

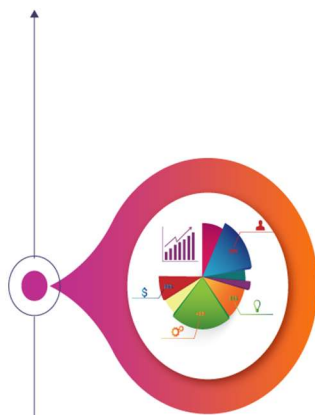
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Juin 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



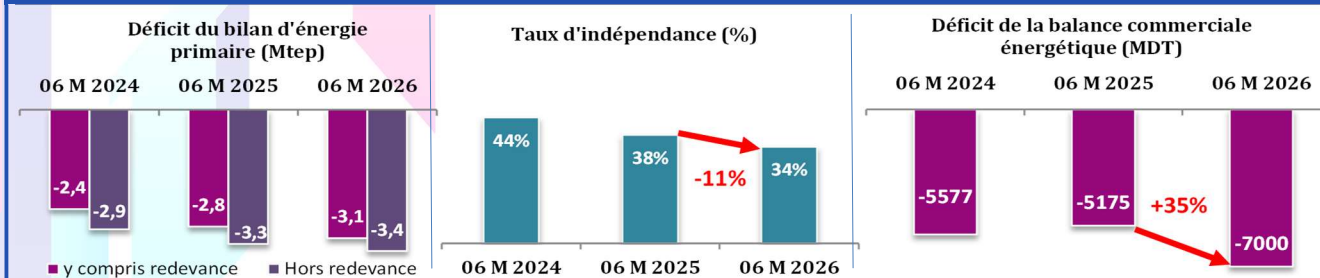
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

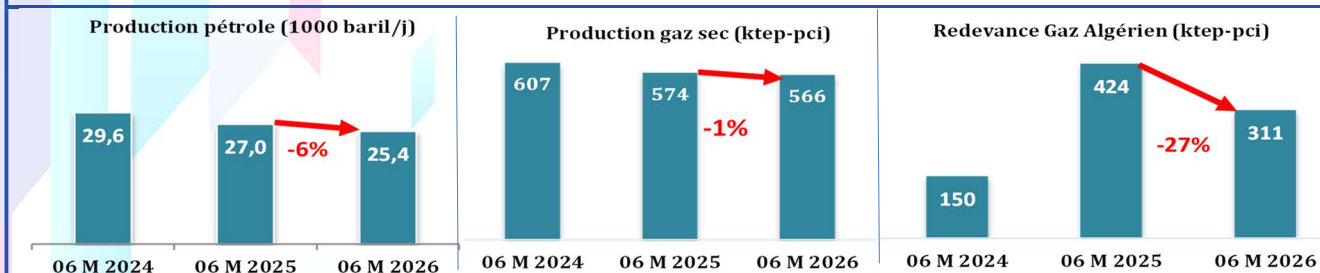
Date de la publication : 14 août 2026

Faits marquants du mois de juin 2026

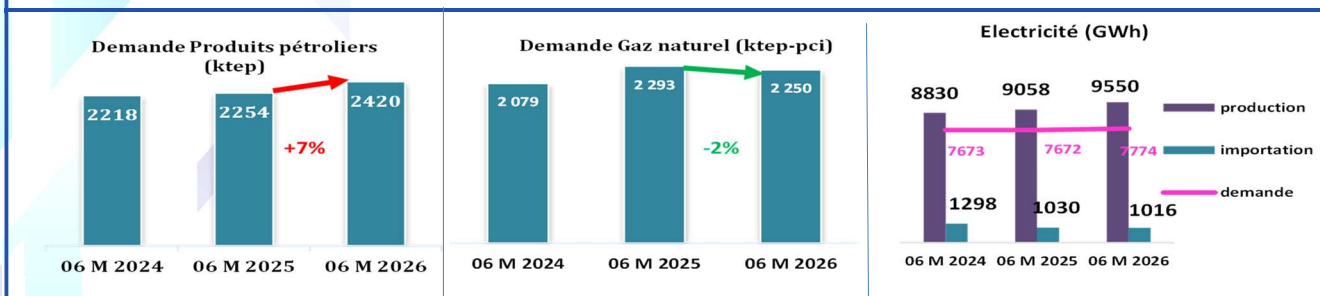
Bilan d'énergie et échanges commerciaux



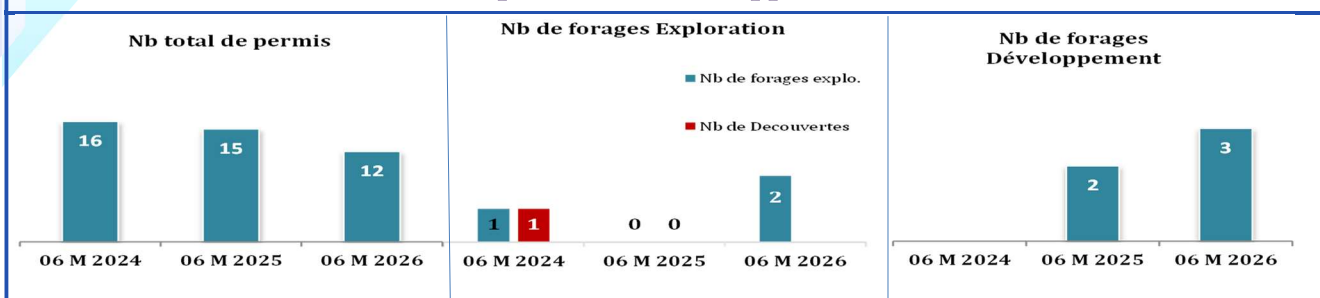
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



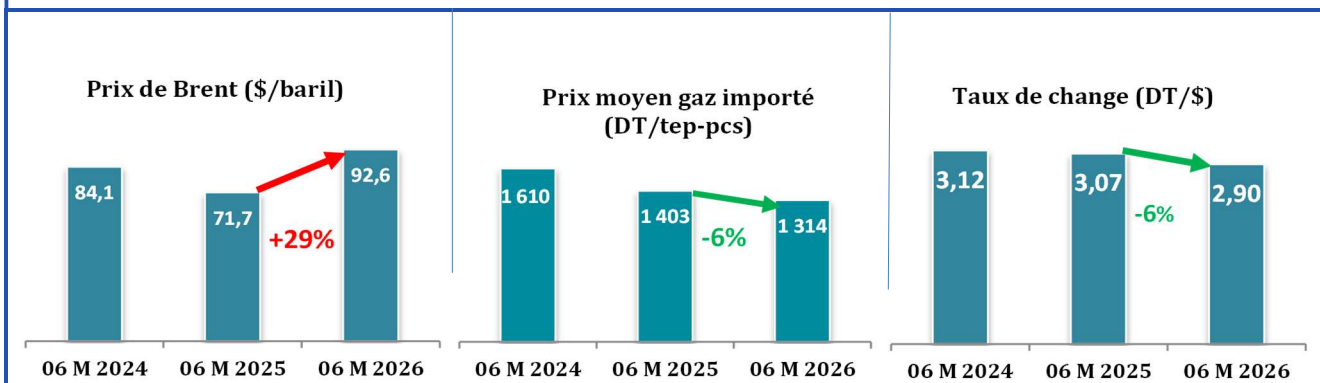
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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	2015	A fin juin 2025	2026	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3389	2660	1756	1615	-8%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1237	1263	648	609	-6%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	130	116	63	55	-12%	-7%
Gaz naturel	1926	1254	997	877	-12%	-3%
Production	1133	1096	574	566	-1%	-6%
Redevance	793	159	424	311	-27%	6%
Elec primaire	96	27	47	74	57%	10%
DEMANDE	9639	4513	4594	4744	3%	0,5%
Produits pétroliers	4702	2413	2254	2420	7%	0,03%
Gaz naturel	4842	2073	2293	2250	-2%	1%
Elec primaire	96	27	47	74	57%	10%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-6250	-1852	-2838	-3129		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-7043	-2011	-3262	-3440		

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 considérant la redevance comme étant une ressource nationale

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

(5) Importation d'électricité net = Electricité importé -Electricité exporté +Solde d'échange

(*) Données provisoires pour le mois de juin 2026

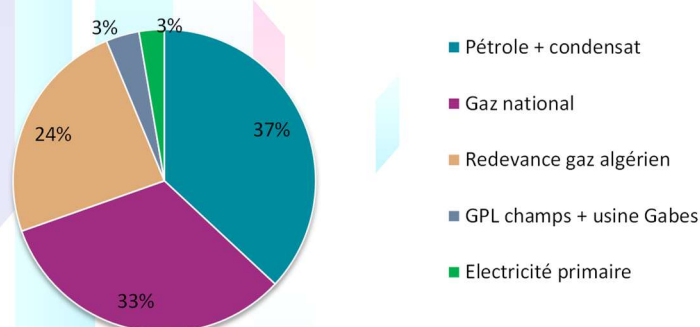
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.6 Mtep** à fin juin **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à la même période de l'année précédente. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut, du gaz naturel et de GPL.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **73%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

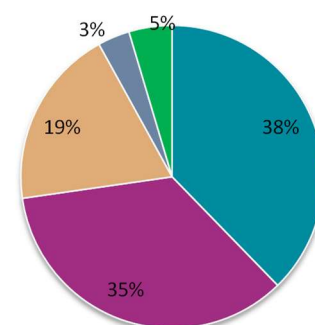
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **5%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **27%** à fin juin **2026** par rapport à fin juin **2025**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2025



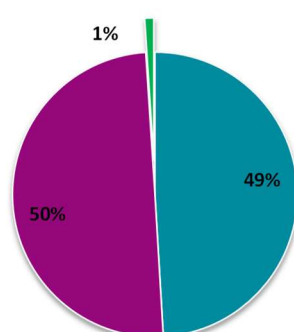
Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2026



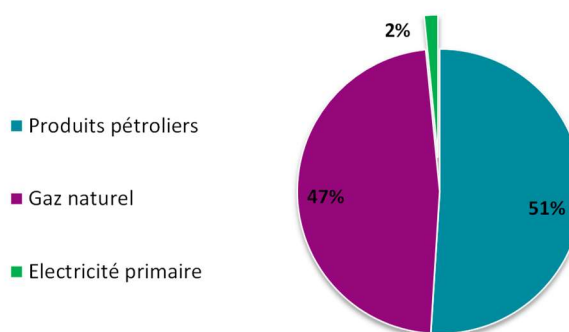
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin juin **2026** et fin juin **2025** une hausse de **3%**: La demande de gaz naturel a enregistré une baisse de **2%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026**, tandis que celle des produits pétroliers a augmenté de **7%** durant la même période. Par ailleurs, la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables a progressé de **57%**.

