

## GAZ NATUREL 2019

**Origine** : des micro-organismes animaux ou végétaux (plancton...) déposés au fond des océans donnent le [pétrole](#) et le gaz naturel qui après divers mouvements de circulation se retrouvent sous des dômes de terrain imperméable. Le plus souvent le gaz occupe la partie supérieure d'une roche poreuse appelée « roche magasin » au-dessus du pétrole et d'eau salée. Le gaz peut être également seul, lorsqu'il a migré ailleurs. De nouvelles techniques, forages horizontaux, fracturation hydraulique..., permettent l'extraction du gaz de la roche mère, comme dans le cas du gaz de schiste.

### Composition

Le gaz naturel est un mélange dont le constituant principal est le méthane, CH<sub>4</sub>, avec une teneur comprise entre 70 et 100 %, en présence d'autres hydrocarbures (propane, butane, éthane...), de [diazote](#), de [dioxyde de carbone](#), de [sulfure d'hydrogène](#)...

**Caractéristiques de quelques gisements de gaz naturel** : les compositions sont données en % en volume.

	Frigg (Mer du Nord)	Lacq (France)	Urengoï (Russie)	Hassi R'Mel (Algérie)	Groningue (Pays Bas)
Réserves initiales récupérables (milliards de m <sup>3</sup> )	230	240	6 200	2 000	2 000
Profondeur minimale (m)	110	3 300	1 100	2 200	3 000
Méthane (%)	95,7	69,2	98	83,5	81,3
Éthane (%)	3,6	3,3-3,6		7,9	2,9
Propane (%)	0,04	1,0-1,2		2,1	0,4
Butane (%)	0,01	0,6-0,9		1,0	0,2
Diazote (%)	0,4	0,6	1,2	5,3	14,3
Dioxyde de carbone (%)	0,3	9,3	0,3	0,2	0,9
Sulfure d'hydrogène (%)	–	15,3	–	–	–
Pouvoir calorifique du gaz commercialisé (kWh/m <sup>3</sup> )	11,6	11,2	env 10,8	env 11,3	env 9,2

Après épuration, les gaz distribués ont une teneur en méthane comprise entre 70 et 98 %. Leur teneur en eau est inférieure à 46 mg/m<sup>3</sup> afin d'éviter la formation d'hydrates de méthane et celle en sulfure d'hydrogène inférieure à 15 mg/m<sup>3</sup>. La déshydratation est réalisée à l'aide de [triéthylèneglycol](#) ou de tamis moléculaires. Le gaz commercialisé représente, en 2016, 80 % de la production brute. En France, on distingue deux types de gaz distribué aux consommateurs :

- Le gaz B, pour bas pouvoir calorifique (compris entre 9,5 et 10,5 kWh/m<sup>3</sup>), provient des Pays Bas et principalement du gisement de Groningue. Sa teneur en méthane est plus faible car il contient du diazote. Il est distribué dans le Nord de la France et concerne 1,3 million de foyers. La distribution de ce gaz devrait diminuer progressivement avant de cesser avec l'arrêt de la production, en 2029, du gisement de Groningue.

- Le gaz H, pour haut pouvoir calorifique (compris entre 10,7 et 12,8 kWh/m<sup>3</sup>), plus riche en méthane, provient des autres gisements.

En France, le gaz distribué par Engie est odorisé par du [tétrahydrothiophène](#) (C<sub>4</sub>H<sub>8</sub>S, de 15 à 40 mg/m<sup>3</sup>), lorsque le gaz n'est pas odorisé naturellement.

Une partie du gaz brut est réinjectée dans les gisements afin de maintenir une pression élevée de gaz dans les gisements de pétrole et ainsi récupérer plus de pétrole, ou d'éviter de gaspiller le gaz (par brûlage) et le garder ainsi en réserve. Cela représentait 10 % de la production, en 2016.

Une autre partie du gaz (145 milliards de m<sup>3</sup>, en 2018), liée à la production de pétrole, est brûlée (opération appelée torchage) ou évacuée directement dans l'atmosphère. Le maximum de perte a été atteint en 1973, 210 milliards de m<sup>3</sup>, soit environ 13 % de la production mondiale de l'époque. En 2018, les principaux pays pratiquant le torchage ont été la Russie avec 21,3 milliards de m<sup>3</sup>, l'Irak avec 17,8 milliards de m<sup>3</sup>, l'Iran avec 17,3 milliards de m<sup>3</sup>, les États-Unis avec 14,1 milliards de m<sup>3</sup>.

**Sous produits récupérés** : voir les chapitres consacrés au [soufre](#) et à l'[hélium](#).

- En fonction de sa composition, divers produits peuvent être récupérés lors de la purification du gaz naturel : butane, propane, soufre...
- Le gaz naturel est également une source importante d'[hélium](#). Par exemple, la teneur du gaz algérien est de près de 0,2 % (voir ce chapitre).

## Productions

Afin de convertir les données statistiques, les équivalences suivantes ont été adoptées :

- pour le gaz naturel : 1 m<sup>3</sup> = 11 kWh = 0,00085 tep.
- pour le gaz naturel liquéfié (GNL) : 1 m<sup>3</sup> = 0,741 t = 593 m<sup>3</sup> de gaz.

Productions commercialisées en 2019. Monde : 3 989 milliards de m<sup>3</sup>, Union européenne : 101 milliards de m<sup>3</sup>.

en milliards de m <sup>3</sup>					
États-Unis	921	Canada	173	Malaisie	73
Russie	679	Australie	153	Indonésie	72
Iran	244	Norvège	114	Égypte	65
Qatar	178	Arabie Saoudite	114	Turkménistan	63
Chine	178	Algérie	86	Émirats Arabes Unis	62

*Source : BP Statistical Review of World Energy (les volumes de gaz sont donnés dans les conditions standards à 15°C et 1 atm)*

En 2016, la production de gaz non conventionnel a atteint 817 milliards de m<sup>3</sup>, à 75 % aux États-Unis, 11 % au Canada, 8 % en Chine, 4 % en Australie. Le gaz de schiste représente 56 % de cette production, le gaz de houille 9 %. La production de gaz brut des États-Unis provient, en 2019, à 67,9 % de gaz de schiste, 18,6 % de forages gaziers, 11,3 % de forages pétroliers, 2,2 % de gaz de houille.

En 2019, 42 % de la production canadienne est exportée vers les États-Unis.

