



# **Évolution de la demande gazière en France à l'horizon 2030**

---

**Perspectives et chiffres clés**

**Juin 2018**

# L'association française du gaz

L'AFG, créée en 1874 est le syndicat professionnel de la filière gazière française (gaz naturel, biométhane, butane, propane). Elle compte 8 membres titulaires, 32 membres associés, 5 partenaires et environ 600 membres sociétaires.



## Sommaire

1	CONTEXTE ET SYNTHÈSE DES SCÉNARIOS .....	3
2	L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DE GAZ DISTRIBUÉE SUR LES RÉSEAUX POUR LES USAGES TRADITIONNELS : RESIDENTIEL, TERTIAIRE, INDUSTRIE .....	5
3	LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE GAZ.....	7
4	LA MOBILITÉ TERRESTRE.....	11
5	LE GNL CARBURANT MARIN ET FLUVIAL ET LE GNL PORTE POUR L'INDUSTRIE .....	14
6	LA DEMANDE DE GAZ BUTANE ET PROPANE (GPL) .....	18
7	ESTIMATION SIMPLIFIÉE DU BILAN CARBONE POUR L'INDUSTRIE GAZIÈRE.....	20

## 1 Contexte et synthèse des scénarios

Avec ses 160 000 emplois directs et indirects en France, l'industrie gazière produit, distribue et commercialise une énergie importante pour notre pays aux nombreux atouts :

- une **énergie propre**, qui réduit les émissions de CO<sub>2</sub> de respectivement 40% et 25% par rapport au charbon et au pétrole, qui ne dégage pratiquement aucune particule fine et très peu de dioxyde de soufre et d'azote,
- une **énergie accessible et disponible** sur l'ensemble du territoire à travers ses infrastructures et ses réseaux,
- une **énergie compétitive**, avec une souplesse particulièrement adaptée aux usages thermo-dépendants (chauffage et cuisson) et industriels, également utilisée pour la production d'électricité et de chaleur et comme carburant pour les transports ;
- une **énergie facile à stocker**.

Une énergie qui permet le développement de **filières industrielles d'excellence** françaises grâce :

- au **biométhane** et autres **gaz renouvelables pour nos territoires**,
- au gaz naturel liquéfié **pour les navires et les bateaux**,
- au gaz naturel véhicule **pour les véhicules de transport de marchandises et de voyageurs**.

Ce document s'inscrit également dans le cadre du débat actuel sur la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) ainsi que la mise en œuvre de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) qui nécessitent un éclairage sur les perspectives d'évolution de la demande de gaz à l'horizon 2028-2030.

Cette nouvelle version du scénario AFG est la refonte d'un précédent exercice publié en 2016. Depuis cette période, les modalités de baisse de la part du nucléaire inscrite dans la la LTECV ont fait l'objet de précisions par Nicolas Hulot, Ministre d'Etat en charge de la Transition écologique et solidaire. Cette mise à jour intègre les conséquences de ces précisions sur la demande de gaz sur la base des scénarios de mix électrique à l'horizon 2030/2035 publiés par RTE à l'automne 2017.

Même si comme nous le verrons, la demande de gaz en France est orientée à la baisse, rappelons que le contexte international est différent, comme en témoignent l'ensemble des scénarios présentés par l'Agence Internationale de l'Énergie dans l'édition 2017 du World Energy Outlook qui indiquent **une place croissante du gaz dans le mix énergétique mondial** en substitution d'énergies plus carbonées pour la production d'électricité notamment.

Les gestionnaires d'infrastructures gazières (GRTgaz, Téréga, GRDF et le SPEGNN) ont publié fin 2017 une mise à jour des scénarios de demande de gaz transitant dans les réseaux. Ce bilan est utilisé pour bâtir les scénarios relatifs aux secteurs résidentiel, tertiaire et industriel.

Les autres chiffres proviennent des prévisions de l'AFGNV pour le gaz naturel véhicule, de la plateforme GNL carburant marin et fluvial, du Comité Français du Butane Propane, ainsi que de différents experts des entreprises adhérentes de l'AFG.

Le document est destiné à donner une vision de la place du gaz dans la perspective de la PPE sur la période 2023-2028 pour la France métropolitaine. Les îles font l'objet de PPE spécifiques.

Le document se décompose comme suit :

- les prévisions de consommations des secteurs résidentiels, tertiaires et industrie (cf. § 2),
- la consommation gaz des centrales électriques et des unités de cogénération (cf. § 3),
- la demande de gaz naturel carburant pour la mobilité terrestre tant sous forme de gaz naturel comprimé (GNC) que de gaz naturel liquéfié (GNL) (cf. § 4),

- les consommations de GNL carburant marin ou fluvial ainsi que les besoins de GNL porté pour l'industrie (cf. § 5),
- la demande de gaz butane et propane pour l'ensemble des usages (cf. § 6),
- un bilan carbone de l'industrie gazière (cf. § 7).

Même si ce point ne sera pas abordé dans ce document, rappelons enfin que le développement du gaz pour certains usages comme la mobilité terrestre ou l'utilisation du GNL dans le transport maritime et fluvial permettent **de lutter contre la pollution de l'air** dans les zones urbaines et portuaires.

Le document analyse dans certains secteurs plusieurs variantes synthétisées dans le tableau ci-dessous. Le scénario 1 correspond à celui d'une **transition énergétique équilibrée avec un mix énergétique diversifié dont la composante gaz est elle aussi équilibrée** : les usages classiques de chauffage sont en baisse, les usages gaz carburant en remplacement de carburants plus polluants sont en hausse.

**Les prévisions de consommations sont les suivantes :**

Consommation en TWh	2017	Échéance 2030		
		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Résidentiel	153	116	124	132
Tertiaire	89	70	77	81
Industrie	169	142	157	171
Sous-total, résid. tert., indus.	<b>411</b>	<b>328</b>	<b>358</b>	<b>384</b>
GNV (GNC et GNL)	1	35	40	66
Cogénérations	27	27	15	27
Gaz centrales	55	40	40	40
GNL marin et fluvial	0	10	10	10
GNL porté	1	10	10	10
GPL	24	26	28	28
Total	<b>519</b>	<b>476</b>	<b>501</b>	<b>565</b>

## 2 L'évolution de la demande de gaz distribuée sur les réseaux pour les usages traditionnels : résidentiel, tertiaire, industrie

Conformément à l'article L141-10 du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz ont publié pour la première fois en 2016 un bilan prévisionnel pluriannuel commun de la demande de gaz en France. En 2017, ce document a été mis à jour.

Une mise à jour plus importante sera effectuée dans le courant de l'année 2018. En attendant, le scénario de l'AFG reprend les hypothèses de ce document de 2017 pour les évolutions de la demande de gaz dans les secteurs résidentiels-tertiaires et industriel.

Trois scénarios ont été construits autour de déterminants contrastés comme la croissance économique, l'efficacité énergétique, la mise en œuvre du plan de rénovation des bâtiments, les effets de substitution entre énergie... un scénario de référence (notre scénario central 2), une variante basse (scénario 1) et une variante haute (scénario 3) ces déterminants sont rappelés dans le tableau ci-dessous :

Principaux inducteurs des scénarios	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Démographie	Evolution modérée du nombre de ménages		
Croissance économique	Plus faible	Modérée	Plus importante
Efficacité énergétique	Plus faible	Elevées	Plus importante
Rénovation du bâti	Moins importantes	Elevée	Plus importantes
Développement des renouvelables	Moins important	Elevé	Important
Substitution entre énergies	Faibles	Modérées	Elevées

Source : Bilan prévisionnel GRTgaz, Téréga, GRDF, Speggn 2017

### Les 3 scénarios prennent différentes hypothèses par secteurs.

Dans tous les cas les rénovations permettent, couplées aux systèmes performants, une réduction forte de la consommation unitaire de chauffage. Pour le tertiaire, la construction neuve semble s'être durablement installée à des valeurs plus faibles que par le passé.