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, passant de **49 %** à **51%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026**. En revanche, la part du gaz naturel a diminué, de **50 %** à fin juin **2025** à **47 %** à fin juin **2026**. À l'inverse, la part de l'électricité primaire a augmenté, passant de **1%** à **2 %** sur la même période.

Répartition de la demande en énergie à fin juin 2025



Répartition de la demande en énergie à fin juin 2026



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juin **2026**, un **déficit de 3.1 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **10%** par rapport à fin juin **2025**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation, s'est situé à **34%** à fin juin **2026** contre **38%** à fin juin **2025**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **27%** à fin juin **2026** contre **29%** à fin juin **2025**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juin			A fin juin			A fin juin		
	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)
EXPORTATIONS							1144	1574	38%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	974	938	-4%
ETAP	453	448	-1%	464	461	-1%	748	810	8%
PARTENAIRES ⁽⁷⁾			-			-	226	128	-43%
GPL Champs	7,7	10,2	32%	8,5	11,3	32%	11	16	41%
ETAP	7,7	10,2	32%	8,5	11,3	32%	11	16	41%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	107	326	205%	108	330	205%	159	620	290%
Fuel oil (BTS)	59	182	208%	58	178	208%	82	325	299%
Virgin naphta	48	144	202%	50	152	202%	77	295	281%
Pétrole	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				3992	4381	10%	6319	8574	36%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	188	493	162%	193	506	162%	340	1053	210%
PRODUITS PETROLIERS	2082	2180	5%	2086	2189	5%	3969	5512	39%
GPL	304	322	6%	336	356	6%	609	848	39%
Gasoil ordinaire	673	577	-14%	691	592	-14%	1424	1699	19%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	243	271	12%	250	279	12%	510	807	58%
Jet	122	133	9%	127	138	9%	276	453	64%
Essence Sans Pb	373	516	39%	389	539	39%	845	1398	66%
Fuel oil (HTS)	63	42	-33%	62	41	-33%	93	80	-14%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	304	318	5%	232	243	5%	212	227	7%
GAZ NATUREL				1713	1686	-2%	2011	2009	0%
Redevance totale ⁽²⁾				424	311	-27%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1290	1376	7%	2011	2009	-0,1%

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

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retrocédée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle. / Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin juin 2026 d'une quantité de 41 millions de Cm3, en cours de régularisation.

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) Chiffres estimés.

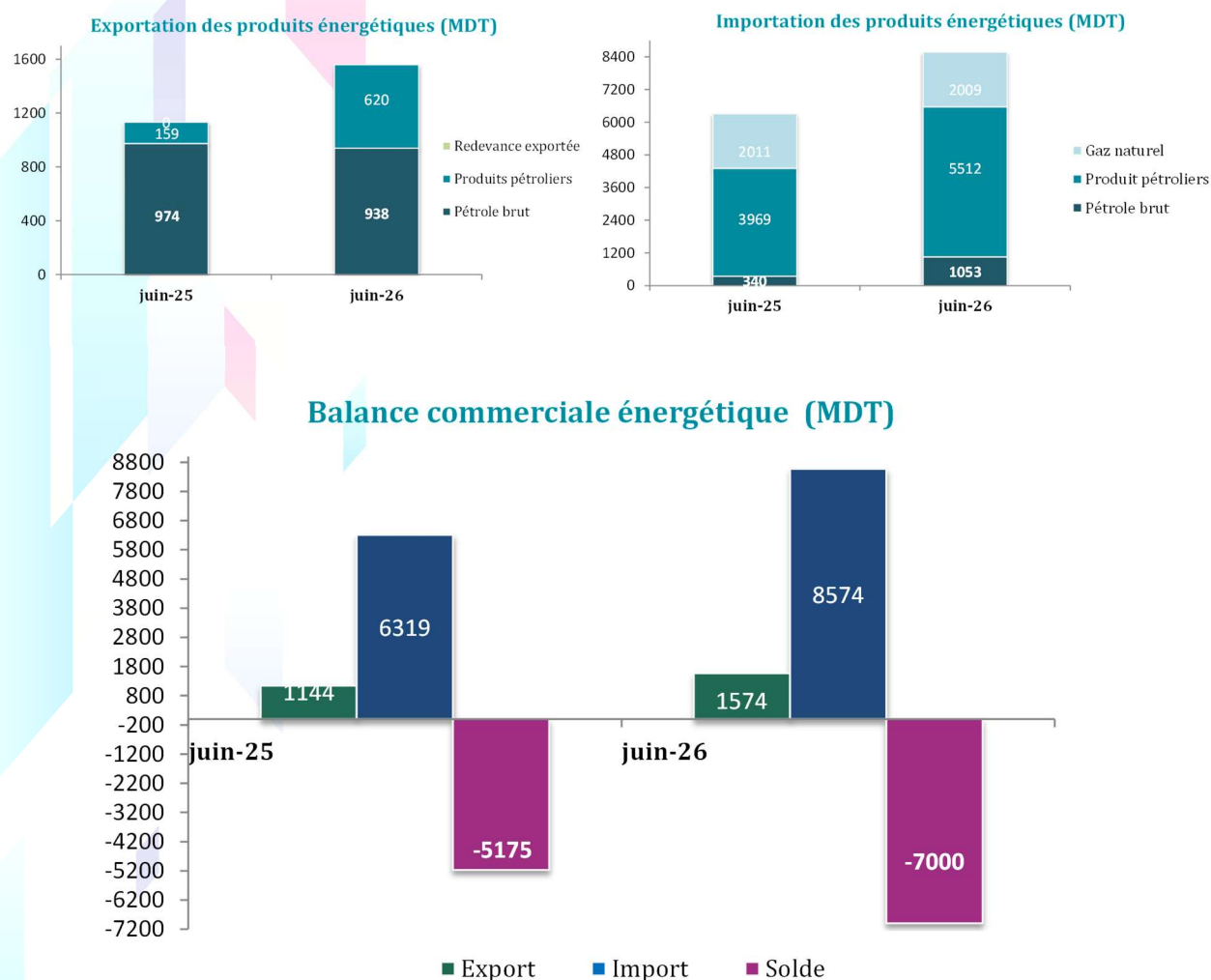
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

(6) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} 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.

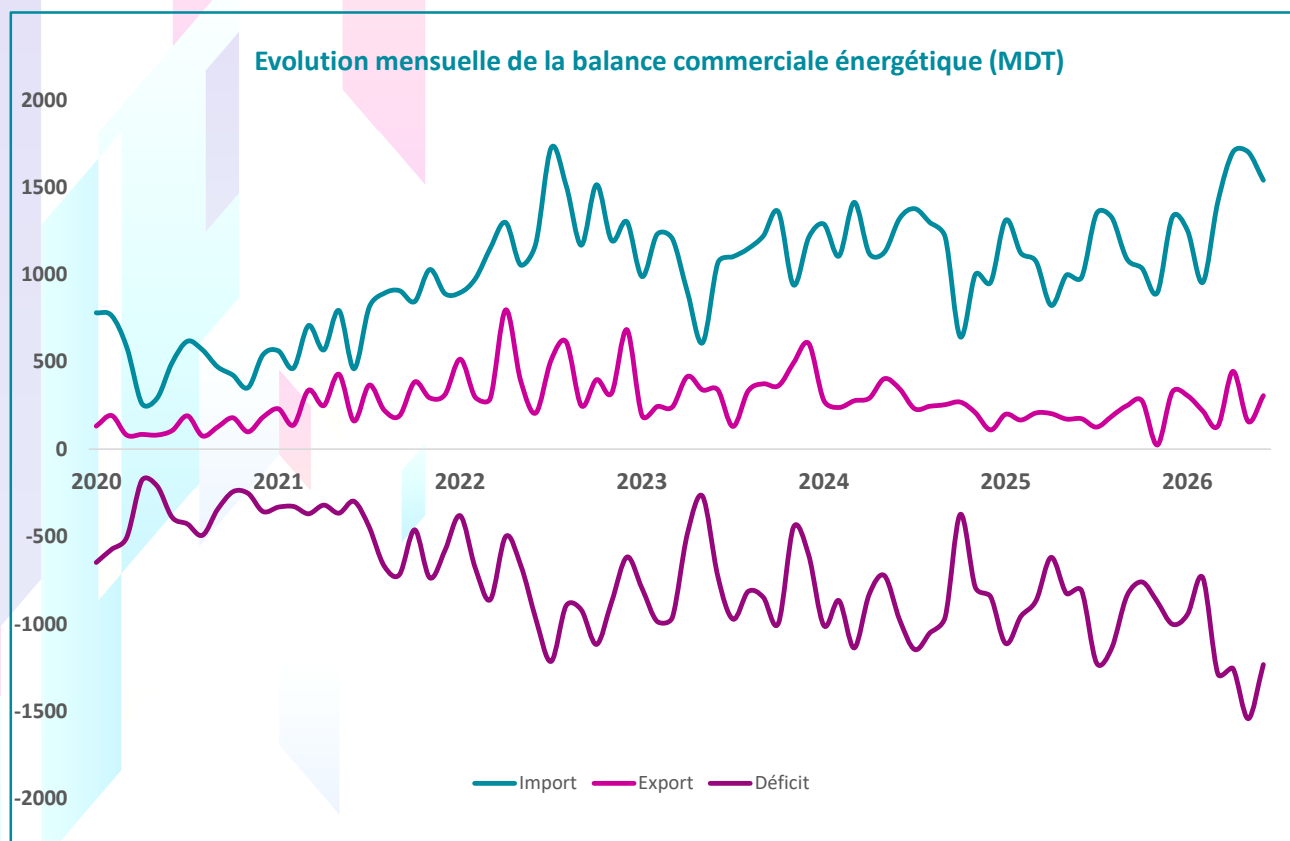
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **38%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **36%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **5175 MDT** à fin juin **2025** à **7000 MDT** à fin juin **2026**, soit une hausse de **35%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