93 % de la production russe provient des gisements du nord-ouest de la Sibérie : Urengoy, Yambourg et de ceux de la péninsule de Yamal : Bovanenkovo, Kharasaveyskoe, Novoportovskoe.

### **Carte des gisements de gaz naturel du Nord-Ouest de la Sibérie** (document Gazprom)

#### **Stockage**

Le gaz naturel peut être stocké sous forme gazeuse dans divers réservoirs naturels, au nombre total, dans le monde, de 671, fin 2017, pour un volume stocké de 417 milliards de m<sup>3</sup>. Il s'agit de gisements de gaz ou de pétrole épuisés (80 % des stockages dans le monde, principalement aux États-Unis), de nappes aquifères (11 % des stockages dans le monde), de cavités salines (9 % des stockages dans le monde). Ce stockage permet de satisfaire la demande lors des pointes de celle-ci, en particulier l'hiver où la consommation moyenne est 7 fois celle d'été. Le gaz récupérable représente environ la moitié du volume du réservoir. Le taux de récupération peut être augmenté en utilisant un gaz coussin ([diazote](#)). La pression du gaz est comprise entre 40 et 270 bar.

Capacités de stockage, fin 2017. Monde : 417 milliards de m<sup>3</sup>, Union européenne : 104 milliards de m<sup>3</sup>.

en milliards de m <sup>3</sup>			
États-Unis	134,1	Italie	18,4
Russie	72,4	Pays-Bas	12,4
Ukraine	32,2	France	11,7
Canada	26,6	Chine	10,6
Allemagne	24,0	Autriche	8,1

*Source : Cedigaz*

Dans l'Union européenne, fin 2018, il y a 156 sites de stockage, dont 73 anciens gisements, 57 cavités salines et 24 aquifères.

#### **Réserves prouvées**

Estimées, fin 2019. Monde 198 800 milliards de m<sup>3</sup>, Union européenne : 700 milliards de m<sup>3</sup>.

en milliards de m <sup>3</sup>					
Russie	38 000	États-Unis	12 900	Émirats Arabes Unis	5 900
Iran	32 000	Chine	8 400	Nigeria	5 400
Qatar	24 700	Venezuela	6 300	Algérie	4 300
Turkménistan	19 500	Arabie Saoudite	6 000	Irak	3 500

*Source : BP Statistical Review of World Energy*

Les réserves de gaz naturel représentent 49,8 années de consommation au rythme actuel, 49,9 années pour le pétrole.

- 40 % des réserves mondiales sont situées sous la mer (offshore), 70 % des réserves de l'Europe occidentale.
- Les membres de l'OPEP contrôlent 47 % des réserves.
- Près du tiers (3 000 milliards de m<sup>3</sup>) des réserves des États-Unis sont constituées de gaz non conventionnels : 600 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de houille, 900 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de schistes, 1 500 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de réservoirs compacts.
- 64 % des réserves sont contrôlées par des sociétés étatiques, 36 % par des sociétés privées.

## Liquéfaction

Une partie de la production de gaz naturel est liquéfiée (à -163°C), transportée sous cette forme par des méthaniers puis regazéifiée à l'arrivée dans le pays utilisateur. Cela permet de réduire d'un facteur 600 le volume transporté. La première chaîne mondiale de transport de gaz naturel liquéfié (GNL) est celle qui achemine, en 1963, le gaz algérien de Hassi R'Mel à l'usine de liquéfaction d'Arzew puis le GNL en Angleterre à Canvey Island (jusqu'en 1985) et en France à Fos-sur-Mer où il est regazéifié et injecté dans le réseau de canalisation de gaz. Le gaz liquéfié contient au moins 90 % de méthane avec de l'éthane, du propane, du butane et moins de 1 % de diazote.

### Principe de fonctionnement d'une usine de liquéfaction :

Le gaz est d'abord épuré avec l'élimination de [CO<sub>2</sub>](#) (à moins de 50 ppmv), [H<sub>2</sub>S](#) (à moins de 3,5 ppmv), [H<sub>2</sub>O](#) (à moins de 1 ppmv), du [mercure](#) (à moins de 0,01 mg.m<sup>-3</sup>) et des essences naturelles contenues afin d'éviter les dépôts, colmatages (par les hydrates de méthane) ou corrosion (par le mercure) des échangeurs cryogéniques en [alliage d'aluminium](#).

Il est ensuite liquéfié par des échangeurs (en alliage d'aluminium) de chaleur selon plusieurs cycles de refroidissement situés en cascade : par exemple, dans la 1<sup>ère</sup> unité d'Arzew :

- Le premier cycle de condensation de propane à 37°C et 13 bar suivi de 3 détente jusqu'à 1,2 bar abaisse la température à -37°C permettant :
  - de refroidir et condenser l'[éthylène](#) du 2<sup>ème</sup> cycle à -31°C sous 19 bar,
  - refroidir le méthane du 3<sup>ème</sup> cycle à -35°C,
  - de commencer le refroidissement du gaz naturel sous 40 bar, à -35°C et de condenser divers hydrocarbures.
- Le 2<sup>ème</sup> cycle de 4 détente d'éthylène permet de :
  - continuer le refroidissement du méthane du 3<sup>ème</sup> cycle à -96°C et d'atteindre sa condensation sous 30 bar,
  - de poursuivre le refroidissement du gaz naturel et de le condenser à -97°C sous 38 bar.
- Le 3<sup>ème</sup> cycle de 3 détente de méthane permet de refroidir le GNL jusqu'à -151°C sous 36 bar.
- Le GNL est ensuite détendu jusqu'à 1,3 bar pour atteindre -163°C. Le [diazote](#) contenu est libéré ainsi que l'[hélium](#).
- Enfin le gaz est stocké dans des réservoirs cryogéniques avant chargement dans des méthaniers.

Les capacités, par unité, atteignent actuellement 16 000 m<sup>3</sup> de GNL/jour. La liquéfaction auto-consomme en moyenne 12 % du gaz entrant.

Capacités mondiales de liquéfaction, début 2020. Total : 430,5 millions de t/an.

en millions de t/an			
Australie	87,6	Indonésie	26,5
Qatar	77,1	Algérie	25,5
États-Unis	46,6	Nigeria	22,2
Malaisie	30,5	Trinité-et-Tobago	14,8
Russie	26,8	Égypte	12,2

Source : IGU

Les capacités par site varient entre 1,1 et 22 milliards de m<sup>3</sup>/an de gaz et dans la monde il y a, début 2019, 33 usines en fonctionnement.