Pour l'industrie, la production augmente légèrement dans les 3 scénarios mais les effets d'efficacité énergétique limitent la consommation de gaz. Dans l'industrie, le gaz peut être utilisé comme matière première pour la production d'hydrogène, d'engrais azotés ou pour les raffineries ou comme combustible pour la production de chaleur (chaudières, fours...) où il est en concurrence avec les autres énergies : charbon, fuel, biomasse et électricité.

#### Pour le scénario 1, les hypothèses sont :

- Pour le résidentiel 350 000 constructions neuves par an, 200 000 rénovations du bâti par an (gain 30%), une part des logements chauffés au gaz en légère baisse,
- Pour le tertiaire, 10 millions de m<sup>2</sup> de surfaces construites annuellement d'ici 2035, 5 millions de surfaces rénovées (gain énergétique 20 %), une dynamique de part des surfaces chauffées au gaz très faible 0,1 %,

- Et une consommation de gaz dans l'industrie en baisse de -1,2 %, (contexte d'activité économique plus faible, efficacité énergétique élevée, bilan des substitutions globalement orienté sur les substitutions du gaz par d'autres énergies).

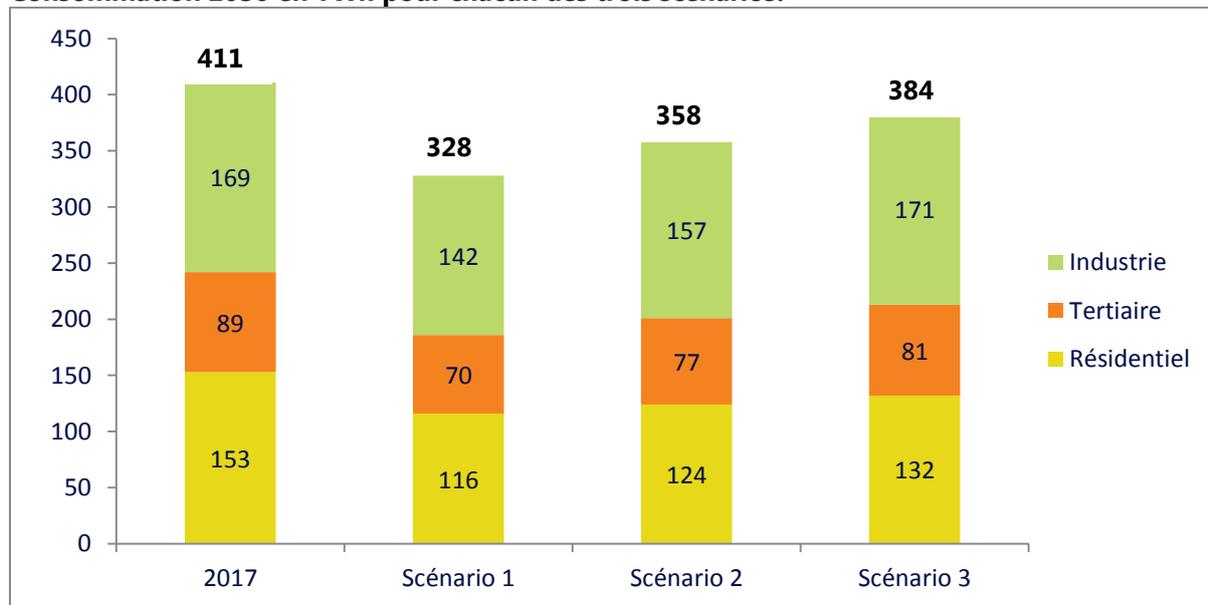
**Pour le scénario 2, les hypothèses sont :**

- en résidentiel 400 000 constructions neuves par an, 300 000 rénovations par an, en prenant pour hypothèse 30 % de gain énergétique du bâti, et une courbe de pourcentage de logements chauffés au gaz en légère baisse,
- en tertiaire 12 millions de m<sup>2</sup> construits par an, 7 millions de m<sup>2</sup> de surface rénovées avec un gain énergétique de 20 %, une dynamique de part de surfaces chauffées au gaz de +1% par an
- dans l'industrie une consommation de gaz en légère baisse de -0,6% : l'efficacité énergétique est atteinte dans les procédés, la substitution du fioul par le gaz compense la substitution du gaz par l'électricité.

**Pour le scénario 3, les hypothèses sont :**

- En résidentiel 500 000 constructions neuves par an, 400 000 rénovations du bâti par an (30 % gain énergétique), une hausse légère de la part de logements chauffés au gaz,
- En tertiaire 15 millions de m<sup>2</sup> construits annuellement, 8 millions de m<sup>2</sup> par an de surfaces rénovées (gain énergétique 20 %) une dynamique de part de surface chauffées au gaz de + 1,7 %,
- dans l'industrie une consommation de gaz identique à celle de 2017 : dynamique économique plus favorable, les conversions au gaz sont renforcées en provenance du fioul et du charbon et de quelques transfert d'usage de l'électricité vers le gaz (applications nécessitant une homogénéité de température : four de traitement thermique ou de surface (ex. chauffage infrarouge), chauffage des locaux, production d'eau chaude et de vapeur.

**Consommation 2030 en TWh pour chacun des trois scénarios.**



### 3 La production d'électricité à partir de gaz

**Les centrales à gaz naturel sont aujourd'hui principalement utilisées en soutien au système électrique (gestion de pointe et gestion des intermittences).**

Les centrales au gaz permettent de gérer la variabilité de la production électrique produite à partir d'énergies renouvelables électriques (éolien et solaire) ainsi que les pointes de demande électriques. A titre d'exemple, le 1<sup>er</sup> mars 2018, jour où le besoin de chaleur était très fort, la pointe électrique était de 91 000 MW<sub>e</sub> selon RTE, alors que la pointe gaz était de 139 000 MW au périmètre GRTgaz et de 148 000 en ajoutant Téréga). Les hypothèses formulées dans le scénario AFG tiennent compte de la baisse de la consommation liée à l'efficacité énergétique, de la part du nucléaire dans la production d'électricité et du développement progressif des ENR électriques.

Les scénarios de demande électrique présentés par RTE lors de l'atelier « mix électrique » de la PPE du 16 janvier 2018, et retenu par le Gouvernement, sont les suivants :

- **Ampère** : substitution du nucléaire par du renouvellement d'ENR électriques sans moyen thermique supplémentaire (hors Landivisiau), 16 réacteurs à fermer d'ici 2030-2035 + Fessenheim. La consommation électrique est en légère décroissance.
- **Volt** : pilotage du parc nucléaire avec développement soutenu des ENR électriques. Avec Volt le pilotage du parc nucléaire se fait avec des débouchés européens. Le scénario prévoit le déclassement de 9 réacteurs à l'horizon 2035.

Ces deux scénarios envisagent un parc de CCGT inchangé et dès lors une demande de gaz pour la production d'électricité par CCGT stable.

Cependant, on a pu constater en 2015, 2016, 2017 que la production électrique au gaz apportait un secours domestique important en cas d'insuffisance ou d'intermittence des autres moyens de production électriques. Cette hypothèse est conservée dans nos scénarios.

