

REPUBLIQUE TUNISIENNE
MINISTERE DE L'ENERGIE ET DES MINES
Direction Générale de l'Energie
Observatoire National de l'Energie

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, Edition mars 2016





Conjoncture énergétique

Rapport mensuel, Edition mars 2016

SOMMAIRE

01 Exploration et développement



02 Production des hydrocarbures



03 Consommation des hydrocarbures



04 Bilan d'énergie primaire



05 Electricité



06 Les échanges commerciaux



Faits marquants du premier trimestre de 2016

Les cours sur les marchés internationaux

- Prix moyen de Brent : **38.5 \$/bbl** en mars 2016 contre **32.5\$/bbl** en février 2016 et **55.9\$/bbl** en mars 2015.
- Baisse de **37%** par rapport à fin mars 2015.

Exploration et développement

- Nombre total du permis : **29** en mars 2016 contre 37 en mars 2015.
- Pas de nouveau forage exploration ou développement.

Production de pétrole brut

- Une moyenne de **46,2** mille barils/j à fin mars 2016 contre **53.5** mille barils/j à fin mars 2015.
- Baisse de la production de **12%** à fin mars 2016 par rapport à fin mars 2015

Gaz naturel

- **5,8** Millions de m³/j à fin mars 2016 contre **6,8** Mm³/j à fin mars 2015 : Baisse de la production de **15%**.
- Hausse de la quantité de forfait fiscal sur le droit de passage du gaz algérien de **101%** entre fin mars 2015 et fin mars 2016.

Bilan d'énergie primaire (1)

- Baisse des ressources disponibles de **7%** à fin mars 2016 par rapport à fin mars 2015.
- Baisse de la demande d'énergie primaire de **4%** à fin mars 2016 par rapport à fin mars 2015.

Bilan d'énergie primaire (2)

- Légère baisse du déficit du bilan d'énergie primaire : **1010 ktep-pci** à fin mars 2016 contre **1019** Ktep à fin mars 2015.
- Régression du taux d'indépendance énergétique à **55%** à fin mars 2016 contre **57%** à fin mars 2015.

Electricité

- Légère augmentation de la production d'électricité de **1,2 %** à fin mars 2016 par rapport à fin mars 2015

Commerce extérieur

- Baisse des importations en valeur de **39%** accompagnée d'une baisse au niveau des exportations de **14%**.
- Amélioration du déficit de la balance commerciale énergétique de **544 MDT** entre fin mars 2015 et fin mars 2016.

Exploration et développement



	Réalisé 2015	Mars		A fin Mars	
		2015	2016	2015	2016
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	7	0	1	1	2
Nb total des permis	31	37	29	37	29
Nb de forages explo.	5	0	0	1	0
Nb forages développ.	3	0	0	2	0
Nb de découvertes	3	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mars 2016, est **29** permis dont 28 permis de recherche et un permis de prospection couvrant une superficie totale de 76 749 km² et **53 concessions** d'exploitation dont **36** concessions en production (parmi ces concessions en production, l'ETAP participe dans 29 et l'Etat directement dans 2). L'ensemble des titres (permis et concessions) est détenu par 44 compagnies nationales et internationales.

Il est à signaler l'expiration de la validité du permis de prospection « **Mateur** » sans la réalisation des obligations contractuelles (le 07 février 2016) et l'expiration du permis « **Fkirine** » suite à la non conversion en permis de recherche.

Exploration

Abandon provisoire d'un puits d'exploration démarré en 2015.

nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Fin du forage	Résultats
01	Mozrane -2	Nord Médenine	09/11/2015	16/12/2015	Profondeur finale: 3410 m Démarrage des opérations du test le 11/02/2016, débit moyen : 100 bbl/j d'huile environ. Abandon provisoire du puits.

Développement

Fin des opérations de forage d'un puits de développement démarré en 2015

nb	Intitulé du puits	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	SLK# 14	18/12/2015	1576 m	Fin des opérations de forage et mise en production entre le 16/01/2016 et le 11/02/2016 avec une production initiale de 1400 bbl/j. Puits fermé depuis pour remonter la pression.



2-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2015	A fin mars		
		2015	2016	Var (%)
Hasdrubal	290	77	47	-38%
El borma	286	72	66	-8%
Adam	212	62	55	-10%
Cherouq	148	40	33	-17%
Ashtart	235	60	68	13%
Ouedzar	95	24	23	-5%
El Hajeb/Guebiba	106	27	29	7%
Bir Ben Tartar	81	23	14	-37%
Miskar	98	23	25	7%
M.L.D	57	15	13	-15%
Franig/Bag/Tarfa	135	45	27	-40%
Barka	83	18	20	14%
Cercina	54	17	15	-12%
Anakid Est	59	23	17	-25%
Autres	372	95	91	-4%
TOTAL pétrole (Kt)	2 310	621	545	-12,2%
TOTAL pétrole (Ktep)	2 369	637	558	-12,3%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	2 334	626	551	-11,9%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	2 394	642	565	-12,0%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	213	51	49	-2,9%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	233	55	54	-2,8%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 547	676	600	-11,2%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 627	697	619	-11,2%

La production nationale de pétrole brut a atteint 558 kt à fin mars 2016 accusant ainsi une baisse de 12,3% par rapport à fin mars 2015 soit une diminution de **79 kt**.

Cette baisse revient principalement à la diminution de la production des champs suivants : Hasdrubal (-29kt), Franig Baguel et Trafa(-18kt) , Bir ben tartar (-8kt), cherouq (-7kt), Adam (-6kt) et Anaguid Est (-6kt), et qui ont totalisé à eux seuls une baisse de 75 kt entre fin mars 2015 et fin mars 2016.

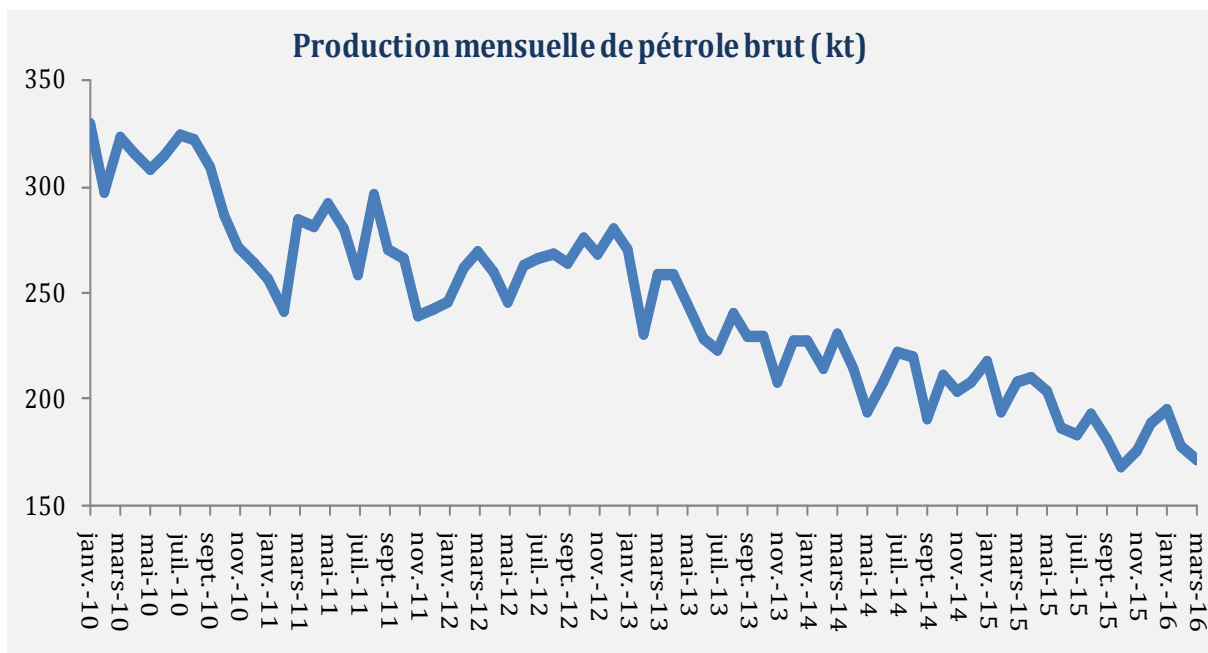
En effet, il convient de noter :