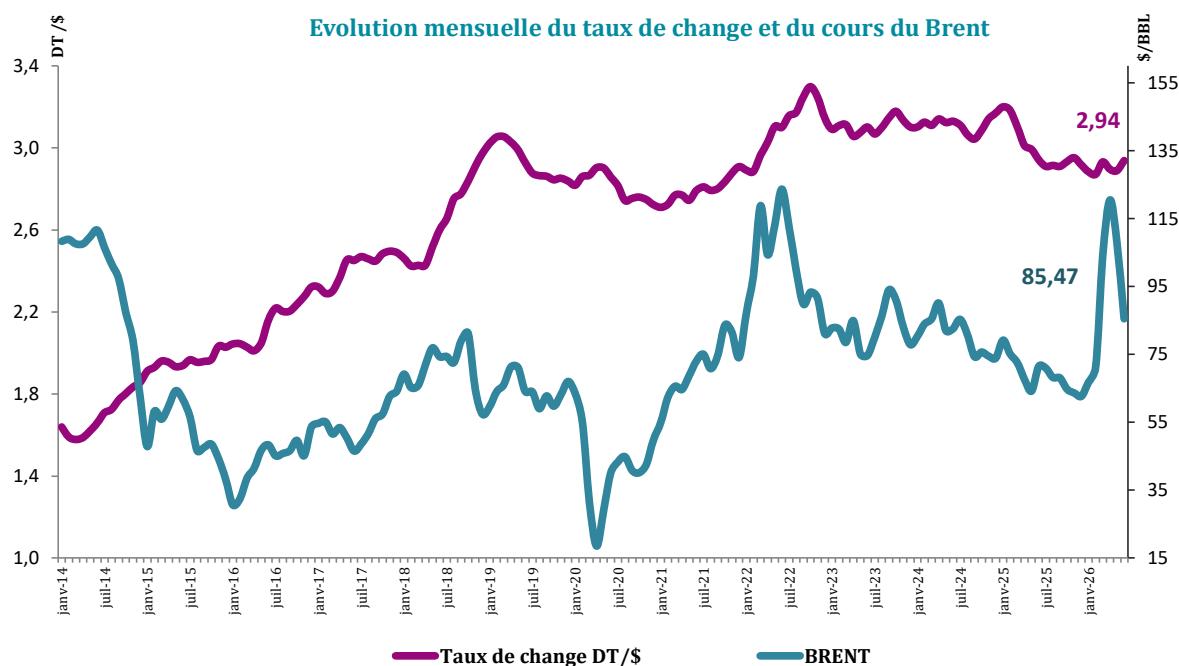
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

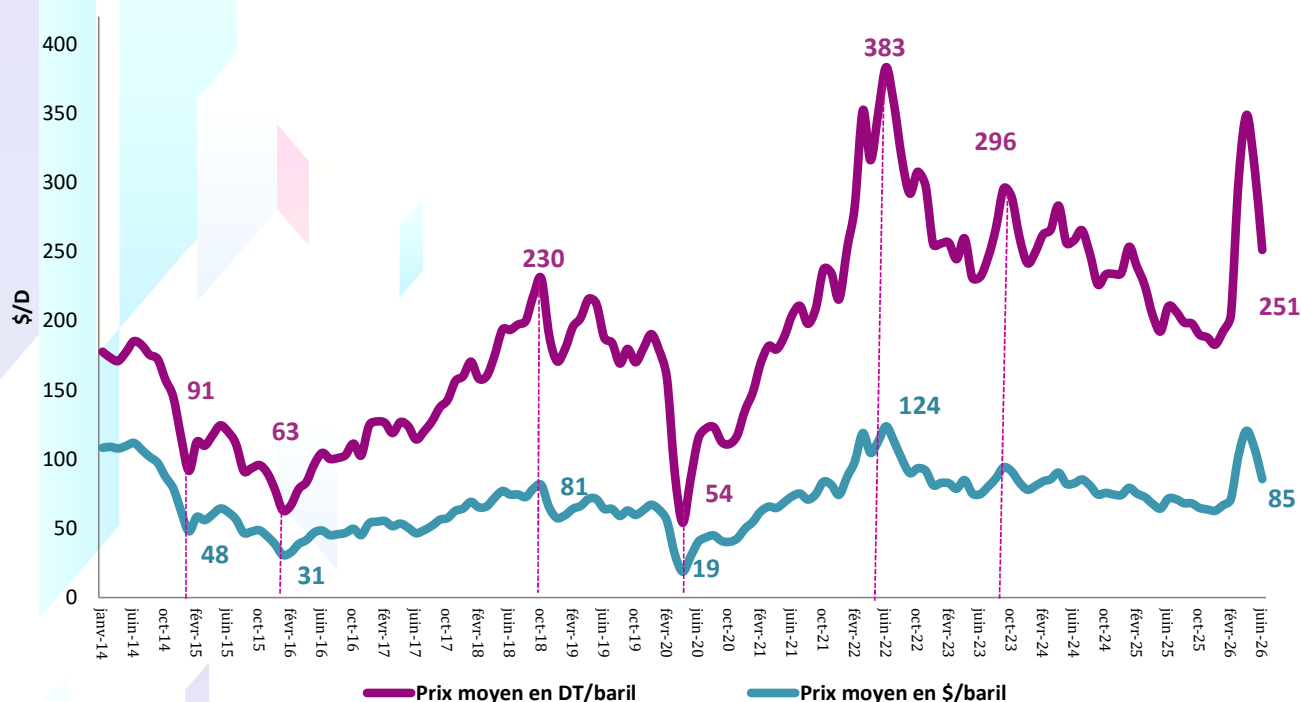


En effet, au cours du mois de juin 2026, les cours du Brent ont augmenté de **14 \$/bbl** par rapport au mois de juin 2025, sous l'effet de l'escalade des tensions au Moyen-Orient, en particulier du conflit dans la région et des risques pesant sur le transit pétrolier à travers le détroit d'Hormuz: **71.46\$/bbl** en juin 2025 contre **85.47 \$/bbl** en juin 2026 et **107.55\$/bbl** courant le mois de mai 2026.



Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une quasi stabilité par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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

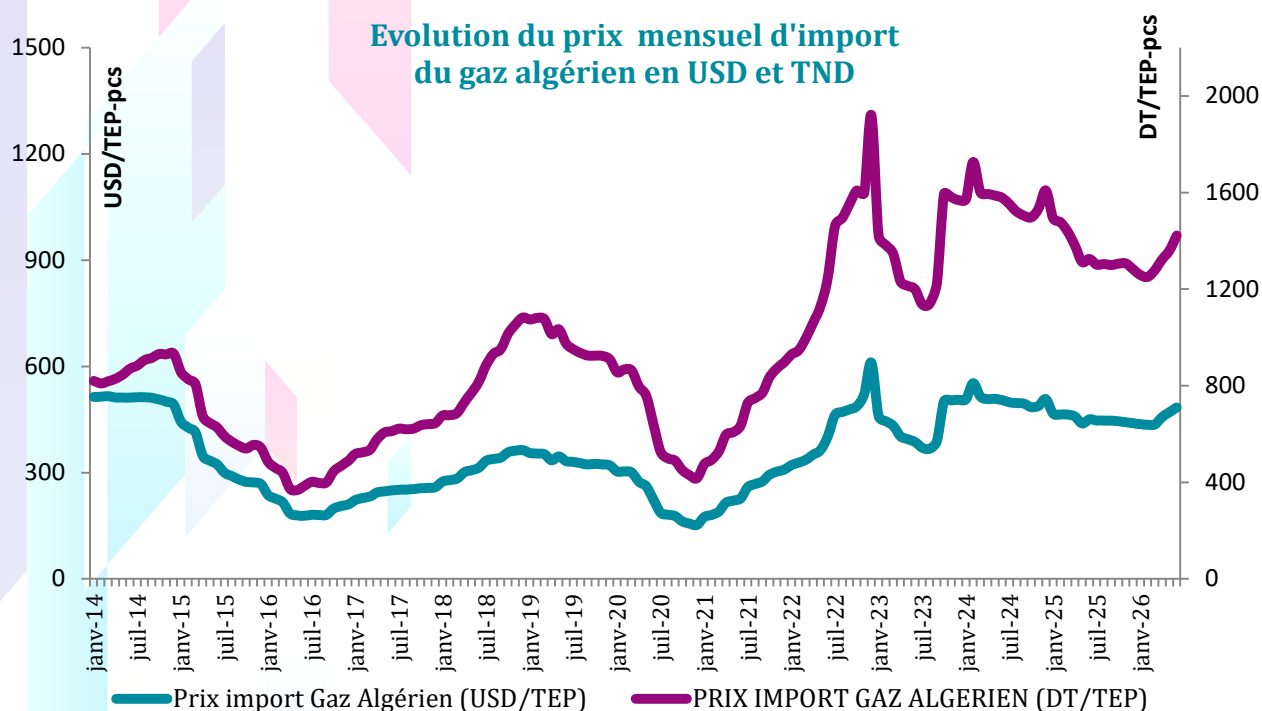


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(-) Entre fin juin **2025** et fin juin **2026**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une hausse de **29%** : **72\$/bbl** contre **93\$/bbl**.