Les hypothèses retenues pour déterminer la part de la demande gazière dédiée à la production d'électricité sont cohérentes avec les perspectives affichées par RTE dans leurs scénarios Ampère et Volt qui pourraient être retenus au sein de la PPE.

Le Bilan prévisionnel de RTE publié en novembre 2017 contient d'autres scénarios plus favorables au gaz.

#### 3.1 Parc de production électrique installé et sa consommation

En 2018, le parc de production électrique installé est de 11,1 GW<sub>e</sub> il comporte :

- 14 tranches de cycles combinés au gaz (CCCG dont DK6 qui consomme en partie du gaz produit par l'aciérie voisine) raccordées au réseau de transport de gaz représentant une puissance électrique de 6,3 GW<sub>e</sub>. Ce chiffre intègre la centrale de Bouchain passée du charbon au gaz dont la puissance est de 575 MW<sub>e</sub>,
- Elle intègre également les TAC de Gennevilliers (210 MW<sub>e</sub>) et de Montereau (2\*185 MW<sub>e</sub>), ces dernières pouvant aussi fonctionner au fioul, (bi- combustibles),
- l'ensemble des cogénérations représentent une capacité de production de 4,4 GW<sub>e</sub> les trois plus grosses installations représentant une puissance cumulée de 800 MW<sub>e</sub>.

La production installée sera complétée par la mise en service de la centrale de Landivisiau (422 MW<sub>e</sub>) soit un total à terme de 6,7 GW<sub>e</sub> pour les CCCG et de 11,7 GWe en comprenant les TAC et cogénérations.

En 2017, environ **81,6 TWh** de gaz ont été consommés (CCCG et cogénérations) pour produire 40,9 TWh d'électricité. Ce volume en hausse par rapport à l'année 2016 est dû à une plus faible disponibilité du parc électrique et une plus forte intermittence des autres moyens de production. S'y ajoutent un facteur climatique et un facteur économique : l'année 2017 a été plus froide et le prix du CO<sub>2</sub> et du charbon plus élevés.

La comparaison entre 2016 et 2017 montre une progression des consommations des centrales électriques au gaz : 45,9 TWh en 2016 vs 54,6 TWh en 2017 soit une hausse de 19,0 %.

L'ensemble des cogénérations raccordées à GRTgaz/Téréga et GRDF ou en activité secondaire sur un site industriel ont également progressé mais dans une moindre mesure : 24,9 TWh en 2016 vs 27 TWh en 2017 soit une hausse de 8,4 % (source : bilan prévisionnel GRTgaz bilan 2017).

**La place du gaz dans la production d'électricité dépendra des décisions prises à l'issue des consultations de la programmation pluriannuelle de l'énergie.**

À date, en dehors du site de Landivisiau (2021), la programmation pluriannuelle de l'énergie ne mentionne pas de cible d'investissement sur cette filière. Le scénario AFG a retenu à ce stade cette hypothèse.

### 3.2 La production des CCGT

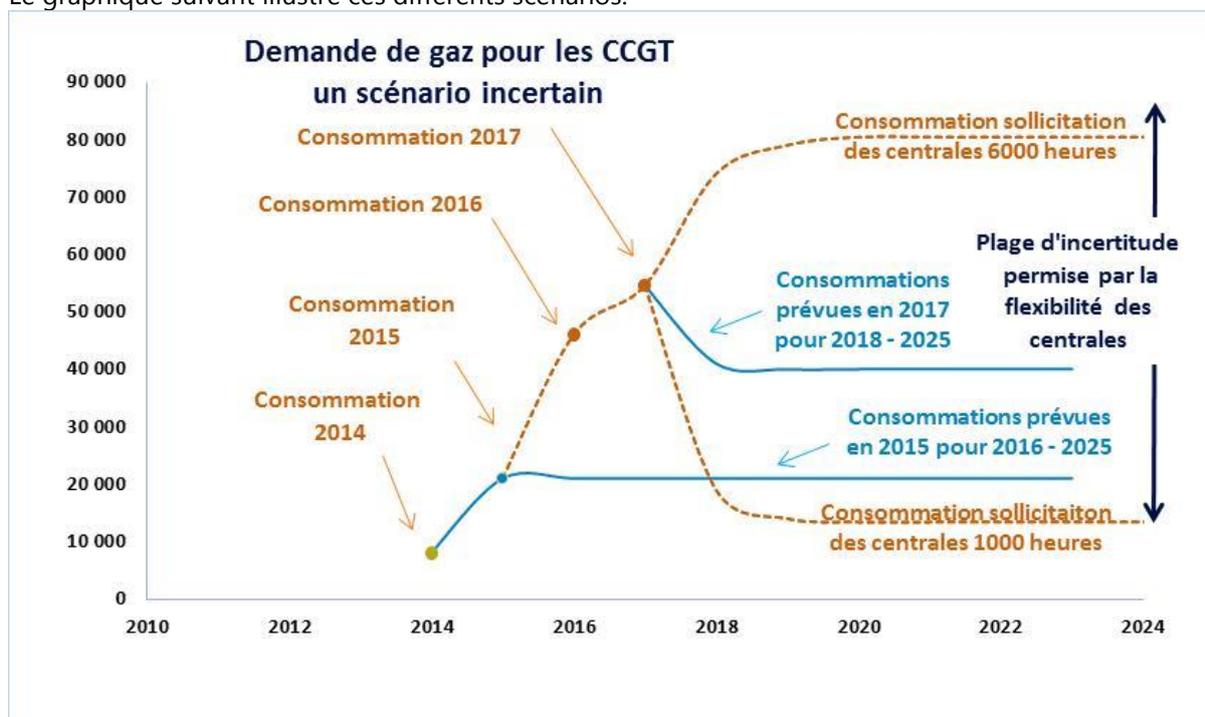
Le niveau de la demande de gaz pour la production d'électricité à partir des CCGT observée depuis la fin de l'année 2014 et jusqu'à fin 2017 correspond à une sollicitation importante des moyens de production au gaz. **En 2017, la durée de fonctionnement des CCGT a été de l'ordre de 4000 h /an et 55 TWh de gaz consommé.**

Selon la rigueur de l'hiver, la disponibilité du parc nucléaire et du parc hydraulique, avec les besoins associés à l'intermittence des autres moyens de production d'électricité, cette consommation pourrait varier de 10 à 80 TWh.

Compte tenu du mode de sollicitation des centrales à cycles combinés qui essentiellement répondent à la demande électrique, élaborer un unique scénario reste très peu pertinent. Par contre, il est important de connaître les variations possibles de la demande de gaz dont la principale variable reste les heures de fonctionnement. Ainsi :

- avec un fonctionnement très faible comme cela a été le cas en 2014, la consommation s'établirait autour de 13 TWh (1000 heures de fonctionnement environ),
- **avec un fonctionnement autour de 4000 heures par an comme en 2017, la consommation serait de 55 TWh,**
- si les centrales étaient utilisées 6000 heures par an la consommation serait de l'ordre de 80 TWh.

Le graphique suivant illustre ces différents scénarios.



Une hypothèse moyenne de consommation de gaz pour la production d'électricité de l'ordre de 40 TWh est cohérente avec les scénarios Ampère et Volt de RTE qui prévoient plutôt une stagnation de cette demande de gaz (Hertz et Watt envisagent des hausses). Cette hypothèse pourrait être qualifiée de « médiane », la consommation pouvant varier de 10 à 80 TWh.

