

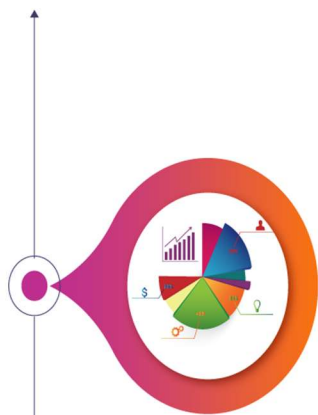
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Juin 2025



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



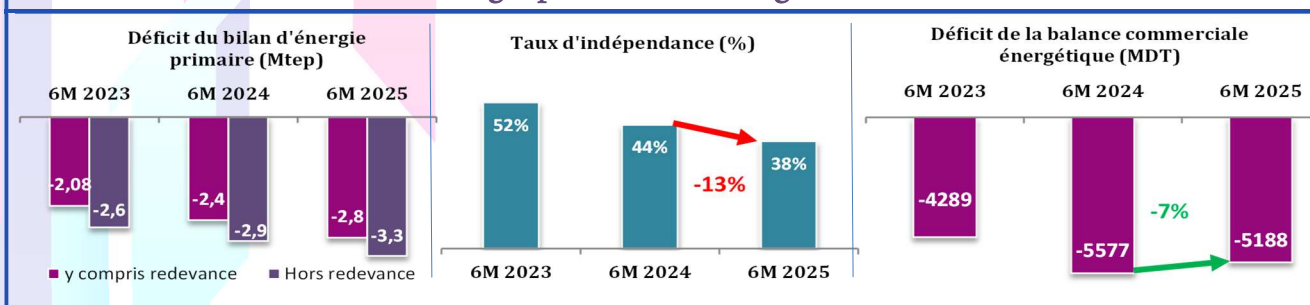
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

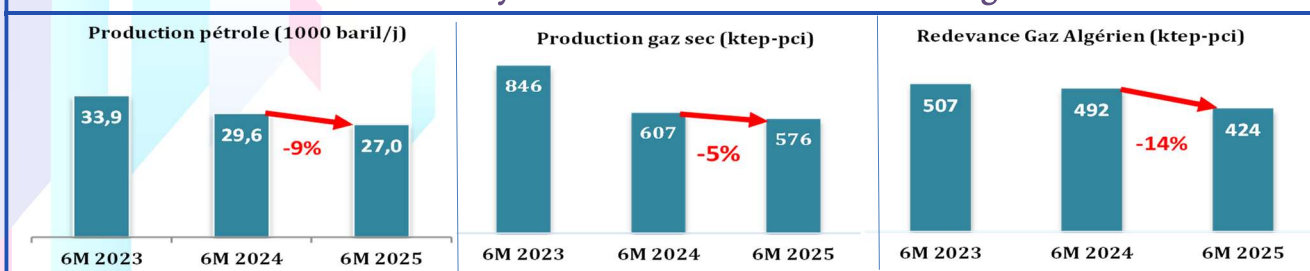
Date de la publication : 18 août 2025

Faits marquants du mois de juin 2025

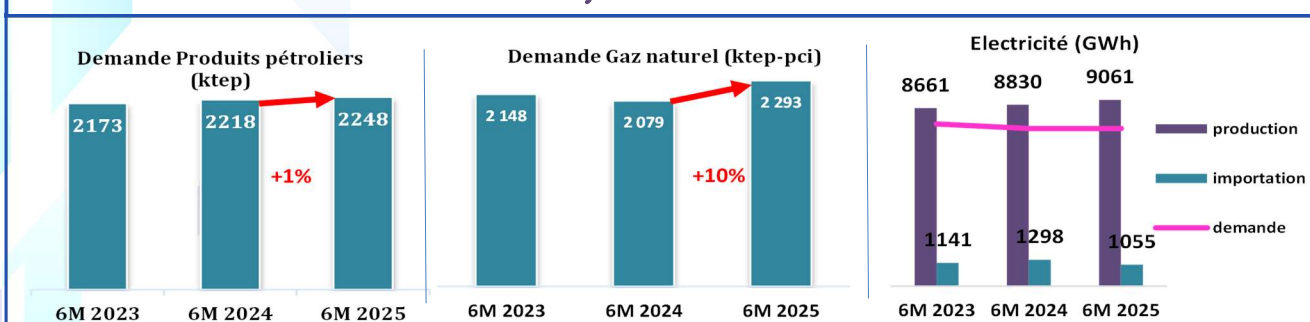
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



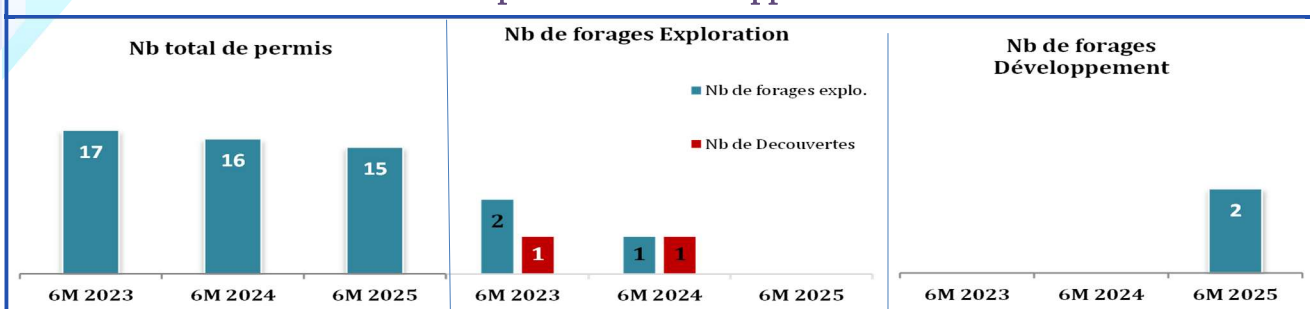
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



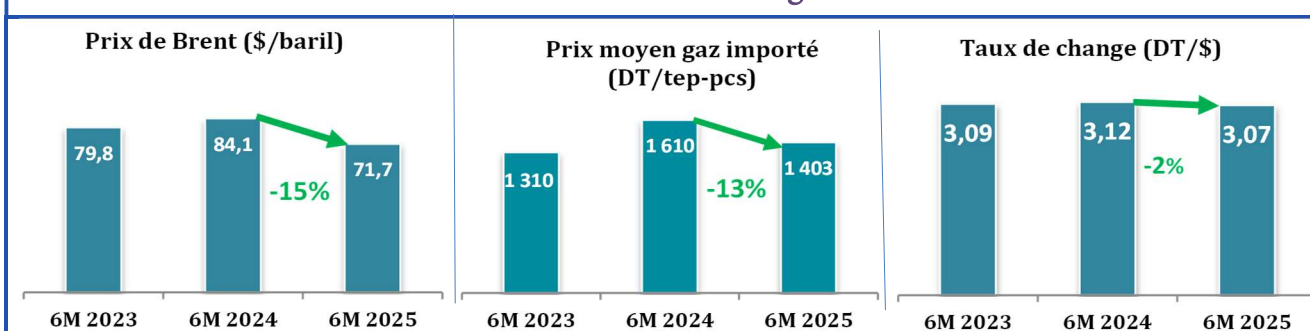
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 2024	A fin juin			Var (%)	TCAM (%)
		2015	2024	2025		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3699	2660	1923	1760	-8%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	1263	712	652	-9%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	116	69	61	-12%	-6%
Gaz naturel	2090	1254	1099	1000	-9%	-2%
Production	1181	1096	607	576	-5%	-6%
Redevance	909	159	492	424	-14%	10%
Elec primaire	84	27	42	47	12%	6%
DEMANDE	9126	4513	4340	4588	6%	0,2%
Produits pétroliers ^(*)	4548	2413	2218	2248	1%	-1%
Gaz naturel	4493	2073	2079	2293	10%	1%
Elec primaire	84	27	42	47	12%	6%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5426	-1852	-2417	-2828		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6335	-2011	-2908	-3251		
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						
(*) Données provisoires pour le mois de juin 2025						

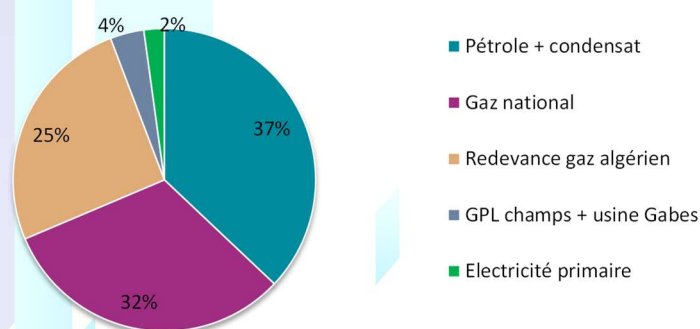
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.8 Mtep** à fin juin **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **8%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **70%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

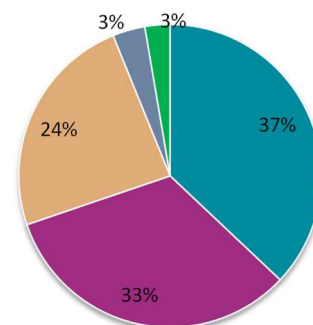
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **3%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 14% à fin juin 2025 par rapport à fin juin 2024.**

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2024



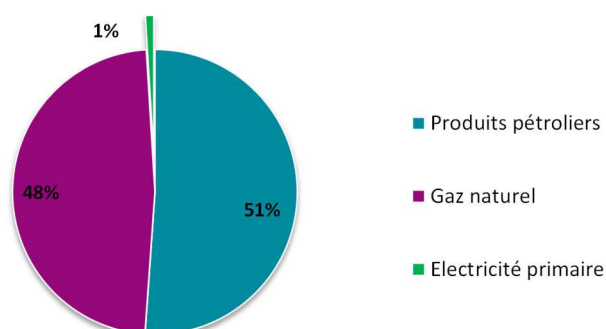
Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2025



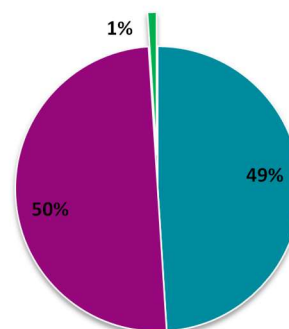
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin juin 2025 et fin juin 2024 une hausse de **6%** : la demande du gaz naturel a augmenté de **10%** et celle des produits pétroliers a enregistré une légère hausse de **1%**.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **51%** à fin juin 2024 à **49%** durant la même période de 2025. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de **48 %** à fin juin 2024 à **50%** à fin juin 2025.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin juin 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin juin 2025



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juin **2025, un déficit de 2.8 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **17%** par rapport à fin juin **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **38%** à fin juin **2025** contre **44%** à fin juin **2024**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **29%** à fin juin **2025** contre **33%** durant la même période de **2024**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juin			A fin juin			A fin juin		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							1814	1131	-38%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	965	958	-1%
ETAP	317	453	43%	325	464	43%	632	733	16%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	333	226	-32%
GPL Champs	9,9	7,7	-22%	10,9	8,5	-22%	15	11	-24%
ETAP	9,9	7,7	-22%	10,9	8,5	-22%	15	11	-24%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	365	107	-71%	370	108	-71%	718	159	-78%
Fuel oil (BTS)	197	59	-70%	193	58	-70%	375	82	-78%
Virgin naphtha	168	48	-71%	177	50	-71%	344	77	-77%
Pétrole	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				63	0	-100%	117	3	-98%
IMPORTATIONS				4060	3992	-2%	7391	6319	-15%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	502	188	-63%	516	193	-63%	1152	340	-71%
PRODUITS PETROLIERS	2006	2082	4%	2005	2086	4%	4366	3969	-9%
GPL	287	304	6%	317	336	6%	514	609	18%
Gasoil ordinaire	548	673	23%	563	691	23%	1366	1424	4%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	253	243	-4%	260	250	-4%	646	510	-21%
Jet	113	122	8%	117	127	8%	318	276	-13%
Essence Sans Pb	428	373	-13%	447	389	-13%	1203	845	-30%
Fuel oil (HTS)	62	63	2%	60	62	2%	98	93	-6%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	315	304	-3%	240	232	-3%	222	212	-4%
GAZ NATUREL				1539	1713	11%	1873	2011	7%
Redevance totale ⁽²⁾				492	424	-14%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1047	1290	23%	1873	2011	7%

(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 en juin 2025 d'une quantité de 76 millions de Cm3 , en cours de régularisation.**

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires.

(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

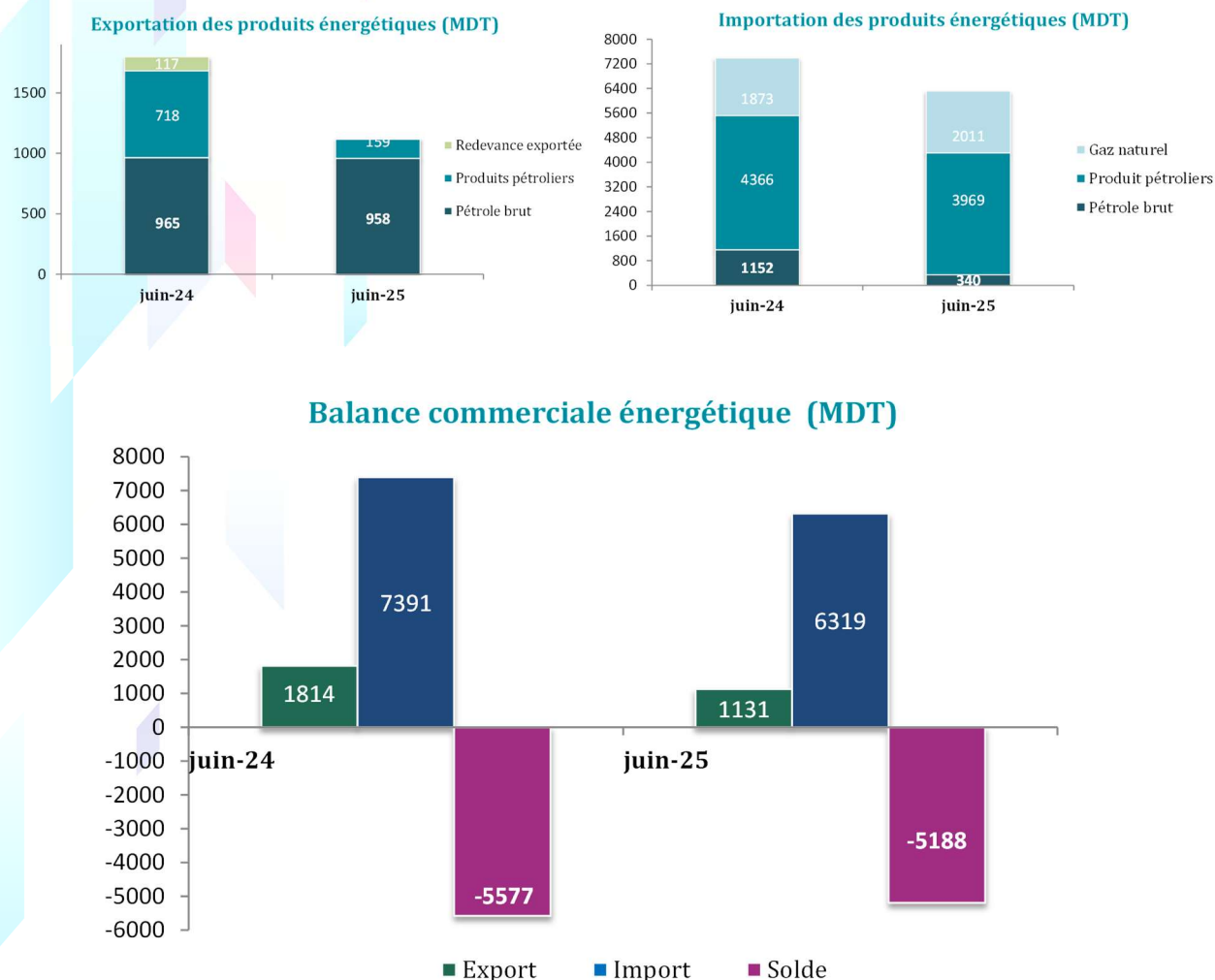
(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour 2024 et 2025

(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 baisse en valeur de **38%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **15%**. Le déficit de la balance

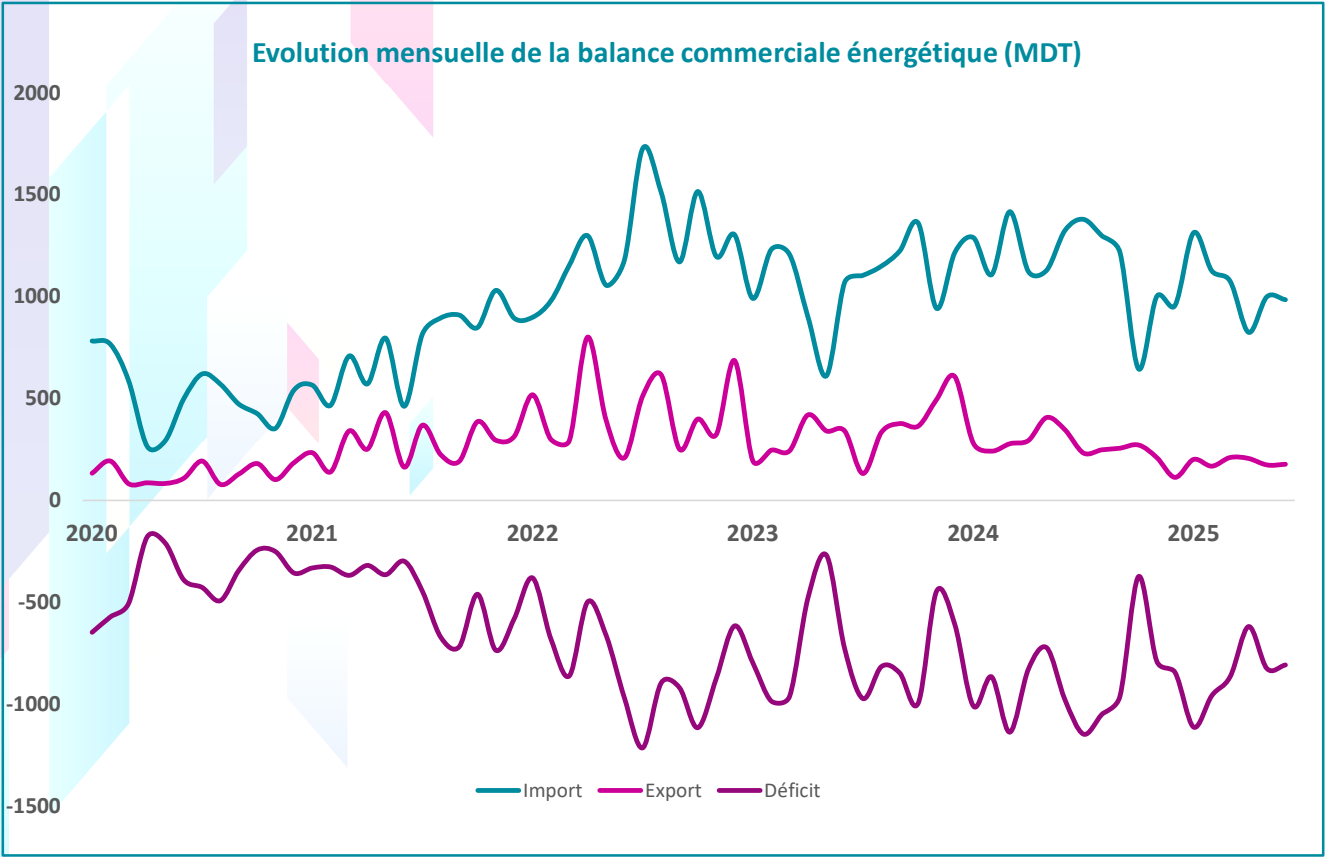
commerciale énergétique est passé de **5577 MDT** à fin juin 2024 à **5188 MDT** à fin juin 2025, soit une baisse de 7% (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



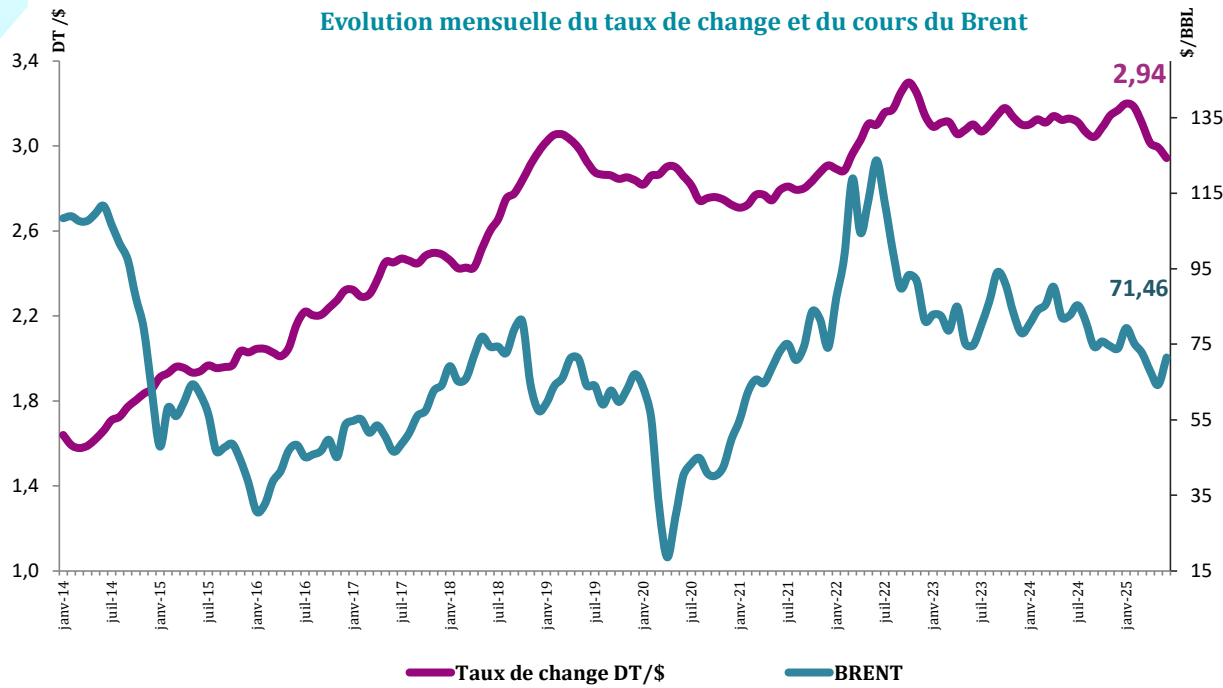
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+) et les quantités échangées ont baissé (-) par contre le cours du Brent s'est amélioré (+) à fin juin 2025 par rapport à fin juin 2024.

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

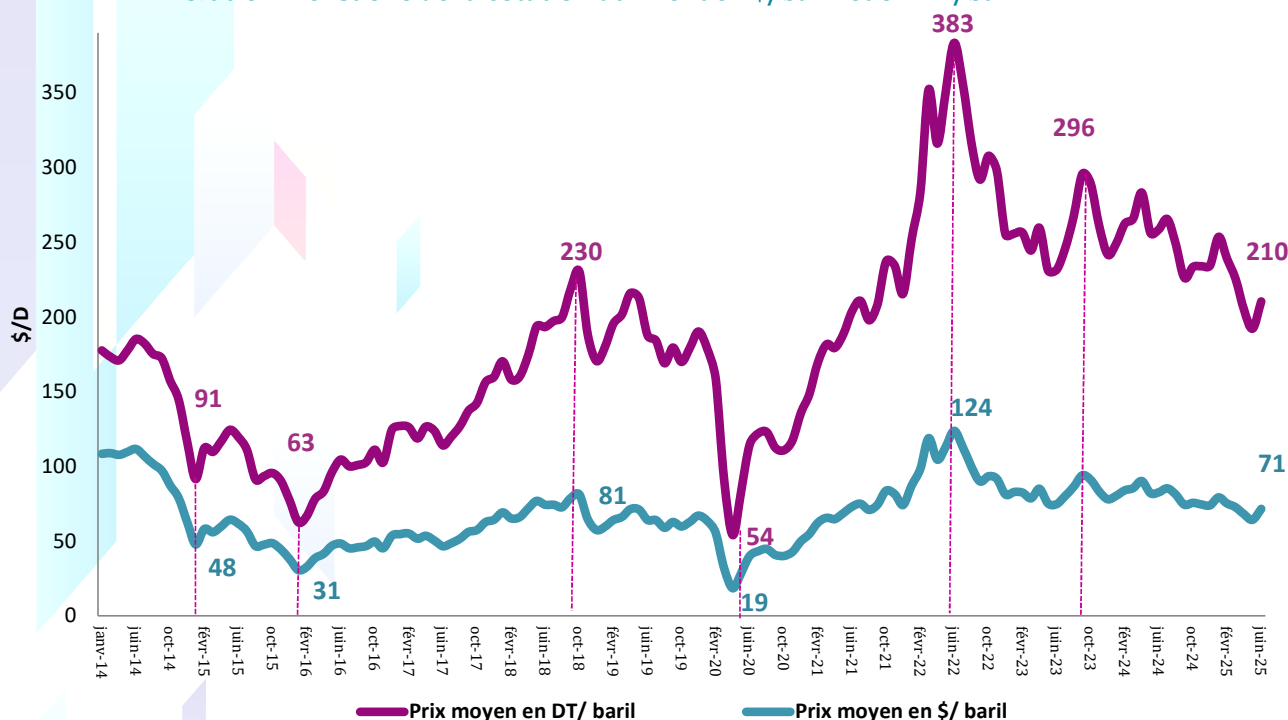


En effet, au cours du mois de juin 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **11\$/bbl** par rapport au mois de juin 2024 : **82.6\$/bbl** en juin 2024 contre **71.5 \$/bbl** en juin 2025 et **64\$/bbl** courant le mois de mai 2025.



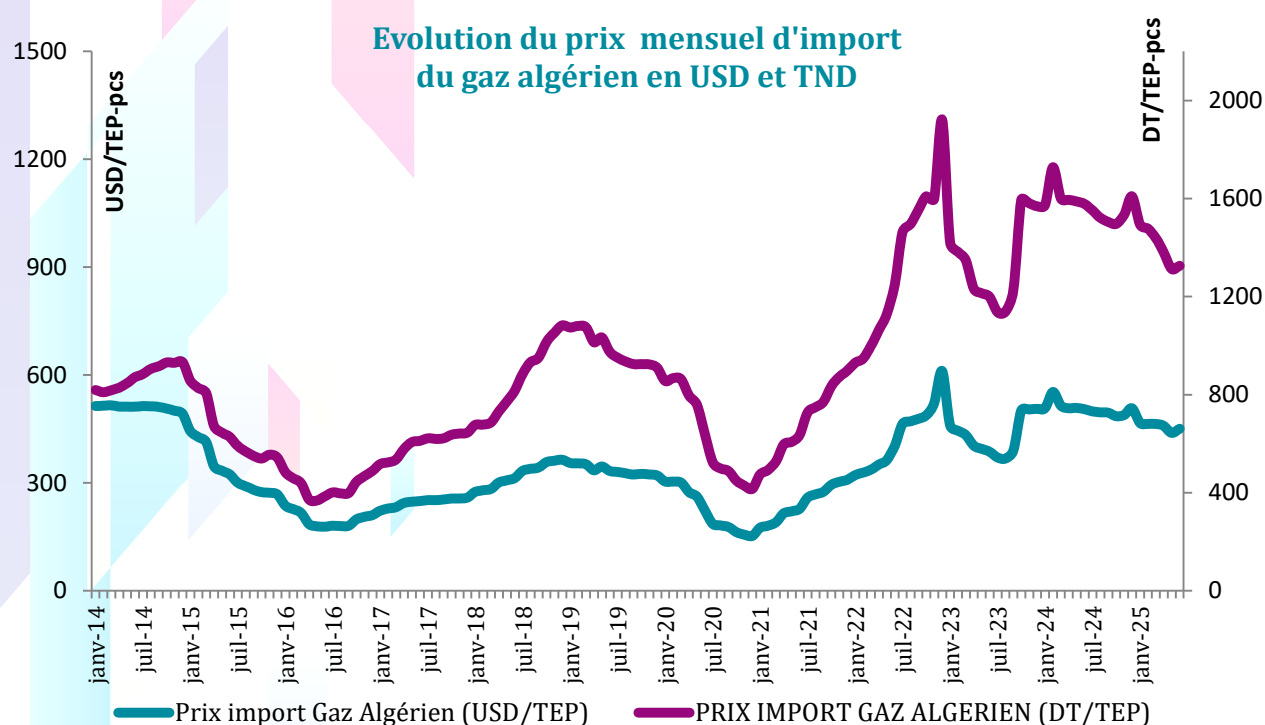
Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une baisse de **6%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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 **2024** et fin juin **2025**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **15%** : **84\$/bbl** contre **72 \$/bbl**.
- (+) Une amélioration de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre fin juin **2024** et fin juin **2025** de **2%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs années, atteignant **2,94** en juin **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **13%** en DT et de **12%** en \$ entre fin juin **2024** et fin juin **2025**.



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**.

(+) Les importations des produits pétroliers à fin juin **2024** ont diminué par rapport à fin juin **2025** de **9%** en valeur.

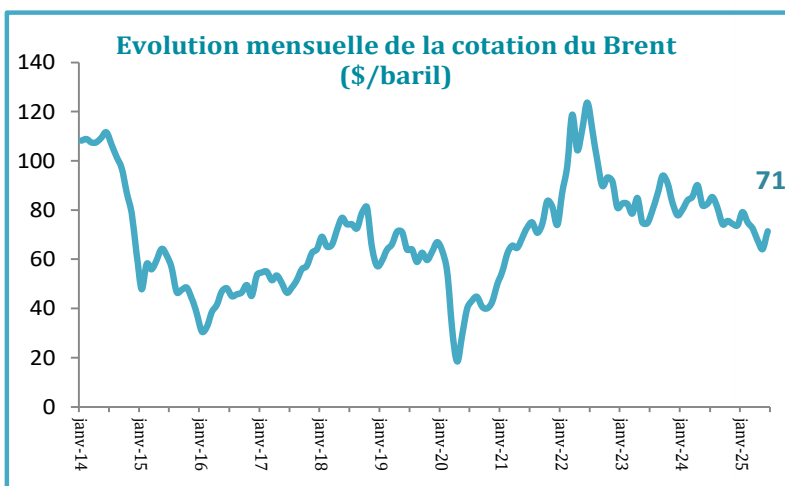
(+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **63%** et en valeur de **71%** à fin juin **2025** par rapport à fin juin **2024**.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers de **71%** en quantité et de **78%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

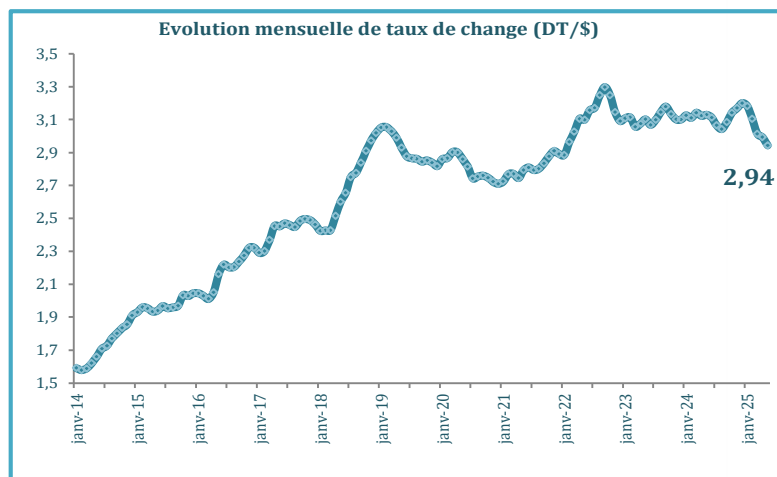
	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05	64,22	-22%
Juin	82,61	71,46	-13%
Juillet	85,3		
Août	80,9		
Septembre	74,3		
Octobre	75,7		
Novembre	74,5		
Décembre	73,9		
Prix annuel moyen	80,8		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	3,10	3,20	3%
Février	3,13	3,18	2%
Mars	3,11	3,10	-0,2%
Avril	3,14	3,01	-4%
Mai	3,12	2,99	-4%
Juin	3,13	2,94	-6%
Juillet	3,11		
Aout	3,07		
Septembre	3,04		
Octobre	3,09		
Novembre	3,14		
Décembre	3,17		
Taux annuel moyen	3,11		



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

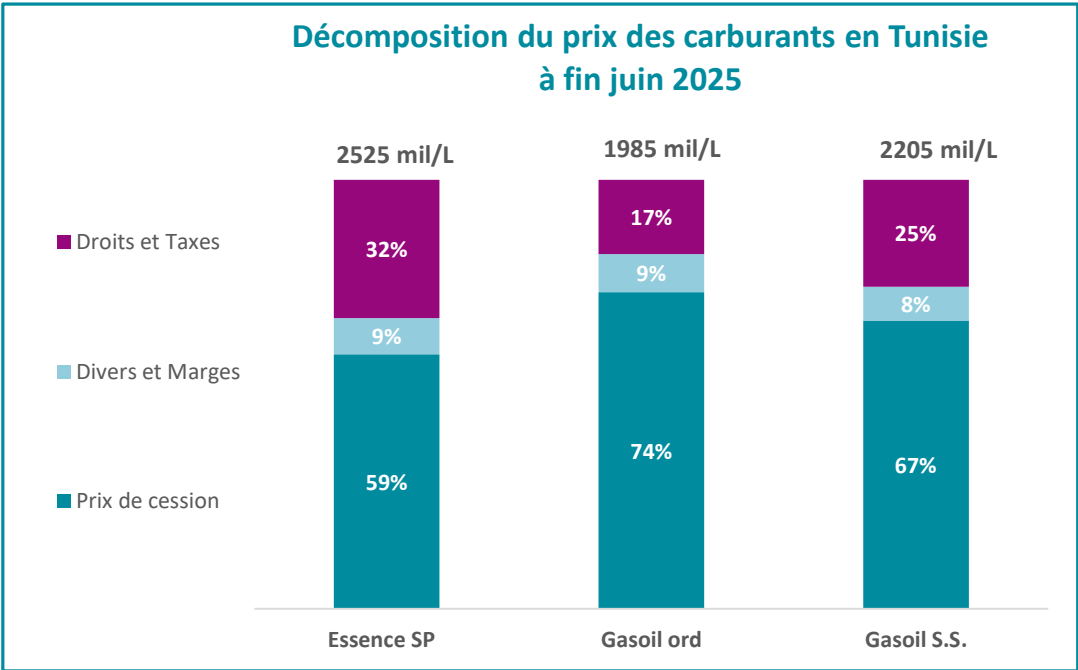
Pétrole Brut (1)	A fin juin 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	238	78
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	215	70

(1) Prix moyen pondéré
(2) Y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange)

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin juin 2025					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1748	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1787	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1770	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1479	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2004	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	26,05	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.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2023	Année 2024	A fin juin 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1403

	Année 2023	Année 2024 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	662,2	647,4
Coût de revient moyen	1769,9	1618,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-1107,6	-971,6

(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 2023	Année 2024 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	288,1	290,3
Coût de revient moyen	472,5	481,3
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-184,4	-190,9

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

(2) 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 cout 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 2024	A fin juin		Var (%)
		2024	2025	
El borma	175,0	81,7	81,9	0,3%
Ashtart	137,1	71,7	58,3	-19%
Hasdrubal	67,2	35,5	32,2	-9%
Adam	106,3	51,9	48,1	-7%
M.L.D	47,3	22,4	25,0	12%
El Hajeb/Guebiba	88,3	49,3	39,8	-19%
Cherouq	43,5	22,6	21,5	-5%
Miskar	43,9	22,8	21,4	-6%
Cercina	68,3	34,0	35,6	5%
Barka	21,3	12,2	2,6	-79%
Franig/Bag/Tarfa	33,2	18,9	16,0	-16%
Ouedzar	37,2	19,1	18,4	-4%
Gherib	56,5	29,8	23,5	-21%
Nawara	72,5	40,3	18,6	-54%
Halk el Manzel	51,1	26,2	22,8	-13%
Autres	293,7	150,5	162,9	8%
TOTAL pétrole (kt)	1 342	689	629	-9%
TOTAL pétrole (ktep)	1 374	705	643	-9%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 358	696	637	-8%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 390	712	652	-9%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	130	63	56	-12%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	142	69	61	-12%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 488	759	692	-9%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 533	782	713	-9%

* La production du mois de juin 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **629 kt** à fin juin **2025** enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à fin juin **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs

à savoir à savoir Nawara (-54%), Ashtart (-19%), El Hajeb/Guebiba (-19%), Barka (-79), Gherib (-21%), Halk el Manzel (-13%), Sidi marzoug (-4%), Hasdrubal(-9%) et Adam (-7).

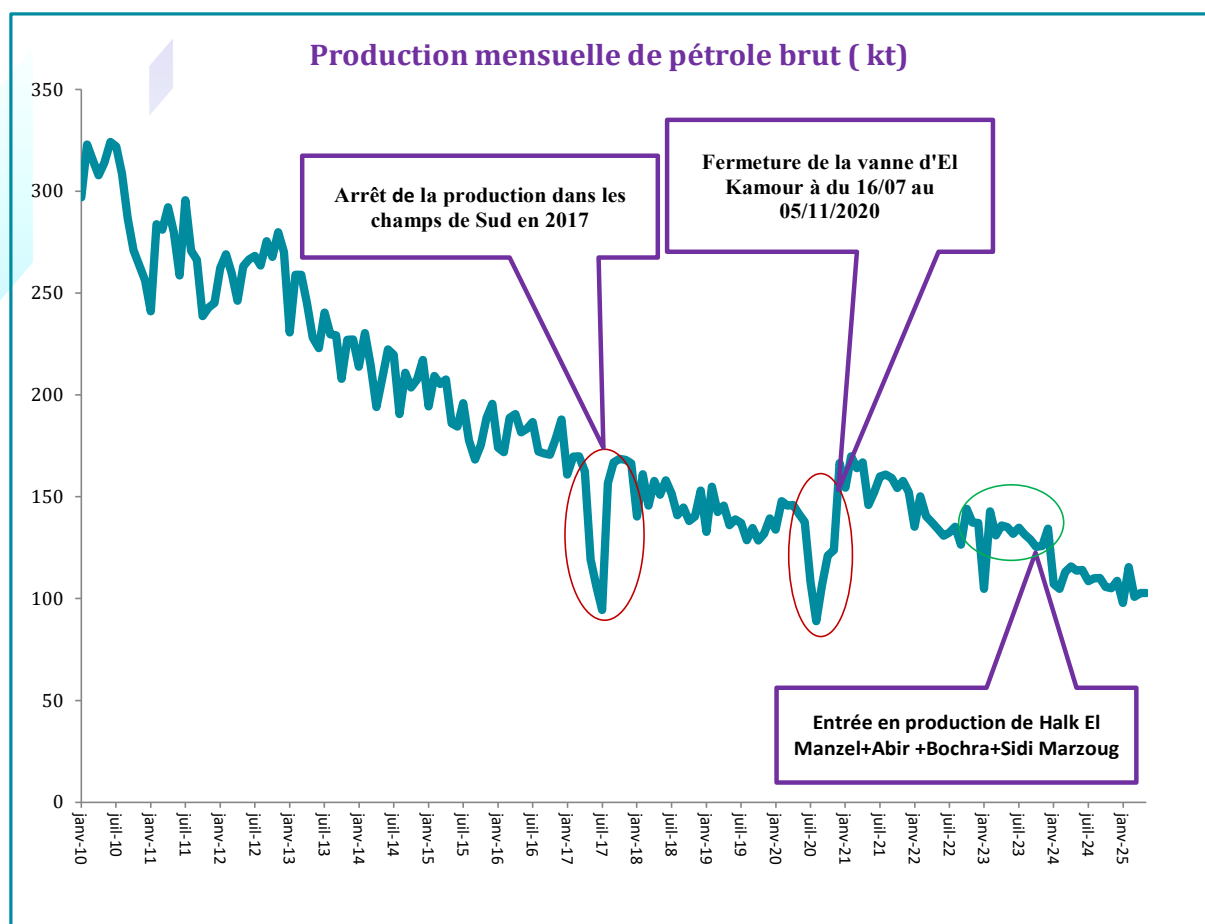
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+83%), Gremda/El Ain (+179%), D.S.T (+69%), M.L.D (+12%) et Bir Ben Tartar (+17%).

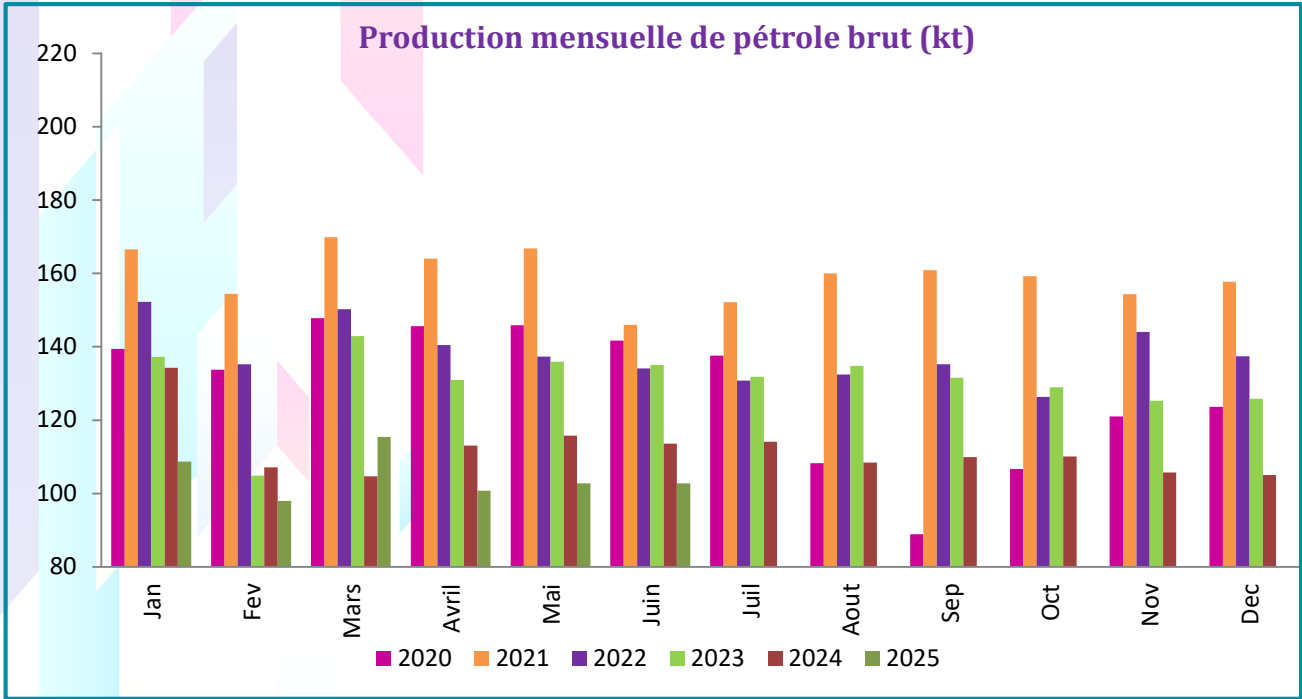
Il convient de noter :

- **Concession Nawara:** Reprise de la production le **15 Mai 2025** après un arrêt de la production (Shut down) depuis le **03 Mai 2025** pour des travaux de maintenance
- **Concession Benefsej Sud:** Remise en production le **03 février 2025**

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **29.6** mille barils/j à fin juin **2024** à **27** mille barils/j à fin juin **2025**.

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





2. Ressources en gaz naturel

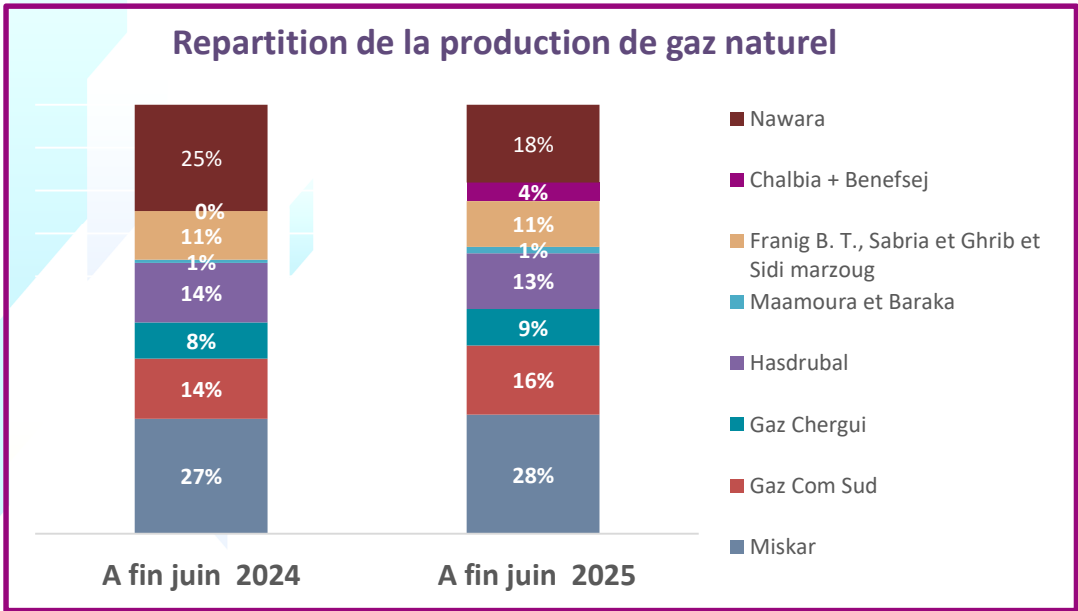
RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin juin				
		2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 090	1 254	1 099	1 000	-9%	-2%
Production nationale	1 181	1 096	607	576	-5%	-6%
Miskar	317	344	163	160	-2%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	181	163	85	93	9%	-5%
Gaz Chergui	98	107	51	49	-4%	-8%
Hasdrubal	159	363	84	75	-11%	-15%
Maamoura et Baraka	19	56	4	8	94%	-17%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	131	62	69	61	-11%	-0,1%
Chalbia + Benefsej	0	0	0	25	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	276	0	150	104	-31%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	909	159	492	424	-14%	10%
Achats	2 290	986	1 047	1 290	23%	3%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 322	1 394	1 221	1 111	-9%	-2%
Production nationale	1313	1217	675	640	-5%	-6%
Miskar	353	383	181	178	-2%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	201	181	95	103	9%	-5%
Gaz Chergui	109	119	57	55	-4%	-8%
Hasdrubal	176	403	94	83	-11%	-15%
Maamoura et Baraka	22	62	5	9	94%	-17%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	145	69	77	68	-11%	-0,1%
Chalbia + Benefsej	0	0	0	28	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	306	0	167	116	-31%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1010	176	547	471	-14%	10%
Achats	2 544	1 096	1 163	1 433	23%	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 en juin 2025 d'une quantité de 76 millions de Cm3 , en cours de regularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1000 ktep**, à fin juin **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **5%**, la redevance sur

Production des hydrocarbures

le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **14%** à fin juin **2025** par rapport à fin juin **2024** en se situant à **424** ktep.

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin juin **2024** et fin juin **2025**.



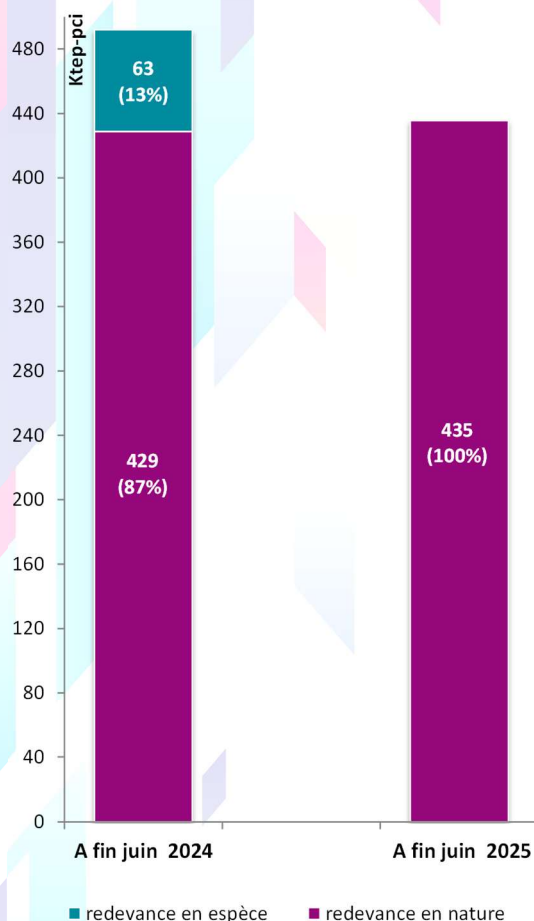
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **31%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **9%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **2%**.

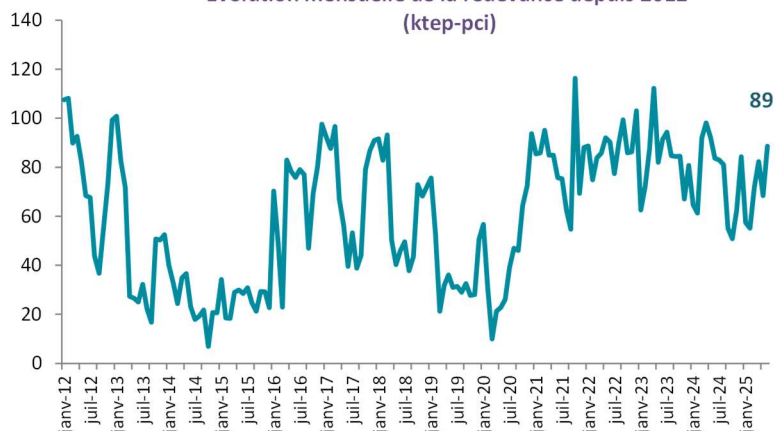
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **14%** à fin juin **2025** par rapport à fin juin **2024**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**100%** pour le mois de juin **2025**).

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré en juin **2025** d'une quantité de **76** millions de Cm³, en cours de régularisation.

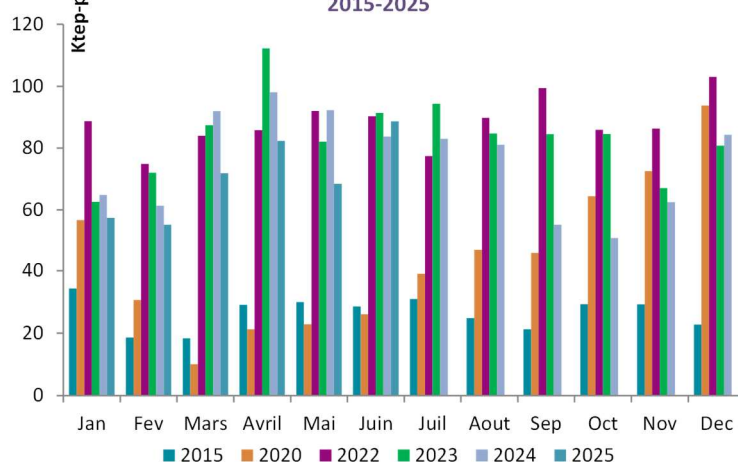
Répartition de la redevance totale



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

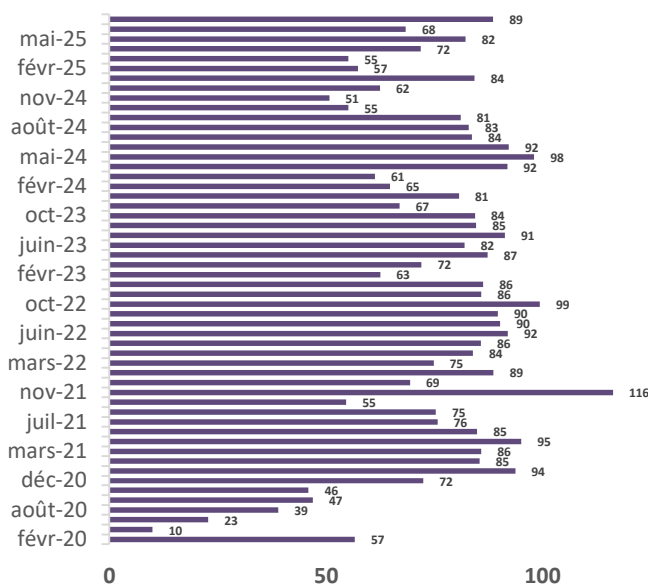


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2025



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins, une amélioration a été observée à partir du mois de juillet **2020** et s'est poursuivie au cours des années suivantes.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2025

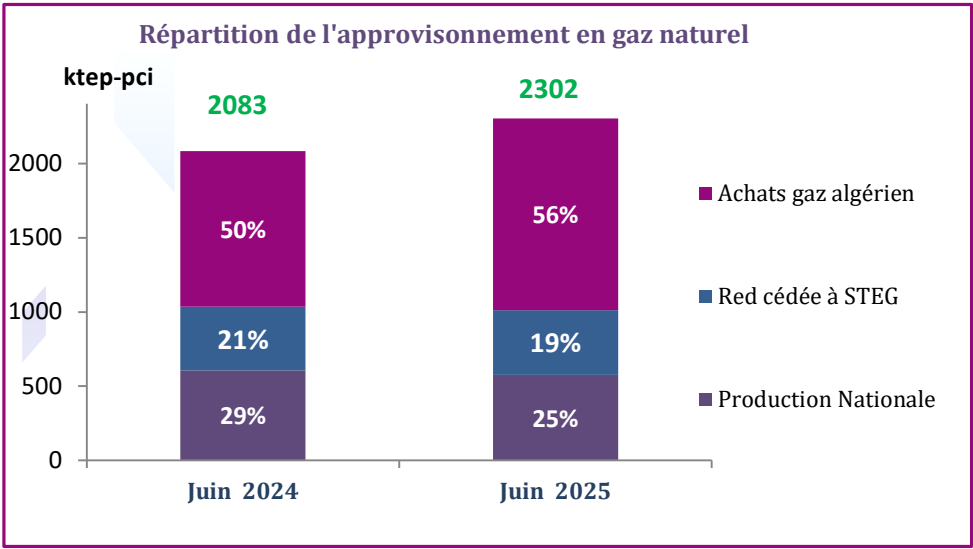


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **23%**, entre fin juin **2024** et fin juin **2025**, pour se situer à **1290 ktep**.

L’approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **10 %** entre fin juin **2024** et fin juin **2025** pour se situer à **2302 ktep**. 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 **29 %** à **25%**.
- 2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **21%** à **19%**.
- 3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **50%** à **56%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin juin			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	13	4	-67%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	9,4	6	-34%	
Gasoil ordinaire	291	89	-69%	
Fuel oil BTS	205	62	-70%	
Virgin Naphta	175	57	-67%	
White Spirit	5	3	-35%	
Total production STIR	698	222	-68%	
Taux couverture STIR (1)	31%	10%	-69%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	5%	-68%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	182	57	-69%	Arrêt technique depuis le 01/11/2024.
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. Cet arrêt concerne à la fois l'unité de Topping et celle de Platforming

1. Produits pétroliers

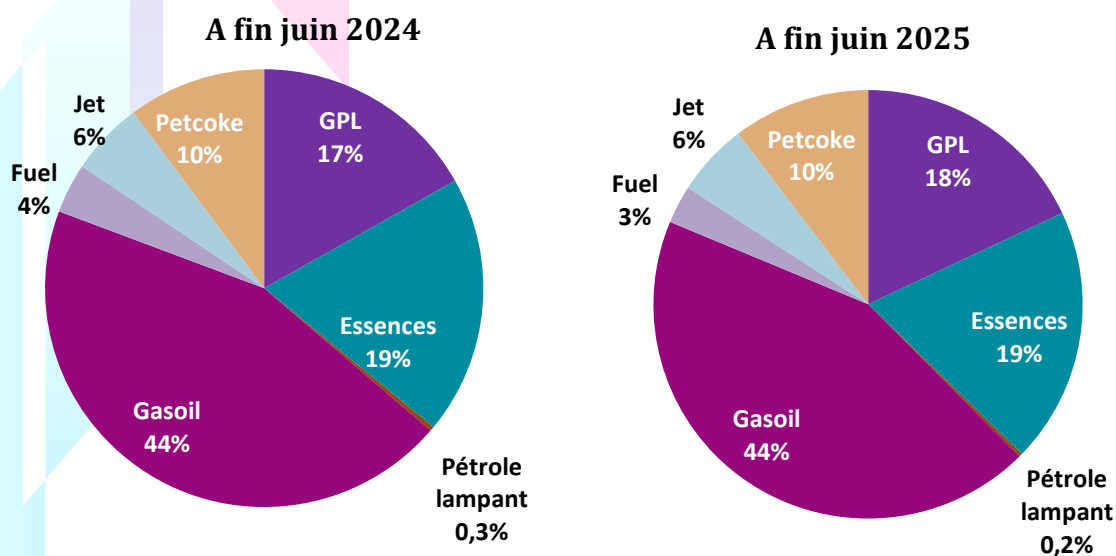
CONSUMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	A fin juin				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	317	373	404	8%	2%
Essences	870	317	424	434	2%	3%
Essence Super	0	0	0	0	-	-
Essence Sans Pb	859	317	419	428	2%	3%
Essence premium	11	0	5,0	5,5	9%	-
Pétrole lampant	12	31	7,2	5,2	-28%	-16%
Gasoil	2 063	1001	986	983	-0,3%	-0,2%
Gasoil ordinaire	1 584	873	758	745	-2%	-2%
Gasoil SS	472	128	225	236	5%	6%
Gasoil premium	7	0	2,91	3,34	15%	-
Fuel	175	131	82	64	-21%	-7%
STEG & STIR	30	19	17	6	-65%	-11%
Hors (STEG & STIR)	145	111	65	58	-10%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	266	111	121	124	3%	1%
Coke de pétrole	473	312	225	232	3%	-3%
Total	4548	2219	2218	2248	1%	0,1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4519	2200	2201	2242	2%	0,2%

* La consommation du mois de juin 2025 est estimée

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin juin 2024 et fin juin 2025, une légère hausse de 1% pour se situer à 2248 ktep. Ainsi, nous avons observé une hausse de 2 % pour l'essence, 3% pour le jet d'aviation et pour le coke de pétrole. Cependant, la demande du gasoil a enregistré une quasi-stabilité.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juin 2024 et fin juin 2025, à l'exception de quelques produits, notamment le fuel dont la part est passée de 4 % à 3 % et le GPL de 17 % à 18 % sur la même période.

Structure de la consommation des produits pétroliers

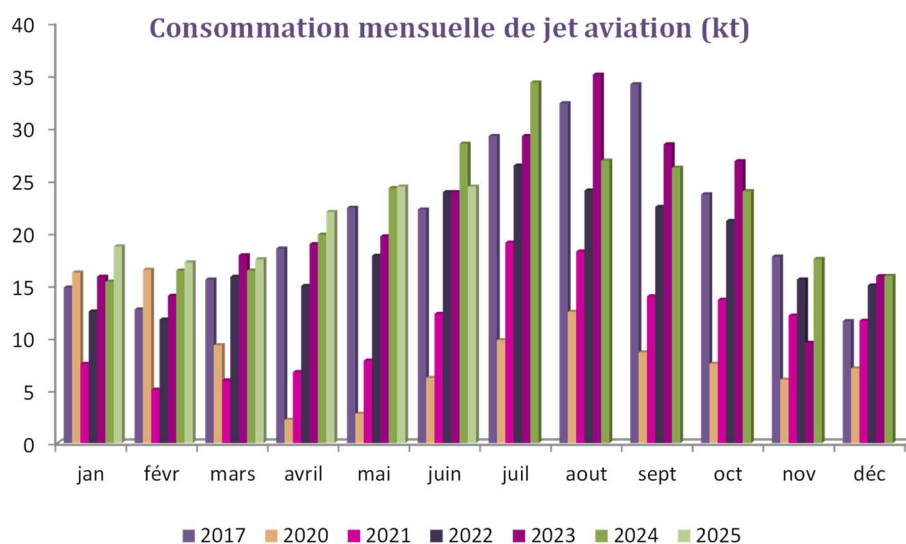


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juin **2024** et fin juin **2025**, une légère hausse de **1%**. Elle représente **63%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin juin **2024** et fin juin **2025**, une hausse de **8%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **3%** fin juin **2024** et fin juin **2025** (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 **3%** à fin juin **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.

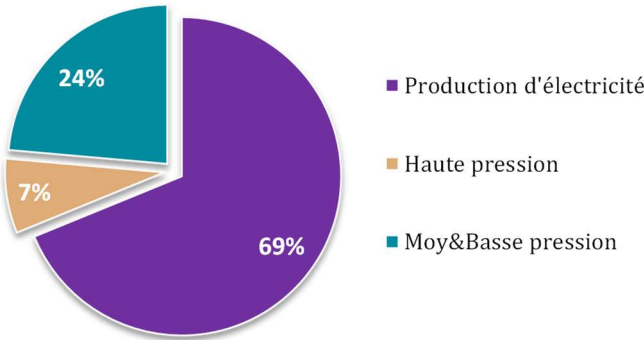


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin juin				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 493	2 208	2 079	2 293	10%	0,4%
Production d'électricité	3 168	1 507	1 394	1 578	13%	0,5%
Hors prod élec	1 325	702	686	715	4%	0,2%
Haute pression	334	147	165	174	5%	2%
Moy&Basse pression	991	555	520	541	4%	-0,3%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	4 992	2 454	2 310	2 548	10%	0,4%
Production d'électricité	3 520	1 674	1 549	1 753	13%	0,5%
Hors prod élec	1 472	780	762	794	4%	0,2%
Haute pression	371	163	184	193	5%	2%
Moy&Basse pression	1 101	617	578	601	4%	-0,3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **10%** entre fin juin **2024** et fin juin **2025** pour se situer à **2293** ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **13%**, celle pour la consommation finale a augmenté aussi de **4%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin juin 2025



Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**69%** de la demande totale à fin juin **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **94%**. La baisse de la demande du secteur électrique est dûe à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **4%** pour se situer à **715** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de **4%** et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de **5%**.

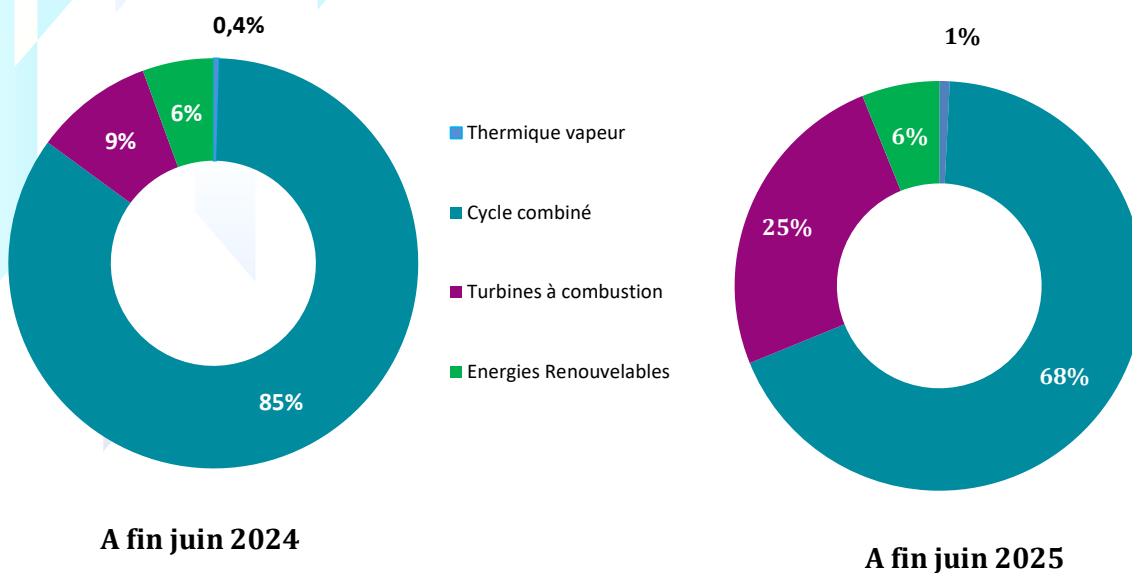
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **11%** à fin juin **2024** et à fin juin **2025** pour se situer à **209 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **2%** entre fin juin **2024** et fin juin **2025**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **85%** à **68%** entre fin juin **2024** et fin juin **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Juin		A fin juin	
		2024	2025	2024	2025
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	0
Nb total des permis	15	16	15	16	15
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages dévelop.	0	0	0	0	2
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juin **2025**, est de **15** dont **14** 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 **56** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **34** de ces concessions en production et directement dans **3** (*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 2025

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin juin **2025**.

Forage d'exploration à fin juin 2025

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin juin **2025**.

Poursuite de forage d'un (1) puits d'exploration entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Chaal-2	Chaal	25/10/23	Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon du puits. Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024. Fin de forage le 2/6/2024 Profondeur finale : 4695 m. Préparatifs pour le test du puits.

Développement

- Forage de deux (2) nouveaux puits de développement à fin juin **2025** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	CRG-10 ST	Chergui	25/01/2025	Profondeur actuelle : 1834 m. Forage en cours.
02	CRG-12 ST	Chergui	25/03/2025	Profondeur actuelle : 1892 m. Forage en cours.

Poursuite de forage d'un (1) puits de développement entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : 3326 m. Puits actuellement en suspension.



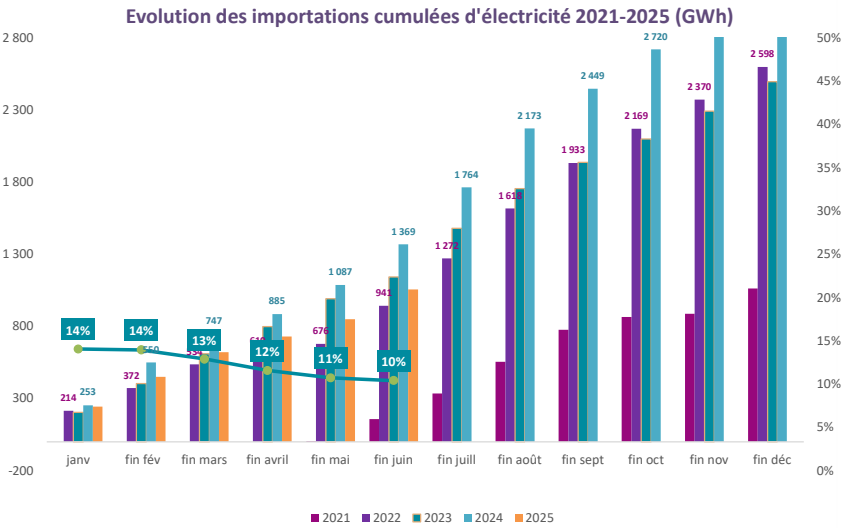
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

VENTES D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin juin				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18617	6 908	8 430	8567	2%	2%
FUEL + GASOIL	72	786	0,04	1	-	-49%
GAZ NATUREL	18156	5807	8221	8388	2%	4%
HYDRAULIQUE	16	38	7	5	-36%	-19%
EOLIENNE	337	276	182	154	-16%	-6%
SOLAIRE	37	0	19	19,2	1%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	1554	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34	0	18	29	60%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	557	0	259	341	32%	-
ACHAT TIERS	187	45	123	124	1%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19395	8 507	8 830	9 061	3%	1%
Echanges	-1,1	-14	-2	58	-2741%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	1298	1055	-19%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	0	8	24	201%	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	8494	10117	10150	0,3%	2%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).						
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol						
(3) Provisoire						

La production nationale d’électricité a enregistré, à fin juin 2025, une hausse de 3% pour se situer à **9061 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **8830 GWh** à fin juin 2024. La production destinée au marché local a enregistré une quasi stabilité. Ainsi les **achats d’électricité principalement de l’Algerie** ont couvert **10%** des besoins du marché local à fin juin 2025.

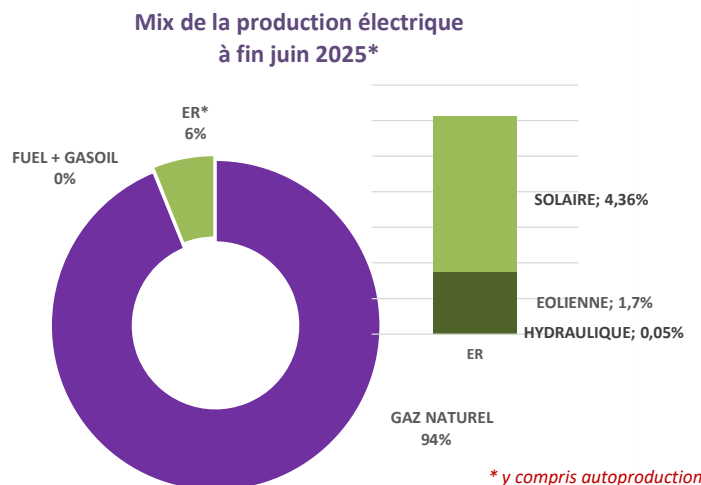


A partir du janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

A partir de janvier 2024, la production de l'électricité à partir des ER dans le cadre du régime de l'autoproduction est comptabilisée.

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **95%** de la production nationale à fin juin **2025**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une hausse de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **6%**.

Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juin **2025**.



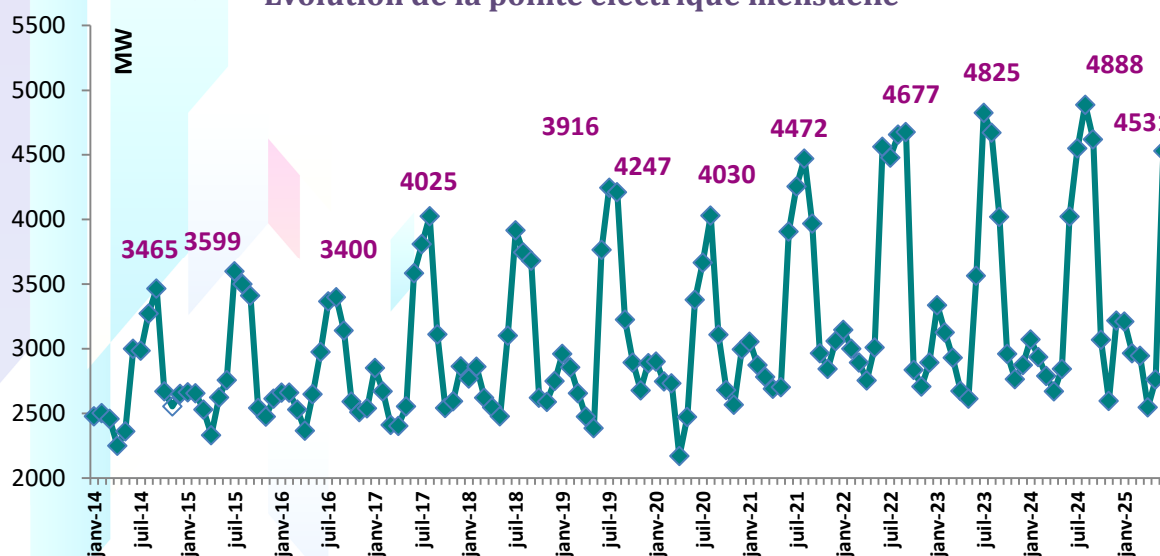
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **350 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin **2024** dans le secteur résidentiel et **323** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **50 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

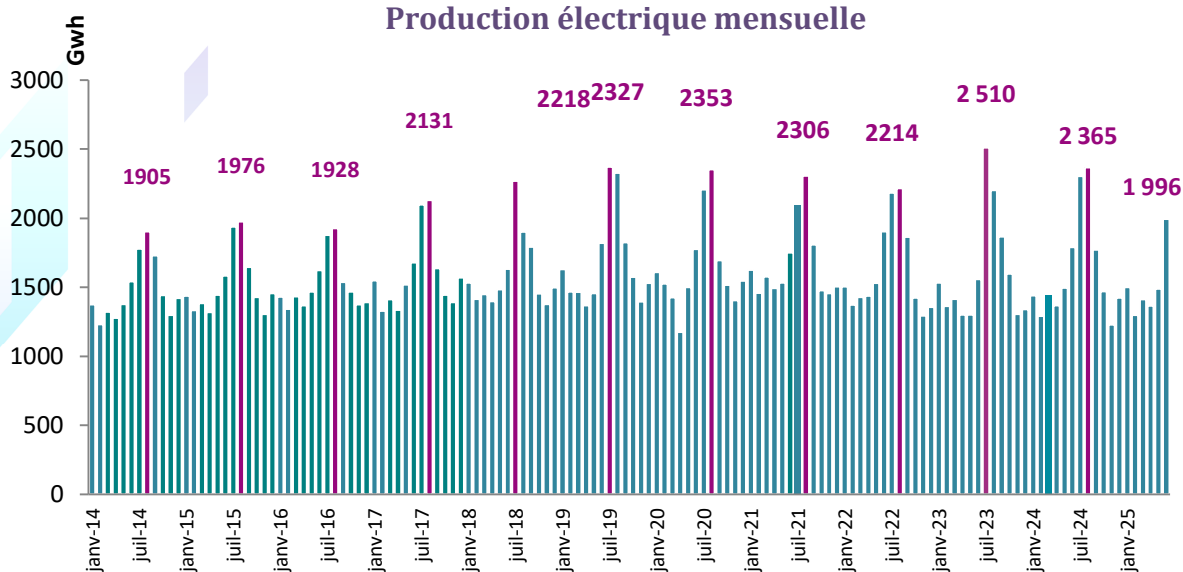
La pointe a enregistré une hausse de **13%** pour se situer à **4531 MW** à fin juin **2025** contre **4024 MW** à fin juin **2024**.

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 2024	A fin juin				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1168	710	529	654	24%	-1%
Moyenne tension	7082	3140	3254	3228	-1%	0,3%
Basse tension	8839	3382	3891	3799	-2%	1%
TOTAL VENTES **	17089	7 232	7 673	7 680	0,1%	0,4%

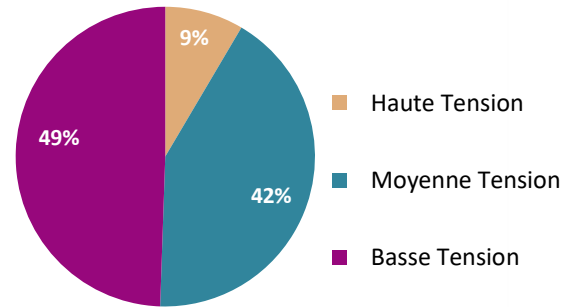
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d’électricité ont enregistré une quasi stabilité entre fin juin **2024** et fin juin **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **24%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une légère baisse 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.

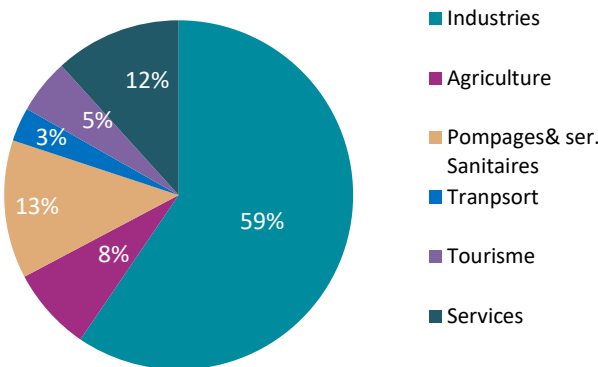
Les industriels restent les plus grands consommateurs d’électricité avec **59%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juin **2025**.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l’industrie du papier et de l’edition **(+15%)** , indutrie des matériaux de construction **(+7%)** et les industries extractives **(+7%)** contre une baisse du pompage agricole **(-10%)**, les industries du textile et de l’habillement **(-3%)** et les industries métallurgiques de base **(-1%)**.

Répartition des ventes d’électricité à fin juin 2025



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin juin 2025



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juin 2025 :

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres 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	Lancement de l'appel d'offres 2018-2019 Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021. Approbation par décrets lois en décembre 2021 Projet Kairouan de 100MW : signature des accords de financement le 26 septembre 2023. Lancement des travaux le 08 mai 2024, fin des travaux prévue pour l'été 2025. Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : en phase de bouclage financier prévu au cours du 3^{ème} trimestre 2024. Projets de Gafsa (100 MW) et de Tataouine (200 MW) : Signature des accords de projet le 08 mai 2024, démarrage des travaux prévu pour début 2025.
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MW à partir de fin mai 2024 sur 4 tours d'une capacité de 200 MW chacun sont prévus à 6 mois d'intervalle. Attribution de trois projets avec une puissance maximale de 100 MWac chacun : - Qair International SAS sur un site à El Ksar (Gafsa) - SCATEC ASA sur un site à Mezzouna (Sidi Bouzid) - VOLTALIA SA sur un site à Menzel Habib (Gabes)
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 300 MW (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : Fin mai 2024 Attribution d'un (1) projet sur le site d'El Khobna (Sidi Bouzid) proposé par l'Etat : Qair International SAS avec une puissance de 198 MWac
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 200 MW	Lancement de la deuxième round de l'Appel d'Offres N°01-2022 pour 2 centrales de capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MWac. Délai : Fin juin 2025
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020.

			Projet SidiBouزيد : 1MW en avril 2023. Projet meknassi : 10 MW en avril 2023. Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Un projet de 1MW à Fawar-Kébili : en production (arrêté du 09 septembre 2022). Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023). Projet Sidi Bouزيد : 1MW en avril 2023 (publication en cours)
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW) Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 11 janvier 2024). Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 23 avril 2024). Projet à Matmata-Gabes de 1MW : en production (arrêté du 24 mai 2024). Projet à Sidi Bouزيد de 1MW : en production (publication en cours).
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW).
		5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024)	Extension de la date limite de dépôt des demandes jusqu'au 30 juin 2025 à 12h00 heure de Tunis.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	335 MW
		MT/HT	323 autorisations octroyées pour une puissance totale de 125 MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022

		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Mise en service effectuée le 24/11/2021 Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022 Date de début de la marche industrielle : juin 2022.
--	--	---	--

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à Nabeul, 100MW à Djebel Tbagà à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.
		Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW. 1^{er} round : 2*75MW –dernier délai de soumission fixé au 19/12/2024. Extension de la date limite de soumission des offres a été reportée au 25 mars 2025 à 10h00 heure de Tunis.
	AUTORISATION	2ème appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

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