

REPUBLIQUE TUNISIENNE
MINISTRE DE L'ENERGIE, DES MINES
ET DES ENERGIES RENOUVELABLES
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des Mines

CONJONCTURE ÉNERGÉTIQUE

Rapport mensuel, octobre 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 dix premiers mois de 2017

Les cours internationaux

- Prix moyen mensuel du Brent : **57.4 \$/bbl** en octobre 2017, **56\$/bbl** en septembre 2017, **50\$/bbl** en octobre 2016.

Exploration et développement

- Nombre total de permis : 21 à fin octobre 2017 contre 26 à fin octobre 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 **37,9** mille barils/j à fin octobre 2017 contre **46** mille barils/j à fin octobre 2016.
- Baisse de la production de **18%** à fin octobre 2017 par rapport à fin octobre 2016.

Gaz naturel

- **5,7** millions de m³/j à fin octobre 2017 contre **6** millions de m³/j à fin octobre 2016.
- Légère hausse du forfait fiscal sur le transit du gaz d'origine algérienne de **0,3%** entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 dont 79% est perçue en nature (cédé à la STEG).

Bilan d'énergie primaire

- Baisse des ressources disponibles à fin octobre 2017 par rapport à fin octobre 2016 (-11%).
- Hausse de la demande d'énergie primaire de **6%** à fin octobre 2017 par rapport à fin octobre 2016.
- Hausse du déficit du bilan d'énergie primaire : **4** Mtep-pci à fin octobre 2017 contre **3,1** Mtep à fin octobre 2016.
- Dégradation du taux d'indépendance énergétique : **49%** à fin octobre 2017 contre **58%** à fin octobre 2016.

Demande de produits pétroliers

- Hausse de la demande de produits pétroliers de **7%**, notamment de l'essence (+11%), de gasoil (+8%) et du Jet (+18%).

Demande de gaz naturel

- Hausse de la demande totale de gaz naturel entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 (4%): 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 (**4%**) à fin octobre 2017 par rapport à fin octobre 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 **47%** et des exportations de **9%** : le déficit de la balance commerciale énergétique a atteint **3547 MD**, soit **une aggravation de 76%**.

Exploration et développement



| | Réalisé 2016 | octobre | | A fin octobre | |
|-----------------------|-----------------|---------|------|---------------|------|
| | | 2016 | 2017 | 2016 | 2017 |
| Nb de permis octroyés | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Nb permis abandonnés | 5 | 0 | 2 | 5 | 5 |
| Nb total des permis | 26 | 26 | 21 | 26 | 21 |
| Nb de forages explo. | 3 | 1 | 0 | 3 | 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 octobre 2017, est de **21** dont **20** permis de recherche et un permis de prospection, couvrant une superficie totale de 59 993 km², et **57 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.
- L'arrivée à l'échéance du permis de recherche « **Nord Mednine** » en octobre 2017.
- L'Annulation du Permis de recherche « Ksar Hdada », en octobre 2017.
- L'octroi d'une nouvelle concession d'exploitation « **Sondes**»: l'arrêté a été publié en octobre 2017 (Jort n° 83 du 17 octobre 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 octobre 2017, de 85 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 octobre 2017.



Production des hydrocarbures

2-1 Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS

Unité : kt et ktep

| Champ | Réalisé 2016 | A fin octobre | | |
|--|-----------------|---------------|--------------|---------------|
| | | 2016 | 2017 | Var (%) |
| Ashtart | 293 | 252 | 189 | -25% |
| Hasdrubal | 272 | 226 | 208 | -8% |
| El borma | 262 | 217 | 193 | -11% |
| Adam | 194 | 164 | 105 | -36% |
| El Hajeb/Guebiba | 117 | 98 | 92 | -6% |
| Cherouq | 120 | 104 | 74 | -29% |
| Cercina | 62 | 50 | 81 | 62% |
| Ouedzar | 98 | 81 | 54 | -34% |
| Franig/Bag/Tarfa | 111 | 95 | 41 | -57% |
| M.L.D | 63 | 48 | 53 | 10% |
| Miskar | 89 | 75 | 71 | -5% |
| Barka | 66 | 56 | 27 | -53% |
| Maamoura | 37 | 27 | 51 | 87% |
| Bir Ben Tartar | 52 | 44 | 32 | -27% |
| Autres | 333 | 281 | 224 | -20% |
| TOTAL pétrole (kt) | 2 168 | 1 819 | 1 494 | -17,9% |
| TOTAL pétrole (ktep) | 2 221 | 1 863 | 1 530 | -17,9% |
| TOTAL pétrole et Condensat (kt) | 2 197 | 1 844 | 1 511 | -18,0% |
| TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep) | 2 251 | 1 889 | 1 548 | -18,1% |
| GPL Primaire | | | | |
| TOTAL GPL primaire (kt) | 233 | 194 | 165 | -15% |
| TOTAL GPL primaire (ktep) | 255 | 212 | 180 | -15% |
| Pétrole + Condensat + GPL primaire | | | | |
| TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt) | 2 429 | 2 038 | 1 676 | -17,7% |
| TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep) | 2 505 | 2 101 | 1 728 | -17,8% |

La production nationale de pétrole brut s'est située à 1494 kt à fin octobre 2017 accusant ainsi une baisse de 18% par rapport à fin octobre 2016.

Cette baisse revient principalement à la diminution de la production des champs suivants : Ashtart (-25%), Adam (-36%), Franig B.T. (-57%), Cherouq (-29%), Baraka (-53%) et El Borma (-11%).

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.

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.

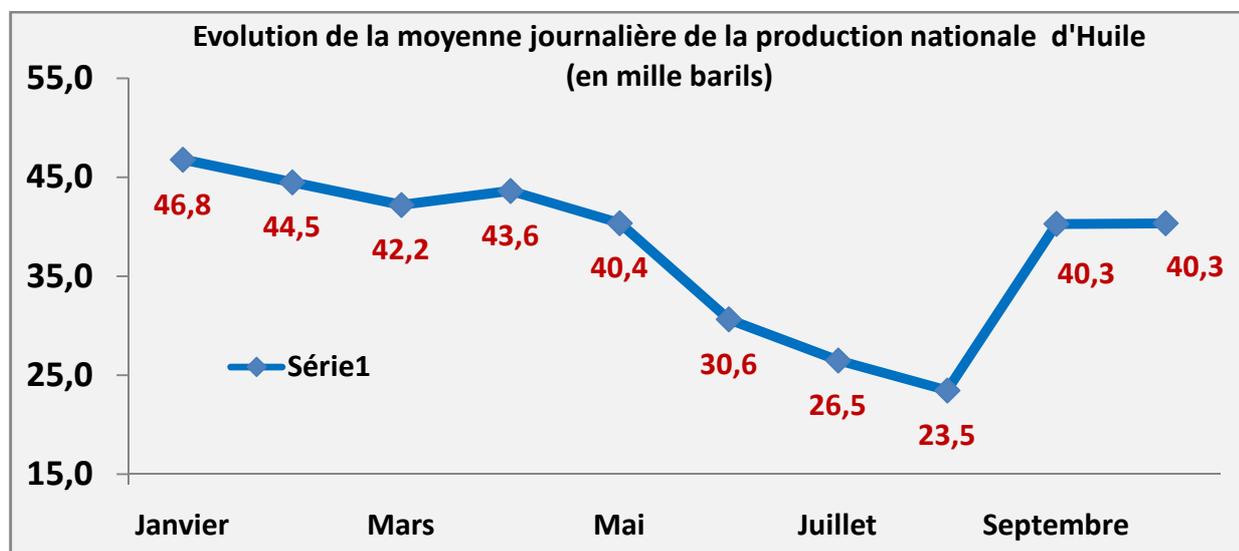
Le 16 juin 2017, un accord avec les protestataires d'el Kamour a été conclu et reprise progressive de la production dans les champs susmentionnés.

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 normal 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.