Les capacités de production de l'Algérie sont employées seulement à 41 %, celles de l'Égypte, à 12 %.

Des unités de liquéfaction, de faible capacité, de 0,5 à 3,6 millions de t/an, situées sur les lieux de production commencent à fonctionner, depuis 2017, en Malaisie, Australie et au Cameroun. Dénommées FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) elles consistent, avec un même bâtiment, à extraire le gaz, à le liquéfier, à le stocker puis à le transférer dans un méthanier.

**Méthaniers** : sur un total, début 2020, de 541 navires de 19 000 à 266 000 m<sup>3</sup> de capacité de GNL (la capacité moyenne étant, en 2017, de 173 000 m<sup>3</sup>), deux types de technologies sont principalement employées. Les navires en opération ont été construits à 65 % en Corée du Sud et à 20 % au Japon.

- A sphères autoporteuses (MRK) avec, fin 2018, 33 % des navires : les réservoirs sont indépendants de la structure du navire. Fabriqués par la société japonaise Moss-Rosenberg.
- A double membrane en [invar](#) (alliage Fe-Ni à très faible coefficient de dilatation) ou en [acier inoxydable](#) et composite, isolée de la coque du navire dont elle épouse la forme, avec, fin 2018, 67 % des navires. Conçus en France par [Gaztransport Technigaz](#) (GTT, détenu à 40,41 % par Engie), selon cette technique mise au point par Gaz de France.

Le gaz d'évaporation provenant du GNL transporté sert de combustible pour la propulsion des méthaniers.

**Terminaux méthanier** : le GNL déchargé des méthaniers est stocké dans des réservoirs cryogéniques correspondant à la capacité des navires, puis réchauffé, par des échangeurs, en général à l'aide d'eau de mer et envoyé dans le réseau de canalisation des distributeurs de gaz. Le froid récupéré peut être utilisé, par exemple à Fos-sur-Mer, pour produire du [diazote](#) et du [dioxygène](#) liquide par séparation des gaz de l'air.

Capacités mondiales de regazéification, début 2020. Total : 821 millions de t/an.

en millions de t/an			
Japon	210	Royaume Uni	38
Corée du Sud	126	Inde	33
Chine	77	France	25

États-Unis	45	Turquie	18
Espagne	44	Mexique	17

Source : IGU

Dans le monde, début 2019, il y a 135 usines de regazéification, dont 33 au Japon, 7 en Espagne, 4 en France.

Une nouvelle voie de regazéification commence à se développer. Ces unités de production, dénommées FSRU ( Floating Storage and Regasification Units), situées sur les lieux de consommation, sont des navires stationnaires qui chargent le GNL à partir de méthaniers, le stockent et le regazéifient en fonction des besoins. Des unités de ce type fonctionnent depuis 2005 et représentent, en 2019, 15 % de la regazéification du GNL.

Le coût de la liquéfaction se répartit, pour un transport entre le Moyen-Orient et l'Europe, entre la liquéfaction : 50 %, le transport : 35 % et la regazéification : 15 %.

### Commerce international

En 2019, il a porté sur 1 287 milliards de m<sup>3</sup> dont 801 milliards de m<sup>3</sup> par gazoduc et 485 milliards de m<sup>3</sup> liquéfié.

#### Par pays, sous formes gazeuses et liquides.

- Principaux pays exportateur : la Russie (256 milliards de m<sup>3</sup>) devant le Qatar (129 milliards de m<sup>3</sup>), la Norvège (126 milliards de m<sup>3</sup>), les États-Unis (123 milliards de m<sup>3</sup>), l'Australie (105 milliards de m<sup>3</sup>), le Canada (73 milliards de m<sup>3</sup>), l'Algérie (43 milliards de m<sup>3</sup>).
- 1<sup>er</sup> importateur mondial : la Chine (132 milliards de m<sup>3</sup>) devant l'Allemagne (110 milliards de m<sup>3</sup>), le Japon (105 milliards de m<sup>3</sup>), les États-Unis (75 milliards de m<sup>3</sup>), l'Italie (68 milliards de m<sup>3</sup>), la Corée du Sud (56 milliards de m<sup>3</sup>).

**Sous forme gazeuse** : 801 milliards de m<sup>3</sup>.

Le transport est effectué par gazoducs sous 68 à 120 bar (canalisations ayant jusqu'à 1,4 m de diamètre), 330 000 km aux États-Unis, 220 000 km en Russie, 90 000 km au Canada, 37 655 km en France.

Principaux pays exportateurs :

	en milliards de m <sup>3</sup>		
Russie	217	Pays Bas	39
Norvège	109	Turkménistan	35
Canada	73	Algérie	32
États-Unis	65	Kazakhstan	26

Source : BP Statistical Review of World Energy

Le gaz canadien exporté par gazoduc est destiné exclusivement aux États-Unis.

Principaux pays importateurs :

	en milliards de m <sup>3</sup>		
Allemagne	101	Chine	48

États-Unis	77	Pays Bas	40
Italie	56	France	37
Mexique	51	Royaume Uni	33

Source : BP Statistical Review of World Energy

**Sous forme liquide** : 485 milliards de m<sup>3</sup>.

Principaux pays exportateurs :

en millions de t			
Qatar	107	Nigeria	29
Australie	105	Trinité-et-Tobago	17
États-Unis	47	Algérie	17
Russie	39	Indonésie	16
Malaisie	35	Oman	14

Source : BP Statistical Review of World Energy

Principaux pays importateurs :

en millions de t			
Japon	105	France	23
Chine	85	Espagne	22
Corée du Sud	56	Royaume Uni	18
Inde	33	Turquie	13
Taipei chinois	23	Italie	13

Source : BP Statistical Review of World Energy

La zone Pacifique représente les 2/3 les échanges mondiaux de GNL.

**Dans l'Union européenne** : en 2018, les importations sont réalisées à 87 % par gazoduc et 13 % par GNL. Le gaz importé provient à 37,2 % de Russie, 25,4 % de Norvège, 9,9 % d'Algérie, 5,2 % du Qatar, 2,4 % du Nigeria...

