durée ont atteint leurs limites, il est possible d'envisager des mesures axées sur la demande selon au moins trois logiques distinctes :

---

création d'un marché régional du gaz en Europe du nord-ouest, comme étape intermédiaire vers un seul marché européen du gaz. Il s'engage à collaborer étroitement avec toutes les parties concernées. La « Gas Platform » se concentrera également sur le maintien et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

<sup>19</sup>S'agissant des capacités disponibles à l'interconnexion avec l'Espagne, la contribution à la sécurité d'approvisionnement de la région n'est positive que si l'on considère que les quantités supplémentaires en provenance du sud ne correspondent pas à du GNL pouvant être déchargé directement en France.

<sup>20</sup>CREOS et GRTgaz ont lancé de manière coordonnée une consultation publique afin d'évaluer l'intérêt du marché pour des capacités de transport de gaz naturel à long terme de la France vers le Luxembourg. Le niveau satisfaisant des demandes non-engageantes de capacité a conduit à la poursuite de l'étude des deux scénarios proposés au marché. La phase engageante de l'open season est prévue au second semestre 2012.

<sup>21</sup>Lancement par FluxSwiss et GRTgaz le 5 juin 2012 d'une consultation de marché engageante.

<sup>22</sup>Bundesnetzagentur, autorité de régulation.

<sup>23</sup>Evaluation de la demande du marché, projections de la demande et de l'offre, faisabilité technique, coûts de la capacité de flux inversé, y compris le renforcement consécutif du réseau de transport.

- l'interruptibilité prévue dans certains contrats (mesure de marché) ;
- les actions visant à réduire la demande ;
- les délestages<sup>24</sup>.

## 2.1 Interruptibilité contractuelle

Selon les OSP définies par la réglementation française actuelle, les clients qui ont accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption ne bénéficient ni d'une garantie de la continuité de fourniture (assurée par le commercialisateur), ni d'une garantie de la continuité d'acheminement (assurée par le transporteur).

En cas de crise, les commercialisateurs peuvent exciper de l'option d'interruptibilité de fourniture contractuelle (« interruptibilité fournisseur » telle que décrite dans l'évaluation des risques<sup>25</sup>) souscrite par certains de leurs propres clients, en particulier ceux qui disposent d'une énergie de substitution. Les autorités peuvent contrôler que les débits correspondent à ce qui avait été annoncé lors des échanges d'information préalables à la délivrance de leur autorisation de fourniture.

Dans certaines situations, le transporteur peut exciper de l'interruptibilité « transport » (telle que décrite dans l'évaluation des risques<sup>26</sup>) souscrite par certains de ses clients. Cette interruptibilité n'est pas destinée à pallier une insuffisance de gaz, mais plutôt à l'atténuation de congestions sur le réseau.

## 2.2. Le recours aux délestages

Dans le cadre du plan d'urgence<sup>27</sup>, il peut être envisagé de recourir à des mesures de délestage, en dernier ressort. Il convient de distinguer entre les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et de distribution (GRD), ces derniers n'étant toutefois pas techniquement en mesure actuellement de procéder à des délestages sélectifs, c'est-à-dire prendre l'initiative d'interrompre l'alimentation de certains tronçons ou antennes afin de limiter le déséquilibre des flux et retrouver un nouvel équilibre sur son réseau.

Les mesures de délestage ont généralement un caractère local mais elles peuvent s'envisager à une échelle plus importante en cas de déficit important sur les ressources. Elles créent une certaine forme de mutualisation des risques entre tous les consommateurs de gaz : clients ménages, services sociaux essentiels, entreprises.

Compte tenu du moindre nombre de clients concernés, le délestage est moins difficile à envisager dans le domaine du transport que dans celui de la distribution, où il est réservé aux cas de force majeure.

En raison du maillage du réseau de distribution, toutes les catégories de consommateurs risquent d'être affectées. Pour des raisons techniques liées notamment à l'absence d'organes de coupure automatiques ou sélectifs, il est impossible de délester rapidement des quantités d'énergie significatives sans interrompre arbitrairement la fourniture de clients protégés au sens du règlement comme les ménages ou les services sociaux essentiels<sup>28</sup>.

<sup>24</sup> Il s'agit d'une mesure d'ultime recours en cas d'urgence en France.

<sup>25</sup> Evaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France, novembre 2011, 1.1.3. (p. 4).

<sup>26</sup> *Ibid.*

<sup>27</sup> Les mesures relevant du délestage, qui ne relèvent pas d'une logique d'action préventive, font l'objet d'un développement plus important dans le plan d'urgence.

<sup>28</sup> Le processus de délestage nécessitera la mise en place d'un cadre procédural clairement établi par l'autorité compétente en concertation avec les GRT et GRD, le fait générateur de la décision de délestage devant incontestablement permettre d'invoquer la force majeure. En particulier la responsabilité d'un opérateur d'infrastructure ne doit pas pouvoir être mise en cause juridiquement par un client qui aurait subi des dommages suite à coupure ou qui invoquerait le fait que son commercialisateur n'était pas en défaut d'équilibrage.



### 2.3. Actions visant à réduire la demande

Outre l'interruption des clients à la demande des fournisseurs, s'il apparaît que l'approvisionnement en gaz du pays risque d'être durablement affecté, les pouvoirs publics peuvent prendre l'initiative d'actions ciblées telles que par exemple :

- recommandations nationales visant à réduire la consommation des particuliers et des entreprises, obtenue grâce à une baisse de la température de chauffage des locaux et des habitations ;
- la fermeture temporaire de bâtiments accueillant du public afin de limiter la durée des périodes de chauffage<sup>29</sup> ;
- s'agissant des clients chargés d'une mission d'intérêt général (dits clients « MIG »<sup>30</sup>), la possibilité d'imposer l'interruption des consommations non prioritaires, par exemple dans certains bâtiments administratifs.

## 3. Obligations imposées aux entreprises de gaz naturel et autres entités pertinentes, y compris pour la sûreté de l'exploitation du réseau gazier

### 3.1. Normes de sécurité d'approvisionnement

La France a fait le choix de se doter de normes de sécurité d'approvisionnement en gaz contraignantes :

- les réseaux gaziers français de transport et de distribution sont dimensionnés pour faire face à un aléa climatique tel qu'il s'en produit tous les cinquante ans (risque 2% ou 1/50) ;
- les fournisseurs sont tenus de justifier d'un niveau minimal de diversification de leurs sources et voies d'approvisionnement, et d'avoir accès à des volumes de gaz suffisants pour couvrir des aléas prédéfinis, notamment climatiques.

Les fournisseurs sont tenus de justifier chaque année qu'ils disposent des ressources suffisantes pour assurer la continuité de fourniture de l'ensemble de leurs clients non interruptibles, en particulier dans les circonstances suivantes :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit tous les cinquante ans ;
- une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit tous les cinquante ans ;
- la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d'approvisionnement pendant six mois.

Par ailleurs, les fournisseurs de gaz naturel alimentant des clients résidentiels ou assurant des missions d'intérêt général sont soumis à une obligation de stockage au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année d'un volume de gaz correspondant à 85% des droits de stockage qui leurs sont accordés par la réglementation en matière d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel. Le volume total de gaz naturel correspondant à cette obligation de stockage équivaut à environ la moitié des capacités de stockage nationales<sup>31</sup>.

Chaque fournisseur (alimentant des consommateurs finals) doit adresser au ministre de l'énergie, au

<sup>29</sup> Les modalités de mise en œuvre de cette mesure devront être précisées par l'autorité compétente en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution. La base juridique est l'arrêté du ministre pris, le cas échéant, en application du décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz modifié conformément aux propositions exposées dans le 3.3.2. ci-dessous.

