

REPUBLIQUE TUNISIENNE
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES ÉNERGIES RENOUVELABLES
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Énergie et des Mines

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, septembre 2017





Conjoncture énergétique

SOMMAIRE

01

Exploration et développement



02

Production d'hydrocarbures



03

Consommation d'hydrocarbures



04

Bilan d'énergie primaire



05

Electricité



06

Echanges commerciaux



07

Prix de l'énergie



Faits marquants des neuf premiers mois de 2017

Les cours internationaux

- Prix moyen mensuel du Brent : **56\$/bbl** en septembre 2017, **52\$/bbl** en août 2017 et **47 \$/bbl** en septembre 2016.

Exploration et développement

- Nombre total de permis : 23 à fin août 2017 contre 27 à fin août 2016.
- Forage de deux nouveaux puits d'exploration et notification de deux découvertes « Mehdiya-3 » et KRD SW-1 (forés en 2016).

Production de pétrole brut

- Une moyenne de **37,5** mille barils/j à fin septembre 2017 contre **46,5** mille barils/j à fin septembre 2016.
- Baisse de la production de **20%** à fin septembre 2017 par rapport à fin septembre 2016.

Gaz naturel

- **5,7** millions de m³/j à fin septembre 2017 contre **6** millions de m³/j à fin septembre 2016.
- Légère baisse du forfait fiscal sur le transit du gaz d'origine algérienne de **1%** entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 dont 76% est perçue en nature (cédée à la STEG).

Bilan d'énergie primaire

- Baisse des ressources disponibles à fin septembre 2017 par rapport à fin septembre 2016 (-12%).
- Hausse de la demande d'énergie primaire de **5%** à fin septembre 2017 par rapport à fin septembre 2016.
- Hausse du déficit du bilan d'énergie primaire : **3,7** Mtep-pci à fin septembre 2017 contre **2,9** Mtep à fin septembre 2016.
- Dégradation du taux d'indépendance énergétique : **49%** à fin septembre 2017 contre **58%** à fin septembre 2016.

Demande de produits pétroliers

- Hausse de la demande de produits pétroliers de **6%**, notamment de l'essence (+10%), de gasoil (+8%) et du Jet (+17%).

Demande de gaz naturel

- Hausse de la demande totale de gaz naturel entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 (5%): hausse de la demande hors secteur électrique de 9%.
- **74%** de la demande totale est destinée à la production d'électricité.

Electricité

- Hausse de la production d'électricité (**5%**) à fin septembre 2017 par rapport à fin septembre 2016.
- Nette amélioration de la consommation spécifique globale (**4%**).
- **81%** d'électricité est produite par la STEG.
- Enregistrement d'un nouveau record de la pointe électrique en août 2017 : 4025 MW

Commerce extérieur

- Hausse en valeur des importations de **49%** et des exportations de **12%** : le déficit de la balance commerciale énergétique a atteint **3057 MD**, soit **une aggravation de 79%**.

Exploration et développement



	Réalisé 2016	septembre		A fin septembre	
		2016	2017	2016	2017
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	5	1	0	5	3
Nb total des permis	26	26	23	26	23
Nb de forages explo.	3	1	0	2	2
Nb forages dévelop.	0	0	0	0	0
Nb de découvertes	1	0	1	1	2

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin septembre 2017, est de **23** dont **22** permis de recherche et un permis de prospection, couvrant une superficie totale de 65 213 km², et **56 concessions** d'exploitation dont **36** en production (l'Etat participe à travers l'ETAP dans 29 de ces concessions en production et directement dans 3).

Il est à signaler que :

- La signature de la convention et de ses annexes portant autorisation de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures sur le permis de recherche « **Nefzaoua** », le 9 juin 2016. La loi, ayant été élaboré et approuvé (17 juillet 2017), a été publié en août 2017 (Loi n° 2017-60 du 24 août 2017)
- L'octroi d'une nouvelle concession d'exploitation « **Mazrane** »: l'arrêté a été publié en février 2017 (Jort n° 17 du 28 février 2017).
- La signature de la convention et de ses annexes portant autorisation de prospection, de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures sur le permis de prospection « **Douiret** », le 16 février 2017. La loi, ayant été élaboré et approuvé (17 juillet 2017), a été publié en août 2017 (Loi n° 2017-61 du 24 août 2017)
- La renonciation au permis de recherche « **Anaguid** » en avril 2017 et dépôt d'une demande officielle pour l'octroi d'une concession d'exploitation suite à la confirmation de la découverte « Sondes ».
- L'octroi d'une nouvelle concession d'exploitation « **Jinene** »: l'arrêté a été publié en mai 2017 (Jort n° 43 du 30 mai 2017).
- L'arrivée à l'échéance du permis de recherche « **Chorbene** » le 12 mai 2017.
- La renonciation au permis de recherche « **Borj El Khadhra Sud** » en juillet 2017.

Exploration

Poursuite des deux campagnes d'acquisition sismique démarrées en 2016

- Acquisition de 280 km² de sismique 3D (dont 118 km² en 2016) sur le permis «Jenein Sud » (sismique achevée).
- Acquisition de 657,4 km² de sismique 3D (dont 415 km² en 2016) sur le permis « Araifa » (sismique achevée).

Compagnes d'acquisition sismique démarrées en 2017

- Acquisition de 75 km 2D sur le permis «Jenein Sud » (sismique achevée).
- Acquisition à fin septembre 2017, de 71 km² de sismique 3D sur le permis «Chaal », (sismique en cours).

Forage à fin septembre 2017 de deux puits d'exploration.

nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Fin du forage	Résultats
01	Laarich Est-2	Laarich	01/02/2017	20/02/2017	Profondeur finale : 3575m. Les résultats du test ont montré un débit journalier moyen d'huile de l'ordre de 460bbls/j (puits d'appréciation pour confirmer la découverte de 2016)
02	Makhrougua SE-1	Makhrougua	16/08/2017		Profondeur finale : 3413 m. Forage en cours

Réalisation de deux découvertes (puits forés en 2016):

- « **Mahdia-3** » sur le permis « kaboudia » dans le gouvernorat de Mehdiya en date du 27/01/2017, détenue par l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières en tant que titulaire du permis et Numhyd en tant qu'entrepreneur. Les tests de production réalisés sur ce puits ont révélé un débit de 423 bbl/j d'huile.
- « **KRD SW-1** » sur la concession d'exploitation « Debbech » dans le gouvernorat de Tataouine. Les tests de production réalisés sur ce puits ont révélé un débit de 1300bbl/j d'huile et 81 milles m³ de gaz.

Développement

- Pas de nouveau forage de développement à fin septembre 2017.



Production des hydrocarbures

2-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2016	A fin septembre		
		2016	2017	Var (%)
Ashtart	293	232	164	-29%
Hasdrubal	272	203	194	-5%
El borma	262	195	172	-12%
Adam	194	150	92	-38%
El Hajeb/Guebiba	117	88	81	-8%
Cherouq	120	95	65	-32%
Cercina	62	47	72	54%
Ouedzar	98	71	47	-34%
Franig/Bag/Tarfa	111	86	35	-59%
M.L.D	63	40	45	11%
Miskar	89	67	64	-5%
Barka	66	55	26	-52%
Maamoura	37	26	47	79%
Bir Ben Tartar	52	40	28	-30%
Autres	333	253	195	-23%
TOTAL pétrole (kt)	2 168	1 649	1 327	-19,5%
TOTAL pétrole (ktep)	2 221	1 689	1 359	-19,5%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	2 197	1 671	1 342	-19,7%
TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep)	2 251	1 712	1 375	-19,7%
GPL Primaire				
GPL champs (kt)	155	115,7	106,7	-7,7%
GPL Gabes (kt)	78	59	42	-29%
TOTAL GPL primaire (kt)	233	175	149	-15%
TOTAL GPL primaire (ktep)	255	191	163	-15%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 429	1 846	1 491	-19,2%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 505	1 903	1 537	-19,2%

La production nationale de pétrole brut s'est située à 1327 kt à fin septembre 2017 accusant ainsi une baisse de 20% par rapport à fin septembre 2016.

Cette baisse revient principalement à la diminution de la production des champs suivants : Ashtart (-29%), Adam (-38%), Franig B.T. (-59%), Cherouq (-32%), Baraka (-52%) et El Borma (-12%).

En effet, il convient de noter que la production nationale a été impactée par l'arrêt graduel au niveau de plusieurs champs à Tataouine et kébili à partir de fin avril 2017 suite aux mouvements sociaux. Le gouvernorat de Tataouine compte 15 concessions d'exploitation dont 11 étaient en production avant les derniers événements. Le gouvernorat de kébili compte 4 concessions d'exploitation dont 3 étaient en production.

L'impact a été progressif, la date de l'arrêt dépendant de la saturation de la capacité de stockage sur site. Ainsi pour Bir ben Tartar, la production s'est arrêtée du 25 avril 2017 au 24 juin 2017, pour Tarfa (arrêt le 7 mai), pour Franig Baguel (arrêt le 16 mai), pour Anaguid Est (arrêt du 29 mai au 18 juin et depuis 7 juillet), pour Adam (réduction de la production le 31 mai 2017 et arrêt le 7 juillet), pour Ouedzar (réduction de la production le 31 mai 2017 et arrêt le 9 juillet), Cherouq (arrêt de 2 au 18 juin et du 7 au 26 juillet).

Le 20 mai 2017, les protestataires « d'El Kamour » ont fermé la vanne SP4 de « TRAPSA », la société en charge de transport de pétrole brut par pipeline.

