



AMBASSADE DE FRANCE EN ÉGYPTÉ
SERVICE ÉCONOMIQUE

Le Conseiller Économique

Le Caire, le 6 avril 2017

Dossier suivi par : Ludovic Haren

Note

Objet : Le secteur du gaz en Egypte

Avec l'entrée en production du champ gazier de Zohr, l'Égypte devrait retrouver l'autosuffisance en matière de gaz naturel dès 2018, et redevenir partiellement exportatrice en 2019. Toutefois compte tenu des fortes variations saisonnières de la demande, il est probable qu'elle devra continuer à importer du GNL certains mois, et, que dès que ses usines de liquéfaction auront été remises en état de marche (celle d'Idku est restée opérationnelle à minima) un courant d'exportations conséquent pourra reprendre. L'autosuffisance du marché égyptien pourrait durer jusqu'en 2025, sous réserve que soient mises en place de réelles mesures d'efficacité énergétique.

1. Des réserves qui feront de l'Égypte un acteur majeur du secteur

L'Égypte dispose d'importantes réserves en gaz naturel, les 18èmes mondiales et les 3èmes en Afrique (réserves prouvées à fin 2015 hors le champ de Zohr), derrière le Nigéria et l'Algérie. **Les réserves prouvées s'élevaient fin 2015 à 1800 Mds m³**, soit une trentaine d'années de production au rythme actuel. 81% sont situées en offshore en Méditerranée, 11% dans le désert occidental, 6% on-shore dans le Delta du Nil et 2% dans le Golfe de Suez.

Ce chiffre n'inclut pas le nouveau champ gazier **Zohr**, découvert en 2015 et dont les réserves sont estimées à **850 Mds m³** selon les plus récentes estimations. Par ailleurs, certains experts estiment qu'il resterait des réserves à découvrir en offshore en Méditerranée, comme tendent à le prouver certaines découvertes récentes au large d'Alexandrie, ainsi que des gisements de gaz de schiste dans le Désert Occidental. Régulièrement, des appels d'offres pour de nouvelles concessions d'exploration sont lancés. Le prochain aura lieu en 2018.

2. Production : l'Égypte deviendrait autosuffisante en 2018 et exportatrice en 2019

La production de gaz naturel en Égypte est contrôlée par **3 sociétés publiques : EGPC, EGAS et GANOPE**. Ces sociétés ont obligatoirement une participation dans les concessions accordées aux compagnies étrangères. La répartition des participations entre les 3 sociétés publiques se fait sur des critères géographiques : EGAS contrôle l'offshore en Méditerranée et l'on-shore dans le Delta, EGPC le reste de la partie nord de l'Égypte jusqu'au 28^{ème} parallèle et GANOPE au sud de ce parallèle. Une réorganisation de la holding EGPC est envisagée, distinguant un rôle de régulateur du secteur, et d'opérateur.

Les principaux groupes étrangers actifs sur l'exploration et l'exploitation du gaz sont : BP, BG, ENI, Shell, DEA. **Les groupes français Total, Engie¹ et Edison (filiale EDF)** sont également présents.

66% de la production de gaz est réalisée en off-shore en méditerranée, 26% dans le désert occidental, 7% dans le Delta du Nile, 1% dans le Golfe de Suez.

La production de gaz qui était **en 2011 de 61,4 Mds m3** a connu une forte dégradation les années suivantes, imputable au report pendant plusieurs années de la mise en exploitation de nouveaux champs par les compagnies pétrolières et gazières internationales. La production des quelques nouveaux puits mis en activité ne couvrait pas le déclin de la production des champs anciens (exploités en majorité depuis plus de 10 ans). Les compagnies internationales avaient décidé ce ralentissement de mise en exploitation à la suite de l'absence de règlement des arriérés que leur devait l'Etat égyptien, qui ont atteint jusqu'à 7,5 Mds US\$. Ces **arriérés** ont depuis été en partie réglés, mais restent toujours à un niveau de **3,5 Mds US\$**, ce niveau reste toutefois stable avec une tendance à rembourser progressivement les compagnies étrangères afin d'attirer de nouveaux investisseurs (recherche d'une présence américaine), notamment depuis la récente réforme du régime de change. En 2016, la production a touché un point bas à la mi-2016 se situant, en rythme annuel, à environ **41 Mds m3**. Elle a ensuite commencé à remonter. En rythme annuelle, elle atteindrait en mars 2017, **46 Mds m3 et cette augmentation devrait se poursuivre dans les mois qui viennent**. Cette croissance est entièrement imputable à la mise en production du champ de **Nooros** (près de Damietta), qui atteint très rapidement un rythme annuel de **10 Mds m3**. La production totale de l'Egypte n'a pas augmenté d'autant du fait de la poursuite du déclin des anciens champs (baisse de 15% à 25% selon les champs). La production du champ de Nooros est arrivée à son plateau, et se maintiendra à ce niveau pendant les cinq prochaines années. Par ailleurs, le champ offshore de **West Nile Delta** (proche d'Alexandrie) vient de commencer à produire. Cette production atteindra son plateau en 2019, à **12,5 Mds m3**, niveau qui devrait durer jusqu'en 2025.

