

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

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, Edition janvier 2016





Conjoncture énergétique

Rapport mensuel, Edition janvier 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 mois de janvier 2016

Les cours sur les marchés internationaux

- Prix de Brent : **30.7 \$/bbl** en janvier 2016 contre **38.2\$/bbl** en décembre 2015 et **47.8\$/bbl** en janvier 2015.
- Baisse de **36%** par rapport à janvier 2015 et de **20%** par rapport à décembre 2015.

Exploration et développement

- Nombre total du permis : **31** en janvier 2016 contre 38 en janvier 2015.
- Pas de nouveau forage exploration ou développement.

Production de pétrole brut

- **48,7** mille barils/j à janvier 2016 contre **54,5** mille barils/j à janvier 2015.
- Baisse de la production de **10%** courant le mois de janvier 2016 par rapport au mois de janvier 2015

Gaz naturel

- **7** Millions de m³/j à janvier 2016 contre **7,2** Mm³/j à janvier 2015 : Baisse de la production de **2%**.
- Hausse du forfait fiscal sur le droit de passage du gaz algérien de **105%** entre janvier 2015 et janvier 2016.

Bilan d'énergie primaire (1)

- Augmentation des ressources disponibles de **2%** en janvier 2016 par rapport à janvier 2015.
- Baisse de la demande d'énergie primaire de **4,3%** en janvier 2016 par rapport à janvier 2015.

Bilan d'énergie primaire (2)

- Baisse du déficit du bilan d'énergie primaire : **271 ktep-pci** en janvier 2016 contre **314 Ktep** en janvier 2015.
- Amélioration du taux d'indépendance énergétique à **64%** en janvier 2016 contre **61%** en janvier 2015.

Electricité

- Baisse de la production d'électricité de **0,7%** en janvier 2016 par rapport à janvier 2015

Commerce extérieur

- Baisse des importations en valeur de **29%** accompagnée d'une augmentation au niveau des exportations de **17%**.
- Amélioration du déficit de la balance commerciale énergétique de **145 MDT** entre janvier 2015 et janvier 2016.



Exploration et développement

	Réalisé 2015	Janvier	
		2015	2016
Nb de permis octroyés	0	0	0
Nb permis abandonnés	7	0	0
Nb total des permis	31	38	31
Nb de forages explo.	5	0	0
Nb forages dévelop.	3	1	0
Nb de découvertes	3	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin janvier 2016, est **31 permis** dont 29 permis de recherche et 2 permis de prospection couvrant une superficie totale de 90 073 km² et **53 concessions d'exploitation** dont **36** concessions en production (parmi ces concessions en production, l'ETAP participe dans 26 et l'Etat directement dans 2). L'ensemble des titres (permis et concessions) est détenu par 44 compagnies nationales et internationales.

Exploration

La poursuite d'un forage d'exploration entamé en 2015

nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Fin du forage	Résultats
01	Mezrane -2	Nord Médenine	09/11/2015	16/12/2015	Profondeur finale: 3410 m Préparatifs en cours pour le test.

Développement

La poursuite d'un puits de développement entamé en 2015

nb	Intitulé du puits	Début du forage	Profondeur	Résultats
01	SLK# 14	18/12/2015	1207 m	Fin des opérations de forage et mise en test le 16/01/2016 avec une production moyenne de 1400bbl/j. fermeture du puits entre le 17/01/2016 et 28/01/2016 pour remonter la pression. production actuelle: 949 bbl/j.



2 Production des hydrocarbures

2-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt

Champ	Réalisé 2015	A fin janvier		
		2015	2016	Var (%)
Hasdrubal	290	29	26	-12%
El Borma	286	24	23	-5%
Adam	212	22	20	-13%
Cherouq	148	14	11	-23%
Ashtart	235	20	21	4%
Ouedzar	95	8	8	-9%
El Hajeb/Guebiba	106	9	10	14%
Bir Tartar	81	8	5	-37%
Miskar	98	8	8	9%
M.L.D	57	5	4	-15%
Didon	42	4	3	-23%
Barka	83	6	6	2%
Cercina	54	6	5	-15%
Anaguid Est	59	10	7	-31%
Autres	461	42	37	-12%
TOTAL pétrole	2 306	217	195	-10,3%
TOTAL pétrole (Ktep)	2 365	223	200	-10,3%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	2 330	219	197	-10,0%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	2 390	224	202	-10,1%
TOTAL GPL primaire (kt)	213	19	21	9,2%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	233	21	23	9,2%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	2 543	238	218	-8,5%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	2 623	245	225	-8,4%

La production nationale de pétrole brut, pour le mois de janvier 2016, a atteint 195 kt accusant ainsi une baisse de 10% par rapport à janvier 2015 soit une diminution de 22,3 kt.

Cette baisse revient principalement à la diminution de la production des champs suivants : Franig, Baguel et Trafa(-5kt) , Hasdrubal(-3,4kt) , cherouq (-3,3kt) , Bir ben tartar(-3kt) , Anaguid Est (-3kt), Adam(2,8kt) et El Borma(-1,3kt) et qui ont totalisé à eux seuls une baisse de 22 kt entre janvier 2016 par rapport à janvier 2015.



En effet, il convient de noter :