## Producteurs

Productions mondiales, par sociétés, en 2019.

en milliards de m <sup>3</sup>			
<a href="#">Gazprom</a> (Russie)	501	<a href="#">Exxon Mobil</a>	97
<a href="#">NIOC</a> (Iran), en 2018	239	<a href="#">BP</a>	94
<a href="#">CNPC</a> (Chine)	150	<a href="#">Saudi Aramco</a> (Arabie Saoudite)	93
<a href="#">Sonatrach</a> (Algérie), en 2017	135	<a href="#">Shell</a>	88
<a href="#">Qatar Petroleum</a> , en 2018	120	<a href="#">Total</a>	76

Sources : rapports d'activité des sociétés

Le groupe d'état russe Gazprom contrôle 67,99 % de la production russe avec 138 gisements, exploite 172 600 km de gazoducs (4 fois le tour de la terre), 22 stockages souterrains. Il assure 11,7 % de la production mondiale et détient 16,3 % des réserves prouvées mondiales avec 24 milliards de m<sup>3</sup>. La production est assurée à 93 % par les gisements de l'Oural.

## Situation française

**Production** de gaz commercialisé (épuré) : la fin de l'exploitation commerciale du gaz de Lacq a eu lieu le 14 octobre 2013. Il ne reste plus qu'une production destinée à alimenter les usines environnantes et en particulier, en [sulfure d'hydrogène](#), l'usine [Arkema](#). Le maximum de production avait été atteint en 1978 avec 7,9 milliards de m<sup>3</sup>. Au total, il aura été produit, en France, 300 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel.

### Productions de sociétés françaises :

**Total** : 4<sup>ème</sup> producteur mondial non étatique avec 76,1 milliards de m<sup>3</sup>. Productions principales, en 2019.

en millions de m<sup>3</sup>

Russie	22 606	Argentine	4 533
Royaume Uni	6 176	États-Unis	4 363
Qatar	6 119	Australie	4 278
Nigeria	5 779	Thaïlande	2 890
Norvège	5 581	Angola	2 011

Source : rapport d'activité

Les réserves du groupe Total sont, fin 2019, de 1 020 milliards de m<sup>3</sup>.

Total détient des participations dans des usines de liquéfaction de gaz : ( ) part de Total et ventes, en 2019, pour les parts de Total. Total : 16,267 millions de t de GNL.

en milliers de t de GNL

Yamal (29,73 %), Russie	5 087	Norvège (18,4 % de Snøhvit)	821
Nigeria (15 %)	3 092	Angola (13,6 %)	558
Ichthys (26 %), Australie	1 836	Oman (5,54 % de Oman LNG et 2,04 % de Qalhat)	487
Gladstone (27,5 %), Australie	1 445	Abu Dhabi (5 % de Adgas)	295
Qatar II (16,7 %)	1 344	Cameron (16,6 %), États-Unis	171
Qatar I (10 %)	939	Idku (5 %), Égypte	

Sources : rapports d'activité

Au Yémen l'usine, détenue à 39,62 %, située à Bal Haf, actuellement arrêtée, est approvisionnée par le gaz du Champ Marib. Au Qatar les usines Qatar 1 et Qatar 2, implantées à Ras Laffan, sont exploitées par Qatargas. En Norvège, l'usine de liquéfaction de Snøhvit, est située dans l'île de Melkoya. A Abou Dhabi l'usine est implantée sur l'île de Das.

L'usine située dans la péninsule de Yamal, en Russie, a débuté sa production en novembre 2017, la part de Total est de 29,73 % avec une capacité totale prévue de 16,5 millions de t/an.

En novembre 2017, Total a acquis la participation de 5 % de Engie dans l'usine égyptienne de liquéfaction d'Idku (4,8 milliards de m<sup>3</sup>/an achetés en totalité durant 20 ans).

L'usine de Ichthys, en Australie, avec une part de 26 %, et 8,4 millions de t/an a débuté sa production en 2018.



A commencer à produire, en mai 2019, avec une part de 16,6 % héritée d'Engie, le projet Cameron, aux États-Unis, en Louisiane, de 13,5 millions de t/an.

Total détient également des participations dans des usines de regazéification, avec une capacité de 28 milliards de m<sup>3</sup>, 25 % à Sabine Pass (États-Unis), 8,35 % à South Hook (Royaume Uni) d'une capacité de 21 milliards de m<sup>3</sup> et 3,2 milliards de m<sup>3</sup> à l'Isle of Grain. En France, les participations de 27,54 % du terminal de Fos Cavaou (13) et 9,99 % de celui de Dunkerque mis en service au cours de l'année 2016, ont été vendues en 2018. Détient toujours en France des capacités de 3,8 milliards de m<sup>3</sup> à Montoir et 3 milliards de m<sup>3</sup> à Fos Tonkin. Détient également des capacités de regazéification en Belgique, aux Pays Bas et en construction au Bénin, en Côte d'Ivoire.

### **Commerce extérieur :**

Les importations, en 2019, sont de 632 TWh, dont 37 % liquéfié, en provenance de :

Norvège	36 %	Nigeria	8 %
Russie	19 %	Algérie	7 %
Pays-Bas	8 %	Qatar	4 %

Source : Ministère de la transition écologique et solidarité, Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

- Le gaz de Russie, amené principalement par gazoduc, arrive en France à Obergalbach (57) près de Sarreguemines. En 2018, les arrivées ont été de 102,9 TWh. Une partie du gaz de Norvège, avec 98,2 TWh et celui des Pays-Bas avec 55,9 TWh livrés également par gazoduc arrivent à Taisnières-sur-Hon (59) près de Maubeuge. Le gaz des gisements norvégiens de Troll et Sleipner, en Mer du Nord, arrive à Dunkerque (59) avec 190,2 TWh et est dirigé vers le réservoir souterrain de Gournay-sous-Aronde près de Compiègne afin d'alimenter la région parisienne. L'approvisionnement par pipeline représente 80 % de la consommation.
- Le gaz algérien liquéfié, provenant du gisement de Hassi R'Mel, transporté par méthanier est livré aux terminaux exploités par [Elengy](#), filiale de Engie, à Fos-Tonkin (3 milliards de m<sup>3</sup>) et Montoir-de-Bretagne (10 milliards de m<sup>3</sup>), qui accueille aussi le gaz nigérian. En 2009, mise en service du terminal Fos Gavaou, 8,25 milliards de m<sup>3</sup> de capacité, exploité à 70 % par Engie et 27,6 % par Total. A Dunkerque, un terminal méthanier, exploité par EDF, associé avec Fluxys (société belge) pour 25 % et avec Total pour 10 %, de 13 milliards de m<sup>3</sup>, a commencé à fonctionner en 2016. Les approvisionnements, en 2018, ont été de 65,4 TWh à Fos-sur-Mer, 41,0 TWh à Montoir-de-Bretagne et 10,8 TWh à Dunkerque.