Ce redressement de la production devrait s'accélérer avec l'exploitation de l'énorme champ gazier offshore **Zohr**. Le calendrier serré d'installation de l'ensemble des équipements pour le forage des puits a jusqu'à présent été respecté par ENI et la construction d'un gazoduc sous-marin de 250 km vient par ailleurs de s'achever. La **première production devrait donc bien avoir lieu au 4^{ème} trimestre de 2017**. Les quantités produites progresseront fortement en 2018 (9 Mds m3) et 2019 (15 Mds m3). Il est prévu d'atteindre le plateau de production annuelle en **2020 avec entre 26 et 28 Mds M3**. Ce plateau devrait s'étendre jusqu'en 2040.

Au total, en tenant compte de la poursuite du déclin des champs anciens, la production de gaz annuelle en Egypte devrait atteindre **62 Mds m3 en 2018** et dépasser **72 Mds m3** de 2020 à 2025.

3. Consommation : le gaz représente plus de la moitié du mix énergétique primaire de l'Egypte, avec une consommation en hausse régulière.

Portée par la démographie et la croissance économique, la consommation de gaz a connu une forte augmentation : de **40,8 Mds m3 en 2008**, elle a atteint **52,6 Mds m3 en 2013**. De 2013 à 2015, la consommation a toutefois baissé (**47,8 Mds m3 en 2015**) mais ce recul s'explique par

¹ En fonction de la stratégie de la maison mère, ENGIE pourrait être amenée à se retirer de l'activité exploration-production selon des informations restant à confirmer.

les livraisons insuffisantes pour couvrir la demande. En 2016, grâce aux importations de GNL l'offre a pu couvrir une demande en forte hausse (chiffre non encore disponible).

Le gaz représentait en 2014 près de 55% du mix énergétique primaire, proportion qui a dû peu changer², en l'absence de chiffre actuel plus précis. 90% de la production électrique repose sur des centrales thermiques, dont 75% au gaz et 25% au pétrole. Le Ministère de l'Electricité a estimé ses besoins en gaz, pour l'été 2017, période de pic de la consommation électrique, à 11,6 M m³ /jour (soit en rythme annuel **42 Mds m³**). La génération d'électricité représentant en moyenne annuelle 67% de la consommation de gaz (contre environ 30% pour l'industrie) la demande totale devrait être d'environ 17 M m³/jour l'été prochain (**62 Mds m³ en rythme annuel**).

A moyen terme, **la consommation devrait continuer à croître sur un rythme de 7% par an**. Ce rythme de croissance pourrait cependant être inférieur si de réelles mesures d'efficacité énergétique étaient mises en place. La politique de réduction sur 5 ans des subventions au secteur énergétique, entamée en 2016, et qui figure comme une des conditions du programme FMI adopté en novembre 2016, devrait avoir un effet incitatif sur l'adoption de mesures d'efficacité énergétique, notamment dans le secteur industriel.

4. Échanges : l'Egypte devrait redevenir exportatrice de gaz en 2019 et a le potentiel (production et infrastructures) pour devenir un acteur majeur du GNL dans la région

4.1. Du statut d'exportateur à celui d'importateur

Alors que les exportations de gaz représentaient jusqu'en 2010 une source de devises importante pour l'Egypte, elles se sont fortement réduites dans les années qui ont suivi et sont aujourd'hui presque nulles. Elles sont ainsi passées de 18,1 Mds m³ exportés en 2009 à 10,4 Mds m³ en 2011, 4,9 Mds m³ en 2013, et depuis sont quasiment nulles.

