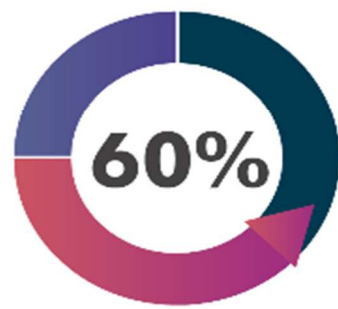
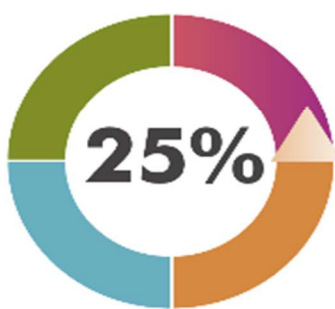


REPUBLIQUE TUNISIENNE  
Ministère de l'Industrie, des Mines  
et de l'Energie  
Direction Générale des Stratégies et de Veille  
Observatoire National de l'Energie et des  
Mines

# Conjoncture Energétique

Août 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

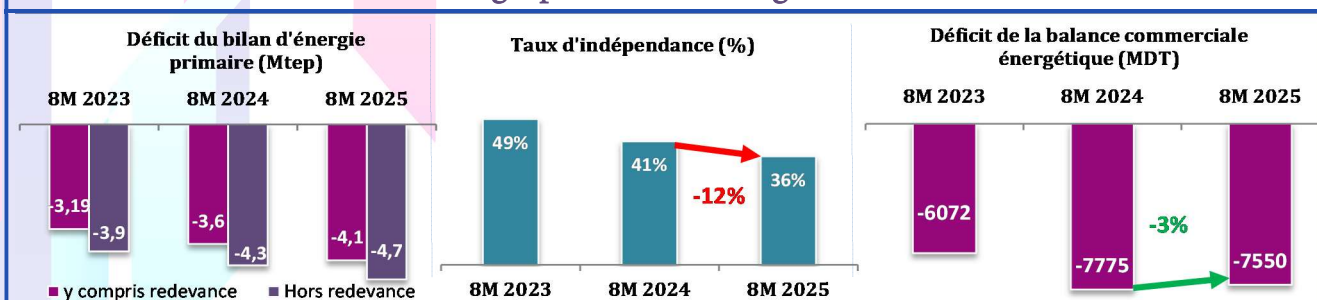
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

*Date de la publication : 14 octobre 2025*

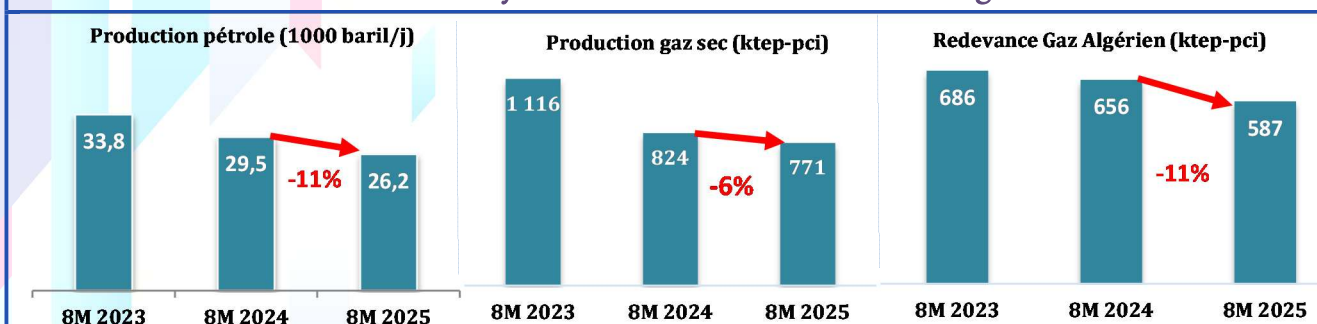
*Date de mise à jour : 29 octobre 2025*

# Faits marquants du mois d'août 2025

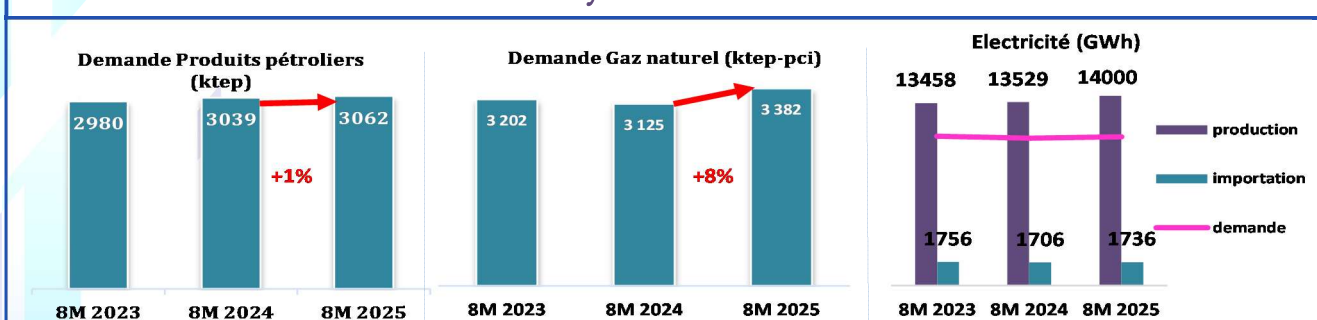
## Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