Les exportations, en 2019, sont de 125,1 TWh à destination, en 2018, de la Suisse pour 33,2 TWh et l'Espagne pour 31,3 TWh.

La facture gazière est, en 2019, de 8,6 milliards d'euros.

### **Transport et distribution :**

- Canalisations de gaz : 37 655 km de réseau de transport (dont 33 688 km pour [GRTgaz](#) détenu à 75 % par Engie et 5 107 km, situés dans le Sud-Ouest, pour [Teréga](#), ex-TIGF), sous une pression généralement de 67,7 bar, 206 000 km de réseau de distribution. Les canalisations de transport sont en [acier](#), 42 % de celles de distribution en [polyéthylène](#).
- 9 568 communes sont déservies par GRTgaz.

**Stockages souterrains** : 16 sites dont 4 dans des couches de [sel](#) à Etrez (01), Tersanne (26), Hauterives (26) et Manosque (04) et 1 dans un ancien gisement de gaz naturel à Trois Fontaines (51). Ces sites sont exploités par [Storengy](#). Dans le cas des couches de sel, les cavités de stockage ont été obtenues en dissolvant le sel (obtention de saumures utilisées pour produire [Cl<sub>2</sub>](#) et [NaOH](#)). Les sommets des cavités (de 120 000 à 500 000 m<sup>3</sup>) sont situés entre 800 et 1 200 m de profondeur. Actuellement les sites de Hauterives et Trois Fontaines ne sont pas en activité.

Les autres sites de stockage (dont 2 dans le Sud-Ouest (Izaute (32) et Lussagnet (40)) opérés par [Teréga](#) (2,84 milliards de m<sup>3</sup> utiles), les autres par [Storengy](#), filiale de Engie, sont situés en nappe aquifère, à Cerville Velaine (54), Gournay-sur-Aronde (60), Germigny-sous-Coulombs (77), St-Clair-sur-Epte (95), Saint-Illiers (78), Beynes (78), Chémery (41), Soings-en-Sologne (41) et Céré-la-Ronde (37). Le gaz chasse l'eau de roches poreuses et perméables (sable...) situées sous un dôme imperméable. Le plus important site de stockage français et le deuxième européen est situé à Chémery (41) à 1100-1200 m de profondeur. Sa capacité est de 7 milliards de m<sup>3</sup>. Le volume total de gaz stocké souterrainement est de 25,8 milliards de m<sup>3</sup> dont seulement 11 milliards utilisables. En une journée, le 6-02-1991, le réservoir de Chémery a débité 46,7 millions de m<sup>3</sup> soit l'[énergie](#) qu'aurait dû produire, dans le même temps, 15 [tranches nucléaires](#) de 1 300 MW. Actuellement les sites de Soings-en-Sologne et de Saint Clair-sur-Epte ne sont pas en fonctionnement.

Fin décembre 2018, le volume utile stocké était de 138,5 TWh. En 2018, les soutirages ont été de 83,2 TWh, les injections de 105,0 TWh.

**Consommation**, en 2018 : 469,1 TWh. Consommation par type de client :

en TWh

Clients particuliers	291,5	Centrales thermiques à gaz	35,1
Clients industriels	142,5	Pertes et autoconsommation	7,9

## Utilisations

**Consommations** : en 2019. Monde : 3 929 milliards de m<sup>3</sup>, Union Européenne : 470 milliards de m<sup>3</sup>.

en milliards de m <sup>3</sup>					
États-Unis	847	Japon	108	Inde	60
Russie	444	Mexique	91	Égypte	59
Chine	307	Allemagne	89	Corée du Sud	56
Iran	224	Royaume Uni	79	Thaïlande	51
Canada	120	Émirats Arabes Unis	76	Argentine	47
Arabie Saoudite	114	Italie	71	Pakistan	46

Source : BP Statistical Review of World Energy

En 2019, la consommation française est de 43,4 milliards de m<sup>3</sup>.

**Secteurs d'utilisation** :

États Unis en 2018	UE en 2016	France en 2017	États-Unis en 2018	UE en 2016	France en 2017

Chauffage résidentiel et tertiaire	29 %	39,6 %	49,8 %	Production d'électricité	35 %	29,9 %	14,8 %
Industrie	34 %	22,5 %	32,0 %	Matière première	–	3,5 %	3,0 %

Sources : *Ministère de la transition écologique et solidarité, Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et Eurogas*

Record de consommation journalière française le 2 janvier 1997 : 2,4 TWh (210 millions de m<sup>3</sup> de gaz) hors la consommation du Sud-Ouest alimenté par le gaz de Lacq.

#### Utilisations diverses :

- **Énergie** : en 2018, le gaz naturel représente 15,2 % de la consommation d'énergie primaire en France, 23,3 % dans l'Union européenne, 24,2 % dans le monde, 30,6 % aux États-Unis. Le pouvoir calorifique du gaz naturel est de 10,7 à 12,8 kWh.m<sup>-3</sup>. C'est une énergie plus « propre » que le [charbon](#) ou le [pétrole](#) : pas de cendres, pas d'émission de [SO<sub>2</sub>](#), peu de NO<sub>x</sub> (4 kg/tep) et moins de [CO<sub>2</sub>](#) (2 290 kg/tep).
- **Production d'électricité par cogénération** : lorsque le gaz naturel est utilisé pour produire de l'électricité, le rendement est au maximum de 55 %. La chaleur dissipée dans les gaz de combustion et pour la production de vapeur peut permettre de produire de l'eau chaude destinée au chauffage domestique ou industriel. Le rendement énergétique atteint ainsi près de 80 %. En France, des installations de cogénération fonctionnent, en particulier, en hiver, lors des jours de pointe de consommation d'énergie. L'électricité est alors vendue à [EDF](#). En 2016, la capacité installée en France est de 10,9 GW. Total, possède des capacités de production d'électricité, dans le monde, à partir de gaz naturel de 3 500 MW. En plus de 4 centrales en France et en Belgique, cette société exploite avec EdF et Texaco une unité de 250 MW sur le site de sa raffinerie de Gonfreville près du Havre. Fonctionnant initialement au gaz naturel, l'installation devrait ensuite utiliser du gaz de synthèse produit par gazéification de résidus lourds de raffinage. Solvay a mis en service une installation de 90 MW à Tavaux qui utilise outre du gaz naturel des gaz résiduels de son usine (méthane et [dihydrogène](#)). Engie exploite, depuis 2005, en partie l'installation DK6 de Dunkerque de 788 MW qui utilise également les gaz de haut fourneau de l'usine ArcelorMittal voisine. Une des plus importante centrale de cogénération, au monde, fonctionnant au gaz naturel est celle de Taweelah en Abu Dhabi (1 600 MW), dont Total détient 20 %. Cette centrale permet outre la production d'électricité, le dessalement de l'eau de mer (385 000 m<sup>3</sup>/jour de capacité).