Mais choisir l'un ou l'autre des scénarios n'est pas nécessairement pertinent : la consommation gaz des centrales n'est que la conséquence des appels de puissance électrique et des opportunités de « clean spark spread » (écart de prix entre électricité et gaz). **Elle est par nature variable et adaptable.**

### 3.3 La cogénération

Pour les cogénérations, après la phase d'incertitude liée à l'échéance du renouvellement de la plupart des contrats d'obligation d'achat d'électricité entre 2008 et 2013, deux scénarios sont possibles : dans le premier le nombre d'installations de cogénérations pourrait rester stable d'ici à 2030 dans le second l'industrie et les réseaux de chaleur verraient leurs capacités démantelées progressivement conduisant à une baisse des installations.

Le mode de fonctionnement des cogénérations est similaire à celui des centrales à cycle combiné (incertitude forte sur la consommation liée aux appels de puissance du système électrique). Mais la variabilité de cette consommation est moindre que pour les CCGT. Précisons que ces dernières années, du fait de spark-spread négatifs, les centrales à cogénérations installées n'ont pas toujours fonctionné autant qu'elles auraient pu.

Les scénarios RTE (Ampère et Volt) retiennent un nombre d'installations et des consommations de gaz pour la cogénération voisins de ceux des scénarios moyens et bas du club Cogénération de l'ATEE.

Les scénarios Ampère et Volt prévoient une stagnation ou une diminution assez notable de la consommation de gaz dans les cogénérations comme indiqué dans les tableaux ci-dessous :

		Sources	2016	2025	2030
GRTGaz	Conso de gaz cogé TWh PCS	BP 2035 GRTGaz, 2017	<b>27</b>		
<b>Ampère</b>	Est. conso gaz cogé TWh PCS	RTE		<b>21</b>	<b>25</b>
<b>Volt</b>	Est. conso gaz cogé TWh PCS	RTE		<b>19</b>	<b>11</b>

A titre de comparaison, pour avoir une deuxième source d'information, les tableaux ci-dessus en fournissent les hypothèses détaillées des scénarios « déclin » et « croissance » de l'ATEE. La capacité installée variant de 6,5 GW<sub>e</sub> à 1,4 GW<sub>e</sub>. Les écarts proviennent principalement d'une hypothèse sur la disparition progressive des obligations d'achat et d'une absence de soutien public.

	Scénario déclin					Totaux
Segment	Chaudières individuelles	Chaudières collectives	Réseaux de chaleur	Serres	Sites industriels	
Capacités hautes	350 MW <sub>e</sub>	750 MW <sub>e</sub>	0 MW <sub>e</sub>	300 MW <sub>e</sub>	0 MW <sub>e</sub>	1400 MW <sub>e</sub>
Durée de fonctionnement	3474 h	4558 h	3504 h	3816 h	7658 h	
Rendement spécifique	40%	37%	41%	40%	38%	
Production électrique	1,2 TWh <sub>e</sub>	3,4 TWh <sub>e</sub>	0,0 TWh <sub>e</sub>	1,1 TWh <sub>e</sub>	0,0 TWh <sub>e</sub>	5,8 TWh <sub>e</sub>
Consommation gaz	3,0 TWh PCS	9,2 TWh PCS	0,0 TWh PCS	2,9 TWh PCS	0,0 TWh PCS	15,1 TWh PCS
	Scénario croissance					Totaux
Segment	Chaudières individuelles	Chaudières collectives	Réseaux de chaleur	Serres	Sites industriels	
Capacités hautes	420 MW <sub>e</sub>	900 MW <sub>e</sub>	1920 MW <sub>e</sub>	360 MW <sub>e</sub>	2880 MW <sub>e</sub>	6480 MW <sub>e</sub>
Durée de fonctionnement	3474 h	4558 h	3504 h	3816 h	7658 h	
Rendement spécifique	40%	37%	41%	40%	38%	
Production électrique	1,5 TWh <sub>e</sub>	4,1 TWh <sub>e</sub>	6,7 TWh <sub>e</sub>	1,4 TWh <sub>e</sub>	22,1 TWh <sub>e</sub>	35,7 TWh <sub>e</sub>
Consommation gaz	3,6 TWh PCS	11,1 TWh PCS	16,4 TWh PCS	3,4 TWh PCS	58,0 TWh PCS	92,6 TWh PCS

En l'absence d'un soutien public fort, le scénario croissance du Club Cogénération de l'ATEE paraît peu probable. Les deux scénarios retenus par l'AFG représentent dès lors des hypothèses médianes.

**Le scénario bas de l'AFG prévoit une consommation gaz de 15 TWh en 2030** qui apparaît comme un vrai minimum même en l'absence de véritable politique de soutien public. En effet, à cette échéance il restera au moins 1 GW<sub>e</sub> de capacité gaz sous obligation d'achat soit environ 10 TWh de consommation de gaz auquel il faut ajouter quelques cogénérations industrielles résiduelles (300 MW) et l'équivalent en chaudières collectives et individuelles encore soutenues par les tarifs C16 et C16R, soit 5 à 7 TWh de plus.

**Le scénario haut de l'AFG suppose une consommation stable entre 2017 et 2030 soit 25 à 27 TWh.** Compte tenu de l'absence de signaux publics dans ce secteur. Notons que 27 TWh consommés, ne représentent en équivalent base hiver (5 mois continus) que 2,7 GW<sub>e</sub> d'actifs de cogénération installés, soit une érosion de 40% du parc actuel, Il suffirait que 50% du parc actuel de capacités industrielles reste en place pour atteindre cette consommation, ce qui est probable, tant l'outil cogénération représentera encore à cette échéance un outil performant dans l'ordre de préséance économique, ce que révèle une étude réalisée par Artelys en cours de finalisation.

## 4 La mobilité terrestre

Les solutions de mobilité fonctionnant au gaz passent par le GNV (traitée dans ce paragraphe) et le GPL (abordée au paragraphe 6.3).

Concentré au départ autour des flottes captives (bus, bennes à ordures, flottes de collectivités, poids-lourds), le GNV se développe aujourd'hui aussi sur les segments du transport routier de marchandises et de transport de passagers.

Comme l'explique l'AFGNV, « le secteur des transports routiers doit répondre à des problématiques à forts enjeux sur plusieurs fronts : diminuer durablement ses émissions de gaz à effet de serre, contribuer rapidement à l'amélioration de la qualité de l'air, diversifier son mix énergétique et continuer d'offrir des solutions compétitives dans un environnement européen fortement concurrentiel pour le transport de marchandises ».

La mobilité au gaz s'inscrit dès lors au cœur de la transition énergétique avec 4 dimensions :

- une réponse au climat et aux questions de santé publique (en réduisant les émissions de CO<sub>2</sub> de 20% par rapport diesel, et en émettant que très peu de NO<sub>x</sub> de SO<sub>x</sub> et de particules),
- une réponse d'une filière industrielle en transformation,
- une réponse à la transformation du transport routier qui doit décarboner son mix notamment pour circuler dans les centres villes,
- une réponse au développement des territoires et du monde agricole (bioGNV).

Le développement de la mobilité au gaz est également un relai de croissance pour la demande de gaz. Cette mobilité sera alimentée par du **gaz naturel comprimé (GNC)** principalement distribué par le biais des réseaux (et de stations raccordées au réseau) et par du **gaz naturel liquéfié (GNL)** distribué depuis les quatre terminaux méthaniers situés sur les façades maritimes de la France. Ce **gaz naturel véhicule** GNV (GNC ou GNL) aura un bilan carbone fortement amélioré (-80% d'émissions) avec le développement du biométhane carburant (BioGNV). Aujourd'hui certains certificats de garantie d'origine délivrés dans le cadre de la production de biométhane sont utilisés pour de l'usage carburant réputé être la meilleure valorisation disponible. La PPE 2016 fixe un objectif de 20 % BioGNV consommé en 2023.