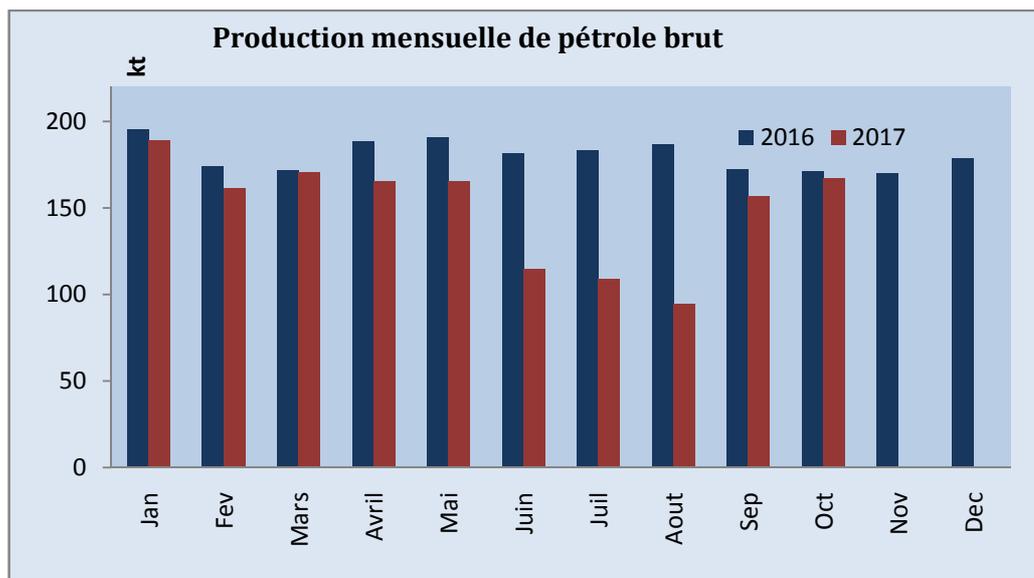
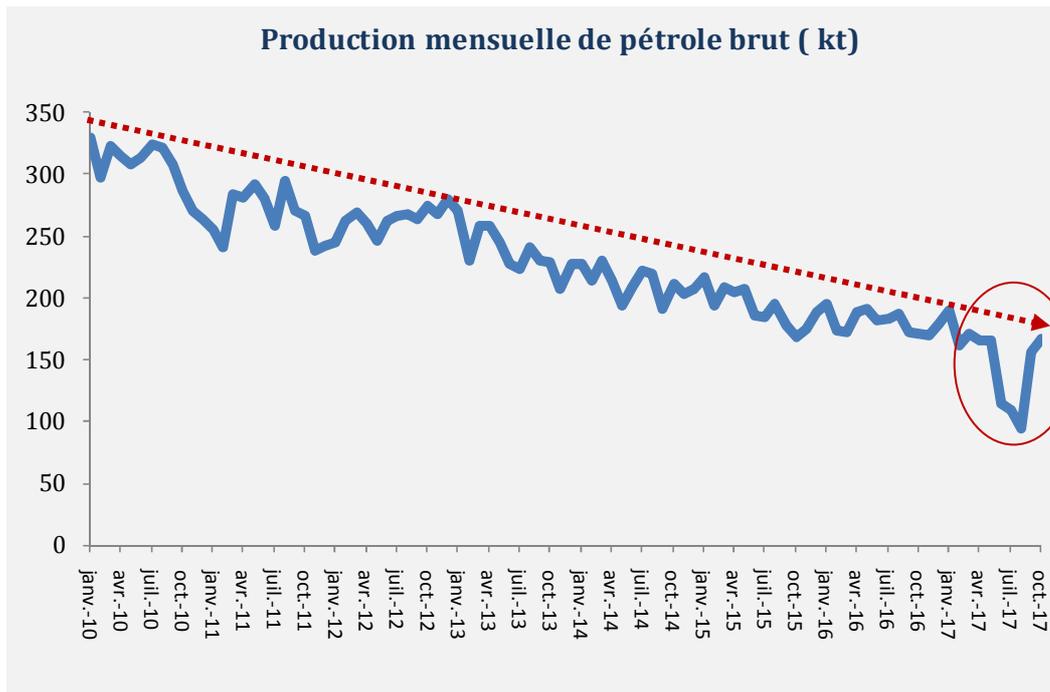
Par ailleurs, la production du champ Chergui a repris le 25 mai 2017. Un arrêt général s'est produit, depuis le 14/12/2016 suite à l'atteinte de la capacité de stockage maximale dans le champ et le blocage du transport de brut par les sit-inneurs.

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

- ✓ Cercina (+62%) reprise de la production à fin 2016 dans plusieurs puits suite à la réalisation d'un programme de W.O.
- ✓ MLD (+10%) 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 (87%) 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.
- ✓ Ghrib : Mise en production le 24 octobre 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 du 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 du mois d'août 2017 et une reprise en septembre 2017 à 40,3 mille barils/j. la production en octobre a gardé le même niveau du mois de septembre 2017.

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 octobre | | | | |
|--|-----------------|---------------|--------------|--------------|--------------------|-------------------|
| | | 2010 (1) | 2016 (2) | 2017 (3) | Var (%) (3)/(2) | TCAM%) (3)/(1) |
| <i>Unité : ktep-pci</i> | | | | | | |
| PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL | 2 799 | 3 300 | 2 267 | 2 174 | -4% | -6% |
| Production nationale | 1 969 | 2 338 | 1 615 | 1 519 | -5,9% | -6% |
| <i>Miskar</i> | 639 | 1 141 | 533 | 503 | -6% | -11% |
| <i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)} | 334 | 279 | 276 | 218 | -21% | -3% |
| <i>Gaz Chergui</i> | 75 | 201 | 46 | 105 | 128% | -9% |
| <i>Hasdrubal</i> | 695 | 413 | 577 | 548 | -5% | 4% |
| <i>Maamoura et Baraka</i> | 62 | 28 | 43 | 68 | 60% | - |
| <i>Franig B. T. et Sabria</i> ⁽²⁾ | 164 | 277 | 140 | 76 | -46% | -17% |
| Redevance totale (Forfait fiscal) | 830 | 962 | 652 | 655 | 0,3% | -5% |
| Achats | 2 249 | 810 | 1 983 | 2 057 | 4% | 14% |
| <i>Unité : ktep-pcs</i> | | | | | | |
| PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL | 3 110 | 3 666 | 2 519 | 2 415 | -4% | -6% |
| Production nationale | 2 188 | 2 597 | 1 794 | 1 688 | -6% | -6% |
| <i>Miskar</i> | 710 | 1 268 | 593 | 559 | -6% | -11% |
| <i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)} | 371 | 310 | 307 | 243 | -21% | -3% |
| <i>Gaz Chergui</i> | 83 | 223 | 51 | 117 | 128% | -9% |
| <i>Hasdrubal</i> | 773 | 459 | 641 | 608 | -5% | - |
| <i>Maamoura et Baraka</i> | 69 | 31 | 47 | 76 | 60% | - |
| <i>Franig B. T. et Sabria</i> ⁽²⁾ | 183 | 307 | 156 | 84 | -46% | -17% |
| Redevance totale (Forfait fiscal) | 922 | 1 069 | 725 | 727 | 0,3% | -5% |
| Achats | 2 499 | 900 | 2 203 | 2 286 | 4% | 14% |

(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

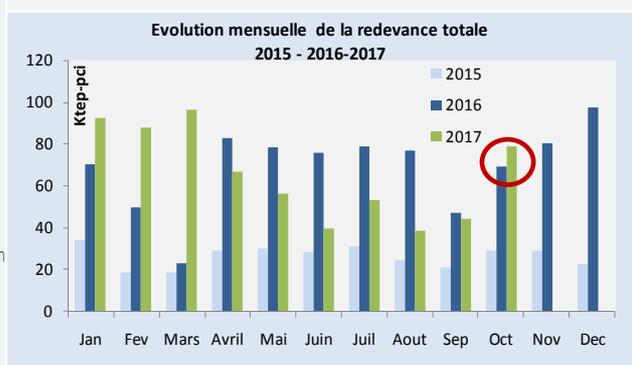
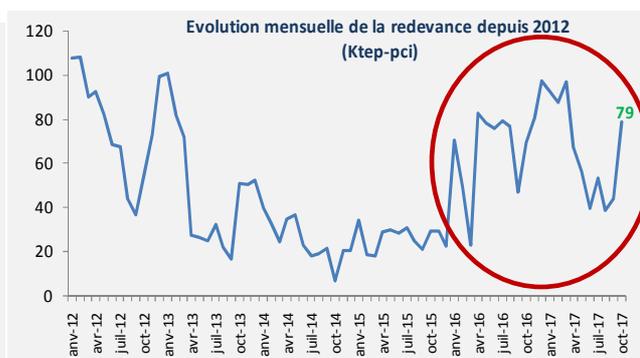
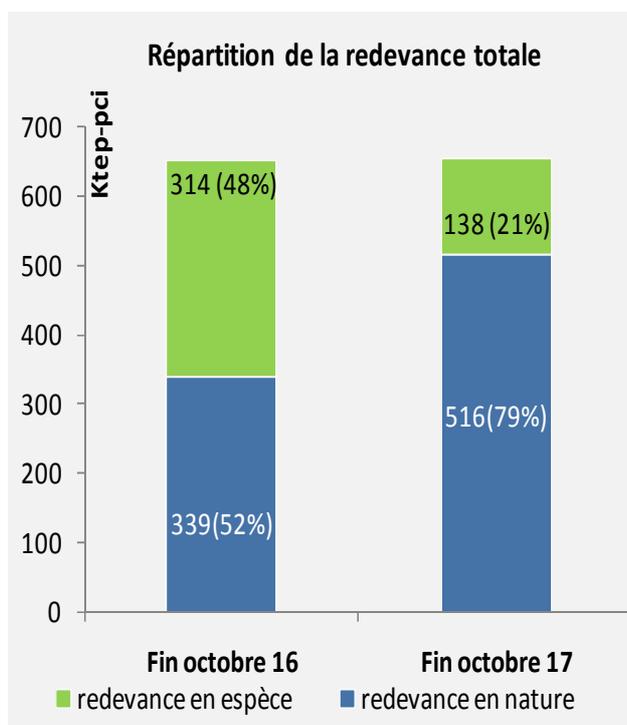
Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint 2174 ktep, à fin octobre 2017, enregistrant ainsi une baisse de 4% par rapport à l'année précédente suite à la diminution de la production de 6%. Il convient de noter :

- ✓ Champs Franig-Baguel-Tarfa et Sabria : baisse de la production de 46% : 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 21%, la fermeture de la vanne PK666 a engendré l'arrêt de la production au niveau de Adam, Oued-Zar/Hammouda, Cherouq, 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 6%.
- ✓ Champ Hasdrubal : baisse de la production de 5% suite à l'arrêt de la production du 23 au 28 octobre pour une opération de maintenance planifiée et la réduction de la production du 9 au 18 octobre pour une opération d'acquisition des paramètres du fond du puits.
- ✓ Champs Maamoura et Baraka : hausse de la production de 60% 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 augmentation du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne de 0.3% entre fin octobre 2017 par rapport à fin octobre 2016. A signaler que la redevance mensuelle à enregistré une baisse durant les 6 derniers mois par rapport à la même période de 2016. Elle a repris le chemin de la hausse courant du mois d'octobre 2017.

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.