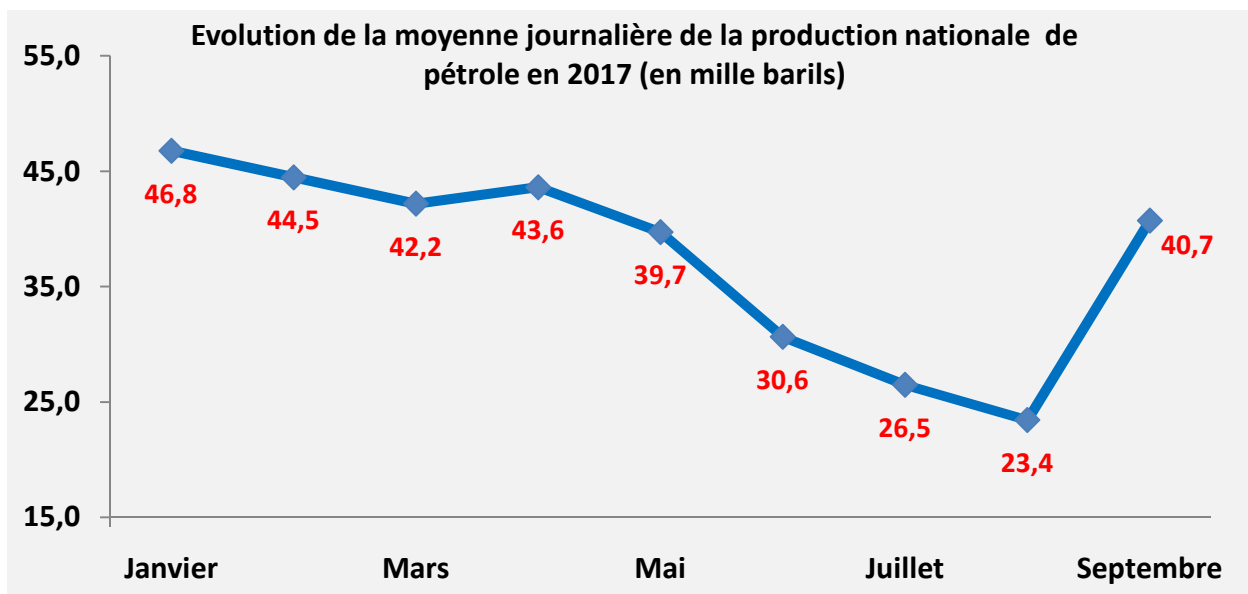
Le 16 juin 2017, un accord avec les protestataires d'el Kamour a été conclu et reprise progressive de la production dans les champs susmentionnés.

Le 27 juin 2017, les protestataires de Kébili ont fermé la vanne PK 666 au niveau de la région de « Oum el hibel » ce qui a engendré l'arrêt de la production des champs « Cherouk », « Anaguid est », « Dorra », « Adam », « Ouedzar », « MLD » et réduction de la production des champs « Laarich » et « El borma ».

Le 26 août 2017, un accord entre le gouvernement et les protestataires a mis fin aux différents mouvements de protestation organisés depuis plus de quatre mois devant les sièges de compagnies pétrolières.

La reprise de la production a été aussi progressive. L'arrêt prolongé a causé le recul du rendement de certains puits, d'autres puits ont besoin de travaux de maintenance pour redémarrer ce qui engendrera des dépenses supplémentaires pour leur entretien.

Le graphique suivant montre l'impact de ces événements sur la production.



Il est à signaler que le projet « Nawara » a été touché par les derniers événements, les travaux se sont arrêtés du 23 avril 2017 à fin août 2017 ce qui a repoussé la date de mise en service de 6 mois et a engendré des coûts supplémentaires estimés à 150 MD.

S'ajoute à cela, la poursuite de déclin naturel de la production au niveau des principaux champs.

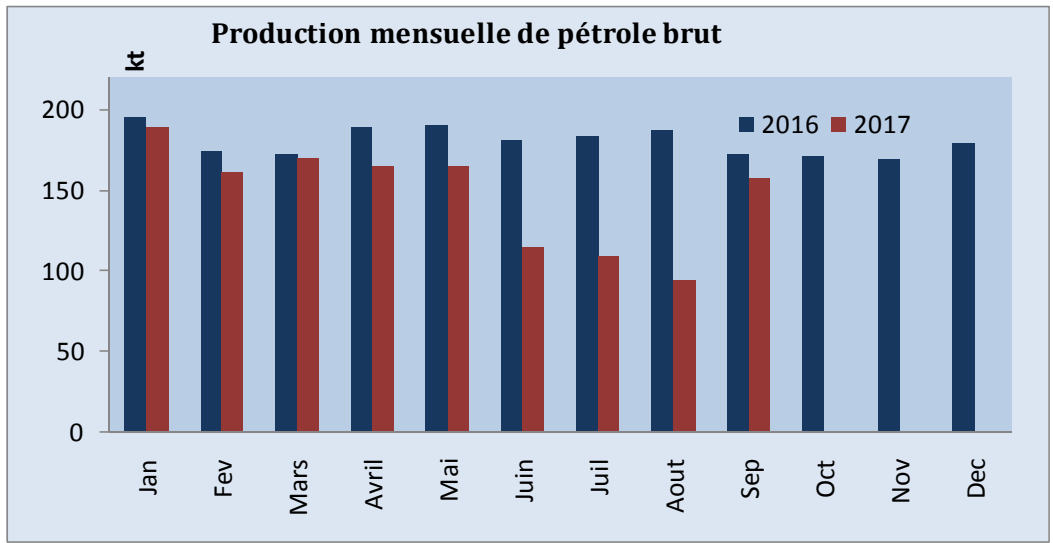
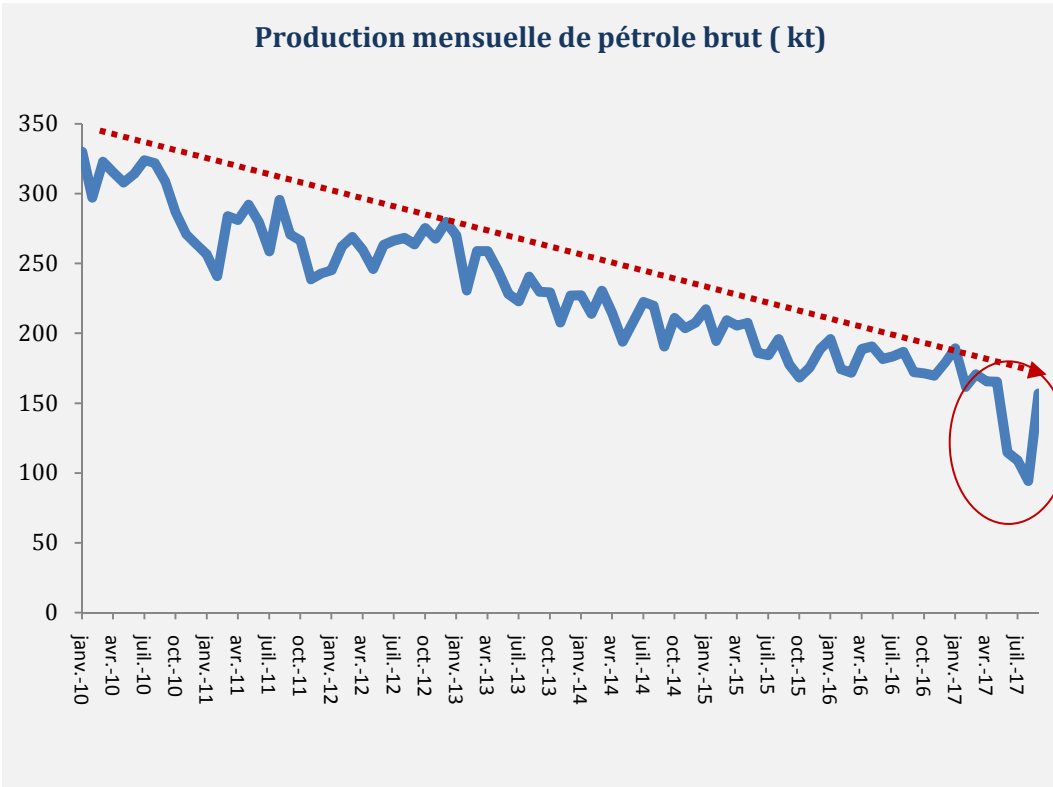
Par ailleurs, la production du champ Chergui a repris le 25 mai 2017. Un arrêt général s'est produit, depuis le 14/12/2016 suite à l'atteinte de la capacité de stockage maximale dans le champ et le blocage du transport de brut par les sit-inneurs.

Par contre, nous signalons la hausse de la production des champs suivant :

- ✓ Cercina (+54%) reprise de la production à fin 2016 dans plusieurs puits suite à la réalisation d'un programme de W.O.
- ✓ MLD (+11%) suite à la mise en production du puits « Laarich Est-1 » (découverte de 2016), la production de ce champ situé à Tataouine a été réduite du 4 juin au 26 août 2017.
- ✓ Maamoura (79%) suite à l'intervention sur les puits à fin 2016.
- ✓ Découverte « Sondes » : mise en production dans le cadre d'un test longue durée du 10 au 30 janvier 2017 (découverte sur le permis Anaguid réalisée en 2015).
- ✓ Durra : reprise de la production le 7/01/2017 après un arrêt depuis le 31/03/2015, le champ situé à Tataouine s'est arrêté de 2 juin au 26 Aout 2017.

Ainsi la moyenne journalière de la production de pétrole est passée de 44 mille barils/j à fin avril 2017 à 39,5 mille barils/j courant le mois de mai 2017, à 31 mille barils/j courant le mois de juin 2017, à 26,5 mille barils/j courant le mois de juillet pour descendre à 23,4 mille barils courant le mois d'août 2017 et une reprise en septembre 2017 à 40,7 mille barils/j.

Les deux graphiques suivant illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis 2010 ainsi que sa variation mensuelle en 2016-2017.





II-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2016	A fin septembre				
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 799	3 007	2 024	1 936	-4%	-6%
Production nationale	1 969	2 141	1 441	1 360	-5,6%	-6%
<i>Miskar</i>	639	1 031	480	455	-5%	-11%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	334	250	248	192	-23%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	75	178	25	85	239%	-10%
<i>Hasdrubal</i>	695	413	519	509	-2%	3%
<i>Maamoura et Baraka</i>	62	21	41	64	58%	-
<i>Franig B. T. et Sabria</i> ⁽²⁾	164	248	127	55	-57%	-19%
Redevance totale (Forfait fiscal)	830	866	583	576	-1%	-6%
Achats	2 249	712	1 821	1 909	5%	15%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	3 110	3 341	2 248	2 151	-4%	-6%
Production nationale	2 188	2 378	1 601	1 511	-6%	-6%
<i>Miskar</i>	710	1 146	533	506	-5%	-11%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	371	278	276	213	-23%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	83	198	28	94	239%	-10%
<i>Hasdrubal</i>	773	459	577	566	-2%	-
<i>Maamoura et Baraka</i>	69	23	45	71	58%	-
<i>Franig B. T. et Sabria</i> ⁽²⁾	183	275	141	61	-57%	-19%
Redevance totale (Forfait fiscal)	922	962	648	639	-1%	-6%
Achats	2 499	792	2 023	2 121	5%	15%

(1) Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam, ChouchEss., Cherouk, Durra et anaguid Est