En 2016, le nombre de véhicules roulant au GNV était d'environ 14 000 en France soit une consommation de moins de 1 TWh. Ces véhicules qui bénéficient de la vignette Critair 1 permettent de faire mieux que les critères environnementaux actuels, notamment en matière de lutte contre la pollution de l'air.

### Les enjeux de la mobilité terrestre :

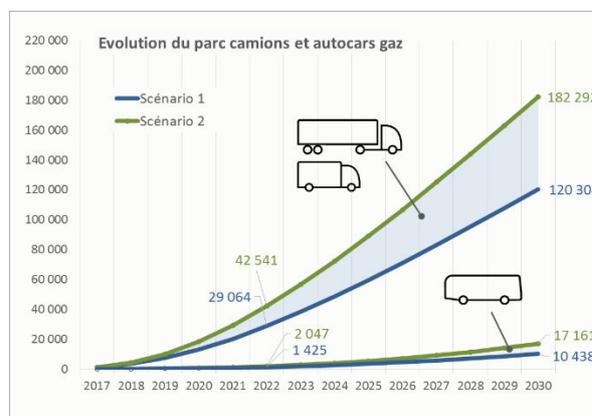
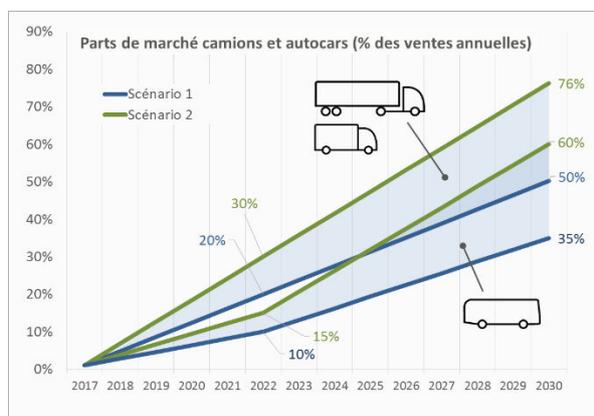
- accompagner la mutation de l'activité industrielle liée au transport
- respecter les critères plus exigeants de qualité de l'air
- réduire l'empreinte carbone du parc de véhicules lourds
- utiliser la mobilité gaz comme source d'innovation
- se doter d'une structure d'avitaillement
- offrir des solutions pour le transport de voyageurs et des marchandises
- diminuer les coûts en particulier le TCO (total cost of ownership – coût total de possession)
- disposer d'une offre de véhicules

Au regard des exigences actuelles du marché, on sait que la majorité de la demande sera tirée par le secteur du transport routier de marchandises, et à moyen terme par le secteur du transport collectif de voyageurs, les usages diffus (messagerie, colisage, flottes d'entreprises, artisans) et les flottes des collectivités.

L'AFGNV a publié en novembre 2017 une étude « AFGNV – Vers un marché GNV/bioGNV du véhicule lourd » qui prévoit deux scénarios possibles d'accélération du GNV en France.

Les chiffres suivants proviennent de cette étude ainsi que de son annexe « Note technique associée au plan de déploiement GNV : « Vers un marché GNV et bioGNV du véhicule lourd - Janvier 2018 ».

- **Scénario 1 (consolidation)** : prolongation de la dynamique enclenchée depuis 3 ans et formalisée en 2016 par le volet « mobilité propre » de la PPE<sup>1</sup>, par la mise en place d'un cadre de mesures incitatives centré sur les segments des camions et des autocars,
- **Scénario 2 (rupture)** : accélération du développement du GNV par rapport au scénario 1, par la mise en place d'un cadre renforcé de mesures incitatives centré sur les segments des camions, des autocars et des véhicules utilitaires légers (VUL). Ce scénario est conditionné par un déploiement massif du GNV à l'échelle européenne.



Source : Analyse AFGNV

Le schéma 1 représente le pourcentage en vente annuelle, le schéma 2 le pourcentage du parc de véhicules.

Dans le **scénario 1**, les taux de renouvellement des camions et des autocars GNV en 2022 sont respectivement de 20% et 10%, et le parc est porté respectivement à 30 000 et 1 400 véhicules. Le réseau d'avitaillement devra être porté à près de 460 points d'avitaillement GNV d'accès public.

#### Dans ce même scénario on compte en 2030 selon l'AFGNV

- 1300 points d'avitaillement utilisés à 100 %
- 150 000 véhicules lourds dont 120 000 camions (50 % pdm<sup>2</sup>), 10 500 autocars (35 % pdm<sup>2</sup>)
- 100 000 véhicules utilitaires légers soit 5 % de part de marché
- 10 000 bennes à ordures ménagères soit 80 % de part de marché
- 40 % bioGNV
- 3 Mt de CO<sub>2</sub> évitées

Au total, selon l'AFGNV la consommation de gaz dans ce scénario est estimée à environ 43 TWh.

Dans le **scénario 2**, dit scénario de « rupture », les taux de renouvellement des camions et des autocars GNV en 2022 sont respectivement de 30% et 15%, et le parc est porté à 42 000 et 2 000 autocars. Le réseau d'avitaillement devra être porté à près de 680 points d'avitaillement GNV d'accès

<sup>1</sup> Par rapport à la PPE, le scénario 1 est plus ambitieux pour le TRM mais plus prudent sur le segment du TRV

<sup>2</sup> Pourcentage d'immatriculation de véhicules neufs

public. Le segment des véhicules utilitaires légers est ciblé dans ce scénario via des mesures spécifiques.

**Dans ce même scénario de « rupture » on compte en 2030 selon l'AFGNV**

- 2000 points d'avitaillement utilisés à 100 %
- 220 000 véhicules lourds dont 182 000 camions gaz (76 % pdm<sup>2</sup>), 17 000 autocars (50 % pdm<sup>2</sup>)
- 250 000 véhicules utilitaires légers soit 12 % de part de marché
- 10 000 bennes à ordures ménagères soit 80 % de part de marché
- 40 % Bio GNV
- 4 Mt de CO<sub>2</sub> évitées

Au total la consommation gaz de ce scénario est estimée à environ 66 TWh. Le nom de ce second scénario, « rupture », sous-entend des conditions économiques et de soutien public qui ne sont pas encore réunies à ce jour. De ce fait, il reste contestable dans l'attente de mesures plus favorables.

D'autres sources donnent des scénarios différents :

- Scénarios GRTgaz : 22 à 50 TWh en 2035
- Ademe : 40 TWh en 2035.

De ce fait, l'AFG a retenu 3 scénarios

- Un scénario bas à 35 TWh
- Un scénario médian à 43 TWh
- Un scénario haut nécessitant une rupture forte à 66 TWh

Comme décrit plus haut une partie de la mobilité terrestre utilisera du GNL qui offre des avantages en termes d'autonomie (au-delà de 1000 km). Le GNL se développera principalement pour le transport routier longue distance. Cette dynamique est/sera favorisée par la mise en place d'infrastructures en plein essor et par les avantages que procure le GNL par rapport au diesel. L'AFGNV indique que 154 points d'avitaillement seront disponibles sur les territoires français fin 2018. De nombreux acteurs (dont l'AFGNV) ont fait des annonces importantes qui porteraient les estimations de stations à 2000 en 2030.