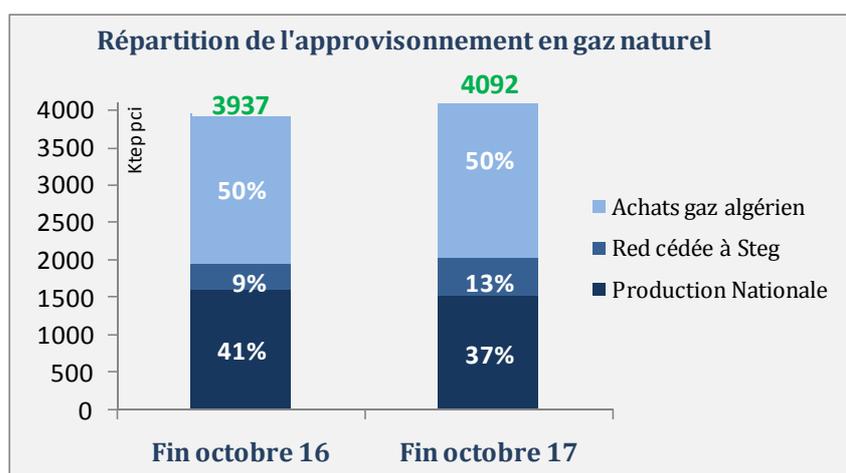


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de 4%, entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017, pour se situer à 2057 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% entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 pour se situer à 4092 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 9% à 13%.
3. Stabilité de la participation des achats du gaz algérien à hauteur de 50%.



3 Consommation d'hydrocarbures



III-1 Produits pétroliers

CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS (provisoire)

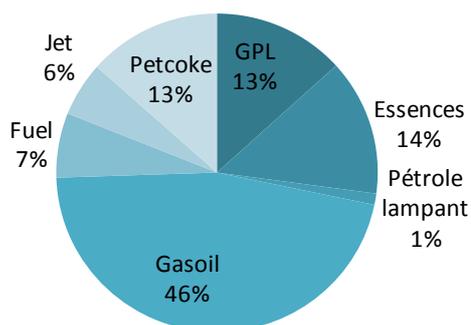
Unité : ktep

| | Réalisation en 2016 | A fin octobre | | | | |
|---|---------------------|---------------|-------------|-------------|--------------------|--------------------|
| | | 2010 (1) | 2016 (2) | 2017 (3) | Var (%) (3)/(2) | TCAM(%) (3)/(1) |
| GPL | 584 | 429 | 476 | 496 | 4% | 2% |
| Essences | 591 | 416 | 496 | 548 | 11% | 4% |
| Pétrole lampant | 51 | 52 | 41 | 40 | -3% | -4% |
| Gasoil | 2 016 | 1 572 | 1 659 | 1 791 | 8% | 2% |
| <i>Gasoil ordinaire</i> | 1 696 | 1 481 | 1 394 | 1 494 | 7% | 0% |
| <i>Gasoil S.S.</i> | 319 | 91 | 265 | 297 | 12% | 18% |
| Fuel | 280 | 308 | 235 | 239 | 2% | -4% |
| <i>STEG & STIR</i> | 30 | 6 | 27 | 24 | -9% | - |
| <i>Hors (STEG & STIR)</i> | 250 | 302 | 208 | 215 | 3% | -5% |
| Fuel gaz(STIR) | 2 | 2 | 2 | 5 | - | 13% |
| Jet | 226 | 221 | 198 | 233 | 18% | 1% |
| Coke de pétrole | 575 | 274 | 481 | 504 | 5% | 9% |
| Total | 4 324 | 3 275 | 3 588 | 3 857 | 7% | 2% |
| Cons finale (Hors STEG & STIR) | 4 292 | 3 267 | 3 560 | 3 828 | 8% | 2% |

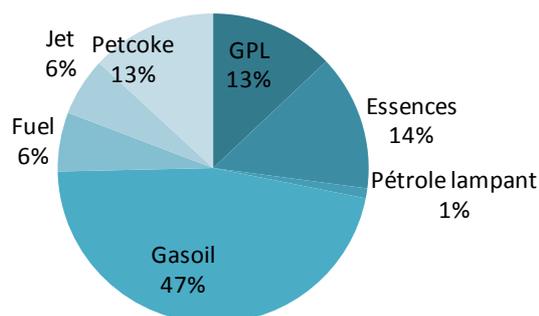
La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017, une hausse de 7% pour se situer à 3857 ktep. Cette augmentation est due principalement à l'accroissement de la demande du gasoil (8%) et de l'essence sans plomb (11%).

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

Fin octobre 2016

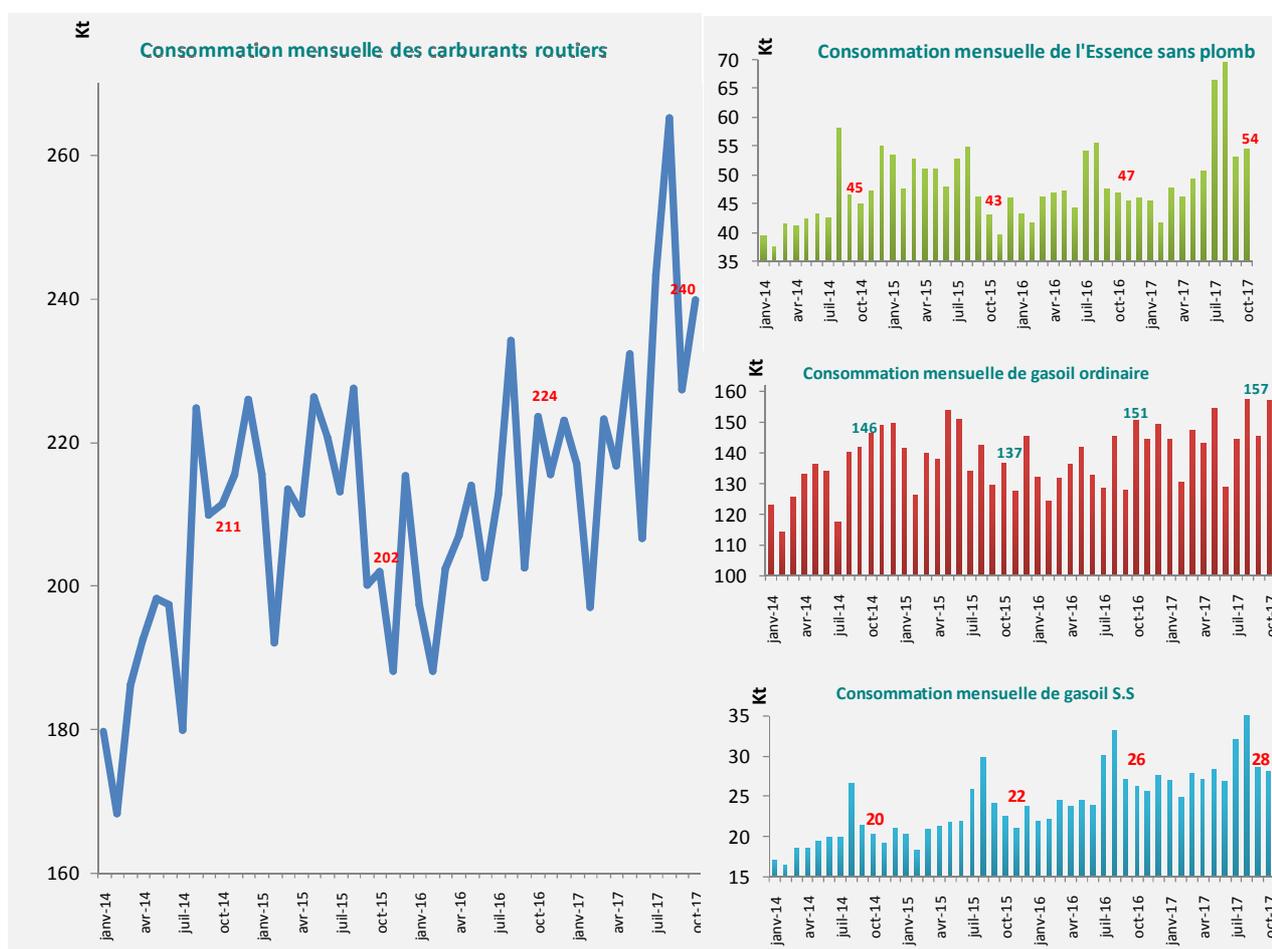


Fin octobre 2017

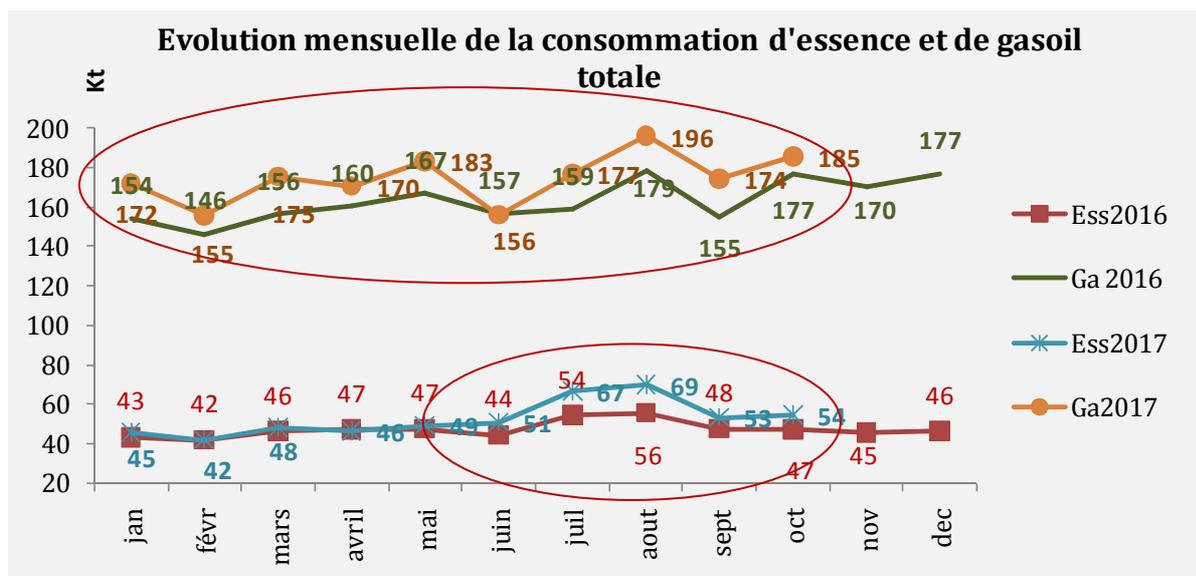


La consommation de carburants routiers à fin octobre 2017 a augmenté de 9% par rapport à fin octobre 2016. Elle représente 61% de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de gasoil ordinaire a augmenté de 7%, celle d'essence sans plomb de 11% et de gasoil sans soufre de 12%. 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 les saisons estivales. 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 octobre 2017.



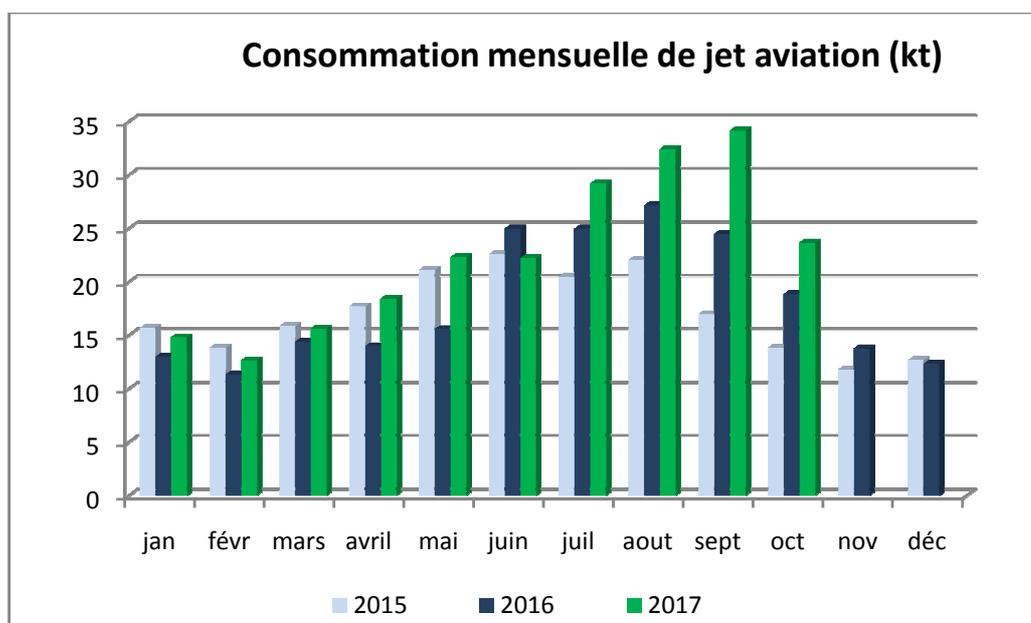
Le graphique suivant illustre l'évolution de la consommation mensuelle de carburants routiers entre 2016 et 2017.



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

La consommation de coke de pétrole a augmenté de 5% entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 (chiffres provisoires).

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 octobre | | | Remarques |
|-----------------------------------|----------------|-------------|--------------------|---|
| | 2016 (1) | 2017 (2) | Var (%) (2)/(1) | |
| | <i>en ktep</i> | | | |
| GPL | 21 | 21 | 3% | Couvre 4% de la demande en GPL (production STIR uniquement) |
| Essence Sans Pb | 21 | 83 | - | Reprise progressive en septembre 2016 après un arrêt de l'unité de plateforming depuis 2010 |
| Pétrole Lampant | 44 | 61 | 38% | Couverture totale de la demande en pétrole lampant |
| Gasoil ordinaire | 423 | 323 | -24% | Couvre 22 % de la demande en gasoil ordinaire |
| Fuel oil BTS | 369 | 320 | -13% | Produit destiné à l'exportation |
| Virgin Naphta | 221 | 97 | -56% | Produit destiné à l'exportation |
| White Spirit | 10,2 | 11,5 | 13% | Couverture totale de la demande en White Spirit |
| Total production STIR | 1100 | 904 | -18% | diminution du nombre de baril traité et du débit |
| Taux couverture STIR (3) | 29% | 23% | -18% | (3) en tenant compte de la totalité de la production |
| Taux couverture STIR (4) | 14% | 13% | -11% | (4) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local |
| Jours de marche du Topping | 258 | 242 | -6% | Arrets durant 2016 et 2017 pour maintenance |



III-2 Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

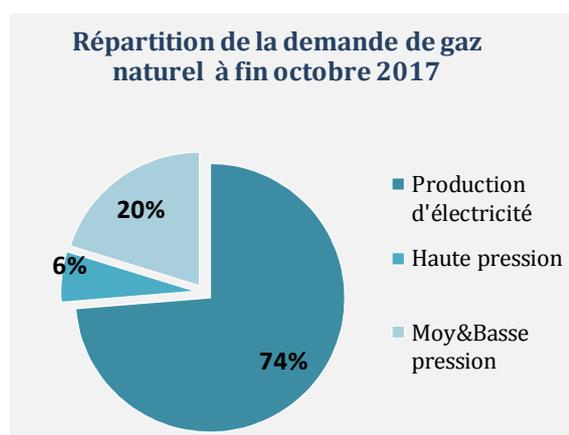
| | Réalisé 2016 | A fin octobre | | | Var (%) (3)/(2) | TCAM% (3)/(1) |
|--------------------------|-----------------|---------------|--------------|--------------|--------------------|------------------|
| | | 2010 (1) | 2016 (2) | 2017 (3) | | |
| <i>Unité : ktep-pci</i> | | | | | | |
| DEMANDE | 4 685 | 3 663 | 3 930 | 4 089 | 4,0% | 2% |
| Production d'électricité | 3 457 | 2 710 | 2 946 | 3 014 | 2% | 2% |
| Hors prod élec | 1 228 | 953 | 985 | 1 075 | 9% | 2% |
| Haute pression | 262 | 316 | 213 | 250 | 17% | -3% |
| Moy&Basse pression | 966 | 637 | 771 | 825 | 7% | 4% |
| <i>Unité : ktep-pcs</i> | | | | | | |
| DEMANDE | 5 205 | 4 070 | 4 367 | 4 543 | 4,0% | 2% |
| Production d'électricité | 3 841 | 3 011 | 3 273 | 3 348 | 2% | 2% |
| Hors prod élec | 1 365 | 1 059 | 1 094 | 1 195 | 9% | 2% |
| Haute pression | 291 | 351 | 237 | 278 | 17% | -3% |
| Moy&Basse pression | 1 073 | 708 | 857 | 917 | 7% | 4% |

La demande totale de gaz naturel a augmenté de 4% entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 se situant à 4089 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 1075 ktep suite à la hausse importante de la demande aussi

bien des clients moyenne et basse pression (7%) que des clients haute pression (17%).



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

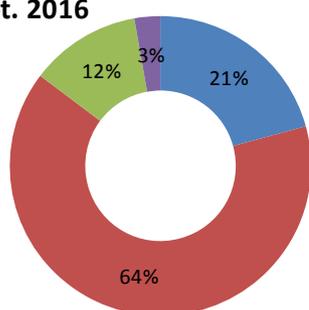
passer de 218 tep/GWh à 211 tep/ GWh sachant que même courant l'année dernière, la consommation spécifique s'est nettement améliorée.

En effet, la production d'électricité à partir de gaz naturel a augmenté de 4% alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique n'a augmenté que de 2% ce qui revient particulièrement à l'amélioration des performances des moyens de production électrique conséquence de l'optimisation de l'exploitation du parc électrique.

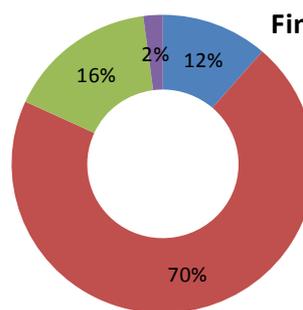
Nous avons noté une augmentation de 70% de la part des cycles combinés dans la production courant des neuf premiers mois de 2017* contre 64% courant la même période de 2016 suite à la participation accrue de la centrale cycle combiné de Ghannouch et de la centrale cycle combiné Sousse D dans la production 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

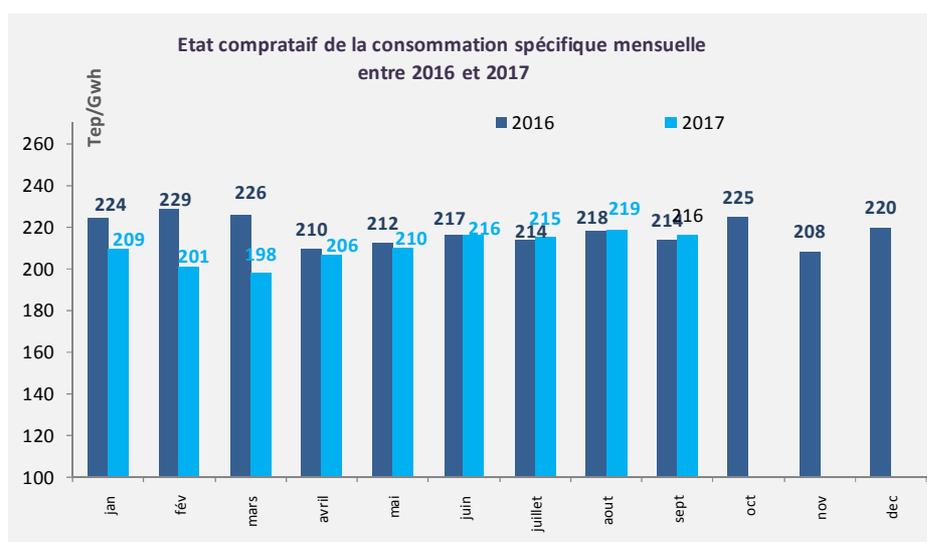


Fin sept 2017



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

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



* derniers chiffres disponibles

4 Bilan énergétique



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité : ktep-pci

| | Réalisé en 2016 | A fin octobre | | | | |
|--|--------------------|---------------|---------------|---------------|--------------------|---------------------|
| | | 2010 (1) | 2016 (2) | 2017 (3) | Var (%) (3)/(2) | TCAM (%) (3)/(1) |
| RESSOURCES | 5 349 | 6 714 | 4 407 | 3 934 | -10,7% | -7% |
| Pétrole ⁽¹⁾ | 2 251 | 3 236 | 1 889 | 1 548 | -18% | -10% |
| GPL primaire ⁽²⁾ | 255 | 165 | 212 | 180 | -15% | 1% |
| Gaz naturel | 2 799 | 3 300 | 2 267 | 2 174 | -4% | -6% |
| <i>Production</i> | 1 969 | 2 338 | 1 615 | 1 519 | -6% | -6% |
| <i>Redevance</i> | 830 | 962 | 652 | 655 | 0,3% | -5% |
| Elec primaire | 45 | 14 | 39 | 32 | -16% | 13% |
| DEMANDE | 9 054 | 6 951 | 7 557 | 7 978 | 6% | 2% |
| Produits pétroliers | 4 324 | 3 275 | 3 588 | 3 857 | 7% | 2% |
| Gaz naturel | 4 685 | 3 663 | 3 930 | 4 089 | 4,0% | 2% |
| Elec primaire | 45 | 14 | 39 | 32 | -16% | 13% |
| SOLDE | | | | | | |
| Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾ | -3 704 | -237 | -3 150 | -4 044 | | |
| Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾ | -4 534 | -1 199 | -3 802 | -4 699 | | |

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

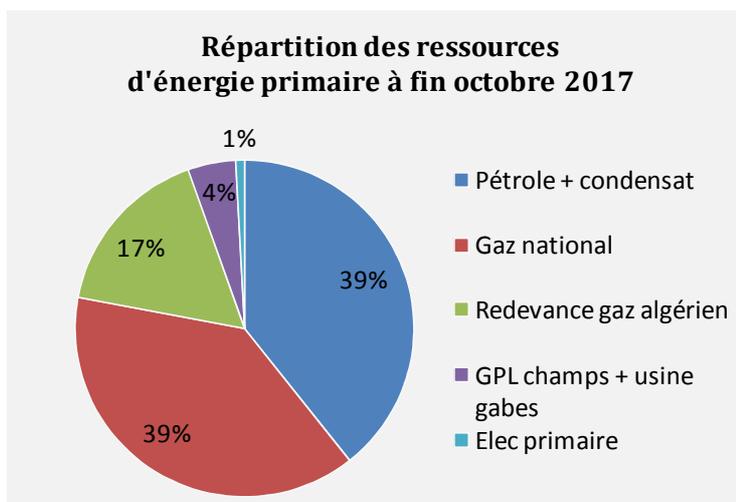
(2) GPL champs + GPL usine Gabes

(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

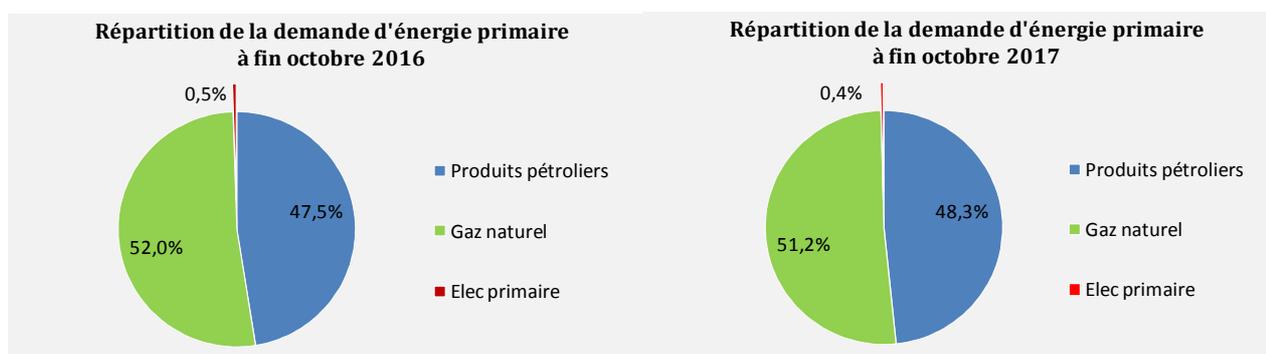
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 3934ktep à fin octobre 2017, enregistrant ainsi une baisse de 11% par rapport à la même période de l'année précédente à cause, surtout, de la baisse de la production de pétrole brut. La production de pétrole (y compris condensat) a baissé de 18%, celle du gaz naturel de 6%. La redevance du gaz algérien a enregistré, par contre, une légère hausse de 0,3%.

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 17%.



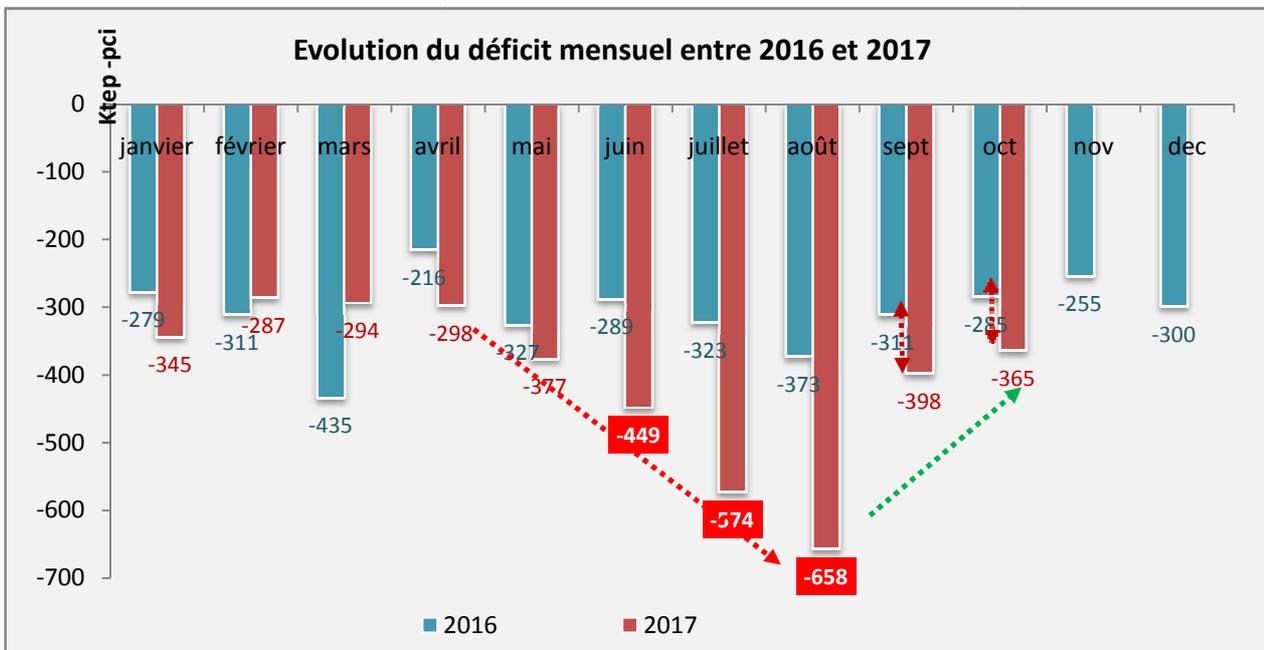
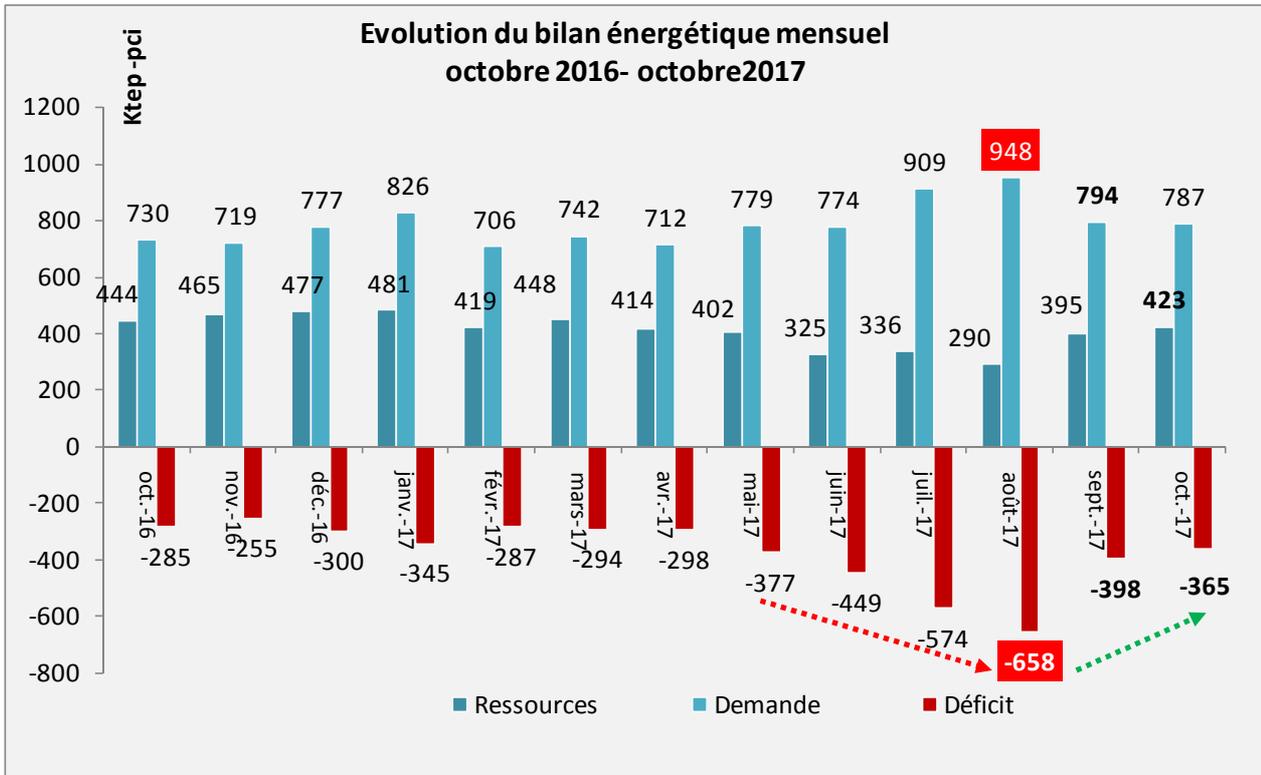
La demande d'énergie primaire a augmenté de 6% entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 pour se situer à 7978 ktep suite à la hausse de demande des produits pétroliers de 7% et de gaz naturel de 4%.

La répartition de la demande a peu changé en l'espace d'une année, en effet, le gaz naturel représente 51% à fin octobre 2017 contre 51% à fin octobre 2016.

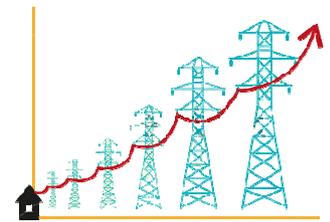


Avec comptabilisation de la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre 2017, un déficit de 4044 ktep contre 3150 ktep enregistré à fin octobre 2016. Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est dégradé d'avantage entre fin octobre 2016 et fin octobre 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 octobre 2016 à 41% à fin octobre 2017.



Electricité



PRODUCTION D'ELECTRICITE

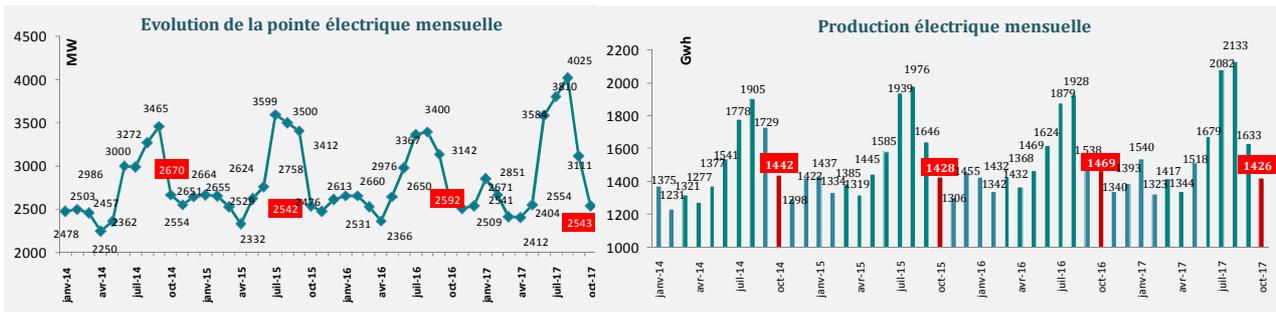
Unité : GWh

| | Réalisé 2016 | A fin octobre | | | | |
|-----------------------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|--------------------|---------------------|
| | | 2010 (1) | 2016 (2) | 2017 (3) | Var (%) (3)/(2) | TCAM (%) (3)/(1) |
| STEG | 14 806 | 9 823 | 12 678 | 13050 | 2,9% | 4% |
| FUEL + GASOIL | 1 | 3 | 1 | 1 | - | - |
| GAZ NATUREL | 14286 | 9660 | 12227 | 12671 | 4% | 4% |
| HYDRAULIQUE | 45 | 46 | 43 | 15 | -65% | -15% |
| EOLIENNE | 474 | 113 | 408 | 362 | -11% | 18% |
| IPP (GAZ NATUREL) | 3337 | 2657 | 2745 | 2971 | 8,2% | 2% |
| ACHAT TIERS | 71 | 66 | 57 | 76 | 33% | 2% |
| PRODUCTION NATIONALE | 18214 | 12 545 | 15 480 | 16 096 | 4% | 3,6% |

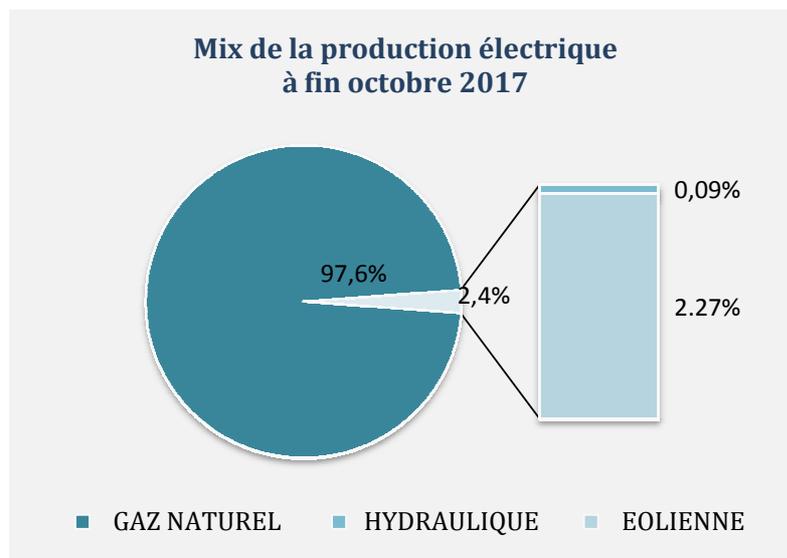
La production totale d'électricité a enregistré une hausse de 4% entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 se situant à 16096 GWh. Un record historique de pointe de 4025 MW a été enregistré le mercredi 9 août 2017 à 13h30 contre 3400 MW enregistrée le lundi 1^{er} août 2016 à 14h30, soit une hausse 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 11% liée à la baisse du potentiel de vent. De même, la production hydroélectrique a flanché de 65% 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 4%. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin octobre 2017.



6 Les échanges commerciaux



EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

| | Quantité (kt) | | | Quantité (ktep-PCI) | | | Valeur (MDT) | | |
|-----------------------------------|---------------|------|---------|---------------------|-------------|-------------|---------------|-------------|------------|
| | A fin octobre | | | A fin octobre | | | A fin octobre | | |
| | 2016 | 2017 | Var (%) | 2016 | 2017 | Var (%) | 2016 | 2017 | Var (%) |
| EXPORTATIONS | | | | 2401 | 1885 | -22% | 1527 | 1668 | 9% |
| PETROLE BRUT⁽¹⁾ | 1420 | 1230 | -13% | 1453 | 1260 | -13% | 975 | 1156 | 19% |
| ETAP | 877 | 743 | -15% | 897 | 761 | -15% | 614 | 699 | 14% |
| PARTENAIRES | 542 | 487 | -10% | 556 | 499 | -10% | 361 | 457 | 27% |
| GPL Champs | 59 | 53 | -9% | 65 | 59 | -9% | 33 | 47 | 42% |
| ETAP | 39 | 34 | -13% | 43 | 37 | -13% | 22 | 29 | 33% |
| PARTENAIRES | 20 | 20 | -2% | 22 | 22 | -2% | 11 | 18 | 61% |
| PRODUITS PETROLIERS | 567 | 430 | -24% | 570 | 428 | -25% | 384 | 396 | 3% |
| Fuel oil (BTS) | 335 | 323 | -3% | 328 | 316 | -3% | 203 | 278 | 37% |
| Virgin naphta | 233 | 107 | -54% | 242 | 111 | -54% | 181 | 118 | -35% |
| REDEVANCE GAZ EXPORTE | | | | 314 | 138 | -56% | 135 | 69 | -49% |
| IMPORTATIONS | | | | 6343 | 6579 | 3,7% | 3540 | 5216 | 47% |
| PETROLE BRUT⁽³⁾ | 760 | 635 | -16% | 777 | 649 | -16% | 564 | 631 | 12% |
| PRODUITS PETROLIERS | 3005 | 3286 | 9% | 2931 | 3218 | 10% | 2064 | 3231 | 57% |
| GPL | 290 | 330 | 14% | 320 | 365 | 14% | 243 | 384 | 58% |
| Gasoil ordinaire | 915 | 1107 | 21% | 940 | 1137 | 21% | 724 | 1280 | 77% |
| Gasoil S.S. ⁽⁷⁾ | 266 | 289 | 9% | 273 | 296 | 9% | 232 | 347 | 50% |
| Jet ⁽⁶⁾ | 203 | 215 | 6% | 210 | 223 | 6% | 196 | 280 | 43% |
| Essence Sans Pb | 455 | 439 | -4% | 475 | 458 | -4% | 450 | 594 | 32% |
| Fuel oil (HTS) | 204 | 222 | 9% | 199 | 218 | 9% | 97 | 166 | 72% |
| Coke de pétrole ⁽⁴⁾ | 673 | 684 | 2% | 513 | 521 | 2% | 121 | 179 | 48% |
| GAZ NATUREL | | | | 2635 | 2711 | 3% | 912 | 1355 | 49% |
| Redevance totale ⁽²⁾ | | | | 652 | 655 | 0% | 0 | 0 | - |
| Achat ⁽⁵⁾ | | | | 1983 | 2057 | 4% | 912,1 | 1355 | 49% |

(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

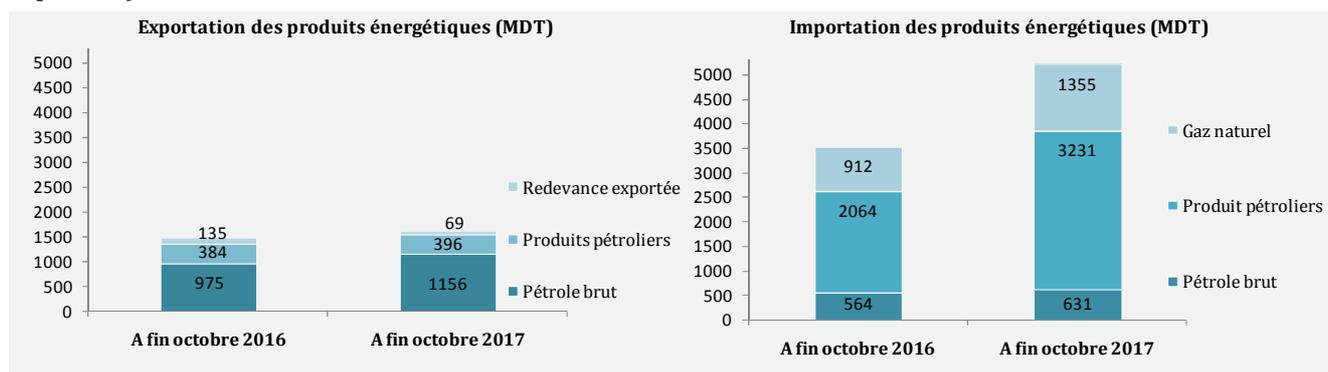
(4) chiffres provisoires pour 2017

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

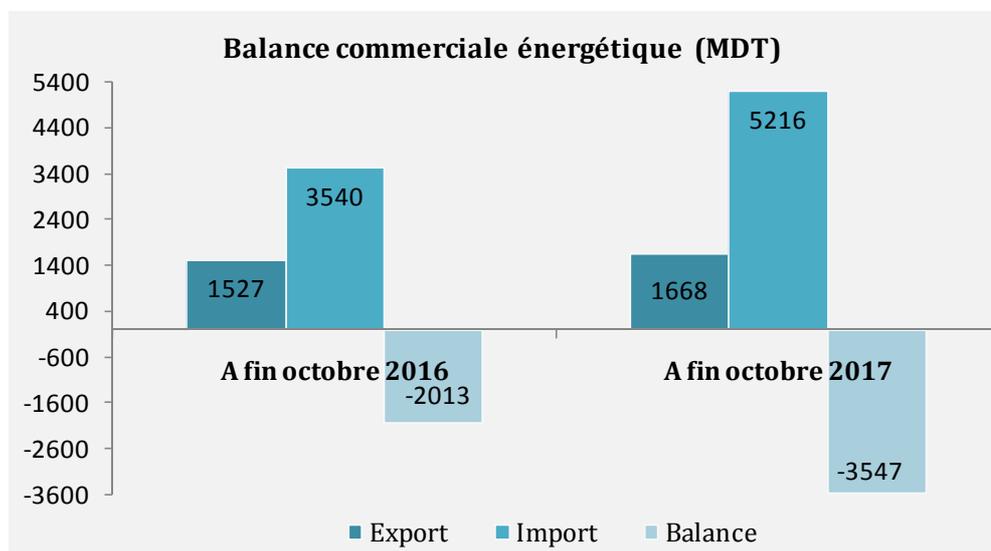
(6) y compris Jet importé par Total (données sur la valorisation indisponibles; valorisé au prix d'importation de la STIR)

(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

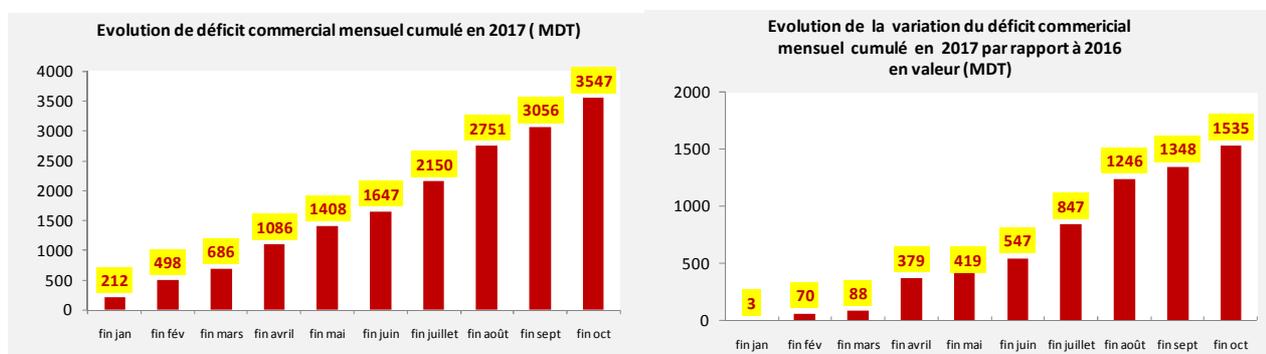
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une amélioration en valeur de 9% accompagné par une hausse des importations en valeur de 47%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de 2013 MDT à fin octobre 2016 à 3547 MDT à fin octobre 2017, soit une dégradation de 76% (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 3547 MD à fin octobre 2017.

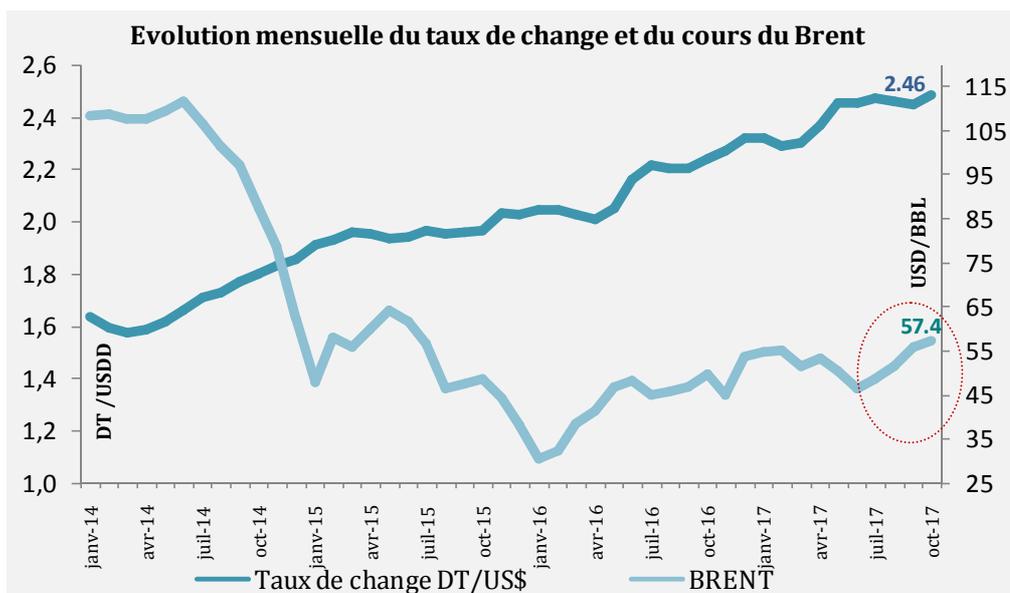


en plus, en calculant la variation de déficit mensuel cumulé en 2017 par rapport à l'année dernière, on constate une aggravation du déficit de mois en mois. Ce qui a eu comme conséquence une aggravation du déficit cumulé de 1535 MD à fin octobre 2017.



Le cours du Brent a enregistré courant de ce mois une hausse de 4 \$/bbl par rapport à septembre 2017 et une hausse de 8 \$/bbl par rapport à octobre 2016.

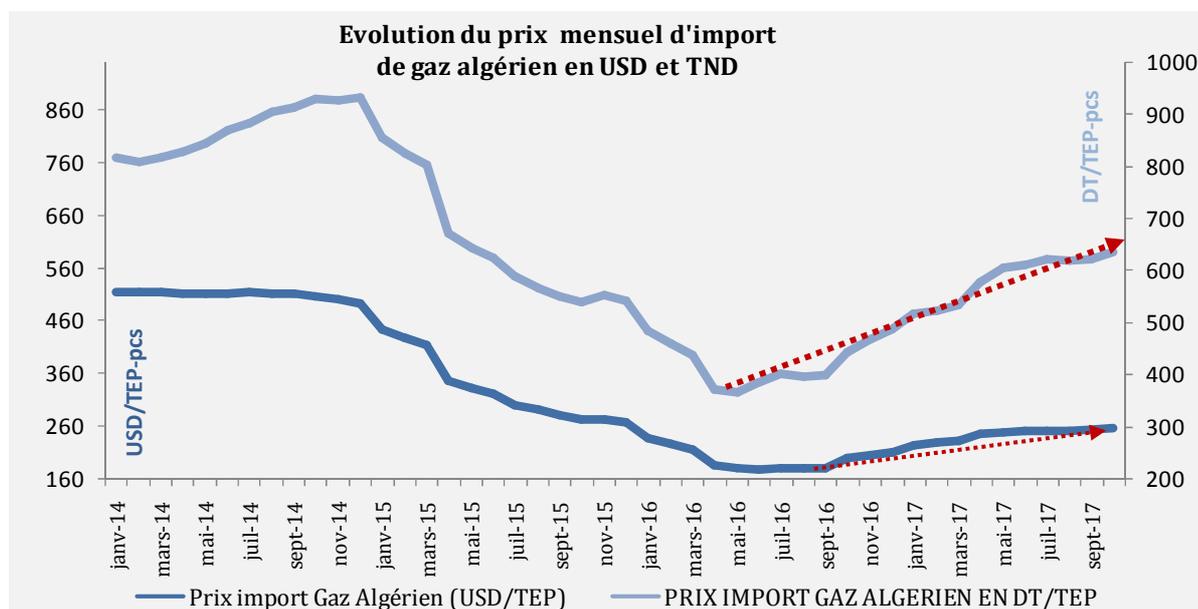
De même le taux de change a accusé une dépréciation par rapport à fin octobre 2016.



(---) La hausse des cours moyens du Brent de 19% entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017 : 42,5 \$/bbl contre 52,5 \$/bbl malgré la baisse observée surtout courant le mois de juin 2017 (46,5 \$/bbl).

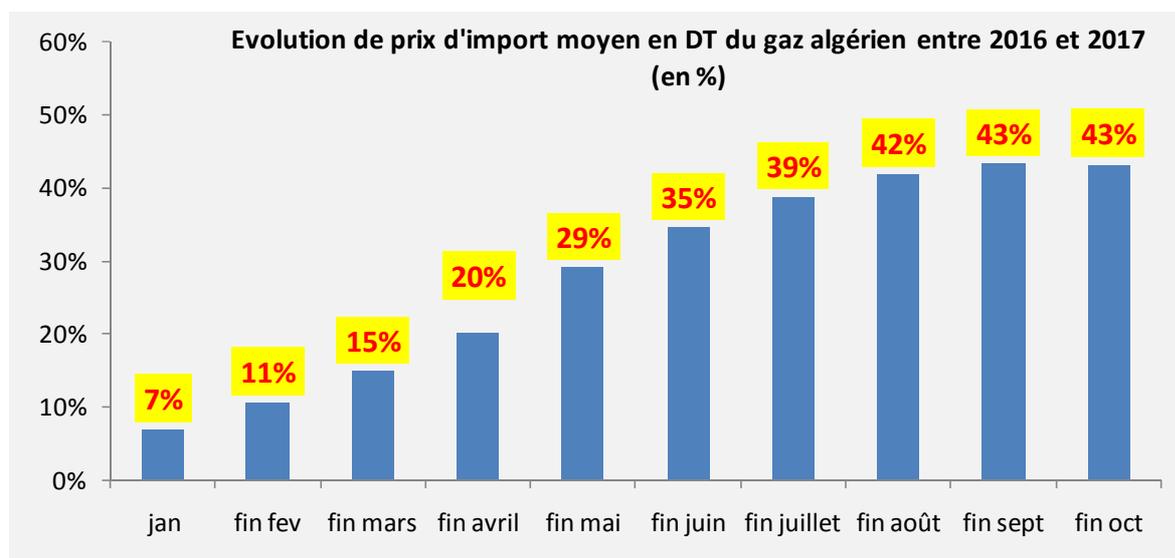
(--) Dépréciation du dinar tunisien par rapport au dollar des Etats Unis d'Amérique de 12% entre fin octobre 2016 et fin octobre 2017.

(---) La hausse du prix moyen du gaz algérien de 43% en DT et de 25% en \$ entre fin octobre 2016 et fin octobre 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 telque 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 10% 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 57%.

(--) la hausse des achats gaz algérien de 4% en quantité et de 49% en valeur.

(--) la baisse des quantités exportées de 22% notamment au niveau de pétrole brut (-13%) et des produits pétroliers (-25%) : 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 | 57,4 | 16% |
| 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)

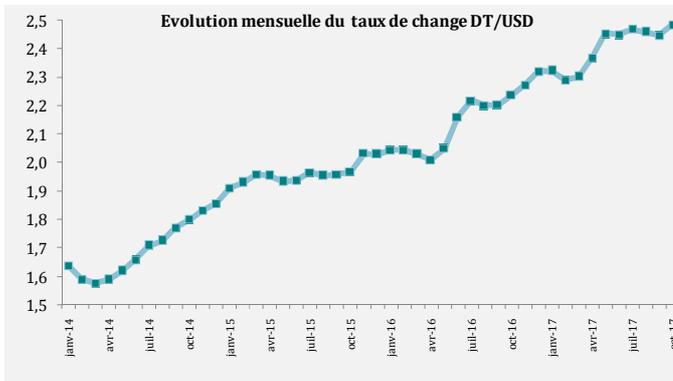


2- Taux de change

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 | 2,48 | 11% |
| 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 octobre 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

A fin octobre 2017

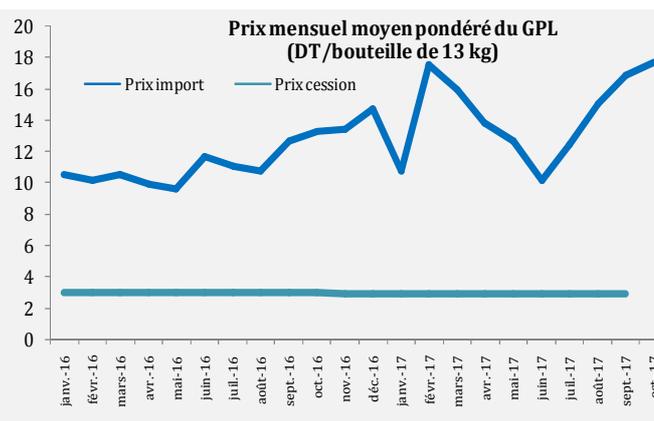
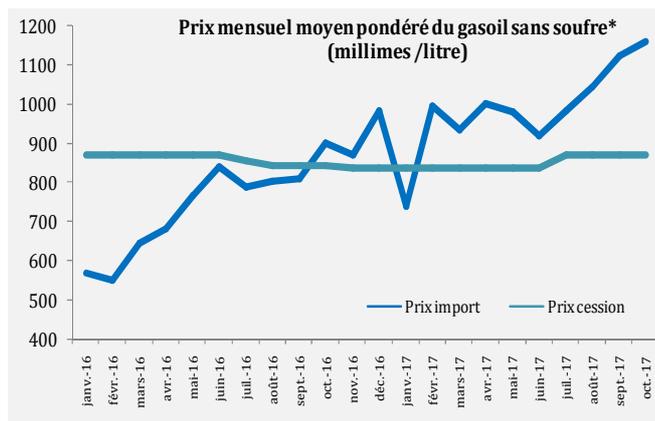
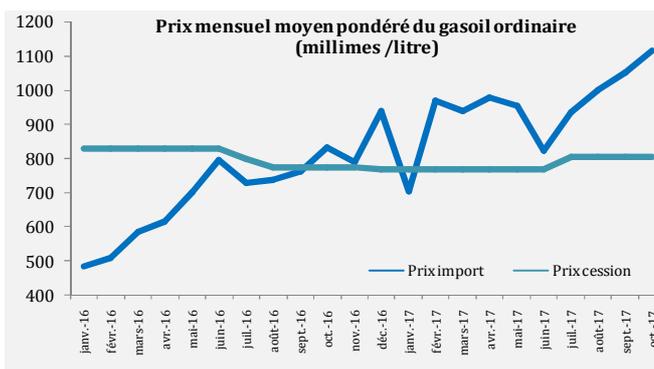
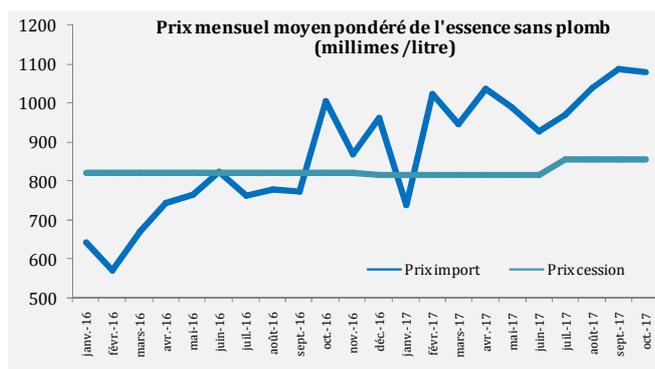
| | Unités | Prix import ⁽¹⁾ | Pcession ⁽²⁾ | Prix de vente ⁽³⁾ |
|--------------------------|----------------|----------------------------|-------------------------|------------------------------|
| Essence SSP | Millimes/litre | 1022 | 855 | 1750 |
| Gasoil ordianiare | Millimes/litre | 976 | 805 | 1230 |
| Gasoil S.S. | Millimes/litre | 1014 | 870 | 1510 |
| Fuel oil lourd (N°2) HTS | DT/ t | 748 | 400 | 510 |
| GPL | Millimes/ kg | 1166 | 224 | 569 |
| GPL (Bouteille 13kg) | DT/ Bouteille | 15,157 | 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 oct. 2017 |
|---|----|-------------------|------------------------|
| Prix d'importation Gaz Algérien | | 424,8 | 592,7 |
| 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.