- ✓ champ Hasdrubal : Réduction de la production d'environ 50% entre le 19 et 20/02/2016 et arrêt de la production entre le 21/02/2016 au 26/03/2016 suite à une panne au niveau du compresseur d'expédition du gaz commercial à la STEG.
- ✓ Champ Baguel et Tarfa : réduction de la production de 40% causé surtout par la baisse du débit du puits Tarfa 3, le puits qui a été mis en production en janvier 2015 est passé de 5000 bbl/j initialement à 2000 bbl/j à fin janvier 2016. Puits Tarfa 3 fermé du 04/02/2016 au 07/02/2016 pour remonter la pression.
- ✓ Champ Bir ben Tartar : réduction de la production de 37% à cause des problèmes techniques au niveau de quelques puits et surtout la poursuite du déclin naturel.
- ✓ Champ Cherouq : réduction de la production de 17% à cause des problèmes techniques au niveau de quelques puits et surtout la poursuite du déclin naturel.
- ✓ Champ Anaguid Est : réduction de la production de 25%, les puits Nada 1, Maha 1 et chada 1 sont fermés en attente des W.O. et les puits Amani 1 et Amani 2 ont subi des arrêts de quelques jours suite à des problèmes techniques.
- ✓ Champ Adam : réduction de la production de 10% à cause des problèmes techniques au niveau de quelques puits.
- ✓ Champ Chergui : arrêt de la production depuis le 19/01/2016 suite aux sit-in.

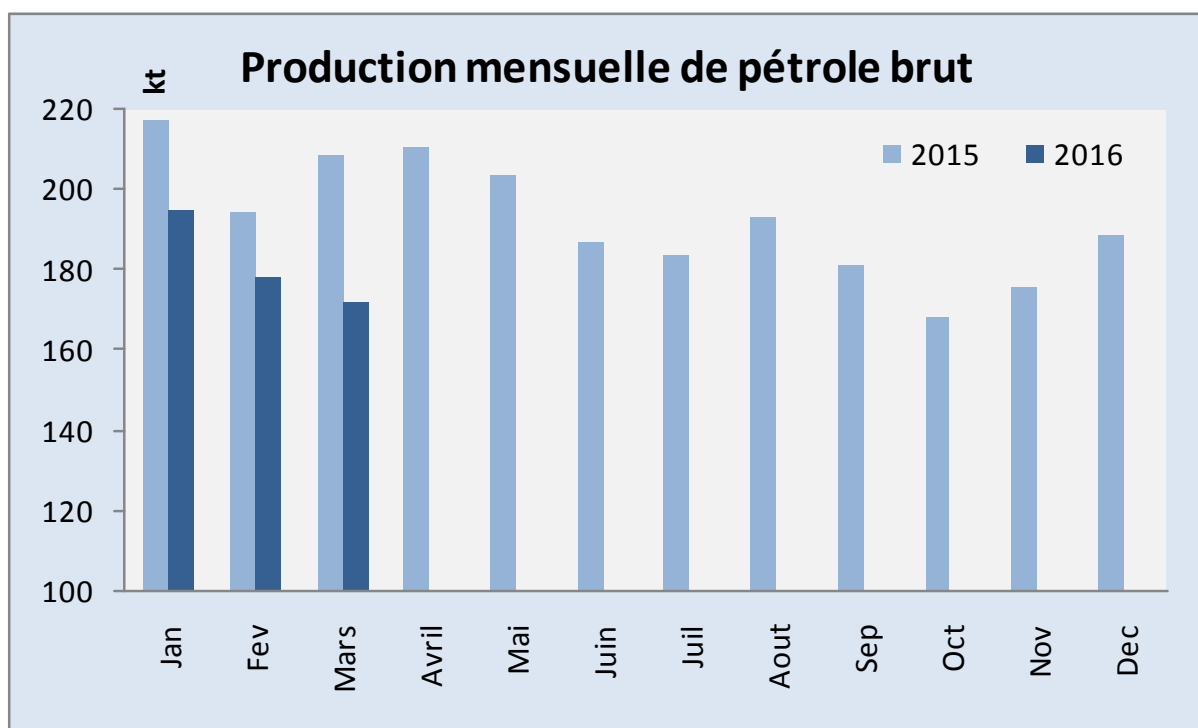
La poursuite du déclin naturel de la production au niveau des principaux champs, notamment ceux d'Adam, Cherouk, Bir ben Tartar ,Ouedzar, Didon, El Borma et MLD.

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

- ✓ Champ Maamoura (+113%) +9 kt
- ✓ Champ El Hajeb Guebiba (+7%) +2kt
- ✓ Champ Sidi Kilani (+21%) +2 kt, mise en production du nouveau puits SLK#14 du 16/1/2016 au 11/02/2016, fermé du 11/02/2016 au 29/03/2016 pour remonter la pression.



La production mensuelle du pétrole continue sa tendance baissière en mars 2016 et se situe aussi au dessous de celle enregistrée en mars 2015.





II-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES GAZ NATUREL						
	Réalisé 2015	A fin mars				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
Unité : ktep-PCI						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2548	1055	617	605	-2%	-9%
Production nationale	2231	697	546	462	-15%	-7%
<i>Miskar</i>	<i>713</i>	<i>367</i>	<i>169</i>	<i>178</i>	<i>6%</i>	<i>-11%</i>
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (4)}	<i>321</i>	<i>78</i>	<i>83</i>	<i>81</i>	<i>-2%</i>	<i>1%</i>
<i>Gaz Chergui</i>	<i>241</i>	<i>59</i>	<i>50</i>	<i>13</i>	<i>-74%</i>	<i>-22%</i>
<i>Hasdrubal</i>	<i>703</i>	<i>115</i>	<i>179</i>	<i>120</i>	<i>-33%</i>	<i>1%</i>
<i>Maamoura et Baraka</i>	<i>102</i>	<i>3</i>	<i>29</i>	<i>23</i>	<i>-20%</i>	<i>-</i>
<i>Franig B. T. et Sabria</i> ⁽²⁾	<i>151</i>	<i>75</i>	<i>36</i>	<i>47</i>	<i>29%</i>	<i>-8%</i>
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽³⁾	317	358	71	143	101%	-14%
Achats	2212	223	501	611	22%	18%
Unité : ktep-PCS						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2831	1173	685	672	-2%	-9%
Production nationale	2479	774	606	514	-15%	-7%
<i>Miskar</i>	<i>792</i>	<i>408</i>	<i>188</i>	<i>198</i>	<i>6%</i>	<i>-11%</i>
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (4)}	<i>357</i>	<i>87</i>	<i>92</i>	<i>91</i>	<i>-2%</i>	<i>1%</i>
<i>Gaz Chergui</i>	<i>267</i>	<i>66</i>	<i>56</i>	<i>14</i>	<i>-74%</i>	<i>-22%</i>
<i>Hasdrubal</i>	<i>781</i>	<i>128</i>	<i>199</i>	<i>134</i>	<i>-33%</i>	<i>1%</i>
<i>Maamoura et Baraka</i>	<i>114</i>	<i>3</i>	<i>32</i>	<i>25</i>	<i>-20%</i>	<i>-</i>
<i>Franig B. T. et Sabria</i> ⁽²⁾	<i>168</i>	<i>83</i>	<i>40</i>	<i>52</i>	<i>29%</i>	<i>-8%</i>
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽³⁾	352	398	79	159	101%	-14%
Achats	2458	248	556	679	22%	18%