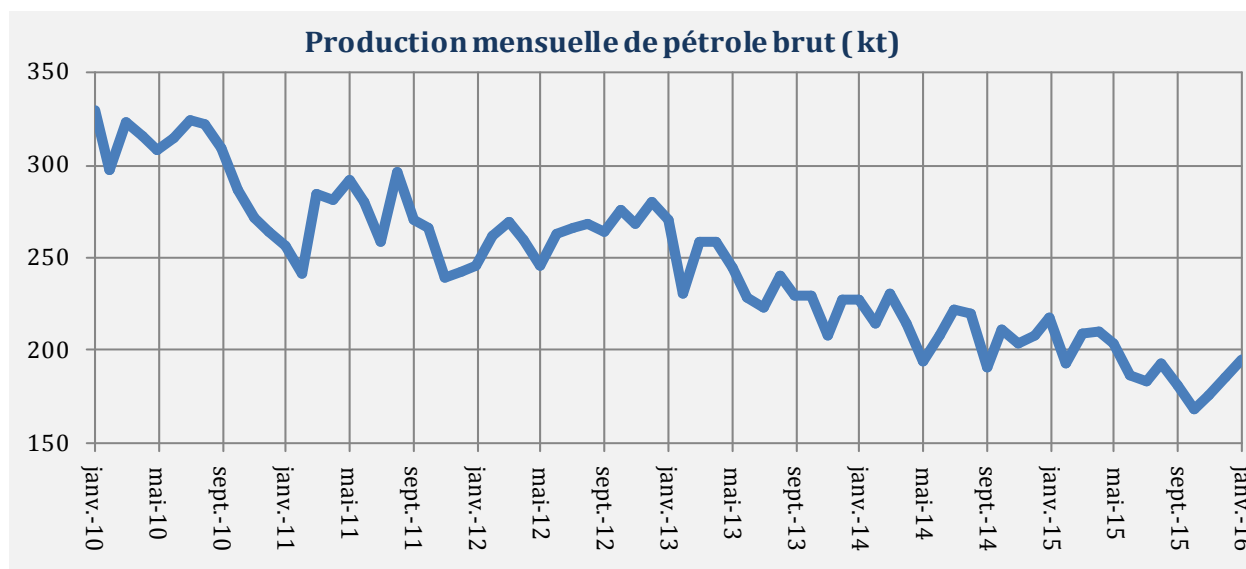
- ✓ Champ Franing, Baguel et Tarfa : réduction de la production de 38% provenant surtout de la baisse du débit du puits Tarfa 3, le puits qui a été mis en production en janvier 2015 est passé de 5000 bbl/j à 2000 bbl/j actuellement.
- ✓ champ Hasdrubal : Réduction de la production de 12%, la production a été optimisée en fonction de la capacité de traitement de l'eau de production.
- ✓ Champ Cherouq : réduction de la production de 23% à cause des problèmes techniques au niveau de quelques puits.
- ✓ Champ Bir ben Tartar : réduction de la production de 37% à cause des problèmes techniques au niveau de quelques puits.
- ✓ Champ Anaguid Est : réduction de la production de 31%, 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 13% à cause des problèmes techniques au niveau de quelques puits.

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

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

- ✓ Champ maamoura (+217%) + 4.1 kt:
- ✓ Champ Sidi Kilani (+83%) +1 kt

A signaler que bien que la production du mois de janvier 2016 soit inférieure à celle de janvier 2015, elle est légèrement supérieure à la moyenne mensuelle de l'année 2015 qui est de 192 kt.





II-2 Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL

Unité : ktep-PCI

	Réalisé 2015	A fin janvier				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM%) (3)/(1)
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2548	352	232	263	13%	-5%
Production nationale	2231	226	198	192	-3%	-3%
<i>Miskar</i>	<i>713</i>	<i>128</i>	<i>56</i>	<i>62</i>	<i>11%</i>	<i>-11%</i>
<i>Gaz Com Sud ⁽¹⁾</i>	<i>321</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>28</i>	<i>-6%</i>	<i>-1%</i>
<i>Gaz Chergui</i>	<i>241</i>	<i>20</i>	<i>23</i>	<i>13</i>	<i>-44%</i>	<i>-7%</i>
<i>Hasdrubal</i>	<i>703</i>	<i>25</i>	<i>67</i>	<i>65</i>	<i>-2%</i>	<i>17%</i>
<i>Maamoura et Baraka</i>	<i>102</i>	<i>0</i>	<i>9</i>	<i>9</i>	<i>-5%</i>	<i>-</i>
<i>Franig B. T. et Sabria ⁽²⁾</i>	<i>151</i>	<i>25</i>	<i>14</i>	<i>16</i>	<i>13%</i>	<i>-7%</i>
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽³⁾	317	126	34	70	105%	-9%
Achats	2212	70	147	156	6%	14%

(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

La disponibilité en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) a atteint, en janvier 2016, 263 ktep contre 232 ktep réalisée en janvier 2015, enregistrant ainsi une augmentation de 13% suite à l'augmentation de la redevance sur gaz algérien de 105%, ce qui a pallié la baisse de 3% de la production nationale.

La redevance sur le droit de passage du gaz algérien a enregistré courant le mois de janvier 2016 une hausse remarquable pour se situer à 70 ktep, un niveau qui n'a pas été atteint depuis mars 2013. Ainsi, la contribution du forfait fiscal dans l'approvisionnement en gaz naturel a enregistré courant ce mois une hausse très remarquable de 15%.

Concernant la production mensuelle, elle a baissé de 3% suite à la baisse du champ chergui de 44% après l'arrêt de la production à partir du 19/01/2016 causé par le sit-in des diplômés de l'enseignement supérieur bénéficiant du programme de l'environnement dans l'île de Kerkenah et aussi la poursuite du déclin naturel de la production des champs Baraka et Ouedzar.

A signaler l'augmentation de la production des Champs suivants :

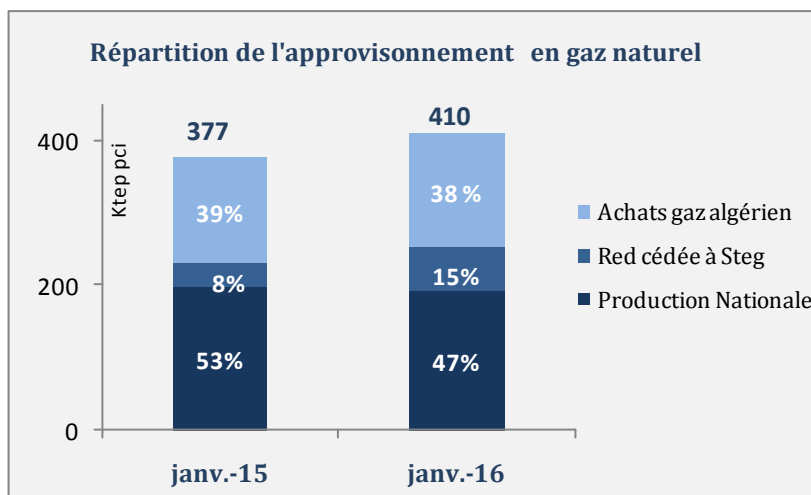
- ✓ Champs Franing, Baguel et Tarfa de 18%,
- ✓ champs Miskar de 11%



Parallèlement à la hausse de la disponibilité en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) de 13%, les importations du gaz algérien ont aussi enregistré une augmentation de 6% entre janvier 2015 et janvier 2016 pour se situer à 156 ktep. En effet, la génération d'électricité, courant ce mois, a été basée totalement sur le gaz naturel contrairement au mois de janvier 2015 où la STEG a utilisé 42,6 ktep de fioul comme substitution au gaz naturel pour la génération électrique.