(+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin juin **2025** et fin juin **2026** de **6%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,87** en février **2026**.

(++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **6%** en DT et de **1%** en \$ entre fin juin **2025** et fin juin **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 juin **2026** ont enregistré une hausse par rapport à fin juin **2025** en valeur de **39%**.

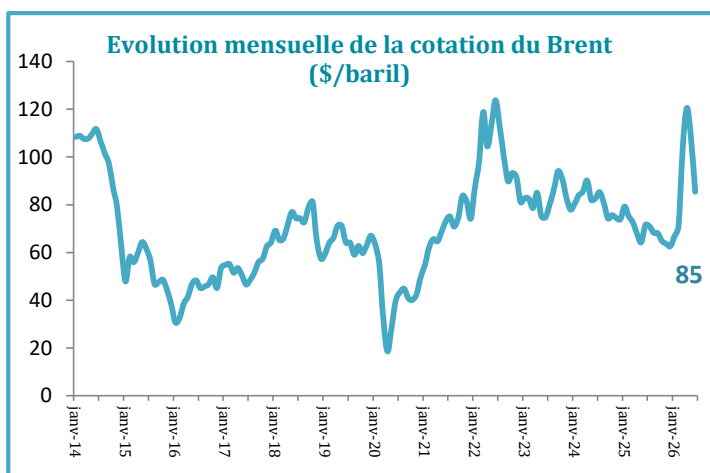
(--) Les importations de pétrole brut ont augmenté entre fin juin **2025** et fin juin **2026** de **162%** en quantité et de **210%** en valeur.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité et en valeur à fin juin **2026**.

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

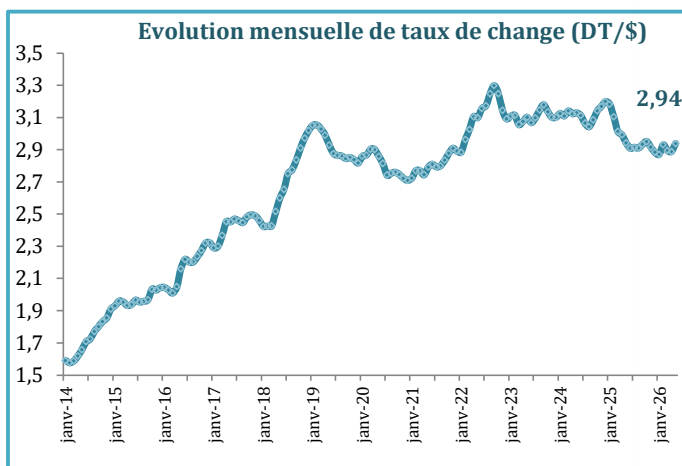
	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	79,2	66,8	-16%
Février	75,2	71,2	-5%
Mars	72,6	103,9	43%
Avril	67,8	120,5	78%
Mai	64,22	107,55	67%
Juin	71,46	85,47	20%
Juillet	70,99		
Août	68,2		
Septembre	68,02		
Octobre	64,73		
Novembre	63,7		
Décembre	62,7		
Prix annuel moyen	69,1		



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		
Aout	2,91		
Septembre	2,91		
Octobre	2,93		
Novembre	2,95		
Décembre	2,92		
Taux annuel moyen	3,00		



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

Pétrole Brut (1)	A fin juin 2026	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	282	97
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	263	90,5

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

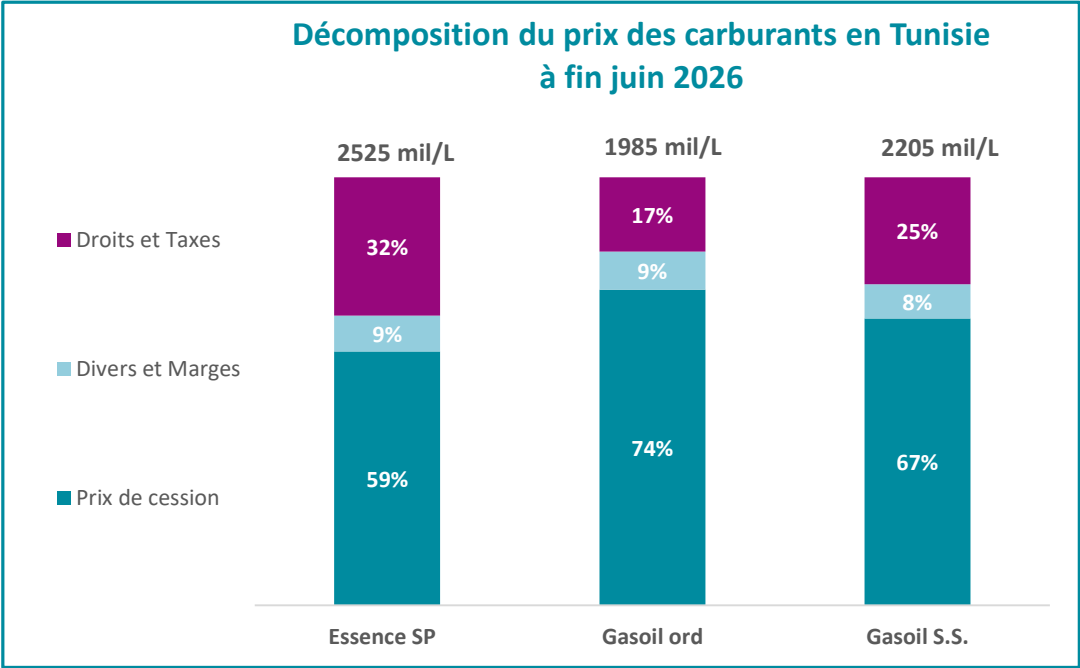
PRODUITS PETROLIERS	A fin juin 2026					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2088	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2486	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2509	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1895	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2632	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	34,22	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

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

(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



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.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)			
	Année 2024	Année 2025 ^(*)	A fin juin 2026
Prix d'importation Gaz Algérien	1567	1347	1314

	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 forcément identique à la subvention budgétaire.

(2) provisoire

6. Electricité

ELECTRICITE (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 juin		Var (%)
		2025	2026	
El borma	166	81,3	82,8	2%
Ashtart	92	59,5	30,4	-49%
Hasdrubal	64	32,3	24,4	-24%
Adam	89	47,5	43,6	-8%
M.L.D	46	24,8	17,5	-29%
El Hajeb/Guebiba	77	38,4	34,5	-10%
Cherouq	41	21,5	19,7	-8%
Miskar	40	21,6	21,4	-1%
Cercina	70	35,1	37,5	7%
Barka	3	2,2	0,0	-100%
Franig/Bag/Tarfa	25	15,9	8,3	-47%
Ouedzar	37	18,2	18,1	-0,4%
Gherib	44	23,4	13,1	-44%
Nawara	46	20,2	21,8	8%
Halk el Manzel	45	22,7	22,0	-3%
Autres	304	160,5	192,1	20%
TOTAL pétrole (kt)	1 190	625	587	-6%
TOTAL pétrole (ktep)	1 218	640	602	-6%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 208	633	594	-6%
TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep)	1 237	648	609	-6%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	119	57	50	-12%
TOTAL GPL primaire (ktep)	130	63	55	-12%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 327	690	645	-7%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 368	711	664	-7%

***La production du mois de juin 2026 est provisoire.**

La production nationale de pétrole brut s'est située à **587 kt** à fin juin **2026** enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à fin juin **2025**. Cette baisse a touché la plupart des champs à savoir à savoir Ashtart (**-49%**), Ezzaouia (**-100%**), Gherib (**-44%**), Franig/Bag/Tarfa (**-47%**), Hasdrubal (**-24%**), M.L.D (**-29%**) et Adem (**-8%**).

