REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des Mines

Conjoncture Energétique

Septembre 2026





Sommaire



Bilan et Economie d'Energie

1- Bilan d'énergie primaire

2- Echanges commerciaux

3- Prix de l'énergie

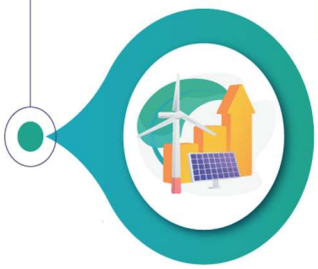


Hydrocarbures

1-Production d'hydrocarbures

2-Consommation d'hydrocarbures

3-Exploration et Développement



Electricité et Energies renouvelables

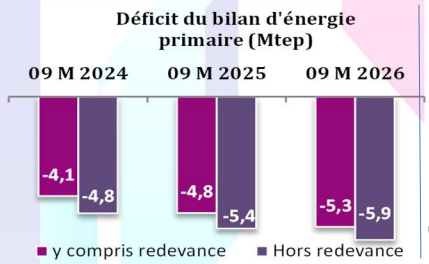
1-Electricité

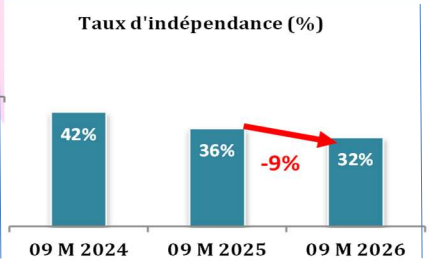
2-Energies Renouvelables

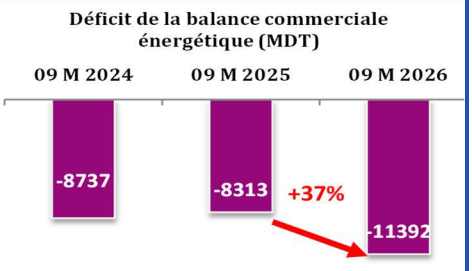
*Date de la publication : **12** novembre **2026***

Faits marquants du mois de septembre 2026

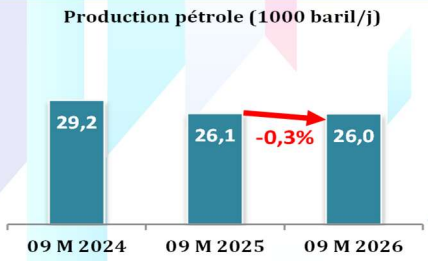
Bilan d'énergie et échanges commerciaux

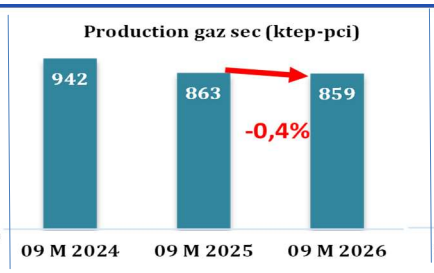


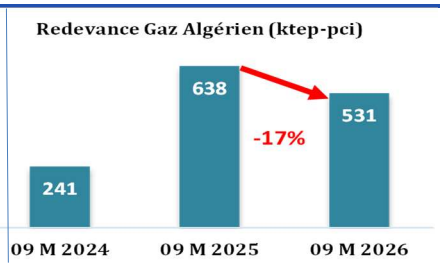




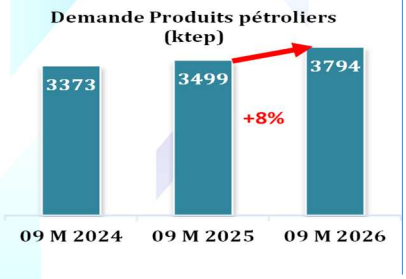
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien

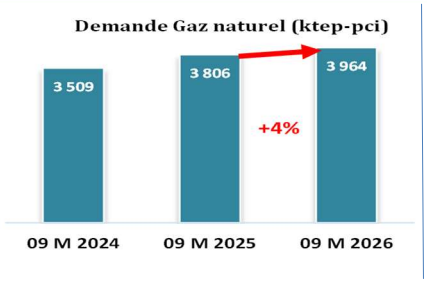


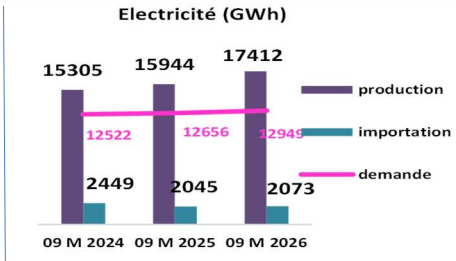




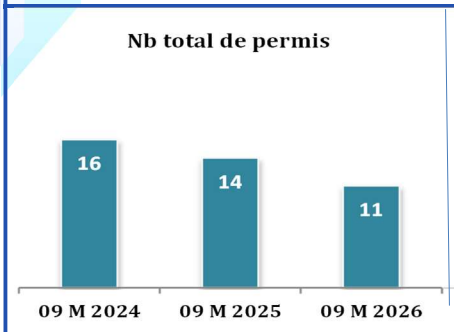
Demande des hydrocarbures et d'électricité

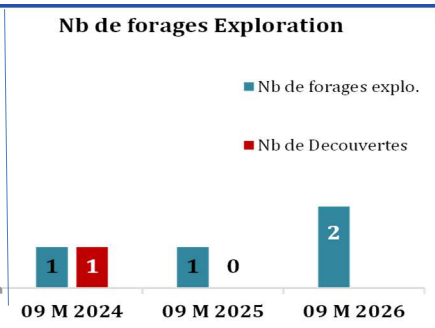


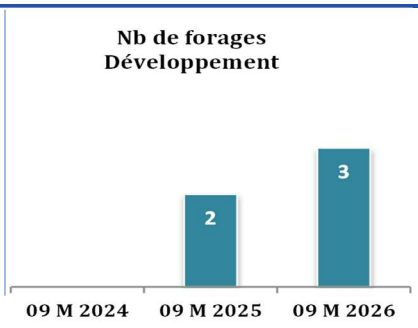




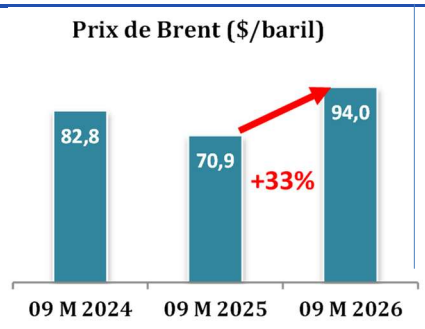
Exploration et développement

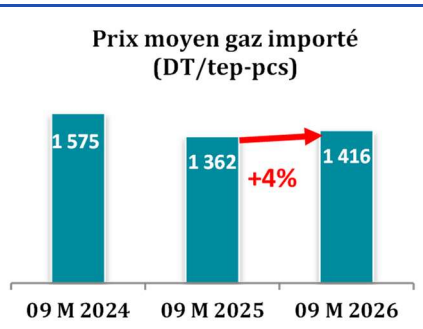


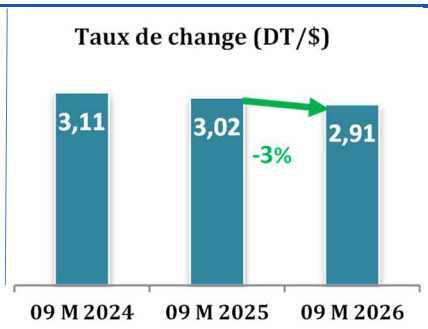




Prix et taux de change







Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2025	A fin septembre 2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	**3391**	**3982**	**2624**	**2549**	**-3%**	**-4%**
Pétrole [1](*)	1238	1848	951	947	-0,4%	*-6%*
GPL primaire [2](*)	131	183	98	87	-11%	-7%
Gaz naturel	1926	1915	1501	1390	-7%	*-3%*
Production	1133	*1680*	*863*	*859*	*-0,4%*	*-6%*
Redevance	793	*235*	*638*	*531*	*-17%*	*8%*
Elec primaire	96	36	74	123	66%	*12%*
DEMANDE	**9639**	**6841**	**7379**	**7881**	**7%**	**1%**
Produits pétroliers(*)	4702	3524	3499	3794	8%	0,7%
Gaz naturel	4842	3282	3806	3964	4%	2%
Elec primaire	96	36	74	123	66%	*12%*
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance [3]	**-6248**	**-2859**	**-4755**	**-5333**		
Sans comptabilisation de la redevance [4]	**-7041**	**-3094**	**-5393**	**-5864**		

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 (provisoire)

(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

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

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

(5) Importation d'electricité net = Electricté importé -Electricité exporté +Solde d'echange

(*) Données provisoires pour le mois de septembre 2026

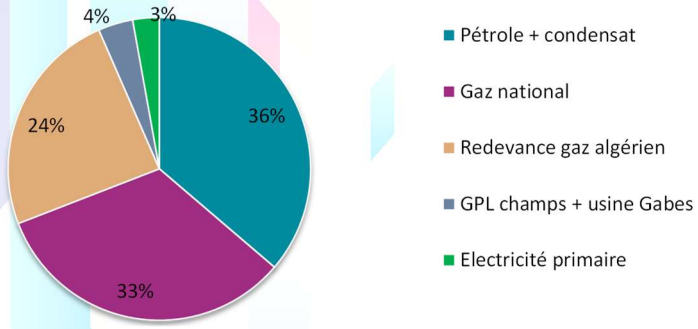
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.5** Mtep à fin septembre **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **3**% par rapport à la même période de l'année précédente. Cette baisse est due principalement à la diminution de la redevance du gaz algérien et de la production du GPL.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **71**% de la totalité des ressources d'énergie primaire.

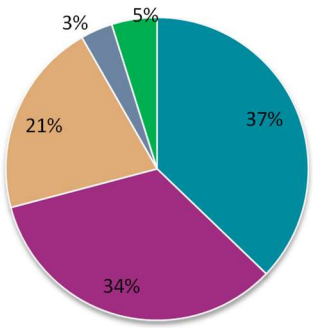
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **5**% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **17**% à fin septembre **2026** par rapport à fin septembre **2025**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2025

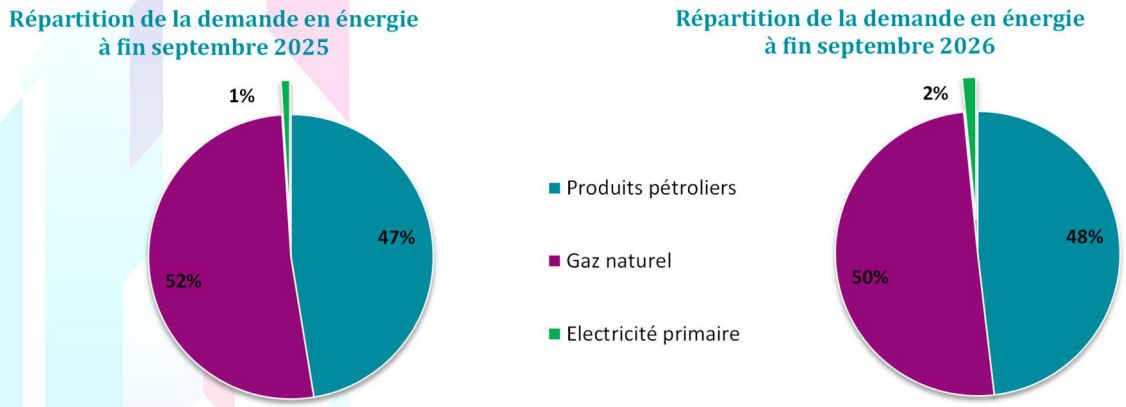


Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2026



La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin septembre **2026** et fin septembre **2025** une hausse de **7**% : La demande du gaz naturel a enregistré une hausse de **4**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**, tandis que celle des produits pétroliers a augmenté de **8**% durant la même période. Par ailleurs, la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables a progressé de **66**%.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement. En effet, la part de la demande des produits pétroliers a affiché une légère hausse de **47%** à **48%** entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**. En revanche, la part du gaz naturel a diminué, de **52** % à fin septembre **2025** à **50** % à fin septembre **2026**. À l'inverse, la part de l'électricité primaire a augmenté, passant de **1**% à **2**% sur la même période.