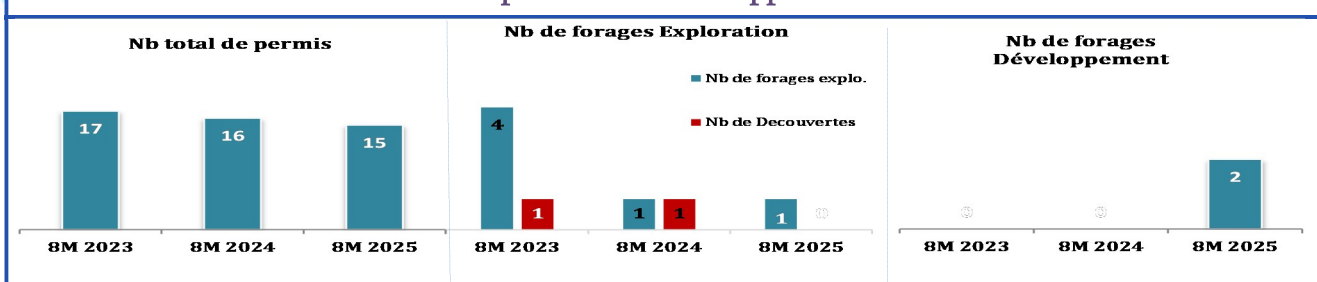
## Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



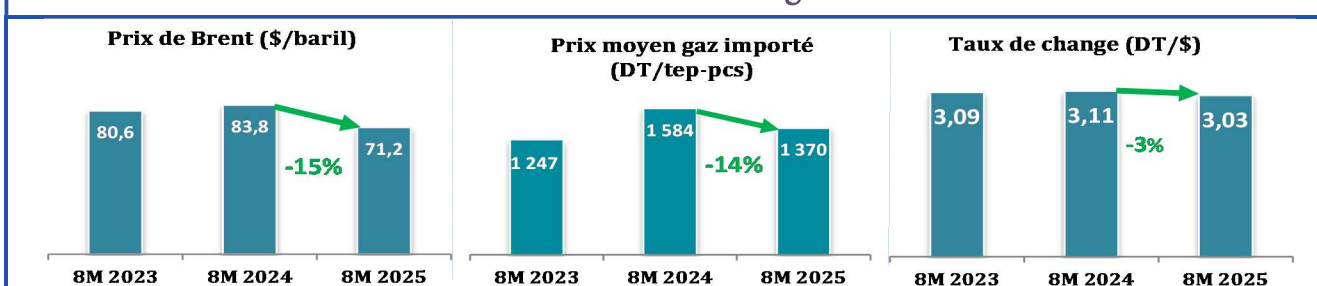
## Demande des hydrocarbures et d'électricité



## 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	2015	A fin août		Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3730	3554	2577	2367	-8%	-4%
Pétrole <sup>(1)(*)</sup>	1390	1659	944	856	-9%	-6%
GPL primaire <sup>(2)(*)</sup>	135	161	95	86	-10%	-6%
Gaz naturel	2121	1702	1480	1358	-8%	-2%
Production	1212	1488	824	771	-6%	-6%
Redevance	909	214	656	587	-11%	11%
Elec primaire	84	32	58	66	14%	7%
DEMANDE	9126	6121	6222	6510	5%	1%
Produits pétroliers <sup>(*)</sup>	4548	3186	3039	3062	1%	-0,4%
Gaz naturel	4493	2903	3125	3382	8%	2%
Elec primaire	84	32	58	66	14%	7%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance <sup>(3)</sup>	-5396	-2567	-3645	-4143		
Sans comptabilisation de la redevance <sup>(4)</sup>	-6305	-2782	-4301	-4730		
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 d' août 2025						

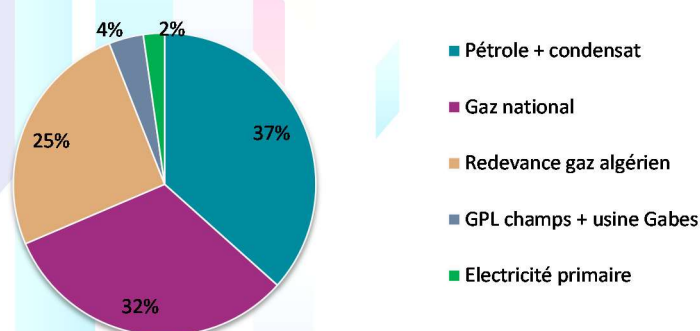
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 2.4 Mtep à fin août 2025, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de 8%. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de 68% de la totalité des ressources d'énergie primaire.

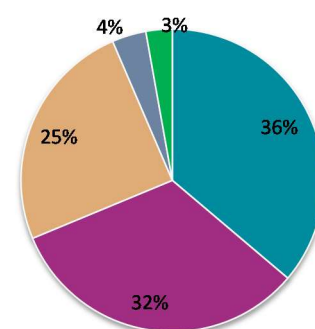
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **11%** à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2024



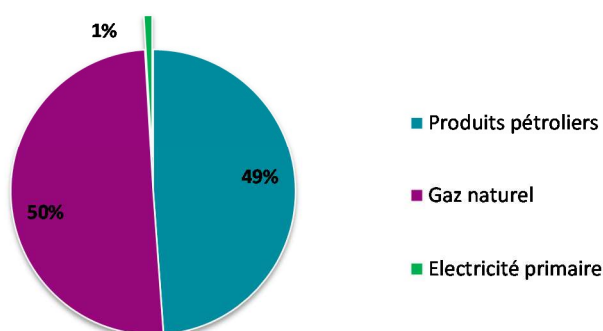
Répartition des ressources en énergie primaire à fin août 2025



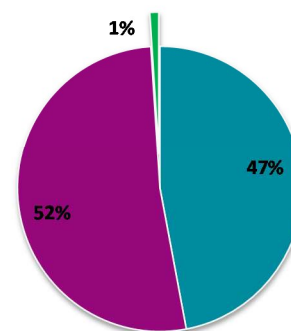
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin juillet **2025** et fin août **2024** une hausse de **5%** : la demande du gaz naturel a augmenté de **8%** et celle des produits pétroliers a enregistré une légère hausse de **1%**.

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 **49%** à fin août **2024** à **47%** durant la même période de **2025**. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de **50 %** à fin août **2024** à **52%** à fin août **2025**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin août 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin août 2025



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin août **2025**, un **déficit de 4.1 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **14%** par rapport à fin août **2024**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **36%** à fin août **2025** contre **41%** à fin août **2024**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **27%** à fin août **2025** contre **31%** durant la même période de **2024**.



EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin août			A fin août			A fin août		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS <sup>(7)</sup>							2291	1446	-37%
PETROLE BRUT <sup>(1)</sup>			-			-	1379	1140	-17%
ETAP	534	601	12%	547	616	13%	1046	888	-15%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>			-			-	333	252	-24%
GPL Champs	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	18	13	-28%
ETAP	12,0	9,4	-22%	13,3	10,4	-22%	18	13	-28%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	457	194	-57%	463	197	-57%	894	292	-67%
Fuel oil (BTS)	243	103	-58%	238	101	-58%	453	146	-68%
Virgin naphtha	214	91	-57%	225	96	-57%	442	146	-67%
Pétrole	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				5607	5769	3%	10067	8995	-11%
PETROLE BRUT <sup>(3)</sup>	627	433	-31%	644	445	-31%	1414	766	-46%
PRODUITS PETROLIERS	2690	2813	5%	2692	2814	5%	5811	5302	-9%
GPL	362	373	3%	400	413	3%	644	719	12%
Gasoil ordinaire	718	858	19%	737	881	19%	1755	1813	3%
Gasoil S.S. <sup>(6)</sup>	353	319	-10%	363	328	-10%	884	672	-24%
Jet	186	204	10%	193	212	10%	510	456	-10%
Essence Sans Pb	585	552	-6%	611	577	-6%	1615	1232	-24%
Fuel oil (HTS)	79	84	6%	78	82	6%	127	121	-4%
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	407	422	4%	310	322	4%	277	289	4%
GAZ NATUREL				2271	2510	11%	2842	2927	3%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				656	587	-11%	0	0	-
Achat <sup>(5)</sup>				1615	1923	19%	2842	2927	3%

(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 juillet 2025 d'une quantité de 257 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<sup>er</sup> janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

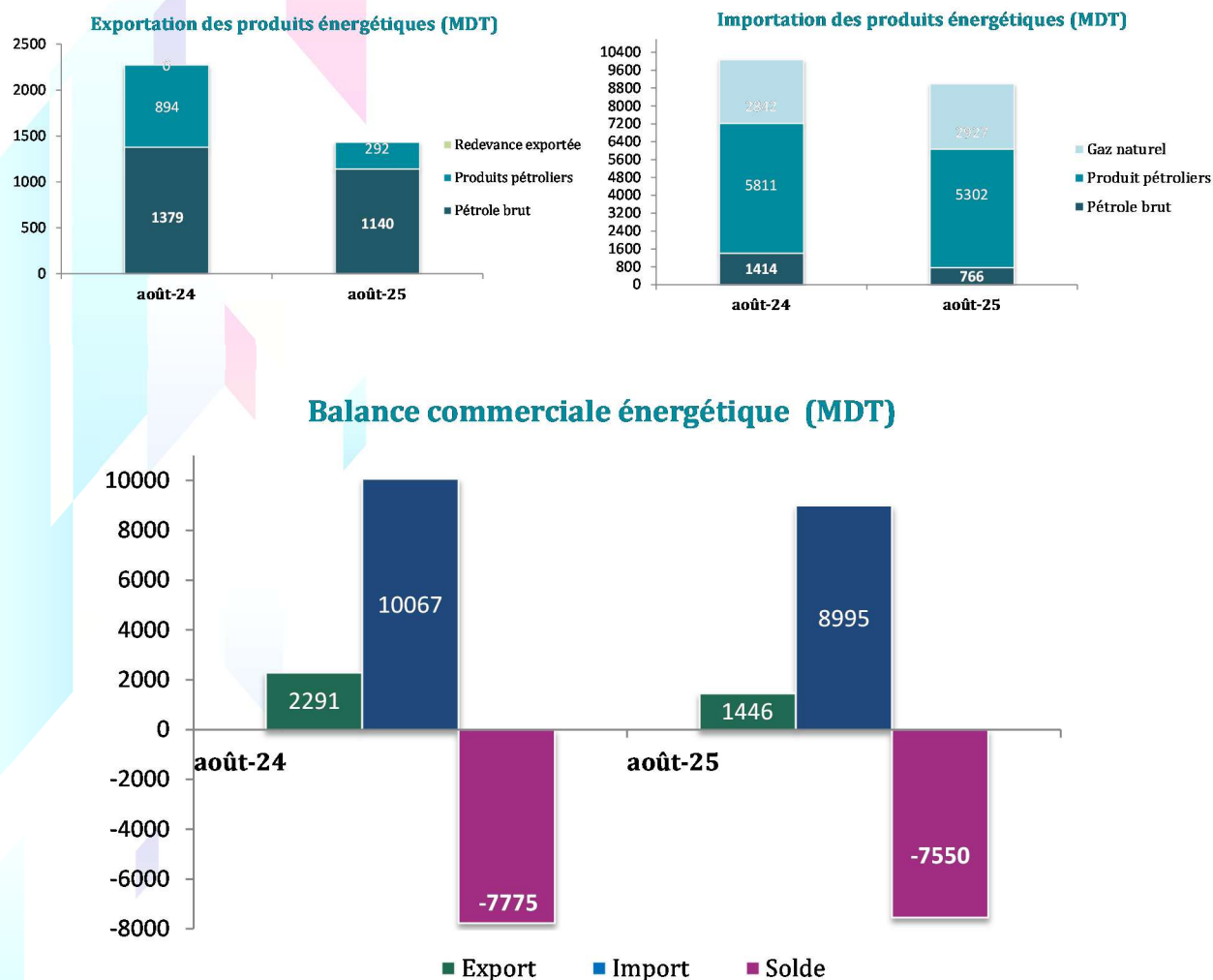
(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(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 **37%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **11%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **7775 MDT** à fin août **2024** à **7550 MDT** à fin août **2025**, soit une baisse de **3%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