Les centrales françaises de production d'électricité à l'aide gaz naturel, en 2018, avec une puissance totale de 6,7 GWe sont situées à Montoir (44), avec 435 GWe, Fos-sur-Mer (13), avec 425 et 486 GWe, Martigues (13), avec 930 GWe, Toul (54), avec 413 GWe, Blénod (54), avec 430 GWe, Saint-Avoid (57), avec 860 GWe, Pont-sur-Sambre (59), avec 440 GWe, Dunkerque (59), avec 790 GWe, Gennevilliers (92), avec 210 GWe, Montereau (77), avec 370 GWe, Le Bayet (03), avec 410 GWe, Bouchain (59), avec 575 GWe.

En 2017, en France, la production d'électricité à partir de gaz naturel a été de 37,4 TWh. Dans le monde, le gaz a été à l'origine de 23,2 % de la production d'électricité.

Principaux pays producteurs d'électricité à partir de gaz naturel, en 2019 : monde : 6 298 TWh, Union européenne : 692 TWh.

		en TWh	
États-Unis	1 701	Mexique	206
Russie	519	Iran	199
Japon	362	Égypte	152
Chine	236	Corée du Sud	151
Arabie Saoudite	206	Émirat Arabes Unis	134

Source : BP Statistical Review of World Energy

- **Carburant** : dans le monde, en 2013, près de 18 millions de véhicules fonctionnent à l'aide du gaz naturel, dont 3,3 millions en Iran, 2,8 millions au Pakistan, 2,2 millions en Argentine, 1,7 million au Brésil, 1,6 million en Chine, 1,5 million en Inde, 1,18 million dans l'Union européenne dont 902 800, en 2014, en Italie... Dans les années 60 ce carburant était couramment utilisé dans le Sud-Ouest de la France (35 000 véhicules). En France, fin 2017, fonctionnent ainsi 16 200 véhicules (fin 2015 sur un total de 13 755 véhicules il y avait 2 689 bus, 1 122 bennes à ordures ménagères, 275 poids lourds, 6 952 véhicules utilitaires légers (flotte des sociétés gazières) et 2 065 véhicules légers utilisent le gaz naturel avec une consommation, en 2011, de 1,2 TWh. 1 nouveau bus sur 3 circule à l'aide de gaz naturel. Le record de vitesse automobile (1000 km/h) est détenu par un véhicule utilisant du gaz naturel.
- **Matière première chimique** : c'est la principale matière première utilisée pour produire du [dihydrogène](#), lui-même utilisé pour fabriquer de l'[ammoniac](#), du [méthanol](#) et de l'acide acétique. Le gaz naturel est utilisé dans plus des 3/4 des capacités de production de NH<sub>3</sub> et de méthanol dans le monde. Les pays producteurs de pétrole et de gaz naturel assurent plus des 3/4 de la production mondiale d'[urée](#), plus de la moitié de celles du méthanol et de l'ammoniac.

## Le méthane et l'effet de serre

Le méthane participe, comme le [dioxyde de carbone](#) et d'autres gaz, à l'effet de serre (voir le focus consacré à l'[effet de serre](#)). La teneur de l'atmosphère en méthane est, en 2018, de 1,869 ppmv, l'accroissement annuel est de 0,9 %, soit 44 millions de t.

Les émissions annuelles sont de l'ordre de 400 millions de t, en provenance principalement de la décomposition de matières organiques en milieu anaérobie. Origines des émissions :

en millions de t/an			
Rizières	50 à 150	Feux de végétation	20 à 80
Zones humides naturelles	50 à 150	Déchets industriels et urbains	30 à 70
Digestion des animaux	65 à 90	<a href="#">Mines de charbon</a>	10 à 50
Insectes (termites...)	10 à 30	Exploitation du gaz naturel	25 à 50

Par exemple, une vache libère, en moyenne, 200 g de méthane par jour.

La consommation du méthane émis est effectuée, en partie, par des bactéries et surtout par oxydation à l'air, avec production finale de dioxyde de carbone.

Le gaz naturel produit, lors de sa combustion dans un moteur, 23 % d'émission de CO<sub>2</sub> de moins que l'essence. A énergie produite équivalente, le gaz naturel émet 20 à 25 % de moins de CO<sub>2</sub> que le pétrole et 40 à 50 % de moins que le charbon.

## Autres gaz de combustion

En France, le gaz naturel représente environ 80 % (compté en pouvoir énergétique) du gaz de combustion commercialisé. Divers autres gaz, riches en molécules combustibles sont utilisés et ont fourni, en 2008, 25,8 TWh.

### Gaz manufacturé

Ou gaz à l'eau, [gaz de synthèse](#), gaz d'éclairage, gaz de ville.

**Origine** : le premier gaz ainsi fabriqué, dès 1815, par distillation de la [houille](#), était destiné à l'éclairage urbain. Supplanté pour cette utilisation par l'[électricité](#), il a été utilisé comme gaz combustible. Puis la concurrence avec le gaz naturel a entraîné, en France, sa disparition. Gaz de France a exploité jusqu'à 546 usines à gaz de houille, la dernière (Belfort) ayant été fermée en mai 1971.

Le gaz manufacturé initialement fabriqué par distillation de la houille a été ensuite élaboré par reformage de produits pétroliers ou de gaz naturel. Actuellement le gaz de synthèse ainsi produit donne industriellement le [dihydrogène](#) (voir ce chapitre).