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

(2) Ycompris gaz Sabria

(3) Redevance n'est pas considérée comme ressources nationales

(4) Entrée en exploitation du puit EB406 à El Borma le 09/02/2016

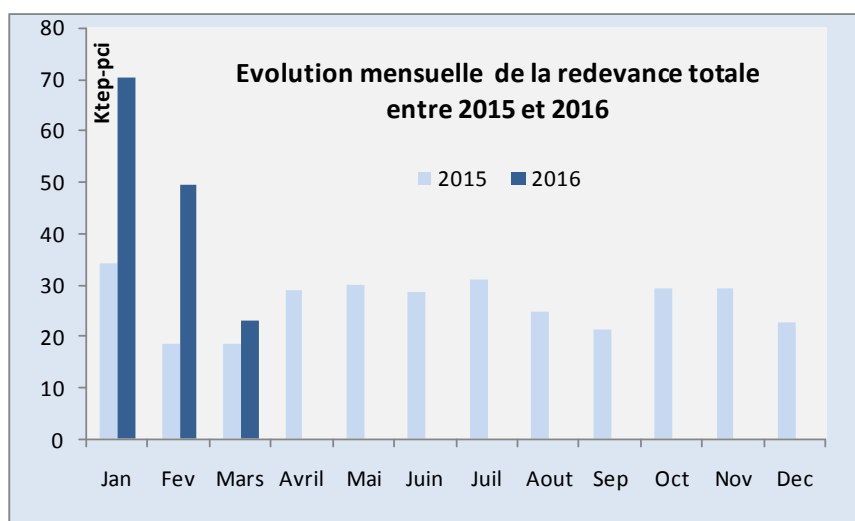
La disponibilité en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) a atteint 605 ktep, à fin mars 2016, accusant ainsi une baisse de 2% par rapport à fin mars 2015 et ce suite à la baisse de la production nationale de 15% malgré l'augmentation significative de la redevance sur gaz algérien de 101%.

La baisse de la production nationale de 15% est due, principalement, à la baisse de la production du champ Hasdrubal suite à la réduction de la production les 19 et 20/02/2016 et l'arrêt de la production entre le 21/02/2016 et le 26/03/2016 pour des problèmes techniques, ainsi qu'à l'arrêt de la production du champ Chergui à partir du 19/01/2016 causé par les sit-in.

A signaler que la STEG a commencé la valorisation du gaz torché de la structure EB 406 d'El Borma et son commercialisation depuis le 09/02/2016. A signaler aussi l'augmentation de la production de deux Champs suivants :

- ✓ Champs Franing, Baguel et Tarfa de 29%,
- ✓ champs Miskar de 6%.

Bien que le forfait fiscal mensuel sur le passage du gaz algérien continue sa tendance haussière courant le premier trimestre de 2016 par rapport à 2015, on a assisté à un repli de cette augmentation courant le mois de mars 2016.



Les importations du gaz naturel :

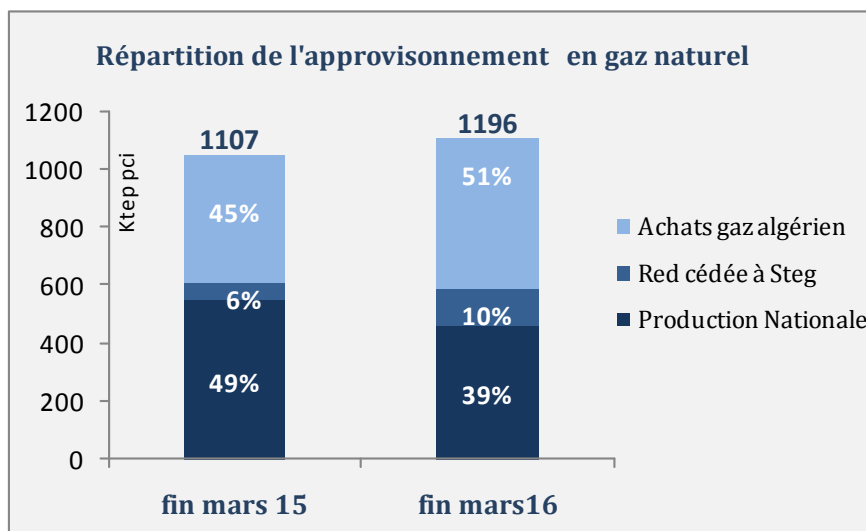
Les importations du gaz algérien ont enregistré une importante hausse pour passer de 6% courant les deux premiers mois de 2016 à 22% courant le premier trimestre de 2016 pour se situer à 611 ktep. Cette augmentation résulte de l'effet conjugué de :

- La baisse de la production nationale ;
- La non utilisation du fuel pour la production électrique. En effet, la génération d'électricité s'est basée sur le gaz naturel courant le premier trimestre de 2016 contrairement à la même période de l'année dernière où la STEG a utilisé 127 ktep de fioul comme substitution au gaz naturel pour la génération électrique.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une augmentation de 8% entre fin mars 2015 et fin mars 2016 pour se situer à 1196 ktep. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée sur le graphique suivant :

1. Baisse de la participation du gaz national de 49% à fin mars 2015 à 39% à fin mars 2016.

2. Augmentation de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG qui a passé de 6 % à fin mars 2015 à 10 % à fin mars 2016.
3. Augmentation de la participation des achats du gaz algérien de 45% à 51 % entre fin mars 2015 et 2016.



3 Consommation des hydrocarbures



3-1 Produits pétroliers

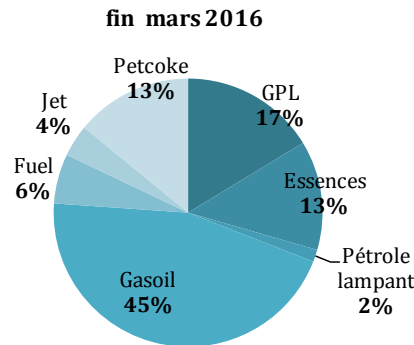
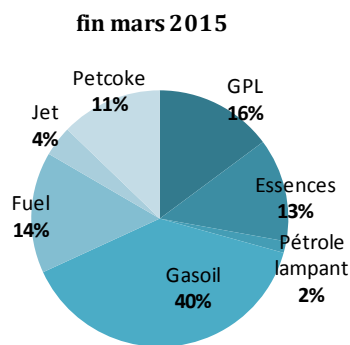
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (provisoire)

Unité : ktep

	Réalisation en 2015	A fin mars				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM(%) (3)/(1)
GPL	587	147	182	169	-7%	2%
Essences	612	112	161	137	-15%	3%
Pétrole lampant	52	22,1	18,0	15,2	-15%	-6%
Gasoil	1991	446	480	469	-2%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1712	424	419	399	-5%	-1%
<i>Gasoil 50</i>	279	22	61	70	15%	21%
Fuel	497	84	189	62	-67%	-5%
<i>STEG & STIR</i>	250	5	133	7	-	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	248	78	56	55	-1%	-6%
Jet	212	36	47	40	-15%	2%
Coke de pétrole	621	69	158	146	-7%	13%
Total	4573	918	1234	1039	-16%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4323	911	1101	1032	-6%	2%