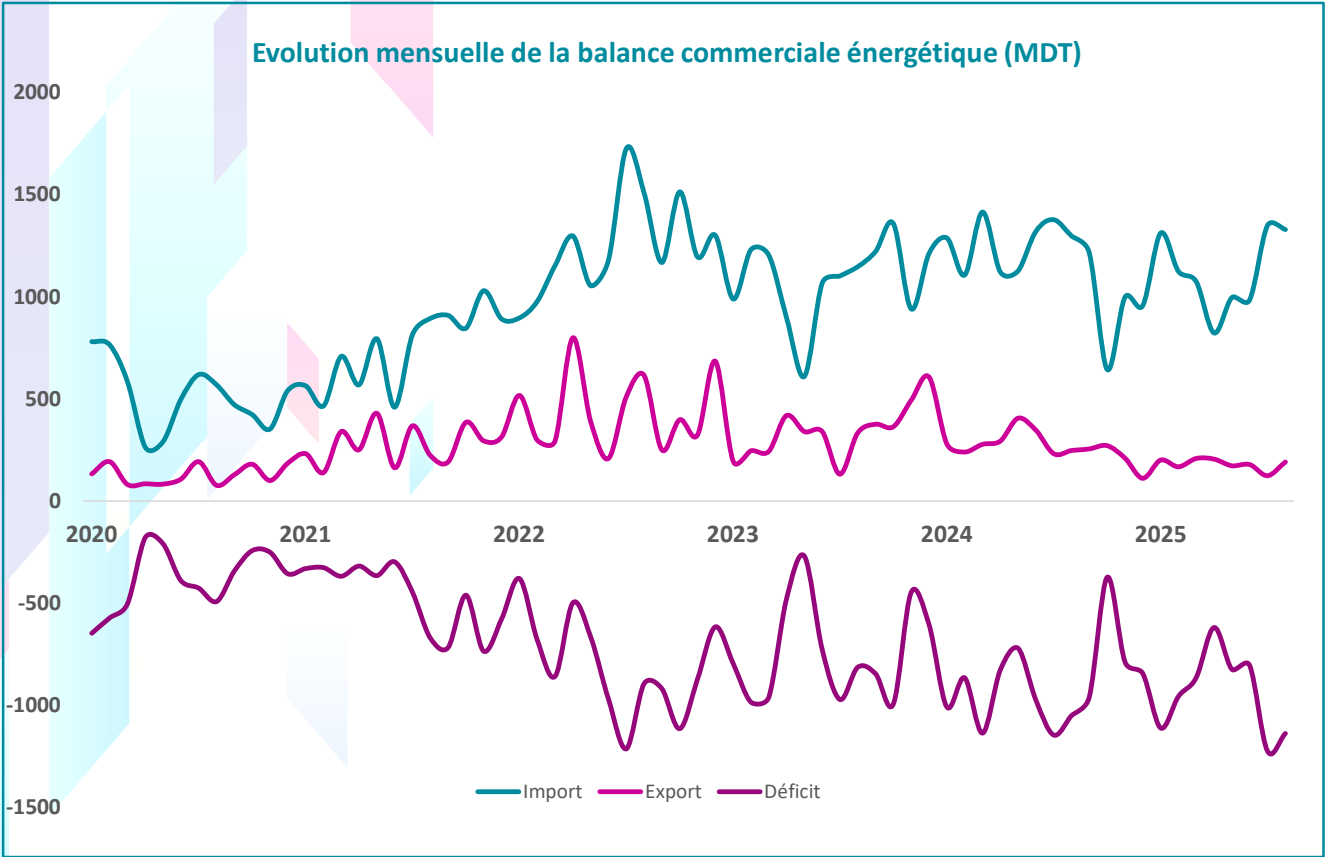




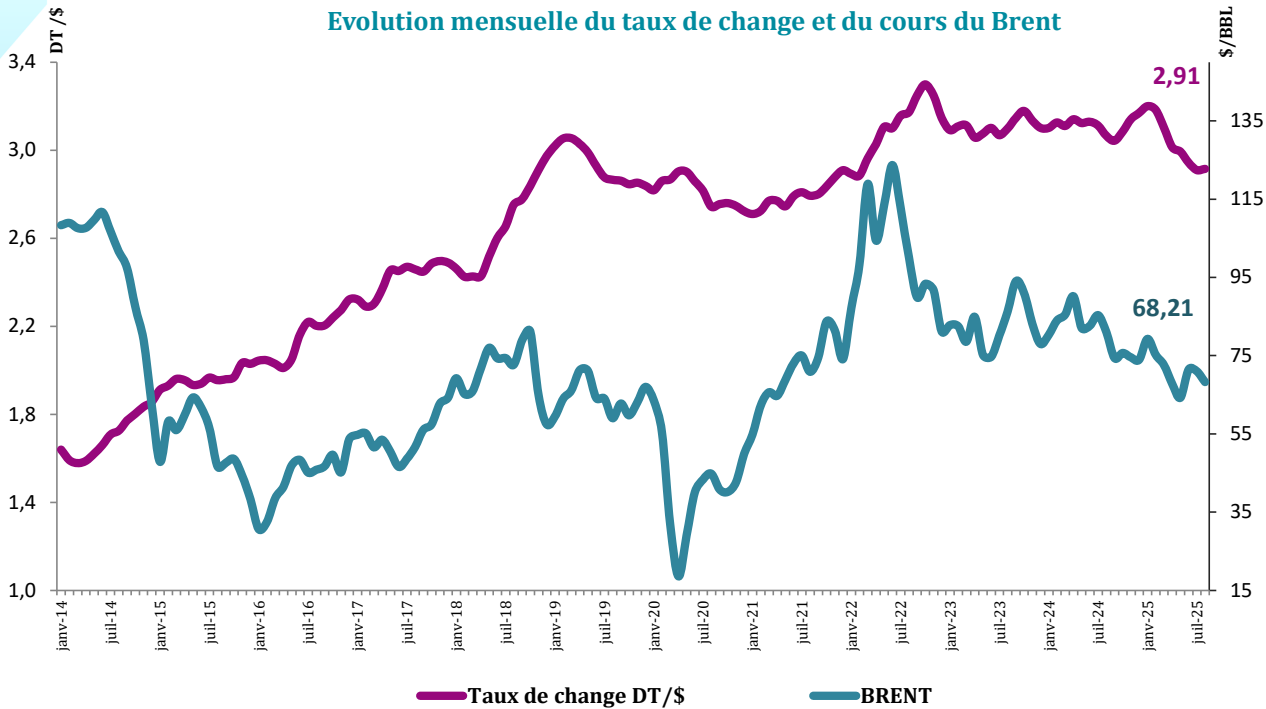
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