<sup>30</sup> Mission d'intérêt général.

<sup>31</sup> En sachant que si environ 50% des capacités étaient souscrites au 1<sup>er</sup> novembre, il y a une forte probabilité pour que les stockages ne soient pas remplis à 40% en janvier durant le même hiver.

plus tard le 1<sup>er</sup> mai de chaque année, une déclaration attestant qu'il sera en mesure d'assurer l'approvisionnement de ses clients. Cette déclaration contient des informations relatives à la consommation de ses clients, à ses capacités de stockage, à sa stratégie d'approvisionnement et aux autres instruments de flexibilité à sa disposition.

En outre, chaque fournisseur doit être en mesure, tous les premiers du mois entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars, de couvrir les consommations de l'ensemble de ses clients non interruptibles sur la période résiduelle jusqu'au 31 mars au risque 2%.

Pour couvrir la pointe de froid au risque 2%, tout fournisseur doit être en mesure d'approvisionner ses clients non interruptibles avec un supplément de consommation journalier qui dépend également du mois considéré<sup>32</sup>.

### 3.1.1. Normes relatives aux infrastructures

Les normes relatives aux infrastructures applicables en France et décrites au paragraphe précédent apportent une protection plus importante que les normes imposées par le règlement.

En outre, le projet des opérateurs français, en particulier des transporteurs, de développer leurs infrastructures afin de fluidifier le marché a conduit à augmenter significativement les capacités des différents points d'entrée sur le réseau français, ce qui a contribué à accroître la souplesse offerte aux expéditeurs dans leurs choix d'approvisionnement. Ces projets sont de nature à renforcer très largement la sécurité d'approvisionnement de la France et conduisent à respecter sans difficulté la norme définie par la formule du ratio N-1.

Si la vague de froid de février 2012 n'a pas eu pour effet une rupture d'approvisionnement, elle a cependant mis en exergue le fait qu'un certain nombre d'aléas peuvent exercer leurs effets défavorables de manière concomitante : période de froid, baisse des exportations de Russie, faible disponibilité du GNL liée à des conditions de marché défavorables, congestion des réseaux en amont, exportation maximale vers l'Espagne et l'Italie. Cette période de froid a également permis de conforter un certain nombre de choix effectués au niveau français :

- recours aux stockages pour la satisfaction d'une demande élevée à la pointe et en volume ;
- développement de la compression sur le réseau de GRTgaz (station de Nozay) pour alimenter la Bretagne en cas d'arrêt du terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne ;
- doublement prévu de l'artère du Rhône (projet Eridan), permettant d'augmenter les flux vers le sud en situation d'approvisionnement réduit en GNL ;
- projet de nouvelle canalisation (Arc de Dierrey) pour faciliter les flux d'ouest vers est et réduire la contrainte du minimum Obergailbach ;
- atteinte du risque climatique plus contraignant que le risque 1/20 (risque 5%) sur certaines antennes du réseau, confirmant ainsi la pertinence du dimensionnement au risque 1/50 (risque 2%).

Ainsi, un événement tel que la vague de froid de février 2012 atteste le fait que le système gazier français est fondé sur des normes équilibrées et proportionnées, et justifie de ne pas modifier de manière permanente les normes de dimensionnement des infrastructures.

Pour ce qui concerne plus particulièrement les stockages souterrains, pendant les douze jours de la vague de froid :

- plus de 18 TWh (soit 1,6 Gm<sup>3</sup>) de gaz ont été soutirés des stockages de Storengy, dont les infrastructures ont fourni sur la période 48% en moyenne du gaz naturel consommé sur les deux zones d'équilibrage de GRTgaz<sup>33</sup> ;
- 4,4 TWh (soit 374 Mm<sup>3</sup>) de gaz ont été soutirés des stockages de TIGF, dont les

<sup>32</sup>Actuellement, ce supplément est calculé :

- pour la période du 1<sup>er</sup> novembre au 1<sup>er</sup> février, à partir de la température de la pointe de froid au risque 2% ;
- pour la période du 1<sup>er</sup> février au 31 mars, à partir de la température interpolée linéairement entre la température de la pointe de froid au risque 2%, positionnée au 1<sup>er</sup> février, et de la température de la pointe de froid au risque 2% d'un mois d'avril, positionnée au 15 avril.

<sup>33</sup>Plusieurs records sont tombés chez Storengy lors de la période de froid qui a duré du 1<sup>er</sup> au 12 février. Le débit de soutirage a atteint 155 Mm<sup>3</sup>/j les 2 et 3 février, battant le précédent record de 136 Mm<sup>3</sup>/j qui datait du 8 janvier 2010.

infrastructures ont fourni sur la période 100% du gaz naturel consommé sur la zone d'équilibrage TIGF tout en assurant 1 TWh (soit 90 Mm3) de transit vers l'Espagne et 440 GWh de transit (soit 37 Mm3) vers la zone d'équilibrage sud<sup>34</sup>.

L'historique des défaillances de stockages montre que celles-ci sont plutôt de courte durée, ce qui ne préjuge pas d'un incident de plus longue durée. Elles peuvent avoir un impact significatif sur le bilan matière (de l'ordre de 300 GWh/j à la pointe P2 pour les stockages les plus importants), et peuvent par ailleurs créer des déséquilibres sur le réseau.

A titre d'illustration, la perte totale du stockage de Chémery, principal stockage français situé au sud-ouest de la région parisienne et disposant d'un volume utile de 3,7 Gm3 correspond à un scénario plus extrême que le standard requis par le règlement 994/2010, hors risque social. Le débit de soutirage maximal cumulé de Chémery est de 684 GWh/j mais le site de conception modulaire est constitué de deux parties fonctionnant sous mode commun : Chémery principal et Chémery développement.

### 3.1.2. Normes d'approvisionnement applicables aux clients protégés au sens du règlement

Les OSP françaises sont entendues comme « la norme d'approvisionnement renforcée » de manière permanente au sens du règlement. Elles sont antérieures à la réalisation de l'évaluation des risques, qui tend à confirmer leur pertinence. Cette analyse est par ailleurs confortée par la récente vague de froid de février 2012<sup>35</sup>.

Cette norme repose sur des mesures clairement définies, transparentes, proportionnées, non discriminatoires et contrôlables, qui de ce fait sont sans impact sur la concurrence et n'entravent pas le fonctionnement efficace du marché intérieur du gaz. Par ailleurs, comme indiqué au paragraphe 3.3, ces mesures peuvent avoir un impact positif sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz d'autres États membres ou de l'Union européenne dans son ensemble. Le niveau des OSP ne se traduit pas par un coût de développement supplémentaire compte tenu du dimensionnement actuel du réseau.

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement en France, il apparaît nécessaire de considérer comme protégés l'ensemble des clients raccordés aux réseaux de distribution. En effet, il n'est pas possible de procéder à l'identification préalable des sites raccordés aux réseaux de distribution sur le fondement de la définition retenue dans le règlement (art. 2-1) dans la mesure où, pour assurer une utilisation optimale des réseaux, la plupart des tronçons sont partagés entre toutes les catégories de consommateurs. Des coupures sélectives pourraient ainsi faire peser un risque sur la continuité de fourniture soit de ménages, soit de services sociaux essentiels, éventualité qui n'est pas considérée comme acceptable<sup>36</sup>.

Dans le règlement, la notion de « clients protégés » sert uniquement à définir les obligations de sécurité d'approvisionnement des fournisseurs (art. 8). Le choix du périmètre de clients protégés est sans conséquence pour les fournisseurs exerçant leur activité en France qui sont par ailleurs déjà soumis aux obligations de service public au titre du décret n°2004-251.