(2) Ycompris gaz Sabria

(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

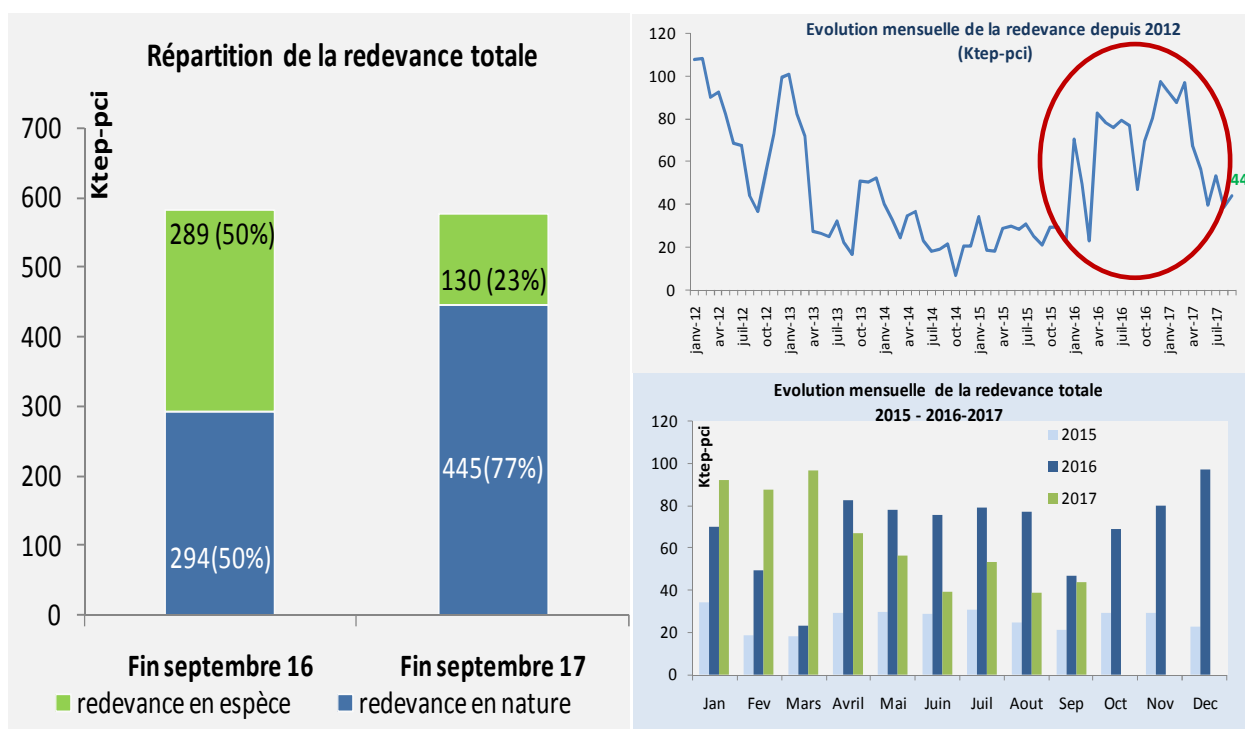
Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint 1936 ktep, à fin septembre 2017, enregistrant ainsi une baisse de 4% par rapport à l'année précédente suite à la diminution de la production de 6%. Il convient de noter :

- ✓ Champs Franig-Baguel-Tarfa et Sabria : baisse de la production de 57% : arrêt de la production depuis le 7/05/2017, pour le champ Tarfa et depuis le 16/05/2017 pour El Franig, Baguel et Sabria suite aux manifestations, reprise progressive de la production le 28/8/2017 après l'ouverture de la vanne d'exportation PK666.
- ✓ Gaz commercial de sud : baisse de la production de 23%, la fermeture de la vanne PK666 a engendré l'arrêt de la production au niveau de Adam, Oued-Zar/Hammouda, Cherouk, durra et anaguid Est et ce depuis le 7/7/2017, reprise progressive après l'ouverture de la vanne PK666.

- ✓ Champ Miskar : baisse de la production de 5%.
- ✓ Champ Hasdrubal : baisse de la production de 2%.
- ✓ Champs Maamoura et Baraka : hausse de la production de 58% suite à la réalisation, en 2016, d'un programme de WO.
- ✓ Champ Chergui : reprise progressive de production à partir du 25 mai 2017, la production s'est arrêtée depuis le 14/12/2016 suite à la saturation de la capacité de stockage et le blocage du transport de brut à cause des sit-in.
- ✓ Légère diminution du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne de 1% entre fin septembre 2017 par rapport à fin septembre 2016. A signaler que la redevance mensuelle a enregistré une baisse durant les 6 derniers mois par rapport à la même période de 2016.

Par ailleurs, la répartition de la redevance totale montre :

- Une hausse au niveau de la proportion et de la quantité de redevance cédée à la STEG.
- Une baisse de la proportion et de la quantité de la redevance exportée.

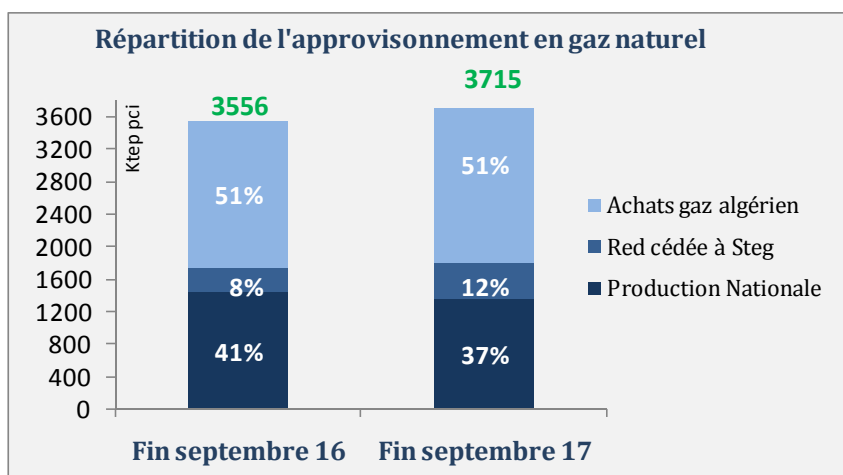


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de 5%, entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017, pour se situer à 1909 ktep et ceci à cause de la baisse de la production et la hausse de la demande.

L'approvisionnement national en gaz naturel a connu une hausse de 4,5% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 pour se situer à 3715 ktep. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la participation du gaz national de 41% à 37%.
2. Hausse de la part de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG de 8% à 12%.
3. Stabilité de la participation des achats du gaz algérien à hauteur de 51% .





III-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS (provisoire)

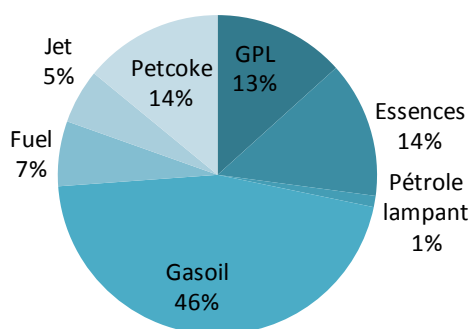
Unité : ktep

	Réalisation en 2016	A fin septembre				
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM(%) (3)/(1)
GPL	584	389	433	449	4%	2%
Essences	591	374	447	491	10%	4%
Pétrole lampant	51	47	37	35	-4%	-4%
Gasoil	2 016	1 403	1 478	1 601	8%	2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 696	1 322	1 239	1 333	8%	0%
<i>Gasoil S.S.</i>	319	81	238	268	13%	19%
Fuel	280	280	214	203	-5%	-5%
<i>STEG & STIR</i>	30	6	25	22	-9%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	250	275	189	181	-4%	-6%
Fuel gaz(STIR)	2	2	1	5	-	14%
Jet	226	192	179	209	17%	1%
Coke de pétrole	575	243	455	445	-2%	9%
Total	4 324	2 931	3 242	3 438	6%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4 292	2 924	3 217	3 411	6%	2%

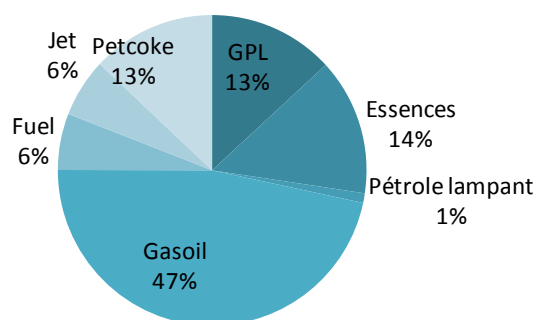
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017, une hausse de 6% pour se situer à 3438 ktep. Cette augmentation est due principalement à l'accroissement de la demande du gasoil (8%) et de l'essence sans plomb (10%).

Cependant, la structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017.