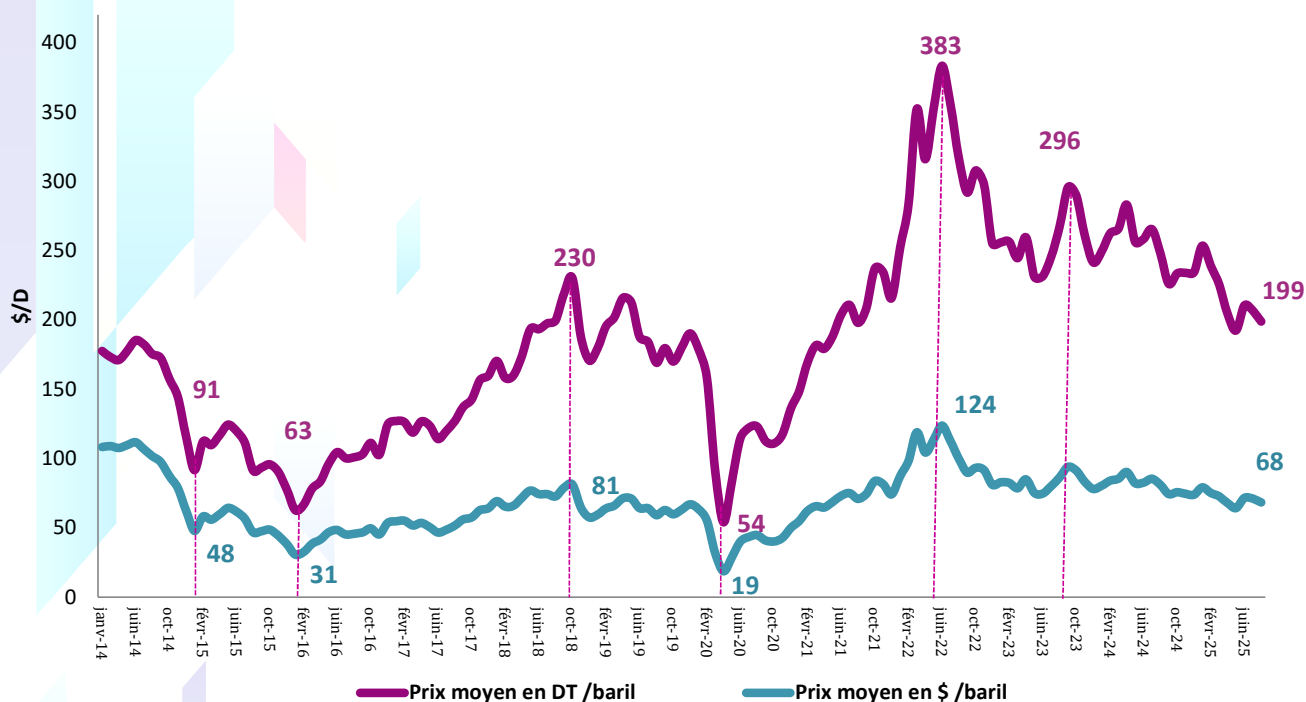


En effet, au cours du mois d'août 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **13\$/bbl** par rapport au mois d'août 2024 : **80.9\$/bbl** en août 2024 contre **68.2 \$/bbl** en août 2025 et **70.1\$/bbl** courant le mois de juillet 2025.



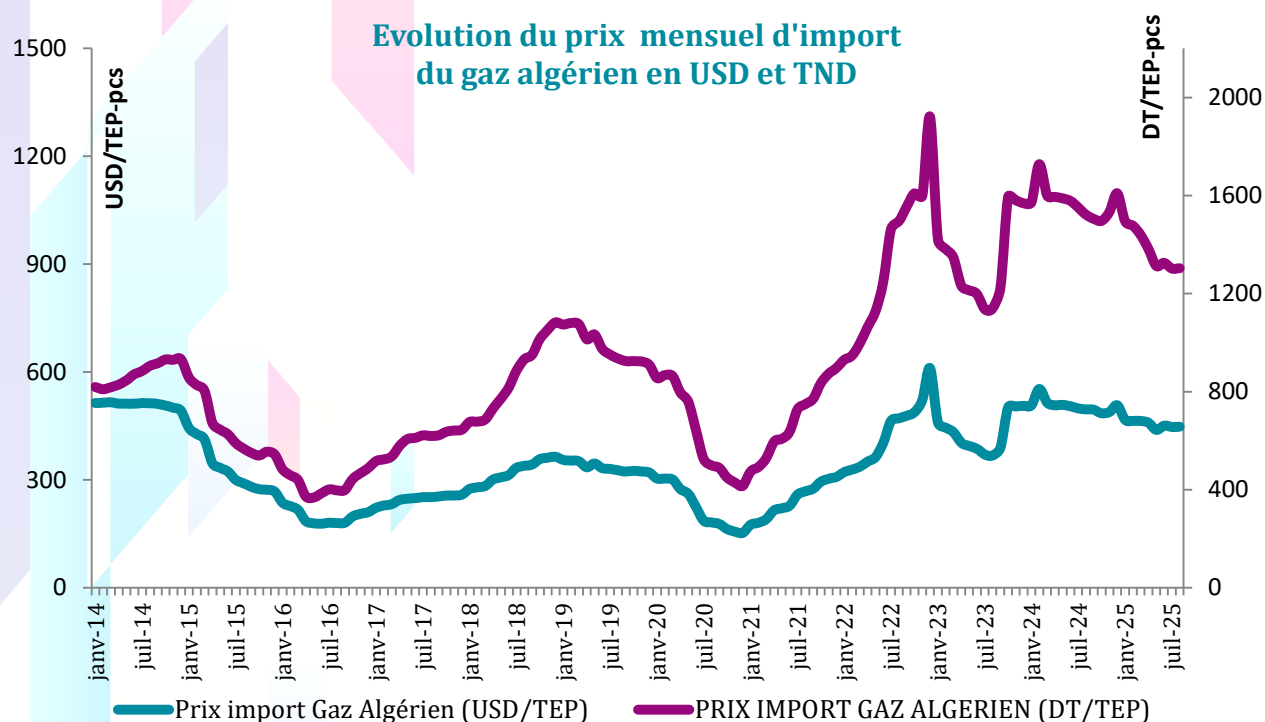
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de **5%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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 août **2024** et fin août **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **15%** : **83.8\$/bbl** contre **71.2\$/bbl**.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin août **2024** et fin août **2025** de **3%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs années, atteignant **2,91** en août **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **14%** en DT et de **11%** en \$ entre fin août **2024** et fin août **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 août **2024** ont diminué par rapport à fin août **2025** de **9%** en valeur.