La répartition entre camions GNC et GNL reste identique, c'est-à-dire 80 % de véhicules GNC et 20 % de véhicule GNL.

Pour les autocars, on considère une augmentation progressive de la part des autocars allant de 0 % (actuellement) à 33 % en 2030.

On estime que les volumes de GNL consacrés au transport routier de marchandises seront de l'ordre de **10 TWh** en 2030.

## 5 Le GNL carburant marin et fluvial et le GNL porté pour l'industrie

Dans ce cadre, deux utilisations du GNL sont actuellement en développement :

- pour le transport maritime et fluvial,
- porté et livré directement à des sites industriels.

### 5.1 Le transport maritime et fluvial

Sous l'égide de l'Organisation Maritime Internationale (OMI), la réglementation sur les émissions atmosphériques devient de plus en plus exigeante.

L'Union européenne (UE) est très engagée sur le sujet, et a adopté la Directive 2014/94/UE qui vise à faciliter le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et une substitution progressive du fioul lourd vers le GNL pour le transport maritime et fluvial.

Le marché du soutage de GNL en France est ainsi appelé à se développer. A ce jour, deux ports avitaillent de manière régulière des navires de croisière pendant leurs escales : le Havre depuis mai 2016 et Marseille depuis janvier 2018. Le GNL est utilisé pour alimenter les auxiliaires du navire fonctionnant au gaz (cold ironing). Les volumes concernés sont encore aujourd'hui très modestes, mais cet événement significatif témoigne de l'intérêt pour les qualités environnementales du GNL, qui est le plus propre des carburants marins ou fluviaux existants et de la préparation des ports à autoriser la distribution de ce carburant.

Au cours de l'année 2017, plusieurs projets français ont été décidés :

**Brittany Ferries.** Commande du ferry *Le Honfleur* à propulsion GNL pour faire la ligne Caen-Ouistreham/Portsmouth dès juin 2019 (1600 passagers). Le GNL sera livré quotidiennement en conteneurs chargés à Dunkerque et transportés par la route.



#### **GIE Dragages Ports :**

Projet Samuel LNG remotorisation au GNL de la Drague Samuel de Champlain pour fin 2018 qui vise à la mise en place d'une infrastructure d'avitaillement en GNL dans les ports de Nantes Saint Nazaire et de Rouen.

Remplacement de la drague La Maqueline à Bordeaux par l'Ostrea mise en service mi 2019.





**CMA CGM** commande de 9 porte- containers 22000 EVP (Équivalent 20 Pieds) avec la technologie GTT pour les réservoirs pour une livraison à partir de 2020 qui seront avitaillés en Europe du Nord.

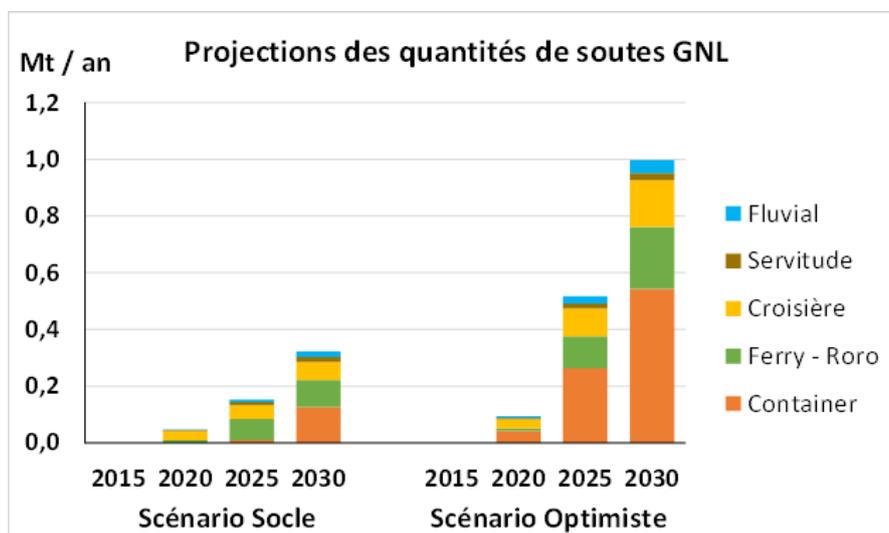
**La compagnie Le Ponant** a annoncé la commande d'un brise-glace hybride électrique à propulsion au GNL pour ses croisières polaires. L'avitaillement sera réalisé au point de départ des croisières.



L'AFG, en relation avec la plateforme GNL, identifie un déploiement progressif du GNL carburant dans les ports français, sur les trois façades maritimes ainsi que sur les voies navigables intérieures. Ils font apparaître des besoins en GNL carburant dans tous les ports du réseau central RTE-T, à partir de 2018 pour les ports maritimes, et ultérieurement pour les ports intérieurs.

Pour évaluer les perspectives du marché du soutage GNL en France, et du déploiement des infrastructures correspondantes, l'AFG a mené en 2015 et 2016 une approche par scénario avec une vision utilisateur. Considérant qu'on est dans une phase d'amorçage, l'étude s'est concentrée sur les types de navires les plus susceptibles d'utiliser du GNL, et a examiné leurs trafics dans les principaux ports français métropolitains, ainsi que les prévisions d'activités à partir des projets stratégiques de ces ports.

Deux scénarios, l'un plutôt conservateur (socle), l'autre plus optimiste ont été examinés à trois horizons de temps : 2020, 2025 et 2030.



Les projections pour 2030 donnent une fourchette de soutes GNL en France, qui va de 0,3 à 1 Mt/an. En prenant un pouvoir calorifique de 15 MWh/tonne de GNL, on obtient une prévision comprise entre 4,5 TWh/an et 15 TWh/an.

Le présent scénario AFG retient une valeur centrale de **10 TWh en 2030**. Pour fixer les ordres de grandeur, la ligne de containers Asie – Europe du Nord de CMA CGM (9 navires) représente un volume de 0,3 Mt/an soit 4,5 TWh/an.

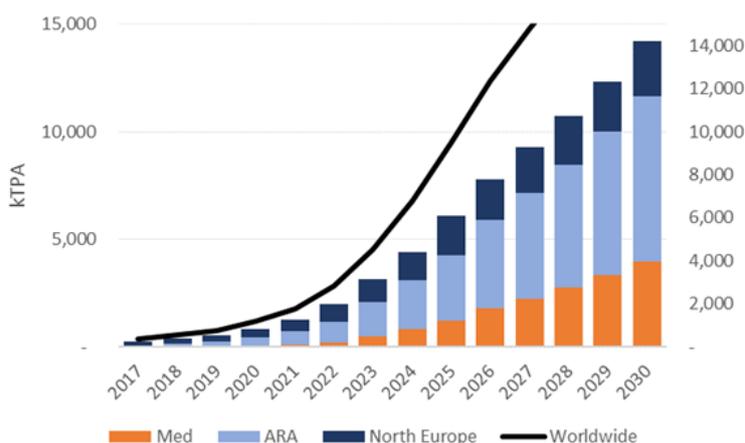
La progression rapide du GNL maritime sera tirée en volume par la demande des navires-sur des lignes longue distances qui viendront se ravitailler dans les ports français si les infrastructures de soutage sont disponibles et compétitives. Le nombre d’installations pourra se diffuser aux ports secondaires et au fluvial pour les trafics de cabotage et de transport local.

Les premiers grands utilisateurs devraient être les paquebots de croisière, compte tenu de l’atout que constituent les qualités environnementales du GNL pour cette activité, ce qui est confirmé par les commandes de 16 navires d’ores et déjà officiellement annoncées. Puis ce sont les grands porte-conteneurs « deep sea », les transports de voitures et tankers. Les navires de service et de short sea qui constituent l’essentiel de la flotte actuelle poursuivront leur progression.

Les solutions d’avitaillement s’appuieront dans un premier temps sur les terminaux GNL en place à Marseille-Fos, Montoir (Nantes Saint-Nazaire) et Dunkerque, et situés sur chacune des façades maritimes françaises.

**En Europe**, le marché du GNL carburant est également un marché naissant. Pöyry estimait en 2016 la demande totale européenne de service de soutage au GNL à **13 Mt** en 2030. La demande devrait s’accélérer au fur et à mesure que les armateurs renouvellent leurs navires (étude IFRI 2018).

**Au niveau mondial**, une part des services d’avitaillement au GNL sera localisée en Europe. Cette part dépendra de l’écart de prix du GNL entre l’Europe et l’Asie au coût de transport près.



Source : Total

En complément de la propulsion, le GNL pourrait fournir une solution complémentaire au réseau électrique pour fournir l’alimentation des navires durant leur escale. Les volumes destinés à cet usage n’ont pas été pris en compte et dépendent essentiellement des mesures mises en œuvre par les villes portuaires pour lutter contre la pollution. Ils resteront toutefois faibles.

---

## 5.2 Le GNL porté pour le secteur industriel

Le GNL porté se développe pour des sites situés loin du réseau qui utilisent des combustibles plus carbonés ou moins compétitifs.

Le GNL porté cible les 27 000 communes françaises qui ne sont pas raccordées au réseau de gaz. Le GNL se présente comme une solution pour accompagner les acteurs des territoires ruraux dans la réussite de leur transition énergétique.

Les statistiques du ministère de la Transition énergétique et de la solidarité indiquent que le volume de GNL porté en 2016 s'élève 0,8 TWh.

Lors de l'atelier « nouveaux usages du gaz naturel » de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, le marché du GNL porté a été évalué à **10 TWh** à l'horizon 2030.

La solution du GNL porté peut-être intéressante dans des zones non desservies par les réseaux de gaz naturel, dès qu'il y a une consommation conséquente pour les PME/PMI, les établissements du secteur industriel et tertiaire ou les collectivités locales. Cette forme de distribution, répandue dans certains pays, est désormais accessible en France

## 6 La demande de gaz butane et propane (GPL)

Le marché du butane et du propane a représenté un peu plus de 24 TWh en 2017 dont 12,6 TWh en résidentiel et 2,9 TWh en tertiaire, le marché des bouteilles représente à lui seul 6 TWh, la mobilité (GPLc) 1 TWh. Le gaz butane est principalement distribué en bouteilles alors que le propane l'est plutôt en vrac.

La consommation de GPL se situe à environ 10 % des consommations de gaz naturel sur le marché résidentiel-tertiaire (242 TWh). Si le marché géographique du gaz en citerne se situe principalement sur 27 000 communes qui ne sont pas raccordées en gaz naturel, le marché du gaz en bouteilles est présent sur tout le territoire.

Le marché du propane est essentiellement fondé sur le secteur résidentiel, dans la mesure où il constitue sur ce segment, dans les zones rurales non desservies en gaz naturel, la seule alternative gazière aux autres énergies (fioul, électricité, bois).

La demande de propane connaît deux effets opposés : elle croît par effet de substitution du fioul domestique du fait principalement de sa polyvalence et de son faible impact environnemental, et décroît compte tenu de l'amélioration de l'efficacité énergétique sur le parc de clients existants et le carburant.

Le gaz butane et propane fait partie des solutions étudiées pour la production d'électricité dans certaines îles (des études sont par exemple en cours à Mayotte et à Tahiti).

Concernant la mobilité, le carburant butane et propane du fait de sa disponibilité (1 700 stations déjà existantes), de ses qualités environnementales et de développement possible du bioGPL, pourrait trouver sa place face aux carburants traditionnels.

Au total, la consommation de carburant butane et propane serait en 2030 :

- en légère augmentation dans le secteur résidentiel (de 15.7 TWh) et tertiaire (3.4 TWh)
- en très légère baisse dans l'industrie (0,6 % sur la période) à 7.2 TWh
- en hausse modérée dans les transports la consommation pouvant augmenter jusqu'à 1,6 TWh

La consommation de butane et propane se situera donc entre 26 et 27,9 TWh à l'horizon 2030.

### 6.1 Les évolutions attendues dans le secteur résidentiel-tertiaire

Sur le résidentiel-tertiaire la demande en combustible butane et propane devrait se stabiliser à l'horizon 2030.

Pour le résidentiel la consommation s'établit à 15.7 TWh. Il est supposé que la baisse de 24% soit environ 3,8 TWh sera compensée par une substitution au fioul de l'ordre de 6,8 TWh.

Les hypothèses retenues pour le résidentiel :

- poursuite de la maîtrise de la demande énergétique (rappelons que cette dernière a été initiée très tôt par le secteur des GPL au rythme de - 5% par an depuis 10 ans) du fait d'une forte sensibilité aux prix des consommateurs. Les efforts seront poursuivis dans le futur avec la généralisation des chaudières haute performance et des innovations technologiques.
- le marché est essentiellement basé sur le secteur diffus. Il est supposé qu'à l'horizon 2030 en zone rurale, le GPL, seule alternative gaz en zone rurale aux autres énergies fioul, électricité et bois serait

progressivement privilégié au fioul (polyvalence, flexibilité, empreinte environnementale favorables) et dès lors que le propane substitue un peu plus de 15% du fioul en rénovation.

Pour le tertiaire, les consommations atteignent 3.4 TWh (+0,5% par an) du fait principalement des usages captifs dans l'hôtellerie et la restauration.

Les hypothèses retenues pour le tertiaire :

- les surfaces et les besoins suivent l'activité économique et le PIB,
- les technologies performantes de chauffage et de climatisation se déploient et des solutions innovantes émergent (comme l'hybridation).

## 6.2 Les consommations de butane propane dans l'industrie

La consommation devrait baisser d'ici 2030 de 0,6% par an pour atteindre 7,1 TWh.

Cette légère baisse est le fait de l'optimisation énergétique des sites (qui compte pour 0,3% par an) et de l'amélioration de la performance des procédés industriels.

L'accroissement attendu du prix du carbone favorise l'utilisation des combustibles gazeux dont les GPL pour des besoins thermiques. Cela se traduit par une légère hausse de 0,2% par an.

Pour les PMI non raccordées au réseau, les GPL sont privilégiés en substitution du fioul.

Par contre, comme évoqué plus haut le GNL porté se développe auprès de l'industrie lourde au détriment du GPL.

## 6.3 La mobilité GPL

Le gaz butane propane carburant est considéré comme un des carburants alternatifs et est disponible sur l'ensemble du territoire français.

Actuellement, le gaz butane propane est majoritairement distribué par les stations-service des réseaux pétroliers ou des grandes surfaces. Environ 1 station-service sur 7 distribue du gaz butane propane sur l'ensemble du territoire national soit environ 1760 stations-service. Il permet largement de couvrir les besoins du parc gaz butane propane qui est composé de 200 000 véhicules en 2017.

La consommation de gaz butane propane représente 0,5% de la consommation totale de carburant routier.