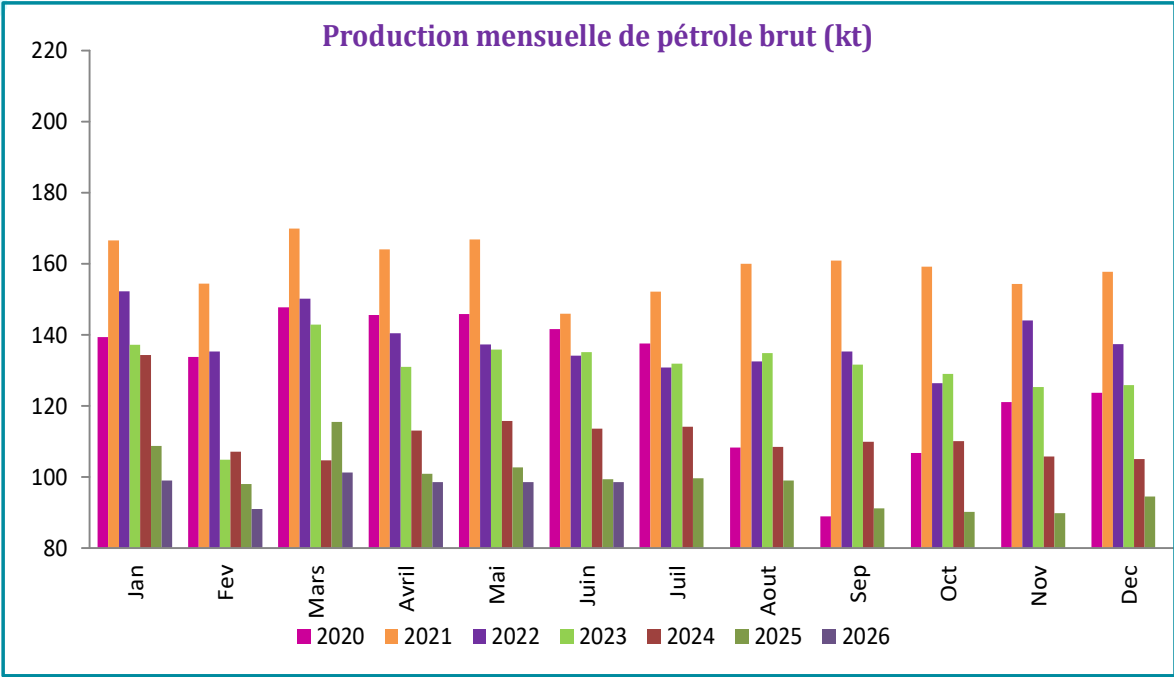
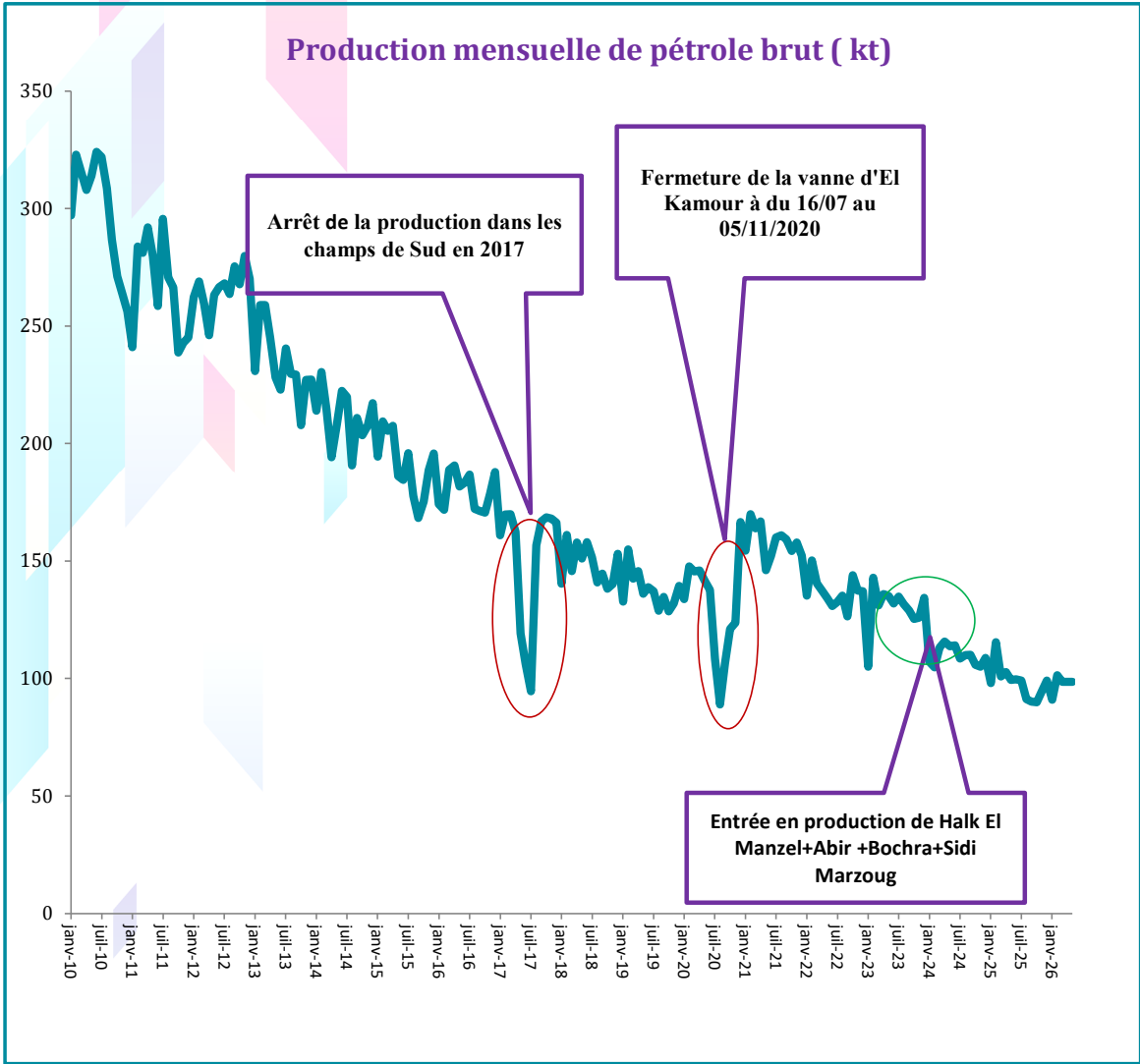
D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Sidi marzoug (**+93%**), Cercina (**+7%**), Chergui (**+67%**) et Nawara (**+8%**).

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**.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **27** mille barils/j à fin juin **2025** à **25.4** mille barils/j à fin juin **2026**.

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

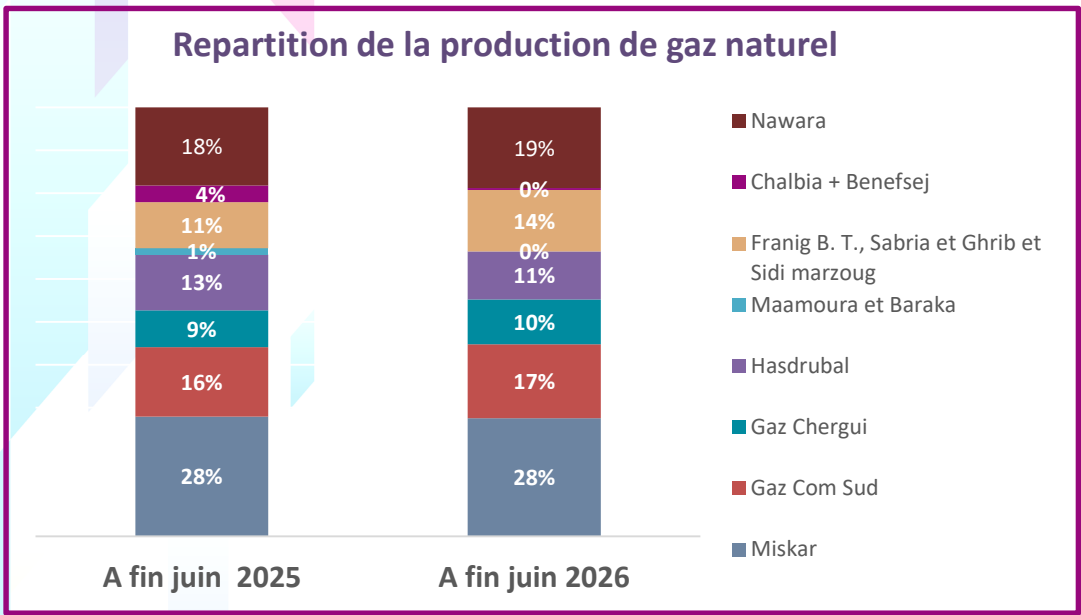


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin juin				
		2015	2025	2026	Var (%)	TCAM%
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	1 926	1 254	997	877	-12%	-3%
Production nationale	1 133	1 096	574	566	-1%	-6%
Miskar	294	344	160	156	-3%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	184	163	93	98	5%	-5%
Gaz Chergui	111	107	49	59	20%	-5%
Hasdrubal	144	363	75	63	-15%	-15%
Maamoura et Baraka	8	56	8	0	-100%	-100%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	123	62	61	81	32%	2%
Chalbia + Benefsej	35	0	22	3	-89%	-
Nawara ⁽⁴⁾	234	0	104	106	2%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	793	159	424	311	-27%	6%
Achats	2 824	986	1 290	1 376	7%	3%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 140	1 394	1 108	974	-12%	-3%
Production nationale	1259	1217	637	629	-1%	-6%
Miskar	327	383	178	173	-3%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	204	181	103	109	5%	-5%
Gaz Chergui	124	119	55	66	20%	-5%
Hasdrubal	160	403	83	70	-15%	-15%
Maamoura et Baraka	9	62	9	0	-100%	-100%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	137	69	68	90	32%	2%
Chalbia + Benefsej	39	0	25	3	-89%	-
Nawara ⁽⁴⁾	260	0	116	118	2%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	881	176	471	345	-27%	6%
Achats	3 137	1 096	1 433	1 529	7%	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 juin 2026 d'une quantité de 41 millions de Cm3 , en cours de regularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **877 ktep-pci**, à fin juin **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a enregistré une légère baisse de **1%**.

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



Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **15%**.
- ✓ **Champs Nawara** : hausse de la production de **2%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **5%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **20%**.