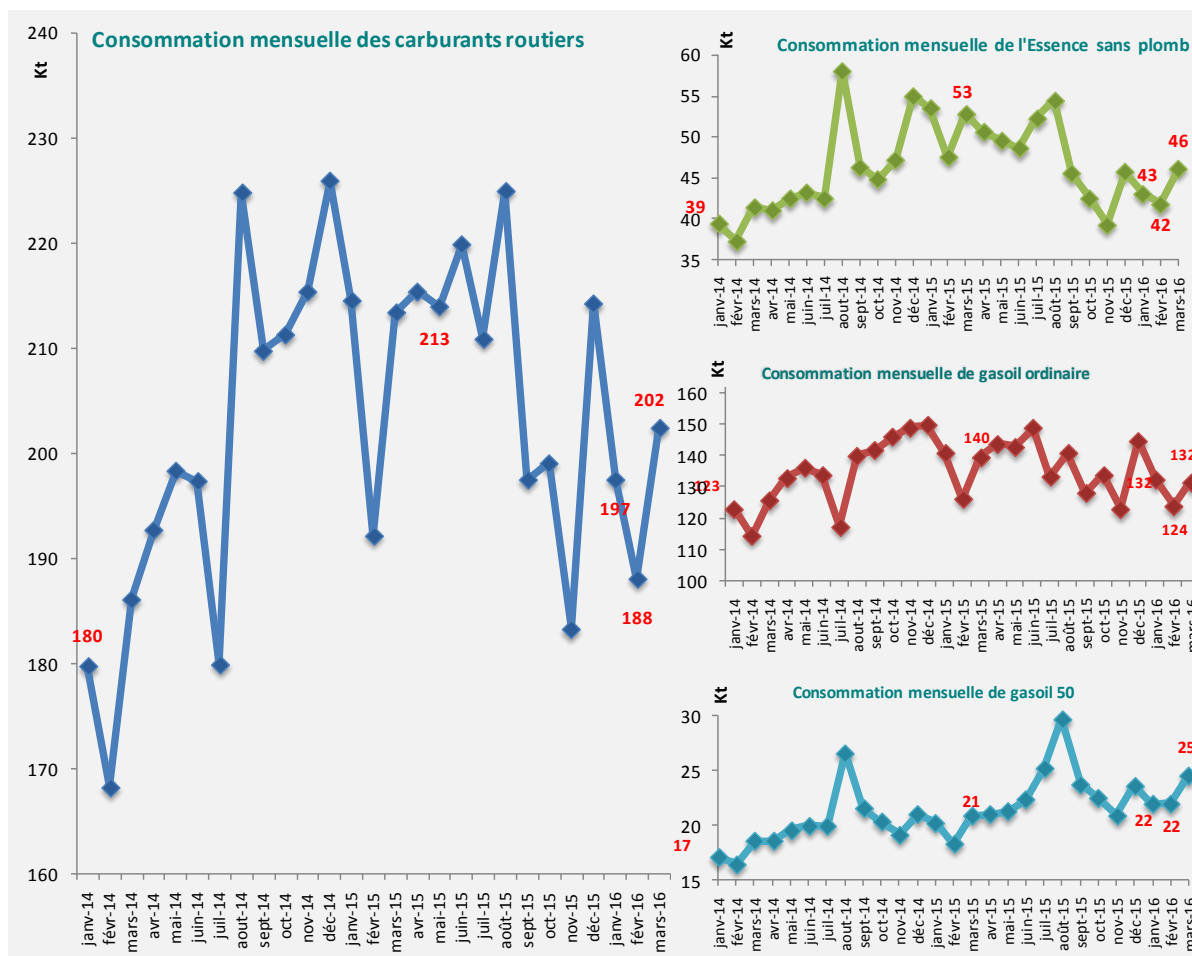
La demande nationale des produits pétroliers, a enregistré entre le premier trimestre de 2015 et de 2016 une baisse de 16% pour se situer à 1039 ktep. Cette diminution est due principalement à la chute de demande de fuel de 67% du fait qu'il n'a pas été utilisé courant le premier trimestre de 2016 pour la production électrique contrairement à la même période de 2015.

Par conséquent, la nouvelle répartition de la consommation des produits pétroliers s'est caractérisée par une baisse de la part de fuel de 14% à 6% contre une augmentation de la part du gasoil de 40% à 45% entre le premier trimestre de 2015 et celui de 2016.

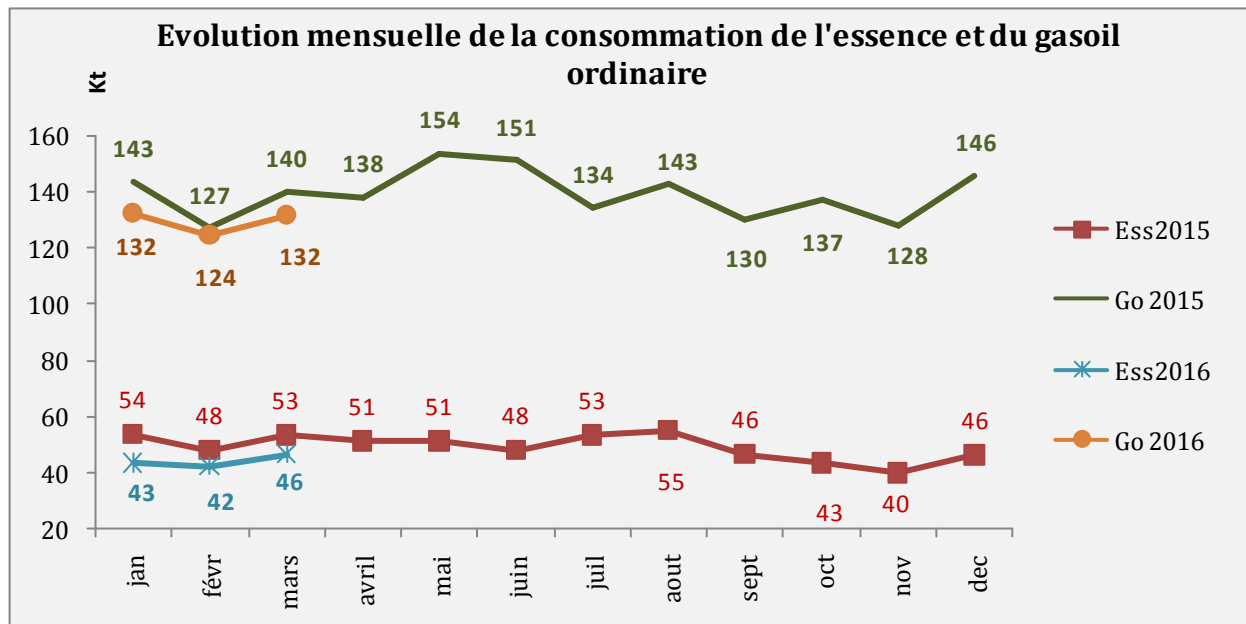


La consommation des carburants routiers a diminué dans l'ensemble de 5% entre fin mars 2015 et fin mars 2016 pour se situer à 606 ktep et représentant ainsi 58% de la consommation totale des produits pétroliers courant le premier trimestre de 2016.

La consommation du gasoil ordinaire a diminué de 5%, celle de l'essence sans plomb de 15% contre une augmentation du gasoil 50 de 15%. Le graphique suivant illustre la consommation mensuelle globale des carburants routiers à partir de janvier 2014 qui continue à suivre une tendance irrégulière.



Le gasoil ordinaire couvre 66% de la demande totale des carburants routiers et participe à hauteur de 38% dans la demande totale des produits pétroliers et 18% de la demande totale d'énergie primaire courant le premier trimestre de 2016.



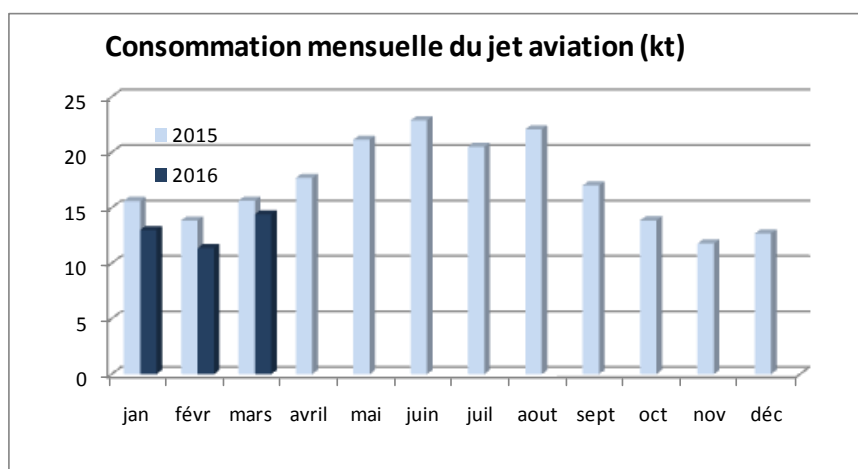
Une baisse de 7% de la consommation du GPL entre fin mars 2015 et fin mars 2016 pour se situer à 169ktep. En effet, les températures ont été relativement douces courant la saison hivernale dans notre pays et sur toute la planète.

La consommation du fuel a accusé une baisse de 67% du fait qu'il n'a pas été utilisé dans la production électrique.

La consommation du coke de pétrole a diminué de 7% entre fin mars 2015 et fin mars 2016 et s'est située à 146 ktep.

En ce qui concerne le pétrole lampant, sa consommation a accusé une baisse de 15%.

Quant à la consommation du jet aviation, elle continue sa tendance baissière observé après l'attaque du musée du Bardo et l'attentat de Sousse avec 15% de moins que la même période de l'année écoulée.



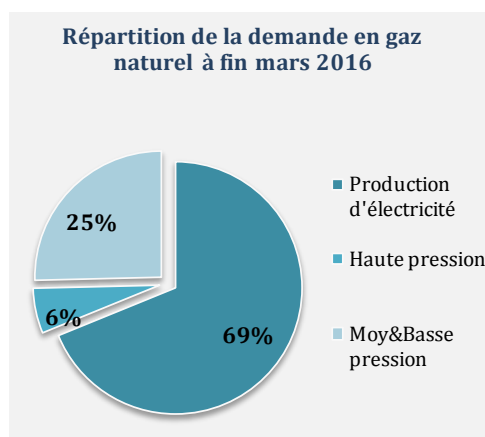


III-2 Gaz Naturel

DEMANDE EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2015	A fin mars				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
<i>Unité : ktep-PCI</i>						
DEMANDE	4666	1026	1099	1195	9%	3%
Production d'électricité	3433	694	693	822	19%	3%
Hors prod élec	1233	332	406	372	-8%	2%
Haute pression	282	96	74	69	-6%	-5%
Moy&Basse pression	950	236	333	303	-9%	4%
<i>Unité : ktep-PCS</i>						
DEMANDE	5184	1140	1221	1327	9%	3%
Production d'électricité	3814	771	770	914	19%	3%
Hors prod élec	1370	369	452	414	-8%	2%
Haute pression	314	107	82	77	-6%	-5%
Moy&Basse pression	1056	262	370	337	-9%	4%

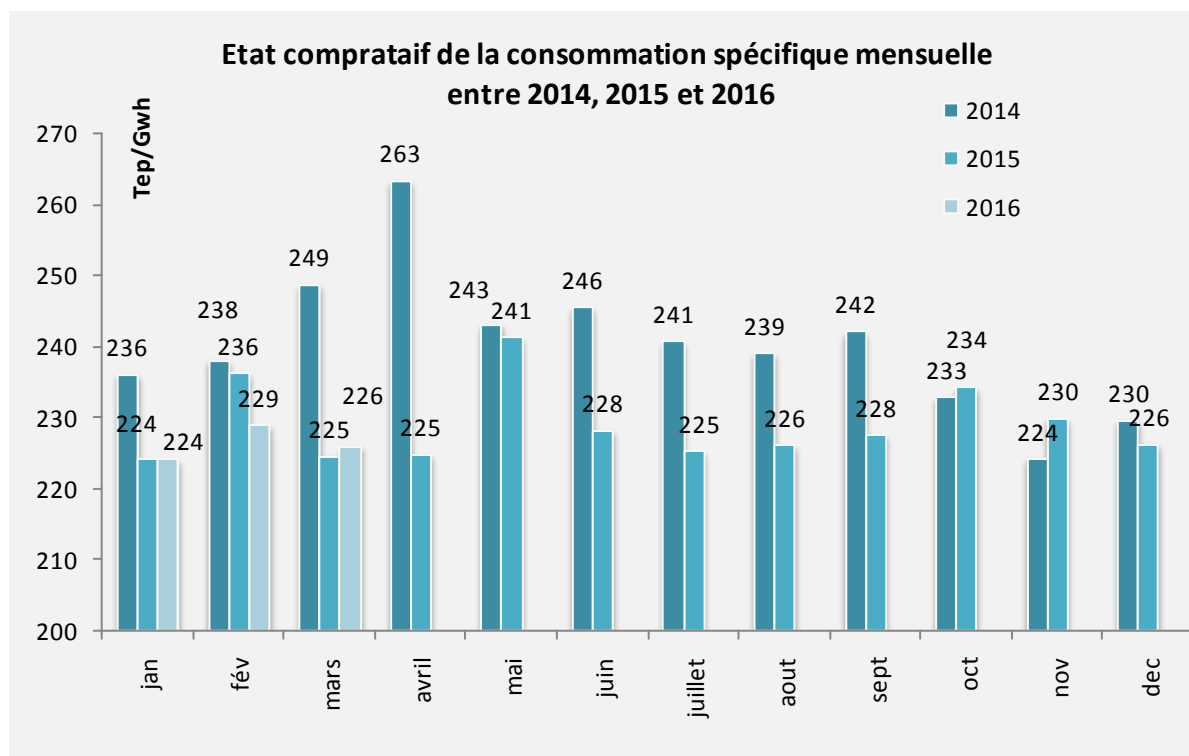
La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de 9% entre le premier trimestre de 2015 et celui de 2016 en se situant à 1195 ktep et ce suite à la hausse de la demande en gaz naturel destinée à la production électrique de 19%. Cette hausse est expliquée par le recours au fuel durant le premier mois de 2015 en substituant partiellement le gaz naturel dans la production électrique contrairement à 2016.



Le secteur de la production électrique reste de loin le plus grand consommateur du gaz naturel et représente 69% de la demande totale en gaz naturel à fin mars 2016 du fait que le parc de la production électrique est basé à hauteur de 96% sur le gaz naturel, contre 83% à fin mars 2015.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande en gaz naturel a accusé une baisse de 8% pour se situer à 372 ktep suite à la baisse de la demande des clients MP-BP de 9% ainsi qu'à la baisse des clients HP de 6%.

En ce qui concerne la consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP), elle a enregistré une légère amélioration entre fin mars 2015 et fin mars 2016 (226,3 tep/GWh à fin mars 2016 contre 228 tep/GWh à fin mars 2015). Rappelons ici que la consommation spécifique en 2015 a enregistré une nette amélioration.