Fin septembre 2016

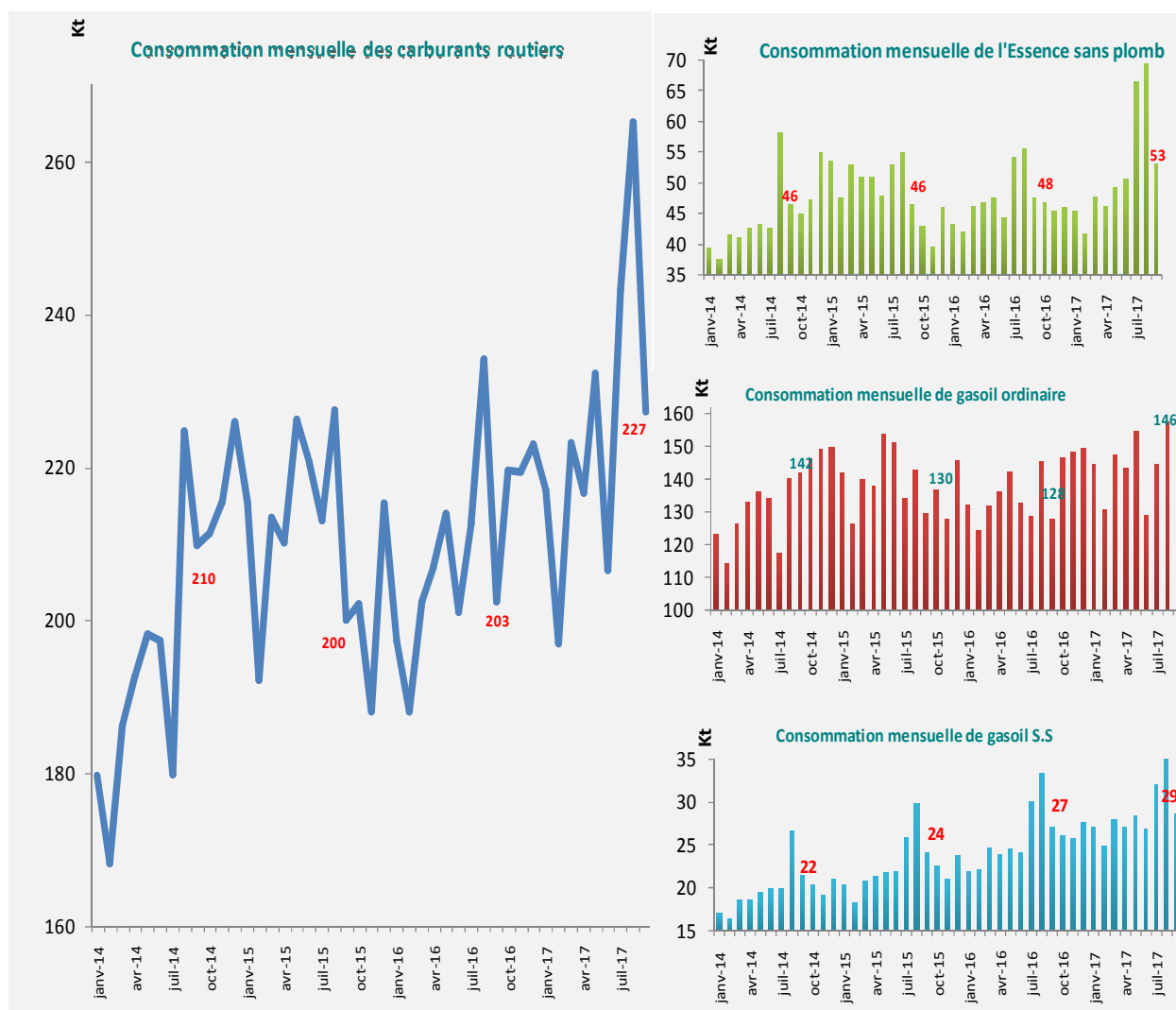


Fin septembre 2017

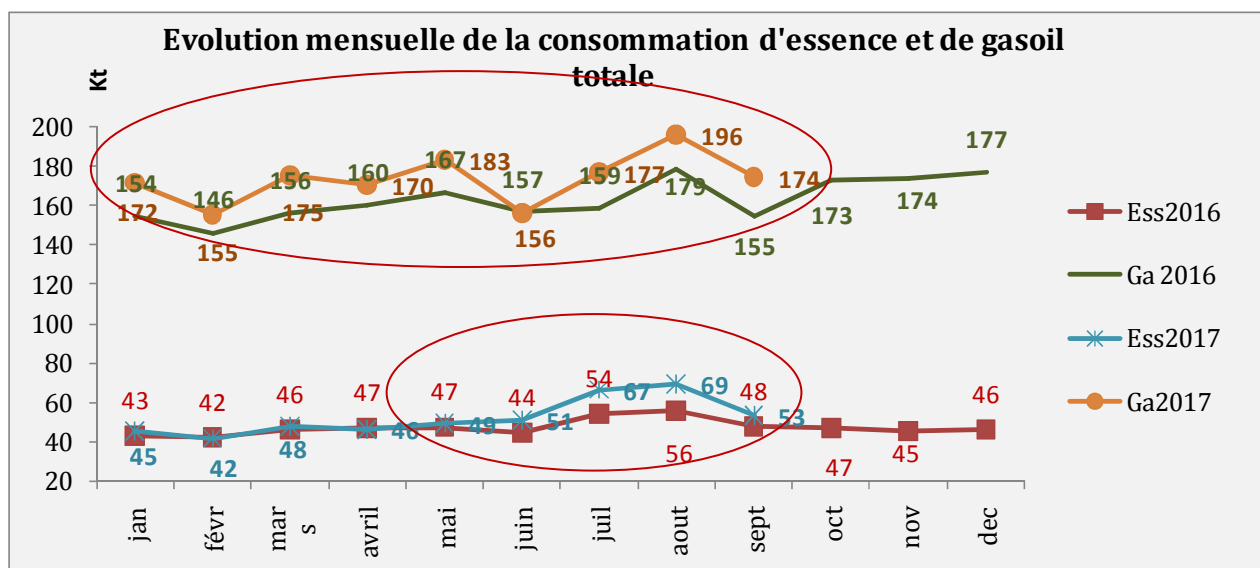


La consommation de carburants routiers à fin septembre 2017 a augmenté de 9% par rapport à fin septembre 2016. Elle représente 61% de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de gasoil ordinaire a augmenté de 8%, celle d'essence sans plomb de 10% et de gasoil sans soufre de 13%. Le graphique suivant illustre la consommation mensuelle globale de carburants routiers à partir de janvier 2014 dont la tendance orientée à la hausse avec des pics de consommation durant la saison estivale . Le gasoil ordinaire couvre 64% de la demande totale des carburants routiers et participe à hauteur de 39% à la demande totale de produits pétroliers et 19% de la demande totale d'énergie primaire à fin septembre 2017.



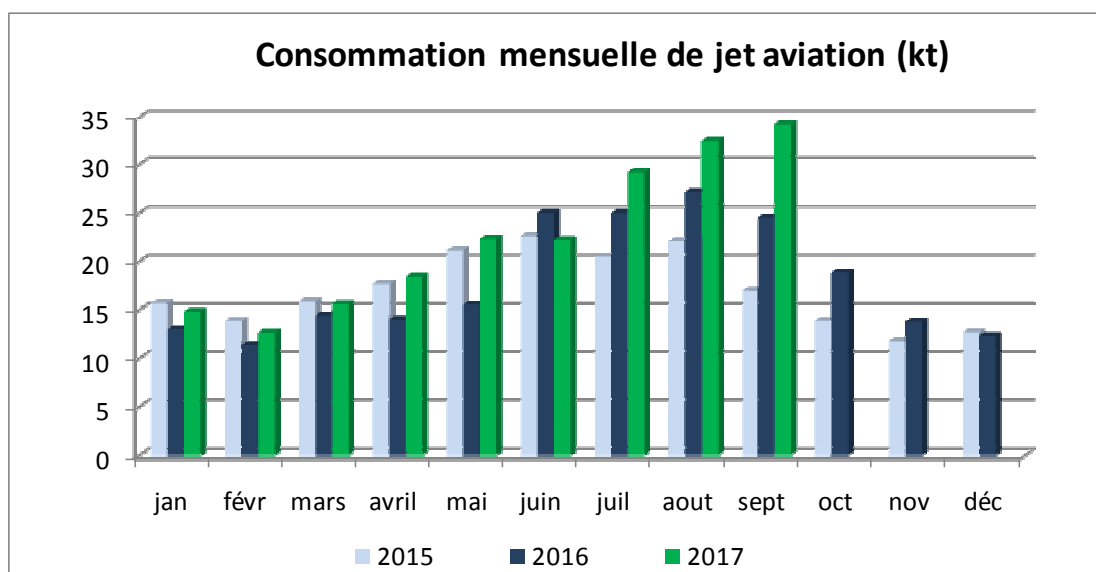
Le graphique suivant illustre l'évolution de la consommation mensuelle de carburants routiers entre 2016 et 2017.



Par ailleurs, la consommation de GPL a augmenté de 4%, entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017, suite à la vague de froid de janvier 2017 accompagnée de chutes de neige contrairement à janvier 2016 où les températures ont été relativement douces.

La consommation de coke de pétrole a diminué de 2% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 (chiffres provisoires), des travaux d'entretien sont en cours dans quelques cimenteries.

Par ailleurs, la consommation de jet aviation continue à enregistrer une évolution positive, dans l'ensemble, synonyme d'une reprise progressive du secteur touristique après les deux attentats de 2015.



Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage

	A fin septembre			Remarques
	2016	2017	Var (%)	
	(1)	(2)	(2)/(1)	
	en ktep			
GPL	17	20	16%	Couvre 5% de la demande en GPL (production STIR uniquement)
Essence Sans Pb	9	78	-	Reprise pregressive en septembre 2016 après un arrêt de l'unité de plateforming depuis 2010
Petrole Lampant	40	60	50%	Couverture totale de la demande en pétrole lampant
Gasoil ordinaire	372	298	-20%	Couvre 22 % de la demande en gasoil ordinaire
Fuel oil BTS	322	297	-8%	Produit destiné à l'exportation
Virgin Naphta	209	91	-56%	Produit destiné à l'exportation
White Spirit	8,7	9,8	12%	Couverture totale de la demande en White Spirit
Total production STIR	970	846	-13%	diminution du nombre de baril traité et du débit
Taux couverture STIR (3)	30%	25%	-18%	(3) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (4)	14%	13%	-2%	(4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de marche du Topping	227	225	-1%	Arrets durant 2016 et 2017 pour maintenance



III-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

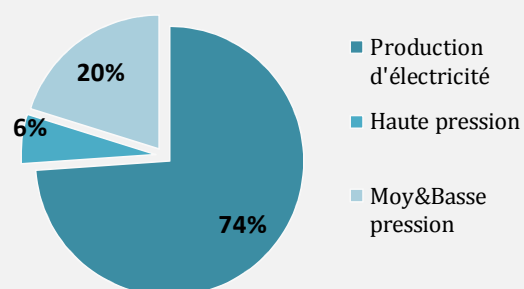
	Réalisé 2016	A fin septembre			Var (%)	TCAM%)
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	(3)/(2)	(3)/(1)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 685	3 300	3 550	3 722	4,8%	2%
Production d'électricité	3 457	2 441	2 656	2 751	4%	2%
Hors prod élec	1 228	859	894	970	9%	2%
Haute pression	262	285	194	220	13%	-4%
Moy&Basse pression	966	574	700	750	7%	4%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 205	3 667	3 944	4 135	4,8%	2%
Production d'électricité	3 841	2 712	2 951	3 057	4%	2%
Hors prod élec	1 365	954	993	1 078	9%	2%
Haute pression	291	316	216	244	13%	-4%
Moy&Basse pression	1 073	638	777	834	7%	4%

La demande totale de gaz naturel a augmenté de 5% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 se situant à 3722 ktep, suite à la hausse de la demande aussi bien pour la production électrique que pour la consommation finale.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (74% de la demande totale à fin septembre 2017), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de 97%.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de 9% pour se situer à 970 ktep suite à la hausse importante de la demande aussi bien des clients moyenne et basse pression (7%) que des clients haute pression (13%).

Répartition de la demande de gaz naturel à fin septembre 2017



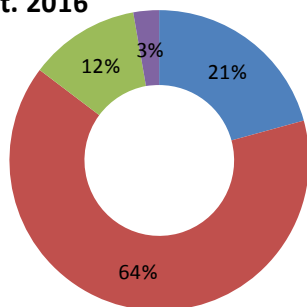
La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de 3,3% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 pour passer de 218 tep/GWh à 211 tep/ GWh sachant que même courant l'année dernière, la consommation spécifique s'est nettement améliorée.

En effet, la production d'électricité à partir de gaz naturel a augmenté de 5% alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique n'a augmenté que de **3%** ce qui revient particulièrement à l'amélioration des performances des moyens de production électrique conséquence de l'optimisation de l'exploitation du parc électrique.

Nous avons noté une augmentation de 70%de la part des cycles combinés dans la production courant des neuf premiers mois de 2017 contre 64% courant la même période de 2016 suite à la participation accrue de la centrale cycle combiné de Ghannouch et de la centrale cycle combiné Sousse D dans la production nationale ainsi que la diminution de la part des centrales thermiques vapeur suite d'une part, aux arrêts programmés du parc et d'autre part, au déclassement provisoire de la centrale Sousse A.

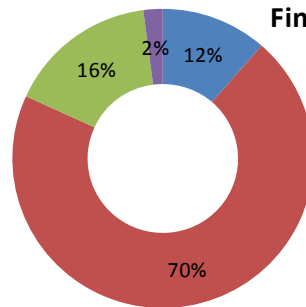
Répartition de la production électrique par moyen de production

Fin sept. 2016

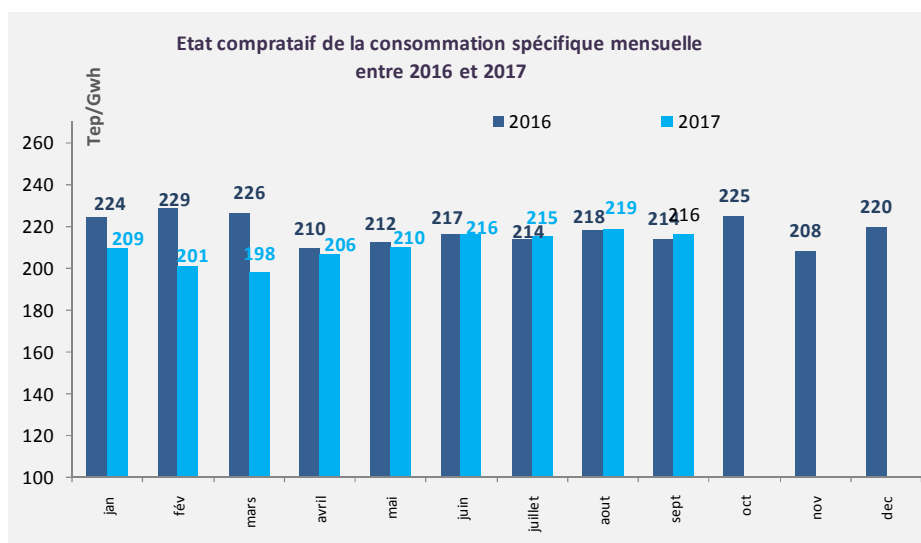


■ THERMIQUE VAPEUR
■ CYCLE COMBINE
■ Turbines à combustion
■ Energies Renouvelables

Fin sept 2017



Les réalisations mensuelles de la consommation spécifique sont présentés dans le graphique suivant :



4 Bilan énergétique



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité : ktep-pci

	Réalisé en 2016	A fin septembre				
		2010	2016	2017	Var (%)	TCAM (%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
RESSOURCES	5 349	6 111	3 963	3 503	-11,6%	-8%
Pétrole ⁽¹⁾	2 251	2 939	1 712	1 375	-20%	-10%
GPL primaire ⁽²⁾	255	153	191	163	-15%	1%
Gaz naturel	2 799	3 007	2 024	1 936	-4%	-6%
<i>Production</i>	1 969	2 141	1 441	1 360	-6%	-6%
<i>Redevance</i>	830	866	583	576	-1%	-6%
Elec primaire	45	13	36	30	-17%	13%
DEMANDE	9 054	6 244	6 828	7 190	5%	2%
Produits pétroliers	4 324	2 931	3 242	3 438	6%	2%
Gaz naturel	4 685	3 300	3 550	3 722	4,8%	2%
Elec primaire	45	13	36	30	-17%	13%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-3 704	-132	-2 865	-3 687		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-4 534	-999	-3 448	-4 262		

Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)

le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)

Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-méditerranéen

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

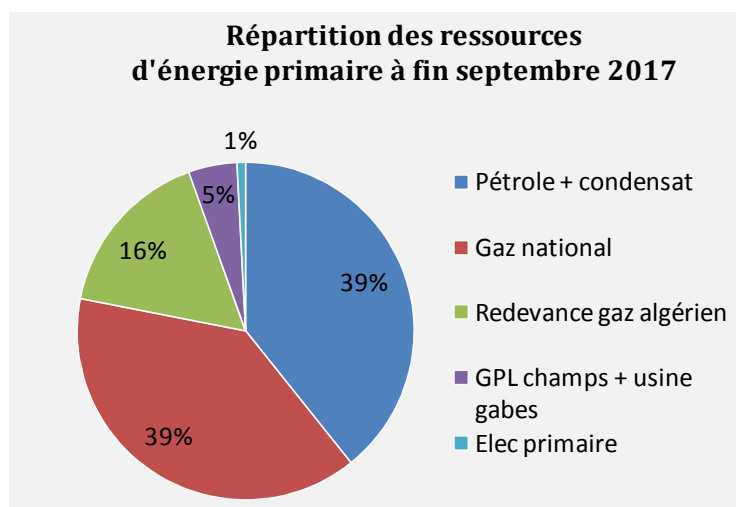
(2) GPL champs + GPL usine Gabes

(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales

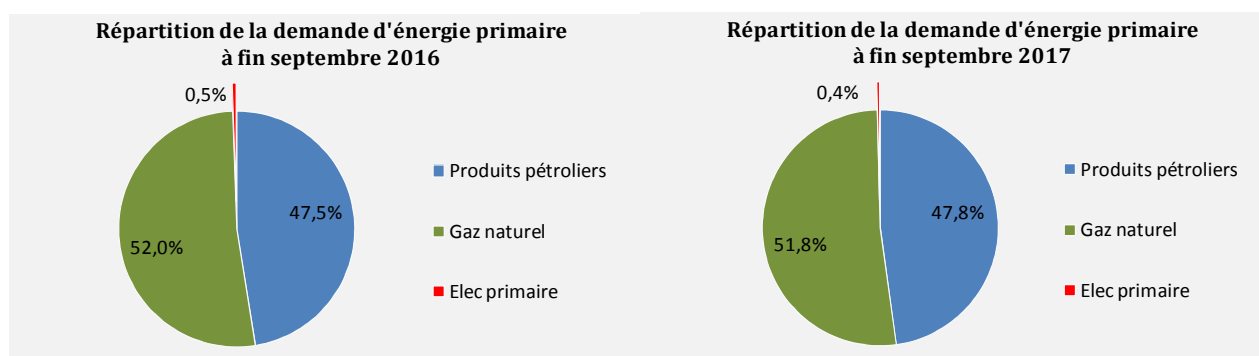
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 3503 ktep à fin septembre 2017, enregistrant ainsi une baisse de 12% par rapport à la même période de l'année précédente à cause, surtout, de la baisse de la production de pétrole brut. La production de pétrole (y compris condensat) a baissé de 20%, celle du gaz naturel de 6%. La redevance du gaz algérien a enregistré aussi une légère baisse de 1%.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent respectivement tous les deux à hauteur de 39% de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (primaire) reste timide et ne représente que 1% des ressources primaires contre une augmentation de la part du forfait fiscal à 16%.



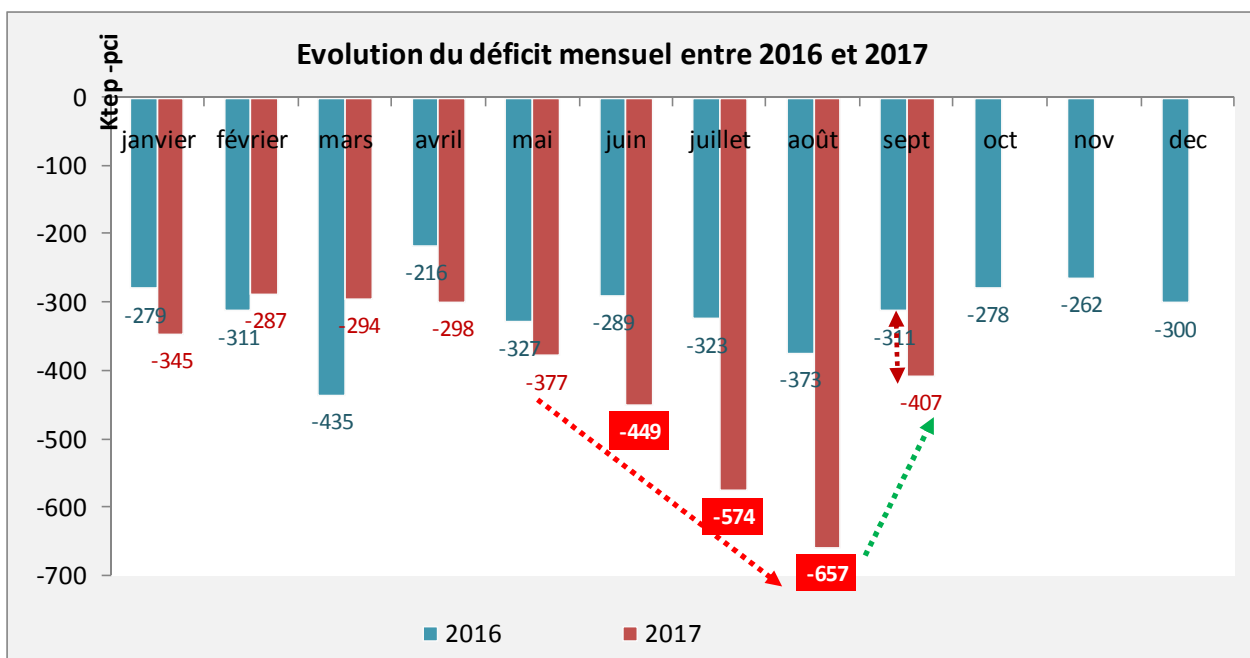
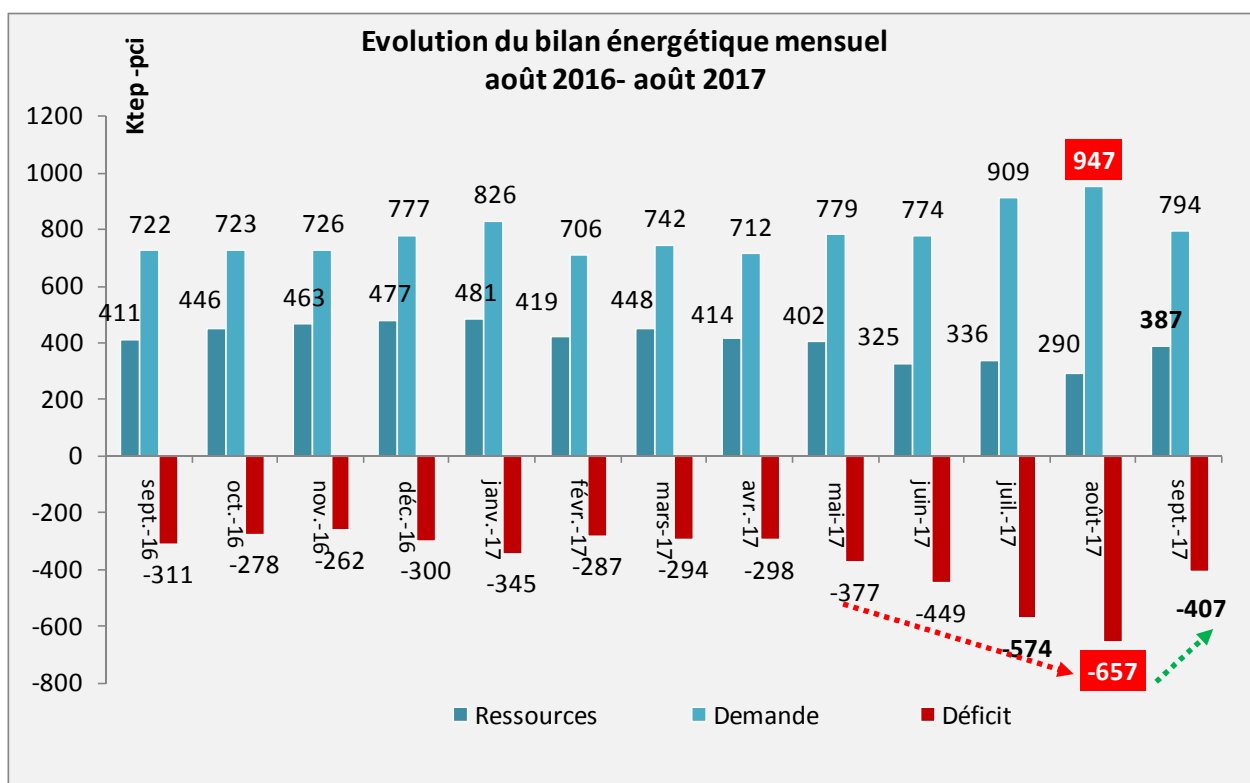
La demande d'énergie primaire a augmenté de 5% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 pour se situer à 7190 ktep suite à la hausse de demande des produits pétroliers de 6% et de gaz naturel de 5%.