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre **2026**, **un déficit** de **5.3 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **12**% par rapport à fin septembre **2025**.

Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation, s'est situé à **32%** à fin septembre **2026** contre **36**% à fin septembre **2025.**

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **26%** à fin septembre **2026** contre **27**% à fin septembre **2025.**

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)
EXPORTATIONS							**1772**	**2373**	**34%**
PETROLE BRUT (1)			-			-	1367	1434	**5%**
ETAP	*625*	*556*	*-11%*	*640*	*569*	-11%	*997*	*1130*	13%
PARTENAIRES (7)			-			-	*371*	*304*	-18%
GPL Champs	11,7	17,6	*50%*	12,9	19,4	50%	16	26	**64%**
ETAP	*11,7*	*17,6*	*50%*	12,9	19,4	50%	*16*	*26*	64%
PARTENAIRES (8)			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	263	475	*80%*	266	479	80%	388	913	**135%**
Fuel oil (BTS)	*151*	*280*	*86%*	*148*	*275*	86%	*209*	*510*	144%
Virgin naphta	*112*	*194*	*73%*	*118*	*205*	73%	*180*	*403*	125%
Pétrole	*0*	*0*	-	*0*	*0*	-	*0*	*0*	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				*0*	*0*	-	*0*	*0*	-
IMPORTATIONS				**6463**	**6676**	**3%**	**10085**	**13765**	**36%**
PETROLE BRUT (3)	496	613	24%	509	630	24%	872	1309	**50%**
PRODUITS PETROLIERS	3153	3262	3%	3159	3275	4%	5949	8932	**50%**
GPL	*408*	*425*	*4%*	*451*	*470*	*4%*	774	1042	35%
Gasoil ordinaire	*942*	*918*	*-3%*	*968*	*943*	*-3%*	1985	3043	53%
Gasoil S.S. (6)	*388*	*408*	*5%*	*399*	*419*	*5%*	814	1335	64%
Jet	*219*	*226*	*3%*	*226*	*234*	*3%*	487	808	66%
Essence Sans Pb	*640*	*759*	*19%*	*668*	*793*	*19%*	1430	2255	58%
Fuel oil (HTS)	*105*	*72*	*-31%*	*103*	*71*	*-31%*	147	127	-14%
Coke de pétrole (4)	*452*	*454*	*0%*	*345*	*346*	*0%*	311	322	3%
GAZ NATUREL				2795	2771	-1%	3264	3525	***8%***
Redevance totale (2)				638	531	-17%	*0*	*0*	_
Achat (5)				2157	2240	4%	*3264*	*3525*	*8%*

(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 energétique comme importation à valeur nulle. / ***Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin septembre 2026 d'une quantité de 444 millions de Cm3 , en cours de regularisation.***

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) Chiffres estimés.

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

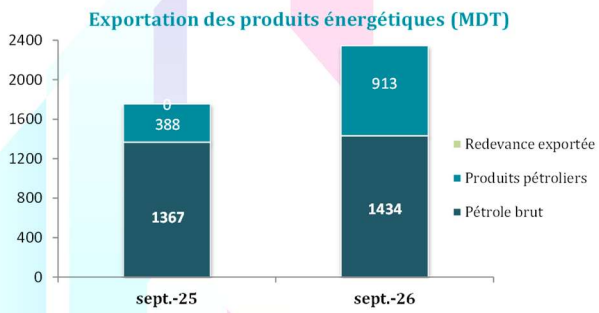
(6) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1er janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

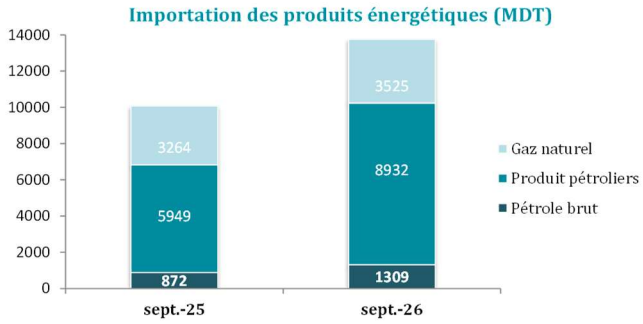
(7) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS.

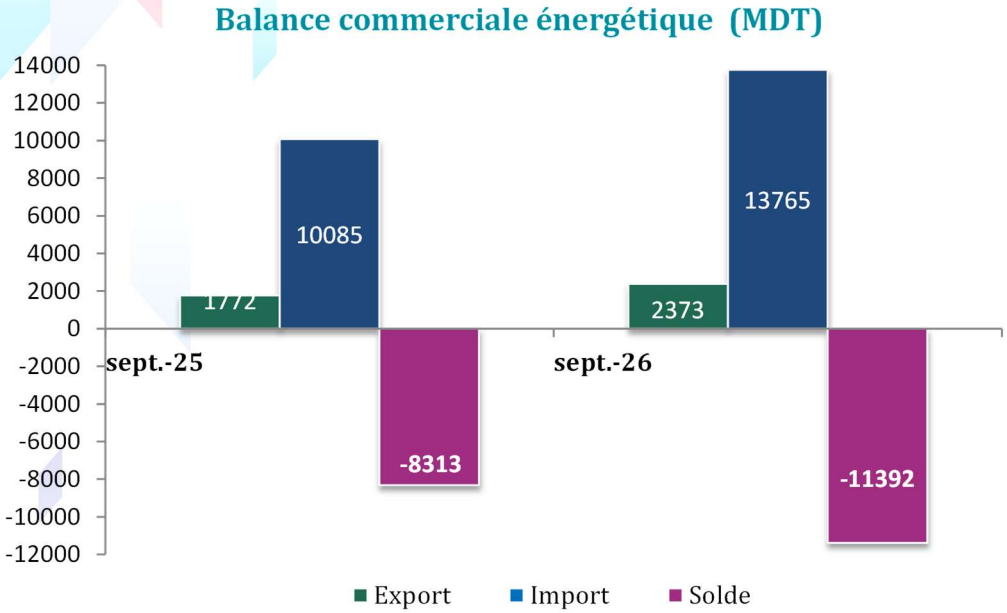
---

(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **34**% accompagnée par une hausse des importations en valeur de **36**%. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **8313 MDT** à fin septembre **2025** à **11392 MDT** à fin septembre **2026**, soit une hausse de **37**% (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



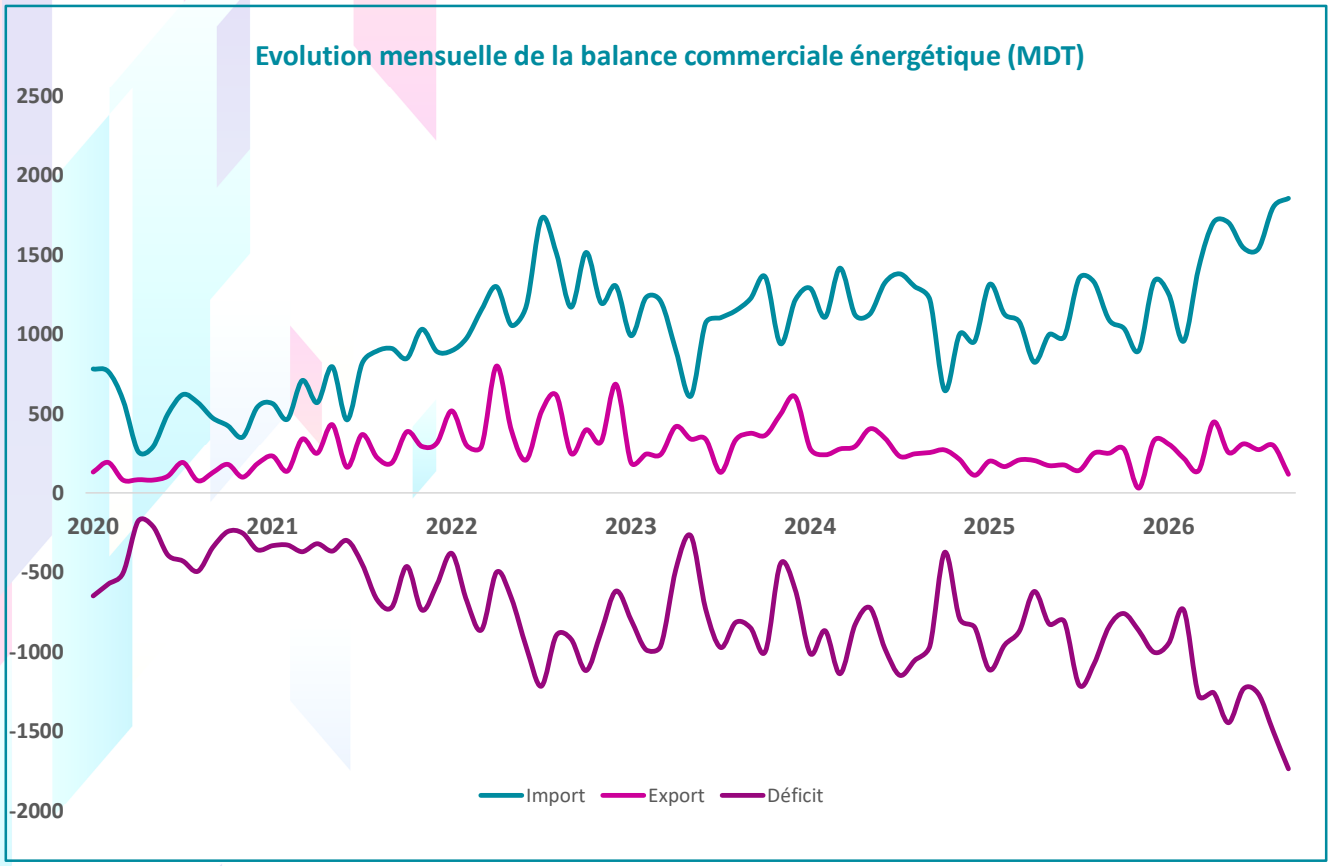




Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont trés sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** $/DT et **les cours du Brent** , qualité de référence sur laquelle sont indéxés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

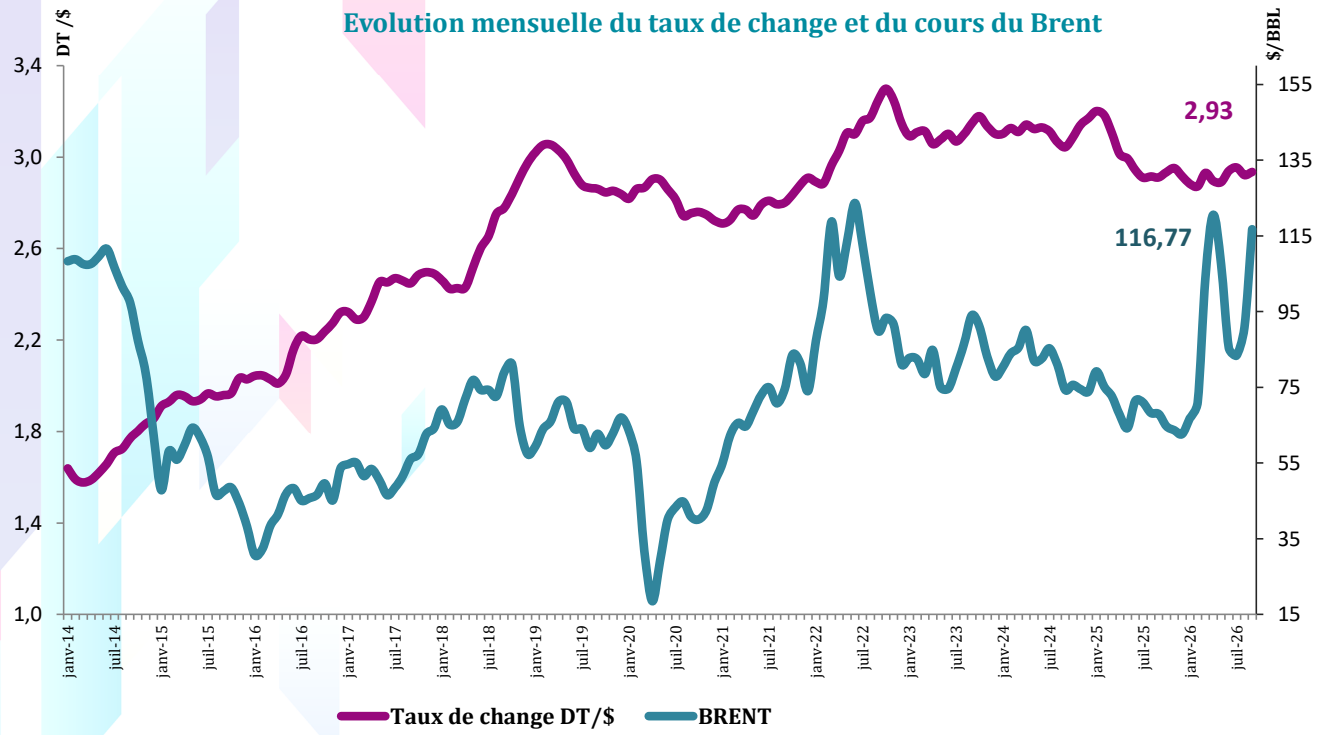
Le taux de change s'est amélioré **(+)** , les quantités échangées ont baissé **(-)** et le cours du Brent a connu une progression **(-)** à fin septembre **2026** par rapport à fin septembre **2025**.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



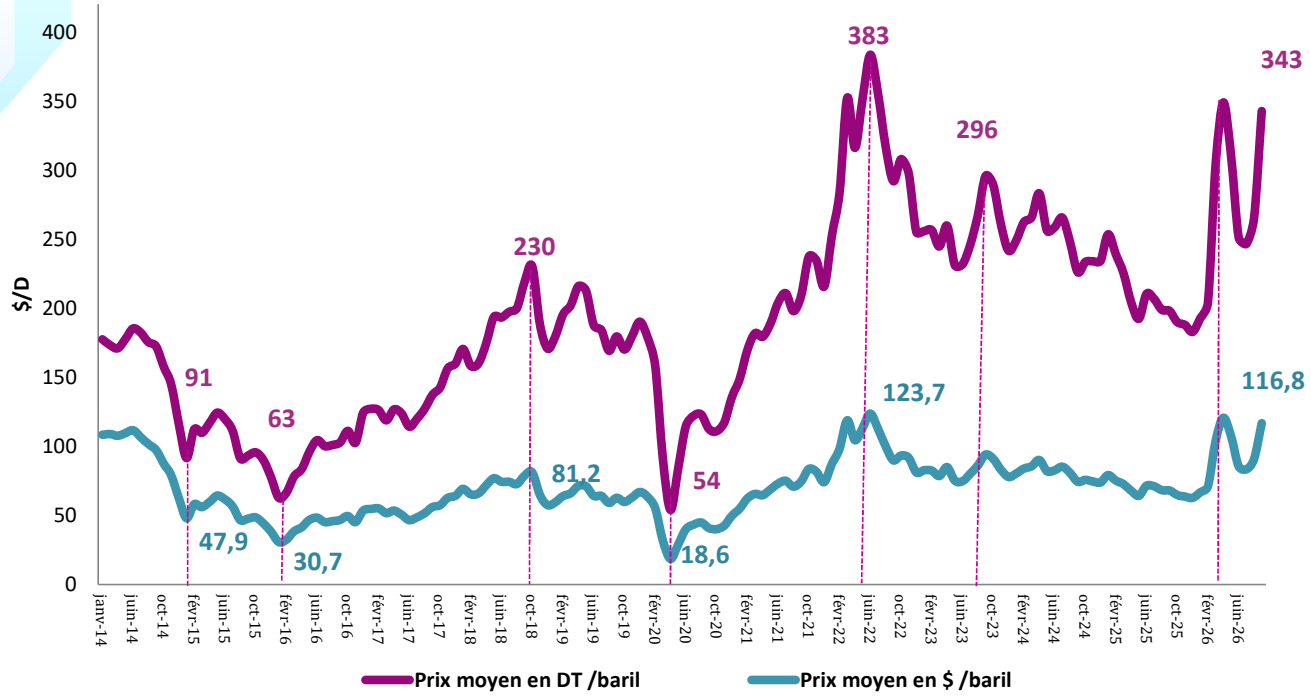
En effet, au cours du mois de septembre **2026**, les cours du Brent ont augmenté de **49** $/bbl par rapport au mois de septembre **2025**, sous l'effet de l'escalade des tensions au Moyen-Orient, en particulier du conflit dans la région et des risques pesant sur le transit pétrolier à travers le détroit d'Hormuz**: 68**$/bbl en septembre **2025** contre **117** $/bbl en septembre **2026** et **91**$/bbl courant le mois d'août **2026.**

Evolution mensuelle du taux de change et du cours du Brent



Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar, principale devise d'échange des produits énergétiques , a enregistré une légère degradation de **1**% comparaison avec la même période de l'année dernière.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en $/baril et en DT/baril

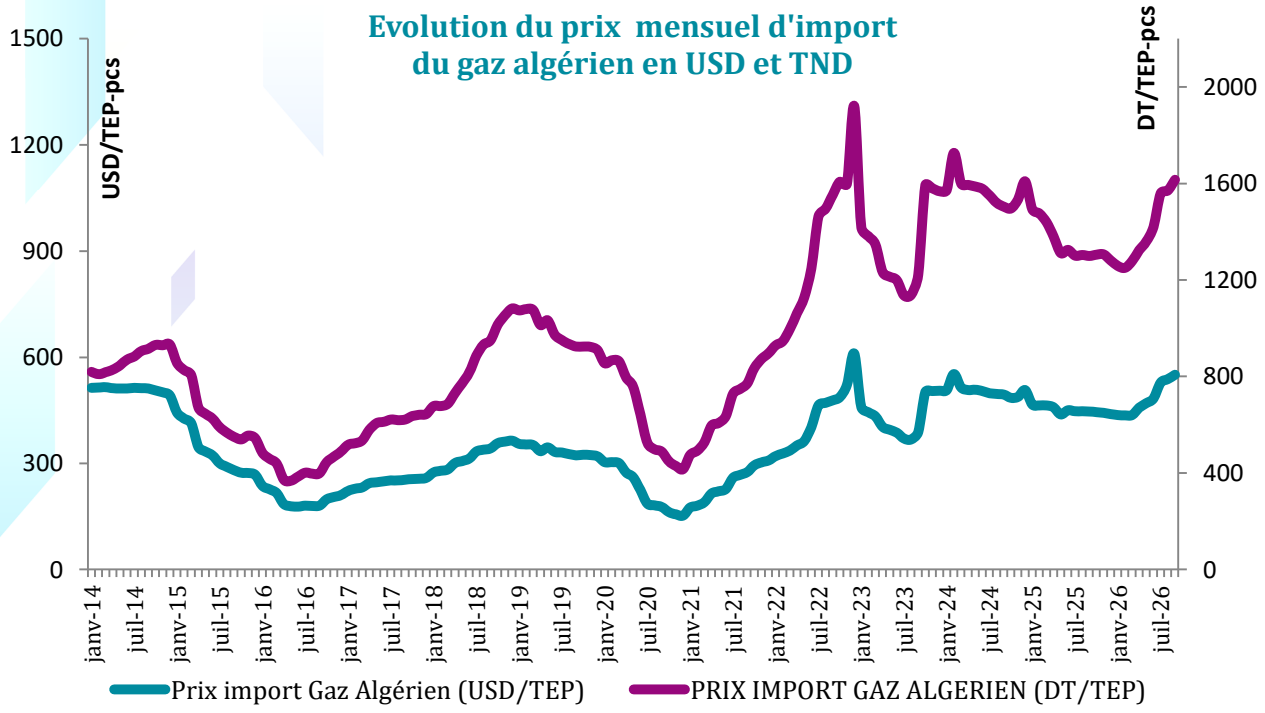


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(-) Entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une hausse de **33%** : **71**$/bbl contre **94**$/bbl.

(+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026** de **3**%. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,87** en février **2026**.

(++) hausse du prix moyen du gaz algérien de **4**% en DT et de **7**% en $ entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**.



Depuis **2020**, le dinar tunisien s'est déprécié face au dollar en raison de la pandémie de COVID-19 et de la hausse des prix de l'énergie. Après avoir atteint un point bas en décembre **2020**, les prix du gaz ont connu une reprise en janvier **2021**. Une nouvelle baisse a été observée en janvier **2023**, suivie d'une reprise à la hausse dès octobre **2023**. Les prix du gaz ont connu une tendance globalement baissière à partir de janvier **2024** jusqu'en avril **2026**, où ils ont commencé à augmenter.

(-) Les importations des produits pétroliers à fin septembre **2026** ont enregistré une hausse par rapport à fin septembre **2025** en valeur de **50**%.

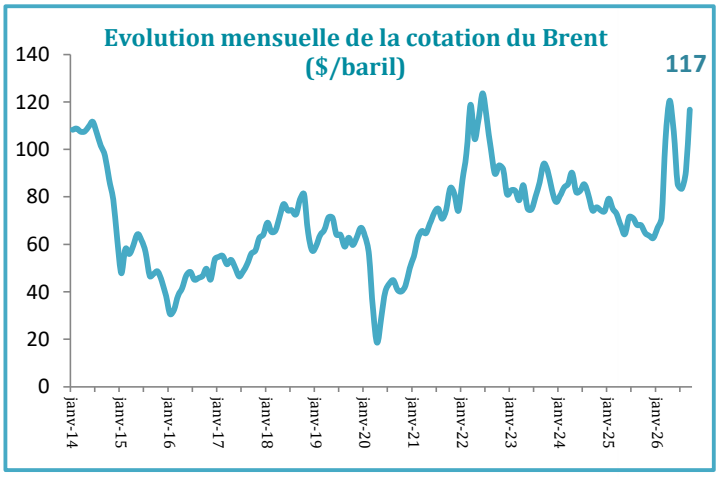
(-) Les importations de pétrole brut ont augmenté entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026** de **24**% en quantité et de **50**% en valeur.

(+) Hausse des exportations des produits pétroliers à fin septembre **2026** de **80**% en quantité et de **135**% en valeur par rapport à fin septembre **2025**.

1. Brent

Prix de baril de Brent ($/baril)

	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	79,2	66,8	-16%
Février	75,2	71,2	-5%
Mars	72,6	103,9	43%
Avril	67,8	120,5	78%
Mai	64,2	107,6	67%
Juin	71,5	85,5	20%
Juillet	71,0	83,4	17%
Août	68,2	90,8	33%
Septembre	**68,02**	**116,8**	**72%**
Octobre	64,7		
Novembre	63,7		
Décembre	62,7		
Prix annuel moyen	**69,1**		

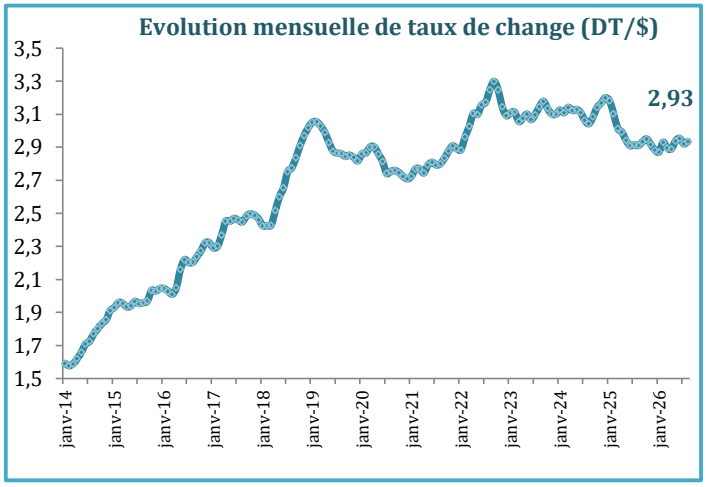


2. Taux de change

Taux de change (DT/$)

	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	3,20	2,88	-10%
Février	3,18	2,87	-10%
Mars	3,10	2,93	-6%
Avril	3,01	2,90	-4%
Mai	**2,99**	**2,89**	**-3%**
Juin	2,94	2,94	0%
Juillet	2,91	2,95	2%
Août	2,91	2,92	0,2%
Septembre	**2,91**	**2,93**	**1%**
Octobre	2,93		
Novembre	2,95		
Décembre	2,92		
Taux annuel moyen	**3,00**		

3.



4. Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

Pétrole Brut (1)	A fin septembre 2026	
	DT /bbl	$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	*281*	*97*
Prix d'exportation ETAP(2) (FOB)	261	89,7

(1) Prix moyen pondéré

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

5. Produits pétroliers

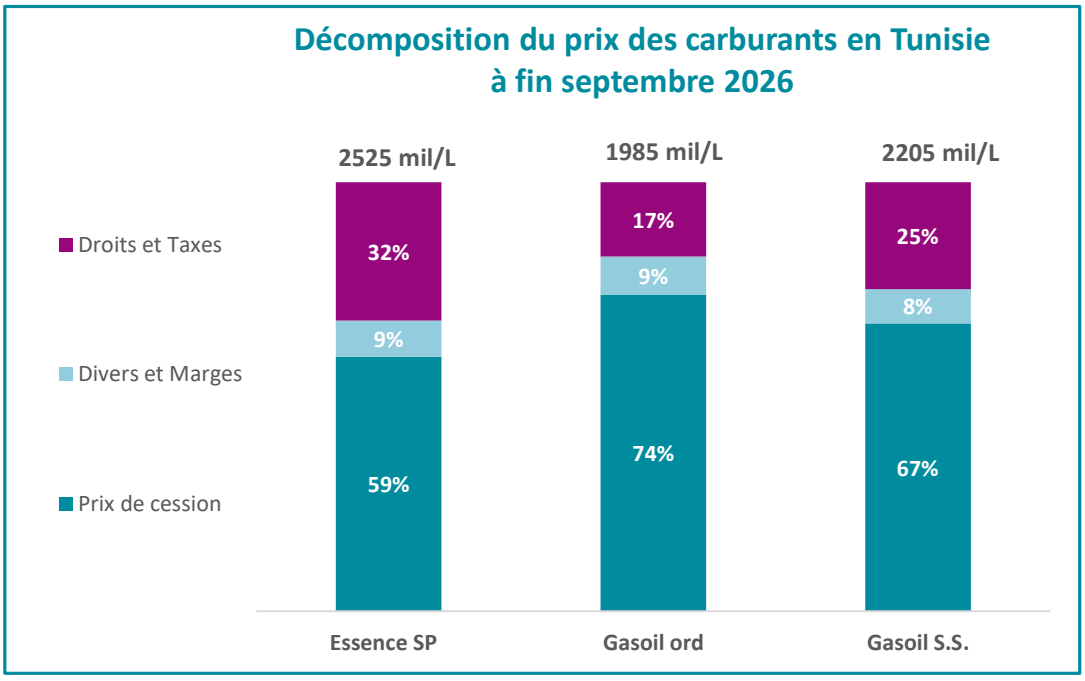
PRODUITS PETROLIERS	A fin septembre 2026					
	Unités	Prix import (1)	Pcession	Droits et Taxes (2)	Divers et marges(3)	Prix de vente(4)
Essence SSP	Millimes/litre	2291	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2797	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2763	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1766	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2452	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	31,88	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs

(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 24/11/2022



Les prix d'exportation et d'importation de pétrole brut et des produits pétroliers des tableaux 3 et 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période de l'exercice. Les quantités importées/exportées étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national ce qui peut impacter la moyenne.

6. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)	Année 2024	Année 2025(*)	A fin septembre 2026
Prix d'importation Gaz Algérien	1567	1347	1416

	Année 2024	Année 2025(*)
Prix de vente Global (hors taxe)	**647,4**	**645,2**
Coût de revient moyen	1622,8	1497,7
Resultat unitaire (1)	**-1107,6**	**-852,5**

(1) Différentiel entre le cout de revient et le prix de vente qui n'est pas forcement identique à la subvention budgétaire.

(2) provisoire

7. Electricité

ELECTRICTE (millimes/kWh)	Année 2024	Année 2025(*)
Prix de vente Global (hors taxe)	**290,4**	**290,7**
Coût de revient moyen	**480,9**	**456,3**
Résultat unitaire (1)	**-190,5**	**-165,6**

(1) Différentiel entre le prix de vente et le coût de revient et qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire.

(*) provisoire

Le calcul de la subvention unitaire des produits pétroliers peut se faire à titre indicatif en comparant le prix de cession au prix d'importation pour les produits pétroliers et le prix de vente par rapport au coût de revient pour l'électricité et le gaz

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS(*)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2025	A fin septembre 2025	2026	Var (%)
El borma	166	124	120	-4%
Ashtart	92	79	67	-15%
Hasdrubal	64	49	42	-14%
Adam	89	68	66	-2%
M.L.D	46	35	27	-23%
El Hajeb/Guebiba	77	58	50	-14%
Cherouq	41	32	27	-15%
Miskar	40	31	31	-1%
Cercina	70	52	56	7%
Barka	3	3	0	-100%
Franig/Bag/Tarfa	25	22	12	-43%
Ouedzar	37	28	27	-3%
Gherib	44	35	19	-44%
Nawara	46	33	29	-13%
Halk el Manzel	45	35	29	-16%
Sidi marzoug	123	86	191	123%
Autres	182	146	119	-18%
TOTAL pétrole (kt)	**1 191**	**915**	**912**	**-0,3%**
TOTAL pétrole *(ktep)*	**1 219**	**937**	**935**	**-0,2%**
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	**1 209**	**929**	**924**	**-1%**
TOTAL pétrole brut et Condensat *(Ktep)*	**1 238**	**951**	**947**	**-0,4%**
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	**120**	**89**	**80**	**-11%**
TOTAL GPL primaire (Ktep)	**131**	**98**	**87**	**-11%**
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	**1 328**	**1 018**	**1 004**	**-1%**
TOTAL *pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)*	**1 370**	**1 049**	**1 035**	**-1%**

*La production du mois de septembre 2026 est provisoire.

La production nationale de pétrole brut s'est située à **912 kt** à fin septembre **2026** enregistrant ainsi une quasi-stabilité par rapport à fin septembre **2025**. Une baisse a touché certaine des

champs à savoir à savoir Ezzaouia(-**90**%), Gherib (**-44**%), Ashtart (-**15**%), Franig/Bag/Tarfa (-**43%**), M.L.D (-**23**%) , Hasdrubal (**-14**%) et El Hajeb/Guebiba (**-14**%).

D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Sidi marzoug (+**123**%), Cercina (+**7**%), Jbel Grouz (+**20%**) et Chergui (+**33%**).

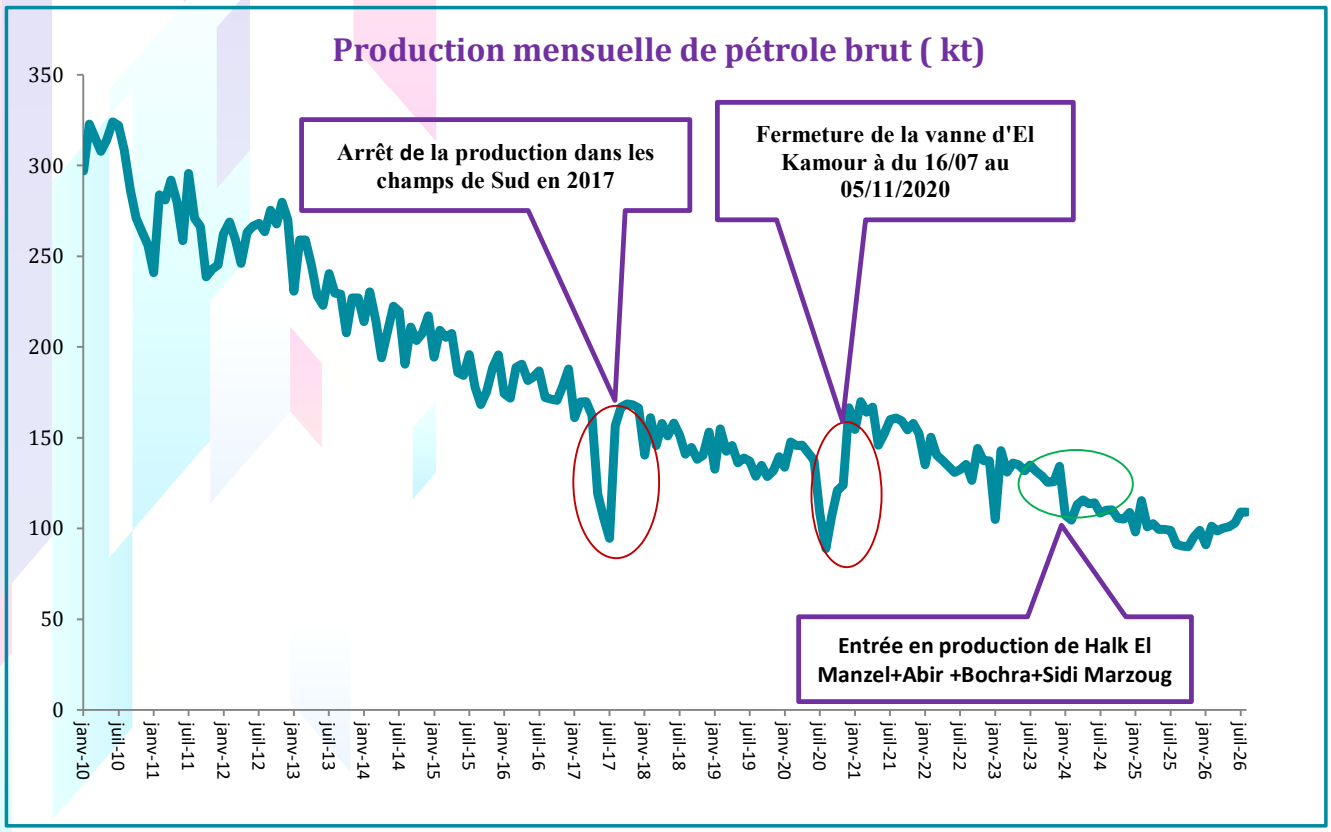
Il convient de noter :

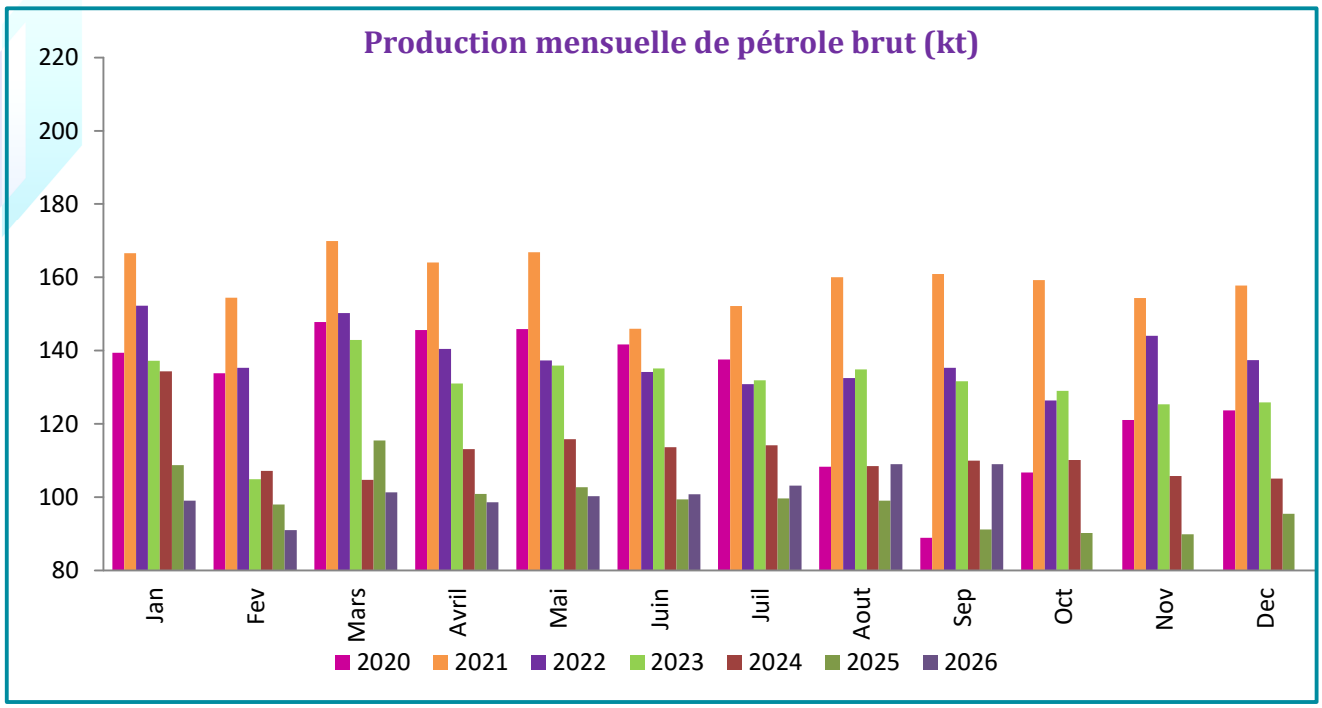
- **Concessions Cherouq**, **Durra**, **Anaguid Est**, **Jinane**, **Benefsej Sud** : Arrêt de la production depuis le **23** septembre **2025** pour des travaux de maintenance. La production a repris en **2026**.
- Les concessions **Jinane, Benefsej sud**, **Shalbia**, **Robbana**, **El bibane**, **Ezzaouia**, **Mazrane**, **Beni khaled**, **Rhemoura**, **Maamoura**, **Baraka**, **Abir** et **Bochra** sont en arrêt de production jusqu'à le mois de mai **2026**.

  - ✓ Redémarrage de la production à partir de la concession **Shalbia** en date du **10** juin **2026**
  - ✓ Redémarrage de la production à partir de la concession **mazrane** en date du **27** juillet **2026**
  - ✓ Redémarrage de la production à partir de la concession **Ezzaouia** en date du **5** août **2026**

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **26.1** mille barils/j à fin septembre **2025** à **26.03** mille barils/j à fin septembre **2026**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010**.


Production mensuelle de pétrole brut (kt)
Arrêt de la production dans les champs de Sud en 2017
Fermeture de la vanne d'El Kamour à du 16/07 au 05/11/2020
Entrée en production de Halk El Manzel+Abir +Bochra+Sidi Marzoug
350
300
250
200
150
100
50
0
janv-10
juil-10
janv-11
juil-11
janv-12
juil-12
janv-13
juil-13
janv-14
juil-14
janv-15
juil-15
janv-16
juil-16
janv-17
juil-17
janv-18
juil-18
janv-19
juil-19
janv-20
juil-20
janv-21
juil-21
janv-22
juil-22
janv-23
juil-23
janv-24
juil-24
janv-25
juil-25
janv-26
juil-26


Production mensuelle de pétrole brut (kt)
220
200
180
160
140
120
100
80
Jan
Fev
Mars
Avril
Mai
Juin
Juil
Aout
Sep
Oct
Nov
Dec
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026

2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL

	Réalisé 2025	A fin septembre 2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
						Unité : ktep-pci
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	**1 926**	**1 915**	**1 501**	**1 390**	**-7%**	**-3%**
Production nationale	**1 133**	***1 680***	**863**	**859**	**-0,4%**	*-6%*
Miskar	*294*	*528*	*228*	*229*	*0,4%*	*-7%*
Gaz Com Sud (1) (3)	*184*	*243*	*137*	*148*	*8%*	*-4%*
Gaz Chergui	*111*	*175*	*81*	*85*	*6%*	*-6%*
Hasdrubal	*144*	*554*	*109*	*97*	*-12%*	*-15%*
Maamoura et Baraka	*8*	*78*	*8*	*0*	*-100%*	*-100%*
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug (2)	*123*	*102*	*91*	*128*	*41%*	*2%*
Chalbia + Benefsej	*35*	*0*	*34*	*16*	*-52%*	-
Nawara (4)	*234*	*0*	*175*	*156*	*-11%*	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	**793**	**235**	**638**	**531**	**-17%**	*8%*
Achats	**2 824**	**1 668**	**2 157**	**2 240**	**4%**	**3%**
						Unité: ktep-pcs
PRODUCTION NATIONALE +F.FiSCAL	**2 140**	**2 128**	**1 668**	**1 545**	**-7%**	**-3%**
Production nationale	**1259**	**1866**	**958**	**955**	**-0,4%**	-6%
Miskar	*327*	*586*	*253*	*254*	0,4%	-7%
Gaz Com Sud (1) (3)	*204*	*270*	*152*	*164*	8%	-4%
Gaz Chergui	*124*	*195*	*90*	*95*	6%	-6%
Hasdrubal	*160*	*616*	*122*	*108*	-12%	-15%
Maamoura et Baraka	*9*	*86*	*9*	*0*	-100%	-100%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug (2)	*137*	*113*	*101*	*142*	41%	2%
Chalbia + Benefsej	*39*	*0*	*38*	*18*	-52%	-
Nawara (4)	*260*	*0*	*194*	*174*	-11%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	**881**	**262**	**709**	**590**	**-17%**	8%
Achats	**3 137**	**1 853**	**2 396**	**2 489**	**4%**	**3%**

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

(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

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

(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

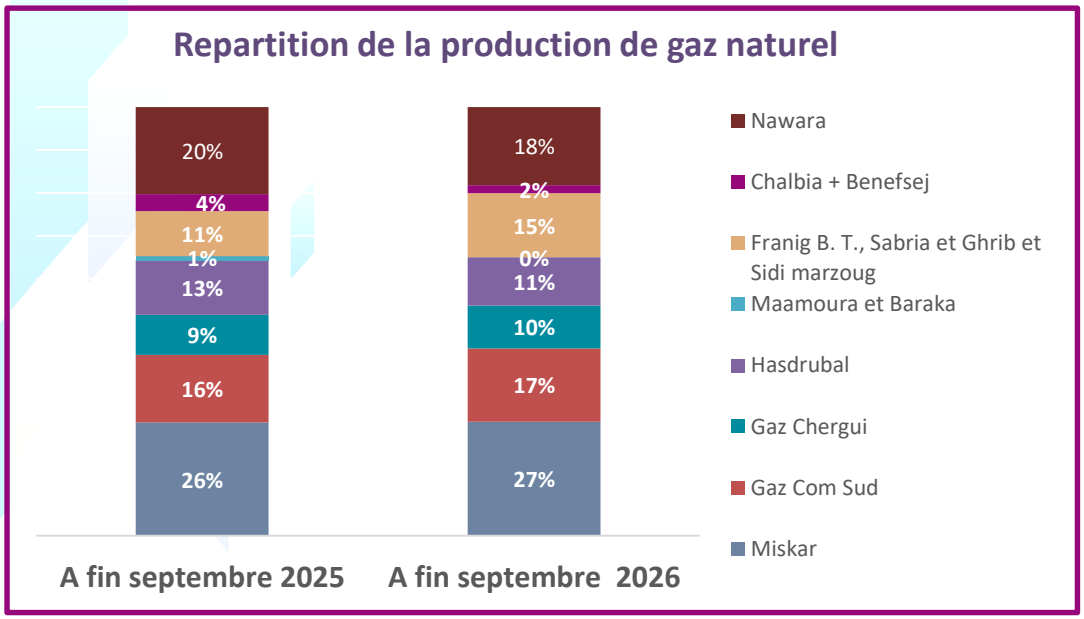
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin septembre 2026 d'une quantité de 444 millions de Cm^3 , en cours de regularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1390** ktep-pci, à fin septembre **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **7**% par rapport à la même période de l'année

précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a enregistré une légère baisse de **0.4**%.

Le graphique suivant présente la structure de la production mensuelle du gaz entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026.**

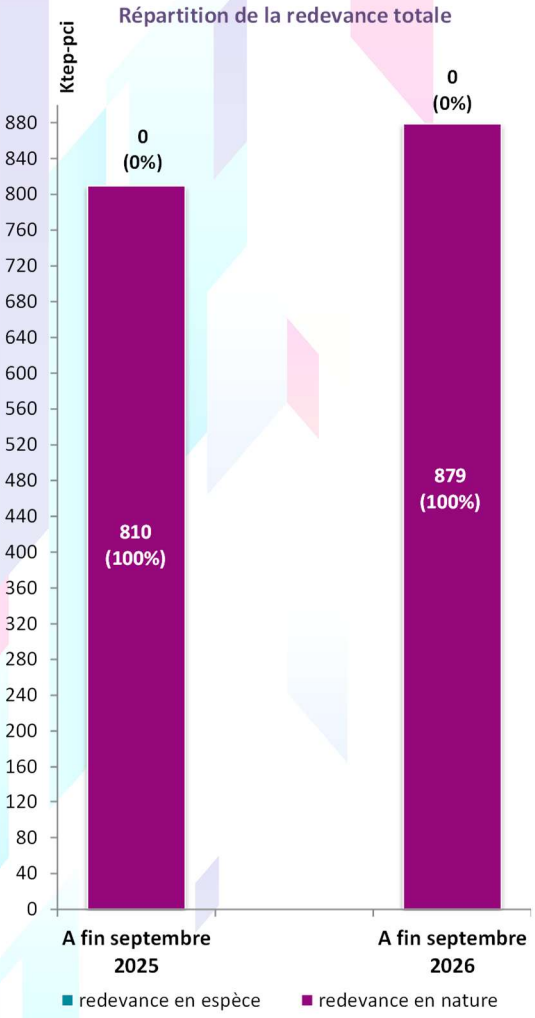


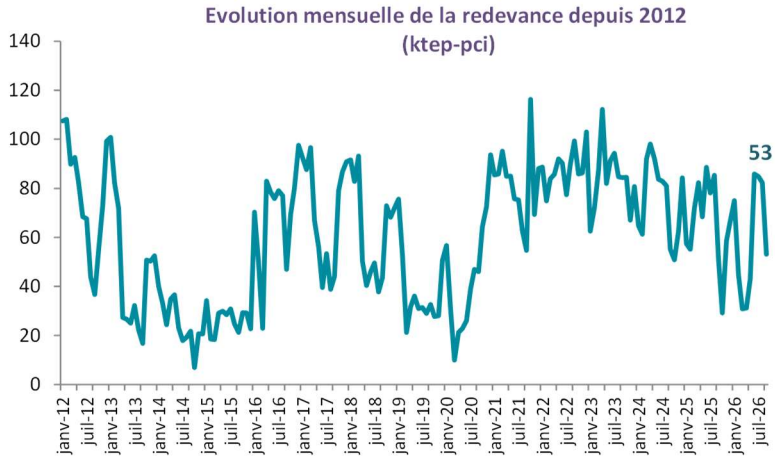
Il convient de noter :

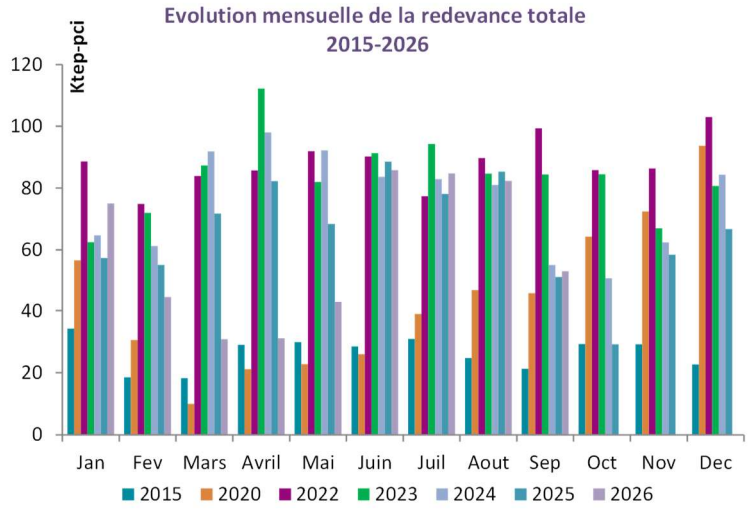
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12**%.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **11**%.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **8**%.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **6**%.

Baisse du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne de **17**% à fin septembre **2026** par rapport à fin septembre **2025** en se situant à **531** ktep-pci. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG à fin septembre **2026**.

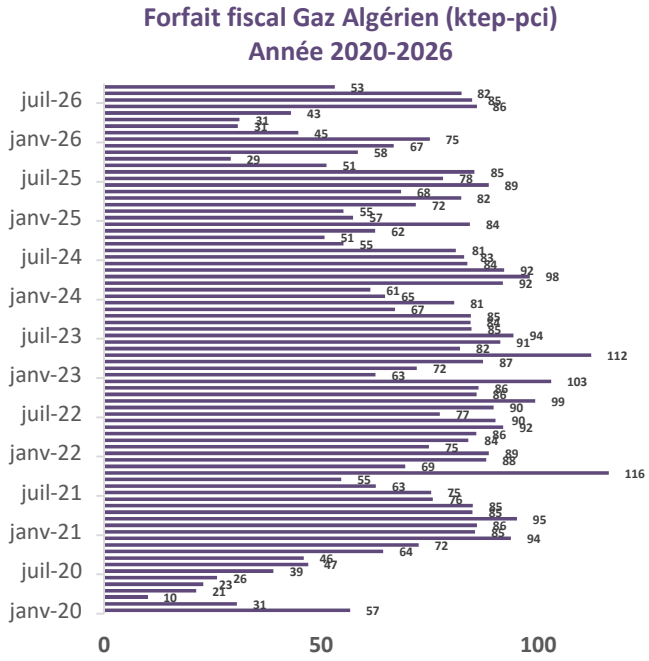
A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin septembre **2026** d'une quantité de **444** millions de Cm^3, en cours de régularisation.







Le forfait fiscal lié au transit du gaz algérien a fortement diminué au cours du premier semestre **2020**, atteignant son niveau le plus bas en milieu d'année, dans un contexte marqué par la pandémie de COVID-**19** et le recul de la demande de gaz en Europe, notamment en Italie. Une reprise progressive a été observée à partir du second semestre **2020**, avec une nette amélioration en **2021**. Le forfait fiscal a ensuite atteint des niveaux élevés en **2022** et **2023**, culminant à environ **112** ktep-pci en début de **2023**. Depuis **2024**, une tendance globalement baissière est observée, avec un recul progressif du forfait fiscal jusqu'en **2026**.

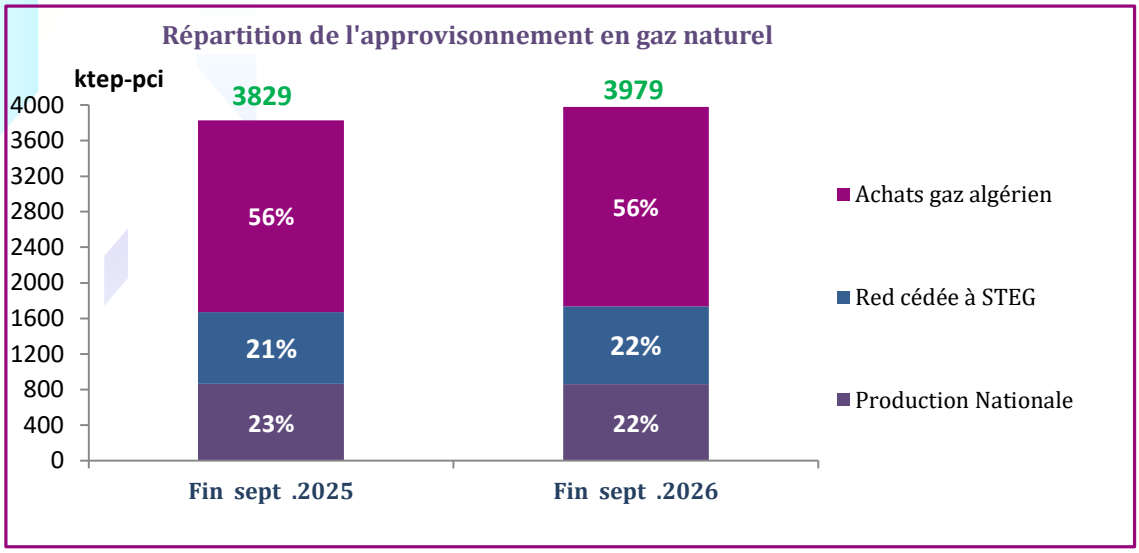


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **4**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**, pour se situer à **2240 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse **4**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026** pour se situer à **3979** ktep-Pci. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national de **23** % à **22**%.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **21**% à **22**%.
3. Quasi-stabilité de la part des achats du gaz algérien autour de **56%.**



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin septembre			Remarques
	2025 (a)	2026 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				en ktep
GPL	10	17	**64%**	
Essence Sans Pb	0	0	**-**	
Petrole Lampant	7	10	**53%**	
Gasoil ordinaire	231	295	**27%**	
Fuel oil BTS	162	314	**94%**	
Virgin Naphta	137	210	**53%**	
White Spirit	6	8	**28%**	
Total production STIR	**554**	**855**	**54%**	
Taux couverture STIR (1)	**16%**	**23%**	**42%**	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	**7%**	**9%**	**20%**	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	**145**	**255**	**76%**	Arrêt technique de 07/04 au 08/04 et de 26/04 au 28/04 2026 et de 17/09 au 30/09 2026
Jours de fonctionnement du Platforming	**0**	**0**	**-**	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

La STIR est à l'arrêt de janvier à avril **2025** pour des opérations de maintenance. Depuis mai **2025**, l'unité de Topping a repris sa production.

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS

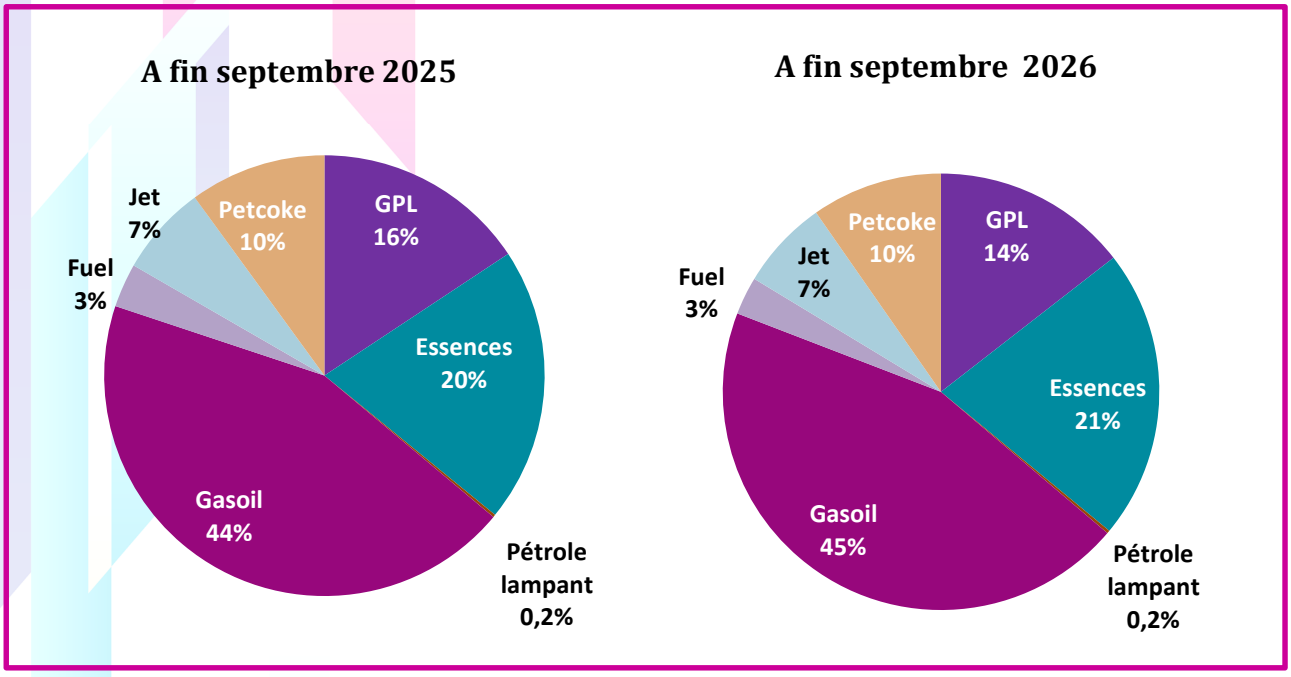
Unité : ktep

	Réalisation en 2025	A fin septembre				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	753	439	549	550	**0,1%**	**2%**
Essences	942	478	707	816	**15%**	**5%**
Essence Super	0	*0*	*0*	*0*	-	-
Essence Sans Pb	930	*478*	*697*	*803*	*15%*	*5%*
Essence premium	13	*0*	*10*	*13*	*32%*	-
Pétrole lampant	10	37	7	8	**21%**	**-13%**
Gasoil	2 090	1501	1540	1693	**10%**	**1%**
Gasoil ordinaire	1 555	*1291*	*1147*	*1243*	*8%*	*0%*
Gasoil SS	527	*210*	*387*	*442*	*14%*	*7%*
Gasoil premium	8	*0*	*6*	*7*	*20%*	-
Fuel	143	218	112	107	**-5%**	**-6%**
STEG & STIR	23	*40*	*14*	*23*	**60%**	**-5%**
Hors (STEG & STIR)	120	*178*	*98*	*84*	*-14%*	*-7%*
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	293	172	233	252	**8%**	**4%**
Coke de pétrole	470	479	350	368	**5%**	**-2%**
Total	**4702**	**3324**	**3499**	**3794**	**8%**	**1%**
Cons finale (Hors STEG& STIR)	**4679**	**3284**	**3485**	**3771**	**8%**	**1%**

** La consommation du mois de septembre 2026 est estimée*

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**, une hausse de **8**%, pour atteindre **3794** ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation des essences (**+15**%), des gasoils (+**10** %), de coke de pétrole (+**5** %) et de jet (+**8**%).

La structure de la consommation des produits pétroliers a connu une évolution limitée entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**. La part du GPL a diminué, passant de **16** % à **14** %, tandis que celle des essences a augmenté de **20** % à **21** %. La part du gasoil, principal produit consommé, a progressé de **44** % à **45** %. Les parts du pétrole lampant, du fuel, et du petcoke sont restées globalement stables.

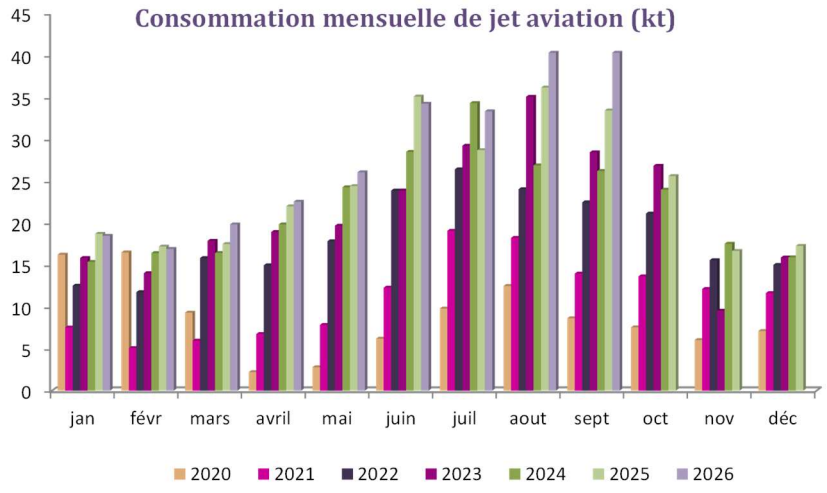


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**, une hausse de **12**%. Elle représente **66**% de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026** une quasi-stabilité.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **5**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse de **8**% à fin septembre **2026** par rapport à la même période de l'année précédente.

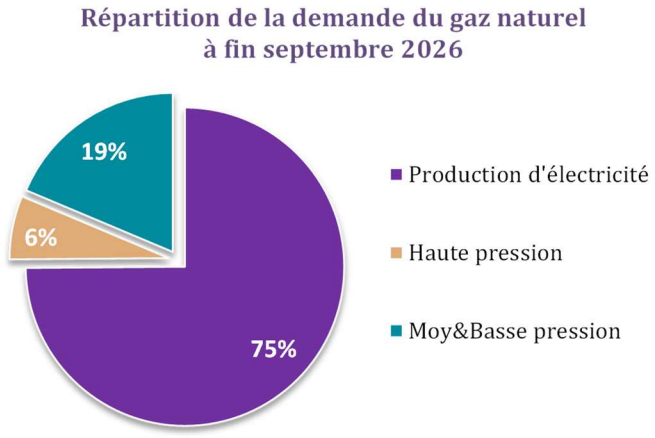


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL

	Réalisé 2025	A fin septembre 2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
						Unité : ktep-pci
DEMANDE	**4 842**	**3 524**	**3 806**	**3 964**	**4%**	**1%**
Production d'électricité	**3 542**	**2 581**	**2 815**	**2 968**	**5%**	***1%***
Hors prod élec	**1 300**	**943**	**991**	**996**	**0,5%**	***1%***
Haute pression	**339**	*220*	*255*	*256*	*0,4%*	*1%*
Moy&Basse pression	**961**	*722*	*736*	*740*	*1%*	*0,2%*
						Unité: ktep-pcs
DEMANDE	**5 380**	**3 915**	**4 228**	**4 404**	**4%**	**1%**
Production d'électricité	**3 935**	**2 868**	**3 127**	**3 298**	**5%**	**1%**
Hors prod élec	**1 445**	**1 047**	**1 101**	**1 106**	**0,5%**	**1%**
Haute pression	**377**	*245*	*283*	*285*	0,4%	1%
Moy&Basse pression	**1 068**	*803*	*818*	*822*	1%	0,2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **4**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026** pour se situer à **3964** ktep-pci. La demande destinée à la production d'électricité a enregistré une hausse de **5**% et la demande destinée à la consommation finale a enregistré une quasi satabilité. Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**75**% de la demande totale à fin septembre **2026**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **91%.**



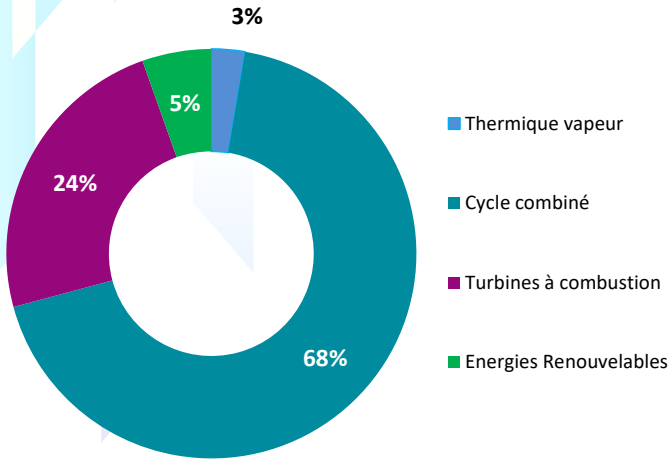
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une quasi stabilité pour se situer à **996** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une légère hausse de **1**% et celle des clients haute pression a enregistré une quasi stabilité.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregsitré une quasi-stabilité entre fin septembre et **2025** et fin septembre **2026** pour se situer à **210.4** tep/GWh.

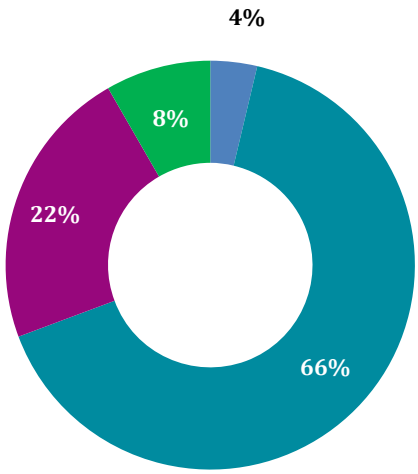
D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregsitré une hausse de **6**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production éléctrique de **68**% à **66**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**.

Répartition de la production national éléctrique par moyen de production



Fin septembre 2025



Fin septembre 2026

Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2025	Septembre		A fin septembre	
		2025	2026	2025	2026
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abondonnés	3	0	0	1	1
Nb total des permis	12	14	11	14	11
Nb de forages explo.	0	0	0	1	2
Nb forages dévelop.	4	0	0	2	3
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin septembre **2026**, est de **11** dont **10** permis de recherche et **1** permis de prospection (*la liste des permis en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn*).

Il convient de noter :

- Fin de validité de permis de de recherche « **Jenein sud »** le **19** avril **2026.**

Le nombre total de concessions est de **57** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **34** de ces concessions en production et totalement dans **3** concessions *(la liste des concessions en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn)***.**

Exploration

Acquisition sismique à fin septembre 2026

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin septembre **2026**.

Forage d'exploration à fin septembre 2026

Forage de deux (**2**) puits d 'exploration à fin septembre **2026** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	**LMG-3**	Nefzaoua	18/05/2026	Profondeur actuelle : 2305 m. Forage en cours
02	**Boughrara-1 (Re-entry)**	Boughrara	20/06/2026	Profondeur actuelle : 2964 m. Forage en cours

Développement

- Forage de trois (**3**) puits de développement à fin septembre **2026**.

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	**SMG-NW1**	Sidi Marzoug	01/02/2026	Requalification du puits en puits de **développement** en date du 29 mai 2026. Profondeur actuelle : **3727** m. Test de puits.
02	**SAB-W1 ST**	Sabria	05/06/2026	Profondeur actuelle : 3985 m. Test de puits.
03	**NOUR-3 DIR A**	Adam	25/06/2026	Profondeur actuelle : 3612 m. Forage en cours

Poursuite de forage d'un (1) puits de développement entamé en 2025 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	**PDG-5**	Djbel Grouz	26/11/2025	Profondeur actuelle : **2722** m. Forage achevé.



Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2025	A fin septembre 2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	**19510**	**11 561**	**15 163**	**15950**	**5%**	**3%**
FUEL + GASOIL	18	874	18	60	234%	**-22%**
GAZ NATUREL	19183	10272	14901	15755	6%	**4%**
HYDRAULIQUE	13	60	11	13	20%	**-13%**
EOLIENNE	259	355	205	95	-54%	**-11%**
SOLAIRE	37	0	29	28	-1%	–
IPP Solaire [3]	81	0	54	478	792%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire [1] [3]	721	0	565	822	45%	-
ACHAT TIERS	221	65	162	162	0%	**9%**
PRODUCTION NATIONALE	**20533**	**14 067**	**15 944**	**17 412**	**9%**	**2%**
Echanges	**26,5**	**-27**	**22**	**25**	**16%**	**-199%**
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	**2461**	**0**	**2045**	**2073**	**1%**	-
Ventes Gecol (Libye)	**0,0**	**34**	**0**	**0**	-	-
Disponible pour marché local [2]	**21810**	**14067**	**18010**	**19510**	**8%**	**3%**

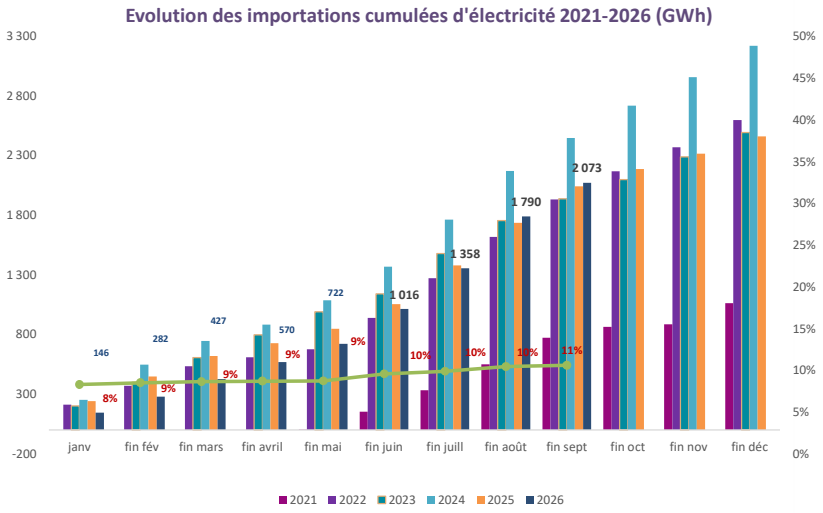
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).

(2) Production national+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol

(3) Provisoire

La production nationale d'électricité a enregistré, à fin septembre **2026** , une hausse de **9**% pour se situer à **17412 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **15944 GWh** à fin septembre **2025**. La production distinée au marché local a enregistré une hausse de **8**%.