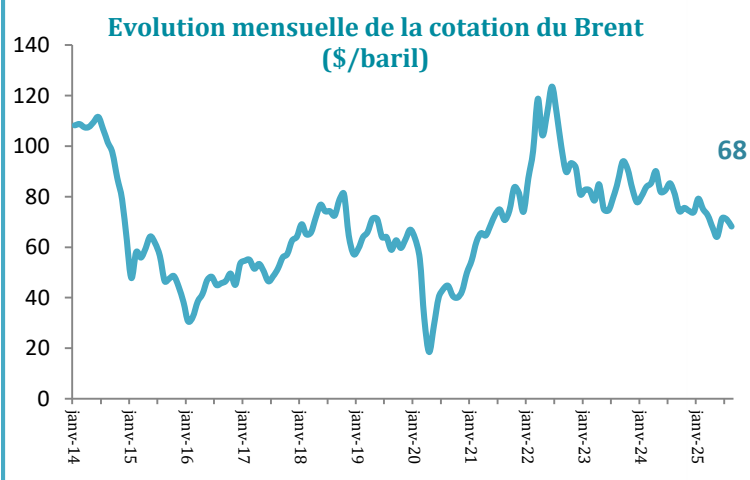
**(+)** Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **31%** et en valeur de **46%** à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**.

**(--)** Baisse des exportations des produits pétroliers de **57%** en quantité et de **67%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

## 1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

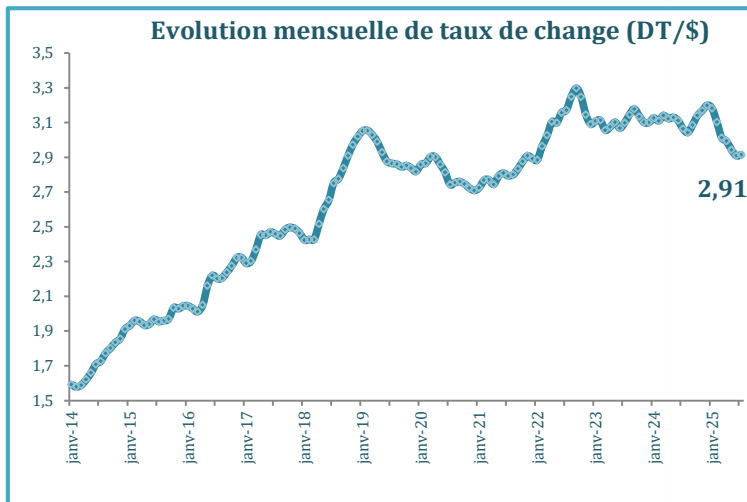
	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05	64,22	-22%
Juin	82,61	71,46	-13%
Juillet	85,3	70,99	-17%
<b>Août</b>	<b>80,9</b>	<b>68,2</b>	<b>-16%</b>
Septembre	74,3		
Octobre	75,7		
Novembre	74,5		
Décembre	73,9		
Prix annuel 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	2,91	-7%
<b>Aout</b>	<b>3,07</b>	<b>2,91</b>	<b>-5%</b>
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

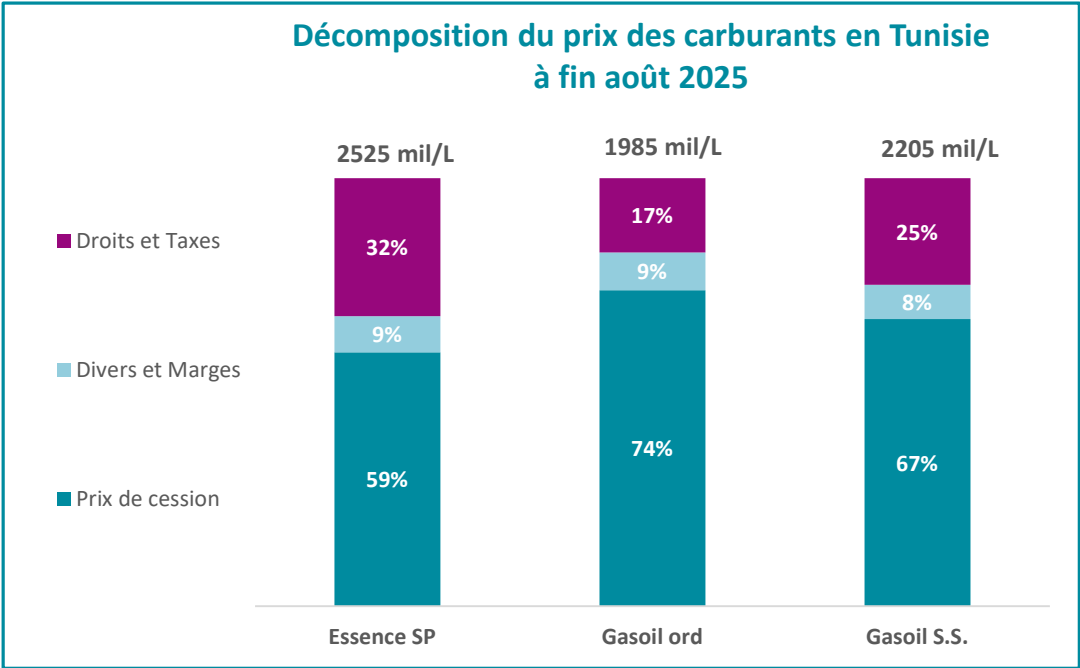
Pétrole Brut (1)	A fin août 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	233	79
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	207	69

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin août 2025				
	Unités	Prix import <sup>(1)</sup>	Pcession	Droits et Taxes <sup>(2)</sup>	Prix de vente <sup>(4)</sup>
Essence SSP	Millimes/litre	1722	1498	815	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1784	1464	345	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1775	1478	550	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1446	846	140	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1925	264	85	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	25,02	3,43	1,11	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 août 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1371

	Année 2023	Année 2024 <sup>(2)</sup>
Prix de vente Global (hors taxe)	662,2	647,4
Coût de revient moyen	1769,9	1618,9
Resultat unitaire <sup>(1)</sup>	-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 <sup>(2)</sup>
Prix de vente Global (hors taxe)	288,1	290,3
Coût de revient moyen	472,5	481,3
Résultat unitaire <sup>(1)</sup>	-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<sup>(\*)</sup>

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2024	A fin août		Var (%)
		2024	2025	
El borma	175,0	113,5	109,3	-4%
Ashtart	137,1	93,1	76,9	-17%
Hasdrubal	67,2	47,1	41,9	-11%
Adam	106,3	71,1	61,5	-13%
M.L.D	47,3	29,9	31,8	6%
El Hajeb/Guebiba	88,3	61,0	51,7	-15%
Cherouq	43,5	29,8	28,8	-3%
Miskar	43,9	30,8	28,8	-6%
Cercina	68,3	45,6	46,1	1%
Barka	21,3	17,4	3,1	-82%
Franig/Bag/Tarfa	33,2	23,3	19,5	-16%
Ouedzar	37,2	25,1	24,8	-1%
Gherib	56,5	39,3	31,0	-21%
Nawara	72,5	54,2	28,7	-47%
Halk el Manzel	51,1	34,6	30,3	-12%
Autres	293,7	195,5	210,2	8%
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 342</b>	<b>911</b>	<b>824</b>	<b>-10%</b>
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 374</b>	<b>933</b>	<b>844</b>	<b>-10%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 358</b>	<b>921</b>	<b>837</b>	<b>-9%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 390</b>	<b>944</b>	<b>856</b>	<b>-9%</b>

#### GPL Primaire

<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	<b>130</b>	<b>87</b>	<b>79</b>	<b>-10%</b>
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	<b>142</b>	<b>95</b>	<b>86</b>	<b>-10%</b>

#### Pétrole + Condensat + GPL primaire

<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	<b>1 488</b>	<b>1 009</b>	<b>915</b>	<b>-9%</b>
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	<b>1 533</b>	<b>1 039</b>	<b>943</b>	<b>-9%</b>

\* La production du mois d'août 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **824 kt** à fin août **2025** enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à fin août **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir à savoir Nawara (-47%), Ashtart (-17%), Barka (-82%), El Hajeb/Guebiba (-15%), Adem (-13%), Gherib (-21%), Halk el Manzel (-12%), Hasdrubal (-11 %) et Ch.Essaïda (-37%).

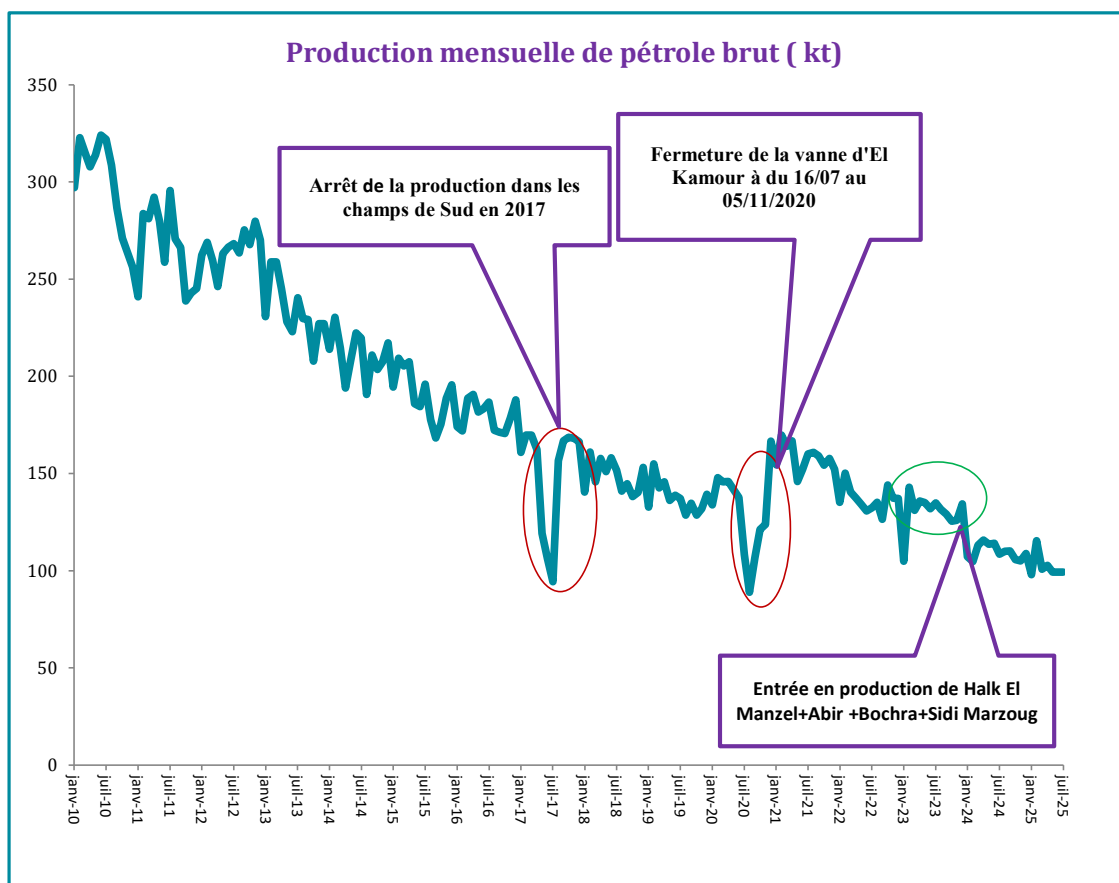
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+62%), Gremda/El Ain (+273%), D.S.T (+52%), M.L.D (+6%) et Bir Ben Tartar (+6%).