4 Bilan énergétique



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité : ktep-pci

	Réalisé en 2015	A fin mars				
		2010	2015	2016	Var (%)	TCAM (%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
RESSOURCES	5220	2075	1329	1237	-6,9%	-8%
Pétrole ⁽¹⁾	2395	980	641	565	-12%	-9%
GPL primaire ⁽²⁾	233	36	55	54	-3%	7%
Gaz naturel	2548	1055	617	605	-2%	-9%
Production	2231	697	546	462	-15%	-7%
Redevance	317	358	71	143	101%	-14%
Elec primaire	45	4	16	13	-17%	20%
DEMANDE	9283	1948	2350	2247	-4%	2%
Produits pétroliers	4573	918	1234	1039	-16%	2%
Gaz naturel	4666	1026	1099	1195	9%	3%
Elec primaire	45	4,4	16	13	-17%	20%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4063	127	-1020	-1010		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-4380	-231	-1092	-1152		

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

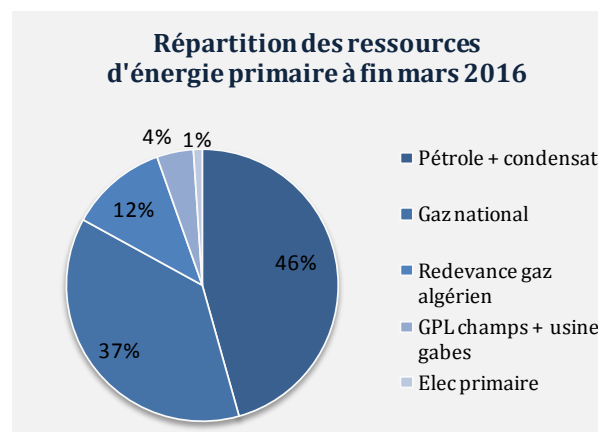
(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

(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

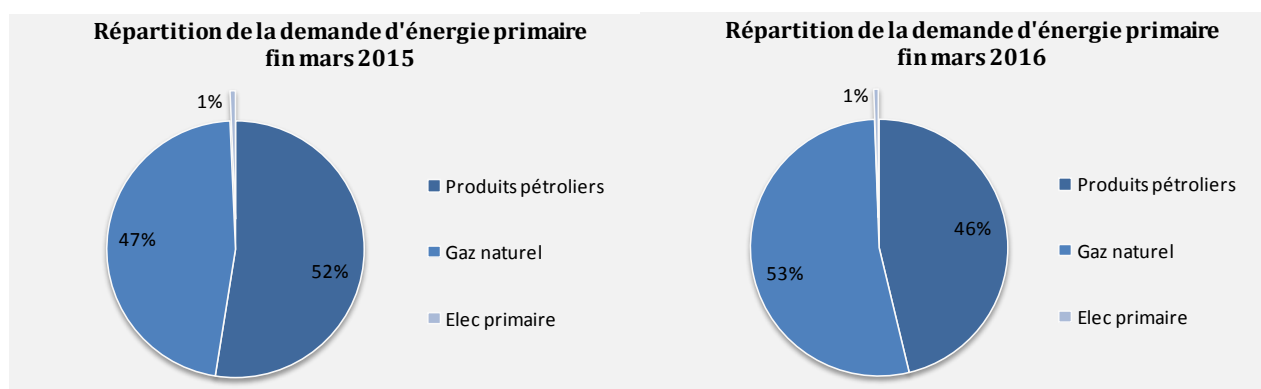
Les ressources d'énergie primaire ont atteint, à fin mars 2016, 1237 ktep accusant ainsi une baisse de 7% par rapport à celles réalisées durant la même période de l'année précédente. La production de pétrole (y compris condensat) a baissé de 12%, celle du gaz naturel de 15% et celle du GPL primaire de 3%.



Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production de pétrole et du gaz national qui participent respectivement à hauteur de 46% et 37% 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 12%.

La demande d'énergie primaire a accusé une baisse de 4% entre le premier trimestre de 2015 et celui de 2016 pour se situer à 2247 ktep suite à la baisse de demande des produits pétroliers de 16%.

La répartition de la demande a considérablement changé entre fin mars 2015 et fin mars 2016, en effet, après être dominé par les produits pétroliers, la prépondérance est revenue au gaz naturel courant le premier trimestre de 2016 avec un taux de couverture de 53%.



Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin mars 2016, un déficit de 1010 ktep contre un déficit de 1019 ktep enregistré à fin mars 2015. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à 55% à fin mars 2016 contre 57% à fin mars 2015.

Sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique à fin mars 2016 est de 49% pour un déficit de 1152 ktep contre un taux d'indépendance énergétique de 54% à fin mars 2015 qui correspond à un déficit de 1090 ktep.

5 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

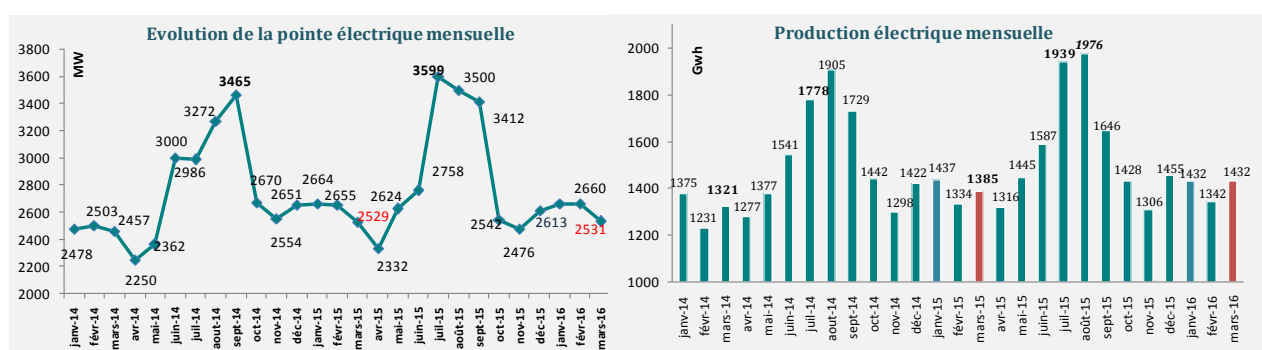
Unité : GWh

	Réalisé 2015	A fin mars				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
STEG	14 851	2 521	3 326	3306	-0,6%	5%
FUEL + GASOIL	874	2	508	0	-	-17%
GAZ NATUREL	13459	2468	2631	3151	20%	4%
HYDRAULIQUE	69	8	22	9	-61%	1%
EOLIENNE	448	43	165	146	-12%	22%
IPP (GAZ NATUREL)	3314	788	809	885	9,4%	2%
ACHAT TIERS	91	21	22	15	-32%	-6%
PRODUCTION NATIONALE	18256	3 330	4 157	4 206	1,2%	4,0%

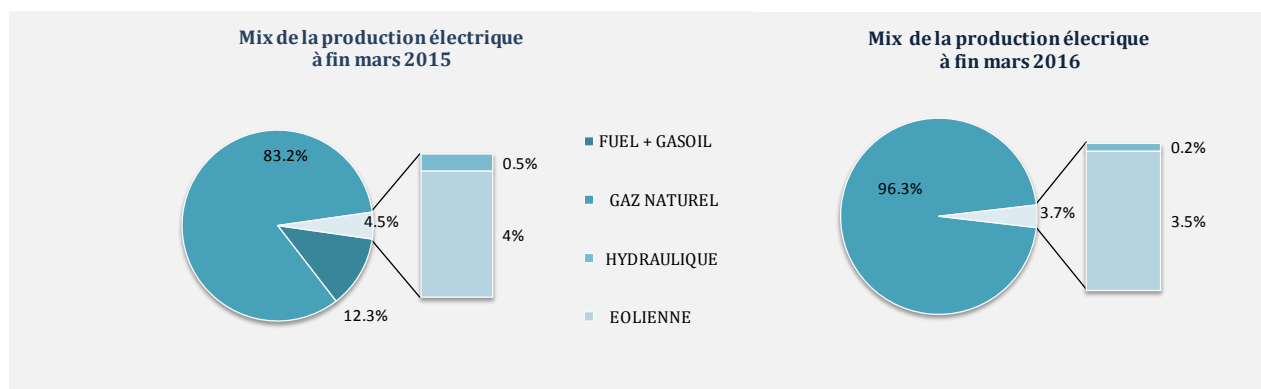
*données des ventes du premier trimestre de 2016 non encore disponibles

La production totale d'électricité a enregistré une augmentation de 1,2% entre fin mars 2015 et fin mars 2016 en se situant à 4206 GWh.