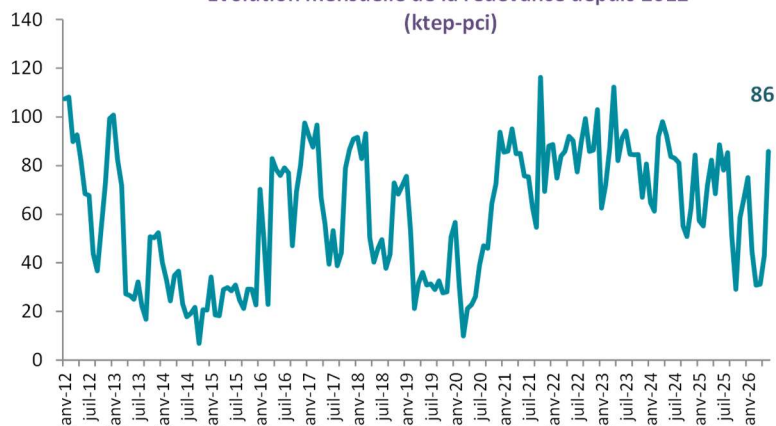
Baisse du forfait fiscal sur le transit de gaz d'origine algérienne de **27%** à fin juin **2026** par rapport à fin juin **2025** en se situant à **311** ktep-pci. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG à fin juin **2026**.

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin juin **2026** d'une quantité de **41** millions de Cm³, en cours de régularisation.

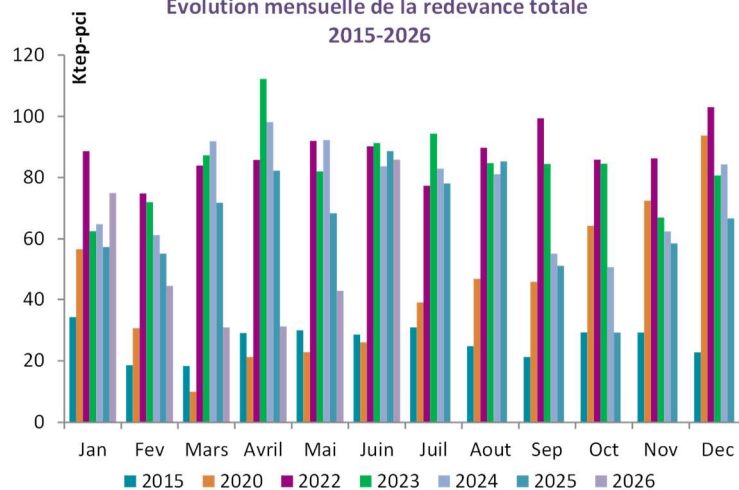
Répartition de la redevance totale



Evolution mensuelle de la redevance depuis 2012 (ktep-pci)

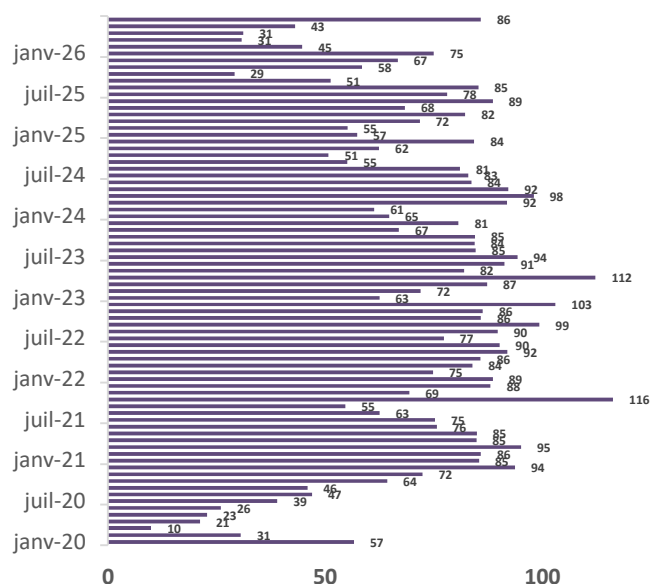


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2026



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**.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2026

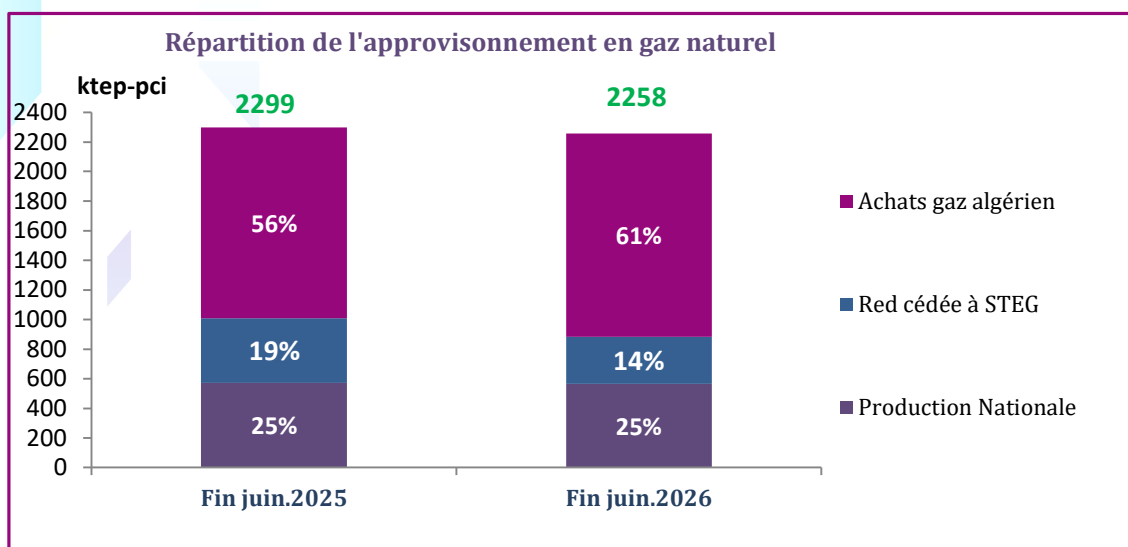


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **7%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026**, pour se situer à **1376 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **2%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026** pour se situer à **2258 ktep-Pci**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Quasi-stabilité de la part du gaz national autour de **25%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **19%** à **14%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **56 %** à **61%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin juin			Remarques
	2025	2026	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	4	12	181%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	6	8	33%	
Gasoil ordinaire	89	212	137%	
Fuel oil BTS	62	213	244%	
Virgin Naphta	57	149	161%	
White Spirit	3	6	82%	
Total production STIR	222	600	-	
Taux couverture STIR (1)	10%	25%	151%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	5%	10%	115%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	57	177	211%	Arrêt technique de 07/04 au 08/04 et de 26/04 au 28/04 2026.
Jours de fonctionnement du Platforming	0	0	-	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

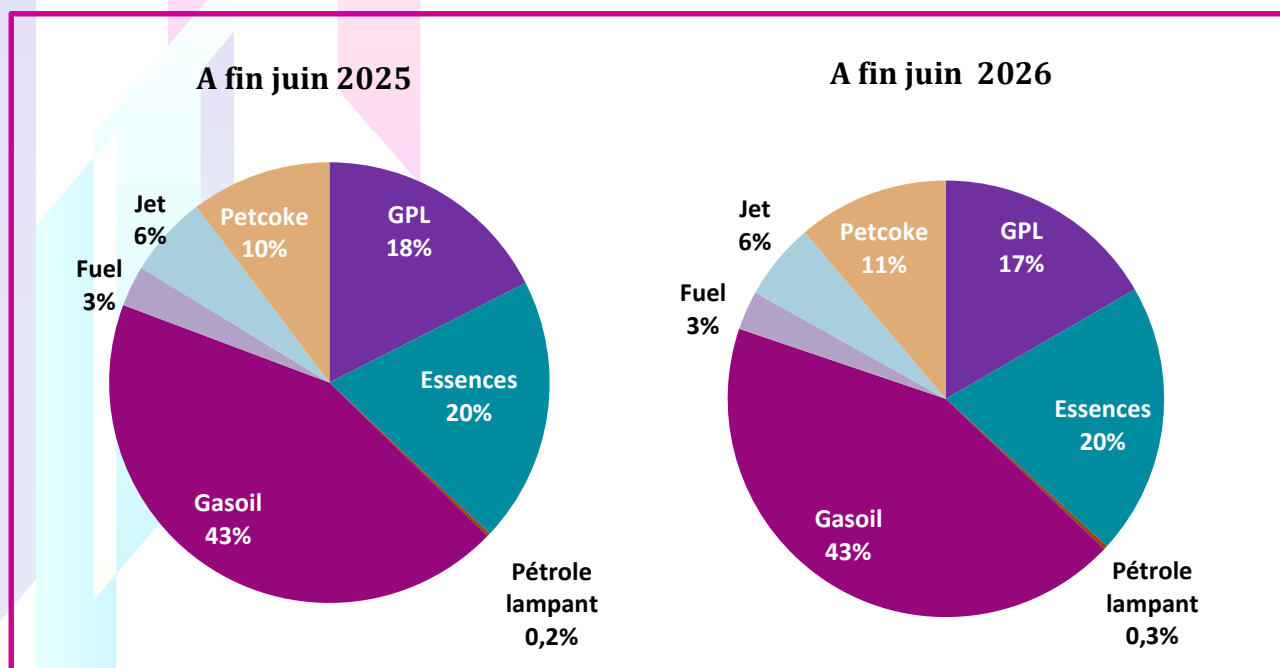
La STIR est à l'arrêt de janvier à avril 2025 pour des opérations de maintenance. Depuis mai 2025, l'unité de Topping a repris sa production.