(Mds m ³) Année	Total exporté	GNL exporté	Exporté par pipeline
2009	18,3	12,8	5,5
2010	15,1	9,7	5,4
2011	10,4	8,6	1,8
2012	7,2	6,7	0,5
2013	4,9	3,6	1,2
2014-2016	proche de zéro	proche de zéro	0

La dégradation du rapport production/consommation est la cause de cette régression, d'autant plus que le gouvernement a choisi de donner dès 2013 la priorité à la consommation intérieure au détriment des contrats à l'export. L'usine de transformation du gaz en GNL d'Idku (d'une capacité de 10 milliards de m³), près d'Alexandrie, appartenant à Engie et BG, est à l'arrêt

² Après une crise d'approvisionnement en gaz en 2014-2015, qui a obligé les autorités à prendre des mesures transitoires (remplacement notamment par du fuel lourd pour les brûleries des centrales thermiques), l'approvisionnement en gaz a pu être rétabli par des importations de GNL et plus récemment l'entrée en production des premiers champs gaziers issus des récentes découvertes.

pratiquement depuis 2014. L'usine SEGAS LNG à Damietta (d'une capacité de 7,6 milliards de m³) détenue par UNION FENOSA (Espagne) et ENI (Italie) est à l'arrêt total depuis 2013. Les exportations par l'ARAB GAS PIPELINE ont également été stoppées. En 2012, l'Égypte a décidé d'arrêter ces livraisons de gaz à Israël (qui se faisaient par une branche du gazoduc reliant Ashkelon à partir d'El-Arish). Les livraisons vers les autres pays (Jordanie principalement) ont été suspendues en 2013.

Pour pallier le manque de gaz, les autorités égyptiennes ont commencé en 2015 à importer du Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Deux terminaux flottants de déchargement et de regazéification pour pouvoir accueillir ces importations par méthanier ont été installés en avril 2015 et septembre 2015 par la société norvégienne Hoegh et la société BW Singapore (le coût annuel de location et d'opération de ces terminaux est de plus de 700 MUS\$). Des contrats d'approvisionnement en GNL ont été signés avec l'Algérie, la Russie et la France (Engie) et plusieurs achats ont eu lieu sur le marché « spot ». Au total **ces importations de GNL ont coûté 1,4 Mds US\$ en 2015 et environ 2,6 Mds US\$ les années suivantes (3,3 Mds US\$ en intégrant le coût des terminaux)**

Ces importations de **GNL devraient fortement se réduire dès 2018, avec une autosuffisance annoncée avec l'entrée en exploitation du champ de Zohr**. Il est toutefois probable qu'un courant d'importations perdurera, notamment pendant les mois d'été pour faire face au pic saisonnier de la demande d'électricité (fonctionnement des climatiseurs en période de forte chaleur) et donc de gaz. Un seul terminal de regazéification pourrait être conservé. Au total, si l'on tient compte des achats supplémentaires de gaz naturel en remplacement du GNL, l'Égypte **devrait économiser entre 1,2 et 1,8 Md \$ / an**.

4.2. Vers le redémarrage des infrastructures de GNL : l'Égypte futur acteur pivot du GNL dans la région ?

Les usines de transformation du gaz en GNL à l'arrêt veulent importer du gaz pour redémarrer leur activité. Union Fenosa a signé en 2014 un MoU avec la société Noble qui exploite le champ gazier offshore de Tamar en Israël pour des livraisons de 2 milliards de m³/an dans un premier temps, éventuellement portées à 3,5 milliards de m³ par la suite (soit environ la moitié de la capacité de l'usine de Damietta). Le pipeline traversant le Sinaï subissant des attaques terroristes fréquentes, le gaz aurait été acheminé par un pipeline offshore entre Ashkelon et Port Saïd. Il existe déjà un pipeline entre Ashkelon et El-Arish. Le prolongement jusqu'à Port Saïd pourrait être construit en 1 an. Mais cet **accord ne s'est pas concrétisé**. Il est en revanche plus probable qu'un accord qu'aurait conclu **ENI**, opérateur du champ de Zohr et de l'usine de Damietta, avec le gouvernement égyptien pour l'**utilisation du gaz de Zohr par l'usine de Damietta**, se concrétise en 2018 ou 2019.

En parallèle, BG et Engie qui exploitent l'usine d'Idku ont signé un accord en 2014 pour un approvisionnement à partir du **futur champ gazier offshore israélien Leviathan**. Un pipeline sous-marin devrait également être construit. Toutefois ce champ ne devrait pas entrer en activité avant 2019 et à cette date l'Égypte devrait produire suffisamment de gaz pour couvrir sa demande intérieure et alimenter en partie (au moins pendant les mois d'hiver) les usines de GNL.