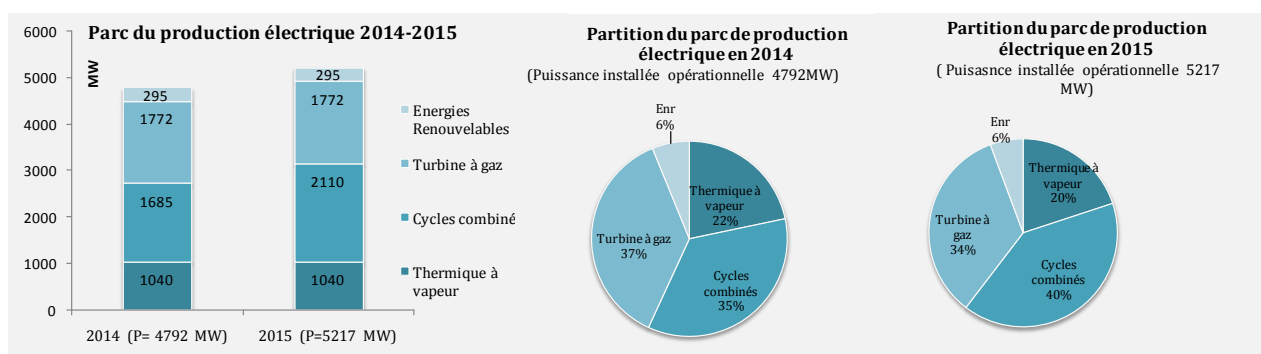
Leux deux graphiques suivants illustrent la production mensuelle d'électricité ainsi que la pointe électrique à partir du mois de janvier 2014.



La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec 79% de la production nationale. L'électricité produite à partir du gaz naturel (STEG +IPP) a accusé une augmentation de 17%, contre une participation nulle du fuel dans le mix de la production électrique comme le montre les graphiques suivant :

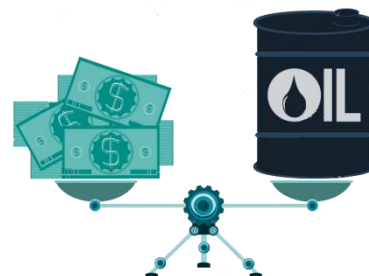


La puissance électrique totale installée a atteint 5217 MW à fin 2015 suite à la mise en service de la centrale Soussé D, de puissance 425 MW, en juin 2015. La part des cycles combinés a passé de 35% en 2014 à 40% à fin 2015.



Il est à signaler que les deux turbines à gaz d'une puissance 2* 120 MW sont actuellement en cours d'installation à Bouchama gouvernorat de Gabes afin de faire face à demande estivale.

6 Les échanges commerciaux



EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin mars			A fin mars			A fin mars		
	2015	2016	Var (%)	2015	2016	Var (%)	2015	2016	Var (%)
EXPORTATIONS				554	673	21%	423	362	-14%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	334	442	32%	342	452	32%	275	246	-10%
ETAP	158	243	53%	163	249	53%	133	129	-3%
PARTENAIRES	176	199	13%	179	203	13%	142	117	-17%
GPL Champs	20	12	-40%	22	13	-40%	12	6	-51%
ETAP	13	8	-40%	14	8	-40%	8	4	-51%
PARTENAIRES	7	4	-40%	8	5	-40%	4	2	-50%
PRODUITS PETROLIERS	178	186	4%	180	187	4%	128	100	-22%
Fuel oil (BTS)	93	101	8%	91	98	8%	58	46	-21%
Virgin naphtha	85	86	1%	89	89	1%	70	54	-23%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				10	21	97%	7	10	28%
IMPORTATIONS				1926	1862	-3%	1558	953	-39%
PETROLE BRUT⁽⁴⁾	252	188	-25%	257	192	-25%	212	108	-49%
PRODUITS PETROLIERS	1122	936	-17%	1097	916	-16%	885	535	-40%
GPL	131	113	-13%	144	125	-13%	140	91	-35%
Gasoil ordinaire	348	280	-19%	357	288	-19%	348	173	-50%
Gasoil 50	65	82	27%	66	85	27%	65	57	-13%
Jet ⁽³⁾	55	43	-22%	57	44	-22%	61	32	-47%
Essence Sans Pb	122	148	22%	127	155	22%	131	126	-4%
Fuel oil (HTS) ⁽⁵⁾	176	65	-63%	172	64	-63%	98	22	-78%
Coke de pétrole	226	204	-10%	173	155	-10%	43	36	-17%
GAZ NATUREL				572	754	32%	460	310	-33%
Redevance totale ⁽²⁾				71	143	101%	0	0	-
Achat				501	611	22%	460,4	310	-33%

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

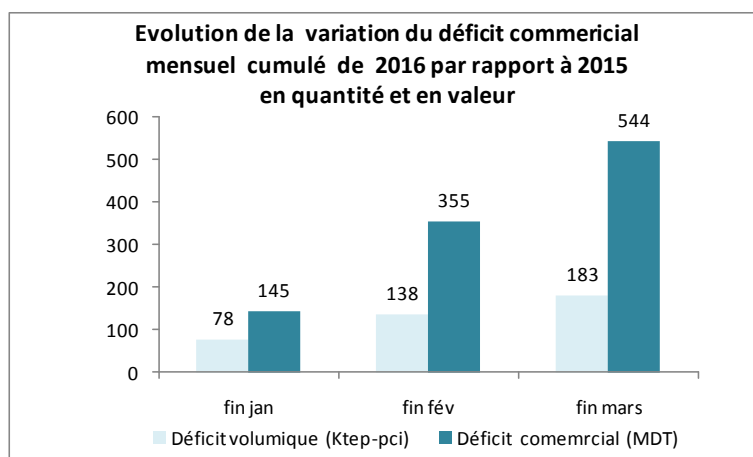
(2): la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retrocédée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle

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

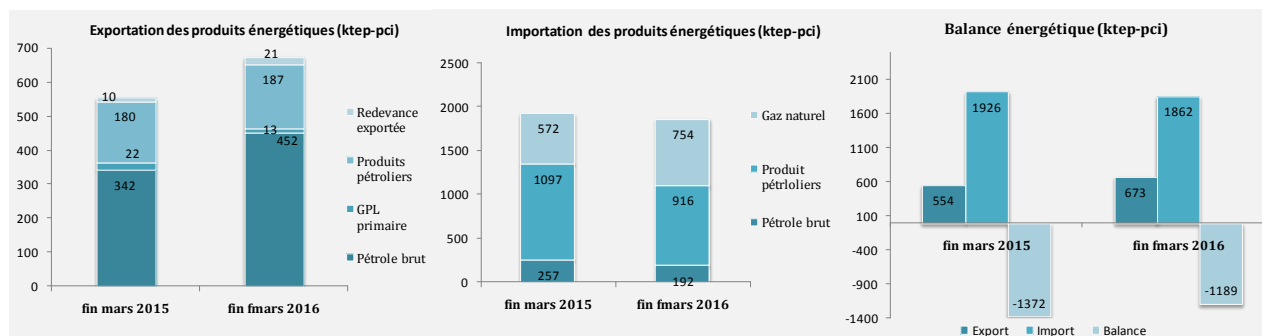
(4) Importation STIR à partir de 2015

(5) la baisse de l'importation du fioul HTS du fait qu'il n'a pas été utilisé pour la production électrique en 2016

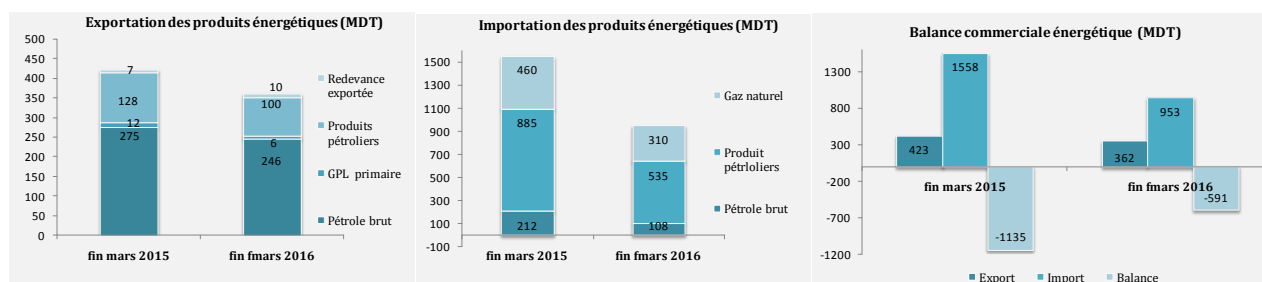
Le déficit de la balance commerciale continu son amélioration en affichant un recul important par rapport à 2015 en quantité et surtout en valeur.



Les échanges commerciaux avec l'extérieur ont enregistré un recul du déficit en volume de 183 ktep courant le premier trimestre de 2016 soit un allègement du déficit volumique de 13% par rapport au premier trimestre de 2015. En effet, les importations ont diminué de 3% (y compris la redevance considérée comme importation à valeur nulle) alors que les exportations ont augmenté de 21%.



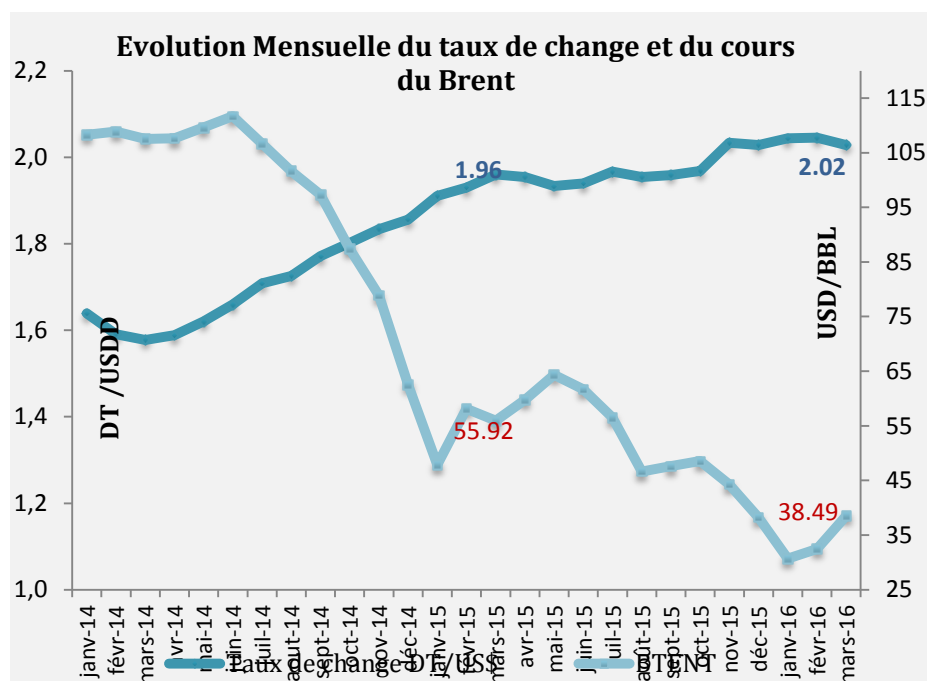
En valeur, les importations des produits énergétiques ont accusé une baisse de 39% contre une baisse des exportations de 14%. Ainsi, le déficit commercial a enregistré à fin mars 2016 une amélioration en valeur de 48%, soit 544MDT, par rapport à fin mars 2015.



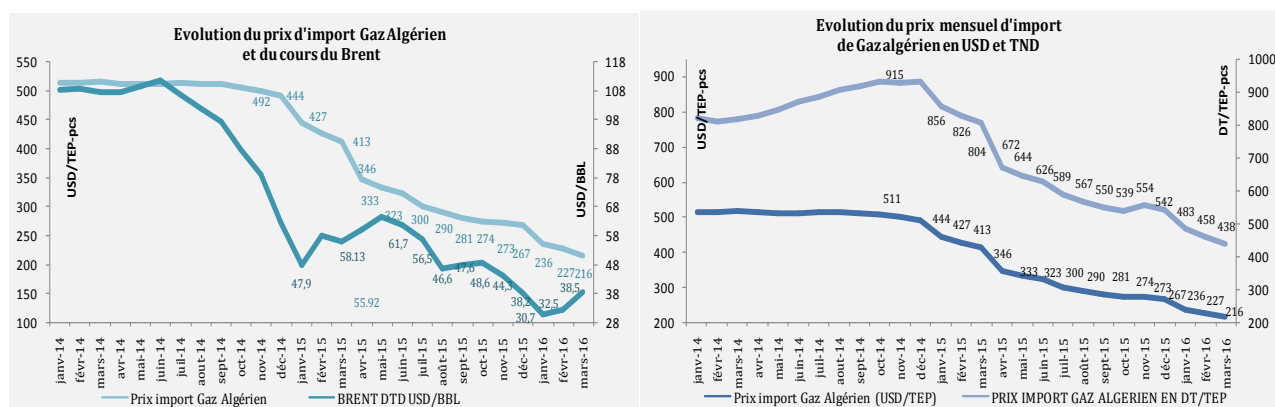
Par ailleurs, le cours du Brent a enregistré courant ce mois une importante hausse de 6\$ par rapport à février 2016 mais reste toutefois en dessous de sa valeur enregistrée en mars 2015 de 17 \$, le taux de change a accusé une légère baisse par rapport au deux premiers mois de 2016 mais toujours supérieur à la moyenne de 2015 et le prix du gaz continue sa tendance baissière :

(+++) La baisse des cours moyens du Brent de 37 % entre fin mars 2015 et fin mars 2016.

(-) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de 5% entre fin mars 2015 et fin mars 2016.



(+++)
La baisse du prix moyen du gaz algérien de 47% en \$ et de 45% en DT entre fin mars 2015 et 2016. Rappelons ici que Le prix du gaz algérien ne suit pas directement la tendance des cours du Brent, en effet, le prix moyen du gaz algérien importé (\$ /tep) a baissé de 47% entre fin mars 2015 et fin mars 2016 contre une baisse du Brent (\$ /bbl) de 37%: le prix de 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 derniers mois. Donc l'impact de la baisse du Brent sur le prix d'import du gaz algérien a été clairement visible en début de 2016 contrairement au début de 2015 ou le prix du gaz a continué de subir les prix de brut relatif à 2014.



(++)
Les importations des produits pétroliers ont diminué de 16% en quantité et ont chuté de 40% en valeur. La baisse des quantités importées des produits pétroliers revient à la chute

des importations de fioul du fait qu'il n'a pas été utilisé pour la production électrique à fin mars 2016, à la baisse de la demande en carburants routiers .

(-) Baisse des exportations de 14 % en valeur en raison de la baisse du Brent malgré l'augmentation en quantité de 21% (pour des raisons de logistique et non pas due à la hausse de la production de pétrole brut).

Abréviations

kt	Kilo tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Kilo tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Méga Watt
GWh	Giga Watt 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.