Ainsi, l'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une augmentation de 9% entre janvier 2015 et janvier 2016 pour se situer à 410 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 53% en janvier 2015 à 47% en janvier 2016.
2. Augmentation de la quantité de redevance perçue en nature et cédée à la STEG qui a passé de 8% en janvier 2015 à 15% en janvier 2016.
3. Légère baisse de la participation des achats du gaz algérien de 39% en janvier 2015 à 38% en janvier 2016.



3 Consommation des hydrocarbures



3-1 Produits pétroliers

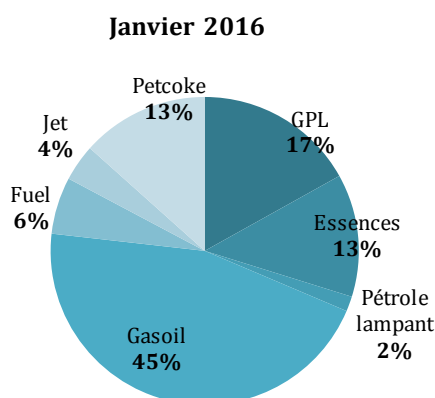
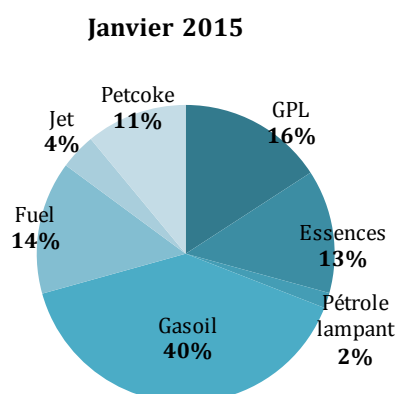
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (provisoire)

Unité : ktep

	Réalisation en 2015	A fin janvier				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM(%) (3)/(1)
GPL	587	51	66	59	-10%	2%
Essences	609	31	56	45	-19%	7%
Pétrole lampant	52	6,0	7,0	5,5	-21%	-2%
Gasoi	1968	122	165	158	-4%	4%
<i>Gasoi ordinaire</i>	1691	115	145	136	-6%	3%
<i>Gasoi 50</i>	277	7	21	23	8%	22%
Fuel	494	21	60	21	-65%	0%
<i>STEG & STIR</i>	250	0	45	3	-	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	244	21	15	18	23%	-2%
Jet	212	11	16	13	-17%	4%
Coke de pétrole	611	27	46	47	2%	10%
Total	4534	268	416	349	-16%	4%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4284	268	371	346	-7%	4%

La demande nationale des produits pétroliers, a accusé entre janvier 2015 et janvier 2016 une baisse de 16% pour se situer à 349 ktep. Cette diminution revient principalement à la chute de demande de fuel de 65% du fait qu'il n'a pas été utilisé courant ce mois pour la production électrique contrairement au mois de janvier 2015.

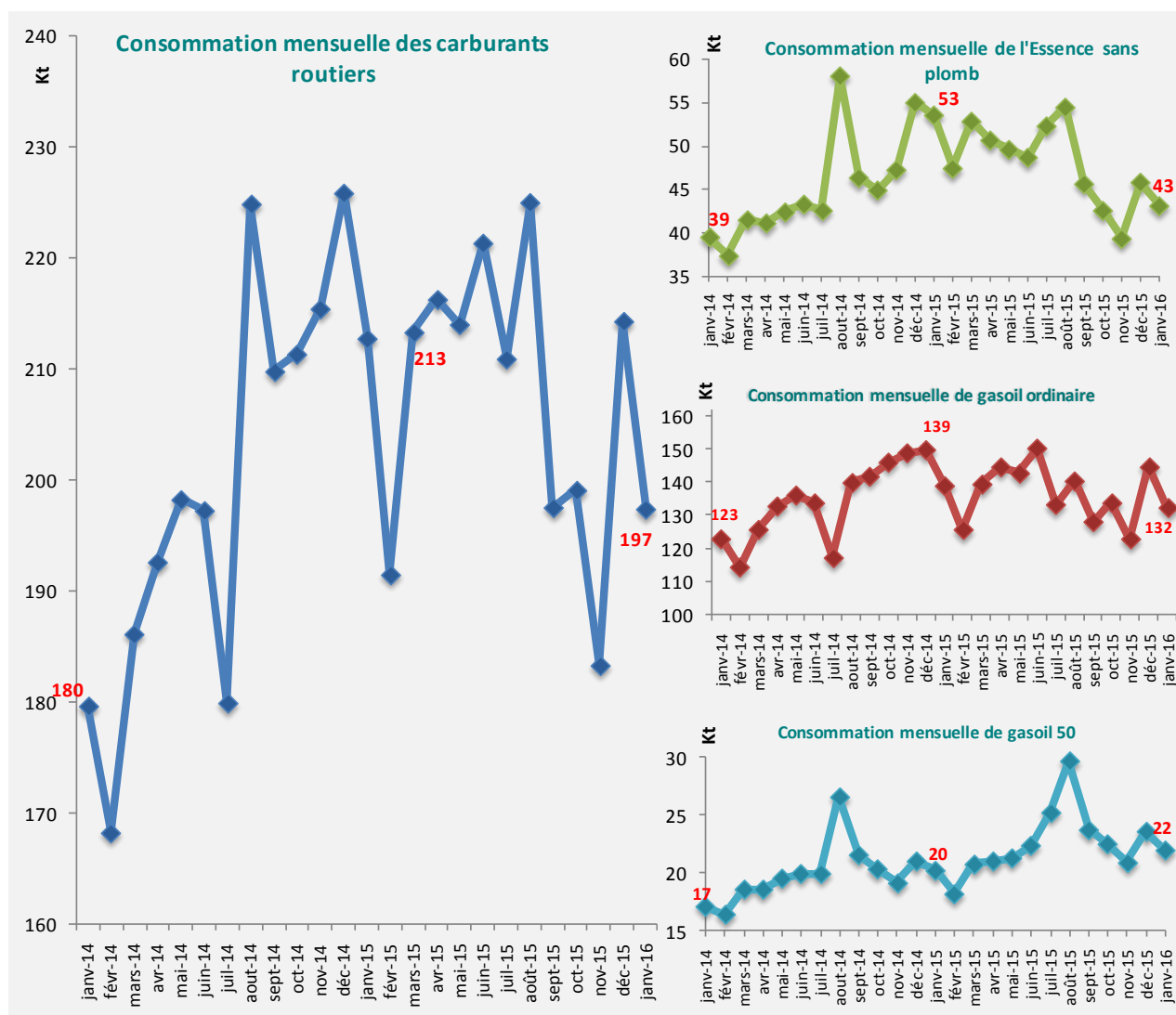
Ainsi, la nouvelle répartition de la consommation des produits pétroliers s'est caractérisée par une baisse de la part de fuel de 14% en janvier 2015 à 6% en janvier 2016 contre une augmentation de la part du gasoi de 40% à 45%.