La répartition de la demande a peu changé en l'espace d'une année, en effet, le gaz naturel représente 52% à fin septembre 2017 et à fin septembre 2016.

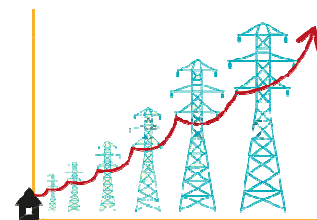


Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre 2017, un déficit de 3689 ktep contre 2865 ktep enregistré à fin septembre 2016. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est dégradé d'avantage entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 pour passer de 58% à 49%.

D'autre part, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique a baissé de 50% à fin septembre 2016 à 41% à fin septembre 2017.



5 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

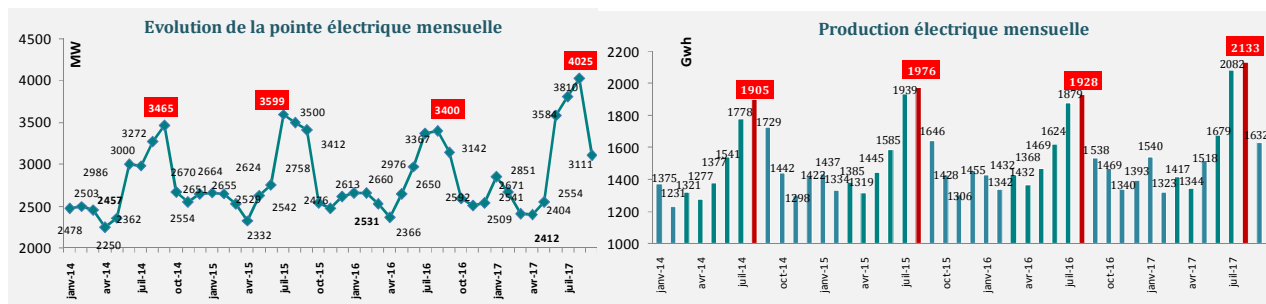
Unité : GWh

	Réalisé 2016	A fin septembre				
		2010 (1)	2016 (2)	2017 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
STEG	14 806	8 811	11 376	11914	4,7%	4%
FUEL + GASOIL	1	3	1	0	-	-
GAZ NATUREL	14286	8660	10956	11574	6%	4%
HYDRAULIQUE	45	44	40	14	-66%	-16%
EOLIENNE	474	103	378	326	-14%	18%
IPP (GAZ NATUREL)	3337	2449	2586	2697	4,3%	1%
ACHAT TIERS	71	57	50	72	44%	3%
PRODUCTION NATIONALE	18214	11 317	14 012	14 683	5%	3,8%

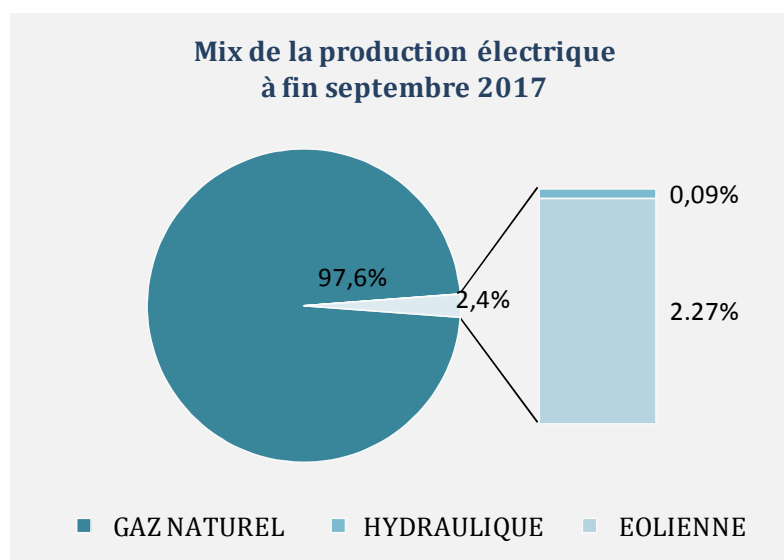
La production totale d'électricité a enregistré une hausse de 5% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 se situant à 14683 GWh. Un record historique de pointe de 4025 MW a été enregistrée le mercredi 9 août 2017 à 13h30 contre 3400 MW enregistrée le lundi 1^{er} août 2016 à 14h30, soit une hausse considérable de 18% par rapport à 2016 dépassant ainsi la valeur de 3900 MW prévue par la STEG. Cette hausse est principalement due à la succession de plusieurs jours de canicule en août 2017 qui a touché tout le pays. Une étude de la STEG démontre que le nombre de climatiseurs en Tunisie a presque quadruplé, entre 2009 et 2013, passant de 400 mille à près de 1,5 million d'unités.

A noter aussi, la regression de production éolienne de 14% liée à la baisse du potentiel de vent. De même, la production hydroélectrique a flanché de 66% en raison de faibles précipitations en 2016 et 2017 et par conséquent la baisse considérable des niveaux des barages.

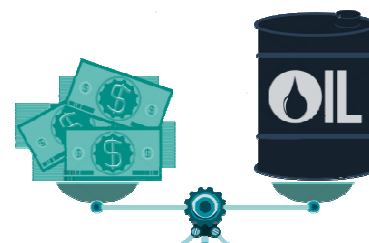
Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle d'électricité et de la pointe électrique à partir du mois de janvier 2014.



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec 81% de la production nationale. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG +IPP) a enregistré une augmentation de 5%. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin septembre 2017.



6 Les échanges commerciaux



EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (produits)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2016	2017	Var (%)	2016	2017	Var (%)	2016	2017	Var (%)
EXPORTATIONS				2255	1800	-20%	1414	1589	12%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	1362	1190	-13%	1395	1219	-13%	926	1114	20%
ETAP	877	718	-18%	897	735	-18%	614	673	10%
PARTENAIRES	485	472	-3%	497	484	-3%	313	441	41%
GPL Champs	53	51	-4%	58	56	-4%	29	44	51%
ETAP	34	32	-7%	38	35	-7%	19	27	42%
PARTENAIRES	18	19	2%	20	21	2%	10	17	67%
PRODUITS PETROLIERS	511	397	-22%	514	395	-23%	337	365	9%
Fuel oil (BTS)	300	290	-3%	293	284	-3%	176	247	41%
Virgin naphta	212	107	-49%	220	111	-49%	161	118	-26%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				289	130	-55%	122	66	-46%
IMPORTATIONS				5730	5936	3,6%	3122	4646	49%
PETROLE BRUT⁽³⁾	696	635	-9%	711	649	-9%	507	631	24%
PRODUITS PETROLIERS	2682	2862	7%	2615	2802	7%	1783	2765	55%
GPL	268	300	12%	296	332	12%	221	344	56%
Gasoil ordinaire	784	979	25%	806	1006	25%	595	1111	87%
Gasoil S.S. ⁽⁷⁾	234	255	9%	240	262	9%	197	300	52%
Jet ⁽⁶⁾	181	201	11%	188	208	11%	171	259	52%
Essence Sans Pb	427	355	-17%	447	371	-17%	414	474	15%
Fuel oil (HTS)	177	165	-7%	174	161	-7%	80	120	49%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	610	608	0%	465	463	0%	104	157	51%
GAZ NATUREL				2404	2485	3%	832	1250	50%
Redevance totale ⁽²⁾				583	576	-1%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1821	1909	5%	832,3	1250	50%

(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès)

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retournée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle

(3) Importation STIR à partir de 2015

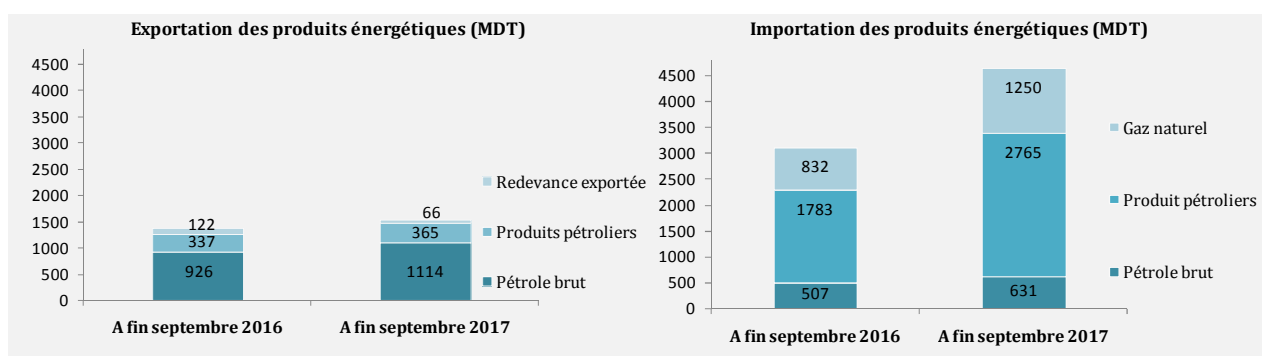
(4) chiffres provisoires pour 2017

(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

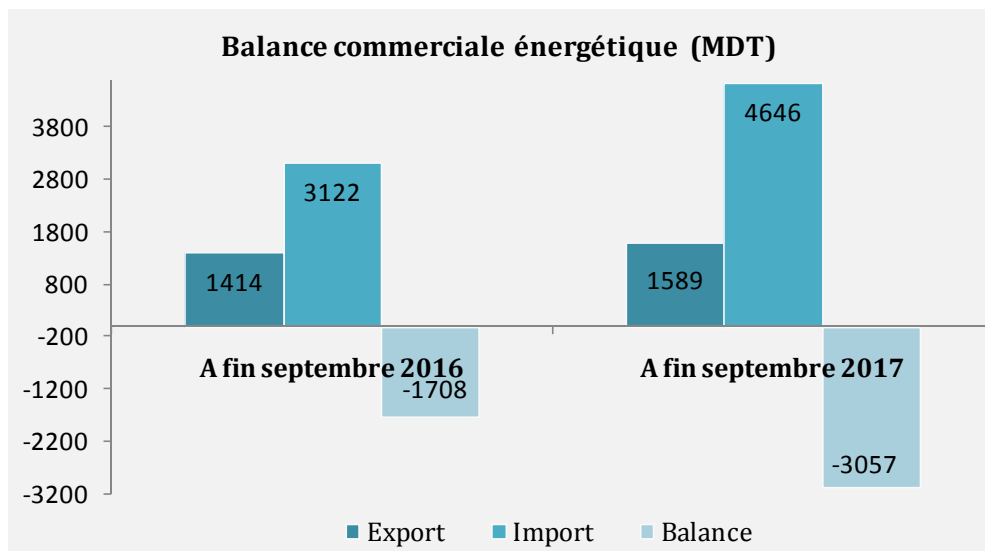
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(7) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

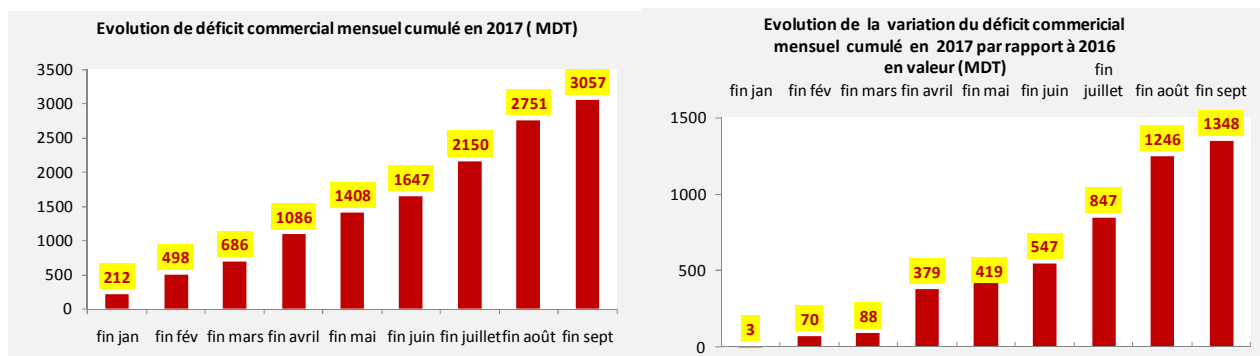
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une amélioration en valeur de 12% accompagné par une hausse des importations en valeur de 49%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de 1708 MDT à fin septembre 2016 à 3057 MDT à fin septembre 2017, soit une dégradation de 79% (en tenant compte de la redevance G.A exportée).



Les graphiques suivants montrent que la situation est entrain de se dégrader au fils des mois, nous avons passé d'un déficit de 212 MD en janvier 2017 à 3057 MD à fin septembre 2017.

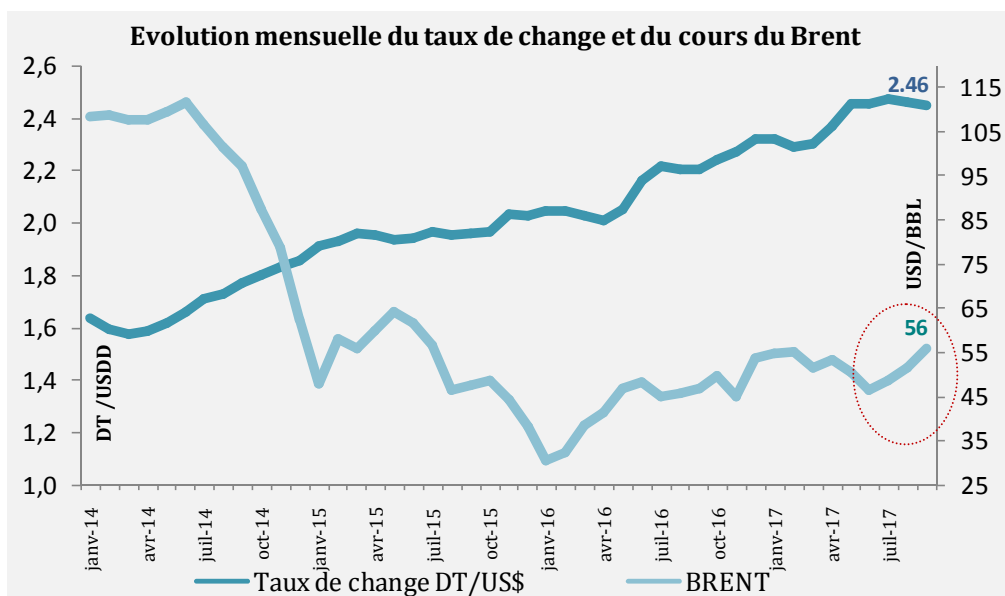


en plus, en calculant la variation de déficit mensuel cumulé en 2017 par rapport à l'année dernière, on constate une aggravation du déficit de mois en mois. Ce qui a eu comme conséquence une aggravation du déficit cumulé de 1348 MD à fin septembre 2017.



Le cours du Brent a enregistré courant de ce mois une hausse de 3 \$/bbl par rapport à août 2017 et une hausse de 9 \$/bbl par rapport à septembre 2016.

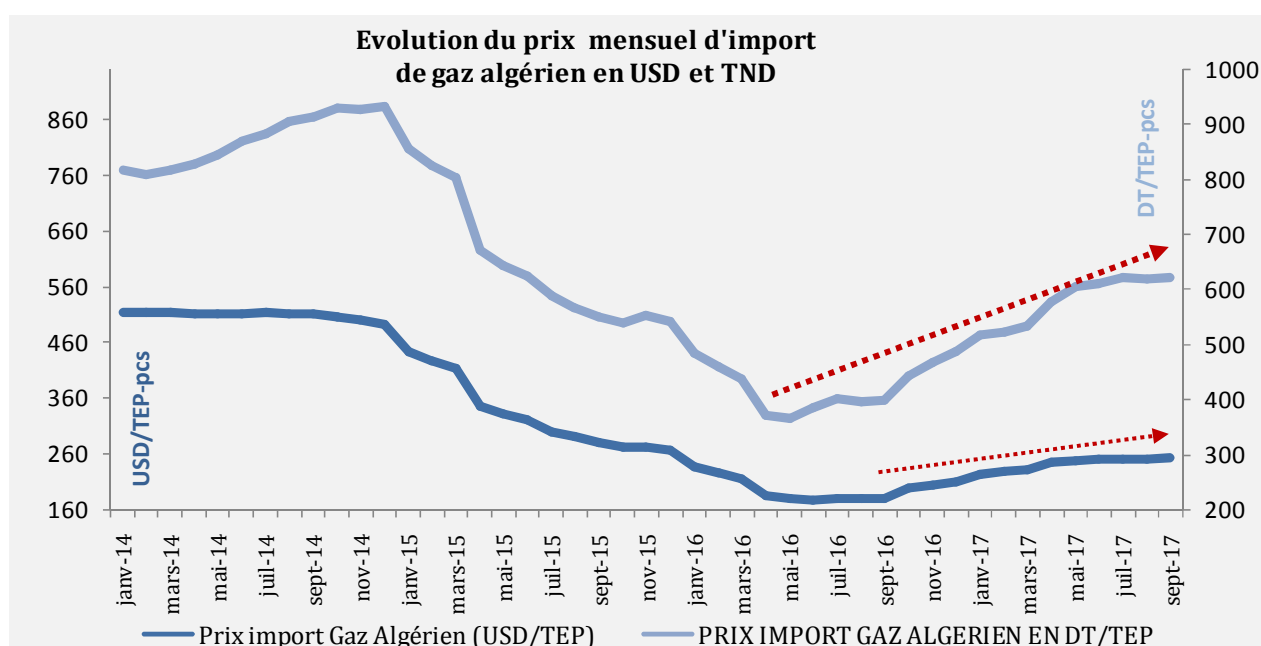
De même le taux de change a accusé une dépréciation par rapport à fin septembre 2016.



(---) La hausse des cours moyens du Brent de 20% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017 : 42 \$/bbl contre 52 \$/bbl malgré la baisse observée surtout courant le mois de juin 2017 (46,5 \$/bbl).

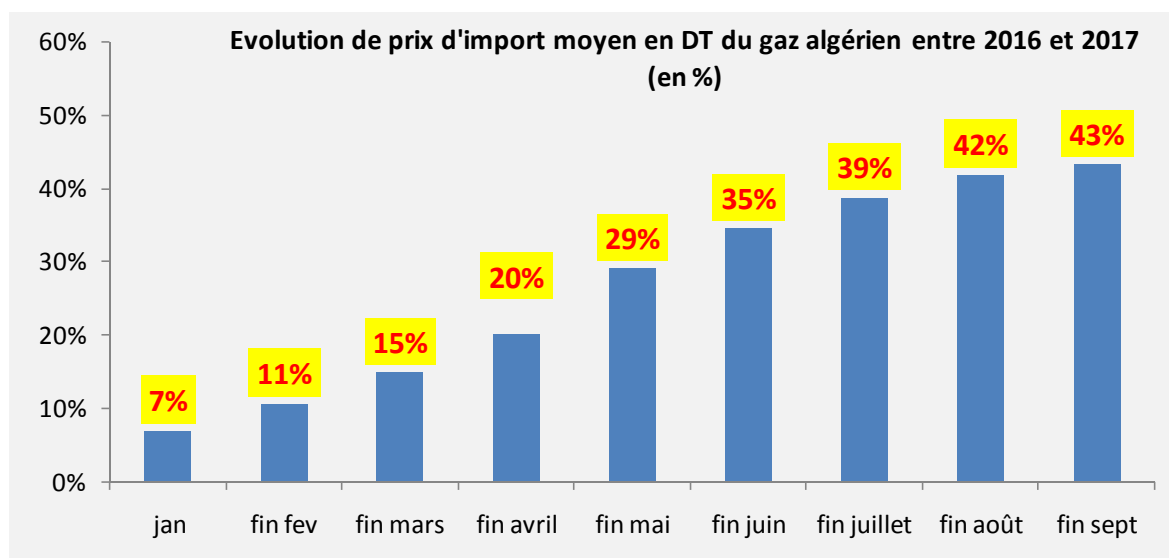
(--) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de 12% entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017.