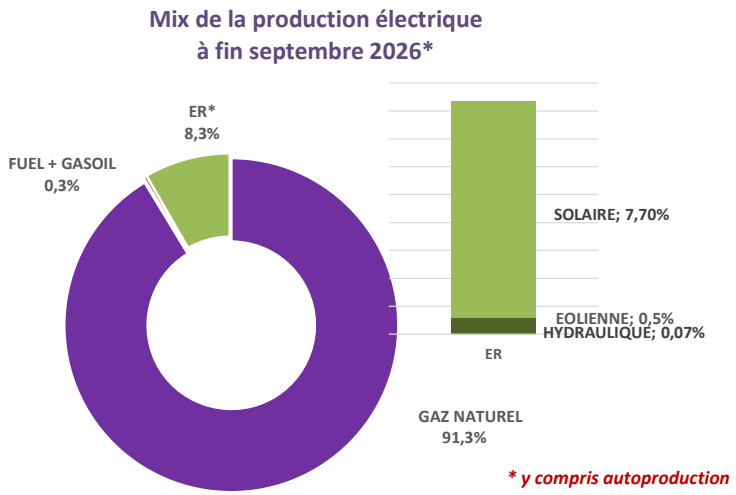
Ainsi les **achats d'électricité pricipalement de l'Algerie** ont couvert **11%** des besoins du marché local à fin septembre **2026.**



*A partir de janvier **2023**, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».*
*A partir de janvier **2024**, la production de l'électricité à partir des ER dans le cadre du régime de l'autoproduction est comptabilisée.*
*À partir de décembre **2025**, la production des stations solaires dans le cadre du régime des concessions est comptabilisée dans la production des IPP solaires.*

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **92**% de la production nationale à fin septembre **2026**. La production d'éléctricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **8.3**%.

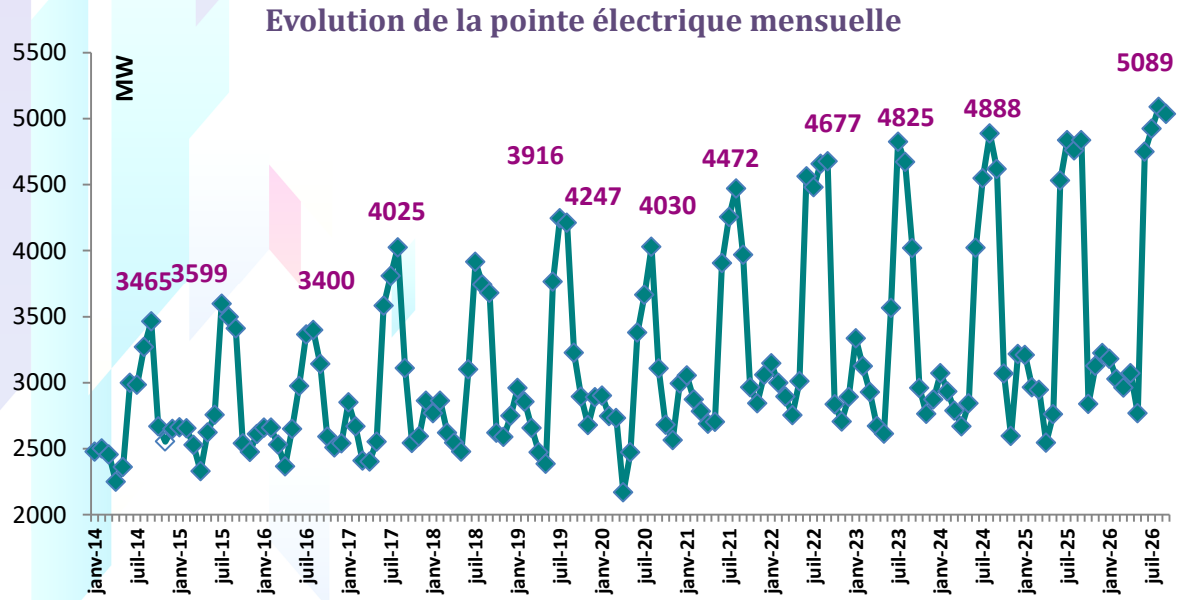
Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin septembre **2026**.

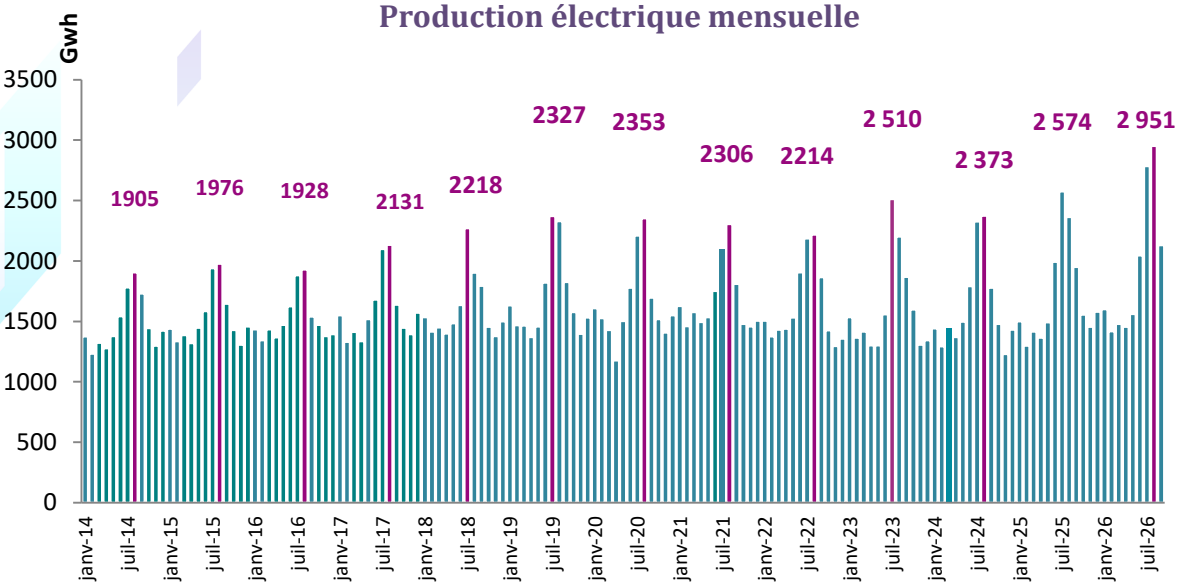


Par ailleurs, environ **543** MW de toitures photovoltaiques ont été installée à fin septembre **2026** dans le secteur residentiel et **150** MW sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agrigulture.

La pointe de la demande d'électricité a enregistré une hausse de **5** %, atteignant 5 **089** MW à fin septembre **2026**, contre **4 837** MW à fin septembre **2025**, établissant ainsi un nouveau record national.

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**.





VENTES D'ELECTRICITE

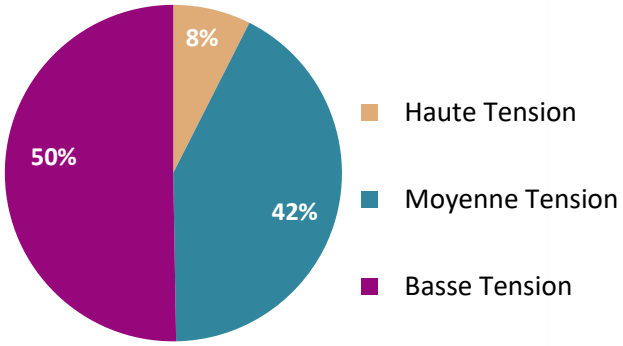
Unité : GWh

	Réalisé 2025	A fin septembre 2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1351	1063	998	963	**-4%**	**-1%**
Moyenne tension	7107	4984	5373	5477	**2%**	**1%**
Basse tension	9068	5132	6284	6509	**4%**	**2%**
TOTAL VENTES **	**17526**	**11 179**	**12 656**	**12 949**	**2%**	**1%**

** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d' électricité ont enregistré une hausse de **2**% entre fin septembre **2025** et fin septembre **2026**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **4**%, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré hausse de **2**% . A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75**% en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

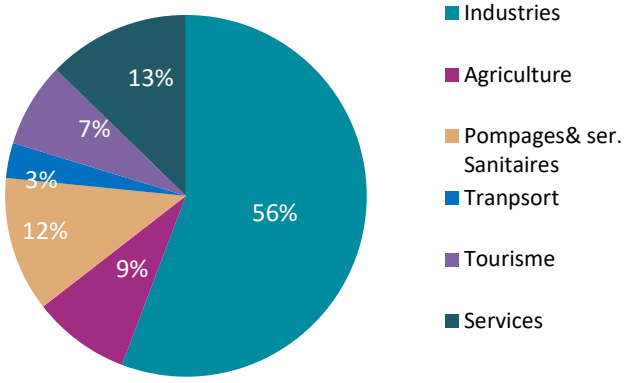
Répartition des ventes d'électricité à fin septembre 2026



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **56**% de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin septembre **2026**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une baisse des ventes, notamment l'industrie chimique et pétrolière (-**5**%) ainsi que l'industrie extractives (-**3**%). En revanche, d'autres secteurs ont connu une hausse des ventes, principalement le tourisme (+**6**%) et le pompage agricole (+**5**%).

Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin septembre 2026



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables :

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres 2018 de 500 MW (sites proposés par l'Etat) : 50MW à Tozeur, 50MW à Sidi Bouzid, 100MW à Gafsa, 100MW à Kairouan et 200MW à Tataouine	**Projet Kairouan de 100MW :** • Mise en service en décembre 2025. **Projet de Sidi Bouzid de 50 MW** • **Mise en service en avril 2026.** **Projet de Tozeur 50 MW :** • **Mise en service en avril 2026** **Projets de Gafsa 100 MW :** • Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR. En cours de bouclage financier.
		Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	**1er Round :** **Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun :** • Qair International SAS à El Ksar (Gafsa) • SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid) • VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes) ➢ Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR. ➢ Mise en service prévu en 2027-2028.
			2ème Round : Attribution de deux projets d'une puissance de **100** MW chacun en janvier 2026 : • Un (1) à Menzel Habib – Gabes • Un (1) à Ramada - Tataouine En cours de signature des accords des projets .
		Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	**Attribution d'un projet à El Khobna (Sidi Bouzid) :** • Qair International SAS d'une puissance de 198 MW. Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR. Mise en service prévue en 2028.

	AUTORISATION	Programme 2017-2020 : 4 appels à projets ont été effectué	Octroi de 54 accords de principe d'une puissance totale de 261MW (31 projets catégorie 1MW + 23 projets catégorie 10MW) **Etat d'avancement :** Mise en service de 18 projets : • 04 projets de 10 MW chacun. • 14 Projets de 1MW chacun.
		5ème appel à projets (octobre 2024-juin2025)	Octroi de 186 accords de principe d'une puissance totale de 288MW (116 projets catégorie 1MW + 66 projets catégorie 2MW + 04 projets catégorie 10MW). **Etat d'avancement :** Mise en service de 05 projets : • 04 projets de 2 MW chacun. • 01 projet de 1 MW.
		6ème appel à projets (Avril 2026-Juin 2026)	Lancement de l'appel à projets pour la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque le 15 avril 2026. 309 demandes ont été accordées (capacité totale de 455MW) : • 187 projets de 1MW • 119 projets de 2MW • 3 projets de 10MW
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 543 MW installés
		MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 150 MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Mise en service en avril 2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Mise en service en juin 2022.

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres (sites proposés par l'Etat)	Préparation des sites de Djebel Abderrahmen, à Nabeul de 150 MW et de Djebel Tbaga, à Kébili de 500 MW, en vue du lancement de la campagne de mesure du vent, prévu au début de 2027. Préparation de trois sites en cours, dont les campagnes de mesure du vent seront lancées en 2027, les études de raccordement sont en cours.
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	**1er round** : Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW à El fahs en janvier 2026. En cours de préparation des contrats de location des terrains avec le Ministère de DEAF.

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
ONEM	Observatoire National de l'Energie et des Mines
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
Mm^3/j	Million de normal mètre cube par jour