La consommation des carburants routiers a diminué dans l'ensemble de 8% entre janvier 2015 et janvier 2016 pour se situer à 204 ktep et représentant ainsi 58% de la consommation totale des produits pétroliers courant ce mois.

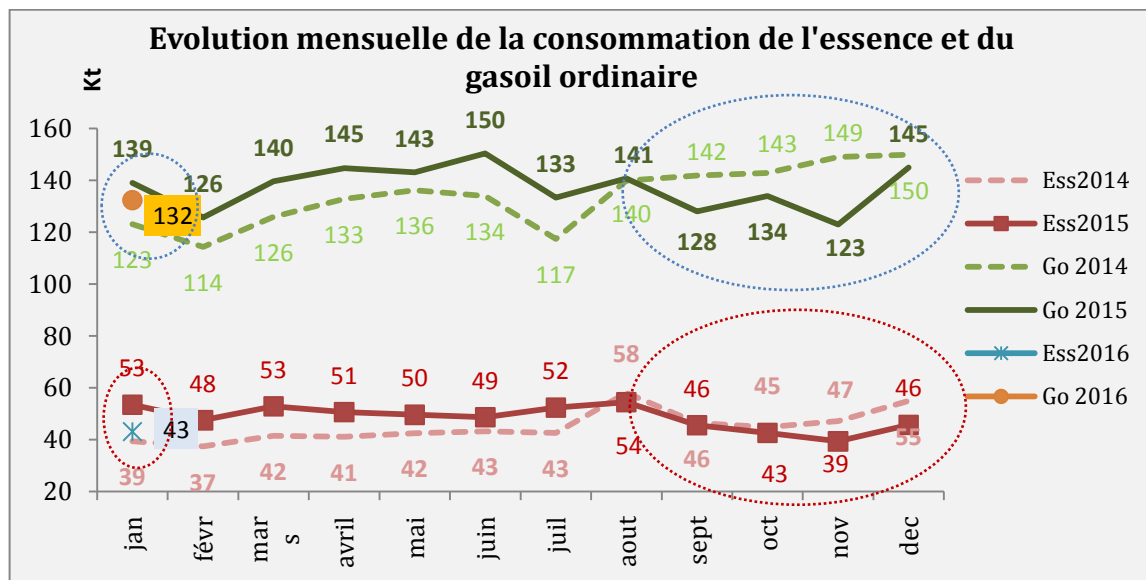
La consommation du gasoil ordinaire a diminué de 6%, celle de l'essence sans plomb de 19% contre une augmentation du gasoil 50 de 8%. Le graphique suivant illustre la consommation mensuelle globale des carburants routiers à partir de janvier 2014.



La consommation mensuelle globale des carburants routiers continue à suivre la tendance baissière observée durant les quatre derniers mois de 2015 pour accuser courant ce mois une diminution de 8% suite à la baisse de la demande de l'essence de 19% et du gasoil ordinaire de 5%.



Le gasoil ordinaire couvre 67% de la demande totale des carburants routiers et participe à hauteur de 39% dans la demande totale des produits pétroliers et 18% de la demande totale d'énergie primaire en janvier 2016.



La consommation du GPL a accusé entre janvier 2015 et janvier 2016 une baisse de 10 % pour se situer à 59 ktep. Les températures ont été relativement douces courant ce mois dans notre pays et dans toute la planète. Selon les observations faites par l'agence américaine « Nasa », la température du mois de janvier est de 1.13 de degré supérieure à ce qui a été observé entre les années 1951 et 1980.

La consommation du fuel a accusé une baisse de 65% du fait qu'il n'a pas été utilisé dans la production électrique.

La consommation du coke de pétrole a augmenté de 2% entre janvier 2015 et janvier 2016 et a atteint 47 ktep.

En ce qui concerne le pétrole lampant, sa consommation a accusé une baisse de 21%.

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 17% de moins que la même période de l'année écoulée .



III-2 Gaz Naturel

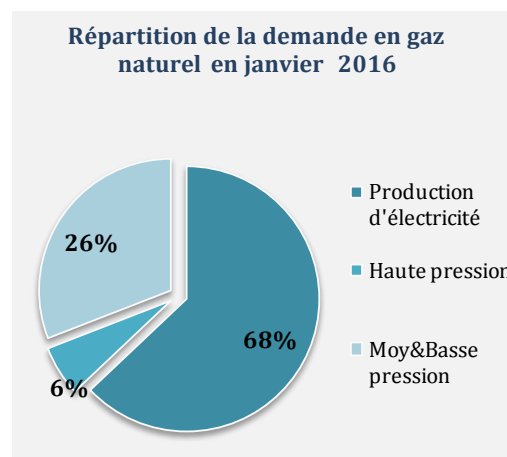
DEMANDE EN GAZ NATUREL

Unité : ktep-PCI

	Réalisé 2015	A fin janvier				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM% (3)/(1)
DEMANDE	4685	369	375	409	9%	2%
Production d'électricité	3433	253	236	279	18%	2%
Hors prod élec	1252	117	139	131	-6%	2%
Haute pression	281	34	23	24	3%	-6%
Moy&Basse pression	971	83	116	107	-8%	4%

La demande totale en gaz naturel a enregistré une augmentation de 9% entre janvier 2015 et janvier 2016 en se situant à 409 ktep et ce suite à la hausse de la demande en gaz naturel destinée à la production électrique de 18%. Cette hausse est expliquée par le recours au fuel durant janvier 2015 en substituant partiellement le gaz naturel dans la production électrique contrairement à janvier 2016 où le mix électrique était basé sur le gaz naturel. Le secteur de la production électrique reste de loin le plus grand consommateur du gaz naturel et représente 68% de la demande totale en gaz naturel en janvier 2016 du fait que le parc de la production électrique est basé à hauteur de 97% sur le gaz naturel, contre 83% en janvier 2015.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande en gaz naturel a accusé une baisse de 6% pour se situer à 131 ktep. Suite à la baisse de la demande des clients MP-BP de 8% essentiellement due à la douceur des températures. Quant à la demande des clients HP, elle a enregistré une augmentation de 3%.