L'inclusion de l'ensemble des clients raccordés au réseau de distribution dans le périmètre des clients protégés s'explique par une contrainte technique. Si la quantité de gaz disponible en entrée du réseau de distribution est inférieure au besoin, il n'est pas possible de garantir que les clients des catégories « ménages » et « missions d'intérêt général » resteront approvisionnés faute de pouvoir procéder, à

---

<sup>34</sup> Lors de la période de froid de février 2012, le débit de soutirage du stockage TIGF de Lussagnet a atteint un record avec 34.5 Mm3/j.

<sup>35</sup> L'ouverture des marchés a conduit à un développement de capacités supplémentaires afin d'augmenter la concurrence entre expéditeurs et entre voies d'approvisionnement dans l'objectif de faire baisser le prix pour le client final. Or, le résultat des open seasons notamment en 2010 et 2011 a révélé une surcapacité de fait face à des souscriptions de capacités de stockages en baisse.

<sup>36</sup> L'approvisionnement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG), qui ne sont pas incluses dans le périmètre des clients protégés, est interrompu en premier en situation d'urgence. Une modification du décret n°2004-251 précité s'avère nécessaire afin de prévoir un protocole d'interaction entre les réseaux d'électricité et de gaz, du fait de l'alimentation des stations de compression à l'électricité.

grande échelle, à des délestages sélectifs sur le réseau de distribution (à l'exception des sites industriels)<sup>37</sup>. Par conséquent, il est nécessaire que l'ensemble des clients du réseau de distribution soient inclus dans le périmètre afin de garantir leur protection<sup>38</sup>.

Ensuite, la sécurité d'approvisionnement dépend non seulement du dimensionnement des infrastructures, mais également de la disponibilité du gaz. Le sens de l'article 8 est que les fournisseurs doivent prendre leurs dispositions afin de disposer de gaz en quantité suffisante pour approvisionner leurs clients dans un certain nombre de circonstances énumérées par le règlement.

En cas de déclenchement d'une urgence régionale ou au niveau de l'Union au titre de l'article 10-3 du règlement, une réduction du niveau d'exigence des normes pourra être effectuée de manière temporaire en se fondant sur les mesures et principes suivants :

- **Mesures d'assouplissement possibles**
  - Détournement de gaz en amont vers les zones en crise (en tolérant que les expéditeurs ne respectent plus, de manière temporaire, leurs OSP relatives aux sources alternatives et au supplément de consommation journalière en hiver) ;
  - Soutirage des stockages ;
  - Coupure de clients disposant d'un contrat interruptible (fonctionnement normal de marché).
  
- **Principes applicables**
  - Absence de risque sur la sécurité, l'environnement, l'outil industriel ;
  - Décision d'allègement prise chaque jour par les autorités françaises pour le lendemain et pour une durée limitée à 24h ;
  - La décision d'assouplissement implique la mise en œuvre du plan d'urgence gazier (PUG) en France ;
  - L'assouplissement s'accompagne de la détermination d'une trajectoire permettant de retrouver le niveau des OSP (comment est reconstitué le niveau nécessaire des stockages<sup>39</sup>) ;
  - Etablissement de limites à l'allègement, pouvant être définies en fonction des conditions et de la période ;
  - En cas de réduction du niveau d'exigence des OSP, mise en place d'un suivi spécifique de la situation en France (équilibre du réseau, ressources, consommations) afin d'anticiper l'éventualité d'une situation de crise survenant également en France, tant que le niveau habituel des OSP n'a pas été restauré.

Il convient de préciser que les fournisseurs actifs en France pourraient également, en cas de crise, mettre à disposition du gaz en amont et/ou du gaz provenant des stockages sans pour autant qu'il soit nécessaire de modifier le niveau d'exigence des OSP.

Pour les stockages, la réduction temporaire de l'exigence implique d'examiner les limites techniques relatives aux régimes de remplissage et de soutirage. En effet, durant la vague de froid de février 2012, le taux de soutirage a pu approcher le maximum des capacités techniques (près de 97%)<sup>40</sup>.

### **3.2. Typologies des dysfonctionnements**

Les dysfonctionnements susceptibles de porter atteinte au bon fonctionnement du système gazier peuvent être regroupés de la manière suivante, par ordre de gravité croissante :

- a) Dysfonctionnement local des réseaux ou installations gaziers situés sur le territoire national ;

---

<sup>37</sup> Selon l'association UNIDEN (Union des industries utilisatrices d'énergie).

<sup>38</sup> L'approche française est soutenue par les autres Etats membres de la Gas Platform.

<sup>39</sup> La question des limites techniques sur les régimes d'emplissage et de soutirage doit être examinée.

<sup>40</sup> S'agissant en particulier de TIGF, le taux moyen d'utilisation des capacités de stockage est de 94%, sachant que 15% du volume utile (VU) a été démobilisé sur la période du 1<sup>er</sup> au 14 février contre 7% en moyenne.

- b) Rupture ou insuffisance des approvisionnements de gaz, ayant notamment pour origine une tension économique, sociale ou politique dans un pays étranger, ou un incident technique sur une installation de stockage, de production ou de transport située en dehors du territoire national ;
- c) Episode climatique exceptionnel, transitoire ou durable, tel que l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché français n'est plus assuré par les obligations faites aux entreprises ;
- d) Déséquilibre important entre l'offre et la demande dû à une cause autre que les cas b) ou c) ci-dessus et ayant des répercussions sur le fonctionnement du système gazier national (par exemple, défaillance d'un fournisseur) ;
- e) Dysfonctionnement d'ampleur nationale des réseaux ou installations gaziers situés sur le territoire national (y compris les interconnexions) ;
- f) Participation de la France à la mise en œuvre de mesures d'urgence décidées en collaboration avec un ou plusieurs Etats membres de l'Union européenne ou par celle-ci.

La décision de mise en alerte implique la mise en œuvre du plan d'urgence en France. Les crises et leur niveau de gravité sont présentés dans le plan d'urgence<sup>41</sup>.

L'ensemble des mesures alternatives envisageables, en particulier les mesures axées sur la demande, doit avoir été examiné préalablement à la mise en œuvre de délestages :

- Recours aux mesures de marché incluant la coupure de consommateurs ayant souscrit des contrats interruptibles ;
- Adaptation des flux aux points d'entrée, examen des marges de flexibilité opérationnelle avec les GRT adjacents.

Activation préventive du plan de délestage avec l'ordre suivant d'interruption<sup>42</sup> :

- Clients du réseau de transport, hors CCCG ;
- CCCG, après concertation avec RTE ;
- Délestages partiels mais non sélectifs sur le réseau de distribution en cas d'insuffisance des mesures précédentes.

Il convient néanmoins de noter que dans les cas particuliers d'une crise dont l'ampleur géographique serait limitée à un niveau strictement local, et où l'aide des pays voisins ne serait pas utile, les mesures décrites ne nécessiteraient pas le déclenchement préalable de ce niveau d'urgence.

### **3.3. Réduction temporaire de l'exigence des normes d'approvisionnement en cas d'urgence**

Si l'objet des OSP françaises est notamment d'obliger les opérateurs gaziers à être transparents dans l'exploitation de leurs infrastructures et ainsi contribuer à protéger les clients, elles ne sauraient avoir pour effet de restreindre les flux de gaz au sein du marché intérieur et ne doivent pas compromettre l'approvisionnement en gaz d'un autre Etat membre.

En cas de déclaration d'urgence dans un autre Etat membre, au niveau régional ou au niveau local les OSP pourront être temporairement réduites dans la mise en œuvre par la France de l'exigence communautaire de solidarité européenne.

#### **3.3.1 Les principes**

L'objectif poursuivi est de permettre à l'autorité compétente de prendre les décisions visant à autoriser les entreprises de gaz naturel à assurer un approvisionnement complémentaire au bénéfice d'un ou plusieurs Etat(s) membre(s) ayant décrété une situation d'urgence. Cet apport éventuel suppose l'application de mesures portant sur l'offre fondées sur le marché, au cas où une région serait dans l'incapacité de répondre à une demande en gaz exceptionnellement élevée, en cas d'une interruption significative de l'approvisionnement, ou encore de toute autre détérioration significative des conditions de l'approvisionnement.

<sup>41</sup>Cf. point 2.2. du PU.

<sup>42</sup>Un recensement précis de cette clientèle et de ses modalités de coupure sont nécessaires par l'autorité compétente.

Le caractère exceptionnel des mesures à mettre en œuvre tient au fait qu'il s'agit de maintenir ou de restaurer les approvisionnements en gaz au profit des clients protégés d'autres Etats membres. L'autorité compétente doit par conséquent estimer la part disponible de la ressource en vertu des exigences applicables aux fournisseurs français au regard des OSP.

En cas de nécessité, le niveau d'exigence de ces obligations pourra être temporairement abaissé après déclenchement du PUG et mise en place d'une cellule de crise placée sous l'autorité de l'autorité compétente. Ainsi, une partie du gaz réservé pour couvrir la consommation correspondant à une pointe de froid au risque 2% pourrait être mise à disposition sur les marchés au titre de la solidarité, à la condition que cette mesure ne porte pas préjudice à la sécurité, à l'environnement et à l'outil industriel en France.

La cellule de crise devra ainsi disposer des informations pertinentes afin que la réduction temporaire des normes d'approvisionnement respecte les principes suivants :

- L'autorité compétente prend une nouvelle décision après concertation avec la cellule de crise ;
- La durée de validité d'une décision prise par l'autorité compétente après concertation avec la cellule de crise court jusqu'à la journée gazière suivante, sans reconduction tacite ;
- La décision est assortie des précisions relatives aux modalités de sortie de crise (par exemple, trajectoire permettant de retrouver le niveau des OSP ou à défaut un niveau intermédiaire sur l'hiver résiduel à une date convenue).
- Le calibrage des mesures tient compte de prévisions à court terme (journée en cours, J+1 à J+5) des critères suivants :
  - prévisions de consommation et prévisions météo à court terme ;
  - fonctionnement des marchés ;
  - consommation prévisionnelle des clients protégés ;
  - flexibilité physique disponible (gaz en conduite, stockages, terminaux) ;
  - prévisions d'approvisionnement.

### 3.3.2. Les dispositions préventives et les processus de mise en œuvre

#### *3.3.2.1. Principes et conditions de mise en œuvre*

Afin de mettre en œuvre les mesures au titre de la solidarité européenne, la modification du décret n°2004-251 relatif aux OSP dans le secteur du gaz est nécessaire. Il convient de prévoir la possibilité pour le ministre de modifier par arrêté les normes d'approvisionnement, pour une durée et un objet limités, à titre dérogatoire en cas d'alerte précoce ou d'alerte, notamment en cas de mise en œuvre de la solidarité européenne au titre du règlement 994/2010 (p. ex. décision prise chaque jour pour le lendemain et pour une durée de vingt-quatre heures).

Le cas échéant, la mise en œuvre de cette mesure est précédée de la vérification de l'absence de risque sur la sécurité, l'environnement et l'outil industriel.

Elle s'accompagne en outre de la consultation préalable<sup>43</sup> des acteurs suivants :

- Fournisseurs de gaz français
- Autorités compétentes des Etats membres voisins concernés
- Commission européenne
- Gas coordination group

#### *3.3.2.2. Modalités de mise en œuvre du plan d'urgence*

En cas d'urgence *hors* de France, la décision de mise en œuvre du plan d'urgence s'accompagne de la détermination d'une trajectoire à suivre pour le reste de l'hiver reflétant le volume des livraisons à l'étranger, qui pourraient faire défaut en cas de pointe de froid durant le reste de l'hiver, mais qui ne pourront pas être (entièrement) remplacés<sup>44</sup>.

<sup>43</sup>Suggestion de bonne pratique à appliquer entre Etats membres voisins.

<sup>44</sup>La reconstitution des stocks durant la période de soutirage paraît en effet délicate, dans la mesure où les volumes de gaz

Pour le reste de l'hiver, les contraintes sont diminuées à concurrence des volumes mis à disposition au titre de la solidarité européenne :

- Mise en place d'une surveillance spécifique de l'interface électricité-gaz en France (équilibre du réseau, ressources, consommations) afin d'anticiper une situation de crise susceptible d'affecter également en France (durant l'application du régime dérogatoire) ;
- Indications précises quant à l'alimentation des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) françaises, qui ne devraient pas être coupées afin de livrer le gaz qu'elles consomment au titre de la solidarité européenne<sup>45</sup> ;
- Formation du prix de vente du gaz fourni par les expéditeurs français afin de résoudre une situation d'urgence dans un autre Etat membre qui prenne en compte la trajectoire à suivre pour le reste de l'hiver (p. ex. les éventuels coûts de reconstitution partielle d'un stock) et la valeur du gaz en cas de pénurie. Il est, en effet, opportun d'intégrer dans le prix de vente du gaz « pour la solidarité européenne » une partie des coûts de la haute sécurité d'approvisionnement française afin qu'il n'y ait pas exercice répété de la mise en œuvre de la solidarité à chaque hiver (éviter un aléa moral). Obligation ex-ante de souscription de stockage en France versus signal prix avec ou non mécanisme de plafonnement.

### 3.3.3 Mesures d'assouplissement temporaire

En cas d'insuffisance des mesures fondées sur le marché, l'assouplissement temporaire des OSP françaises peut être décidé sur la base de trois niveaux successifs dont les principes sont les suivants :

1. Mise à disposition de gaz ou de GNL en amont, sans appel supplémentaire aux stockages souterrains ;
2. Soutirage supplémentaire des stockages souterrains, dans les limites des OSP ;
3. Réduction temporaire du risque climatique associé aux OSP.

#### ➤ **Niveau 1**

La réduction des OSP porte sur un abaissement du seul critère de risque lié à la couverture de la pointe de consommation, lequel est fondé sur une mise à disposition du débit journalier disponible sans dégradation du critère de risque lié au volume de gaz consommé durant l'hiver. Ce débit journalier disponible à très court terme est estimé à partir des prévisions de consommation de l'ensemble du marché français. Il représente pour la journée considérée, la différence entre la consommation prévisionnelle de l'ensemble du marché français et les quantités de gaz susceptibles d'être physiquement amenées aux points d'entrée du système de transport national pour cette même journée par les expéditeurs, compte tenu de leur respect des OSP françaises.

Cette mesure se traduirait par le détournement en amont de quantités de gaz ou de GNL au profit du ou des pays ayant déclaré une situation d'urgence au titre du règlement. Cela suppose de la part des autorités françaises une tolérance sur le non respect des OSP relatives aux sources alternatives et au supplément de consommation journalière en hiver pour mettre à disposition du gaz en amont vers les régions en crise, sans qu'il y ait mise en péril de l'équilibre du réseau français à court terme. La

destinés à couvrir un risque 2% peuvent avoir été utilisés en cas d'urgence dans un autre Etat membre. Dans ces conditions, les fournisseurs n'ont pas les moyens matériels de reconstituer ces quantités en stock dès lors par exemple que les stockages en cavités salines se vident en dix huit jours pour cent jours d'injection nécessaires à la reconstitution du stock. La flexibilité des contrats long termes d'approvisionnement permet de satisfaire le surcroît de demande en hiver et n'a pas pour finalité la reconstitution des stocks de gaz.

<sup>45</sup> Il existe un risque spécifique encouru par le réseau électrique, lequel pourrait, notamment en cas de pic de consommation, de rendre la France dépendante de la solidarité européenne, effet indésirable inverse au but recherché. Pour ce qui concerne GRTgaz, il convient de distinguer les stations équipées d'électrocompresseurs (EC) raccordées au réseau RTE et celles équipées de turbocompresseurs (TC) raccordées au réseau ERDF (gestionnaire du réseau de distribution d'électricité). EC : une perte de l'alimentation électrique conduit à un arrêt total de la compression. Si la durée de coupure est prolongée, 12 heures de réchauffage sont nécessaires avant le redémarrage. TC : une perte d'alimentation électrique n'entraîne pas d'arrêt de la compression car les stations sont équipées de groupes électrogènes.

La situation doit être toutefois examinée également avec RTE afin que, dans certaines situations, il puisse être possible de déléster une/des CCCG.

décision et le niveau de l'assouplissement est prise chaque jour sur la base des calculs journaliers.

La décision quant au degré d'assouplissement est prise quotidiennement par l'autorité compétente sur la base des calculs journaliers.

#### ➤ Niveau 2

Les fournisseurs, dans les limites des OSP, mettent à disposition du marché du gaz issu des stockages, à la condition toutefois que cela ne mette pas en péril la sécurité du système gazier à court terme.

#### ➤ Niveau 3

En cas de nécessité, l'assouplissement décidé par le ministre chargé de l'énergie correspond à un abaissement simultané du critère de risque lié à la pointe de consommation et de celui lié au volume de consommation durant l'hiver, dans la limite du volume défini au risque climatique 5%.

L'autorité compétente, en concertation avec la cellule de crise, détermine l'amplitude de l'abaissement du critère de risque lié au volume de gaz consommé au cours de l'hiver (p. ex. passage du risque 2% au risque 5%), ainsi que la trajectoire permettant de revenir au niveau des OSP à une date convenue et le suivi de celle-ci. La cellule de crise reste mobilisée pour prévenir l'éventualité d'un déséquilibre d'approvisionnement survenant en France durant l'application du régime dérogatoire.

### 3.3.4. Coûts financiers

L'assouplissement temporaire des OSP s'inscrirait dans le cadre des « mesures fondées sur le marché » permettant aux fournisseurs de mettre à disposition du marché, par le biais de relations commerciales normales, une partie des quantités journalières disponibles. Les autorités chargées de la surveillance des marchés seront impliquées le cas échéant.

Les mécanismes temporaires de réduction des normes d'approvisionnement ne doivent pas être destructeurs de valeur pour les entreprises du gaz naturel qui contribueraient effectivement à la solidarité entre Etats membres.

La formation du prix de vente du gaz fourni par les expéditeurs français afin de répondre à une situation d'urgence dans un autre Etat membre devra prendre en compte :

- la trajectoire à suivre pour le reste de l'hiver, c'est-à-dire les éventuels coûts et la durée relativement peu compressible de reconstitution partielle d'un stock souterrains<sup>46</sup> ;
- la valeur du gaz en cas de pénurie, dans la mesure où il faudrait intégrer dans le prix de vente une partie des coûts de la haute sécurité d'approvisionnement française afin d'éviter la perspective d'une garantie systématique de la mise en œuvre de la solidarité durant chaque hiver (aléa moral)<sup>47</sup> ;
- les éventuels accords intergouvernementaux relatifs à l'obligation de stockage en France, solution alternative aux achats de marché.

Les conditions applicables pour les mesures d'assouplissement des OSP sont notamment la détermination d'un prix du gaz mis à disposition des fournisseurs, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, sachant que le gaz, qu'il provienne des stockages ou du marché, est vendu de gré à gré, à un prix librement négocié entre les expéditeurs.

---

<sup>46</sup> Lié aux contraintes techniques du débit de remplissage.

<sup>47</sup> Le coût de reconstitution d'un stock qui a pu être utilisé dans le cadre de la mise en œuvre de la solidarité européenne doit être pris en compte reflété dans le prix de vente du gaz afin de ne pas induire de rupture d'égalité devant les tarifs au détriment des consommateurs français. L'alternative offerte au fournisseur, qui est libre de sa stratégie et des mesures préventive qu'il souhaite mettre en œuvre lors d'une pointe de froid, est ainsi l'achat sur les marchés au cas en par cas en temps de crise ou la souscription de capacités de stockages en début d'hiver Pour mémoire, durant la vague de froid de février 2012, les prix ont doublé durant deux jours au PEG Nord par rapport au reste de l'hiver (40-45 €/MWh au lieu de 24 €/MWh).



## 4. Mécanismes à utiliser pour la coopération avec d'autres Etats membres

L'autorité compétente veille au fait que les fournisseurs du marché français ne soient pas lésés par le comportement d'autres Etats membres ou transporteurs étrangers (p. ex. le décret de maximisation des importations en Italie en janvier 2009 et la décision analogue de SNAM Rete Gas en février 2012). Elle informe sans délai les fournisseurs étrangers, les autorités compétentes des Etats membres voisins concernés, la Commission européenne et le Gas coordination group de toute mesure unilatérale de nature à porter préjudice à l'approvisionnement des clients français et contraire à la fois à la libre-circulation du gaz au sein de l'UE et à l'esprit de solidarité entre Etats membres en cas d'urgence.

L'évaluation réaliste des quantités additionnelles de gaz importables de Belgique et d'Allemagne<sup>48</sup> constitue un point de vigilance. A titre préventif, des échanges d'informations réguliers entre autorités compétentes, régulateurs et GRT adjacents dans le cadre d'une coopération, au sein notamment de la Gas Platform<sup>49</sup>, doivent être mis en place, qui prévoient notamment la publication d'un retour d'expérience systématique suite à un événement remarquable (tel que, p. ex., la vague de froid de février 2012).

## 5. Informations sur les interconnexions existantes et futures

En application de l'article 7 du règlement, les deux gestionnaires de réseau de transport (GRT) français, GRTgaz et TIGF, ont été interrogés sur leurs projets de mise en place ou d'extension des capacités bidirectionnelles permanente pour chaque point d'interconnexion transfrontalier entre Etats membres, ou leur demande d'exemption le cas échéant. Ces capacités permanentes devant être mises en service au plus tard le 3 décembre 2013, après consultation du marché, sauf dans les cas de connexions aux installations de production, aux terminaux méthaniers et aux réseaux de distribution ou lorsqu'une dérogation a été accordée.

La proposition de capacité bidirectionnelle (ou la demande de dérogation) s'est appuyée sur une évaluation de la demande du marché, sur des projections de la demande et de l'offre, de la faisabilité technique, des coûts de la capacité de flux inversé, y compris le renforcement consécutif du réseau de transport, et des avantages en termes de sécurité d'approvisionnement.

La mise en place d'une capacité bidirectionnelle relève d'une appréciation en opportunité fondée sur une analyse coût-bénéfice en fonction des investissements nécessaires pour respecter de manière efficiente l'obligation. Ainsi, dès lors qu'un investissement permettant la mise en place d'une telle capacité ne répond pas à un besoin du marché, les autorités de régulation des Etats membres concernés décident collégalement de la répartition des coûts préalablement à toute décision d'investissement. La répartition des coûts est déterminée à concurrence des avantages que les investissements dans les infrastructures procurent à l'accroissement de la sécurité de l'approvisionnement des Etats membres concernés<sup>50</sup>.

Conformément à l'article 7-3 du règlement, la Commission européenne et les autorités concernées des autres Etats membres qui pourraient, selon l'évaluation des risques, bénéficier de la capacité de flux inversé, disposent d'un délai de quatre mois à compter de la réception de la notification des intentions pour émettre un avis sur ces propositions. A défaut d'avis émis avant l'expiration de ce délai, les autorités françaises considéreront que l'avis est réputé favorable et prendront une décision de demande d'exemption pour chaque point d'interconnexion transfrontalier<sup>51</sup>.

<sup>48</sup> Cf. le problème de congestion interne en Allemagne en février 2012.

<sup>49</sup> Une demande formelle va être adressée aux Etats membres voisins.

<sup>50</sup> La structure actionnariale des entreprises GRTgaz et TIGF est sans incidence sur leurs projets d'investissement.

<sup>51</sup> A partir du 25 octobre 2012, soit à l'échéance du délai de réponse de quatre mois à compter de la notification par la DGEC.

## 5.1. Zone GRTgaz

GRTgaz a lancé des études portant sur les projets de développement de capacités bidirectionnelles pour interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne et le Luxembourg.

Le principal problème à résoudre pour proposer au marché des capacités bidirectionnelles fermes flux porte sur l'odorisation du gaz, notamment en ce qui concerne les échanges transfrontaliers avec la Belgique et l'Allemagne. En effet, dans les pays du sud de l'Europe, le gaz transporté est majoritairement odorisé pour des raisons de sécurité car l'odorisation est un moyen d'alerte connu du grand public et immédiatement interprétable en cas de fuite<sup>52</sup>. En France, le gaz est odorisé en amont du réseau de transport en particulier pour des raisons techniques et économiques ; en effet cela diminue fortement le nombre de points d'injection de THT<sup>53</sup> et permet d'homogénéiser le taux d'odorisation sur l'ensemble du réseau national.

D'autres pays, au contraire, ont fait le choix de n'odoriser le gaz qu'à la sortie du réseau de transport, notamment l'Allemagne et la Belgique. Cette différence pose une difficulté pour les flux rebours entre la France et ces pays, notamment en raison de l'impossibilité d'utiliser du gaz odorisé dans certains processus industriels (sauf à ce que les industriels concernés s'équipent de systèmes de traitement du gaz).

S'agissant de la question de l'odorisation, GRTgaz a entamé début 2011 une étude visant à évaluer la faisabilité technique, réglementaire et à examiner les conséquences économiques d'une décentralisation de l'odorisation vers les points d'interfaces entre le réseau de transport principal et les réseaux régionaux de transport. Cette décentralisation permettrait d'acheminer du gaz non odorisé depuis les points d'entrée sur le territoire (Fos-sur-Mer, Dunkerque, Montoir-de-Bretagne ou Pitgam) vers les points d'interconnexion avec les états européens voisins (Obergaillbach, Taisnières ou Oltingue), améliorerait la fluidité du marché européen et contribuerait à la sécurité d'approvisionnement en favorisant les flux physiques de l'ouest vers l'est<sup>54</sup>.

Le projet de mise en œuvre de la décentralisation de l'odorisation sur le réseau de GRTgaz consiste à installer environ six cent soixante dix stations d'odorisation en amont des postes de livraison et à démanteler les dix-sept stations existantes<sup>55</sup>.

Pour cela, GRTgaz propose un processus en trois étapes :

- Réalisation d'une nouvelle interconnexion entre la France et la Belgique, transportant du gaz non odorisé (processus engagé);
- Mettre en place une décentralisation partielle de l'odorisation dans le nord-est de la France, permettant de diriger des flux physiques du nord vers l'Allemagne. Cette seconde étape conduirait à installer environ cent dix stations d'odorisation. ;
- Mettre en place la décentralisation totale du réseau de GRTgaz, voire du réseau de transport en France.

La première étape de ce processus, dont les coûts ont été inscrits dans le plan de développement à dix ans (2010-2019) de GRTgaz. est en cours de développement, l'opérateur ayant reçu l'approbation par la CRE<sup>56</sup>. GRTgaz propose dans l'immédiat de finaliser la première étape et de poursuivre les études relatives à la décentralisation de l'odorisation, qui reste conditionnée par la demande du

<sup>52</sup>S'agissant du gaz distribué, l'ensemble des pays pratique l'odorisation.

<sup>53</sup>Tétrahydrothiophène, un gaz odorant et inflammable ajouté au gaz de ville pour déceler d'éventuelles fuites.

<sup>54</sup>La décentralisation de l'odorisation du gaz soulève des réserves, notamment de la part de certains clients industriels, compte tenu de l'importance des investissements potentiels à prévoir. Les dépenses à engager devraient également être supportées par les pays demandeurs dans la mesure où l'objectif serait d'assurer leur sécurité d'approvisionnement en période de crise gazière.

<sup>55</sup>Les premières conclusions de l'étude menée montrent que les technologies d'odorisation décentralisée sont courantes, fiables et simples à exploiter et à installer, mais le coût sera sans doute plus élevé. Pour atteindre le niveau de qualité d'odorisation requis en France, il reste à étudier, en concertation avec les distributeurs, les équipements à prévoir les dispositifs de mesure de contrôle et de sécurité à retenir.

<sup>56</sup>Délibération du 16 décembre 2010.

marché. Par ailleurs, GRTgaz envisage de lancer les travaux nécessaires à la réalisation de la deuxième étape de ce processus, et conditionne la réalisation de la troisième étape à la demande du marché. Ceci suppose l'organisation d'une open season et requiert l'engagement des expéditeurs. En tout état de cause, ce projet soulève la question de la circulation du gaz, de la structuration du réseau et de la maîtrise des risques. A ce stade, il n'a pas encore été approuvé par les pouvoirs publics et ne bénéficie pas de financements. Il conviendra de s'assurer que les clients sur le réseau de transport soient également favorables à cette évolution. Sa réalisation sera conditionnée à la mise en place de mesures compensatoires garantissant un niveau de sécurité conforme à la réglementation<sup>57</sup>.

#### 5.1.1. Interconnexion avec la Belgique

GRTgaz et Fluxys viennent de mener une consultation de marché (open season) visant à développer des capacités fermes du PEG Nord et depuis le terminal de Dunkerque LNG vers la Belgique, sachant que le gaz acheminé à partir du futur terminal méthanier de regazéification de Dunkerque ne sera pas odorisé. Le projet consiste à poser un nouveau gazoduc entre la station de Pitgam et Veurne, à la frontière belge. Les résultats de l'open season ont été publiés début fin mars 2012. La demande exprimée par les acteurs de marché permettrait de développer 270 GWh/j de capacité dont 100 GWh/j depuis le PEG Nord, pour un investissement estimé d'environ 96 M€.

Les opérateurs de réseau, GRTgaz et Fluxys, ont pris les décisions d'investissement nécessaires à la réalisation du projet en mai 2012.

L'échéance prévisionnelle de mise à disposition de ces capacités est novembre 2015<sup>58</sup>.

Par ailleurs les acteurs de marché n'ont pas demandé de capacité supplémentaire *Belgique \* France* lors de la consultation liée au développement de cette nouvelle interconnexion physique, une telle capacité *Belgique \* France* étant déjà disponible à Taisnières.

#### 5.1.2. Interconnexion avec le Luxembourg

GRTgaz et CREOS mènent actuellement une *open season* visant à développer des capacités fermes du PEG Nord vers le Luxembourg. Le projet consiste à mettre en service un nouveau gazoduc vers le Luxembourg. Ce gazoduc nouvellement créé permettrait de développer de 9 à 40 GWh/j de capacité *France \* Luxembourg*, selon le scénario validé par le marché, pour un investissement estimé à 72 M€<sup>59</sup>.

Lors d'une première phase de consultation non engageante du marché, la demande de capacité a atteint 36 GWh/j. Une nouvelle consultation, engageante, devrait être lancée d'ici fin 2012.

Il n'y a pas à ce jour de capacité physique du Luxembourg vers la France. Au regard des faibles niveaux de capacité d'entrée du Luxembourg, le développement de capacité *Luxembourg \* France* n'accroîtrait pas notablement la sécurité d'approvisionnement de la France. En outre, le gaz qui alimente le marché luxembourgeois provient actuellement d'Allemagne et de Belgique, pays auxquels la France est directement raccordée.

En revanche, le développement des capacités d'interconnexion est nécessaire pour CREOS dans le cadre de l'évolution de la consommation du marché luxembourgeois et de la diversification des sources d'approvisionnements du Luxembourg<sup>60</sup>.

L'échéance prévisionnelle de mise à disposition de ces capacités est postérieure à 2017.

---

<sup>57</sup> L'avis de la direction générale de la prévention des risques (DGPR) sera indispensable sur cette évolution majeure du système gazier français.

<sup>58</sup> La proximité entre la Belgique et Dunkerque (double point d'entrée via le futur terminal méthanier de regazéification, dont la mise en service est prévue fin 2015, et le point d'arrivée terrestre du gazoduc Franpipe, qui achemine du gaz en provenance de Norvège) permet d'envisager l'export de gaz non odorisé vers la Belgique en transportant un tel gaz sur une distance limitée.

<sup>59</sup> En euros courants.

<sup>60</sup> CREOS dispose d'une dérogation pour tout projet prévoyant l'acheminement de gaz vers la France compte tenu de la configuration de son réseau.

### 5.1.3. Interconnexion avec l'Allemagne

GRTgaz a sollicité Open Grid Europe (OGE) et GRTgaz Deutschland en vue de lancer une consultation non engageante portant sur le développement de capacités bidirectionnelles vers l'Allemagne. Les études n'ont pas à ce stade débouché sur des projets de consultation bien définis, mais les discussions se poursuivent, notamment dans le contexte de la préparation du plan de développement des GRT allemands<sup>61</sup> ainsi que des plans régionaux d'investissement. L'autorité compétente allemande a transmis en juin à la Commission européenne une demande d'exemption, notamment pour le point d'interconnexion transfrontalier d'Obergailbach/Medelsheim, en arguant du fait que la sécurité d'approvisionnement du pays était déjà assurée à un niveau suffisant.

Le développement de capacités physiques permanentes *France \* Allemagne* nécessiterait, le cas échéant, une évolution du mode d'odorisation sur le réseau de GRTgaz. En attendant la mise en service d'éventuelles capacités bidirectionnelles, GRTgaz pourrait en cas d'urgence exporter entre 100 et 150 GWh/j de gaz odorisé à Obergailbach<sup>62</sup>.

## **5.2. Zone TIGF**

### 5.2.1. Interconnexion avec l'Espagne

TIGF, opérateur intégré de transport et de stockage naturel dans le sud-ouest de la France<sup>63</sup>, développe des capacités bidirectionnelles supplémentaires sur ses points d'interconnexion concernés.

L'activité transport est réalisée à partir d'un réseau de 5 000 km disposant de deux points d'interconnexion avec l'Espagne.

Conformément à leurs obligations respectives, les transporteurs espagnols et TIGF échangent du gaz odorisé.

#### **a) Réversibilité « LACAL »**

L'objectif est de permettre l'importation du gaz depuis l'Espagne (sens sud-nord) par l'ouvrage LACAL qui avait été conçu à l'origine (1992) pour des flux orientés uniquement dans le sens nord-sud en vue d'approvisionner l'Espagne par du gaz provenant de Norvège. La mise en service de la première phase (50 GWh/j en été ; 30 GWh/j en hiver) a eu lieu en novembre 2010. La mise en service de la seconde phase (165 GWh/j) est prévue courant 2013, et se conjuguera avec la réalisation de l'Artère du Béarn.

#### **b) Artère du Béarn**

L'objectif est de traiter les congestions sur le réseau Grand Transport en amont (ou aval) du gazoduc LACAL pour porter à son maximum la capacité de l'interconnexion existante à Larrau (165 GWh/j dans les deux sens). La mise en service est prévue en décembre 2012.

#### **c) Projet artère de l'Adour**

L'objectif est de développer de nouvelles capacités entre la France et l'Espagne à l'interconnexion existante de Biriadou entre le réseau de TIGF et celui de Naturgas Energia. La mise en service est prévue pour décembre 2015.

---

<sup>61</sup>Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 15a Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

<sup>62</sup>Sous réserve de disposer d'un schéma d'approvisionnement favorable et de mettre en place un mode dégradé de fonctionnement, en particulier pour le comptage, comme précisé dans le document de la DGEC : « Evaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France ». OGE, principal GRT allemand adjacent, est actuellement en mesure de recevoir du gaz odorisé durant des situations d'urgence. GRTgaz Deutschland, qui n'alimente ni consommateurs en direct ni réseau de distribution, n'est pas concerné par le problème.

<sup>63</sup>Filiaire à 100% du groupe Total.

Compte tenu de l'ensemble de ces développements, les capacités fermes commercialisables au point d'interconnexion France-Espagne à l'horizon 2015 devraient être les suivantes :

**Capacités commercialisables fermes développées par TIGF**

<i>(en GWh/j)</i>	<b>Hiver</b>	<b>Eté</b>			
<b>PIR</b>	<b>Entrée</b>	<b>Sortie</b>	<b>Entrée</b>	<b>Sortie</b>	
<b>GRTgaz sud</b>	375	260	510	255	
<b>Larrau</b>	165	165	165	165	
<b>Biriatou</b>	60	60	60	60	
<b>Total des capacités</b>	600	485	735	480	
<b>Développements 2011-2016</b>	+240	+305	+326	+290	

**Tableau d'avancement des consultations en cours ou prévue pour le développement de nouvelles capacités**

Open season	Caractéristiques commerciales	Phase en cours ou terminée		Prochaine étape		Demande du marché	Demande autre Etat membre	Capacité maximale développée (GWh/j)	Investissement (M€)	Ouvrages concernés	Mise en service prévisionnelle
France → Belgique	Capacité ferme sortie Veurne	Décisions d'investissement des GRT	Terminée		Mai 2012	270 GWh/j		270	96	Pitgam Veurne 25 km DN900 ou DN1050	2015
France → Luxembourg	Capacités fermes PEG-N Luxembourg	Non engageante	Terminée	Préparation d'une phase engageante décalée à la demande des expéditeurs intéressés	Fin 2012	36 GWh/j	Demande de CREOS	40	72	15 km DN300 ou 45 km DN500	2018
France → Allemagne	Capacités fermes PEG-N NCG	Réunions exploratoires avec OGE et GRTgaz Deutschland	En cours	Décision de lancer une phase non engageante		Marché non sollicité	Pas explicitée	Seuils à l'étude 100, 150, 200 GWh/j			
France → Espagne (Larrau)	Capacités fermes	Travaux	En cours	Mise en service	Fin 2012	100 GWh/j	Demande d'Enagas et de Naturgas Energia	65 GWh/j		Artère du Béarn	Fin 2012
France → Espagne (Biriadou)	Capacités fermes	Procédures administratives	En cours			Jusqu'à 60 GWh/j		60 GWh/j		Artère de l'Adour	2015
Suisse → France	Capacité fermes entrée PEG-N	Open season	En cours		Fin 2012			100 GWh/j		Morelmaison-Voisines	2018

## **6. Informations relatives à toutes les obligations de service public en rapport avec la sécurité de l’approvisionnement en gaz**

Les OSP fixées par le législateur ont pour objectif d’assurer une continuité d’approvisionnement suffisante sur le court et le moyen terme, en particulier pour les clients les plus vulnérables.

### **6.1. Code de l’énergie**

Les articles L121-32 à L.121-3416 du code définissent le champ des OSP s’imposant à l’ensemble des opérateurs gaziers.

Ces obligations portent sur : la sécurité des personnes et des installations en amont du raccordement des consommateurs finals ; la continuité de la fourniture de gaz et la sécurité d’approvisionnement ; la qualité et le prix des produits et des services fournis ; la protection de l’environnement ; l’efficacité énergétique ; le développement équilibré du territoire ; la fourniture de gaz de dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d’intérêt général ; et, enfin, le maintien d’une fourniture aux personnes en situation de précarité.

### **6.2. Le décret du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz**

Ce décret précise les modalités d’application et de sanctions en cas de non respect des OSP.

Les fournisseurs et gestionnaires d’infrastructures doivent être en mesure d’assurer la continuité de fourniture pour tous les clients (à l’exception des clients industriels ayant un contrat interruptible) dans des circonstances préalablement définies :

- un hiver froid tel qu’il s’en produit un tous les cinquante ans ;
- une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu’il s’en produit une tous les cinquante ans ;
- la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d’approvisionnement pendant six mois.

Ces contraintes sont également structurantes pour les GRT qui doivent dimensionner leurs infrastructures pour permettre l’alimentation des consommateurs dans de telles conditions.

Au-delà d’une certaine part de marché, un fournisseur est tenu de diversifier les points d’entrée de son approvisionnement sur le territoire national depuis la modification du décret n° 2004-250 du 19 mars 2004 relatif aux autorisations de fourniture intervenue en juin 2007. Afin de ne pas pénaliser les nouveaux entrants, cette mesure ne s’applique pas en dessous de 5% de parts de marché.

### **6.3. Décret du 21 août 2006 relatif à l’accès des tiers au stockage**

Ce décret prévoit notamment :

- Une obligation déclarative qui permet à l’autorité compétente de vérifier que les fournisseurs ont un recours suffisant aux stocks de gaz naturel compte tenu de leurs autres moyens d’arbitrage, et qui autorise le cas échéant, l’imposition de stocks complémentaires ;
- Une obligation de constitution de stocks à l’entrée de l’hiver pour les fournisseurs de clients domestiques ou assurant des missions d’intérêt général, à hauteur de 85% des droits liés à ces clients.

L'arrêté du 7 février 2007 relatif aux droits unitaires de stockage précise dans son chapitre 2 les obligations en cours d'hiver :

Pour remplir ses obligations de fourniture dans le cas d'un hiver froid tel qu'il s'en produit un statistiquement tous les cinquante ans, également dit hiver froid au risque 2%, le fournisseur doit être en mesure, tous les premiers du mois entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars, de couvrir les consommations de l'ensemble de ses clients n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption<sup>64</sup>, sur la période résiduelle jusqu'au 31 mars au risque 2%. Toutefois, la valeur de cet aléa ne peut être supérieure à la différence entre la consommation prévue sur l'hiver froid cinquantenaire et la consommation constatée sur la période allant du 1<sup>er</sup> novembre à la date concernée.

Les fournisseurs sont responsables de l'estimation du supplément de consommation de leur portefeuille de clientèle en cas d'hiver froid tel qu'il s'en produit un tous les cinquante ans.

Pour remplir ses obligations de fourniture dans le cas d'une température extrêmement basse pendant trois jours telle qu'il s'en produit une tous les cinquante ans, également dite pointe de froid au risque 2%, tout fournisseur doit être en mesure d'approvisionner ses clients n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption avec un supplément de consommation journalier calculé :

- pour la période du 1<sup>er</sup> novembre au 1<sup>er</sup> février, à partir de la température de la pointe de froid au risque 2% ;
- pour la période du 1<sup>er</sup> février au 31 mars, à partir de la température interpolée linéairement entre la température de la pointe de froid au risque 2%, positionnée au 1<sup>er</sup> février, et de la température de la pointe de froid au risque 2% d'un mois d'avril, positionnée au 15 avril.

#### **6.4. Décret du 26 août 2009 portant publication de l'accord sous forme d'échange de lettres entre la France et la Suisse relatif à la sécurité mutuelle d'approvisionnement en gaz naturel**

Les consommateurs de la Suisse occidentale peuvent bénéficier d'un accès aux stockages souterrains français. Les contrats prévoient qu'en cas de pénurie la partie suisse se voit imposer des réductions ou interruptions comparables à celles appliquées aux distributions publiques situées à l'est de la France. Inversement, plusieurs communes françaises sont alimentées uniquement via le réseau suisse.

Par ailleurs, la fourniture de gaz sur le marché français est par ailleurs soumise à autorisation ministérielle. Le suivi et la mise à jour annuelle des autorisations de fourniture permettent de vérifier le respect des obligations de chaque fournisseur.

Les opérateurs d'infrastructures sont également tenus, au titre des OSP, de faire connaître à l'avance les dates d'indisponibilité de leurs ouvrages (maintenance programmée...) afin de permettre aux fournisseurs d'assurer la continuité de fourniture.

## **Conclusion**

Le système gazier français est actuellement dimensionné pour faire face à une journée froide telle qu'il s'en produit tous les cinquante ans, ce qui correspond à une consommation journalière de l'ordre de 4 400 GWh/j, soit une surconsommation de 2 200 GWh/j par rapport à la demande

---

<sup>64</sup>Clients visés à l'article 4 du décret du 19 mars 2004.



moyenne hivernale, et de 1 950 GWh/j par rapport à la demande moyenne durant un mois de janvier. La vague de froid de février 2012 a toutefois montré que l'on s'est à plusieurs reprises situé à seulement 700 GWh/j d'écart par rapport au maximum hypothétique, avec des stockages très bien remplis, situation favorable qui n'a pas vocation à se reproduire à l'identique durant les hivers prochains.

Dans certains Etats membres de l'Union européenne, la vague de froid février 2012 a correspondu à un hiver tel qu'il s'en produit tous les soixante ans, en France tous les quatorze ans. Si la France n'a déclenché ni alerte ni mis en œuvre de plan d'urgence durant cet épisode (au contraire de l'Italie, de la Pologne ou de la Grèce notamment), certaines inquiétudes se sont exprimées face aux pics de consommation enregistrés<sup>65</sup>. La forte demande a pu être satisfaite, en dépit de la baisse temporaire des livraisons de Gazprom, à la faveur de stockages bien remplis, à hauteur de 57% au début de la vague de froid (28 janvier), ce qui est un niveau élevé pour la période en raison d'un début d'hiver doux.

Pour la France, l'analyse de risque a conclu que l'application unique des standards minimaux climatiques de sécurité d'approvisionnement définis dans le règlement induirait un niveau de risque important. Tout ceci plaide par conséquent pour un maintien des OSP françaises, plus protectrices que les exigences du règlement. Les OSP françaises sont fondées sur des normes équilibrées et proportionnées, ce qui plaide pour ne pas dégrader de manière permanente les normes de dimensionnement des infrastructures dans la mesure où elles paraissent adaptées au risque réel pouvant par exemple découler de surconsommations de gaz sur une période prolongée.

Les OSP n'ont pas pour objet de restreindre les flux de gaz au sein du marché intérieur et ne doivent pas compromettre l'approvisionnement en gaz d'un autre Etat membre. C'est la raison pour laquelle il est proposé d'adapter la réglementation nationale relative aux OSP dans le secteur du gaz en vue de permettre au ministre chargé de l'énergie de modifier par arrêté, pour une durée et un objet limités, les normes d'approvisionnement en cas d'alerte précoce ou d'alerte en cas de mise en œuvre de la solidarité européenne au titre du règlement 994/2010/CE.

---

<sup>65</sup> 3 673 GWh le 8 février 2012.