

Stockage souterrain de gaz

AVRIL 2017

Henri **HAVARD**

Anne **DUTHILLEUL**
Nicolas **GOVILLOT**

Philippe **FOLLENFANT**



Inspection générale
des finances

Conseil général de l'économie,
de l'industrie, de l'énergie
et des technologies

Conseil général
de l'environnement et
du développement durable

N° 2017-M-002

N° 2016/36/CGE/SG

N° 010930-01

RAPPORT

STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ

Établi par

Henri HAVARD
Inspecteur général
des finances

Anne DUTHILLEUL
Ingénieur général
des mines

Philippe FOLLENFANT
Ingénieur général
des mines

Nicolas GOVILLOT
Ingénieur en chef
des mines

À la demande des opérateurs de stockage, la mission a supprimé de la présente version du rapport les mentions ayant trait au secret industriel et commercial.

- AVRIL 2017 -

SYNTHÈSE

Les ministres de l'environnement, de l'énergie et de la mer, de l'économie et des finances et le secrétaire d'État à l'industrie ont demandé, par lettre de mission en date du 7 décembre 2016, au Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, à l'Inspection générale des finances et au Conseil général de l'environnement et du développement durable de leur faire des propositions de réforme de la régulation du stockage souterrain de gaz naturel en France.

Le présent rapport répond à cette demande en proposant un cadre législatif approprié pour les stockages souterrains qui constituent des actifs de long terme essentiels à la sécurité d'approvisionnement en gaz de notre pays.

1. Le secteur des stockages souterrains de gaz, qui constitue un élément majeur du « système gazier », connaît une grave instabilité

La mission s'est attachée à comprendre le fonctionnement du « système gazier » et les raisons de la grave instabilité que connaît le secteur du stockage depuis 2010. Cette instabilité, d'abord due au changement de contexte économique, s'est accentuée du fait de l'échec de la réforme prévue dans le cadre de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. En effet, le Conseil d'État n'a pas validé le projet d'ordonnance qui lui a été soumis en juin 2016, créant de fait un attentisme des acteurs.

Or, le stockage constitue, avec les interconnexions du réseau de transport et les terminaux méthaniers, un élément essentiel de la sécurité nationale d'approvisionnement en gaz naturel. Le premier usage des stockages est lié à la modulation de la consommation entre l'hiver et l'été. Ainsi, les stocks sont remplis en été et soutirés tout l'hiver. Ils sont donc indispensables à la sécurité d'approvisionnement car les interconnexions et les terminaux méthaniers ne suffisent *a priori* pas à faire face à une pointe de consommation.

Les stockages souterrains de gaz en France sont gérés par un duopole (Storengy/Géométhane et TIGF) et font actuellement l'objet d'une obligation de service public juridiquement fragile et contestée dans ses modalités.

Certains fournisseurs réunis dans l'UPRIGAZ (Union des fournisseurs privés de gaz) ont déposé un recours pour excès de pouvoir devant le Conseil d'État sur le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014, qui devait être provisoire dans l'attente d'une réforme plus complète. Le Conseil d'État a transmis à la Cour de justice de l'Union européenne deux questions préjudicielles. Cette procédure, qui devrait aboutir prochainement, renforce encore les stratégies d'attente des acteurs économiques, ce qui conduit aujourd'hui à un taux de souscription de stockage encore en recul par rapport à l'année dernière.

2. La nécessité d'une régulation est confirmée et son périmètre doit être fixé objectivement par l'État

Dans ce contexte, la mission estime que c'est à l'État qu'il revient de définir les besoins de stockage et la couverture optimale des risques. La mission retient dans l'immédiat le périmètre défini par l'actuelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), sous réserve d'un mécanisme d'évolution et d'ajustement efficace de ce périmètre, tant en volume qu'en débit. Ce dernier constitue en effet le paramètre essentiel pour faire face à une éventuelle pointe de froid.

La réforme doit ensuite répartir les obligations entre les acteurs de manière transparente et équitable. A cette fin, il convient d'examiner comment, dans un périmètre régulé, utiliser les mécanismes de marché afin que le stockage soit le moins coûteux pour les consommateurs et que les opérateurs soient incités à maîtriser leurs coûts.

3. La mission retient le principe d'un revenu autorisé pour les stockeurs et celui du financement par un terme tarifaire de transport d'un éventuel différentiel entre ce revenu et les montants moyens tirés de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage

La mission a examiné plusieurs hypothèses pour sécuriser le « système gazier », qui constitue l'objectif central de la réforme proposée.

Compte tenu des contraintes liées à l'annulation de la réforme projetée et à l'urgence de stabiliser la situation, il lui apparaît que le seul modèle susceptible de maintenir les stockages et, partant, la sécurité du système à long terme est de maintenir une obligation de stockage, en prenant toutefois mieux en compte l'ensemble des moyens de modulation à la disposition des fournisseurs de gaz, et de la compléter par un « filet de sécurité », pris en charge par les gestionnaires de réseaux de transport de gaz.

Le recours à des enchères pour commercialiser les capacités de stockage permettra de limiter les distorsions sur le marché et de révéler la véritable valeur commerciale du stockage. Le revenu annuel autorisé des stockeurs doit être ensuite déterminé par la commission de régulation de l'énergie (CRE), avec un terme incitatif aux efforts de valorisation commerciale et d'amélioration des performances des stockages.

Trois modalités de financement de l'écart entre le revenu autorisé et le montant moyen tiré des enchères par les stockeurs ont été examinées par la mission, qui retient l'option de financer l'éventuel écart par le biais d'un terme tarifaire spécifique de transport. La mission a ainsi écarté l'augmentation de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN), qui aurait pour conséquence une augmentation des prélèvements obligatoires et serait basée sur le volume de gaz consommé et non sur le débit de fourniture, et la mise en place d'une redevance, qui nécessiterait des organes de régulation du secteur qui n'existent pas aujourd'hui.

Le tarif de transport apparaît donc comme le vecteur le plus approprié pour financer le complément destiné aux stockeurs et susceptible d'être mis en place le plus rapidement par un terme tarifaire spécifique, outre la part minimale prise en charge dans le coût du transport par les gestionnaires des réseaux de transport de gaz.

Un traitement particulier est proposé pour les industriels gros consommateurs de gaz. La compatibilité des propositions avec le droit européen est examinée attentivement et ne devrait pas poser de difficultés.

4. L'hypothèse privilégiée par la mission nécessite un texte législatif

Un projet de texte est joint en annexe au présent rapport. Un calendrier très resserré est nécessaire pour une mise en place effective de la réforme pour la campagne gazière 2018 (pour l'hiver 2018-2019). Il convient donc d'inscrire cette réforme dans les urgences du prochain Gouvernement.

L'architecture proposée suppose une décision politique rapide, afin de pouvoir mener une concertation renforcée entre tous les acteurs (DGEC et DGE, CRE, GRT-Gaz et TIGF, Stockeurs, Fournisseurs). En s'appuyant sur les travaux antérieurs et une méthode de travail rigoureuse, ceci devrait pouvoir être mené à bien avant la fin de l'année 2017 pour l'hiver 2018-2019. En conséquence, la « campagne gazière » pour l'hiver 2017-2018 devra être traitée par un dispositif transitoire.

Conclusion

Après examen approfondi de la situation et du rôle des stockages souterrains de gaz naturel en France, la mission propose une réforme du système actuel destinée à assurer durablement la sécurité d'approvisionnement en gaz de tous les clients.

Cette proposition de réforme trouve sa traduction dans un projet de loi d'habilitation et un projet d'ordonnance relatifs à l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz, présentés en annexe III.

La mission appelle l'attention du Gouvernement sur l'urgence qui s'attache à l'adoption de ces textes : la mise en œuvre effective de cette réforme pour la campagne gazière 2018, pour l'hiver 2018-2019, suppose leur promulgation avant fin 2017.

Cette réforme doit s'accompagner du traitement en parallèle de la campagne gazière 2017 pour l'hiver 2017-2018. A ce stade, les données dont dispose la mission montrent que les stockages sont moins souscrits que l'année dernière à la même époque. Bien que la situation soit assez différente entre les deux opérateurs de stockage, la situation exige que soient examinées des mesures transitoires dans un calendrier resserré.

SOMMAIRE

1. LE SECTEUR DES STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ, QUI CONSTITUE UN ÉLÉMENT MAJEUR DU « SYSTÈME GAZIER », CONNAÎT UNE GRAVE INSTABILITÉ	1
2. LA NÉCESSITÉ D'UNE RÉGULATION EST CONFIRMÉE ET SON PÉRIMÈTRE DOIT ÊTRE FIXÉ OBJECTIVEMENT PAR L'ÉTAT	2
3. LA MISSION RETIEN LE PRINCIPE D'UN REVENU AUTORISÉ POUR LES STOCKEURS ET CELUI DU FINANCEMENT PAR UN TERME TARIFAIRE DE TRANSPORT D'UN ÉVENTUEL DIFFÉRENTIEL ENTRE CE REVENU ET LES MONTANTS MOYENS TIRÉS DE LA COMMERCIALISATION AUX ENCHÈRES DES CAPACITÉS DE STOCKAGE.....	2
4. L'HYPOTHÈSE PRIVILÉGIÉE PAR LA MISSION NÉCESSITE UN TEXTE LÉGISLATIF	3
INTRODUCTION.....	1
1. LE SECTEUR DES STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ, QUI CONSTITUE UN ÉLÉMENT MAJEUR DU « SYSTÈME GAZIER », CONNAÎT UNE GRAVE INSTABILITÉ	2
1.1. Le stockage constitue, avec les interconnexions du réseau et les terminaux méthaniers, un élément majeur de la sécurité d'approvisionnement national en gaz naturel.....	2
1.1.1. <i>Le stockage est indispensable à l'équilibre technique du système gazier et à la modulation entre l'été et l'hiver.....</i>	<i>2</i>
1.1.2. <i>Le stockage constitue un élément majeur de la sécurité d'approvisionnement.....</i>	<i>5</i>
1.1.3. <i>Les autres moyens de modulation de l'approvisionnement en gaz doivent être plus explicitement pris en compte.....</i>	<i>6</i>
1.2. Les stockages français sont gérés par un duopole et font l'objet d'une obligation de service public juridiquement fragile.....	6
1.2.1. <i>Les sociétés Storengy/Géométhane et TIGF détiennent la totalité des stockages nationaux.....</i>	<i>7</i>
1.2.2. <i>Une obligation de stockage non respectée qui a révélé la crise.....</i>	<i>8</i>
2. LA NÉCESSITÉ D'UNE RÉGULATION EST CONFIRMÉE ET SON PÉRIMÈTRE DOIT ÊTRE FIXÉ OBJECTIVEMENT PAR L'ÉTAT	13
2.1. Il appartient à l'État de définir les besoins de stockage et la couverture optimale des risques	13
2.1.1. <i>La consommation courante de gaz en hiver dimensionne le besoin de stockage.....</i>	<i>13</i>
2.1.2. <i>En France, la couverture du risque est historiquement celle d'un hiver froid tous les 50 ans.....</i>	<i>14</i>
2.1.3. <i>L'actuelle PPE inclut aujourd'hui dans le périmètre jugé nécessaire tous les stockages existants, y compris ceux « sous cocon » et en projet</i>	<i>17</i>

2.2. La réforme doit répartir les obligations entre les acteurs de manière transparente et équitable	18
2.2.1. <i>Un périmètre de régulation qui doit être révisable à intervalle régulier.....</i>	18
2.2.2. <i>Chaque acteur doit prendre en charge une part de la valeur système et de la sécurité d'approvisionnement, qui profitent à tous.....</i>	19
3. LA MISSION RETIENT LE PRINCIPE D'UN REVENU AUTORISÉ POUR LES STOCKEURS ET DU FINANCEMENT PAR UN TERME TARIFAIRE DE TRANSPORT D'UN ÉVENTUEL DIFFÉRENTIEL ENTRE CE REVENU ET LES MONTANTS TIRÉS DE LA COMMERCIALISATION DES CAPACITÉS DE STOCKAGE.....	21
3.1. Le seul modèle susceptible de maintenir le stockage et, partant, la sécurité du système à long terme est de maintenir une obligation de stockage en prenant en compte l'ensemble des moyens de modulation et de la compléter par un « filet de sécurité » fourni par les transporteurs	21
3.1.1. <i>Une obligation modernisée de stockage, prenant en compte l'ensemble des instruments de modulation, ne résoudra pas les difficultés du système actuel.....</i>	21
3.1.2. <i>Commercialiser les capacités de stockage au moyen d'un système d'enchères permet de limiter les distorsions sur le marché et de révéler la véritable valeur commerciale du stockage.....</i>	22
3.1.3. <i>Le complément d'achat permettant de saturer les stockages doit être souscrit par les transporteurs au prix « plancher » des enchères.....</i>	25
3.2. Le revenu annuel autorisé des stockeurs doit être déterminé par la commission de régulation de l'énergie, avec un terme incitatif aux efforts commerciaux et aux performances des stockages	26
3.2.1. <i>Une disposition législative devra étendre le champ d'action de la CRE à la régulation du revenu autorisé des stockeurs.....</i>	26
3.2.2. <i>Le revenu annuel autorisé des stockeurs doit être déterminé par la CRE, avec une attention particulière à la valeur à l'entrée des actifs et avec un facteur incitatif à l'amélioration des performances des stockages.....</i>	27
3.3. L'écart entre le revenu autorisé et le montant moyen tiré des enchères par les stockeurs doit être financé par le biais d'un terme tarifaire de transport.....	30
3.3.1. <i>L'augmentation de la TICGN est écartée par la mission</i>	30
3.3.2. <i>La mise en place d'une redevance au titre de la sécurité d'approvisionnement nécessiterait la mise en place d'organes de régulation du secteur qui n'existent pas aujourd'hui</i>	31
3.3.3. <i>Le tarif de transport apparaît comme le vecteur approprié pour financer le complément destiné aux stockeurs et le plus susceptible d'être mis en place rapidement par un terme tarifaire spécifique.....</i>	33
4. L'HYPOTHÈSE PRIVILÉGIÉE PAR LA MISSION NÉCESSITE UN TEXTE LÉGISLATIF ..	38
4.1. Un calendrier très resserré est nécessaire pour la mise en place de la réforme pour la campagne gazière 2018 pour l'hiver 2018-2019	38
4.2. Une architecture qui suppose une décision politique rapide, une coordination renforcée entre tous les acteurs et une méthode de travail rigoureuse s'appuyant sur les travaux antérieurs	39
4.3. La DGEC doit piloter la mise en place de la réforme, en étroite concertation avec l'ensemble des partenaires	39
4.3.1. <i>La CRE aura un rôle central dans la détermination du revenu autorisé des opérateurs.....</i>	40
4.3.2. <i>La concertation avec les acteurs doit reprendre au plus vite.....</i>	41

INTRODUCTION

Les ministres de l'environnement, de l'énergie et de la mer, de l'économie et des finances et le secrétaire d'État à l'industrie ont demandé par lettre de mission en date du 7 décembre 2016 au Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, à l'Inspection générale des finances et au Conseil général de l'environnement et du développement durable de leur faire des propositions de réforme de la régulation du stockage souterrain de gaz naturel en France.

Le présent rapport répond à cette demande en proposant un cadre législatif approprié pour les stockages souterrains qui constituent des actifs de long terme essentiels à la sécurité d'approvisionnement en gaz de notre pays.

La mission s'est attachée à rechercher la robustesse juridique du dispositif à mettre en place et la soutenabilité de long terme des actifs français de stockage de gaz, en tenant compte des évolutions nécessaires à court et moyen terme. Elle présente une proposition concrète d'évolution du cadre législatif en vue d'une mise en œuvre rapide dans le courant de l'année 2017, moyennant les travaux préparatoires et les concertations indispensables.

1. Le secteur des stockages souterrains de gaz, qui constitue un élément majeur du « système gazier », connaît une grave instabilité

La mission s'est, dans un premier temps, attachée à comprendre le fonctionnement du « système gazier » et les raisons de la grave instabilité qui affecte le secteur des stockages souterrains de gaz naturel depuis 2010.

1.1. Le stockage constitue, avec les interconnexions du réseau et les terminaux méthaniers, un élément majeur de la sécurité d'approvisionnement national en gaz naturel

La France, depuis 2013 (arrêt de la production de Lacq), ne produit plus de gaz sur le territoire national¹. Cette dépendance à quasiment 100 % du gaz importé exige la mise en place et l'utilisation d'infrastructures adaptées permettant d'assurer en permanence au cours de l'année l'approvisionnement en gaz des acteurs économiques (ménages et entreprises).

1.1.1. Le stockage est indispensable à l'équilibre technique du système gazier et à la modulation entre l'été et l'hiver

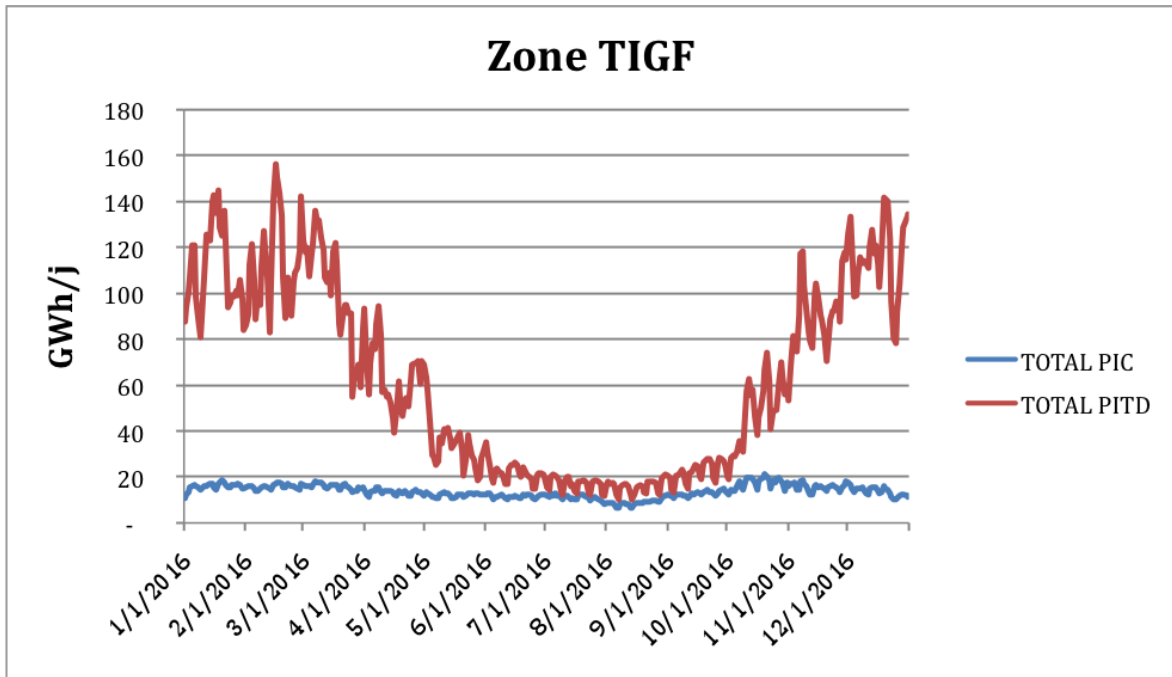
Le premier usage des stockages est lié à la modulation de la consommation entre hiver et été, la consommation étant liée aux besoins de chauffage, donc fonction des variations climatiques. Les stocks constitués pendant la saison creuse de mai à octobre sont nécessaires pour assurer les pointes de consommation en hiver, tant pour les clients domestiques, fortement modulés en général, que pour les clients non interruptibles dans le même cas, notamment ceux qui couvrent des missions d'intérêt général (MIG). Les variations entre hiver et été sont reflétées dans les trois graphiques suivants qui représentent les consommations 2016. En rouge, figurent les réseaux de distribution et clients protégés, en bleu les industriels non protégés et en vert les centrales à gaz, qui sont des sites fortement modulés (SFM).

Les stockages sont tous directement reliés au **réseau de transport de gaz** national géré d'une part par GRT-Gaz, filiale d'Engie (à 75 %), comme Storengy (à 100 %), qui émanent tous deux de l'ancien Gaz de France, et d'autre part par TIGF dans le Sud-Ouest, issu d'une filiale d'Elf, GSO (Gaz du Sud-Ouest), revendue par Total à un consortium associant la société italienne d'infrastructures gazières SNAM (45 %), le fonds d'investissement singapourien GIC (35 %) et EDF (20 %). Ce réseau de transport est interconnecté entre nord et sud, la zone TIGF étant désormais partie intégrante de la zone sud.

Une congestion reste cependant mal résolue entre le nord et le sud et surtout localement dans la zone sud-est du réseau (est de Marseille), qui présente des pointes de consommation hivernales très marquées. Les stockages se sont donc développés dans cette zone pour y remédier, complétés par le terminal méthanier de Fos-Cavaou. Mais des investissements restent encore nécessaires. En 2018, la fluidité entre zones Sud et Nord sera améliorée par l'élargissement de l'artère du Rhône permettant la fusion de tout le territoire français en une seule zone de marché.

¹ A l'exception d'une petite production de gaz de houille dans les anciennes régions charbonnières et du biométhane, aujourd'hui marginaux.

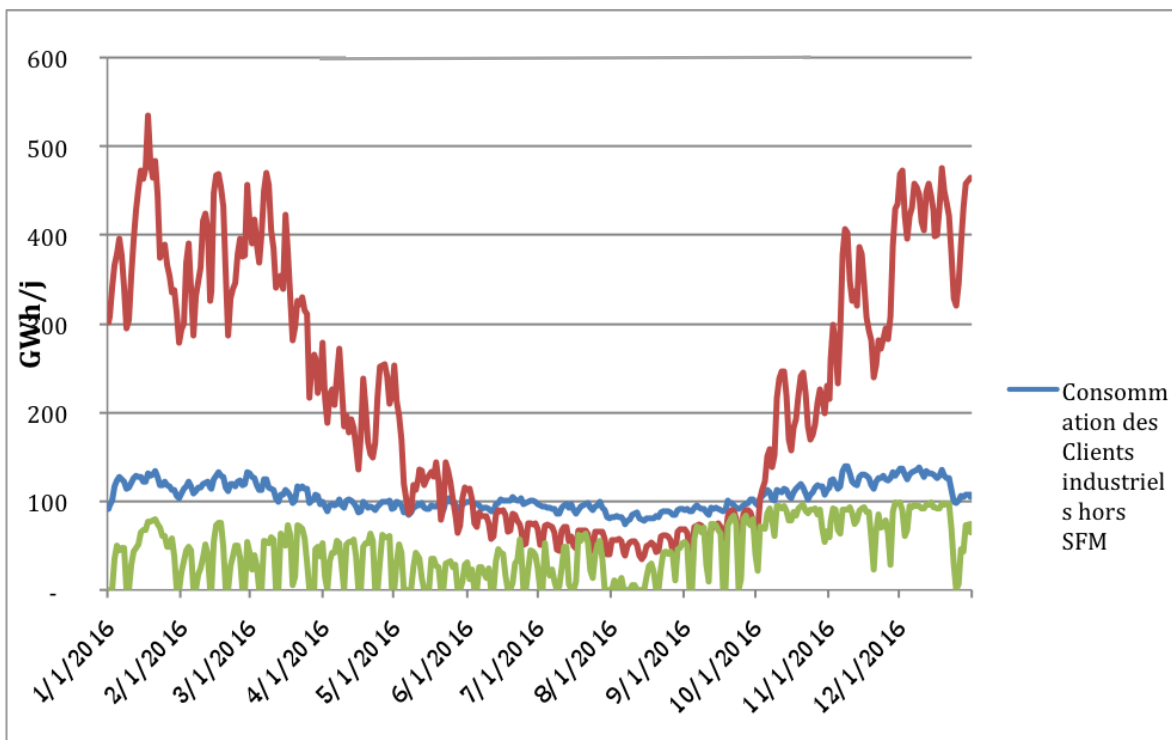
Graphique 1 : Consommation 2016 – Zone TIGF²



Source : UNIDEN.

PITD : Points d'Interface Transport Distribution – PIC : Points d'Interface Consommateur

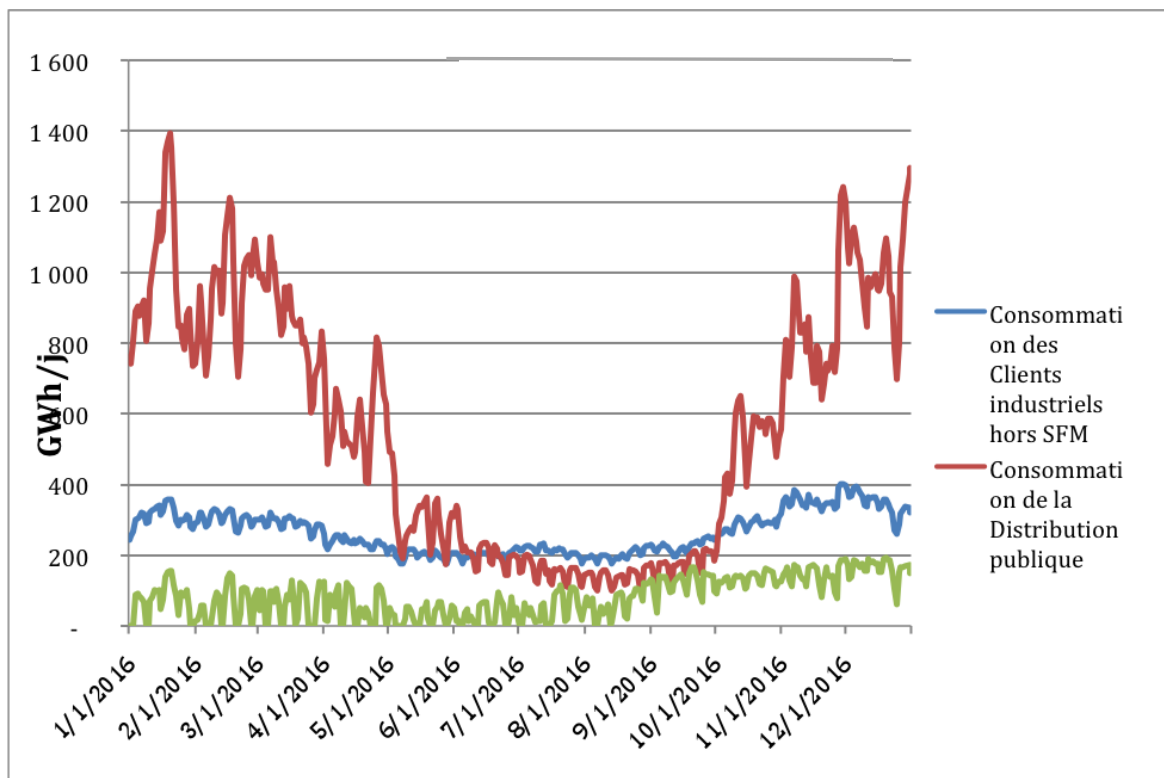
Graphique 2 : Consommation 2016 – GRT-Gaz – Zone sud



Source : UNIDEN.

² La zone TIGF recouvre les départements suivants : Ariège, Aude, Aveyron, Cantal, Gers, Gironde, Haute-Garonne, Hautes-Pyrénées, Landes, Lot, Lot-et-Garonne, Pyrénées-Atlantiques, Pyrénées-Orientales, Tarn, Tarn-et-Garonne.

Graphique 3 : Consommation 2016 – GRTGaz – Zone nord



Source : UNIDEN.

Le réseau est approvisionné par des flux d'importations depuis les points d'entrée gaz aux frontières (PEG) et depuis les terminaux méthaniers où le gaz arrive sous forme liquide et doit être regazéifié. Il comporte en outre une petite partie alimentée en gaz dit « gaz B » de moindre pouvoir calorifique³, qui ne peut pas se mélanger au « gaz H » et fait donc l'objet d'un réseau séparé dans le Nord de la France. Les tarifs de transport sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) au titre de l'accès des tiers au réseau de transport (ATRT).

Le réseau de transport est ensuite chargé d'acheminer le gaz vers les points de sortie, soit aux clients directement raccordés, gros industriels ou centrales à cycle combiné notamment, soit au réseau de distribution de GRDF, complété par des distributeurs locaux (ELD). La part distribuée par les réseaux représente environ les 2/3 de la consommation totale de gaz, celle des centrales électriques environ 10 %, le reste étant consommé dans les industries raccordées au réseau de transport. Ce sont les appels de gaz des clients qui conditionnent les « nominations » effectuées quotidiennement par GRT-Gaz et TIGF pour assurer la bonne fourniture du gaz à travers le réseau, en particulier pour assurer la pression et le débit nécessaires pour alimenter tous les points de sortie aux quantités prévues. Les stockages sont ainsi soutirés en hiver, lorsqu'il faut compléter les approvisionnements extérieurs, et remplis en été, lorsque la demande en gaz est inférieure à la capacité d'approvisionnement extérieure du réseau.

³ Il s'agit du gaz du gisement de Groningue (Pays-Bas).

Rapport

Pour la fourniture du gaz aux clients, la concurrence est ouverte entre l'opérateur historique et les fournisseurs alternatifs depuis les années 2000, avec cependant un nombre d'acteurs limité : sur 130 répertoriés par les réseaux de transport, une douzaine sont actifs. Ce sont les fournisseurs qui supportent l'obligation légale de stockage d'une partie de leurs besoins annuels, en particulier pour leur portefeuille de clients modulés ou « protégés ». Cette obligation de stockage représente environ 25 % du volume vendu annuellement, mais elle se décline en un débit de soutirage à hauteur de 1 800 GWh/j en moyenne en période de pointe, à comparer à 4 200 GWh/j maximum de besoins à couvrir.

Par ailleurs, il existe des clients dits « non protégés », sur lesquels aucune obligation de stockage ne repose. Leur consommation est très peu modulée, avec une saisonnalité peu marquée, sauf pour les centrales à cycle combiné au gaz (CCCG) destinées à couvrir les pointes de demande d'électricité. Ces dernières mises à part, ce sont ces clients qui consomment toute l'année de façon régulière : il s'agit de gros clients industriels raccordés au réseau de transport, assurant directement leur sécurité d'approvisionnement et (au moins théoriquement) interruptibles, selon un préavis de 2 heures, ou des clients professionnels raccordés au réseau de distribution et dont la consommation est peu modulée. L'ordre des priorités des besoins à satisfaire est fixé par le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié par le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014.

Les consommateurs domestiques sont, pour leur part, très fortement modulés entre été et hiver, alors que les industriels de plus grande taille peuvent avoir des consommations variées (contracycliques, effaçables, « flat » ou modulées) ; les centrales à cycle combiné au gaz sont très modulées également en fonction du climat, surtout pour les pointes de consommation d'électricité, souvent couplées aux pointes de gaz l'hiver. Les obligations de stockage liées aux consommations varient fortement selon leur profil.

Depuis l'ouverture du marché du gaz en Europe, les opérateurs historiques ont séparé les activités de fourniture, de transport et de stockage. Les liens entre les différents maillons de la chaîne d'approvisionnement en gaz sont désormais régis par le marché européen sous le règlement n° 994/2010 visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel (en cours de révision), ou la régulation nationale mise en place en France, notamment sur le transport.

Les stockages se trouvent donc en situation intermédiaire entre marché et régulation, étant assortis à la fois d'obligations et d'accès des tiers, mais sans régulation des prix.

1.1.2. Le stockage constitue un élément majeur de la sécurité d'approvisionnement

C'est la raison pour laquelle une obligation de stockage a été instituée pour tous les fournisseurs de gaz naturel depuis l'ouverture du marché à la concurrence en France et en Europe, sur la base des clients des réseaux de distribution et des clients raccordés au réseau de transport. En France, l'obligation couvre le risque de pointe d'hiver de probabilité 2 % (une fois tous les 50 ans) ; ailleurs en Europe, elle ne couvre en général que le risque de 5 % (pointe de probabilité une fois tous les 20 ans). Cette obligation doit être remplie au 1^{er} novembre de chaque année et justifiée pour chaque fournisseur. Le soutirage est ensuite appelé par le réseau et effectué commercialement par les fournisseurs au fur et à mesure des besoins des clients ; il peut être requis par la mise en œuvre du plan d'urgence gaz⁴ en cas de tensions particulières sur le réseau de transport de gaz (cf. *infra*).

⁴ Ce dispositif est prévu par l'arrêté du 28 novembre 2013 portant adoption du plan d'urgence gaz, dont l'objet est la « prévention et gestion de crise dans l'approvisionnement en gaz naturel du pays, ou d'un Etat membre de l'Union européenne en cas de mise en œuvre de la solidarité européenne ».

Rapport

L'obligation de stockage par les fournisseurs fait l'objet des dispositions du décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié par les décrets n° 2010-129 du 10 février 2010 et n°2014-328 du 12 mars 2014.

Les stockages ont deux autres rôles pour la sécurité d'approvisionnement en gaz. De manière complémentaire, ils sont également nécessaires pour pallier une défaillance de fourniture en un point d'entrée du réseau (interruption technique ou géopolitique) et réguler le réseau en cas de difficultés techniques d'équilibrage ou de congestion, par exemple entre zone nord et zone sud ou dans la zone sud-est, dont les liaisons ne sont pas toujours assez larges en débit pour faire face à un besoin local accru.

Ainsi, les stockages peuvent être considérés comme des compléments du réseau de transport de gaz, permettant d'économiser des infrastructures de transport supplémentaires. Les professionnels évaluent cette « économie » à l'équivalent d'un doublement du réseau qui serait autrement nécessaire pour réduire les risques de congestion en France. Les investissements déjà réalisés ou à venir pour homogénéiser les flux sur le réseau français peuvent conduire à limiter les besoins de stockage pour le seul équilibrage du réseau de transport.

1.1.3. Les autres moyens de modulation de l'approvisionnement en gaz doivent être plus explicitement pris en compte

Par ailleurs, au plan européen, l'unification progressive des réseaux ouest-européens pour former une plaque interconnectée, en réduisant les goulots d'étranglement et en développant les capacités de « *reverse flow* » notamment vers l'Est, est de nature à contribuer à la sécurité d'approvisionnement en cas de rupture d'une source majeure comme par exemple la Russie. Les possibilités physiques offertes par l'unification et la fluidification des marchés du gaz sont désormais à prendre en compte parallèlement aux obligations de stockage faites aux fournisseurs. Et ces stockages pourraient désormais se situer en France ou à l'étranger, à condition que les capacités d'interconnexions et de transport permettent de les acheminer.

La distinction entre les différents usages des stockages et l'apport des divers moyens de réduire les risques sur la sécurité d'approvisionnement en gaz méritent d'être clarifiés dans tout projet de réforme. Une flexibilité et une solidarité accrues devraient être obtenues en Europe grâce à ces différents instruments de modulation.

Pour les fournisseurs, cela peut se traduire par des contrats d'approvisionnements modulés entre hiver et été pour mieux couvrir les besoins de leurs clients, des réservations d'interconnexions ou de terminaux méthaniers pour permettre l'acheminement du gaz durant les pointes d'hiver, voire des stockages à l'étranger, sous réserve de disposer des moyens d'acheminement en France adéquats. Actuellement pris en compte de manière forfaitaire (à hauteur de 20 % des besoins de stockage liés au portefeuille de clients, cf. *infra*), il serait souhaitable que ces différents instruments soient comptabilisés selon un barème officiel émanant de la DGEC, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

1.2. Les stockages français sont gérés par un duopole et font l'objet d'une obligation de service public juridiquement fragile

Le système d'accès des tiers aux stockages mis en place pour l'ouverture du marché du gaz à la concurrence joue désormais comme une obligation de stockage imposée aux fournisseurs, et son équilibre économique s'est profondément modifié. Le régime actuel résulte des conséquences tirées des crises du début des années 2010, et fonctionne sous un dispositif provisoire datant de 2014, actuellement contesté par les fournisseurs, en attendant une réforme plus complète qui n'a pas pu voir le jour en 2016.

Rapport

1.2.1. Les sociétés Storengy/Géométhane et TIGF détiennent la totalité des stockages nationaux

Les deux principaux opérateurs de stockage de gaz en France, Storengy et TIGF, se répartissent historiquement les anciens stockages respectivement de Gaz de France et de Total (près du gisement de Lacq). Le troisième acteur, Géométhane, est détenu à 50 % par Storengy et à 50 % par Géosud⁵. Cette dernière société est intégrée avec Storengy dans les chiffres de ce rapport.

Les stockages en France sont eux-mêmes de différentes natures : en couche aquifère, de volume important mais de débit relativement lent (sauf à multiplier le nombre de puits), ou en cavités salines, de volume plus restreint, mais à débit rapide. Dans d'autres pays comme l'Allemagne ou l'Italie, il s'agit souvent de gisements déplétés, dont le gaz d'origine est déjà présent, ce qui limite le remplissage initial en « gaz-coussin »⁶ qui représente une grande part des immobilisations. Un seul gisement déplété est équipé en France pour servir de stockage, mais il n'est pas en service actuellement. Le site supplémentaire de stockage du gaz B pour desservir le Nord de la France s'ajoute aux 10 sites en activité cités plus haut et 3 sites mis en exploitation réduite, dits « sous cocon », depuis 2014.

La liste des stockages existants ou en projet en France figure dans le tableau *infra*. Ces sites représentent un volume utile total de 152 TWh (dont 138 TWh en activité) et un débit de soutirage total (à 45% de volume utile) de 2 761 TWh (dont 2 406 TWh en activité).

Tableau 1 : Liste des stockages en France

Liste des sites	Département	Date de mise en service	Type
Beynes	Yvelines	1956	Aquifère
Céré-la Ronde	Indre et Loire	1993	Aquifère
Cerville	Meurthe et Moselle	1970	Aquifère
Chémery	Loir et Cher	1968	Aquifère
Etrez	Ain	1980	Salin
Gournay-sur-Aronde (gaz B)	Oise	1976	Aquifère
Germigny-sous-Coulomb	Seine-et-Marne	1982	Aquifère
Tersanne	Drôme	1970	Salin
Saint-Illiers-La-Ville	Yvelines	1965	Aquifère
Saint-Clair-sur-Epte	Val d'Oise	1982	Aquifère
Soings-en-Sologne	Loir et Cher	1981	Aquifère
Trois-Fontaines-l'Abbaye	Marne	2010	Déplété
Hauterives	Drôme	2017/18	Salin
Manosque (Géométhane)	Alpes de Haute-Provence	1992	Salin
Lussagnet et Izaute (TIGF)	Landes et Gers	1967, 1981	Aquifère
Manosque 2 (PPE)	Alpes de Haute-Provence	En projet	Salin
Lussagnet phase 1 (PPE)	Landes	En projet	Aquifère

Source : PPE, mission.

⁵ Elle-même propriété à 98 % de CNP Assurances.

⁶ Le gaz coussin est le gaz « technique » que doit nécessairement contenir un stockage pour permettre d'y injecter, puis d'y soutirer du gaz (volume utile). Il est estimé que dans les stockages aquifères, il faut plus de 1 m³ de gaz coussin pour 1m³ de volume utile et dans les stockages salins moins de 0,6 m³.

1.2.2. Une obligation de stockage non respectée qui a révélé la crise

Le système de stockage de gaz est actuellement régi par le code de l'énergie, notamment les articles L. 421-1 à 421-16 créés en 2011 (ordonnance du 9 mai 2011) et les articles R. 421-1 à R. 421-22 créés ou modifiés en 2014⁷. Ce système comporte des obligations de stockage fixées par l'État pour chaque fournisseur en fonction de son portefeuille de clients « protégés », souscrites auprès des opérateurs de stockage en France à des prix « négociés ».

Les fournisseurs ont ainsi une obligation de stocker en France au moins 80 % du besoin calculé selon leur profil de fourniture avant le 1^{er} novembre de chaque année, ce pourcentage tenant compte implicitement, dans la limite de 20 %, des autres instruments de modulation dont ils disposent.

Les opérateurs de stockage doivent fournir aux fournisseurs de gaz les capacités dont ils ont la charge dans des conditions transparentes et non-discriminatoires. Ce régime dit « d'accès des tiers aux stockages » (ATS) a été initialement mis en place pour permettre aux nouveaux fournisseurs de remplir leurs obligations légales lors de l'ouverture du marché du gaz européen. Seuls les opérateurs historiques disposaient alors de capacités de stockage ; ils devaient donc les ouvrir aux fournisseurs alternatifs qui se présentaient sur le marché français.

Les opérateurs de réseaux de transport restent cependant prioritaires pour l'accès aux stockages qui leur sont indispensables pour équilibrer en permanence la pression du réseau. Historiquement liés aux réseaux de transport, les stockages étaient jusqu'à il y a peu toujours complètement remplis en début d'hiver, le prix élevé du gaz en hiver suffisant à justifier économiquement le coût du stockage, pour tous les fournisseurs. L'équilibre économique et technique du réseau était ainsi optimisé.

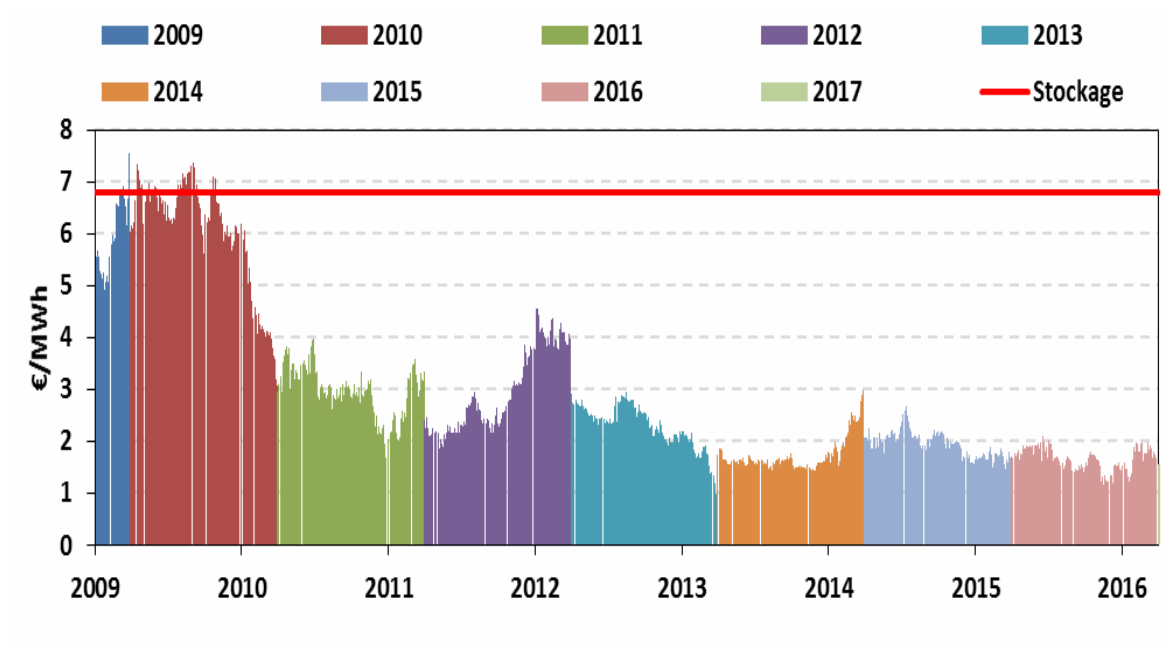
Le problème se porte actuellement sur les prix du stockage en France. Jusqu'en 2011, le différentiel de prix du gaz entre l'été et l'hiver (« *spread* ») était suffisant pour rémunérer le stockage saisonnier : l'obligation de stockage était donc remplie de façon « économique » par les fournisseurs. Depuis cette période, les prix ont fortement baissé, le différentiel étant désormais insuffisant pour couvrir le prix du stockage proposé par les opérateurs (1,5 à 2 €/MWh de différentiel pour un prix de 6 à 7 €/MWh). Les stockages ont été de ce fait de moins en moins utilisés et les risques de tension en hiver se sont fortement accrus depuis 2010, les stockages n'étant plus totalement remplis.

L'évolution des prix et des capacités de stockages souscrites depuis 2008-2009 est décrite dans les tableaux *infra*.

⁷ Le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 modifiant le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz a été codifié dans le livre 4 (articles R. 421-1 à R. 421-22) de la partie réglementaire du code de l'énergie par le décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015.

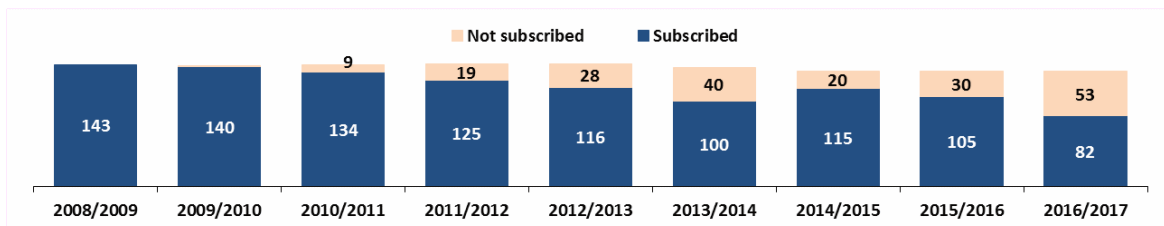
Rapport

Graphique 4 : Évolution des « spreads » été-hiver depuis 2009



Source : DGEC.

Graphique 5 : Souscription de capacités de stockages depuis 2008-2009 pour la France



Source : DGEC.

Pour les opérateurs de stockage, la situation a été très critique à partir de la campagne 2012-2013, conduisant à des mises « sous cocon » (exemple : Trois-Fontaines démarré en 2011 dans un gisement déplété et arrêté en 2014) ou à des retards dans la mise en œuvre de nouvelles capacités répondant mieux aux besoins de débit rapide de soutirage (exemple : Hauterives dans l'Ain). Il est fait état, sur plusieurs sites, de pertes de l'ordre de plusieurs dizaines de millions d'euros (coûts d'exploitation et amortissements), qui pourraient atteindre l'ordre du milliard d'euros en cas de fermeture définitive de sites (gaz coussin à amortir).

L'hiver 2011-2012 a, en outre, été très rigoureux, provoquant des tensions sur le système d'approvisionnement, mettant à jour les risques de déséquilibre physique du réseau de gaz. La situation en amont de l'hiver 2013-2014, où les capacités non souscrites ont atteint pour Storengy 40 % des volumes, a donc justifié la recherche d'une solution plus durable.

Une consultation a été menée en 2013 sur un système provisoire conduisant au décret du 12 mars 2014, qui renforçait les obligations de stockage des fournisseurs en les répartissant autoritairement, mais laissait aux opérateurs de stockage la liberté totale de fixer leurs prix, donc leurs marges. Ce système est considéré comme provisoire.

1.2.2.1. Les obligations du décret de 2014 sont aujourd'hui fortement contestées

Aujourd'hui, selon le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 modifiant le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel, et les arrêtés d'application de ces décrets⁸, les obligations de stockage fixées par l'État ont été renforcées pour les fournisseurs et leur accès aux stockages se fait à des conditions « négociées » avec les opérateurs de stockage, mais, face au duopole existant pour le stockage de gaz en France, les prix sont largement dictés par ceux-ci et considérés comme trop élevés.

Pour les fournisseurs, les obligations de stockage ont été mal respectées pendant quatre ans, mais en l'absence de sanctions, ils n'ont pas été pénalisés dans cette période où le gaz était abondant et bon marché, même l'hiver. Le dispositif mis en place en 2014 est beaucoup plus contraignant et ces contraintes supplémentaires (en volume et en prix) ont conduit les fournisseurs réunis dans l'UPRIGAZ (Union des Fournisseurs Privés du Gaz) et la société ENI à déposer un recours pour excès de pouvoir contre le décret de 2014 devant le Conseil d'État. Leurs arguments reposent, outre des problématiques de légalité externe liées à l'absence de consultation de la commission de régulation de l'énergie et de l'autorité de la concurrence et à la méconnaissance du principe de légalité des peines, sur des motifs d'illégalité interne ayant trait au durcissement des obligations de stockage pour les fournisseurs. Ceux-ci considèrent en effet que ce système est trop coûteux pour eux et peu prévisible, étant « à la main » des stockeurs et ne pouvant pas être répercuté immédiatement dans les prix de vente de gaz.

En effet, l'article 9 du nouveau décret impose que le fournisseur doit désormais disposer de volumes de stocks de gaz (et des débits de soutirage assortis) mais aussi détenir des capacités de stockage correspondant à son obligation de détention de stocks.

Les requérants soutiennent que ces obligations nouvelles vont au-delà de ce qu'exige la loi, notamment le premier alinéa de l'article L. 421-4 du code de l'énergie qui dispose que :

« Tout fournisseur doit détenir en France, à la date du 31 octobre de chaque année, directement ou par l'intermédiaire d'un mandataire, des stockages de gaz naturel suffisants, compte tenu de ses autres instruments de modulation, pour remplir pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte de clients mentionnés au troisième alinéa de l'article L.421-3⁹. Il déclare à l'autorité administrative les conditions dans lesquelles il respecte cette obligation. »

Selon les requérants, la seule obligation pesant sur les fournisseurs est d'assurer la continuité du service aux clients prioritaires en demeurant libres des moyens utilisés pour atteindre cet objectif. Le stockage de gaz n'est donc, selon eux, qu'un moyen parmi d'autres, qui ne s'impose que si l'obligation d'alimentation ne peut être satisfaite par les autres instruments de modulation dont dispose le fournisseur.

En outre, les requérants considèrent que le décret impose une obligation nouvelle de détention de capacités de stockage, non prévue par la loi. En effet, l'article 12-II nouveau du décret n° 2006-1034 prévoit que :

« En vue de garantir le respect de l'obligation mentionnée au I, il lui est associé une obligation de détention de capacités de stockage acquises au titre de droits, en volume utile et en débit de soutirage de pointe, correspondant à l'obligation de détention de stocks. »

⁸ Arrêté du 11 mars 2014 modifiant l'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage.

⁹ Article L.421-3 : *Les stocks de gaz naturel permettent d'assurer en priorité : (...) La satisfaction directe ou indirecte des besoins des clients domestiques et de ceux des autres clients n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture interrompible ou assurant des missions d'intérêt général ; (...)* »

Rapport

Enfin les requérants soutiennent que le décret est attaché d'inconventionnalité en indiquant qu'il méconnaît les dispositifs institués par la directive européenne n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009 du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive n° 2003/55/CE ainsi que le règlement européen n° 994/2010 du parlement européen et du conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

Ce point vise notamment la proportionnalité de la mesure et indique également que celle-ci a pour effet de fausser indûment la concurrence au sein du marché intérieur du gaz. En outre, le recours développe le point de l'obligation de localisation du stockage en France, arguant de ce que l'article 8 du règlement précité indique que « *l'autorité compétente n'exige pas que les normes [d'approvisionnement – note du rédacteur] soient respectées en tenant compte uniquement des infrastructures situées sur son territoire* ».

Le recours est pendant devant le Conseil d'État, lequel a transmis à la CJUE deux questions préjudicielles au plan européen, à savoir l'éventuelle discrimination entre stockages en Europe que créerait l'obligation de stockage en France et le caractère trop « horizontal » (80 % pour tous) des obligations au regard des autres moyens d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz.

Le système juridique actuel est donc susceptible d'être annulé.

1.2.2.2. L'arrêt de la réforme envisagée crée un attentisme chez les fournisseurs

Dans l'intervalle, une réforme avait été préparée pour mettre en place un mécanisme de régulation plus durable et plus acceptable par tous les acteurs. Il devait aboutir à la publication d'une ordonnance avant le 17 août 2016¹⁰ : le nouveau système faisait place au marché pour la vente des capacités de stockage et complétait le prix par un « terme tarifaire » de transport, qui n'a pas été approuvé par le Conseil d'État. Le nouveau système n'a donc pas vu le jour.

Ce même « terme tarifaire », requalifié en taxe, a ensuite été présenté en loi de finances rectificative pour 2016 au titre d'un complément à la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), mais retiré finalement du PLFR pour permettre un examen approfondi de l'ensemble de la problématique de régulation des stockages.

En toute hypothèse, un texte législatif était nécessaire pour mettre en place l'utilisation de ce prélèvement au profit des opérateurs de stockage, au travers d'un compte d'affectation spéciale dont les règles devaient être définies.

De même, le rôle de la commission de régulation de l'énergie dans le futur système relève de la loi, car elle a actuellement pour mission de contrôler l'accès aux stockages, mais pas d'en fixer le prix. Or il s'agissait d'accorder aux opérateurs de stockage un complément de prix correspondant aux revenus du stockage qui seraient « autorisés » par la CRE. Cette nouvelle mission de régulation impose une mesure législative.

Les fournisseurs sont généralement demandeurs de l'aboutissement d'une réforme et d'une stabilisation du système, afin de pouvoir prendre en compte le coût du stockage dans leurs offres de gaz en toute transparence et en toute sécurité pour eux comme pour leurs clients. Dans l'intervalle, selon les comportements, le coût du stockage est plus ou moins bien anticipé, malgré l'existence d'une obligation fragilisée, mais toujours en vigueur.

¹⁰ Article 167 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte autorisant le gouvernement à prendre une ordonnance dans les 12 mois.

1.2.2.3. Ni un retour à la situation antérieure, ni le statu quo n'apparaissent tenables

Une réforme législative est nécessaire pour mettre en œuvre un système de régulation du stockage de gaz mieux maîtrisé et accepté par tous les acteurs. Le retour à la situation antérieure d'une obligation de stockage renforcée, mais sans régulation des prix, ou, *a contrario*, appliquée sans sanction en cas de non-respect, est difficilement envisageable.

Dans le premier cas, le dispositif serait sans aucun doute à nouveau contesté pour des raisons de concurrence européenne, le système français de stockage étant considéré comme protégé à l'excès des aléas des marchés.

Dans le second cas, c'est l'équilibre du réseau de gaz qui serait mis en péril, si aucune solution durable conduisant au remplissage correct des stockages n'était trouvée. Les années 2010-2014 en ont fourni un bon exemple, non dépourvu de risques, même si le risque maximal dit « de 2 % » ne s'est pas réalisé.

Le manque de visibilité sur l'avenir est un fort handicap pour les acteurs, autant pour les opérateurs de stockage qui ne peuvent pas prévoir leur avenir à moyen terme de façon économiquement raisonnée, que pour les fournisseurs qui supportent les impacts négatifs sur les contrats de fourniture n'incluant pas ces obligations de stockage au niveau actuel.

Actuellement, l'incertitude provoque une perte de compétitivité sur les marchés pour les fournisseurs « vertueux » qui couvrent la totalité des obligations de stockage au prix fort dans leurs offres tarifaires. Certains peuvent être tentés de « faire l'impasse », mais au risque potentiel d'un déséquilibre du réseau le moment venu, en cas de tension physique.

Les gestionnaires de réseaux y sont donc également très attentifs.

2. La nécessité d'une régulation est confirmée et son périmètre doit être fixé objectivement par l'État

La situation actuelle est très favorable aux stockeurs, mais contestée par les fournisseurs, l'équilibre économique des stockages étant assuré – et au-delà – par un renchérissement de leurs obligations. Un besoin de visibilité et de cohérence est fortement affirmé par tous les acteurs.

2.1. Il appartient à l'État de définir les besoins de stockage et la couverture optimale des risques

Le périmètre des actifs entrant dans le cadre de la régulation est évidemment un paramètre essentiel du système à mettre en place. La logique consiste à retenir dans ce périmètre l'ensemble des actifs strictement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. En effet, une prise en compte trop extensive s'exposerait à deux écueils :

- ♦ faire supporter aux consommateurs finaux, au titre des tarifs régulés, un (sur)coût excessif, grevant ainsi leur pouvoir d'achat (ménages) et leur compétitivité (entreprises) ;
- ♦ risquer de voir requalifier par les autorités européennes de la concurrence une compensation excessive d'aide d'État induite au bénéfice des entreprises de stockage françaises, donc illégale au titre des règles de fonctionnement du marché intérieur (article 108 §2 du TFUE). L'ensemble du dispositif de régulation serait alors susceptible d'être remis en cause.

La définition du périmètre du stockage souterrain de gaz naturel à réguler doit être objectivement fondée. Elle est liée à l'analyse des besoins, soit courants pour l'hiver gazier, soit de couverture de risques moins fréquents, tels que les pointes de froid sur 20 ans (risque 5 %) ou 50 ans (risque 2 %), ou les ruptures d'approvisionnement d'une source majeure (risque géopolitique ou technique).

2.1.1. La consommation courante de gaz en hiver dimensionne le besoin de stockage

Tout d'abord, les besoins de stockage sont évidemment liés aux perspectives de consommation de gaz naturel en France et en Europe. Ces dernières années, on a constaté une tendance à la baisse de cette consommation. Mais l'année 2014 semble avoir marqué un point bas autour de 450 TWh consommés au total en France. Une légère remontée a ensuite été observée, fonction des variations climatiques d'une année sur l'autre autour de 465 TWh en 2015 et 2016.

Selon les scénarios retenus, la demande totale de gaz naturel en France devrait soit se stabiliser à horizon 2030, soit croître encore jusqu'à 560 TWh dans les scénarios les plus hauts. Si les parts du résidentiel, du tertiaire et de l'industrie continuent à diminuer, grâce à une meilleure maîtrise de l'énergie, ce sont la cogénération et les centrales électriques au gaz qui devraient se développer, en appoint aux énergies renouvelables intermittentes, selon les professionnels. Si une taxe carbone élevée intervenait sur ce segment, cela pourrait ramener les perspectives à une stabilisation par rapport à aujourd'hui. L'estimation moyenne des besoins se situe à environ 461 TWh pour les gestionnaires de réseaux, dont à terme 10 % de biométhane, qui doit être aussi injecté sur le réseau¹¹.

Dans ces conditions, il apparaît prudent de ne pas prévoir de grandes variations quantitatives à court terme des besoins de stockage correspondant à la consommation globale de gaz.

¹¹ Hors autoconsommation, phénomène aujourd'hui marginal.

2.1.2. En France, la couverture du risque est historiquement celle d'un hiver froid tous les 50 ans

L'évaluation des besoins de stockage correspondants est du ressort de l'État, mais tous les opérateurs de la chaîne gazière en ont leur propre appréciation.

Ainsi la DGEC effectue une répartition *a priori* et un contrôle annuel des stockages souscrits et remplis par les fournisseurs, en fonction de leur portefeuille de clients raccordés au réseau de transport ou de distribution. Les modalités de calcul des obligations de stockage sont fixées par l'arrêté du 16 juin 2016, en application des décrets de 2004 et de 2006 fixant respectivement les conditions des obligations de service public et de l'accès aux stockages souterrains.

Initialement prévue comme un droit pour assurer aux fournisseurs alternatifs un accès au stockage en France lors de l'ouverture des marchés de l'énergie, l'obligation de stockage doit être établie en volume au début de chaque hiver (au 1^{er} novembre), mais aussi en débit journalier pour couvrir les périodes de pointes saisonnières. Elle est répartie *a priori* à hauteur de 80 % des droits de chaque fournisseur. Elle doit faire l'objet de rectification en cas de transfert de clients d'un fournisseur à l'autre, ce qui rend complexes les prévisions. Les obligations de stockage doivent aussi en principe prendre en compte les autres instruments de modulation de la fourniture de gaz pour chacun des fournisseurs, dans la répartition de celles-ci, mais cette prise en compte est forfaitaire actuellement (20 %). Ce volet fait l'objet d'une analyse détaillée *infra* (cf. § 3.1.3).

L'État et les transporteurs de gaz naturel réalisent également une veille permanente sur les recours aux stockages en période de pointe hivernale et interviennent en cas de tension sur l'équilibre offre-demande due à des congestions locales, comme celle qui s'est produite cet hiver dans le sud-est de la France : à l'est de Marseille, le réseau de desserte de GRT-Gaz comporte un goulot d'étranglement à l'entrée de la zone, qui a nécessité l'appel massif aux stockages sans toutefois entamer les stocks de sécurité¹². Ces modalités relèvent d'un plan d'action préventif, qui fixe également les droits et obligations de stockage de chacun des fournisseurs au début de chaque hiver.

En cas de risque majeur, l'État met en œuvre le plan d'urgence gaz au titre de l'article 4 du Règlement européen n° 994/2010 sur la sécurité d'approvisionnement en Gaz, qui prévoit entre autres l'ordre de priorité des interruptibilités par catégories de clients. Les plans sont soumis à l'examen de la Commission européenne, qui a émis le 9 octobre 2015 un avis demandant des explications à la France sur certains points restés insuffisamment détaillés. Des rendez-vous réguliers avec la Commission permettent d'échanger sur la mise en œuvre des textes européens de façon aussi homogène que possible en Europe, même si chaque pays a ses particularités en terme d'approvisionnement et de consommation. Celle-ci admet notamment l'évaluation du risque de probabilité 2 % retenue par la France, alors qu'elle peut être de 5 % pour d'autres pays, à condition que la solidarité européenne joue dès l'atteinte du risque de 5 % pour les voisins.

¹² Détenu par les transporteurs sur le fondement de contrats particuliers avec les stockeurs.

Rapport

Les écarts de chiffrage des besoins de stockage entre les acteurs sont assez importants :

- ◆ dans sa consultation de mars 2015, la direction générale de l'énergie et du climat avait produit des graphiques évaluant les besoins de stockages en volume à 135 TWh et en débit entre 1 500 et plus de 2 200 GWh/j¹³, soit la totalité des stockages actuellement en fonctionnement.
- ◆ pour les opérateurs de stockage, les besoins de pointe hivernale s'élèveraient en débit entre 2 295 et 2 460 GWh/j selon les hypothèses d'exportations vers l'Espagne en cas de pointe de « risque 2 % »¹⁴.
- ◆ pour les fournisseurs indépendants regroupés dans l'AFIEG, les obligations de stockage devraient se monter à 80 TWh en volume seulement. Et leur analyse des débits nécessaires diffère par le niveau de norme de sécurité à atteindre. En cas de risque de 5 %, il en résulterait un besoin diminué de 1 950 GWh/j à 1 650 GWh/j (hors risque technique ou géopolitique, qui augmenterait tout de même ces chiffres de 300 à 550 GWh/j, remontant à 2 100 GWh/j maximum). Plusieurs autres pays européens et la Commission européenne raisonnent également sur un risque « normé » de 5 % d'occurrence et non de 2 % comme en France.
- ◆ pour GRT-Gaz et TIGF, qui expérimentent chaque année ce qui leur est indispensable pour faire face à toute éventualité, les stockages actuels sont nécessaires tant en volume qu'en débit. Les interconnexions sont dimensionnées de façon à assurer la répartition des entrées de gaz sur l'ensemble du territoire à tout moment, mais elles ne sont pas toutes utilisables en cas de pointe. Par exemple, celle venant d'Allemagne n'est plus activée en ce cas, le gaz arrivant en Allemagne étant entièrement mobilisé sur son territoire. Les terminaux méthaniers apportent un complément éventuel, pas toujours disponible immédiatement, comme on l'a vu durant la pointe de froid de janvier 2017 dans le Sud-Est où le terminal méthanier de Fos n'était pas en mesure de fournir du gaz. La répartition des sites de stockage de façon optimale sur l'ensemble du territoire est un élément supplémentaire de sécurité du système qu'il convient de prendre en compte en cas d'évolution du périmètre régulé des stockages, car les congestions locales peuvent être fortes.

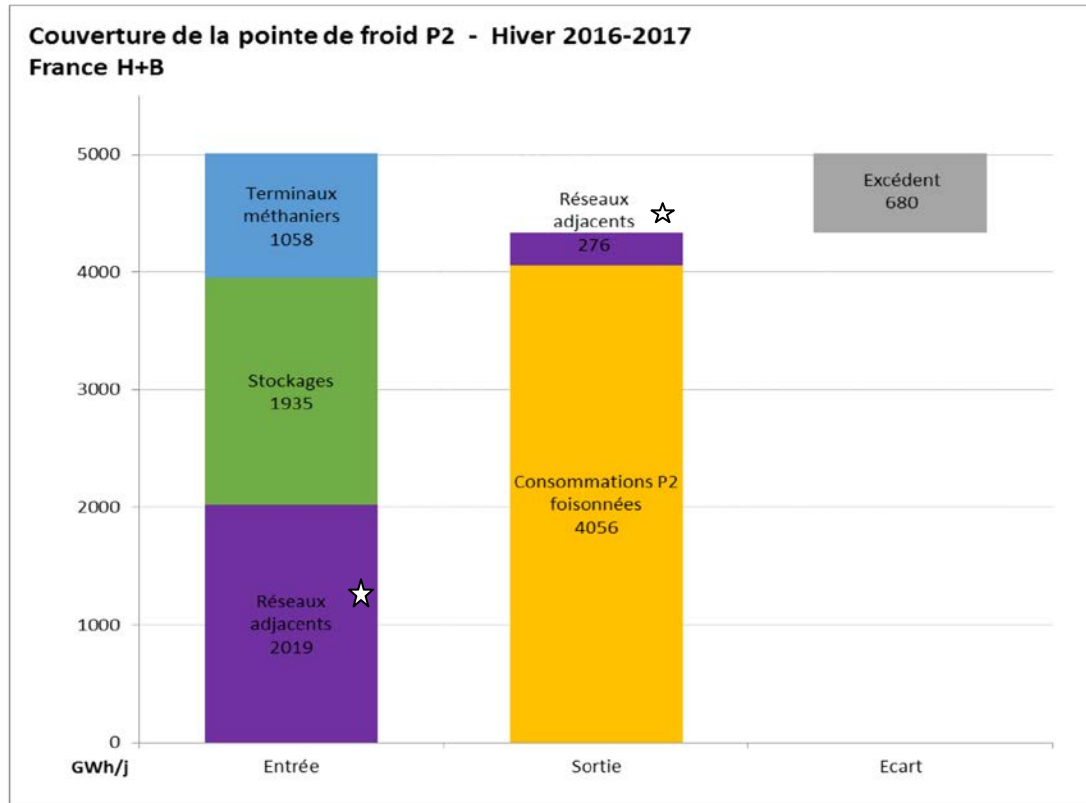
Au total, pour l'hiver 2016-2017, les gestionnaires de réseaux dans leur « *Winter Outlook 2016-2017* » tablaient sur des stockages à hauteur de 1 935 GWh/j en pointe au risque 2 %, tout en gardant un volant de manœuvre d'environ 15 % de la consommation et des exportations prévues, permettant de faire face à une baisse des approvisionnements des terminaux méthaniers de 60 %, par exemple, soit 680 GWh/j d'excédent de capacité disponible, comme le montre le graphique suivant.

¹³ En débit moyen à 45 % de volume utile, ce qui correspond à un débit maximum de 2 400 GWh/j.

¹⁴ Il convient de noter que le projet de liaison européenne de transport de gaz « Mid-Cat » entre la France et l'Espagne, joint à la volonté de mettre en œuvre une solidarité européenne accrue, viendrait à terme augmenter cette possibilité d'exportation et les besoins de stockages liés.

Rapport

Graphique 6 : Couverture du bilan gazier 2016-2017



Hypothèses de calcul :

Consommations fermes foisonnées à la pointe de froid au risque 2%

DK LNG vers PEG Nord: 250GWh/j souscrits

Entrée Obergailbach: Ferme vendu en sortie côté Allemagne

Sortie Oltingue à la souscription au 31/10/2016

Sortie PEG Nord Alveringem à 0 GWh/j

Echanges France-Espagne à Pirineos à 0 GWh/j

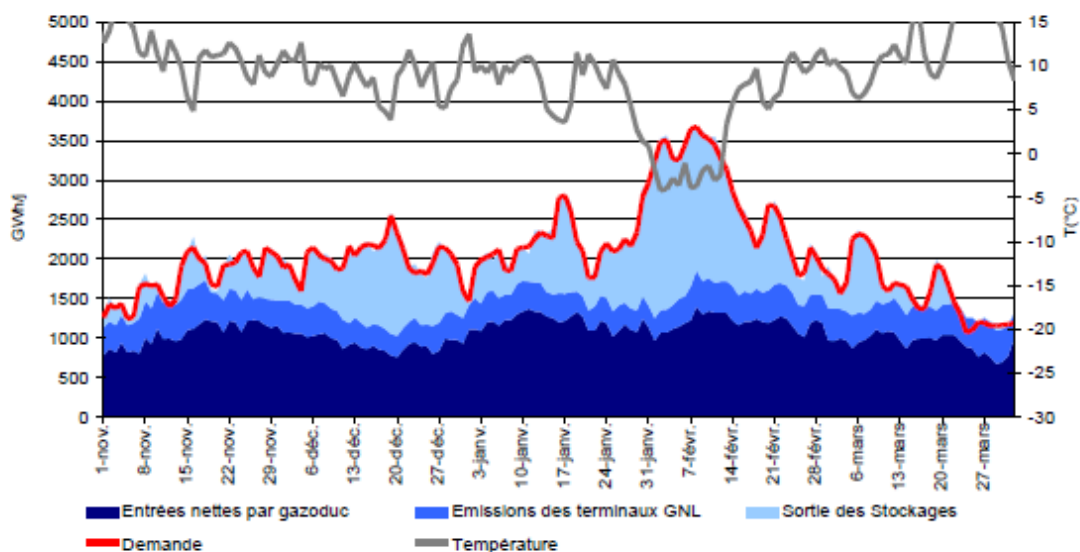
* Les réseaux adjacents sont les réseaux connectés au réseau gazier français (Allemagne, Suisse, Espagne et Belgique).

Source : Winter Outlook – GRT-Gaz.

Enfin le retour d'expérience de l'hiver 2011-2012, critique sur l'approvisionnement en gaz pendant 12 jours, montre qu'une pointe de soutirage de 2 137 GWh/j a été nécessaire, alors que la vague de froid ne représentait qu'un risque d'occurrence de 14 % (une fois tous les 7 ans).

Rapport

Graphique 7 : Retour d'expérience pointe de froid 2011-2012



Source : Storengy.

2.1.3. L'actuelle PPE inclut aujourd'hui dans le périmètre jugé nécessaire tous les stockages existants, y compris ceux « sous cocon » et en projet

Par rapport aux besoins, le périmètre actuel et futur des stockages pour les années à venir est fixé dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Publiée en 2016, celle-ci a retenu une hypothèse jusqu'en 2023 comportant tous les stockages actuels en fonctionnement, sous cocon et les projets ayant déjà obtenu les autorisations administratives. La DGEC indique qu'elle envisage de réexaminer la question à partir de 2018, c'est-à-dire d'étudier à nouveau si tous ces stockages sont indispensables et si la norme de sécurité d'approvisionnement retenue en France est justifiée, dans la première révision de la PPE¹⁵. D'ici là, elle souhaitait faire entrer tous les stockages actifs dans le dispositif de régulation avec enchères, initialement prévu en 2015-2016 et objet du présent rapport.

Bien que les prévisions de consommation de gaz dans la même PPE soient en baisse au titre de la transition énergétique, il n'est pas prévu de mécanisme d'adaptation des volumes de stockages en fonction de cette évolution. Les estimations de besoins des industriels du gaz sont cependant plus élevées que celles de l'État et tablent sur un maintien de la consommation au niveau actuel¹⁶, ce qui est cohérent avec le maintien des stockages en activité. L'augmentation prévue de ceux-ci avec les opérations déjà engagées restera également à confirmer, en fonction de la régulation et des prévisions économiques qui en découleront.

¹⁵ La PPE est révisable tous les cinq ans, une première révision étant prévue en 2018. De plus, son article 9, qui répertorie l'ensemble des sites « considérés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement », peut être modifié par décret en tant que de besoin.

¹⁶ Source : Perspectives gaz naturel et renouvelable – Bilan pluriannuel gaz 2016 des gestionnaires de réseau.

Rapport

Pour la mission, il est exclu, dans le délai imparti de refaire des analyses complètes sur le périmètre des stockages à prendre en compte dans le mécanisme de régulation envisagé. Elle se fondera pour la suite sur les hypothèses de la DGEC reprises dans la PPE actuelle, en volume (138 TWh) et en débit (2 400 GWh/j) à conserver en activité à **moyen terme**, sans préjuger de la manière de les garder en fonctionnement à ce stade (cf. *infra*). Cependant, tout en comprenant l'hypothèse conservatrice consistant, dans un premier temps et par souci de sécurité, à retenir l'ensemble des infrastructures de stockage aujourd'hui opérationnelles, la mission attire l'attention sur la nécessité de l'étayer par la justification la plus objective possible, au risque sinon de s'exposer aux deux types de difficultés évoquées plus haut (risque économique pour les consommateurs et risque juridique).

2.2. La réforme doit répartir les obligations entre les acteurs de manière transparente et équitable

L'État est responsable à la fois de la sécurité d'approvisionnement et de la régulation des éléments de la chaîne gazière qui entrent dans les tarifs offerts aux consommateurs. Il doit répondre aux obligations européennes, d'ailleurs en cours d'évolution, dans le sens d'une plus grande solidarité. Il lui revient de trouver le chemin pour établir un dispositif équitable, stable et lisible.

2.2.1. Un périmètre de régulation qui doit être révisable à intervalle régulier

Les positions des acteurs sur le périmètre de régulation du stockage sont très éloignées les unes des autres.

Les fournisseurs ont bénéficié du droit d'accès aux stockages pendant les années où les différentiels de prix du gaz entre été et hiver étaient élevés et justifiaient économiquement de stocker les volumes modulés entre l'été et l'hiver, mais il n'en est plus de même aujourd'hui, les prix ayant fortement baissé depuis 2010-2011 (cf. *supra*). Dès lors, ils ne cherchent plus à remplir leurs droits, mais au contraire à alléger leurs obligations de stockage. Ainsi, les capacités ne sont plus complètes en début d'hiver, sauf complément apporté par les stockeurs eux-mêmes. Et la situation perdure pour les souscriptions de l'hiver prochain, actuellement commercialisées à hauteur de 75 TWh sur les 135 TWh disponibles.

Face aux tensions rencontrées durant l'hiver 2011-2012 dans ce contexte, le régime provisoire mis en place en 2014, qui renforce les obligations et les fixe à 80 % des droits calculés sur le portefeuille de clients protégés, mais laisse libres les prix « négociés » avec les stockeurs, ne les satisfait pas. Ils souhaitent tous voir cette situation évoluer, la plupart du temps par une régulation qui, d'une part, tienne compte des autres instruments de modulation de façon équitable et personnalisée et, d'autre part, leur permette de répercuter automatiquement et de manière prévisible le coût de l'obligation de stockage dans leurs tarifs de vente de gaz.

Le calcul forfaitaire de 80 % des besoins des clients protégés effectué par la DGEC *a priori* devrait donc être revu pour intégrer une prise en compte des réservations aux terminaux méthaniers avec contrats de livraison de GNL, ou des stocks à l'étranger avec contrats de long terme sur les interconnexions et l'approvisionnement du gaz, ou encore des contrats déjà modulés.

Rapport

Les opérateurs de stockage voient les souscriptions baisser d'année en année et s'inquiètent, car la mise sous cocon, si elle n'est pas irréversible, représente une perte due à la dépréciation des actifs, et notamment du gaz coussin qui s'y trouve stocké. C'est ainsi que Storengy a mis sous cocon trois sites depuis 2014 et 2015 et a enregistré une forte dépréciation en fin d'exercice 2013. Les évolutions prévues par la PPE sur une consommation de gaz en baisse à moyen terme et les conséquences sur les besoins de stockage des allègements souhaités par les fournisseurs peuvent conduire à des fermetures de sites progressives et à des dépréciations fortes.

Inversement, l'asymétrie entre les opérateurs de stockage et les fournisseurs, qui résulte du maintien d'une liberté des prix dans un contexte d'obligation de stockage renforcée, n'est pas soutenable dans la durée. Les opérateurs de stockages et leurs salariés comprennent tout l'intérêt qu'il y aurait à un système stabilisé et permettant une bonne visibilité sur leur activité.

C'est pourquoi ils sont demandeurs d'une réforme qui leur garantisse, comme le projet d'ordonnance le faisait, un revenu régulé et un remplissage complet, notamment Storengy, dont les capacités plus vastes sont plus diversifiées et ne se commercialisent pas toutes au meilleur prix.

Entre les deux positions, il revient à l'État de fixer le périmètre de régulation des stockages et, au-delà, des évolutions de la consommation prévisionnelle de gaz et des besoins en découlant, de permettre à ce périmètre d'évoluer pour intégrer de nouveaux sites, plus performants, le cas échéant en substitution d'autres sites qui seraient dès lors mis « sous cocon ».

Il peut s'appuyer sur la commission de régulation de l'énergie qui dispose d'une bonne connaissance du secteur et d'une pratique de la concertation et du contrôle nécessaires des mécanismes de régulation. Elle peut également mettre en place des incitations à trouver les volumes, débits et prix les plus justes à moyen terme par une tarification adaptée aux évolutions.

Toutefois, il sera nécessaire de confier ces nouvelles missions à la CRE par voie législative, la loi actuelle ne lui donnant pas le pouvoir d'intervenir sur les prix du stockage du gaz.

2.2.2. Chaque acteur doit prendre en charge une part de la valeur système et de la sécurité d'approvisionnement, qui profitent à tous

La souscription par les fournisseurs des capacités de stockage correspondant à leurs besoins, surtout dans un contexte de révision des obligations pour mieux tenir compte *a priori* des autres instruments de modulation, ne suffira pas à remplir la totalité des volumes et des sites de stockage en fonctionnement. La simple valeur économique, ou même de sécurisation des clients en portefeuille, ne couvre pas la valeur complète et *a fortiori* les coûts complets des stockages. Un partage est donc nécessaire avec l'intervention de nouveaux acteurs.

Le réseau de transport a clairement besoin des stockages au niveau actuel pour la modulation été-hiver, mais aussi et surtout pour l'équilibre journalier du réseau (gaz de conduite pour assurer la pression) et en cas de tensions locales ou nationales, voire internationales, entre offre et demande provoquant des congestions. Les stockages sont un outil de régulation du réseau de transport, certes au même titre que d'autres ressources sur le marché qui peuvent répondre aux appels d'équilibrage de GRT-Gaz ou TIGF, mais de façon plus sûre, plus rapide et plus précisément localisée que les autres.

Rapport

En outre, certains professionnels estiment qu'en l'absence de stockages, le réseau devrait être quasiment doublé pour faire face aux besoins de l'hiver, avec des investissements lourds amortis sur une partie de l'année seulement, à supposer qu'il soit ainsi possible d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour un pays comme la France, qui se trouve en « bout de chaîne » du réseau gazier européen. La valeur des stockages est donc très élevée pour les réseaux. Ceci plaiderait pour qu'ils soient en dernier recours responsables de leur remplissage, même si le surcoût de transport correspondant est bien intégré au tarif et est bien entendu complètement couvert.

Une participation des réseaux de transport de gaz à la souscription, voire au remplissage des stockages devrait être envisagée et intégrée au tarif de transport, pour tenir compte du rôle que ceux-ci jouent dans l'équilibre journalier et la sécurité des réseaux.

Les clients du réseau de transport (industriels et centrales à cycle combiné au gaz - CCCG) sont actuellement considérés comme « non-protégés » sauf exception (missions d'intérêt général). Ils ne supportent donc pas le coût des obligations de stockages imposées aux fournisseurs. La logique veut qu'ils soient vus comme « interruptibles » ou « délestables » avec un préavis de 2 heures en cas de mise en œuvre du plan d'urgence gaz. Cependant, dans les faits, leur consommation reste acquise, l'arrêt des installations industrielles nécessitant plusieurs heures ou jours, et les centrales à cycle combiné au gaz fonctionnent en général à plein régime pour la production d'électricité en cas de pointe de froid.

La distinction des clients véritablement interruptibles serait une voie pour clarifier leur situation. Elle fait l'objet par ailleurs d'un projet de décret élaboré par la DGEC. Cependant, d'autres considérations plaident pour le maintien d'une exemption pour ces clients, car ils sont la plupart du temps exposés aux « fuites de carbone », c'est-à-dire délocalisables vers des pays « moins vertueux » si la France a des coûts plus élevés sur le gaz consommé. L'Europe reconnaît des possibilités d'exemption pour ces industries que les pays européens souhaitent garder sur leur sol.

Le maintien d'un tarif de transport allégé des coûts de stockage se justifie dans ce cadre. L'intégration d'un éventuel terme lié au transport devra être largement atténuée pour ces clients industriels en fonction de leur profil de tarification.

La question peut cependant se poser différemment pour les centrales à gaz qui resteraient compétitives en cas de pointe de froid et font appel, quant à elles, très fortement aux stockages.

Les clients du réseau de distribution, dans le schéma actuel, supportent les coûts des obligations de stockage faites à leurs fournisseurs. On peut supposer que, dans l'avenir, une moindre rémunération des opérateurs de stockage sera appliquée dans le cadre de la réforme projetée et, éventuellement, une part prise en charge par les producteurs d'électricité à cycle combiné, ce qui devrait donc être plutôt favorable aux consommateurs domestiques et tertiaires ou industriels raccordés au réseau de distribution, même si le périmètre des stockages ne change pas beaucoup. Pour les industriels gazo-intensifs, des abattements pourraient par ailleurs être introduits sur le surcoût lié aux stockages comme l'article 66 de la loi n° 2016-1888 du 28 décembre 2016 de modernisation, de développement et de protection des territoires de montagne le permet à hauteur de 90 % maximum.

Du point de vue de la mission, tous les paramètres de la régulation (fixation du périmètre et son évolution, partage entre les acteurs...) devront être mentionnés dans l'habilitation à venir, si le futur Gouvernement souhaite reprendre le principe d'une ordonnance, ou dans la loi, afin de ne pas risquer comme précédemment un refus en cours de procédure.

3. La mission retient le principe d'un revenu autorisé pour les stockeurs et du financement par un terme tarifaire de transport d'un éventuel différentiel entre ce revenu et les montants tirés de la commercialisation des capacités de stockage

Le stockage souterrain de gaz doit être considéré comme un service public pour l'approvisionnement en gaz des consommateurs, quels qu'ils soient, mais plus fortement nécessaire pour ceux dont la consommation est modulée entre l'été et l'hiver. Jusqu'à présent, le système fonctionne sur des droits et des obligations, avec un prix négocié.

Dès lors que la valeur appréhendée par les acteurs de marché (« *spread* été-hiver ») ne suffit pas à couvrir le coût total des stockages, il est nécessaire de trouver un moyen, d'une part, de remplir les stockages afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement au niveau choisi par les pouvoirs publics (après dimensionnement de ce niveau, cf. *supra* sur le périmètre à financer et son évolution) et, d'autre part, de compléter le revenu des opérateurs de stockage, dans le contexte où le marché ne suffit pas à couvrir leurs coûts et les rémunérer.

La mission a examiné plusieurs hypothèses pour sécuriser le « système gazier », qui constitue l'objectif central de la réforme envisagée et propose un modèle mixte de régulation des revenus des stockeurs faisant partiellement appel au marché pour mettre en évidence la valeur économique des stockages.

3.1. Le seul modèle susceptible de maintenir le stockage et, partant, la sécurité du système à long terme est de maintenir une obligation de stockage en prenant en compte l'ensemble des moyens de modulation et de la compléter par un « filet de sécurité » fourni par les transporteurs

L'objectif de la réforme n'est pas *in fine* le financement des stockeurs, mais le maintien durable de la sécurité du « système gazier », notamment en s'assurant du remplissage des stockages jugés indispensables. Or, un écart subsiste entre les obligations de stockage faites aux fournisseurs et les besoins de sécurité d'approvisionnement du système. La mission s'est attachée à résoudre cet écart.

3.1.1. Une obligation modernisée de stockage, prenant en compte l'ensemble des instruments de modulation, ne résoudra pas les difficultés du système actuel

Dans le cas où le décret de 2014 serait censuré, il serait envisageable de prévoir un nouveau décret dans l'attente d'une réforme législative. Ce décret devrait prendre en compte de façon explicite les instruments de modulation autres que le stockage, dans le but de pallier les difficultés du décret en vigueur, telles qu'avancées par les fournisseurs de gaz.

Un tel système nécessiterait des clés de calcul pour la prise en compte des différents instruments de modulation et leur degré de fiabilité. Les taux choisis seraient nécessairement discutables et devraient résulter d'une concertation approfondie (par exemple, sur l'hypothèse d'utilisation des terminaux GNL, en l'absence de réservations fermes de méthaniers tout au long de l'hiver qui, seules, assureraient la disponibilité sans délai dans le terminal, ou sur le cumul nécessaire de stockages à l'étranger ou de contrats d'approvisionnement modulés et de capacités d'interconnexion disponibles aux frontières). Ils n'assureraient pas par eux-mêmes la transparence sur le coût de la modulation, ni un plein degré d'équité entre acteurs. Le mécanisme de régulation resterait complexe.

En outre, en diminuant encore les obligations de stockage, un tel système pourrait mener à la sous-utilisation de certains sites, donc à la création potentielle de congestions locales insurmontables en cas de pointe de froid.

Rapport

Dès lors, le fait de prendre en compte les différents instruments de modulation dont disposent les fournisseurs, selon un barème public, serait de nature à permettre à ceux-ci d'avoir davantage de visibilité et de liberté et, partant, de souscrire volontairement des capacités de stockage complémentaires dès l'hiver 2018-2019 (souscriptions de début 2018).

En toute hypothèse, et même si l'actuel décret n'était pas finalement censuré par la justice administrative, il conviendrait de procéder à l'assouplissement évoqué *supra*.

En tout état de cause, les volumes et débits souscrits au titre de l'obligation n'ont que peu de chance de couvrir la totalité du périmètre de stockages considérés comme indispensables, sauf à y intégrer un « filet de sécurité régulé » qui imposerait aux gestionnaires de réseau la souscription à prix régulé de l'ensemble des capacités non souscrites par le marché. Or, une telle obligation nécessiterait, face au duopole de fait, une régulation des tarifs qui serait rendue complexe par le caractère hybride de l'utilisation du réseau (posant la question des subventions croisées entre la partie régulée, dont le volume fluctuerait selon les conditions de souscription du marché, et la partie dite « libre », dont les prix ne couvriraient pas nécessairement les coûts).

Un tel mécanisme de régulation de niveau réglementaire n'offrirait donc ni lisibilité, ni stabilité.

C'est pourquoi une réforme législative reste nécessaire et ne saurait reposer sur le seul maintien d'un mécanisme d'obligations. Il est recommandé cependant de clarifier par voie réglementaire les règles de prise en compte des autres instruments de modulation, pour poursuivre dans la voie d'une obligation de stockage « modernisée », assortie d'une gestion nouvelle des capacités de stockage telle que présentée ci-après.

3.1.2. Commercialiser les capacités de stockage au moyen d'un système d'enchères permet de limiter les distorsions sur le marché et de révéler la véritable valeur commerciale du stockage

La Commission européenne a déjà accepté le mécanisme italien fondé sur un mécanisme d'enchères avec compensation des revenus des stockeurs, en relevant qu'il s'agit parmi les mécanismes régulés de celui qui approche le mieux les conditions de marché (cf. *infra*).

3.1.2.1. Le « panier » de prestations mises aux enchères doit être validé par la CRE sur la base d'une proposition des stockeurs

La commercialisation des capacités de stockage aux enchères, avec définition par les opérateurs des modalités de commercialisation - sous le contrôle de la CRE - fait consensus. Elle permet en effet d'offrir un cadre transparent au marché, permettant donc aux fournisseurs de répercuter les prix des stockages souscrits par leurs soins directement sur les consommateurs.

Le résultat devrait être une souscription de la totalité des volumes d'obligations de stockage, modernisées comme indiqué ci-dessus et qui demeureraient imposées aux fournisseurs. Au-delà, à terme, on estime, comme en Italie, que toutes les capacités offertes devraient même être souscrites au niveau du « *spread* été-hiver », augmenté d'une prime différenciée qui sera fonction de la valeur intrinsèque des stockages. Un complément de souscription pourrait cependant s'avérer nécessaire pendant une période transitoire (cf. *infra* § 3.1.3).

La valeur commerciale tirée des enchères devra rester acquise aux opérateurs de stockage dans le mécanisme de compensation complémentaire, afin de leur reconnaître le bénéfice de leurs performances commerciales respectives.

Rapport

3.1.2.2. Un prix de réserve très bas permettra de maximiser les quantités stockées

Le premier objectif étant de remplir les stockages pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il ne semble pas nécessaire de fixer un prix de réserve des enchères plus élevé que le « *spread* été-hiver » escompté pour l'année gazière suivante. Cela évitera le maintien d'un système complexe de « filet de sécurité », dans lequel des obligations seraient renforcées pour les fournisseurs. L'Italie a mis en place un tel système qui a rapidement démontré sa capacité à assurer un plein remplissage des stockages, dès lors que les prix de réserve ont été fixés suffisamment bas.

La DGEC a fait part à la mission de son intention initiale de fixer au contraire un prix de réserve élevé, dans le but de maintenir un signal-prix en ligne avec les coûts et en faisant appel à un « filet de sécurité » reposant sur le maintien d'obligations renforcées pour les fournisseurs, comme dans le système actuel.

Il convient tout d'abord de relever que cette complexité n'a pas été neutre dans le choix du Conseil d'État de rejeter le projet d'ordonnance de 2016. Et surtout, la mission considère que fixer un prix de réserve élevé constituerait une contradiction avec l'esprit de la création du mécanisme d'enchères qui repose précisément sur la formation par le marché du prix optimal et le rend compatible avec les règles communautaires.

Dès lors que les capacités sont mises aux enchères à un prix relativement bas (et fluctuant selon les marchés du gaz et les « *spreads* » attendus entre été et hiver suivants), se pose la question de la compensation entre les deux termes que sont les prix tirés des enchères et le revenu nécessaire pour faire fonctionner économiquement les stockages. Ce revenu doit d'abord être déterminé pour être ensuite régulé, selon nos propositions (cf. *infra* § 3.2).

Encadré 1 : L'exemple italien

Le marché italien du stockage a connu une réforme profonde en 2012 mise en œuvre lors de la campagne 2013-2014 en passant d'un système d'obligations à un système d'enchères. L'Italie dispose d'une capacité de stockage de 16 milliards de m³, composée pour l'essentiel de champs déplétés. Deux opérateurs se partagent ce marché : Stogit, qui représente 95 % des capacités et Edison Stocaggi.

Le système italien repose sur un partage de la capacité en deux catégories :

- le stockage stratégique qui représente 28 % de la capacité (environ 4,6 milliards de m³, 50 TWh) ;
- les capacités commerciales (72 % de la capacité et 11,4 milliards de m³, 125 TWh).

Le volume de la première catégorie, sa localisation et son mode de fonctionnement sont déterminés par le ministère italien en charge des questions énergétiques.

La réforme mise en œuvre par le gouvernement italien porte en fait sur la seconde catégorie. Elle repose sur un mécanisme d'enchères et la détermination d'un revenu autorisé pour les stockeurs, l'éventuelle différence entre les revenus des enchères et le revenu autorisé étant financée par une composante ad hoc du tarif de transport.

Dans le système italien, les volumes, le « panier de produits » et le prix de réserve des enchères sont définis par le régulateur depuis la campagne 2014-2015. Il convient de souligner que la fixation du prix de réserve des enchères est calée sur la valeur marché de la capacité, soit le différentiel de prix entre été et hiver (« *spread* ») moins les coûts de stockage du gaz (tarifs de transport à l'interface avec les stockages, coûts variables de stockage et coûts financiers liés à l'immobilisation du gaz). **Le prix de réserve fixé en Italie est systématiquement légèrement inférieur au différentiel été-hiver pour assurer la souscription de 100 % des capacités** (avec une variation en fonction de la performance des stockages : moins le produit est performant et plus la réduction est importante).

Ce mécanisme d'enchères a permis d'obtenir la souscription de 100 % des stockages italiens dès la campagne 2014-2015. Des modifications ont été progressivement introduites : possibilité d'enchérir chaque mois pour des produits mensuels (reliquat de capacités devant être remplies le mois suivant sans prix de réserve), suppression de la règle de priorité pour les fournisseurs de petits clients, introduction de produits pluriannuels, offre d'un produit intégré regazéification + capacité de stockage.

Les revenus tirés par les stockeurs italiens de ce mécanisme ont été les suivants.

Rapport

Tableau 2 : Montant tiré des enchères en Italie

Campagne	Montant (M€)
2013-2014	220
2014-2015	230
2015-2016	13
2016-2017	91

Source : ENI.

La baisse des revenus tirés des enchères est liée à la baisse du « *spread* » été hiver. Cette diminution a conduit à compenser davantage les stockeurs, dont le revenu autorisé a été revu à la hausse.

- Le revenu autorisé des opérateurs de stockage

Cette régulation a été confiée au régulateur sans aucun encadrement par le gouvernement italien. Le régulateur italien met en œuvre ce mécanisme selon les mêmes modalités que pour les autres infrastructures (transport, distribution...). Le principe retenu est la couverture des coûts d'un opérateur efficace avec la mise en place d'une régulation incitative pluriannuelle. Il prend en compte la rémunération de la base d'actifs régulés (de 6 % à 15-16 % avec possibilité d'un retour exceptionnel pour les nouveaux investissements), les dépréciations et les OPEX. Une délibération annuelle du régulateur vient fixer chaque année le montant du revenu autorisé des opérateurs de stockage.

En termes financiers les revenus autorisés des stockeurs italiens ont été les suivants.

Tableau 3 : Évolution du revenu autorisé des stockeurs en Italie

Campagne	Montant (M€)
2013-2014	340
2014-2015	360
2015-2016	455
2016-2017	503

Source : ENI.

La différence entre le revenu autorisé et les montants des enchères figure dans le tableau suivant.

Tableau 4 : Différence entre le revenu autorisé et les montants des enchères

Campagne	Montant des enchères (M€)	Montant du revenu autorisé (M€)	Différence (M€)
2013-2014	220	340	-120
2014-2015	230	360	-130
2015-2016	13	455	-442
2016-2017	91	503	-412

Source : Mission.

Rapport

La multiplication du montant à compenser a donc été de 3,43 en 4 campagnes. C'est donc le tarif de transport qui a supporté cette augmentation.

- La création d'une composante *ad hoc* du tarif de transport depuis le 1^{er} octobre 2015 (CRV^{OS})

Le régulateur calcule le montant de la CRV^{OS} au mois de mars de l'année N en fonction du résultat des enchères pour les capacités souscrites en février N et ses estimations du résultat des futures enchères. La valeur peut ensuite être ajustée pour assurer aux stockeurs la perception du revenu autorisé. La CRV^{OS} s'applique aux livraisons intervenant en hiver (dernier quadrimestre de l'année N et premier de l'année N+1). Chaque année, au 30 juin, les stockeurs déclarent au fond dédié, qui recueille les fonds de la CRV^{OS} perçus par les transporteurs, les revenus que ce dernier doit leur verser au titre de l'année N-1. Les stockeurs sont alors compensés au 30 juillet¹⁷.

3.1.3. Le complément d'achat permettant de saturer les stockages doit être souscrit par les transporteurs au prix « plancher » des enchères

La mission reconnaît qu'il existe un risque que les capacités ne soient pas entièrement souscrites, quand bien même le prix de réserve serait fixé en ligne avec le « *spread* » été-hiver. Ceci pourrait notamment intervenir au cours des premières années de fonctionnement du dispositif, avant que les acteurs de marché ne se soient pleinement approprié son fonctionnement; ceci pourrait également se produire si l'organisation des enchères (calendrier, type d'offres) ne répond pas aux attentes et aux contraintes des acteurs du marché. Le fonctionnement du marché italien pourra à cet égard être utile pour, dès la première année de fonctionnement, tirer profit des enseignements de son retour d'expérience.

Pour pallier ce risque, la mission recommande non pas de maintenir un système complexe d'obligations finales de souscriptions supplémentaires pour les fournisseurs, dont la base serait très fragile, mais de faire reposer le « filet de sécurité » sur les gestionnaires de réseaux.

Ceux-ci devraient, à la fin de la campagne, souscrire les capacités restantes à hauteur du prix le plus bas émis sur les dernières enchères, chacun dans sa zone. Les gestionnaires de réseaux s'assureraient à travers la négociation de leur tarif réglementé que les coûts qu'ils supporteraient éventuellement seraient répercutés dans le tarif réglementé. En pratique, ces coûts seraient limités au coût de portage entre l'été et l'hiver puisque les enchères émises devraient s'aligner avec le « *spread* été-hiver », soit un coût minime.

Le gestionnaire de réseau restera en droit de solliciter les capacités souscrites par les fournisseurs pour les besoins d'équilibrage du réseau; dans le cas où le gestionnaire de réseau serait contraint de souscrire lui-même des capacités de stockage comme indiqué *supra*, il interviendrait sur le marché pour acheter et vendre les molécules au cours de la saison selon des règles fixées par la CRE, à moins qu'il ne sous-traite à un fournisseur cette tâche, dont le coût de portage, et lui seul, sera également à imputer sur le tarif réglementé de transport.

Ainsi le remplissage des stocks en début d'hiver permettra aux gestionnaires de réseaux d'assurer la sécurité du système en tout temps et à l'État de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz de tous les consommateurs non délestables en France.

¹⁷ Des discussions sont en cours pour que ces versements deviennent mensuels.

3.2. Le revenu annuel autorisé des stockeurs doit être déterminé par la commission de régulation de l'énergie, avec un terme incitatif aux efforts commerciaux et aux performances des stockages

Dans un contexte où les obligations deviennent contraignantes (diminution du « *spread* » été-hiver nettement en-dessous du coût des stockages), compte tenu du duopole de fait du stockage en France, il paraît nécessaire d'introduire une régulation du revenu des stockeurs. En effet, en l'absence d'une telle régulation, le système abandonné au seul marché ne garantirait pas le remplissage des stockages (cas de prix négociés élevés) ou leur pérennité (cas de prix bas aux enchères) et mettrait en danger à court ou moyen terme l'approvisionnement des consommateurs en hiver ou en cas d'incident sur les fournitures extérieures (interconnexions ou terminaux méthaniens). De fait, une régulation des revenus devient nécessaire dès lors que les opérateurs de stockage sont certains de vendre leurs capacités, comme c'est le cas aujourd'hui, indépendamment des instruments de modulation concurrents : la théorie économique montre qu'un acteur en situation de monopole a tendance à surfacturer ses prestations. Inversement, lorsque rien n'y contraint réellement, faute de sanctions, les obligations ne suffisent pas à assurer le recours au stockage dans des conditions économiquement viables à long terme (en volumes et en prix).

3.2.1. Une disposition législative devra étendre le champ d'action de la CRE à la régulation du revenu autorisé des stockeurs

La commission de régulation de l'énergie est déjà impliquée dans la régulation de plusieurs marchés de l'énergie, notamment ceux du transport et de la distribution pour le gaz. Mais son mandat ne couvre pas actuellement les prix des stockages souterrains de gaz naturel. Son expérience doit cependant être mise à profit pour mettre en œuvre rapidement une réforme de la régulation de ceux-ci, d'autant qu'elle s'y est déjà préparée en 2015-2016. Une disposition législative est nécessaire à cet effet.

Plusieurs paramètres doivent être déterminés pour fixer les prix : définition des revenus nécessaires par site ou par groupement de sites ; fixation pluriannuelle ou non des revenus (par exemple sur 4 ans) pour permettre éventuellement le développement d'offres pluriannuelles de stockage ; introduction de mécanismes incitatifs pour favoriser les investissements (amélioration de performance ou nouveaux stockages) ou désinvestissements (mises sous cocon ou fermetures) utiles aux clients ; liberté ou non de la CRE pour définir la méthode de calcul du revenu régulé. Il est proposé de définir les principaux paramètres dès la réforme législative afin d'éviter un blocage dans la mise en place par l'absence de directives claires (cf. *infra* § 3.2.2).

En revanche, la mission écarte l'idée de ne réguler qu'une partie des stockages souterrains : en effet, dans le cas où le parc de stockage comporterait une part régulée et une part libre, se poserait la question des subventions croisées entre ces deux domaines. La consultation de 2015 a écarté un tel caractère hybride en retenant une mise aux enchères de l'ensemble des capacités des sites de stockage et un revenu totalement régulé. Il paraît justifié de l'écarter à nouveau. Cela devrait faciliter la lecture de la réforme, en particulier par les instances européennes auxquelles elle devrait être soumise.

Rapport

Sur la compatibilité des revenus régulés avec le droit européen de la concurrence et des aides d'État, la DGECC avait prévu en 2016 de notifier le mécanisme prévu par l'ordonnance en plaidant l'absence d'aide d'État. Des discussions ont déjà eu lieu avec la Commission européenne qui a confirmé la validité du mécanisme envisagé au regard de ses règles, en ligne avec le cas italien. Son acceptation de principe repose en grande partie sur le maintien de l'action du marché par le biais des enchères (cf. *supra*). La DGECC considère, comme la quasi-totalité des parties prenantes, que la prise en compte implicite des stockages à l'étranger par le biais des interconnexions pour dimensionner le périmètre régulé, sera suffisante pour écarter le risque de rejet du mécanisme pour cause de discrimination communautaire. Les modalités de leur prise en compte seront précisées comme indiqué *supra* (cf. § 3.1.1).

3.2.2. Le revenu annuel autorisé des stockeurs doit être déterminé par la CRE, avec une attention particulière à la valeur à l'entrée des actifs et avec un facteur incitatif à l'amélioration des performances des stockages

3.2.2.1. Le passage à la régulation nécessite d'appréhender la valeur à l'entrée des actifs

La CRE dispose d'une forte expérience en matière de détermination des tarifs régulés. De manière générale, les revenus régulés s'articulent entre l'amortissement d'actifs historiques, l'amortissement d'actifs investis sous le régime régulé et les coûts d'exploitation.

Cette méthodologie est particulièrement adaptée dans le cas d'investissements qui nécessitent peu de marge d'appréciation de la part du gestionnaire du monopole : cas de réseaux à déployer en fonction de l'évolution de la demande.

En revanche, les sites de stockage de gaz sont des actifs aux caractéristiques technico-économiques disparates : chaque site se distingue notamment par son volume utile, ses capacités d'injection et de soutirage, son positionnement dans le réseau. Ces caractéristiques dépendent fortement de l'ingénierie qui a été réalisée sur le site par l'opérateur, ingénierie dont la valeur ajoutée n'est appréhendée qu'en partie par les coûts supportés lors des investissements et par la valeur comptable.

Il apparaît donc légitime de s'interroger sur la prise en compte des caractéristiques technico-économiques des sites dans la valorisation de la base d'actifs régulés (BAR). La valorisation à l'entrée dans la BAR revêt, à ce titre, un caractère conventionnel. Il est donc cohérent que le gouvernement et le législateur se préoccupent de sa modalité de calcul par la CRE, dans la mesure où le calcul de cette valeur peut avoir une forte incidence sur les comptes des opérateurs de stockage au moment de la mise en place de la régulation. Ainsi, la valorisation comptable de ces actifs pourra varier en fonction des revenus qu'elle autorise.

3.2.2.2. Les valorisations comptables des actifs sont disparates entre opérateurs au regard de la contribution de chaque site à la sécurité d'approvisionnement

Chaque site de stockage contribue à la sécurité d'approvisionnement à hauteur du débit de pointe qu'il peut fournir. S'il était nécessaire de développer à partir de zéro un ensemble de sites de stockage, il serait pertinent de choisir les investissements qui aboutiraient au coût le plus bas pour un niveau de sécurité d'approvisionnement donné : les investissements possibles devraient alors être classés selon le coût de revient par unité de débit de pointe, pour ne choisir que les investissements qui permettent le coût de revient le plus bas.

A cet égard, l'expression des coûts des stockages en €/MWh est trompeuse : elle permet certes de calculer simplement le coût de stockage d'une quantité donnée de molécules, mais elle ne permet pas d'exprimer la valeur de la performance de chaque site pour le système, qui est mesurée par le débit en GWh/j.

Rapport

De fait, avec des prix en €/MWh variables, les opérateurs ont aujourd'hui des chiffres d'affaires par unité de débit de pointe encore plus différenciés.

Or, la prise en compte de la seule valeur comptable des actifs conduirait à une disparité importante entre les trois opérateurs. Aussi de nouvelles références doivent-elles être apportées pour ce calcul, pour guider la CRE et garder un aspect incitatif au système de rémunération des stockages.

3.2.2.3. *Le calcul du revenu régulé en fonction du débit de pointe par comparaison avec un site « standard » assurerait une meilleure équité entre opérateurs*

La mission propose que le revenu régulé soit défini en fonction du débit de pointe, au regard du coût d'une alternative équivalente. En l'absence de remise en cause dans l'immédiat du périmètre régulé et en dehors du choix d'investissements nouveaux selon le meilleur coût de revient par rapport à l'apport pour la sécurité d'approvisionnement, il est néanmoins possible de moduler les bases d'actifs régulés, donc les revenus autorisés des sites déjà en exploitation selon leur écart par rapport au revenu autorisé de référence, qui résulterait d'un investissement aujourd'hui à un coût de revient compétitif.

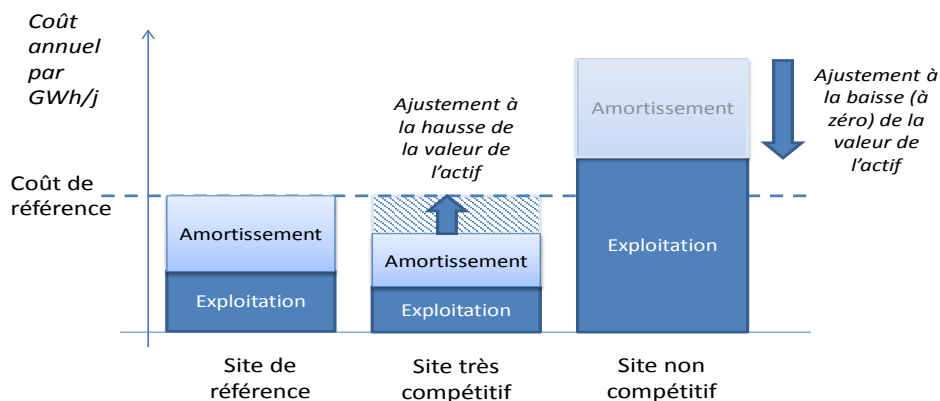
C'est notamment le cas de l'investissement prévu par Géométhane pour développer l'extension de Manosque 2, qui reviendrait à un coût complet de l'ordre de 0,20 M€ par GWh/j, auquel il faut bien sûr ajouter la marge de rémunération d'un opérateur efficace.

Sur la base de ce « *benchmark compétitif* » ou d'une référence plus « *standard* », à définir par la CRE, nous proposons que chaque site de stockage ayant un coût de revient supérieur se voie appliquer une dépréciation de la valeur de calcul des actifs régulés, à l'entrée dans la BAR, par rapport à leur valeur comptable, le cas échéant jusqu'à une dépréciation totale, tant que son coût de revient à l'unité de débit de pointe est supérieur à la valeur de référence (dans ce cas, les seuls coûts d'exploitation du site le rendraient encore moins compétitif que le site « *standard* » compétitif). Les sites ayant un coût de revient inférieur au « *benchmark* » se verraient appliquer un coefficient de modulation positif sur la valeur comptable des actifs correspondants lors de l'entrée dans la BAR, valorisant les efforts d'ingénierie déployés avant son entrée dans le périmètre de la régulation.

Le schéma suivant montre le mécanisme proposé par la mission.

Rapport

Graphique 8 : Méthode de détermination de la valeur des sites de stockage



Source : Mission.

Une telle méthodologie assurerait une équité entre sites et entre opérateurs, sans pour autant nécessairement s'écarter trop du total de la valeur actuelle des actifs pour chacun d'eux.

Ainsi, ce principe conduira surtout à répartir la BAR en fonction de la performance relative des actifs de façon plus équitable que les seules valeurs comptables.

En effet, si les sites d'un opérateur ont globalement une valeur de marché plus importante que celle qui est déterminée par une approche comptable des actifs, l'opérateur risque de contester le calcul de la BAR à la simple valeur comptable, si celle-ci était retenue.

A contrario, si les sites d'un opérateur ont globalement une valeur comptable supérieure à la valeur que ces sites apportent au système, rémunérer ces sites suivant leur valeur comptable constituerait un effet d'aubaine pour l'opérateur. Il serait, en revanche, difficile pour celui-ci de contester l'approche par la valeur pour le système, dans la mesure où cette approche lui permettrait, dans le cadre du mécanisme régulé, de continuer à percevoir des revenus pour ses sites non compétitifs qui seraient sinon, en l'absence de régulation, menacés de fermeture. De fait, Storengy a déjà déprécié intégralement ses sites mis sous cocon, malgré l'existence d'une réglementation lui laissant la libre détermination des prix qu'il pratique.

La mission préconise donc de prendre en compte systématiquement le service rendu au système par chaque installation et de prévoir ce mécanisme dans le texte législatif encadrant le rôle de la CRE.

3.2.2.4. Une telle méthodologie permettrait de mieux piloter à court et moyen terme le coût global du système pour le consommateur

Après la mise en place de la régulation, la CRE devra continuer à utiliser le coût de revient par GWh/j, afin d'inciter les opérateurs à donner un ordre de priorité à leurs investissements selon ce critère.

Cette méthodologie permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût pour le consommateur, sans remise en cause brutale du périmètre de la régulation. Elle nécessitera que la CRE choisisse une valeur « équitable » de la rémunération normale d'un site de stockage dans le cadre d'un mandat qui lui imposerait de se rapporter à cette méthodologie.

Cette référence aurait par ailleurs l'avantage de permettre ultérieurement la révision du périmètre des actifs dans la PPE, si l'on constatait la diminution des besoins de stockage, sans coût important pour le retrait d'actifs moins performants, qui seraient donc échoués. En effet, cette méthodologie assurera que les sites les moins compétitifs, donc susceptibles d'être les premiers à être fermés le cas échéant, auront déjà subi une dépréciation de la base d'actifs correspondants à l'entrée dans la régulation.

Cette prise en compte d'une référence « *standard* » ou « *benchmark compétitif* » pour la valeur des stockages, exprimée en fonction du débit de pointe, permettra de moduler efficacement la valeur des actifs entrés dans la base d'actifs régulés.

3.3. L'écart entre le revenu autorisé et le montant moyen tiré des enchères par les stockeurs doit être financé par le biais d'un terme tarifaire de transport

Trois modalités de financement de l'écart entre le revenu autorisé des stockeurs et le montant des enchères ont été examinées :

- ◆ une option fiscale (TICGN), mise en avant dans l'avis du Conseil d'État en 2016 ;
- ◆ une option parafiscale (redevance), évoquée pour faire apparaître le lien entre le financement et le service rendu par les stockages ;
- ◆ une option tarifaire (terme spécifique ajouté au tarif régulé du transport de gaz), étudiée lors de la réforme de 2016.

3.3.1. L'augmentation de la TICGN est écartée par la mission

Cette option a été étudiée par Engie et présentée aux pouvoirs publics fin 2016 à la suite de l'abandon du projet d'ordonnance. Elle présente plusieurs inconvénients et ne suffit pas à elle seule à assurer la réforme nécessaire.

3.3.1.1. Le recours à la TICGN aurait pour inconvénients une augmentation des prélèvements obligatoires et une base fondée sur le volume et non le débit du gaz soutiré

La solution la plus simple serait d'augmenter la TICGN (taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel). La TICGN est une accise collectée depuis sa création par le réseau de la direction générale des douanes et droits indirects (DGDDI). Elle présenterait donc l'avantage d'être directement opérationnelle, et ne pèserait que sur les fournisseurs et importateurs de gaz à proportion de leurs clients non exemptés.

Rapport

Par rapport à l'option de la compensation tarifaire, la TICGN présenterait l'inconvénient d'un accroissement visible du volume des prélèvements obligatoires à concurrence de l'augmentation envisagée (soit de l'ordre de 400 à 500 M€). En apparence, la TICGN évoluerait fortement, mais cette évolution ne représenterait encore qu'une faible part de l'augmentation totale prévue en vertu de la trajectoire de la Contribution Climat Energie.

L'autre inconvénient de la TICGN est de peser sur les volumes de gaz commercialisés et de ne pas tenir compte des modulations en débit entre hiver et été, qui justifient en grande partie les stockages pour le système gazier.

Ainsi, du point de vue de la mission, le lien entre l'objectif de sécurité du système et le financement du revenu régulé des stockeurs serait moins établi par l'augmentation du taux de TICGN, dont l'assiette est constituée des volumes de gaz mis à la consommation, indépendamment de toute problématique de débit.

3.3.1.2. Il serait nécessaire de mettre en place un mécanisme budgétaire permettant de rétrocéder une part de TICGN aux stockeurs avec un décalage fort entre perception et rétrocession

L'utilisation de la TICGN nécessiterait par ailleurs la création d'un mécanisme budgétaire pour allouer les sommes aux opérateurs de stockage. Un compte d'affectation spéciale pourrait être créé. Une alternative plus simple serait d'abonder le programme budgétaire « service public de l'énergie » qui couvre déjà les tarifs sociaux de l'énergie et la péréquation sur les ZNI. Dans tous les cas, une habilitation législative serait nécessaire pour décrire le mécanisme de compensation à mettre en œuvre, outre le vote annuel de la taxe en loi de finances.

3.3.2. La mise en place d'une redevance au titre de la sécurité d'approvisionnement nécessiterait la mise en place d'organes de régulation du secteur qui n'existent pas aujourd'hui

La mise en place d'une redevance de gestion des stockages de gaz naturel reposant sur une répartition entre acteurs de la profession des charges et des revenus, à l'instar du régime des stocks pétroliers dont l'obligation remonte à 1928 et a été régulièrement révisée pourrait également être envisagée. Dans le secteur des produits pétroliers, celle-ci fonctionne sur la base d'un consensus entre les acteurs, réunis dans une gouvernance associant l'État.

Mais la mission constate que le secteur du gaz, très récemment ouvert à la concurrence en France, n'a pas encore atteint la maturité suffisante pour s'autoréguler de la même façon, fût-ce sous la tutelle de l'État et des règles d'obligations strictement définies.

L'application d'une redevance *sui generis* semble donc très difficile à concevoir, les acteurs étant en désaccord sur l'objectif des stockages aujourd'hui, comme le montrent les contentieux en cours. Elle doit donc être écartée, ne serait-ce qu'en raison des délais pour mettre en place les organes de gouvernance nécessaire à l'autorégulation du secteur.

Rapport

Encadré 2 : le système des produits pétroliers

Pour remédier aux conséquences d'une crise d'approvisionnement en pétrole brut et en produits pétroliers, en provenance en particulier de pays tiers, et aux perturbations graves qui en résulteraient pour l'activité nationale, la France a, comme la grande majorité des pays industrialisés, mis en place un système de stockage minimum de produits pétroliers appelé « stocks stratégiques ».

Cette activité de stockage stratégique (constitution, conservation, utilisation) est aujourd'hui réglementée et encadrée par :

- la loi n° 92-1443 du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier et ses décrets d'application ;
- le traité d'adhésion au 1^{er} juillet 1992 de la France à l'Agence Internationale de l'Énergie (A.I.E.) ;
- la directive européenne 2009/119/CE du 14 septembre 2009 faisant obligation aux Etats membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers.

Le système français fait intervenir deux organismes de statuts différents :

- **le comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers** (C.P.S.S.P.), créé par décret n° 93-132 du 29 janvier 1993, ayant statut de comité professionnel au sens de la loi du 22 juin 1978 et disposant, à ce titre, de prérogatives de puissance publique ; il peut percevoir des redevances obligatoires et en fixer les taux ; en contrepartie, il est soumis à un encadrement administratif fort (présence d'un commissaire du gouvernement et d'un contrôleur d'État avec droit de veto) ;
- **la société anonyme de gestion de stocks de sécurité** (SAGESS), chargée de la mise en œuvre opérationnelle des décisions du comité concernant la constitution et la conservation des stocks stratégiques. Cette société de droit privé, dont les actionnaires sont les opérateurs – privés – du secteur est néanmoins soumise à un contrôle indirect de l'État : ses statuts et leurs modifications éventuelles sont approuvés par décret, et la convention la liant au CPSSP, qui fixe le cadre de son action, est également approuvée par arrêté interministériel.

Sur le plan technique, le dispositif français de constitution et gestion des stocks stratégiques répond schématiquement aux principes suivants :

- chaque opérateur pétrolier est tenu de constituer, à partir du 1^{er} juillet de l'année n, un stock stratégique égal à 29,5 %¹⁸ des quantités qu'il a mises à la consommation l'année n-1.
- ce stock stratégique est détenu et conservé par l'opérateur lui-même pour partie, sous forme de stocks physiques ou de « mises à disposition » (MAD, cf. *infra*), le solde étant délégué au CPSSP.

Chaque opérateur choisit entre deux options : 44 % du stock en propre, 56 % délégués (1^{ère} option), ou 10 % en propre, 90 % délégués (2^{ème} option). En pratique, les entreprises pétrolières, qui disposent de raffineries et de moyens de stockage intégrés, choisissent le régime 44/56, les grandes surfaces et les distributeurs indépendants le régime 10/90.

La délégation au CPSSP donne lieu au paiement d'une redevance proportionnelle à la quantité de produits conservée par le comité.

Pour satisfaire ses obligations, le CPSSP recourt à des stocks physiques, constitués, détenus et gérés opérationnellement par la SAGESS. Celle-ci établit et gère également, pour le compte du CPSSP, les contrats de mise à disposition (MAD) par lesquels un opérateur peut compter dans ses stocks stratégiques, et pour une période déterminée, des produits appartenant à un autre (qui, inversement, les défalque de ses propres stocks.)

¹⁸ L'obligation de 29,5 % s'applique à chaque catégorie commerciale, le brut étant admis en substitution de produits finis, jusqu'à une certaine proportion.

Rapport

Au total en 2015, les stocks stratégiques, toutes catégories de produits confondus (essence, gazole, fioul, carburéacteurs), représentaient 17,5 Mt de produits pétroliers :

- 3,8 Mt chez les opérateurs pétroliers (22 % du total) ;
- 12,9 Mt de stocks SAGESS (74 % du total),
- 0,8 Mt de MAD (4 % du total).

La tendance est clairement au désengagement des opérateurs pétroliers de la gestion directe de l'obligation de stocks stratégiques, puisque ces pourcentages étaient respectivement de 46 %, 24 % et 30 % au milieu des années 90 (le pourcentage en stocks SAGESS a franchi les 50 % en 2004).

Les stocks stratégiques propres des opérateurs pétroliers (« 44 % ») sont essentiellement dans les raffineries (dépôts contigus aux installations industrielles) ou dans quelques gros dépôts pétroliers dont ils sont actionnaires. Ceux de la grande distribution (« 10 % ») sont sur place dans les centres commerciaux.

Les stocks SAGESS sont situés :

- -à Manosque, dans des cavités salines souterraines, pour 42,5 % du total (brut en majorité, gazole et essence) ;
- -dans des dépôts pétroliers commerciaux (85 sites concernés), pour 38 % du total (gazole surtout, et carburéacteur) ;
- -dans les raffineries, pour 17,5 % du total (gazole, essence, carburéacteur, et brut) ;
- -à l'étranger, pour 2 % du total.

3.3.3. Le tarif de transport apparaît comme le vecteur approprié pour financer le complément destiné aux stockeurs et le plus susceptible d'être mis en place rapidement par un terme tarifaire spécifique

3.3.3.1. Un élément tarifaire spécifique lié à la sécurité du système

Cette option était celle retenue dans le projet d'ordonnance de 2016. Une ligne était ajoutée dans le tarif d'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz (l'ATRTR), visant à faire supporter la différence entre le revenu autorisé et le résultat des enchères (le montant pouvant être négatif, si les enchères sont supérieures au revenu autorisé) par les fournisseurs en fonction de leurs obligations de stockage. Dans le système proposé, il s'agit de la répartir entre les fournisseurs et les transporteurs qui l'intégreront dans le tarif d'ATRTR. Deux termes seront donc nécessaires, différant éventuellement quant à leur répartition.

Alternativement, la compensation venant des fournisseurs pourrait s'effectuer dans le tarif d'accès des tiers aux réseaux de distribution de gaz (ATRD). Ceci s'éloignerait néanmoins plus de l'objet de l'ATRD (par rapport à ce qui peut être présenté comme une contribution à un moindre dimensionnement des infrastructures nationales de transport dans l'ATRTR). Il n'est par ailleurs pas démontré que le choix de l'ATRD soit nécessaire pour assurer une certaine neutralité du mécanisme pour les gros consommateurs.

Le Conseil d'État a rejeté le projet d'ordonnance en considérant que la compensation envisagée revêtait le caractère d'un impôt de répartition sur les fournisseurs et n'entrait dès lors pas dans le cadre de l'habilitation. Le Conseil d'État indiquait pour justifier cette qualification d'impôt que le lien entre l'utilisation des réseaux de transport et le service rendu par les stockages n'avait pas pu être établi de façon convaincante.

Rapport

Une solution fondée sur l'ATRT devrait donc *a minima* être couverte par une habilitation législative mentionnant explicitement la compensation à effectuer (la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte n'évoquait pas le mécanisme de compensation en se limitant à la définition du revenu autorisé). La justification du lien entre accès au réseau de transport et participation au coût du stockage devrait être rendue plus évidente. La proposition consistant à créer une part d'obligation à la charge des réseaux de transport sera une façon de faire apparaître de façon plus marquée l'avantage que représentent les stockages pour le dimensionnement du réseau de transport, donc pour son coût d'utilisation.

Pour la répartition entre fournisseurs du terme tarifaire spécifique lié au stockage, les règles doivent aussi être définies, à partir des obligations de stockage qui leur seront attribuées et en tenant compte des réductions appliquées aux clients industriels.

3.3.3.2. *Le traitement des industriels gros consommateurs de gaz doit permettre à ces derniers de bénéficier des avantages actuels*

Quelle que soit l'option tarifaire retenue, la régulation est en principe globalement neutre pour les consommateurs dans leur ensemble. Elle pourrait même conduire à des économies par rapport à la situation actuelle selon la valeur des actifs prise en compte, car les revenus des opérateurs de stockage non régulés paraissent très élevés. L'estimation effectuée par la mission conduit à penser que des économies de l'ordre de 100 M€ pourraient être trouvées par la mise en œuvre de la réforme, dont les consommateurs profiteraient pleinement. Les exemples ci-dessous se fondent sur un surcoût de stockage (compensation des revenus au-delà de la commercialisation des capacités par le mécanisme d'enchères) de 500 M€, qui paraît constituer un maximum, pour illustrer les hypothèses de répartition des coûts.

Toutefois, la prise en charge par les transporteurs d'une partie des obligations de stockage conduira aussi à redéfinir les tarifs de transport ATRT, si possible en préservant la plus grande neutralité pour les industriels raccordés au réseau et « non protégés », donc n'entrant pas dans le périmètre des obligations actuelles. Les moyens d'atteindre cet objectif de neutralité doivent être précisés. La situation actuelle est décrite dans le tableau *infra*.

Tableau 5 : Situation actuelle de répartition des obligations et coûts de stockage par type de raccordement

	Réseau de distribution		Réseau de transport
	Non délestable	Délestable	
Type de clients	Résidentiel, missions d'intérêt général	En pratique, tous les industriels	Délestable (industriel)
Charge supportée sur les stockages	100 % du coût total soit environ 500 M€ (6 % de la facture sur le tarif réglementé)	Néant	Néant

Source : Mission.

Les supports juridiques de cette exonération existent déjà pour les deux catégories. L'article 66 de la loi n°2016-1888 du 28 décembre 2016 de modernisation, de développement et de protection des territoires de montagne (dite « loi Montagne ») a fixé la règle autorisant une réduction de l'ATRT pour les gros consommateurs jusqu'à 90 % (codifiée à l'article L. 461-3 du code de l'énergie, en attente du décret d'application).

La TICGN comporte quant à elle une exemption pour l'utilisation dans des procédés de fabrication dans les limites permises par les règles européennes (reprise à l'article 265 C du code des douanes).

Rapport

Il paraît difficile, dans le cadre des règles européennes, d'adapter la TICGN ou de créer une TICGN spécifique qui comporterait des exemptions supplémentaires (s'agissant des industriels non éligibles aux exemptions actuelles – selon la DGE, les secteurs qui n'en bénéficieraient pas couvrent notamment l'automobile, les industries mécaniques, la chimie de spécialité et les industries électriques).

Un terme tarifaire spécifique à l'ATRT offre plus de souplesse en permettant de calibrer la modulation du coût de la compensation au plus près des profils de consommation et en justifiant la formule de calcul par la contribution de chaque consommateur liée au besoin de dimensionnement des stockages que son profil de consommation génère. Les consommations sont en effet sensiblement différentes entre les industriels et les consommateurs résidentiels, (cf. *supra* graphique 1)

Deux voies apparaissent ainsi possibles.

3.3.3.2.1. Définir la réduction exactement dans les mêmes conditions que la réduction d'ATRT déjà mise en place pour les gazo-intensifs

Cette voie serait selon toute vraisemblance compatible avec les règles en matière d'aides d'État, puisqu'elle ne ferait qu'étendre la réduction à l'ensemble des coûts supportés au titre du raccordement au réseau. Elle aurait pour inconvénient d'assujettir au coût de stockage l'ensemble des industriels, qui ne sont pas concernés aujourd'hui car étant hors du champ de l'obligation (industriels raccordés au réseau de distribution ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption ; industriels raccordés au réseau de transport). Les industriels qui ne bénéficieraient pas de la réduction d'ATRT seraient particulièrement pénalisés.

Dans l'hypothèse de qualification à une réduction d'ATRT de 80 % de la moitié des sites pour les non résidentiels et 90% de tous les industriels, la répartition des coûts entre les différents type de clients serait la suivante.

Tableau 6 : Nouvelle régulation avec réduction alignée sur la réduction ATRT

Raccordement	Réseau de distribution		Réseau de transport
Type de clients (chiffres CRE, base différente de la base actuelle d'obligations)	Résidentiel : 10,6 millions de sites, 122 TWh	Non résidentiel : 663 000 sites, 175 TWh	Industriel : 1 000 sites, 160 TWh
Charge supportée sur les stockages	50 % du coût total, soit environ 250 M€	36 % du coût total pour les clients non éligibles à la réduction soit 180 M€ et 7 % du coût total pour les autres soit 35 M€	7 % du coût total soit environ 35 M€

Source : Mission.

Rapport

3.3.3.2.2. Une alternative peut être d'établir l'assiette de la compensation sur la base de la différence entre la consommation en pointe et la consommation moyenne sur l'année

Il convient de relever que la différence serait bien effectuée à partir de la consommation réalisée en pointe et non la puissance souscrite, celle-ci étant généralement largement supérieure à la consommation pour offrir une flexibilité à l'industriel dans des conditions spécifiques de son cycle de production (par exemple relance d'une installation après un arrêt). La DGE avait évalué l'impact du projet d'ordonnance soumis au Conseil d'Etat à 70 M€ pour les industriels compte tenu de cette différence entre la puissance souscrite et la pointe de consommation, la formule du projet d'ordonnance prenant en compte la puissance souscrite. Cette formule, objective, n'apporterait pas une aide explicite aux industriels et serait fondée sur la contribution du profil de consommation au besoin de couverture de la pointe d'hiver ; elle devrait donc être compatible avec les règles en matière d'aides d'Etat. Elle permettrait de maintenir une exemption de fait pour tous les industriels dont le profil de consommation est peu modulé. Elle aurait pour inconvénient d'introduire chaque année un calcul pour chaque site (avec des forfaits pour les petits sites, en ligne avec l'arrêté actuel sur les droits unitaires de stockage) donc de maintenir une relative complexité dans le mécanisme de répartition.

Dans cette hypothèse (estimation à partir de la courbe de modulation annuelle sur les deux périmètres, résidentiel (pointe à 2000 GWh/j, base à 300 GWh/j), d'une part, et industriel (pointe à 700 GWh/j, base à 400 GWh/j), sans préjudice des optimisations individuelles des consommations des industriels pour réduire la ligne de compensation), d'autre part, la répartition serait la suivante.

Tableau 7 : Nouvelle régulation avec réduction calculée selon le profil de consommation

Raccordement	Réseau de distribution		Réseau de transport
Type de client	Résidentiel et consommations modulées	Industriel non modulé	Industriel non modulé
Charge supportée sur les stockages	Environ 85 % du coût total, soit 425 M€	Environ 10 % du coût total, soit 50 M€	Environ 5 % du coût total, soit 25 M€

Source : Mission.

Dans ce cas, l'exemption ou la réduction de contribution est indépendante de la possibilité par ailleurs de contractualiser l'interruptibilité qui est en cours de mise en place conformément à l'article L. 431-6-2 du code de l'énergie (issu de l'article 158 de la loi de transition énergétique).

Cela permet en particulier d'éviter la difficulté du cadre actuel dans lequel les obligations sont définies sur la base du périmètre des clients raccordés au réseau de distribution et qui ne se sont pas déclarés délestables, sans que cette déclaration ne soit soumise à un véritable contrôle (certains clients se seraient ainsi déclarés délestables auprès de l'administration sans même que le gestionnaire du réseau n'en ait eu connaissance) et sans que l'asymétrie de traitement entre les clients raccordés au réseau de transport et ceux raccordés au réseau de distribution ne soit justifiée. Les parties prenantes ont des avis divergents dans ce contexte, plusieurs acteurs notamment les gestionnaires de réseau et certains fournisseurs plaidant pour une règle uniforme (en argumentant que l'ensemble des consommateurs, y compris délestables, ont besoin de gaz l'hiver), d'autres comme l'UNIDEN et la DGE revendiquant le maintien *a minima* des exemptions actuelles dans le futur cadre.

Rapport

La mission préconise d'alléger au maximum le surcoût de stockage réparti sur les consommateurs industriels susceptibles de « fuites de carbone ». Elle propose de répartir uniquement le surcoût directement supporté par les transporteurs dans l'ATRT, avec les réductions applicables pour les industriels, et de faire supporter le terme tarifaire spécifique lié au revenu complémentaire des stockeurs par les clients sur lesquels pèse actuellement l'obligation de stockage, en tenant compte de la modulation pour les clients industriels, selon la deuxième option décrite *supra* (§ 3.3.3.2.2). **C'est ce schéma qui est retenu dans le projet de texte proposé en annexe III.**

La perception par le transporteur des sommes dues au titre de ce complément tarifaire doit faire l'objet de règles précises définies par préalablement par l'Etat. En effet, les transporteurs devront percevoir auprès des fournisseurs le terme tarifaire spécifique réparti a priori sur les clients en fonction des règles de réduction adoptées par l'Etat. Cette perception pourra se faire au fur et à mesure de la facturation, de façon à reverser au plus vite la compensation aux stockeurs. Mais les transporteurs ne seront pas tenus de verser les sommes non recouvrées, sauf leur participation spécifique incluse dans les tarifs ATRT.

Même si le système de facturation et compensation par les fournisseurs devrait fonctionner comme le dispositif de facturation du transport, sans difficulté particulière, une clause de sauvegarde évitant de faire porter une charge imprévue sur les transporteurs sera à prévoir.

4. L'hypothèse privilégiée par la mission nécessite un texte législatif

L'analyse des différentes options envisagées conduit à conclure à l'impossibilité de réguler correctement et durablement le secteur du stockage souterrain de gaz naturel sans une disposition législative, quitte à ce que celle-ci prévienne l'intervention d'une ordonnance par une loi d'habilitation courte, qui pourrait être rapidement adoptée. La mission propose un projet de textes en ce sens (projet de loi d'habilitation et projet d'ordonnance). Ainsi, la réforme pourrait être décidée et mise en place dès l'année 2017.

4.1. Un calendrier très resserré est nécessaire pour la mise en place de la réforme pour la campagne gazière 2018 pour l'hiver 2018-2019

Dans le cas où le décret de 2014 serait finalement annulé par le Conseil d'État, après avis de la Cour de Justice de l'Union européenne, le dispositif de 2006 serait de nouveau applicable. Ceci conduirait vraisemblablement à de fortes baisses des réservations de stockages et à de nouvelles difficultés tant pour les stockeurs que pour les opérateurs de transport pour l'équilibre du réseau à court terme (campagne de réservation 2018-2019 débutant en janvier 2018).

Storengy aurait alors financièrement intérêt à mettre sous cocon plusieurs sites. Les mises sous cocon peuvent durer plusieurs années, Storengy ayant indiqué à la mission ne pas craindre de perte des sites actuellement sous cocon à moyen terme. Le temps de remise en fonctionnement optimal serait sensiblement proportionnel au temps d'arrêt, mais sans obstacle dirimant pour y parvenir pour les sites aquifères.

De même, le nouveau régime d'interruptibilité de certains clients industriels gros consommateurs de gaz en cours de discussion et de mise en place ne saurait compenser suffisamment les besoins instantanés de recours aux stockages en cas de congestion ou de rupture grave d'approvisionnement.

Le « système gazier » serait alors en grand risque pour l'hiver 2018-2019, dont les réservations de capacités de stockage se feront dès janvier-février 2018. **La réforme revêt donc un caractère urgent afin de sécuriser l'ensemble du système gazier et, partant, l'approvisionnement des consommateurs.**

Compte tenu de la nécessité de prévoir un texte législatif, la réforme ne pourrait voir le jour pour la campagne gazière 2018-2019 que si le prochain Gouvernement la met à l'ordre du jour prioritaire du Parlement dès sa constitution pour qu'elle puisse être votée à l'automne 2017.

Si le décret de 2014 n'est pas annulé prochainement par le Conseil d'État, le premier semestre 2018 permettrait encore d'agir en temps utile pour une réforme du système, en vue des réservations de capacités du début de l'année 2019 pour l'hiver 2019-2020. Mais cette hypothèse favorable n'apparaît pas aujourd'hui la plus probable.

4.2. Une architecture qui suppose une décision politique rapide, une coordination renforcée entre tous les acteurs et une méthode de travail rigoureuse s'appuyant sur les travaux antérieurs

Il est donc nettement préférable de se préparer à conduire une réforme très rapidement pour la voir aboutir en fin d'année 2017. Les éléments proposés par la mission (cf. annexe III) devraient être suffisamment précis pour mener sans retard une concertation sur ces bases avec les acteurs principaux et préparer la mise en œuvre opérationnelle d'une réforme dès les prochaines semaines. Cette solution rapide devrait recueillir l'assentiment général.

Dans un contexte de duopole de fait, les opérateurs bénéficient actuellement de résultats très positifs sur leurs activités de stockage. Mais cette situation s'avère précaire, compte tenu de la fragilité juridique du dispositif actuellement en vigueur. Ils devraient être satisfaits d'une réforme qui, si elle ne leur assure pas une rémunération aussi élevée qu'aujourd'hui, préserve durablement leur activité¹⁹.

De même, les gestionnaires de réseaux ne sauraient se satisfaire d'une situation contestée, qui fragilise l'équilibre du réseau, en ne permettant pas de remplir les stockages de façon sûre avant chaque hiver. Ils ont tout intérêt à voir se mettre en place un système pérenne, quitte à intégrer dans leurs coûts une partie marginale du total et de jouer, sous le contrôle de la CRE, le rôle de gestionnaire pour l'ensemble du dispositif de compensation, auquel ils sont accoutumés. Enfin, les fournisseurs ne demandent qu'une prise en compte équitable de l'ensemble des instruments de modulation de l'approvisionnement en gaz, en contrepartie d'une obligation qui serait remplie sur la base des conditions de marché économiquement compétitives, ce qui correspond aussi à un accès au stockage qui doit leur rester garanti. Ils devraient donc aussi avaliser la réforme proposée.

4.3. La DGEC doit piloter la mise en place de la réforme, en étroite concertation avec l'ensemble des partenaires

Il est du ressort de l'État de fixer et de réviser périodiquement le périmètre des stockages jugés utiles à la sécurité du système gazier. Dans l'immédiat, il sera fixé selon la description retenue dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), mais il ne demeurera pas figé.

Il est impératif de prévoir le cas où le périmètre d'actifs régulés devrait diminuer au cours du temps (au fil de l'évolution des besoins, qui seront constatés avant d'être consacrés dans la PPE). Le mécanisme de référencement des revenus régulés à ceux de sites compétitifs doit être prévu dans l'ordonnance, afin de prévoir un système évolutif où les sites les moins performants pourront, lorsqu'ils seront jugés inutiles à la sécurité d'approvisionnement, être totalement dépréciés sans trop de pertes pour les opérateurs. C'est ce classement que devrait mettre en évidence le système d'enchères annuelles, dont les résultats seront à interpréter par les pouvoirs publics en vue de l'ajustement futur des capacités.

La rémunération des stockages doit également prendre en compte leurs performances commerciales. Le surplus obtenu par les opérateurs par rapport à la moyenne des enchères doit à ce titre leur être entièrement acquis. Ainsi le marché permettra de juger des pouvoirs d'attractivité des offres proposées, tout en permettant leur ajustement, au bénéfice de ceux qui y travaillent. L'introduction d'un terme incitatif doit également être explicité dans le projet législatif.

¹⁹ Engie, qui consolide dans ses comptes les résultats de Storengy dont il est l'unique actionnaire, affiche l'objectif d'augmenter la part de ses activités régulées à hauteur de 85 % de son Ebitda.

Rapport

En ce qui concerne les obligations (ou droits d'accès) de stockage pour les fournisseurs, c'est également à la DGE de fixer des règles plus précises et publiques quant à la prise en compte *a priori* et non seulement *a posteriori* des autres instruments de modulation. Ainsi une part de la source des contestations actuelles sera définitivement arrêtée, si le système mis en place est suffisamment objectif et équitable.

Enfin la répartition de la charge de compensation doit quant à elle permettre d'ajuster les coûts du stockage aux capacités des clients, en étant attentif aux « fuites de carbone » possibles en ce qui concerne les industriels. Les modalités précises seront arrêtées en fonction de l'application que la DGE du MEEM et la DGE de Bercy décideront de faire de l'article 66 de la « loi montagne » de décembre 2016, mais le principe de cette répartition et de ses exemptions ou réductions doit figurer aussi dans le projet de texte présenté, pour éviter tout souci juridique ultérieur.

La mission formule une proposition fondée sur le profil de consommation dans le texte joint au présent rapport (cf. *supra* § 3.3.3.2.2).

4.3.1. La CRE aura un rôle central dans la détermination du revenu autorisé des opérateurs

Il paraît également important de prévoir au plus tôt les conditions de régulation des revenus et de répartition des charges entre gestionnaires de transport et le terme tarifaire spécifique lié au stockage. C'est la commission de régulation de l'énergie qui sera chargée de l'ensemble de ces évaluations. Les principes de calcul à prendre en compte doivent néanmoins être prévus dans le texte législatif pour lui donner à la fois la latitude et le cadre nécessaires.

Notamment, il convient de déterminer de façon juste la base d'actifs régulés (BAR) à l'entrée du mécanisme, car la régulation mènera de fait à une sécurisation du revenu de l'activité, dans un contexte où la valeur de marché des actifs semble avoir diminué sans que les valeurs estimées par les actionnaires des opérateurs de stockage n'aient été révisées à la baisse de façon totalement homogène. De la même façon, du traitement des actifs dans la BAR dépendra les investissements de performance ou de capacités que pourront mener à bien les opérateurs de stockage et l'évolution en ligne avec le marché de leurs actifs. Le calcul initial peut avoir un impact comptable pour les opérateurs de stockage, si des dépréciations d'actifs restent à effectuer.

Par ailleurs, la CRE est habituée à proposer des taux de rémunérations des actifs régulés tenant compte de leur risque. Elle devra également préparer la détermination de ceux-ci en concertation avec les opérateurs intéressés.

4.3.2. La concertation avec les acteurs doit reprendre au plus vite

Le présent rapport doit permettre d'engager au plus vite la concertation avec les acteurs. Sans attendre le dépôt du projet de loi, les discussions peuvent être menées par la DGECC et par le CRE sur les différents sujets identifiés *supra*.

Les nouveautés proposées par la mission résident dans quatre éléments principaux :

- ◆ la prise en compte dans des conditions objectives et transparentes des différentes capacités de modulation des fournisseurs ;
- ◆ la mise aux enchères des capacités de stockage par les stockeurs, sous le contrôle de la CRE, assortie d'un prix de réserve proche du « *spread* » été-hiver ;
- ◆ pour les transporteurs, la prise en charge du « filet de sécurité », au-delà des enchères souscrites par les fournisseurs, s'il reste des capacités non remplies ;
- ◆ la répartition de la compensation de revenu entre les fournisseurs et leur versement aux stockeurs, selon des règles entièrement définies par la CRE annuellement et revues *a posteriori*. Les modalités permettant de se caler sur le calendrier réel des coûts pour les stockeurs sont à discuter entre eux et les transporteurs, sous couvert de la CRE.

Pour les stockeurs, leur revenu sera désormais régulé, sauf la part résiduelle qui résultera de leurs efforts commerciaux. L'entrée de leurs actifs dans la BAR sera un point d'attention extrêmement important, ainsi que la discussion sur les taux de rémunération du capital de ces installations, ainsi que les règles d'amortissement du « gaz coussin ». Mais les principes étant posés, il ne devrait pas y avoir de difficulté à évoluer de la situation actuelle instable vers la situation proposée, qui leur assure un revenu régulier.

Pour les fournisseurs, qui réclament une réforme juste pour pouvoir formuler des offres commerciales aux clients dérégulés sur des bases saines et transparentes par rapport à leurs concurrents, les principes exposés dans le présent rapport devraient les satisfaire, par le recours aux enchères auquel ils pourront souscrire, tout en conservant les obligations revues avec la prise en compte des autres instruments de modulation. Ces obligations devront cette fois être totalement respectées, sachant qu'elles constituent une protection en cas de retournement du marché du stockage et des droits d'accès garantis.

Enfin, les différentes étapes de la concertation nécessaires à mise en place de la réforme doivent prendre en compte la campagne 2017-2018, qui constitue le sujet premier à traiter afin de sécuriser l'approvisionnement de la France pour l'hiver prochain.

CONCLUSION

Après examen approfondi de la situation et du rôle des stockages souterrains de gaz naturel en France, la mission propose une réforme du système actuel destinée à assurer durablement la sécurité d'approvisionnement en gaz de tous les clients.

Le texte de la réforme législative proposée est joint en annexe III. Chacune des parties prenantes devra engager les études et concertations nécessaires à sa mise en œuvre afin que la réforme puisse s'appliquer dès janvier 2018 pour le démarrage de la prochaine campagne gazière.

Le dossier devra faire l'objet d'une décision gouvernementale et d'une présentation au Parlement dans les meilleurs délais, afin d'aboutir de façon certaine avant la fin de l'année 2017 pour une mise en œuvre pour la campagne 2018-2019.

En parallèle, la question de l'hiver 2017-2018 doit être traitée sous l'égide de la DGEC.

À Paris, le 21 avril 2017

L'inspecteur général des
finances,



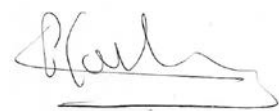
Henri HAVARD

L'ingénieur général des
mines,



Anne DUTHILLEUL

L'ingénieur général des
mines,



Philippe FOLLENFANT

L'ingénieur en chef des
mines,



Nicolas GOVILLOT