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2025	A fin juin				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	753	317	395	403	2%	2%
Essences	942	317	439	487	11%	4%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	930	317	434	480	11%	4%
<i>Essence premium</i>	13	0	6	7	24%	-
Pétrole lampant	10	31	5	7	39%	-13%
Gasoil	2 090	1001	980	1043	6%	0,4%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 555	873	740	770	4%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	527	128	236	269	14%	7%
<i>Gasoil premium</i>	8	0	3	4	13%	-
Fuel	143	146	68	70	4%	-6%
<i>STEG & STIR</i>	23	35	6	16	166%	-6,9%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	120	111	62	54	-12%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	293	111	135	138	2%	2%
Coke de pétrole	470	312	232	271	17%	-1%
Total	4702	2235	2254	2420	7%	0,7%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4679	2200	2248	2404	7%	0,8%

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin juin **2025** et fin juin **2026**, une hausse de **7%**, pour atteindre **2420** ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation des essences (**+11%**), des gasoils (**+6 %**), de coke de pétrole (**+17 %**) et de Fuel (**+4%**).

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juin **2025** et fin juin **2026**, à l'exception de quelques produits, notamment le GPL dont la part est passée de **18%** à **17 %** et le petcoke dont la part est passée de **10 %** à **11%** sur la même période.

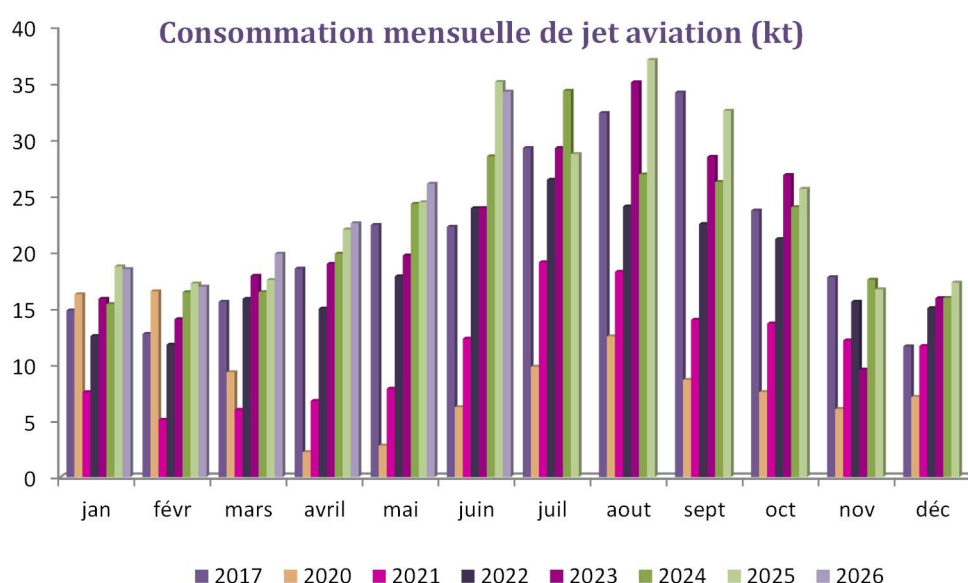


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juin **2025** et fin juin **2026**, une hausse de **8%**. Elle représente **63%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin juin **2025** et fin juin **2026** une hausse de **2%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse importante de **17%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026** (données partiellement estimées), notons 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 **2%** à fin juin **2026** par rapport à la même période de l'année précédente.

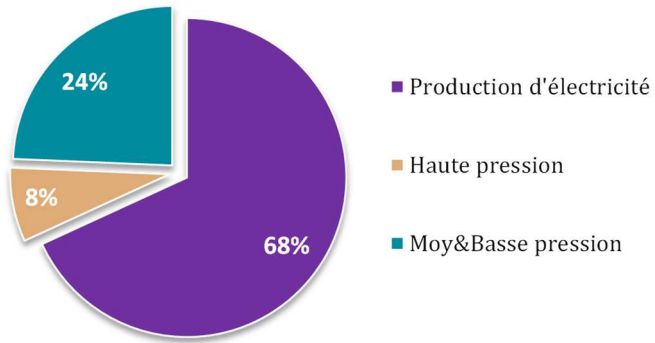


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin juin				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 842	2 208	2 293	2 250	-2%	0,2%
Production d'électricité	3 542	1 507	1 578	1 534	-3%	0,2%
Hors prod élec	1 300	702	715	717	0,2%	0,2%
Haute pression	339	147	174	169	-3%	1%
Moy&Basse pression	961	555	541	548	1%	-0,1%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 380	2 454	2 548	2 500	-2%	0,2%
Production d'électricité	3 935	1 674	1 753	1 704	-3%	0,2%
Hors prod élec	1 445	780	795	796	0,2%	0,2%
Haute pression	377	163	193	188	-3%	1%
Moy&Basse pression	1 068	617	601	609	1%	-0,1%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de 2% entre fin juin 2025 et fin juin 2026 pour se situer à 2250 ktep-pci. La demande destinée à la production d'électricité a enregistré une baisse de 3% et destinée à la consommation finale a enregistré une quasi stabilité. Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (68% de la demande totale à fin juin 2026), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ 91%.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin juin 2026



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une quasi stabilité pour se situer à 717 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 baisse de 3%.

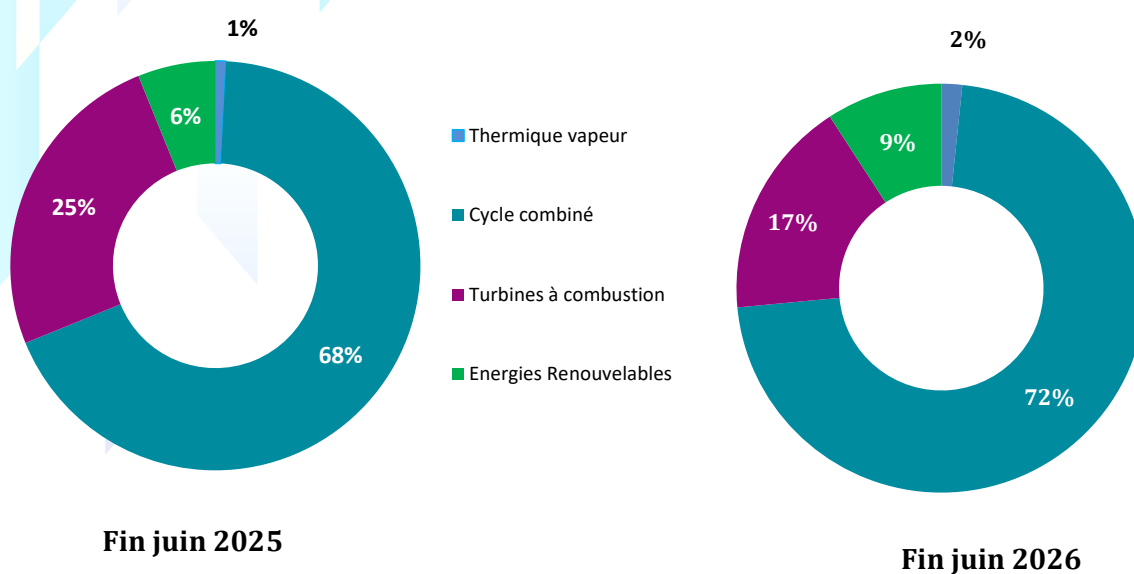
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une baisse **5%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026** pour se situer à **199 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **68%** à **72%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026**.

Répartition de la production national électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2025	Juin		A fin juin	
		2025	2026	2025	2026
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	3	0	0	0	0
Nb total des permis	12	15	12	15	12
Nb de forages explo.	0	0	1	0	2
Nb forages dévelop.	4	0	2	2	3
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juin **2026**, est de **12** dont **11** 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*).

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 juin 2026

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

Forage d'exploration à fin juin 2026

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	LMG-3	Nefzaoua	18/05/2026	Profondeur actuelle : 2803 m. Forage en cours
02	Bouhrara-1 (Re-entry)	Bouhrara	20/06/2026	Profondeur actuelle : 121 m. Forage en cours

Développement

- Forage de trois (3) puits de développement à fin juin 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 : 3559 m. Forage en cours
03	NOUR-3 DIR A	Adam	25/06/2026	Profondeur actuelle : 2170 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

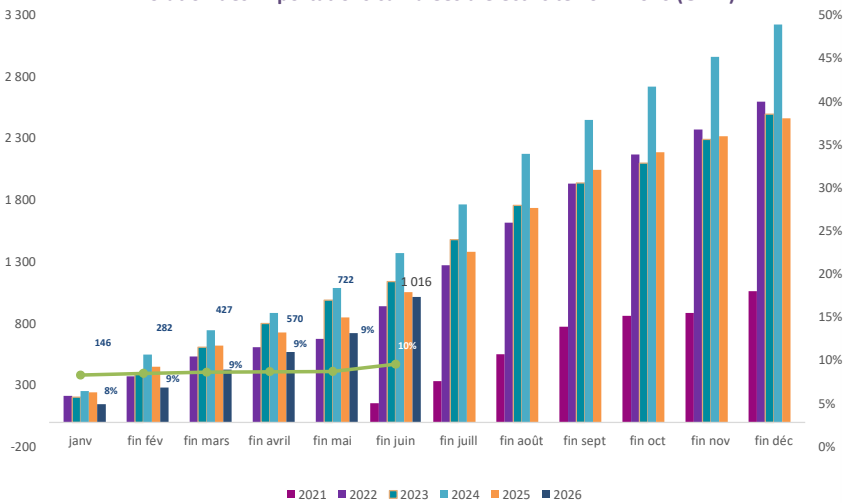
Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2025	A fin juin				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19510	6 908	8 567	8655	1%	2%
FUEL + GASOIL	18	786	1	0,5	-50%	-49%
GAZ NATUREL	19183	5807	8388	8565	2%	4%
HYDRAULIQUE	13	38	5	6	17%	-16%
EOLIENNE	259	276	154	66	-57%	-12%
SOLAIRE	37	0	19,2	18,6	-3%	-
IPP Solaire ⁽³⁾	81	0	30	290	871%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	721	0	341	485	42%	-
ACHAT TIERS	221	45	120	120	0%	9%
PRODUCTION NATIONALE	20533	8 507	9 058	9 550	5%	1%
Echanges	26,5	-14	61	30	-51%	-207%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2461	0	1030	1016	-1%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,0	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21810	8507	10149	10596	4%	2%
⁽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 juin 2026 , une hausse de 5% pour se situer à **9550 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **9058 GWh** à fin juin 2025. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 4%. Ainsi les **achats d’électricité** principalement de l’Algerie ont couvert 10% des besoins du marché local à fin juin 2026.