En ce qui concerne la consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP), elle s'est maintenue pratiquement au même niveau du mois de janvier de l'année écoulée (224,3 tep/GWh en janvier 2016 contre 224,1 tep/GWh en janvier 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 janvier				
		2010	2015	2016	Var (%)	TCAM (%)
		(1)	(2)	(3)	(3)/(2)	(3)/(1)
RESSOURCES	5215	704	483	491	2%	-6%
Pétrole ⁽¹⁾	2390	340	224	202	-10%	-8%
GPL primaire ⁽²⁾	233	11	21	23	9%	14%
Gaz naturel	2548	352	232	263	13%	-5%
<i>Production</i>	2231	226	198	192	-3%	-3%
<i>Redevance</i>	317	126	34	70	105%	-9%
Elec primaire	45	2	5	4	-24%	17%
DEMANDE	9263	678	797	763	-4%	2%
Produits pétroliers	4534	307	416	349	-16%	2%
Gaz naturel	4685	369	375	409	9%	2%
Elec primaire	45	1,5	5	4	-24%	17%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4048	26	-314	-271		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-4365	-99	-348	-342		

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

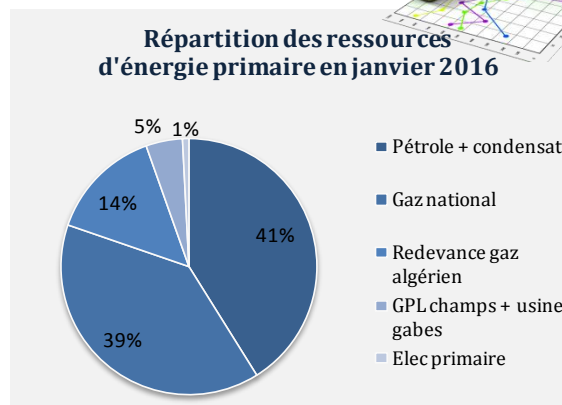
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

Les ressources d'énergie primaire ont atteint, au cours du mois de janvier 2016, 491 ktep contre 483 ktep en janvier 2015, enregistrant ainsi une augmentation de 2%. La production de pétrole a baissé de 10%, celle du gaz naturel de 3% et celle de GPL primaire de 9%.

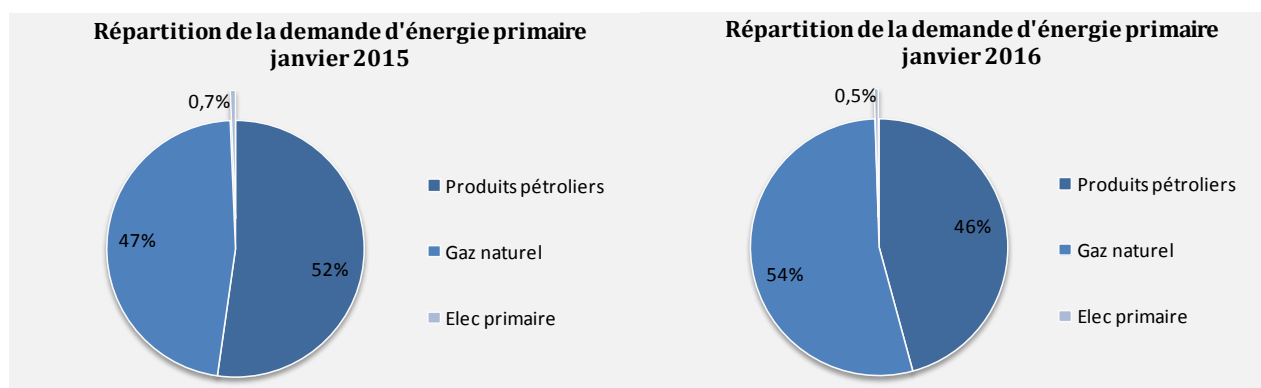


Les ressources d'énergie primaire restent dominées par le pétrole et le gaz national qui participent respectivement à hauteur de 41% et 39% de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (primaire) reste timide et ne représente que 1% des ressources primaires contre une augmentation de la part du forfait fiscal à 14%.



La demande d'énergie primaire a accusé une baisse de 4% entre janvier 2015 et janvier 2016 pour se situer à 763 ktep suite à la baisse de demande des produits pétroliers de 16%.

La répartition de la demande a considérablement changé entre janvier 2015 et janvier 2016, en effet, après être dominé par les produits pétroliers à janvier 2015 notamment suite à l'utilisation du fuel pour la production électrique, la prépondérance est revenue au gaz naturel à janvier 2016 avec un taux de couverture de 54%.



Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en janvier 2016, un déficit de 271 ktep contre un déficit de 314 ktep enregistré en janvier 2015. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à 64% en janvier 2016 contre 61% en janvier 2015.

Sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique en janvier 2016 sera de 55% pour un déficit de 342 ktep contre un taux d'indépendance énergétique de 56% en janvier 2015 qui correspond à un déficit de 348 ktep.

5 Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

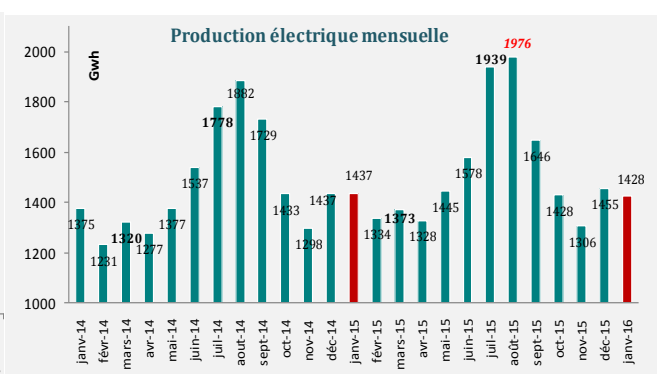
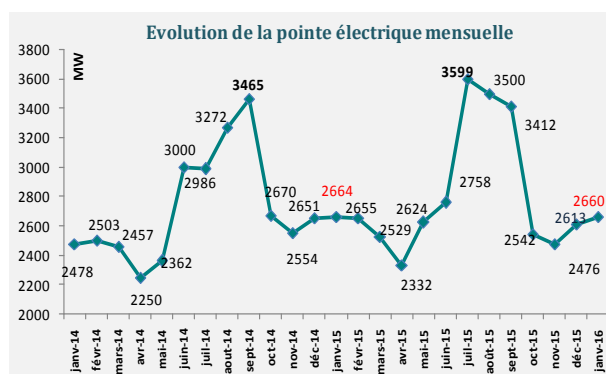
Unité : GWh

	Réalisé 2015	A fin janvier				
		2010 (1)	2015 (2)	2016 (3)	Var (%) (3)/(2)	TCAM (%) (3)/(1)
STEG	14 851	934	1 141	1121	-1,8%	3%
FUEL + GASOIL	874	1	175	0	-	-43%
GAZ NATUREL	13459	915	905	1075	19%	3%
HYDRAULIQUE	69	3	2	2	-21%	-8%
EOLIENNE	448	15	59	44	-24%	20%
IPP (GAZ NATUREL)	3314	219	291	307	5,2%	6%
ACHAT TIERS	91	7	5	0	-100%	-100%
PRODUCTION NATIONALE	18256	1 160	1 437	1 428	-0,7%	3,5%

*données des ventes du mois de janvier non encore disponibles

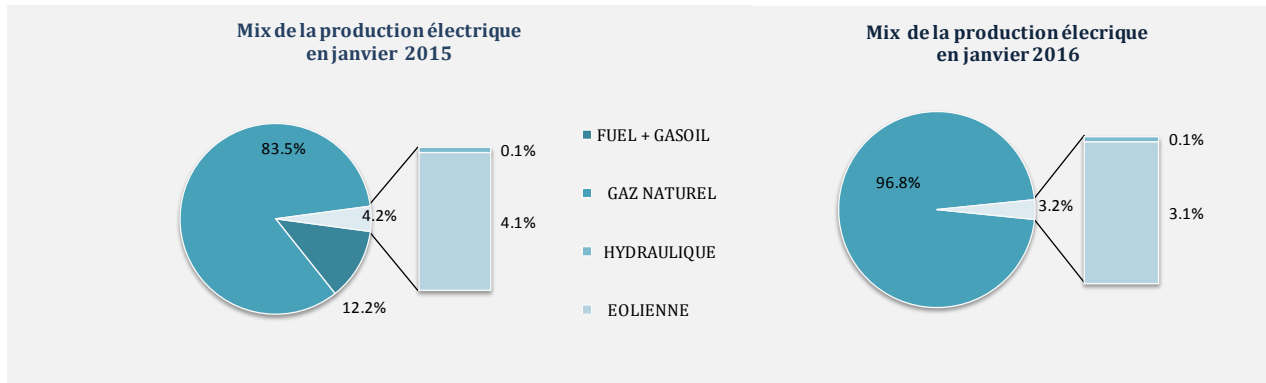
La production totale d'électricité a accusé une baisse de 0,7% entre janvier 2015 et janvier 2016 en se situant à 1428 GWh. La baisse de la production électrique peut être expliquée par les conditions climatiques qui ont limité le recours au chauffage contrairement à la saison hivernale précédente.

La pointe du mois de janvier 2016 s'est situé à 2660 MW, soit pratiquement le même niveau de janvier 2015 (2664 MW)

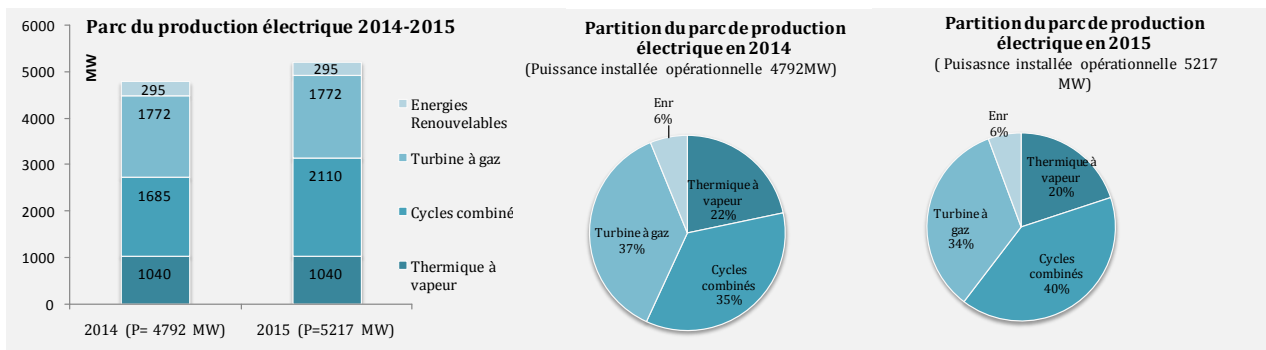


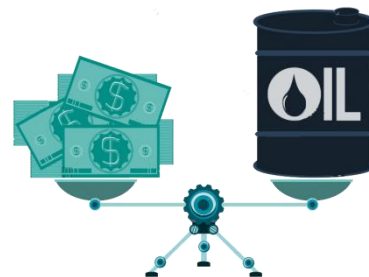


La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec 79% de la production nationale. L'électricité produite à partir du gaz naturel (STEG +IPP) a accusé une augmentation de 15%, contre une participation nulle du fuel dans le mix de la production électrique comme le montre les graphiques suivant :



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





EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin janvier			A fin janvier			A fin janvier		
	2015	2016	Var (%)	2015	2016	Var (%)	2015	2016	Var (%)
EXPORTATIONS									
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	25	138	450%	144	215	49%	89	105	17%
ETAP	22	102	367%	22	104	370%	14	44	223%
PARTENAIRES	3	36	1020%	3	37	1020%	2	21	817%
GPL Champs	8	7	-17%	9	8	-17%	5	4	-17%
ETAP	5	4	-17%	6	5	-17%	3	3	-17%
PARTENAIRES	3	2	-17%	3	3	-17%	2	1	-18%
PRODUITS PETROLIERS	106	57	-46%	107	58	-46%	66	31	-53%
Fuel oil (BTS)	63	35	-45%	62	34	-45%	36	17	-53%
Virgin naphta	43	23	-48%	45	23	-48%	30	15	-52%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				3	9	228%	2	4	115%
IMPORTATIONS									
PETROLE BRUT ⁽⁴⁾	64	63	-2%	620	613	-1%	443	314	-29%
PRODUITS PETROLIERS	383	319	-17%	373	321	-14%	257	198	-23%
GPL	42	34	-19%	47	38	-19%	37	28	-24%
Gasoiil ordinaire	68	114	67%	70	117	67%	62	65	4%
Gasoiil 50	33	51	53%	34	53	53%	32	35	8%
Jet ⁽³⁾	21	15	-30%	22	15	-30%	21	10	-51%
Essence Sans Pb	31	59	86%	33	61	86%	30	50	67%
Fuel oil (HTS) ⁽⁵⁾	113	7	-93%	110	7	-93%	60	2	-96%
Coke de pétrole	75	39	-47%	57	30	-47%	15	8	-49%
GAZ NATUREL				181	227	25%	140	84	-40%
Redevance totale ⁽²⁾				34	70	105%	0	0	-
Achat				147	156	6%	140,2	84	-40%

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

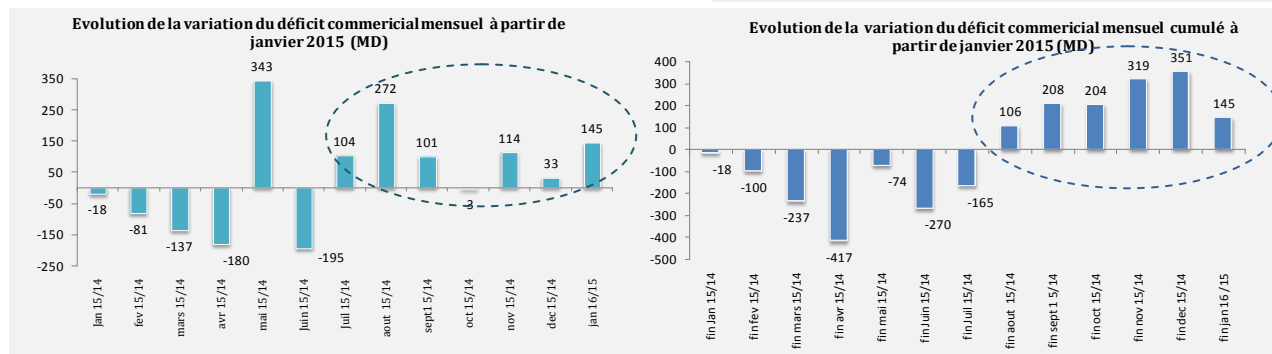
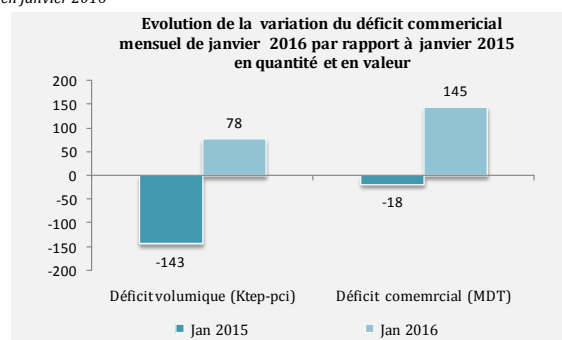
(2): la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG (87% en janvier 2016)+ redevance reçue en espèce et retournée (13% en janvier 2016)) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle

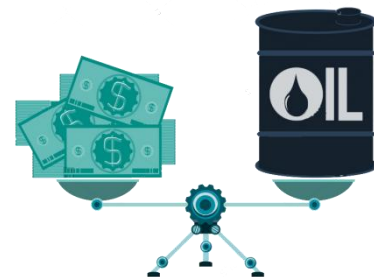
(3) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(4) Importation STIR à partir de 2015

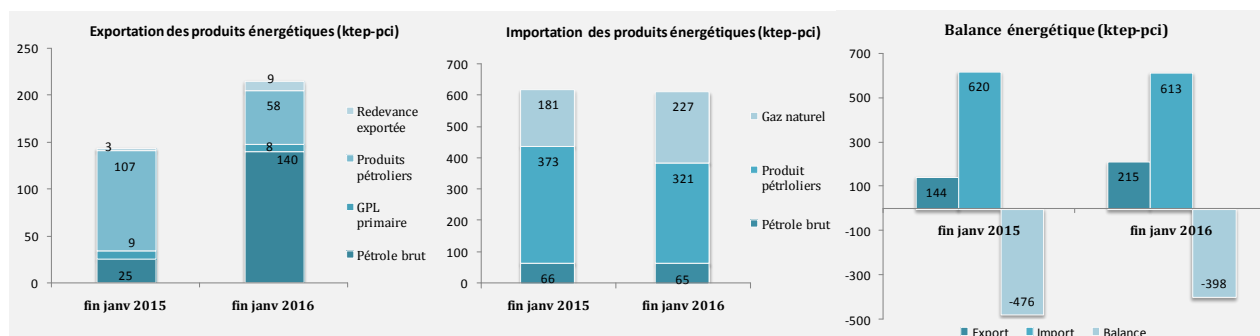
(5) la baisse de l'importation du fioul HTS du fait qu'il n'a pas été utilisé pour la production électrique en janvier 2016

Comme attendu, le déficit de la balance commerciale continu son amélioration. En affichant un recul important par rapport à la réalisation de janvier 2015 en quantité et surtout en valeur.

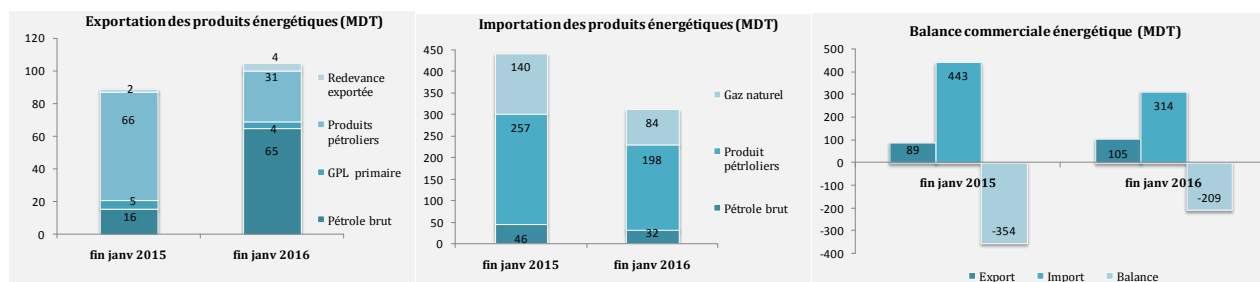




Les échanges commerciaux avec l'extérieur ont enregistré un recul du déficit en volume de 78 ktep en janvier 2016 soit un allègement du déficit volumique de 16% par rapport à janvier 2015. En effet, les importations ont diminué de 1% (y compris la redevance considérée comme importation à valeur nulle) alors que les exportations ont augmenté de 49%.



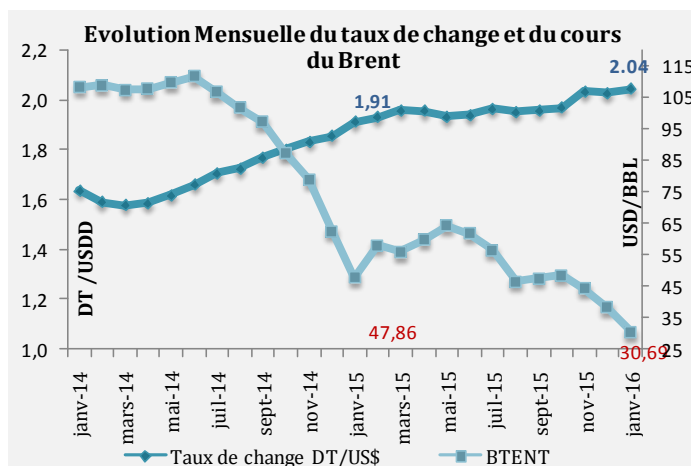
En valeur, les importations des produits énergétiques ont accusé une baisse de 29% contre une augmentation des exportations de 17%. Ainsi, le déficit commercial a enregistré en janvier 2016 une amélioration en valeur de 41%, soit 145 MDT, par rapport à janvier 2015.

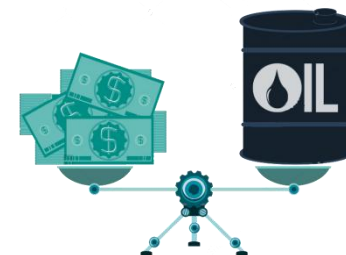


Par ailleurs, le cours du Brent poursuit sa baisse en début de cette année pour chuter de huit dollars par rapport à décembre 2015 et 17 dollars par rapport à janvier 2015, le taux de change a accusé une légère dépréciation par rapport au mois de décembre 2015 (-0.7%) et le prix du gaz continue sa tendance baissière :

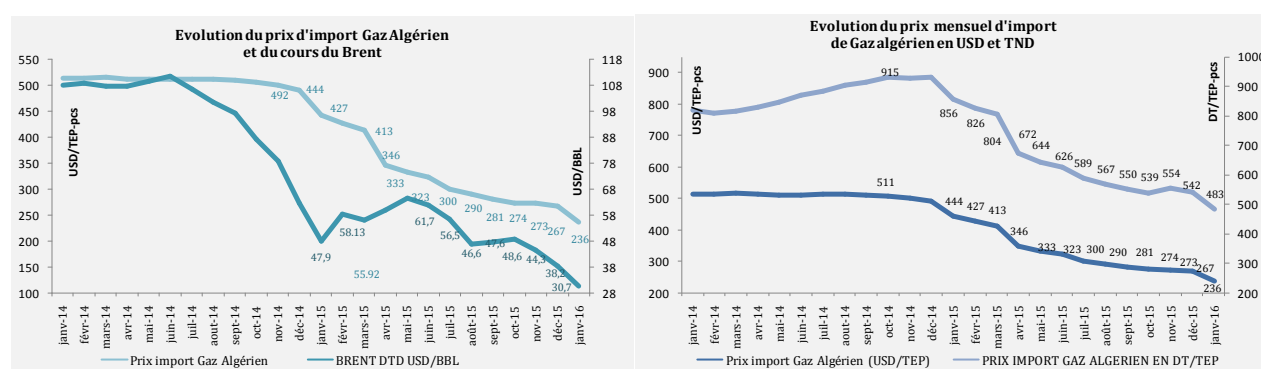
(+++) La baisse des cours moyens du Brent de 36 % entre janvier 2015 et janvier 2016.

(-) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de 7% entre janvier 2015 et 2016.





(+++)
La baisse du prix moyen du gaz algérien de 47% en \$ et de 44% en DT entre janvier 2015 et janvier 2016. Rappelons ici que Le prix du gaz algérien ne suit pas directement la tendance baissière des cours du Brent, en effet, le prix moyen du gaz algérien importé (\$ /tep) a baissé de 47% entre janvier 2015 et 2016 contre une baisse du Brent (\$ /bbl) de 36%: 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 mois de janvier 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 17% en quantité et ont chuté de 23% en valeur. La baisse des quantités importés des produits pétroliers revient à la chute des importations de fioul du fait qu'il n'a pas été utilisé pour la production électrique en janvier 2016.

(+++)
Augmentation des exportations de 49% en quantité et de 17% en valeur. Cette augmentation revient à l'augmentation des exportations de pétrole brut pour des raisons logistiques, cette hausse ne va pas continué au fil des mois en tenant compte des prévisions de maintien de la production plus ou moins au même niveau de l'année dernière et en tenant compte aussi de l'augmentation des quantités de brut local destinées au raffinage cette année après l'arrêt de la STIR, pour maintenance pendant plus de deux mois pour maintenance, l'année dernière.

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
kbbbl/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.