Compte tenu des évolutions réglementaires prévues et possibles touchant les motorisations au gaz de véhicules légers, le taux de croissance de la consommation de GPL carburant pourrait aller jusqu'à une croissance de 20% de la consommation de GPL carburant en 2030 par rapport à 2012 soit 1,6 TWh en remplacement du diesel.

Cette hausse est conditionnée aux hypothèses suivantes :

- une baisse significative des consommations unitaires totales des véhicules (évolution des modes de transports, progrès technologiques, éco conduite...)
- un doublement du nombre de véhicules GPL entre 2012 et 2030, soit environ 500 000 véhicules GPL du fait d'une conversion progressive du parc en bicarburant et de l'augmentation des ventes de véhicules neuf GPL grâce à l'élargissement des offres constructeurs (lié à l'accroissement des contraintes environnementales).
- Un soutien plus important de ce secteur par les pouvoirs publics.

## 7 Estimation simplifiée du bilan carbone pour l'industrie gazière

Les estimations simplifiées présentées ci-dessous ont été faites sur la base des consommations de référence (scénario 1 du paragraphe 1.2). Rappelons qu'il intègre :

- des efforts d'efficacité énergétique conduisant à des baisses de demande de gaz dans les utilisations traditionnelles,
- un usage élargi du gaz en transport en substitution à d'autres énergies plus émettrices de CO<sub>2</sub>,
- on considérera les conséquences de quantités variables de gaz renouvelables injectées dans les réseaux.

Le tableau suivant donne pour l'année 2017 une estimation des émissions de CO<sub>2</sub> de l'industrie gazière :

Volumes et émissions de CO <sub>2</sub> en 2017	2017	
	Consom. TWh	CO2 MT
Résidentiel	153	33
Tertiaire	89	19
Industrie	169	37
<b>Sous total</b>	<b>411</b>	<b>89</b>
GNV (GNC et GNL)	1	0,2
GNL marin et fluvial	0	0,0
GNL porté	1	0,2
Butane - Propane	24	6
CCGT	55	12
Cogénération	27	6
<b>Sous total</b>	<b>108</b>	<b>24</b>
<b>Total</b>	<b>519</b>	<b>113</b>

Cette estimation a été réalisée en « analyse de cycle de vie » en utilisant les données de la base ADEME qui intègrent les émissions directes (émissions lors de la combustion des différents gaz, naturel, butane propane) ainsi que les émissions indirectes ; Ces valeurs intègrent donc les émissions de CO<sub>2</sub> et les émissions de méthane de la chaîne gazière.

Emissions CO <sub>2</sub> directes et indirectes Base ADEME	Valeurs indicatives en CO <sub>2</sub> eq sur la chaîne g/kWh (PCI)
Gaz naturel	240
Gaz renouvelable (Étude ENEA/QUANTIS)	24
Fioul lourd	300
Butane - Propane	274
Essence et diesel	276
Charbon	374

Les consommations sont en TWh PCS, les facteurs d'émissions en g/kWh PCI. Un facteur 0,9 entre kWh PCI et kWh PCS a été appliqué.

Les efforts d'efficacité énergétique et la baisse de la consommation associée entre 2017 et 2030 permettent **d'éviter 18 Mt de CO<sub>2</sub>** comme détaillé dans le tableau ci-dessous. Sur chaque segment la réduction de CO<sub>2</sub> est le produit de la diminution de la consommation par le facteur d'émission.

Consommation de gaz (TWh) et émissions de CO <sub>2</sub> (Mt)	2017		2030		2030 vs 2017	
	Consommation	CO <sub>2</sub>	Consommation	CO <sub>2</sub>	Réduction de la consommation	Emissions de CO <sub>2</sub> évitées
Résidentiel	153	33	116	25	37	8
Tertiaire	89	19	70	15	19	4
Industrie	169	37	142	31	27	6
<b>Sous total</b>	<b>411</b>	<b>89</b>	<b>328</b>	<b>71</b>	<b>83</b>	<b>18</b>

Le second tableau estime les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la mobilité et à la production d'électricité :

- les consommations sur les secteurs de la mobilité terrestre et maritime se font par substitution à d'autres énergies plus intensives en CO<sub>2</sub>,
- Le calcul des émissions de CO<sub>2</sub> évités pour les centrales à cycle combiné gaz et la cogénération est réalisé en supposant une substitution théorique à partir de charbon. Cette estimation de CO<sub>2</sub> évité correspond à une fourchette haute. En réalité, la production d'électricité à partir de gaz naturel remplacerait un mix de production plus diversifié ce qui pourrait se traduire des émissions évitées plus faibles.

Volumes et émissions de CO <sub>2</sub> en 2030	Consom. TWh	CO <sub>2</sub> Mt	CO <sub>2</sub> évité	Energie substituée
GNV (GNC et GNL)	40	8,6	0,3	diesel essence
GNL marin et fluvial	10	2,2	0,5	fioul lourd et léger
GNL porté	10	2,2	0,5	fioul et GPL
Butane - propane	28	6,9	0,7	fioul
CCGT	40	8,6	4,8	Charbon (substitution théorique)
Cogénération	27	5,8	3,3	Charbon (substitution théorique)
Sous total	155	34,3	10,1	

L'ensemble de ces effets permet une réduction supplémentaire de **10 Mt**

Enfin, suivant le volume de gaz renouvelable produit, les émissions de CO<sub>2</sub> pourraient encore décroître.

Production (TWh) et émissions de CO <sub>2</sub> (Mt) en 2030	TWh	Economie de CO <sub>2</sub>
Gaz renouvelables 0 TWh	0	0
Gaz renouvelables 30 TWh	30	6
Gaz renouvelables 50 TWh	50	11
Gaz renouvelables 90 TWh	90	19

En prenant une empreinte carbone du biométhane de 23,4 g CO<sub>2</sub> kWh (étude ENEA QUANTIS 2017)

En supposant une quantité de gaz renouvelable de 50 TWh en 2030, les émissions de CO<sub>2</sub> seraient réduites de **11 Mt** supplémentaires

---

En synthèse, les émissions de CO<sub>2</sub> pourraient être réduites :

- de 18 Mt en raison de la diminution des consommations résidentielles, tertiaires et industrielles : effet efficacité énergétique qui correspond à une baisse de la consommation de gaz de 20 % ; 411 TWh en 2017 et 328 TWh prévus en 2030,
- de 10 Mt liées au développement de nouveaux usages du gaz pour la mobilité et la production d'électricité en substitution à d'autres énergies,
- de 6 à 19 Mt supplémentaires selon la quantité de gaz renouvelables produite en 2030 allant de 30 à 90 TWh.

soit un total de 34 à 47 Mt d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées.

Rappelons que les objectifs de la LCETV du 17 août 2015 sont de réduire de 40% les GES entre 1990 et 2030 et de réduire la consommation d'énergie fossile de 30 % entre 2012 et 2030 en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émission de GES de chacune. Les émissions directes de CO<sub>2</sub> étaient de 400 Mt en 1990, elles sont estimées à 328 Mt en 2015 (chiffres clés du climat du SDES en janvier 2018), l'objectif de la LCETV est de l'ordre de 240 Mt en 2030.

**Avec cette réduction des émissions de l'ordre de 40 Mt CO<sub>2</sub>, soit 36 % des émissions 2017, l'efficacité des solutions proposées par les industries gazières dans leur contribution à la transition énergétique et aux efforts de réduction des gaz à effet de serre peut apporter des résultats décisifs dans la lutte contre le changement climatique.**