Evolution des importations cumulées d’électricité 2021-2026 (GWh)



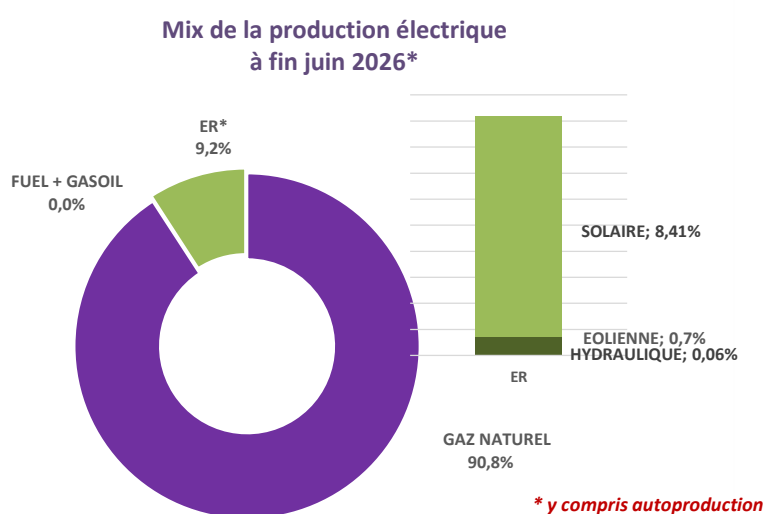
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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 **91%** de la production nationale à fin juin **2026**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **9.2%**.

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

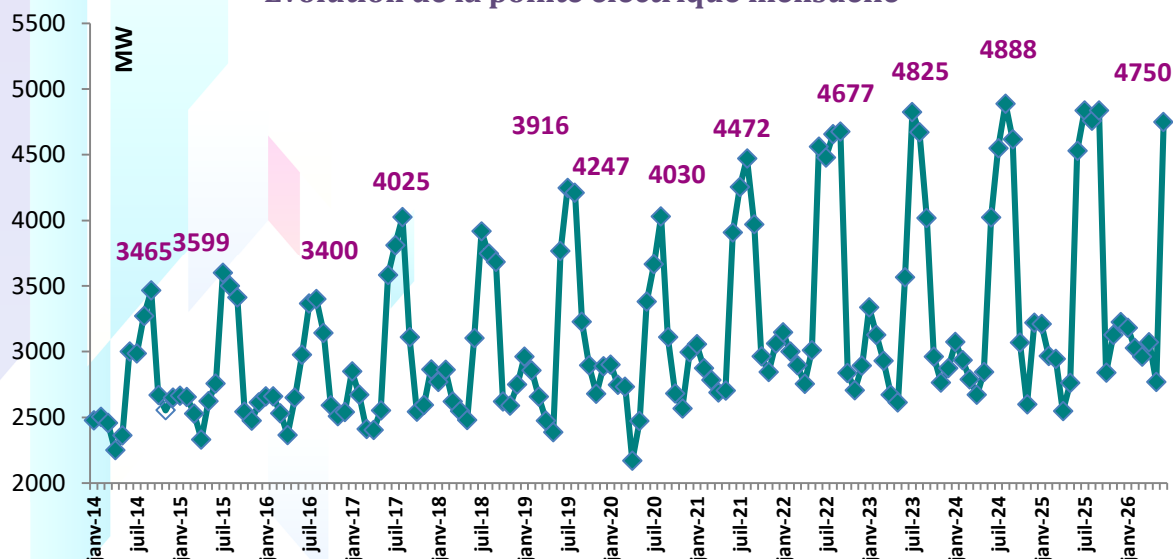


Par ailleurs, environ **500 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin juin **2026** dans le secteur résidentiel et **130 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

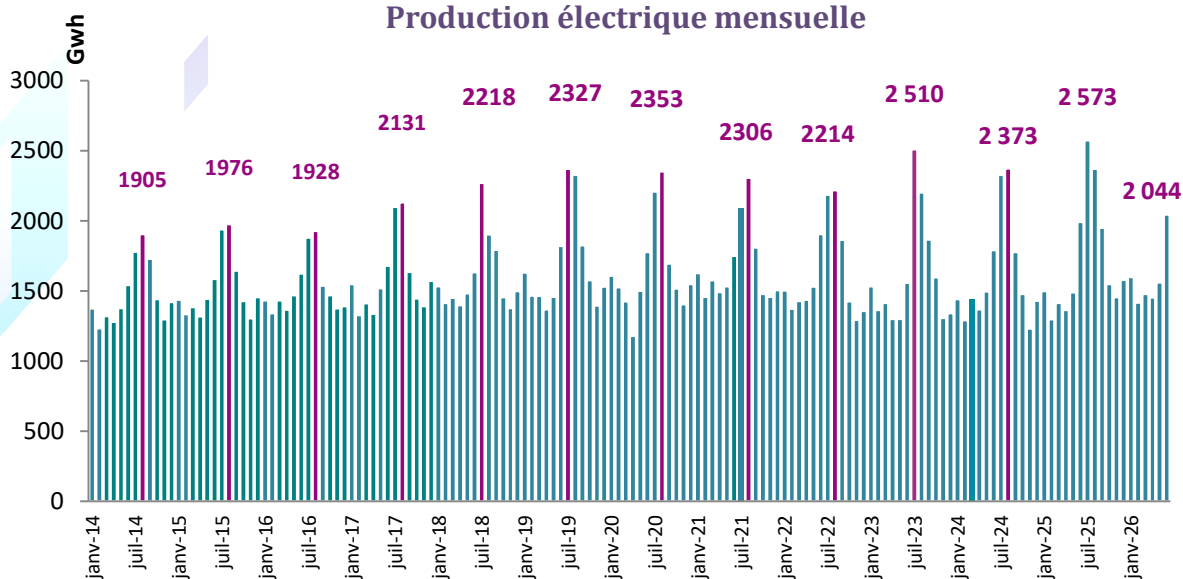
La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **4750 MW** à fin juin **2026** contre **4531 MW** à fin juin **2025**.

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.

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle



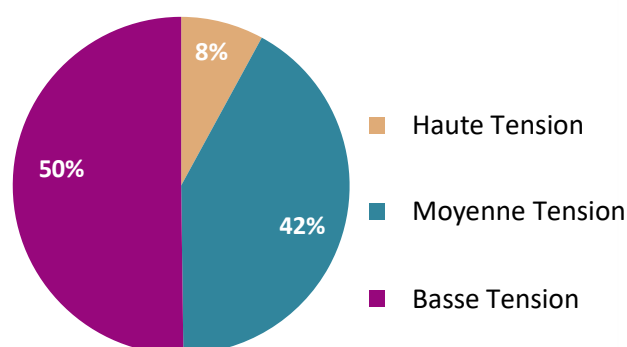
VENTES D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2025	A fin juin				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1351	710	654	619	-5%	-1%
Moyenne tension	7107	3140	3219	3251	1%	0,3%
Basse tension	9068	3382	3799	3905	3%	1%
TOTAL VENTES **	17526	7 232	7 672	7 774	1%	1%

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

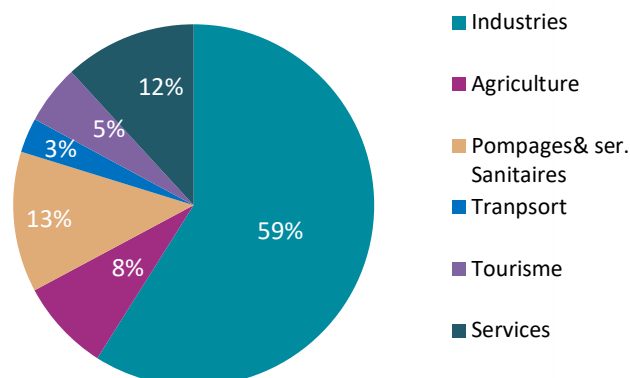
Les ventes d'électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** entre fin juin **2025** et fin juin **2026**.

Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **5%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une légère hausse de **1%**. 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 juin 2026



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



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **59%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juin **2026**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une baisse des ventes, notamment l'industrie chimique et pétrolière (**-5%**) ainsi que l'industrie des matériaux de construction (**-2%**). En revanche, d'autres secteurs ont connu une hausse des ventes, principalement l'industrie du papier et de l'édition (**+8%**) et le pompage agricole (**+6%**).

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.
		Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	1^{er} 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.
			2^{ème} 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
		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.

	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 16 projets : 04 projets de 10 MW chacun. 12 Projets de 1MW chacun.
		5 ^{ème} 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.
		6 ^{ème} 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 (200 MW) le 15 avril 2026, dernier délai 30 juin 2026.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 500 MW installés
		MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 130 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 200MW, Djebel Tbagha à Kébili de 100MW à 600MW, El Guetar à Gafsa d'une puissance de 200MW et à Fériana (Kassserine) d'une puissance de 100MW pour le lancement de la compagnie de mesure de vent.
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	1^{er} round : Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW à El fahs en janvier 2026.

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
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour