

CONSULTATION PUBLIQUE

Consultation publique de la CRE relative aux plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

L'article L.431-6 du code de l'énergie transposant l'article 22 de la directive 2009/73¹, impose aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz (GRT), chaque année, l'élaboration d'un plan décennal de développement de leur réseau, après consultation des parties intéressées.

Ce plan est soumis à l'examen de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) afin que celle-ci puisse s'assurer, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du plan soumis avec le plan européen de développement des réseaux à dix ans publié par le Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport pour le Gaz (REGRT ou ENTSOG²). L'ENTSOG a publié son dernier plan de développement des réseaux, portant sur la période 2015-2024, le 13 avril 2015. GRTgaz et TIGF ont présenté leurs plans décennaux de développement 2016-2025 dans le cadre de la Concertation Gaz du 25 octobre 2016. Ces plans sont publiés sur les sites internet des opérateurs³.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 2 décembre 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp2@cre.fr ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme confidentielle ou anonyme. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.

¹ Directive 2009/73/CE 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 2003/55/CE

² European network of transmission system operators in gas

³ Plans décennaux de développement de [GRTgaz](#) et de [TIGF](#)

SOMMAIRE

1. CONTEXTE	3
1.1 CADRE JURIDIQUE	3
1.2 LE BILAN PREVISIONNEL PLURIANNUEL DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DANS LA TRANSITION ENERGETIQUE.....	3
1.3 PLAN DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DE L'ENTSO G SUR LA PERIODE 2015-2024 (TYNDP)	4
1.4 PLANS DECENNAUX DE DEVELOPPEMENT DES GRT	4
2. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE.....	5
2.1 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE DANS LE BILAN PREVISIONNEL PLURIANNUEL DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX	5
2.1.1 L'évolution de la consommation sur les zones GRTgaz à l'horizon 2025.....	6
2.1.1 L'évolution de la consommation sur la zone TIGF à l'horizon 2025.....	7
2.2 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN EUROPE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSO G.....	8
2.2.1 TYNDP 2015.....	8
2.2.2 TYNDP 2017.....	8
2.3 ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE	9
3. HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RESEAUX .10	
3.1 HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RESEAUX DANS LES PLANS A DIX ANS.....	10
3.1.1 Biométhane	10
3.1.2 Power to gas.....	10
3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA PRODUCTION DE BIOMETHANE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSO G.....	11
3.3 ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE	11
3.3.1 Biométhane.....	11
3.3.2 Power to gas.....	11
4. LES PROJETS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS	12
4.1 EVOLUTION DE L'OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT SUR LE RESEAU FRANÇAIS EN 2016.....	12
4.2 DEVELOPPEMENTS DECIDES	13
4.2.1 La place de marché unique en France à l'horizon 2018	13
4.2.2 La création de capacités d'entrée à Oltingue en 2018.....	14
4.2.3 Le projet pilote Power to gas Jupiter 1000 en 2018.....	14
4.3 PROJETS A L'ETUDE	14
4.3.1 Les projets MidCat et STEP	14
4.3.2 Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée	15
4.3.3 La conversion de la zone B en gaz H.....	15
4.3.4 Le développement des infrastructures adjacentes	16
4.3.4.1 Les capacités de regazéification	16
4.3.4.2 Les capacités de stockage.....	16
4.3.5 Le développement du réseau lié à la production d'électricité	16
4.3.6 Le développement du réseau lié au biométhane	16
5. SYNTHESE DES QUESTIONS	18

1. CONTEXTE

1.1 Cadre juridique

Le règlement (CE) n° 715/2009⁴ prévoit, dans son article 8 §3-b, que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (ci-après « ENTSOG ») adopte, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement des réseaux européens (ci-après « TYNDP »⁵), après avoir mené une consultation ouverte et transparente auprès de l'ensemble des acteurs de marché. L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) émet un avis sur ce plan et surveille sa mise en œuvre.

L'article L. 431-6, I du code de l'énergie prévoit que les GRT élaborent, après consultation des parties intéressées, un plan décennal de développement de leur réseau (ci-après « plan à dix ans ») fondé sur :

- l'offre et la demande de gaz existantes ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme de développement des infrastructures gazières ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme de consommation de gaz ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme concernant les échanges internationaux ;
- les hypothèses et les besoins identifiés dans le rapport relatif à la planification des investissements dans le secteur du gaz élaboré par le ministre en charge de l'énergie.

Ce plan doit préciser les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les projets d'investissement déjà décidés, identifier les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissement.

Le plan à 10 ans est soumis à l'examen de la CRE afin que celle-ci puisse s'assurer, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du plan soumis avec le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER.

La CRE peut, si elle considère que ces exigences ne sont pas satisfaites, imposer aux GRT de modifier leur plan à 10 ans.

1.2 Le bilan prévisionnel pluriannuel des gestionnaires de réseaux dans la transition énergétique

La loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 (ci-après « LTECV ») a défini des orientations relatives à la consommation d'énergie d'origine fossile et à la maîtrise de la demande d'énergie, qui devraient induire une baisse de la consommation de gaz.

Cette loi définit notamment des orientations concernant de nouveaux usages du gaz, en tant que complément à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou dans le secteur des transports en substitution aux produits pétroliers. Elle fixe l'objectif de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation française de gaz naturel à l'horizon 2030.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)⁶, qui définit les orientations et les actions pour atteindre les objectifs de la politique énergétique définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie, a été publiée le 28 octobre 2016. Elle définit notamment les objectifs suivants dans le secteur du gaz :

- atteindre une baisse de la consommation primaire de gaz comprise entre -9 et -16% en 2023 par rapport à 2012 ;
- atteindre une part du parc de poids lourds roulant au GNV (Gaz naturel véhicule) de 3% en 2023 et de 10% en 2030 ;
- développer la fourniture de GNL (Gaz naturel liquéfié) carburant marin dans les ports, et les infrastructures de GNL/GNV pour le carburant routier ;
- atteindre une capacité de production annuelle de biométhane injecté dans le réseau de plus de 8 TWh à l'horizon 2023 ;
- soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20% des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables ;

⁴ [Règlement n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement \(CE\) n° 1775/2005](#)

⁵ « *Ten-year network development plan* »

⁶ [Programmation pluriannuelle de l'énergie](#)

- poursuivre et finaliser les études de conversion du gaz B du fait de l'extinction du gisement de Groningue (Pays-Bas) d'ici fin 2029. Finaliser également un scénario de secours au cas où une conversion accélérée serait rendue nécessaire par un arrêt plus rapide que prévu de l'exploitation du gisement de Groningue.

En outre, l'article L.141-10 du code de l'énergie modifié par la LTECV prévoit que « les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel établissent au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, un bilan prévisionnel pluriannuel. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers. »

GRTgaz et TIGF ont travaillé en coordination avec GRDF et les ELD pour établir le premier bilan prévisionnel pluriannuel à l'horizon 2035. Les hypothèses retenues pour l'élaboration du document ont été présentées aux acteurs de marché, dans le cadre d'une réunion de concertation le 23 juin 2016.

Ce document intitulé « Perspectives gaz naturel et renouvelable : bilan prévisionnel pluriannuel 2016⁷ » a été publié le 27 octobre 2016. Il présente différents scénarios d'évolution de la consommation de gaz naturel détaillés ci-après.

1.3 Plan décennal de développement de l'ENTSOG sur la période 2015-2024 (TYNDP)

Le TYNDP de l'ENTSOG comporte différents scénarios d'évolution de la demande en gaz et de développement des réseaux en Europe.

Le règlement n° 347/2013⁸ a élargi le rôle du TYNDP, en prévoyant qu'il comporte des analyses coûts-bénéfices des projets qu'il contient et qui doivent ensuite servir de support à la sélection des Projets d'Intérêt Commun (PIC) prévue par le règlement.

La méthodologie adoptée par l'ENTSOG permet l'analyse des projets en considérant les variations des valeurs des indicateurs et des bénéfices monétisés dans les différents scénarios étudiés dans le TYNDP.

Le TYNDP 2015⁹ a été publié le 13 avril 2015, et soumis à l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) le 23 juillet 2015. L'ACER a rendu un avis le 13 octobre 2015¹⁰.

1.4 Plans décennaux de développement des GRT

En application de l'article L.431-6 du code de l'énergie, les GRT ont l'obligation de consulter les parties intéressées dans le cadre de l'élaboration de leur plan à 10 ans. Les GRT s'appuient sur plusieurs dispositifs afin de recueillir l'information auprès des acteurs du marché :

- la Concertation Gaz mise en place pour le marché français depuis 2008 ; le groupe de travail s'est notamment réuni sur les projets de plans à dix ans le 25 octobre 2016, conformément à la demande formulée par la CRE dans ses délibérations du 19 décembre 2013 pour GRTgaz et TIGF ;
- les travaux menés dans le cadre des plans d'investissement régionaux et des initiatives régionales Nord-Ouest et Sud pilotées par les régulateurs européens ;
- les travaux menés sous l'égide de l'ENTSOG dans le cadre de l'élaboration des plans décennaux de développement des réseaux européens ;
- des échanges bilatéraux, notamment avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes ;
- les appels au marché (*open seasons*) destinés à recueillir des engagements de souscription sur une durée d'au moins dix ans de la part des expéditeurs intéressés par des capacités nouvelles au niveau des PIR (points d'interconnexion réseau).

Les GRT et les GRD ont organisé le 23 juin 2016 une réunion de concertation à destination de l'ensemble des acteurs de marché, conformément à la demande formulée par la CRE dans ses délibérations du 17 décembre 2015 dans lesquelles elle demandait aux GRT de « présenter régulièrement l'avancement des travaux d'élaboration de [leurs] plan à dix ans en concertation gaz, sans attendre sa finalisation ».

Ces dispositifs permettent de détecter l'émergence de nouveaux besoins, en complément des études de réseaux et des demandes des porteurs de projets (clients industriels, gestionnaires des infrastructures adjacentes).

⁷ Bilan prévisionnel pluriannuel

⁸ Règlement (UE) No 347/2013 du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision no 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) no 713/2009, (CE) no 714/2009 et (CE) no 715/2009

⁹ TYNDP 2015

¹⁰ Avis de l'ACER

Q1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?

2. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE

2.1 Hypothèses de consommation de gaz naturel en France dans le bilan prévisionnel pluriannuel des gestionnaires de réseaux

Conformément à l'article L. 141-10 du code de l'énergie, GRDF, GRTgaz, le SPEGNN¹¹ et TIGF ont publié le 27 octobre 2016 le premier bilan prévisionnel pluriannuel¹² présentant leurs prévisions de l'évolution de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelable en France à l'horizon 2035. Ce bilan prévisionnel se structure autour de trois scénarios A (scénario de référence), B (scénario volontariste) et C (scénario bas).

	Inducteurs des scénarios	Scénario A (central)	Scénario B (scénario haut)	Scénario C (scénario bas)
Déterminants principaux	Démographie	Suivi de l'évolution du nombre ménage		
	Croissance économique	Modérée	Plus soutenue	Plus Faible
	Efficacité énergétique	Élevée	Plus importante	Plus faible
Déterminants secondaires	Rénovation du bâti	Élevée	Plus importante	Moins importante
	Développement des renouvelables	Élevé	Important	Moins important
	Substitutions	Modérées	Elevées	Faibles
	Mobilité gaz	Élevée	Très élevée	Faible
	Contraintes CO2	Élevée	Très élevée	Faible

Source : bilan prévisionnel des opérateurs d'infrastructures régulées

Scénarios présentés dans le bilan prévisionnel pluriannuel des opérateurs

- Le scénario A – trajectoire centrale

Le scénario de référence prévoit une demande de gaz de 385 TWh en France à l'horizon 2035, soit une baisse de 16% par rapport à 2015 (461 TWh¹³). Il se base sur un ensemble d'hypothèses visant à maintenir la tendance actuelle de développement des énergies renouvelables et des économies d'énergie. Cette baisse du volume global des consommations de gaz en France est principalement due à la réduction des consommations unitaires, (estimée à 35% entre 2015 et 2035), du fait des progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique.

La baisse décrite est partiellement compensée par la progression du nombre de logements chauffés au gaz (environ 1,4 millions de logements supplémentaires en 2035), l'augmentation des surfaces tertiaires chauffées au gaz (+ 108 millions de m²), ainsi que par le renforcement de la place du gaz dans l'industrie et la production d'électricité, du fait de sa compétitivité économique et environnementale – notamment sur les émissions de CO₂ et de particules.

Le scénario A retient que les mécanismes d'aide à l'acquisition de véhicules GNV et de soutien au développement des stations GNV participeront à la croissance de la filière mobilité.

- Le scénario B – trajectoire haute

Le scénario volontariste prévoit une demande de gaz de 450 TWh en France en 2035, en baisse de 2% par rapport à 2015. Dans un contexte de reprise de l'activité économique, il ambitionne une forte progression des surfaces résidentielles chauffées au gaz, avec 500 000 nouveaux logements neufs chaque année (contre 350 000 dans le

¹¹ Syndicat professionnel des entreprises gazières municipales et assimilées

¹² [Bilan prévisionnel pluriannuel](#)

¹³ Données corrigées du climat

scénario A), un nombre de rénovations du bâti élevé (400 000 par an), ainsi qu'une part de marché du gaz en croissance régulière dans l'industrie et la production d'électricité.

Ce scénario est également le plus volontariste concernant les changements de systèmes de chauffage (micro-génération et pompes à chaleur gaz), avec un fort gain de part de marché sur les logements fioul existants. Le développement important des systèmes performants renforce le phénomène de réduction des consommations unitaires de gaz (baisse estimée à 40% entre 2015 et 2035).

Anticipant des réglementations environnementales favorables aux usages du gaz dans le secteur tertiaire, le scénario B voit les technologies gaz se positionner sur le marché des constructions neuves, avec une part de marché constante dans les branches d'activité où l'électricité est traditionnellement majoritaire (Bureaux, Commerce), et une hausse de la part de marché dans les branches où le gaz est déjà présent (Santé, Enseignement-Recherche, Habitat communautaire, Sport-Loisirs-Culture et Transport). Le recul des consommations de gaz dans le parc tertiaire existant serait ainsi moins marqué que dans le scénario A.

Dans le secteur industriel, la dynamique économique favorable et la compétitivité économique du gaz devraient profiter aux conversions vers le gaz (taux d'évolution annuelle de +0,70%). Le scénario B prévoit un développement plus important de la filière mobilité, s'appuyant notamment sur une forte valorisation du biométhane en carburant, avec un parc de 1,12 millions véhicules GNV en 2035.

- Le scénario C – trajectoire basse

Le scénario bas prévoit une demande de gaz de 335 TWh en France en 2035, en baisse de 27% par rapport à 2015. Il est marqué par une croissance économique relativement faible et des réglementations environnementales défavorables aux technologies gaz.

Dans le secteur résidentiel, le scénario C se matérialise par un nombre de constructions neuves (300 000 logements neufs par an) inférieur aux objectifs gouvernementaux actuels, ainsi qu'une dynamique faible de rénovation du bâti (200 000 logements rénovés par an), affectant mécaniquement le développement des solutions gaz performantes.