**Composition et pouvoir calorifique** : en moyenne.

- Gaz de distillation de la houille : H<sub>2</sub> : 48 % – CH<sub>4</sub> : 36 % – CO : 8 % – [CO<sub>2</sub>](#) : 5 %.
- Gaz de synthèse : contient jusqu'à 70 % de H<sub>2</sub> et 30 % de CO<sub>2</sub>.
- PCS : 4,9 à 5,2 kWh/m<sup>3</sup>.

**Utilisations** : production industrielle du dihydrogène.

### Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Il est constitué principalement de butane (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) et/ou de propane (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>).

**Composition et pouvoir calorifique** :

- Butane commercial : butane : 90 %, butylène et propane. PCS : 38,3 kWh/m<sup>3</sup>. 1 L de butane liquide libère 239 L de gaz (à 15°C, 1 bar).
- Propane commercial : propane : 65 %, [propylène](#) : 30 %, éthane, butane. PCS : 27,3 kWh/m<sup>3</sup>. 1 L de propane liquide libère 311 L de gaz (à 15°C, 1 bar).

Le GPL utilisé, en France, comme carburant est un mélange généralement constitué de 50 % de propane et de 50 % de butane.

**Origine** : extraits de certains gaz naturels ou issus du [raffinage du pétrole](#). En 2015, 62 % de la production mondiale provient du gaz naturel, 38 % du raffinage du pétrole brut (1 t de pétrole donne de 20 à 30 kg de GPL).

**Production** :

La production mondiale est, en 2019, de 317 millions de t. Les principaux pays producteurs sont en ordre décroissant : États-Unis, Arabie Saoudite, Chine, Russie, Émirats Arabes Unis.

**Situation française** :

La production française, en 2019, est de 1,431 million de tonnes, provenant des raffineries de pétrole.

Commerce extérieur, en 2019 :

- Exportations :
  - Butane : 397 063 t vers le Maroc à 27 %, la Belgique à 15 %, le Royaume Uni à 13 %, la Tunisie à 9 %.
  - Propane : 389 634 t vers l'Italie à 78 %, l'Espagne à 9 %.
- Importations :
  - Butane : 1 455 735 t d'Algérie à 45 %, de Norvège à 20 %, des États-Unis à 8 %, du Royaume Uni à 5 %.
  - Propane : 1 817 216 t d'Algérie à 32 %, des États-Unis à 30 %, du Royaume Uni à 15 %, de Norvège à 8 %.

La distribution, en France, en 2019 est réalisée, en nombre d'unités :

- dans des stations de vente de GPL carburant : 1 650,
- à l'aide de camions citernes : 1 100,
- à l'aide de wagons citernes : 440,
- dans des citernes fixes : 800 000,
- dans des bouteilles : 68 millions.

Distributeurs : en France, en 2019.

- [Antargaz](#) : filiale du groupe américain [UGI](#), dont la filiale Amerigas est leader américain du propane. Vente, en France de 900 000 t/an de GPL et de GPL carburant dans 700 stations-service.
- [Butagaz](#) : filiale du groupe Shell France, a été vendu, en 2015, au groupe irlandais [DCC Energy](#) qui a vendu, en 2019, 2,2 millions de t. C'est le n°2 français avec 22 % de part de marché. 4 millions de clients pour le gaz en bouteille, 247 000 pour le gaz en citerne, 20 000 t de GPL carburant dans 320 stations.
- [Primagaz](#) : filiale du groupe néerlandais [SHV Energy](#), n°1 mondial de la distribution de GPL.
- [Vitogaz](#), filiale du groupe [Rubis](#).

**Utilisations** : livrés, par les distributeurs, sous forme liquide en bouteilles ou en vrac. Dans certains cas, les clients sont alimentés à partir de réseaux de propane ou d'air propané ou butané comme en Corse. Utilisé par des particuliers ou des industriels comme gaz de combustion ou matière première chimique.

En 2019, en France, sur une consommation totale de 1 660 000 t, 393 000 t ont été livrées dans des bouteilles, 1 220 000 t dans des citernes, 51 000 t comme carburant.

Consommations : en 2018, dans le monde : 313 millions de t, dans l'Union européenne, en 2014 : 26,3 millions de tonnes, en France, en 2019 : 1,66 million de t. Dans le monde, les principaux pays consommateurs sont, en 2015, en ordre décroissant : États-Unis, Chine, Arabie Saoudite, Japon, Inde.

Secteurs d'utilisation : en 2018.

Résidentiel et tertiaire	19 %	56 %	<a href="#">Carburant</a>	28 %	10 %
Pétrochimie et raffinage	40 %		Agriculture	2 %	20 %
Autres industries	11 %	14 %			

Sources : Comité Français du Butane et du Propane et WLPGA

L'utilisation dans le secteur résidentiel-tertiaire (cuisson) est concentrée principalement en Espagne, France, Turquie et Italie. Dans le monde, près de 500 millions de ménages et un sur deux dans l'Union européenne utilisent les GPL. La chimie et le raffinage sont prépondérants au Benelux : le GPL est utilisé comme matière première pour la production d'[éthylène](#), [propylène](#), [ammoniac](#), [MTBE](#). En 2015, la consommation de la pétrochimie, en France, est de 2 035 000 t. Le secteur industriel, autre que la chimie, est important en Allemagne (25 % des utilisations) car la flamme de combustion des GPL peut être en contact direct avec les produits, en agroalimentaire, [verrerie](#), céramique, métallurgie... Le secteur agricole est important en France, dans le chauffage de bâtiments d'élevages avicoles et porcins, de serres, le séchage des récoltes... Le propane est aussi utilisé comme carburant pour les chariots élévateurs : 110 000 t en France, en 2004.

Dans le monde, en 2019, 27,0 millions de véhicules utilisent le GPL, dont 15 millions en Europe. En Turquie 4,6 millions de véhicules, en Russie 3 millions, en Pologne 3 millions, en Corée du Sud 2,1 millions, en Italie 2,3 million, en Ukraine 2,5 million, en Thaïlande 1,1 million. Au Japon, 250 000 taxis de Tokyo utilisent le GPL. En France, 190 000 véhicules (0,73 % du parc automobile) emploient le GPL comme carburant et les ventes ont été de 51 000 t.

### Gaz de mine (grisou)

**Origine** : se dégage spontanément dans des [mines de charbon](#).

**Composition et pouvoir calorifique** : en moyenne.

- CH<sub>4</sub> : 60 % – [N<sub>2</sub>](#) : 30 % – [CO<sub>2</sub>](#) : 10 %.
- PCS : 5,9 à 7 kWh/m<sup>3</sup>.

**Production** : la production française injectée dans le réseau de transport de gaz naturel est, en 2017, de 183 GWh.

**Utilisations** : capté, en France, par Gazonor (l'ancienne filiale des Charbonnages de France a été achetée, en 2016, par la [Française de l'Énergie](#) (LFDE)), depuis 1993, dans des puits de mines désaffectés du bassin minier du Nord-Pas de Calais, à Avion (59) près de Lens. La production a été, en 2019, de 72,2 millions de m<sup>3</sup> d'un gaz contenant 54 % de méthane. Les réserves prouvées et probables sont de 9,2 milliards de m<sup>3</sup>, dans les Hauts de France et de 2,144 milliards de m<sup>3</sup> en Lorraine. Le gaz capté dans le Nord-Pas de Calais est utilisé pour produire de l'électricité avec une capacité de 9 MW. En 2019 a débuté une production en Belgique avec 5,5 millions de m<sup>3</sup> et en 2021 devrait débiter une production en Lorraine, à Lachambre.

Capté également, en Lorraine, par Elyo (Suez) et Dalkia (Veolia environnement) pour alimenter des chaufferies produisant de la chaleur destinée à chauffer des logements, à Forbach (57) et Freyming-Merlebach (57) (6 000 équivalents logements).

### Gaz de cokerie

**Origine** : sous-produit de la cokéfaction de la houille dans les [fours à coke](#) des cokeries minières ou métallurgiques (voir le chapitre [coke](#)).

**Composition et pouvoir calorifique** : en moyenne.

- H<sub>2</sub> : 50 % – CH<sub>4</sub> : 25 % – N<sub>2</sub> : 9,5 % – CO : 9 % – CO<sub>2</sub> : 3 %.
- PCS : 4,9 kWh/m<sup>3</sup>.

**Utilisations** : principalement dans les [industries sidérurgiques](#) et chimiques.

### **Gaz de hauts fourneaux**

**Origine** : sous-produit de l'[élaboration de la fonte](#) dans les hauts fourneaux.

**Composition et pouvoir calorifique** : en moyenne.

- N<sub>2</sub> : 50 % – CO : 27 % – CO<sub>2</sub> : 11 % – H<sub>2</sub> : 2 %.
- PCS : 1 kWh/m<sup>3</sup>.

**Utilisations** : production d'[électricité](#), industrie sidérurgique. La centrale de cogénération de Dunkerque fonctionne, en partie, à l'aide du gaz de haut fourneaux de l'usine ArcelorMittal.

### **Gaz de raffinerie**

**Origine** : sous-produit du [raffinage pétrolier](#).

**Composition** : contient principalement du méthane ainsi que du [dihydrogène](#) et de l'éthane.

**Utilisations** : industries chimiques et parachimiques.

### **Biogaz**

Ou gaz de décharges.

**Origine** : fermentation des matières organiques (agricoles, ordures ménagères ou boues de traitement d'eau usées) à l'abri de l'air (méthanisation).

**Composition et pouvoir calorifique** : en moyenne. 1 t d'ordures ménagères donne 100 m<sup>3</sup> de biogaz soit 550 à 650 kWh.

- CH<sub>4</sub> : 50 à 65 % – CO<sub>2</sub> : 40 à 60 %, H<sub>2</sub> : < 0,5 % – [H<sub>2</sub>S](#) : 200 à 2 500 ppm.
- PCS : 5,5 à 6,5 kWh/m<sup>3</sup>.

### **Production :**

Le biogaz peut être brûlé pour donner de l'électricité ou injecté dans le réseau de gaz naturel on parle alors de biométhane.

Dans l'Union européenne, en 2017, il y a 17 783 installations de production de biogaz ayant donné 65 179 GWh d'électricité et, en 2019, 660 de production de biométhane ayant donné 22 TWh de gaz injecté dans les réseaux de gaz naturel. Les principales installations sont situées en Allemagne avec 10 971 unités de biogaz et 300 de biométhane, en Italie avec 1 655 installations de biogaz et 10 de biométhane et en France avec 738 installations de biogaz et 121 de biométhane (87 agricoles, 17 de boues de stations d'épuration, 12 de déchets, 7 d'industries). En France, au 31 décembre 2019, la capacité de production de biométhane est de 2,1 TWh/an avec 123 installations. En 2019, 1,2 TWh ont été injecté dans le réseau de gaz naturel.



En France, fin 2014, il y avait 623 sites de production de biogaz dont 238 de décharges, 185 à la ferme, 87 de stations d'épuration, 80 d'industries agro-alimentaires, 23 de productions agricoles centralisées, 10 d'ordures ménagères.

En France, depuis 1997, le gaz s'échappant des décharges doit être capté pour le valoriser, par exemple par cogénération, ou le brûler. Par exemple, la station d'épuration [Seine Aval d'Achères](#) (78) exploitée par le [SIAAP](#), la plus importante d'Europe, traite journalièrement 1,7 million de m<sup>3</sup> d'eaux usées. Les boues obtenues donnent par méthanisation 150 000 m<sup>3</sup> de biogaz par jour contenant 65 % de CH<sub>4</sub> utilisé pour fournir de l'électricité et de la chaleur représentant 60 % de l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'usine.

**Utilisations** : le biogaz produit peut être valorisé pour produire de la chaleur et de l'électricité par cogénération ou, après épuration afin d'éliminer principalement le dioxyde de carbone, injecté dans le réseau de distribution du gaz naturel, il est alors appelé biométhane. En France, en 2019, le biogaz est utilisé pour produire de la chaleur à 46 %, de l'électricité à 38 % ou injecté dans le réseau de gaz naturel à 16 %.

Par exemple, le biogaz provenant, depuis août 1988, de la valorisation des ordures ménagères d'Amiens (155 000 personnes) est utilisé pour produire de la vapeur livrée à un industriel voisin. Ce biogaz a été aussi introduit dans le réseau de distribution de gaz naturel de [GRTgaz](#). La matière organique résiduelle est utilisée par la viticulture champenoise et la culture de céréales. Une autre usine a démarré, en novembre 1991, à Tahiti pour traiter la totalité des déchets de l'île (90 000 t/an).