Enfin, un groupement de sociétés industrielles et commerciales égyptiennes (**Dolphinus Holdings**) a signé en octobre 2014 une lettre d'intention avec la **société israélienne Delek** pour l'importation jusqu'à 2,5 milliards de m³ par an pendant 7 ans depuis le champ gazier de **Tamar**

par le pipeline entre Ashkelon et El-Arish. Toutefois ce pipeline, cible régulière des attaques terroristes dans le Nord-Sinaï ne fonctionne plus.

Le gouvernement égyptien ne s'est toujours pas prononcé sur ces accords, l'importation de gaz d'Israël posant d'importants problèmes politiques. Il est toutefois confiant sur sa capacité à les faire accepter par la population. Cependant la procédure intentée par la **compagnie israélienne d'électricité** sur le litige qui l'oppose à l'Égypte pour l'interruption des livraisons de gaz en 2012 a abouti à une **condamnation de l'Égypte à verser 1 Md US\$** de compensation. **Le gouvernement égyptien conteste cette décision devant une instance d'arbitrage international** et a demandé en parallèle d'arrêter toutes négociations sur le gaz avec Israël.

L'importation de gaz de **Chypre** a également été en discussion, notamment pour l'alimentation des usines égyptiennes de GNL, dont Chypre n'est pas dotée : l'importance des réserves gazières chypriotes ne semble pas justifier un investissement aussi coûteux à Chypre qui pourrait préférer cette solution ne nécessitant que d'investir dans un pipeline, alors que le champ gazier d'Aphrodite est à mi-distance de Chypre et de la côte égyptienne. Si rien ne s'est concrétisé jusqu'à présent, ce point méritera d'être suivi.

Un accord vient par ailleurs d'être signé avec la **Jordanie**, prévoyant la possibilité de reprendre les exportations de gaz et de GNL égyptien dans ce pays et ouvrant la possibilité pour chaque pays d'utiliser les installations disponibles de l'autre pour exporter vers des pays tiers.

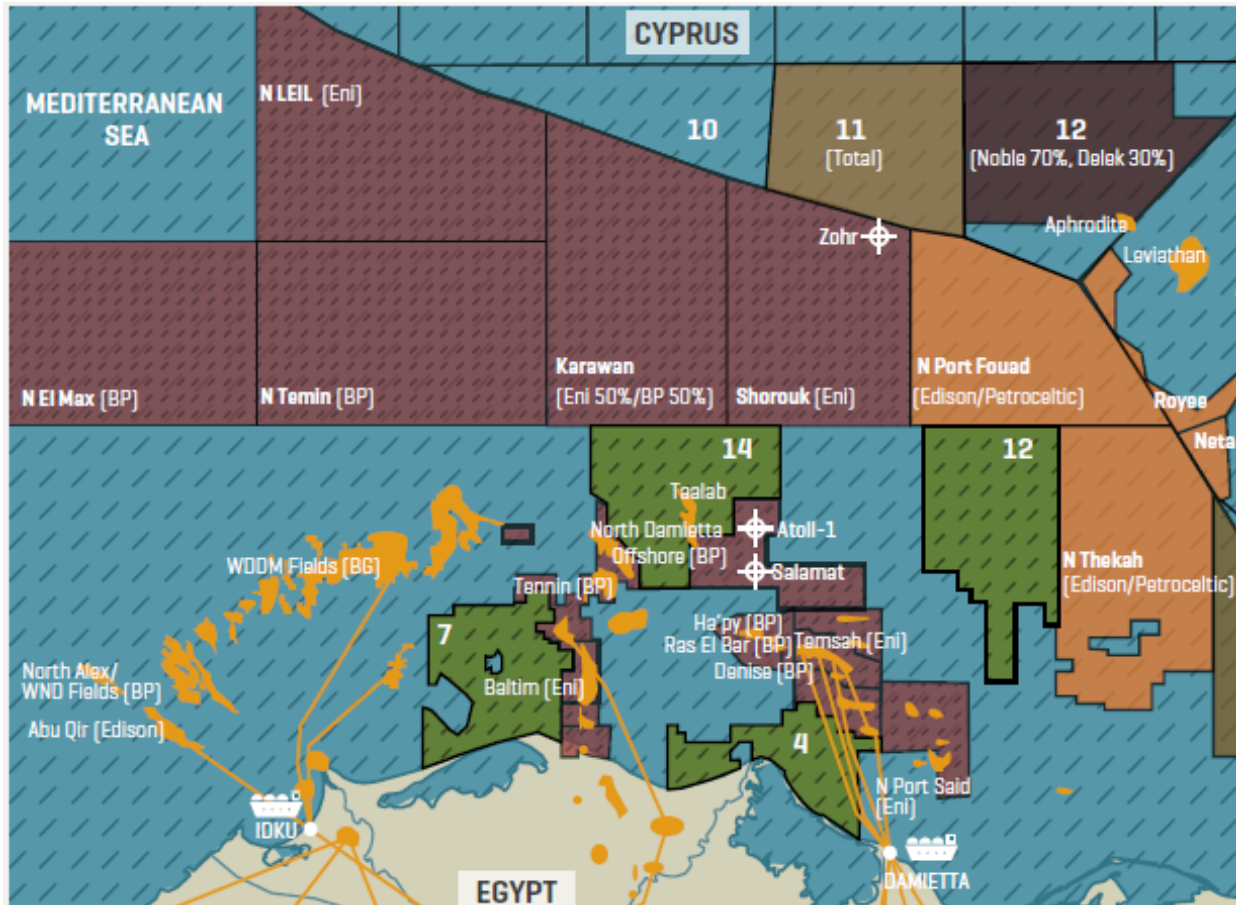
5. Libéralisation du marché du gaz : un modèle s'inspirant de celui en vigueur dans l'Union européenne

Un **projet de loi de réforme du secteur du gaz** est en cours de discussion au Parlement. Cette loi si elle est adoptée en l'état par le parlement instituera d'ici la fin 2017 la **libéralisation du secteur gazier** et la création d'un régulateur indépendant chargé de contrôler le marché, d'en assurer la compétition et la transparence, d'attribuer les licences, de fixer les tarifs et de régler les différends.

Cette loi ne concernera pas la prospection/production gazière, mais **uniquement les secteurs du transport, de la distribution, du stockage et de la transformation de gaz en GNL et de la regazéification**. Elle accordera également la possibilité aux sociétés et opérateurs d'obtenir des licences d'**importation de gaz** (actuellement monopole des sociétés publiques EGCP / EGAS).

Cette réforme a été préparée avec le soutien du programme d'assistance technique TARES financé par l'union européenne.

ANNEXES



Evolution des réserves prouvées de gaz naturel en Egypte

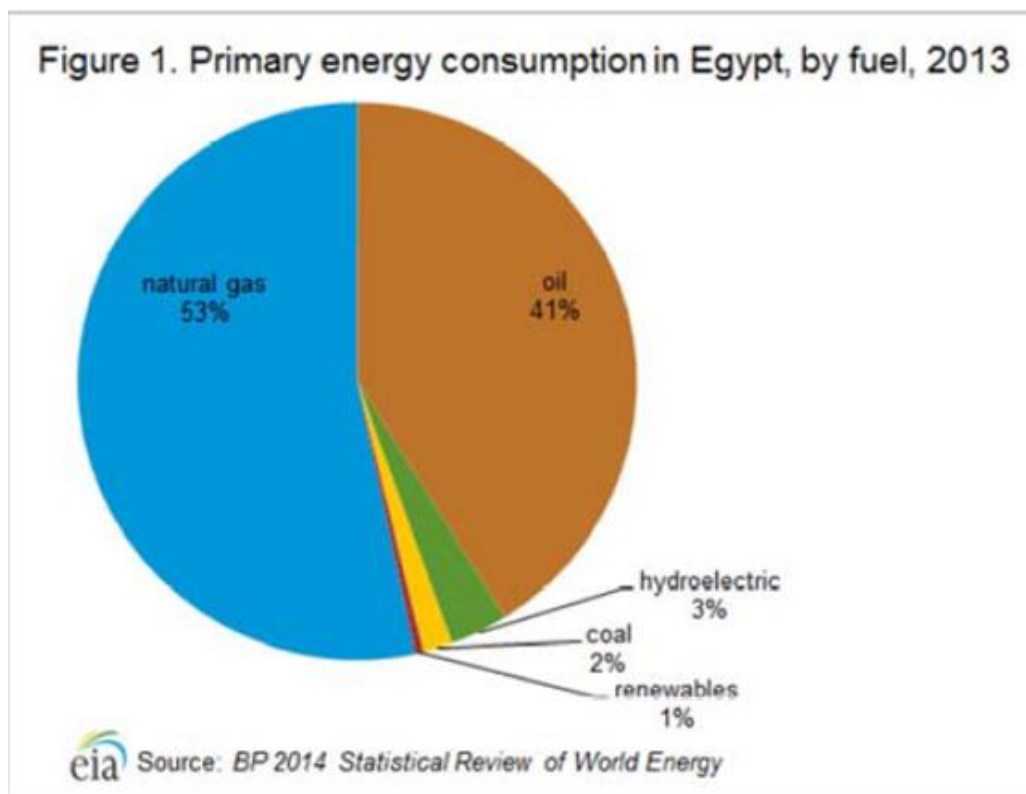
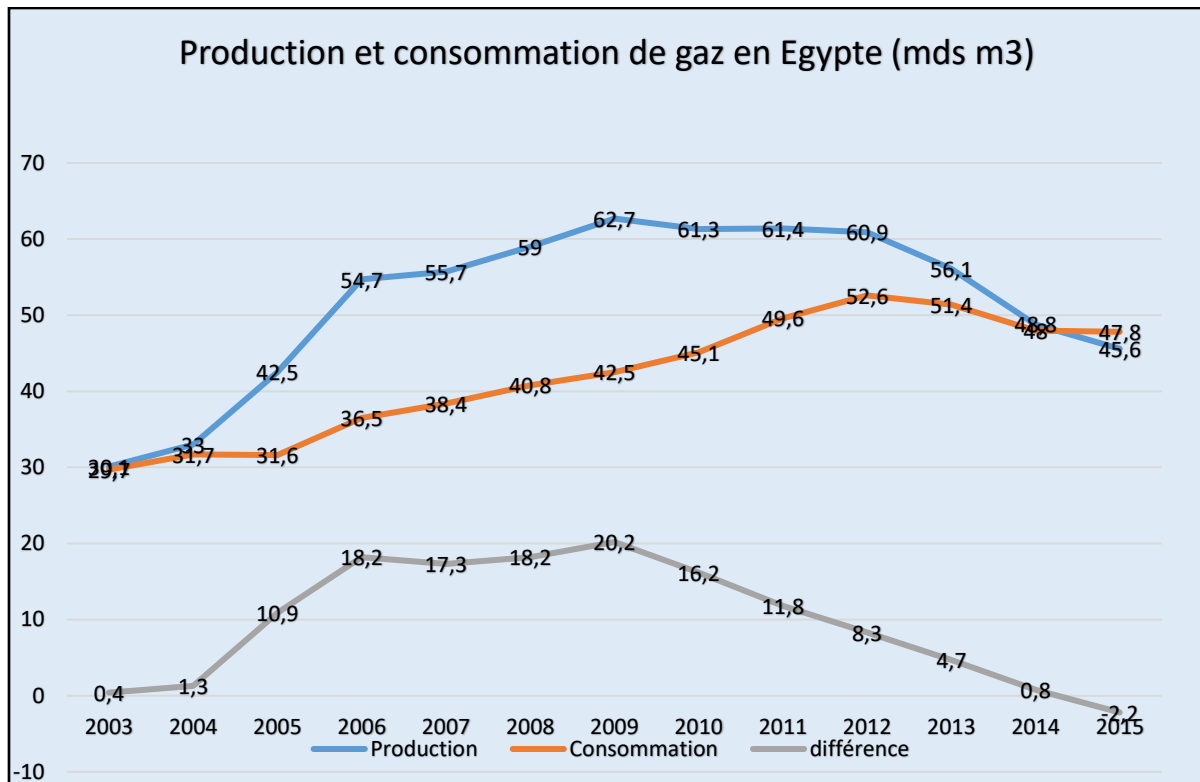
(Mds m ³)	1993	2003	2012	2015
Réserves	600	1700	2000	1800

(Source : BP Statistical Review 2016)

Evolution de la production et consommation de gaz naturel en Egypte

(Mds m ³)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	33,0	42,5	54,7	55,7	59	62,7	61,3	61,4	60,9	56,1	48,8	45,6
Consommation	31,7	31,6	36,5	38,4	40,8	42,5	45,1	49,6	52,6	51,4	48,0	47,8
Différence	1,3	10,9	18,2	17,3	18,2	20,2	16,2	11,8	8,3	4,7	0,8	-2,2

(Source : BP Statistical Review 2016)



Mix énergétique de l’Egypte. Source : cf. graphique