Dans ce scénario, les secteurs tertiaire et industriel sont particulièrement touchés par les réglementations successives tendant à réduire la part des usages du gaz, au profit de l'électricité. Si, dans le secteur tertiaire, le repli des parts de marché du gaz dans les constructions neuves serait atténué grâce aux domaines « captifs », comme la restauration ou l'hôtellerie, il serait en revanche bien plus marqué dans les autres domaines d'activité et dans la rénovation de l'existant. Dans le secteur industriel, le scénario C prévoit en effet une substitution du fioul vers d'autres énergies que le gaz (électricité et biomasse).

Concernant la mobilité, en l'absence de dispositif incitatif autre que la fiscalité carburant et du fait du positionnement attentiste des constructeurs d'infrastructures et des fabricants de véhicules vis-à-vis de la technologie GNV, le scénario C prévoit une faible évolution du parc de véhicules GNV, pour atteindre 235 000 unités en 2035.

Segment	Consommation 2015	Scenarion A	Scenarion B	Scenarion C
Résidentiel & Tertiaire	247,6	191,0	207,0	173,2
Industrie	165,5	145,5	170,1	125,6
Prod. Elec.	47,0	23,5	44,1	11,1
Mobilité gaz	0,9	25,0	28,8	25,1
Evolution totale 2035/2015	-	-0,9%	-0,1%	-1,6%
Consommation 2035	461 TWh	385 TWh	450 TWh	335 TWh

2.1.1 L'évolution de la consommation sur les zones GRTgaz à l'horizon 2025

Sur la base des scénarios du bilan prévisionnel, GRTgaz présente ses scénarios d'évolution de la demande de gaz à l'horizon 2025. Il estime un écart de consommation total sur ses zones de 90 TWh entre le scénario haut B, qui s'élève à 455 TWh et le scénario bas C à 365 TWh à l'horizon 2025.

Le scénario A décline deux trajectoires concernant la production d'électricité et la cogénération :

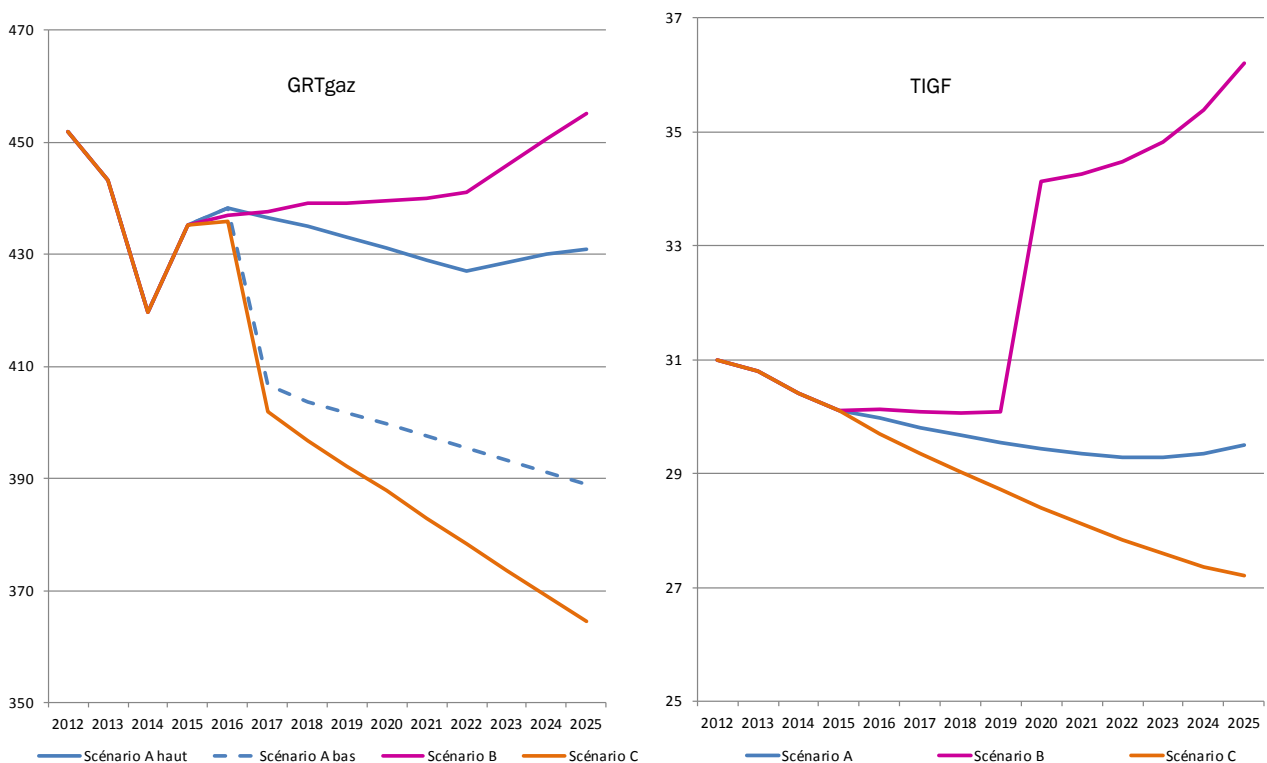
- une variante haute a été définie conformément à la PPE et en cohérence avec le scénario haut du bilan prévisionnel 2016 de RTE¹⁴. Elle prévoit en 2025 un parc installé de centrales électriques au gaz complété des centrales de Bouchain et Landivisiau (cette dernière entrerait en service en 2020), la stabilité des puissances installées de cogénérations et la construction de dix turbines à combustion entre 2023 et 2026. Ainsi, cette variante haute anticipe une consommation globale de gaz pour la production d'électricité de 67 TWh en 2025. Cette trajectoire haute est également celle retenue pour le scénario B (volontariste) de GRTgaz. La consommation prévisionnelle de gaz s'établit à 431 TWh à l'horizon 2025.
- une variante basse retenue également pour le scénario C, qui anticipe la mise sous cocon ou la fermeture de plus de la moitié des capacités de production d'électricité au gaz du parc installé en 2016, conduisant à une stagnation dès 2017 de la demande de gaz pour ces usages à 25 TWh par an (soit 10 TWh pour la production d'électricité centralisée et une limitation de l'activité des cogénérations à 15 TWh par an). La consommation prévisionnelle de gaz s'établit à 389 TWh à l'horizon 2025.

2.1.1 L'évolution de la consommation sur la zone TIGF à l'horizon 2025

Sur la base des scénarios du bilan prévisionnel, TIGF prévoit une baisse 9% de la consommation dans le scénario C à l'horizon 2025 par rapport à 2015 et une stagnation dans le scénario A.

Dans le scénario A, TIGF annonce, comme dans le scénario C, l'absence de demande de gaz liée à la production d'électricité sur son réseau.

Dans le scénario B, TIGF anticipe la construction d'une centrale électrique au gaz, élevant la consommation de gaz sur son réseau de 4 TWh à partir de 2020, ce qui conduit à une hausse de 21 % de la consommation de gaz à l'horizon 2025.



Evolution de la demande de gaz sur les zones GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans

¹⁴ Bilan prévisionnel de RTE



2.2 Hypothèses de consommation de gaz naturel en Europe dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOE

Le dernier plan de l'ENTSOE a été publié en 2015. La CRE, dans ses délibérations du 17 décembre 2015, a analysé la cohérence des plans décennaux des GRT avec celui de l'ENTSOE.

L'ENTSOE travaille actuellement à l'élaboration de son futur TYNDP pour 2017. Conformément à la délibération de la CRE du 15 décembre 2015, les scénarios présentés par les GRT dans leurs plans à dix ans ont été transmis à l'ENTSOE dans le cadre des travaux du plan 2017. Le TYNDP sera soumis à consultation en décembre 2016.

2.2.1 TYNDP 2015

Dans son TYNDP publié en 2015, l'ENTSOE a fondé son plan de développement des réseaux sur deux scénarios, appelés « scénario vert » et « scénario gris ». Ces scénarios sont la combinaison de différentes configurations en matière de demande de gaz pour les consommateurs finals industriels et résidentiels et de demande de gaz pour la production d'électricité.

Concernant la demande des consommateurs finals industriels et résidentiels, l'ensemble des GRT a fourni à l'ENTSOE des prévisions annuelles de consommation selon deux scénarios, devant refléter des conditions économiques et financières favorables (scénario 2015 « moins 30 » pour GRTgaz, utilisé dans le scénario vert) ou défavorables (scénario 2015 « référence » pour GRTgaz, utilisé dans le scénario gris).

La demande de gaz pour la production d'électricité repose quant à elle sur deux combinaisons de scénarios. Deux scénarios ont été construits par l'ENTSOE sur la base des scénarios « Vision 1 : progrès lent » (utilisé dans le scénario gris) et « Vision 3 : transition verte » (utilisé dans le scénario vert) issus du plan à dix ans 2014 de l'ENTSOE, pour modéliser les capacités du parc de production d'électricité, le rendement et les durées d'utilisation des centrales, ainsi que la part de la demande d'électricité devant être couverte par des centrales au gaz.

2.2.2 TYNDP 2017

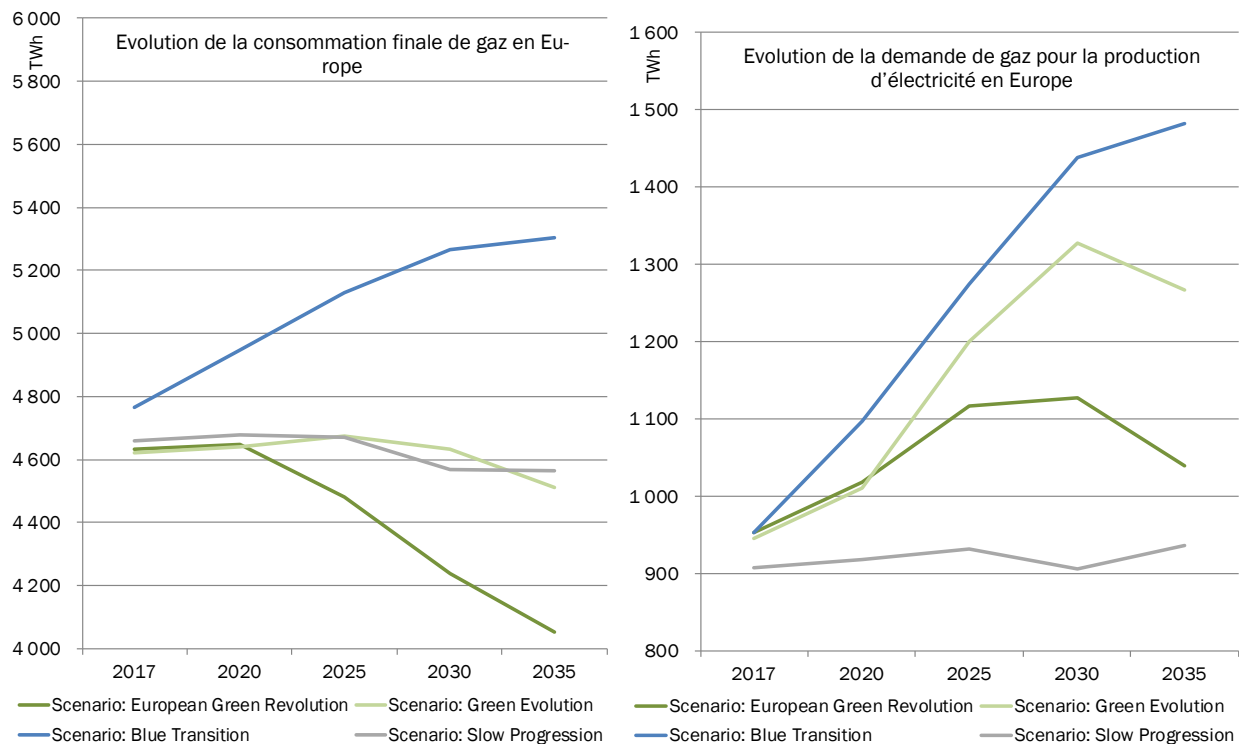
Dans ses travaux sur le TYNDP 2017 en projet, l'ENTSOE présente quatre scénarios :

- le scénario « Vision 1 – *slow progression* » présente une stabilité des indicateurs actuels ;
- le scénario « Vision 3 – *blue transition* » prévoit une forte hausse de la consommation de gaz, en lien notamment avec une avancée du gaz au détriment du charbon dans la production d'électricité et le développement du GNV ;
- le scénario : « Vision 4 », composé de deux variantes « *green evolution* » et « *European green revolution* ». Dans ces deux scénarios, le gaz est en forte concurrence avec l'électricité dans les secteurs du chauffage et de la mobilité.

Ces scénarios ont été présentés lors des ateliers de l'ENTSOE des 11 mai et 13 juillet 2016¹⁵. Ils prévoient une hausse de 11% de la consommation entre 2017 et 2035 dans le scénario « Vision 3 – *blue transition* » et une baisse estimée de 2% et 12% de la consommation finale de gaz dans les autres scénarios. Ainsi à l'horizon 2035, la consommation de gaz européenne varie entre 4 000 TWh, dans le cas du scénario « Vision 4 – *European green revolution* » et 5 300 TWh dans le cas du scénario « Vision 3 – *blue transition* », à comparer au niveau estimé en 2017 d'environ 4 650 TWh.

Par ailleurs, la demande de gaz pour la production d'électricité augmente dans trois scénarios sur quatre. Ainsi, estimée à 1 000 TWh en 2017, elle varie entre un niveau équivalent (Vision 1) et 1 500 TWh (Vision 3) à l'horizon 2035.

¹⁵ Scénarios du TYNDP 2017



Source : ENTSOG

Demande totale de gaz dans les scénarios du plan de développement des réseaux 2017 de l'ENTSOG

2.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que les GRT et GRD ont réalisé un travail coordonné d'analyse, quant à la construction de trois scénarios pour le bilan prévisionnel pluriannuel. L'ensemble des scénarios présente une trajectoire de demande de gaz à la baisse à l'horizon 2035. A l'horizon 2025, le scénario B prévoit une hausse de la consommation notamment dû à la production d'électricité à partir de gaz.

Les scénarios retenus par les GRT dans le bilan prévisionnel et les plans décennaux tiennent compte des objectifs de la LTECV et de la PPE. La PPE indique un objectif de baisse de la consommation comprise entre 9 et 16% à l'horizon 2023 par rapport au niveau de 2012, qui s'établit à 483 TWh.

Selon les scénarios retenus, les opérateurs prévoient ainsi une baisse comprise entre 10,6% (scénario B) et 19,4% (scénario C) sur la période 2012-2023.

Conformément aux délibérations de la CRE du 17 décembre 2015, les GRT ont décrit dans leurs plans à 10 ans les scénarios qu'ils ont transmis à l'ENTSOG pour l'élaboration du prochain plan de développement des réseaux, qui sera soumis à consultation publique en décembre 2016.

En ce qui concerne la production d'électricité à partir de gaz, la CRE note que les prévisions retenues par les GRT sont cohérentes avec le bilan prévisionnel de RTE.

Q2 : Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les GRT dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans des GRT ?

3. HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RESEAUX

3.1 Hypothèses d'évolution d'injection de gaz d'origine renouvelable dans les réseaux dans les plans à dix ans

3.1.1 Biométhane

La PPE fixe comme objectif d'atteindre une capacité de production de biométhane injecté dans le réseau de plus de 1,7 TWh/an à partir de 2018 et de 8 TWh/an en 2023 (équivalent à 6 TWh/an au périmètre GRTgaz). Plus généralement, la LTECV fixe un objectif de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation de gaz en France en 2030, soit 12 TWh au niveau national (et 9 TWh au périmètre GRTgaz).

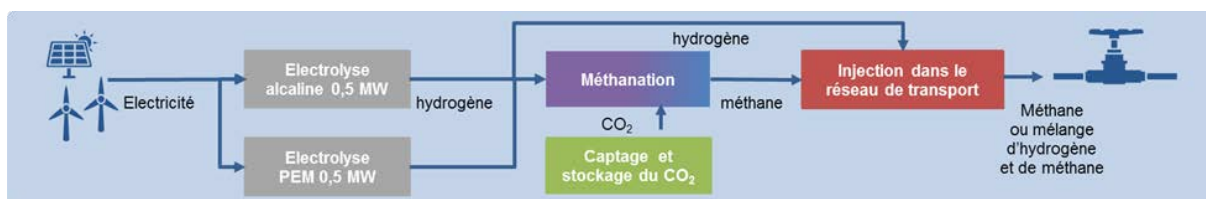
En septembre 2016, 24 sites d'injection de biométhane sont en service en France. Parmi eux, deux sites d'injection sont directement raccordés depuis 2015 aux réseaux de transport de GRTgaz (usine de méthanisation de Chagny) et TIGF (usine de méthanisation de Biovilleneuveois).

GRTgaz a signé six contrats de raccordement et d'injection avec des producteurs de biométhane, dont quatre devraient être mis en service avant la fin 2017. GRTgaz prévoit que ce portefeuille actuel de projets permette l'injection de près de 1 TWh/an de biométhane à l'horizon 2020. Au-delà de cet horizon, le GRT prévoit, dans son scénario de référence, l'atteinte de 8 TWh/an en 2023, conformément aux objectifs de la PPE. GRTgaz reprend cette hypothèse dans les scénarios A et B.

En ce qui concerne TIGF, l'opérateur anticipe à court terme, le doublement de la capacité d'injection du site de Biovilleneuveois (à 1 200 m³(n)/h contre 595 m³(n)/h aujourd'hui). Par la suite, TIGF prévoit le raccordement d'une unité de production par an jusqu'en 2022, puis d'un développement plus significatif de la filière avec deux sites d'injection raccordés par an entre 2023 et 2025. Les prévisions de TIGF sont cohérentes avec les objectifs de la PPE et de la LTECV concernant les injections directes de biométhane dans son réseau de transport. Le niveau d'injection est estimé à 0,4 TWh/an en 2025. Par ailleurs, concernant les sites sur le réseau de distribution dans le sud ouest, TIGF a identifié plusieurs dizaines de sites potentiels de production, bien que peu de projets soient aujourd'hui en service.

3.1.2 Power to gas

Le *Power to gas* consiste à transformer de l'électricité en gaz, pour permettre le stockage d'électricité. L'objectif de la filière est de favoriser l'insertion des énergies intermittentes, en facilitant l'équilibrage des réseaux électriques et en valorisant les surplus de production d'électricité d'origine renouvelable. L'hydrogène produit au cours du processus d'électrolyse peut ensuite être directement injecté dans les réseaux (en petite quantité) ou être converti en méthane (CH₄) de synthèse par association avec du CO₂ (valorisation après capture d'émissions de CO₂ issues de processus industriels, agricoles ou de la production d'électricité), injectable dans les réseaux de gaz. Le méthane de synthèse produit est par nature un gaz renouvelable.



Source : Bilan prévisionnel pluriannuel

Schéma du principe du projet JUPITER 1000

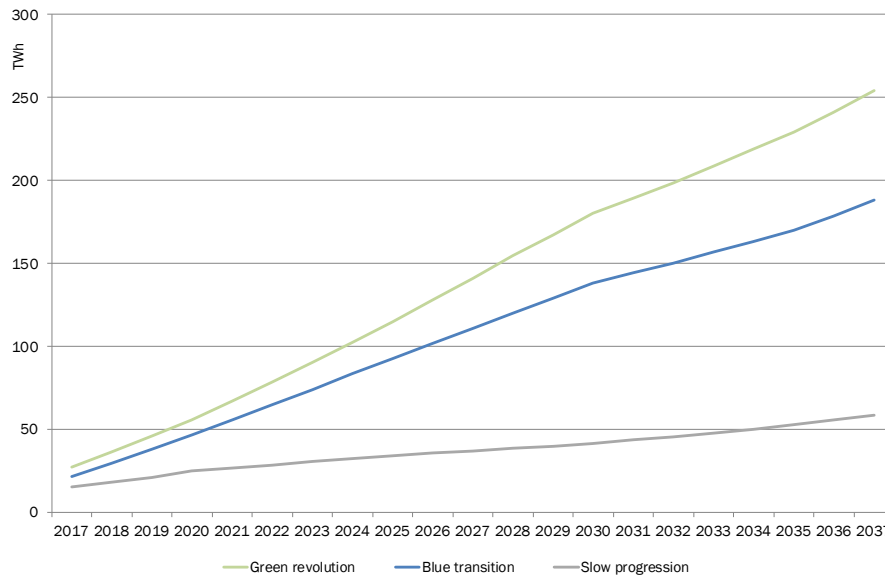
Les opérateurs de réseaux anticipent un développement massif des énergies renouvelables intermittentes à l'horizon 2050, avec une production excédentaire d'électricité qui pourrait dépasser 50 TWh par an¹⁶. Dans cette hypothèse, GRTgaz et TIGF considèrent que la technologie *Power to gas* pourrait représenter un parc de 100 installations de *Power to gas* en 2030, pouvant assurer la gestion d'un surplus de production d'électricité de 2,5 à 3 TWh_e par an.

¹⁶ Etude de l'ADEME de septembre 2014, réalisée avec GRTgaz et GRDF, portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire

3.2 Hypothèses d'évolution de la production de biométhane dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG

Les travaux menés dans le cadre du TYNDP 2017¹⁷ prennent en compte des évolutions d'injection de biométhane selon les trois scénarios : Vision 1 – slow progression, Vision 2 – Blue transition et Vision 4 – Green revolution.

Dans l'ensemble des scénarios, l'ENTSOG prévoit une hausse des injections de biométhane à l'horizon de son TYNDP. Le niveau pourrait atteindre 58 TWh dans le scénario « *Slow progression* » contre 254 TWh dans le scénario « *Green revolution* ».



Source : ENTSOG

Evolution de la production de biométhane

3.3 Analyse préliminaire de la CRE

3.3.1 Biométhane

La CRE constate que les données affichées par l'ENTSOG pour le TYNDP 2017 sont issues des plans à dix ans 2015-2024 des GRT, fondés, pour GRTgaz, sur la feuille de route de l'ADEME. Les plans de l'ENTSOG et des GRT mettent en évidence un important développement de la filière biométhane en cohérence, pour la France, avec la dynamique instaurée par la loi de transition énergétique.

La CRE constate que le scénario « *Vision 3 – Blue transition* » correspond à l'hypothèse tendancielle de 12 TWh injectés en 2030, dont 9 sur le réseau de GRTgaz et le scénario « *Vision 4 – Green revolution* » à l'hypothèse volontariste de 30 TWh injectés en 2030, dont 22,5 TWh sur les réseaux de GRTgaz¹⁸.

La CRE constate que TIGF n'a pas transmis de trajectoires d'injection de biométhane dans le cadre des travaux du TYNDP 2017 et envisage de demander à TIGF de transmettre sa trajectoire dans le cadre du TYNDP 2018.

3.3.2 Power to gas

Les GRT font du *Power to gas* un axe important de développement à l'horizon des plans à dix ans. La CRE remarque néanmoins que les possibilités de stockage d'énergie que permet ce processus ne sont pas prises en compte dans le schéma décennal de développement de RTE, bien que ce dernier se soit engagé dans le projet Jupiter 1000 en 2016 (cf. 4.2.3).

¹⁷ TYNDP 2017 – projections d'injection de biométhane

¹⁸ Feuille de route de l'Ademe, reprise dans la Consultation publique de la CRE relative aux plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

Q3 : Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de gaz d'origine renouvelable présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?

4. LES PROJETS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS

4.1 Evolution de l'offre de capacités de transport sur le réseau français en 2016

Trois projets de grande ampleur ont été mis en service en 2015 et 2016, conformément aux délibérations de la CRE approuvant ces projets :

- Sur le réseau de GRTgaz, le raccordement du terminal de Dunkerque LNG : les ouvrages liés au raccordement du terminal de Dunkerque ont été mis en service en décembre 2015. Le terminal devrait entrer en service commercial d'ici la fin de l'année 2016.
Par ailleurs, GRTgaz a lancé en mai 2010, en coopération avec Fluxys, une *open season* pour la création de capacité ferme permettant d'acheminer du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. La phase engageante de l'*open season* a donné lieu à une décision d'investissement favorable en 2012. La capacité ferme développée vers la Belgique s'élève à 270 GWh/j et est entrée en service en décembre 2015. Elle est partagée entre une capacité d'entrée vers la Belgique depuis le terminal de Dunkerque commercialisée par Fluxys, qui paye une prestation à GRTgaz, et une capacité d'interconnexion entre la France et la Belgique commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys via les enchères sur la plateforme PRISMA ;
- Sur le réseau de GRTgaz, le projet de l'Arc de Dierrey¹⁹, approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 décembre 2011 a été mis en service en 2016. Ce projet est nécessaire pour la décongestion de la liaison Nord Sud et la création d'une place de marché unique à l'horizon 2018 ;

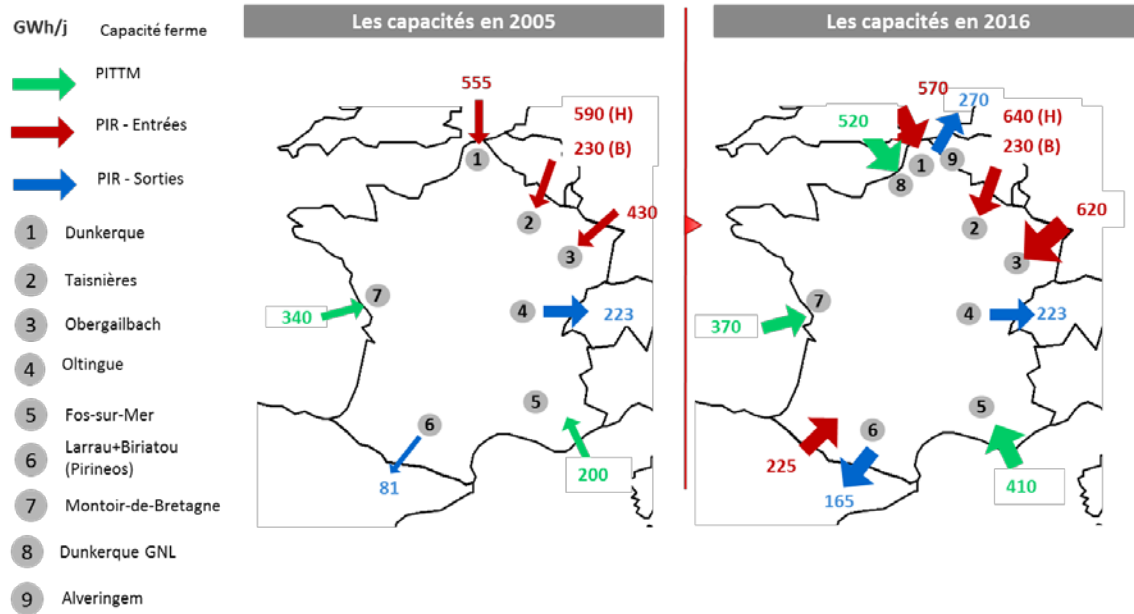
Ces investissements ont un coût à terminaison estimé à 1 119 M€ proche du budget prévisionnel approuvé par la CRE, à 1 185 M€.

- Sur le réseau de TIGF, le projet de l'artère de l'Adour a été mis en service le 15 décembre 2015, dans le cadre de l'*Open season 2010* pour des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne. Il a permis la création de 60 GWh/j de capacités à Biriattou. Le coût à terminaison du projet est estimé à 160 M€, en hausse de 30 M€ par rapport au budget prévisionnel approuvé par la CRE. Compte tenu de l'importance du dépassement du budget, la CRE mène actuellement un audit du déroulement du projet pour vérifier si l'opérateur a agi en opérateur efficace.

A fin 2016, les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 3 585 GWh/j, en hausse de plus de 50% par rapport à 2005, et sont réparties entre des capacités d'entrée depuis des réseaux adjacents et des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers.

A fin 2016, les capacités fermes de sortie ont fortement augmenté, de 116 % depuis 2005 et s'élèvent à 658 GWh/j.

¹⁹ Ce projet était inscrit sur la liste des « Projets d'Intérêt Commun » (PIC) adoptée par la Commission européenne le 14 octobre 2013 pour la période 2014-2016



GWh/j	2005	2016	Evolution 2005-2016
Capacités fermes d'entrée	2 345	3 585	+52 %
Dont pipe	1 805	2 285	+27 %
Dont GNL	540	1300	+141 %
Capacités fermes de sortie	304	658	+116 %

Q4 : Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie ?

4.2 Développements décidés

4.2.1 La place de marché unique en France à l'horizon 2018

La CRE a retenu, dans sa délibération du 7 mai 2014²⁰, le schéma associant les projets Val de Saône, sur le réseau de GRTgaz, et Gascogne-Midi, sur les réseaux de GRTgaz et TIGF, pour permettre la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. Dans sa délibération du 30 octobre 2014²¹, elle a fixé les budgets cibles de ces projets (respectivement 650 M€ et 152 M€) et déterminé les paramètres de régulation incitative qui leur sont applicables.

Le projet Val de Saône consiste à doubler l'artère de Bourgogne entre Etrez et Voisines, à renforcer la puissance de la station de compression et à adapter en conséquence les interconnexions d'Etrez, Palleau et Voisines. Il figure parmi la liste des Projets d'Intérêt Commun (PIC) annexée au règlement européen délégué n°1391/2013 du 14 Octobre 2013 mise à jour le 18 novembre 2015²² (projet n°5.7.1), ce qui lui permet de bénéficier d'une aide financière de l'Union Européenne pour l'achat des tubes pour un montant maximum de 76 M€. Le coût du projet, hors subvention, est supporté par le marché français.

²⁰ Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

²¹ Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne Midi

²² Règlement délégué (UE) n° 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013, mise à jour le 18 novembre 2015 modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union

La CRE constate que TIGF et GRTgaz prévoient une mise en service des infrastructures en novembre 2018, en cohérence avec les hypothèses retenues dans la délibération de la CRE du 7 mai 2014. Dans le plan à 10 ans de l'ENTSOG, ces deux projets sont affichés avec une mise en service en 2018. Ces deux projets ont été retenus comme projets d'intérêt commun dans la liste établie le 18 novembre 2015.

4.2.2 La création de capacités d'entrée à Oltingue en 2018

La CRE a approuvé, dans sa délibération du 17 décembre 2014, le projet de création de 100 GWh/j de capacités au point d'interconnexion d'Oltingue pour un montant de 12 M€ ($\pm 30\%$) en 2018. Le coût du projet est désormais estimé à environ 15 M€. GRTgaz prévoit la mise en service de ces capacités en 2018, en même temps que la mise à disposition des capacités de sortie en Italie et de transit sud-nord en Suisse.

4.2.3 Le projet pilote Power to gas Jupiter 1000 en 2018

Le projet pilote Jupiter 1000 consiste en la construction d'un démonstrateur Power to gas à Fos-sur-mer, dont la mise en service est prévue pour fin 2018. Ce projet doit permettre l'étude de la validité technico-économique du procédé Power to gas, en vue de son déploiement industriel à l'horizon 2030. Ce démonstrateur représentera une capacité de production d'hydrogène de 1 MW_{élec}, et permettra de tester sur le même site deux technologies d'électrolyse (membrane et alcaline).

Le projet, approuvé par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014²³, représente un investissement d'un montant total de 30,3 M€. Après déduction des subventions publiques, la part à financer par GRTgaz s'élève à 13,1 M€ (dont 10,1 M€ en investissements) et celle de TIGF à 1,8 M€.

Le financement de ce projet repose également sur un partenariat avec plusieurs acteurs industriels techniques (CNR, Atmosstat, CEA, Leroux & Lotz, McPhy Energy), qui apportent chacun leurs technologies et leur expertise technique, ainsi que RTE et le Grand Port Maritime de Marseille.

Q5 : Avez-vous des remarques concernant les projets décidés par les GRT et déjà approuvés par la CRE ?

4.3 Projets à l'étude

4.3.1 Les projets MidCat et STEP

Les possibilités de développer des capacités d'interconnexion supplémentaires entre la France et l'Espagne ont fait l'objet d'une étude technique commune de GRTgaz, TIGF et Enagas en 2015.

Le projet MidCat, qui suppose le développement de capacités fermes supplémentaires à hauteur de 230 GWh/j dans le sens Espagne-France et 160 GWh/j dans le sens France-Espagne, nécessiterait, outre la nouvelle interconnexion proprement dite, le renforcement du réseau interne français via notamment la mise en œuvre des projets Eridan et Est Lyonnais. Le coût total des investissements nécessaires côté français a été estimé à plus de 2 milliards d'euros par les trois GRT (GRTgaz, TIGF, Enagas).

Le projet STEP (*South Transit East Pyrenees*) ne serait quant à lui composé que d'une partie de ces investissements, soit ceux situés sur les réseaux de TIGF et d'Enagas. Du côté français, il comprendrait une canalisation de 120 km entre Le Perthus et Barbaira, pour un coût estimé à environ 300 M€. L'étude commune des GRT conclut que, dans ce cas, seules des capacités interruptibles seraient créées. En particulier, les contraintes internes propres aux réseaux espagnol et français impliqueraient que la disponibilité effective de capacités d'interconnexion additionnelles entre la France et l'Espagne dépendrait notamment des niveaux d'émission aux terminaux GNL de Fos et de Barcelone. Ainsi, les capacités dans le sens Nord vers Sud seraient largement réduites en cas d'émission importante depuis le terminal de Barcelone et réciproquement, les capacités dans le sens Sud vers Nord seraient réduites en cas d'émissions importantes depuis les terminaux de Fos.

Dans son rapport 2016 sur les interconnexions²⁴, la CRE a souligné que, compte tenu de la capacité du système français à faire face à des crises d'approvisionnement, des capacités d'interconnexion supplémentaires avec

²³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2014 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2015 de GRTgaz

²⁴ Les interconnexions électriques et gazières en France - Un outil au service de la construction d'un marché européen intégré

l'Espagne (*a fortiori* si elles sont interruptibles) n'auraient pas d'utilité pour la sécurité d'approvisionnement de la France.

En outre, à moins que de nouvelles demandes des acteurs de marché, traduites par des engagements fermes de souscriptions dans le cadre d'une *open season*, ne se manifestent, la CRE considère que les capacités d'interconnexion actuelles permettent de satisfaire les besoins du marché, comme en témoigne l'existence de capacités non souscrites dans les deux sens, ainsi que la non-utilisation d'une part significative des capacités souscrites, en particulier dans le sens Espagne vers France.

Compte tenu de l'absence de bénéfices identifiés pour la France, et sauf à faire supporter aux consommateurs français des dépenses injustifiées, les développements de capacités d'interconnexion supplémentaires entre la France et l'Espagne ne pourraient être envisagés que dans le cadre d'une allocation transfrontalière de coûts entre pays bénéficiaires, telle que prévue par le Règlement européen 347/2013 et avec, le cas échéant, des subventions européennes.

4.3.2 Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée

La possibilité de permettre des flux physiques de la France vers l'Allemagne, à hauteur de 100 GWh/j de capacités fermes de sortie au point d'interconnexion d'Obergailbach, est étudiée par GRTgaz, en lien avec le code de réseau européen sur l'interopérabilité. Un tel projet nécessiterait, en plus des ouvrages devant être construits pour permettre la création de capacités, une évolution des pratiques d'odorisation.

Dans cette perspective, le projet Odicée étudie les solutions consistant, notamment, à décentraliser l'odorisation du gaz sur le réseau de GRTgaz. Le coût total des investissements nécessaires à la mise en œuvre de l'odorisation décentralisée et à la construction des ouvrages nécessaires pour permettre les flux rebours vers l'Allemagne a été estimé en 2013 à environ 600 M€. Une installation pilote est en cours de mise en œuvre par GRTgaz sur deux sites, à Etroeungt et Bas Lieu (Nord), afin d'évaluer de manière plus fine la faisabilité technique ainsi que le coût de cette solution. Les premiers éléments d'analyse coûts-bénéfices, issus du plan de développement des réseaux 2015 d'ENTSOG, montrent des bénéfices insuffisants pour couvrir le coût d'un tel projet.

GRTgaz étudie donc des solutions alternatives, telles que le recours à une unité de désodorisation sur l'artère du Nord-Est, ainsi que le développement de capacités fermes de la France vers l'Allemagne sur la base d'outils contractuels.

Comme indiqué dans son rapport 2016 sur les interconnexions, la CRE considère que, si la demande des acteurs du marché est insuffisante, et compte tenu de l'absence de bénéfices pour la France en matière de sécurité d'approvisionnement, ce projet ne pourrait être mis en œuvre que dans le cadre d'une allocation transfrontalière de coûts (si des bénéfices en matière de sécurité d'approvisionnement au profit d'autres Etats Membres étaient identifiés et avec, le cas échéant, des subventions européennes).

4.3.3 La conversion de la zone B en gaz H

Une partie du nord de la France, appelée « zone B » (en référence au gaz à bas pouvoir calorifique), est approvisionnée par du gaz en provenance du champ de production de Groningue aux Pays-Bas. Le gouvernement néerlandais a annoncé la fin de l'exploitation du champ en 2029. En prévision de l'arrêt des importations de ce gaz B, GRTgaz et les opérateurs des infrastructures adjacentes (Storengy, GRDF et deux ELD) étudient un plan de conversion avec comme objectif la fin de la conversion à l'échéance des contrats d'importation, soit 2029.

Le décret n°2016-348 du 23 mars 2016²⁵ précise le cadre réglementaire et l'organisation générale de la conversion. Il prévoit notamment la réalisation d'une phase pilote sur la période 2016-2020. Dans ce cadre, GRTgaz et les opérateurs d'infrastructures adjacentes ont soumis aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie un plan de conversion le 23 septembre 2016, qui fera l'objet d'une analyse technico-économique de la CRE en 2017. Le budget du projet pilote est estimé à 42 M€ pour GRTgaz. Il est également annoncé en 2018 dans le plan de développement de l'ENTSOG.

Le plan de conversion, sous réserve de son approbation par les ministres concernés, prévoit des modifications sur l'offre de GRTgaz :

- la disparition du service de pointe de conversion de gaz H en gaz B à l'été 2021 ;
- la diminution de la capacité d'entrée ferme à Taisnières B de 230 GWh/j à 115 GWh/j en 2025.

GRTgaz précise que le développement de nouvelles capacités d'entrée en gaz H dépendra de la demande des acteurs de marché.

²⁵ Décret n°2016-348 du 23 mars 2016

4.3.4 Le développement des infrastructures adjacentes

4.3.4.1 Les capacités de regazéification

Fosmax LNG, propriétaire du terminal de Fos Cavaou étudie la possibilité de doubler ses capacités de regazéification à l'horizon 2022, avec une première étape dès 2020. GRTgaz précise que les investissements relatifs aux projets Eridan et Est Lyonnais seront nécessaires pour permettre l'évacuation du gaz à la sortie du terminal. Le projet d'extension du terminal est prévu pour 2022, avec une phase intermédiaire en 2020 (TYNDP 2017), alors que le développement des ouvrages nécessaires pour l'évacuation du gaz pourrait être possible à l'horizon 2022 sur le réseau de GRTgaz dans le TYNDP.

Elengy, propriétaire du terminal de Montoir de Bretagne, envisage l'augmentation des capacités de regazéification à l'horizon 2020-2022. Pour ce faire, le renforcement de l'artère du Maine sera nécessaire sur le réseau de GRTgaz. Comme pour le terminal de Fos Cavaou, il existe un décalage possible d'un à deux ans entre la mise en service des ouvrages de regazéification et le développement de la totalité des ouvrages nécessaires du réseau de GRTgaz.

	Mise en service prévue par les porteurs de projets	Mise en service affichée par l'ENTSOG	Capacités envisagées	Statut du projet
Extension du terminal de Montoir de Bretagne	2020 ou 2022	2020	+2,5 Gm ³	Non décidé
Doublement des capacités au terminal de Fos Cavaou	2020-22	2022	+8,5 Gm ³	Non décidé

4.3.4.2 Les capacités de stockage

Géométhane envisage de rénover le stockage de Manosque, avec l'augmentation de sa capacité d'injection en 2020, puis de sa capacité de soutirage en 2021.

Par ailleurs, Storengy envisage le raccordement d'une nouvelle cavité sur son site d'Etrez et la reprise des études sur son site de Hauterives, sans pour autant indiquer de délai.

	Mise en service prévue par les porteurs de projets	Mise en service affichée par l'ENTSOG	Statut du projet
Etrez et Hauterives	-	2022	Non décidé
Manosque	2020 et 2021	2022	Non décidé

4.3.5 Le développement du réseau lié à la production d'électricité

La centrale de Bouchain, située dans les Hauts de France, est entrée en service en 2016.

La centrale de Landivisiau, en Bretagne, initialement attendue en 2018, ne pourra tenir le délai. Elle est envisagée à l'horizon 2020 dans le bilan prévisionnel pluriannuel 2016. Dans le cadre de ce projet, GRTgaz étudie le renforcement du réseau en Bretagne pour permettre de sécuriser les approvisionnements en gaz de la région. Le projet de renforcement de Bretagne Sud consiste en la construction d'une canalisation de 111 km entre Pleyben (Finistère) et Plumergat (Morbihan). Le budget du projet est estimé à ce jour à 100 M€. GRTgaz a obtenu la déclaration d'utilité publique, ainsi que l'autorisation ministérielle en 2015. L'avancement du projet est dépendant de la décision du promoteur du projet de Landivisiau.

Dans sa variante basse, GRTgaz ne prévoit aucune mise en service de production d'électricité à partir de gaz à l'horizon 2035, en cohérence avec le bilan prévisionnel de RTE. GRTgaz, dans sa variante haute, prévoit un doublement des tranches raccordées au réseau de gaz, mais considère que ces développements ne devraient pas induire de modifications structurelles de son réseau.

4.3.6 Le développement du réseau lié au biométhane

Conformément à la délibération de la CRE du 17 décembre 2015, GRTgaz et TIGF ont étudié les conséquences du développement de la filière biométhane sur les besoins d'investissements des opérateurs de transport. Les GRT n'anticipent pas une baisse des investissements en lien avec le développement des injections de biométhane et constatent l'émergence possible de nouveaux besoins d'investissements.

Les GRT anticipent le cas où les injections de biométhane excèderaient la consommation de gaz, surtout l'été, en zone rurale. Des solutions sont à l'étude sur le réseau de distribution (maillage des réseaux, *peak-shaving*, développement des consommations locales). Les GRT étudient, quant à eux, la possibilité de mettre en œuvre des rebours. Ces installations permettent d'inverser les flux de gaz par rapport à la normale entre des réseaux de régime de pression différents pour remonter l'excédent de production de gaz sur les réseaux amont.

GRTgaz estime, au vu du développement actuel de la filière, qu'un à deux rebours Distribution/Transport (D/T) pourraient voir le jour à l'horizon 2018. GRTgaz a par ailleurs mené une étude statistique pour estimer le nombre de rebours nécessaires à l'horizon 2025 pour répondre aux objectifs de la LTECV, en fonction d'un certain nombre d'hypothèses : cette étude fait apparaître un ordre de grandeur d'une trentaine de rebours D/T et de moins de cinq rebours Transport régional/principal en zone GRTgaz, soit un investissement total d'environ 100 M€. Le financement de cette charge et sa répartition entre les différents acteurs de la filière ne sont pas évoqués par GRTgaz.

Sur le réseau de TIGF, la nécessité de mettre en œuvre des rebours apparaîtrait plus tardivement car l'opérateur considère que la probabilité du rebours est lié au développement de l'injection sur les réseaux des distributeurs : le GRT anticipe ainsi la mise en œuvre d'une unité de rebours par an à compter de 2023. Selon TIGF, une unité de rebours équivaut financièrement à trois ou quatre unités d'injection directes.

Les prévisions d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz ont une influence sur les besoins d'investissement des opérateurs de transport. La CRE constate que les GRT ne présentent, à ce stade, que les investissements supplémentaires qui seraient nécessaires sur leurs réseaux. Elle considère que les GRT devraient approfondir leurs analyses permettant d'évaluer dans quels cas les injections de gaz renouvelables seraient susceptibles d'éviter des investissements sur les réseaux de transport de gaz.

Q6 : Avez-vous des observations sur les projets à l'étude ?

Q7 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?

5. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

Q1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?

Q2 : Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les GRT dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans des GRT ?

Q3 : Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de gaz d'origine renouvelable présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?

Q4 : Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie ?

Q5 : Avez-vous des remarques concernant les projets décidés par les GRT et déjà approuvés par la CRE ?

Q6 : Avez-vous des observations sur les projets à l'étude ?

Q7 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?