(---) La hausse du prix moyen du gaz algérien de 43% en DT et de 25% en \$ entre fin septembre 2016 et fin septembre 2017. Après avoir atteint leur plus bas niveau courant le 2^{ème} et le 3^{ème} trimestre de 2016, les prix sont répartis à la hausse, à partir du dernier trimestre de 2016, aussi bien en \$ qu'en DT tel que présenté dans le graphique suivant.



Rappelons ici que Le prix du gaz algérien ne suit pas directement la tendance des cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.2 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des 6 et/ou 9 derniers mois.

Le graphique suivant montre l'évolution de prix d'achat gaz algérien mensuel moyen cumulé entre 2016 et 2017.



(--) Les importations des produits pétroliers ont augmenté en quantité de 7% et sous l'effet conjugué de la hausse des prix et la dégradation du taux de change, les importations en valeur ont enregistré une hausse de 55%.

(--) la hausse des achats gaz algérien de 5% en quantité et de 50% en valeur.

(--) la baisse des quantités exportées de 20% notamment au niveau de pétrole brut (-13%) et des produits pétroliers (-22%) : les exportations de virgin naphta ont chuté après la reprise de la production de l'essence sans plomb.

Les prix

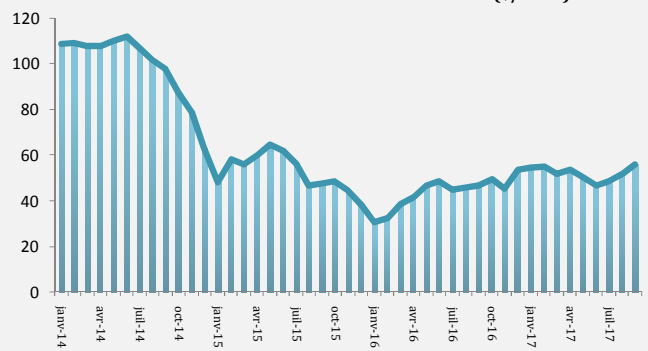


1- Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

	2014	2015	2016	2017	Variat. 17/16
Jan	108	47,9	30,7	54,7	44%
Fév	109	58,1	32,5	55,1	41%
Mars	108	55,9	38,5	51,6	25%
Avril	108	59,8	41,5	53,5	22%
Mai	110	64,3	46,9	50,4	7%
Juin	112	61,7	48,3	46,5	-4%
Juillet	107	56,5	45,1	48,6	7%
Aout	102	46,6	45,8	51,6	13%
Septembre	97	47,6	46,7	56,0	20%
Octobre	87	48,6	49,7		
Novembre	79	44,3	45,1		
Décembre	63	38,2	53,6		
fin déc	99	52,5	43,7		

Evolution mensuelle de la cotation du Brent (\$/baril)

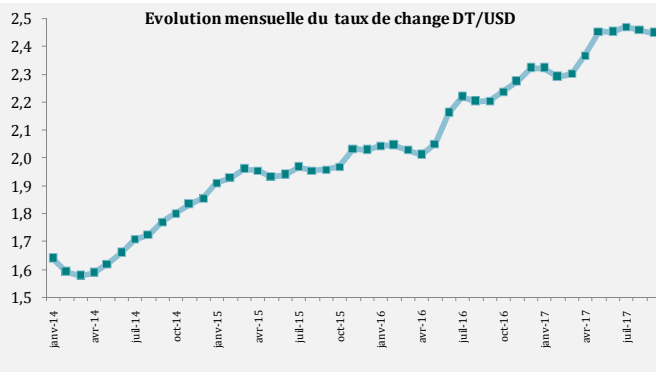


2- Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2014	2015	2016	2017	Variat. 16/15
Jan	1,64	1,91	2,04	2,32	14%
Fév	1,59	1,93	2,05	2,29	12%
Mars	1,58	1,96	2,03	2,30	13%
Avril	1,59	1,95	2,01	2,37	18%
Mai	1,62	1,93	2,05	2,45	20%
Juin	1,66	1,94	2,16	2,45	13%
Juillet	1,71	1,97	2,22	2,47	11%
Aout	1,73	1,95	2,20	2,46	12%
Septembre	1,77	1,96	2,20	2,45	11%
Octobre	1,80	1,97	2,24		
Novembre	1,83	2,0	2,27		
Décembre	1,86	2,0	2,32		
fin déc	1,70	1,96	2,15		

Evolution mensuelle du taux de change DT/USD



3- Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

Pétrole Brut (1)

A fin septembre 2017
DT /bbl \$/bbl

Prix de l'importation STIR⁽³⁾ (CIF)

132

55

Prix d'exportation ETAP⁽²⁾ (FOB)

121

50

(1) Prix moyen pondéré

(2) Y compris condensats exportés par ETAP (Condensat miskar et Hasdrubal mélange)

4- Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS

Essence SSP
Gasol ordianiare
Gasol S.S.
Fuel oil lourd (N°2) HTS
GPL
GPL (Bouteille 13kg)

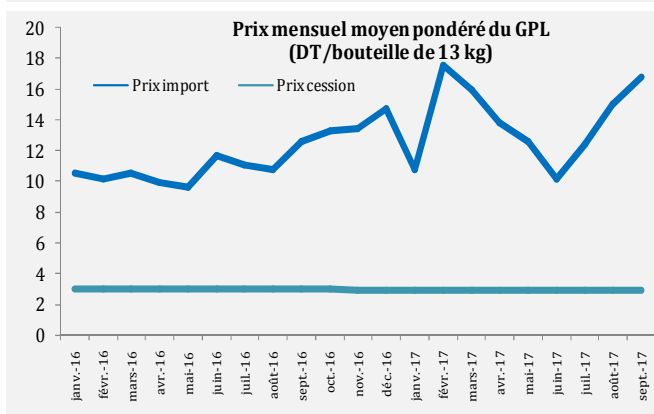
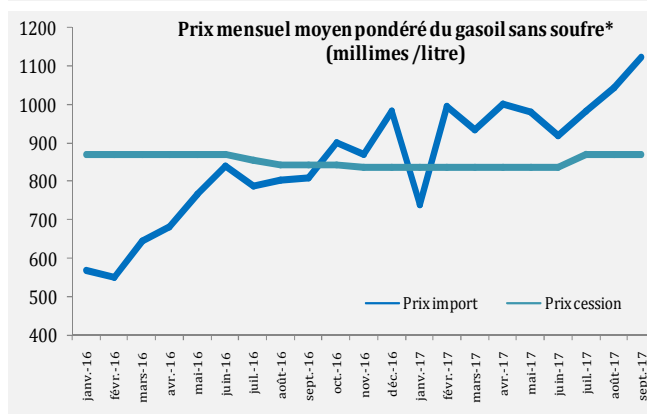
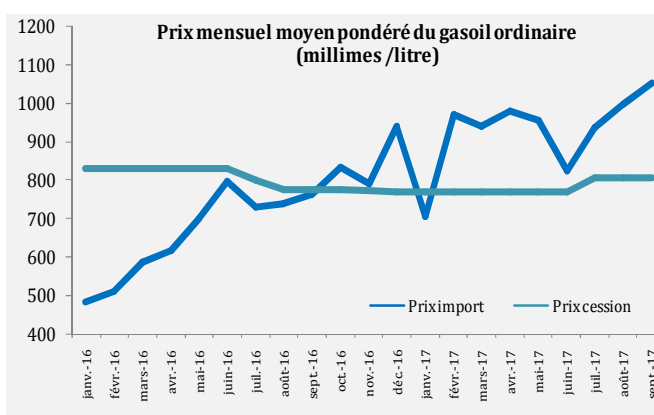
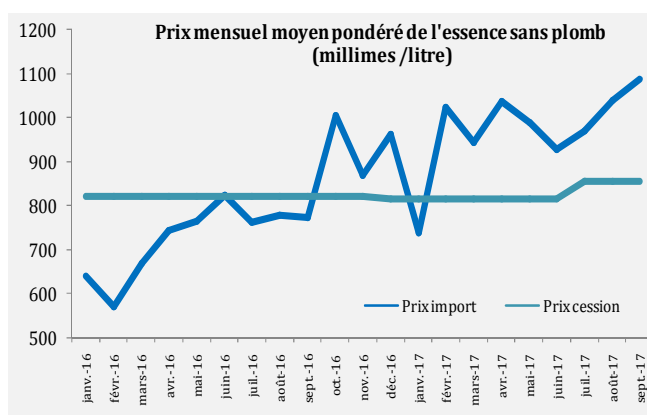
A fin septembre 2017			
Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession ⁽²⁾	Prix de vente ⁽³⁾
Millimes/litre	1009	855	1750
Millimes/litre	958	805	1230
Millimes/litre	994	870	1510
DT/ t	726	400	510
Millimes/ kg	1147	224	569
DT/ Bouteille	14,910	2,913	7,4

(1) Prix moyen pondéré

(2) Prix à la sortie de raffinerie Bizerte par voie terrestre en vigueur de 02/07/2017

(3) Prix de vente en vigueur aux publics du 02/07/2017

Evolution mensuelle des prix de quelques produits pétroliers :



* Importation du gasoil SS au lieu du gasoil 50 depuis début 2017

5- Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)		2016	A fin sept. 2017
Prix d'importation Gaz Algérien		424,8	589,4
Prix de vente Moyen		Année 2015	Année 2016
	HP	509,4	502,0
	MP	385,5	386,4
	BP	363,9	360,4
Prix de vente Global (hors taxe)		439,5	434,8

6- Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		Année 2015	Année 2016
Prix de vente Moyen			
	HT	213,0	186,4
	MT	178,5	177,7
	BT	186,1	185,2
Prix de vente Global (hors taxe)		185,4	182,1

Abréviations

kt	Mille tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Mégawatt
GWh	Gigawatt -heure
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
ONE	Observatoire National de l'Energie
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/Gwh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbl/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour

A partir du mois de mai 2015, nous avons commencé à calculer le taux de variation annuel moyen TVAM ou TCAM en prenant comme année de base l'année 2010.

La formule permettant de calculer le TCAM est :

$$\text{TCAM} = (V_n/V_0)^{1/n} - 1$$

V_0 est la valeur de début et V_n est la valeur d'arrivée.