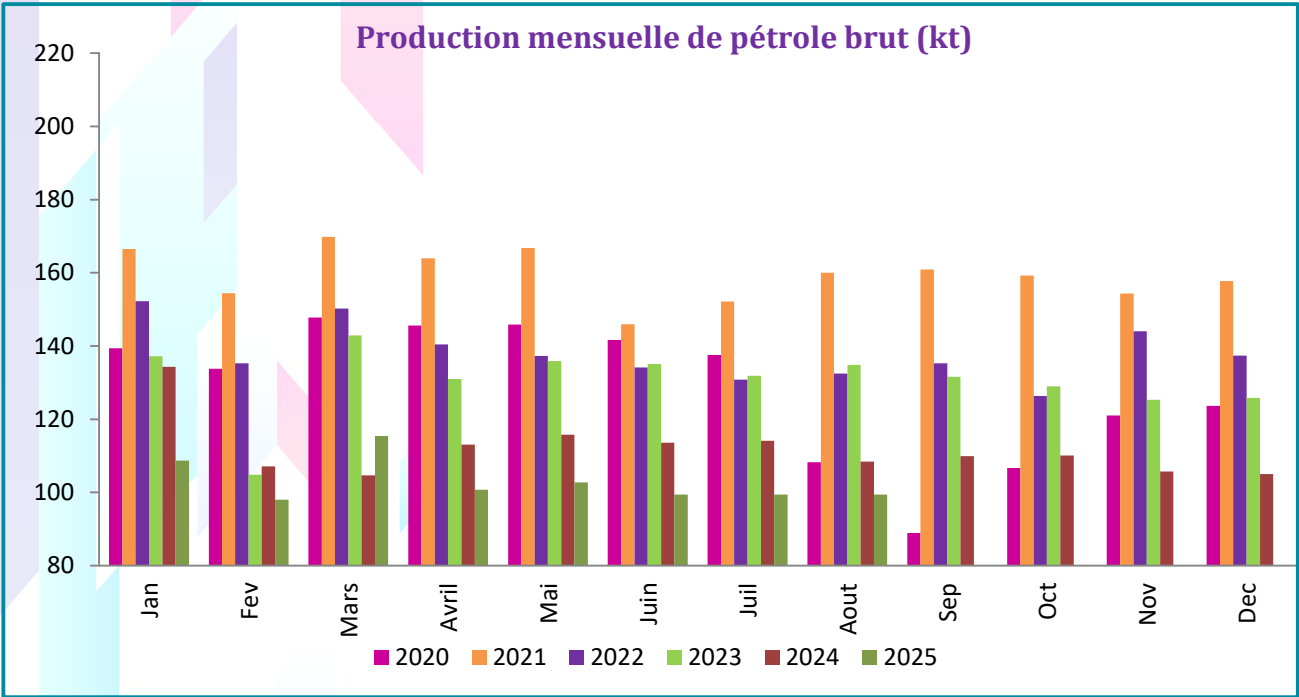
Il convient de noter :

- **Concession Ashtart:** Arrêt de production entre le 27 juin 2025 et 8 juillet 2025 pour des travaux de maintenance
- **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 29.5 mille barils/j à fin août 2024 à 26.2 mille barils/j à fin août 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 août				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>2 121</b>	<b>1 702</b>	<b>1 480</b>	<b>1 358</b>	<b>-8%</b>	<b>-2%</b>
Production nationale	1 212	1 488	824	771	-6%	-6%
Miskar	317	466	222	206	-7%	-8%
Gaz Com Sud <sup>(1) (3)</sup>	181	216	120	124	3%	-5%
Gaz Chergui	98	154	67	71	5%	-7%
Hasdrubal	159	495	111	98	-12%	-15%
Maamoura et Baraka	19	71	9	8	-9%	-19%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug <sup>(2)</sup>	131	85	89	81	-9%	-0,5%
Chalbia + Benefsej	0	0	0	30	-	-
Nawara <sup>(4)</sup>	306	0	204	152	-25%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	909	214	656	587	-11%	11%
Achats	2 290	1 473	1 615	1 923	19%	3%
Unité : ktep-pcs						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>2 356</b>	<b>1 891</b>	<b>1 644</b>	<b>1 509</b>	<b>-8%</b>	<b>-2%</b>
Production nationale	1347	1653	915	856	-6%	-6%
Miskar	353	518	246	229	-7%	-8%
Gaz Com Sud <sup>(1) (3)</sup>	201	240	134	138	3%	-5%
Gaz Chergui	109	171	75	79	5%	-7%
Hasdrubal	176	550	124	108	-12%	-15%
Maamoura et Baraka	22	79	10	9	-9%	-19%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug <sup>(2)</sup>	145	95	99	90	-9%	-0,5%
Chalbia + Benefsej	0	0	0	33	-	-
Nawara <sup>(4)</sup>	340	0	227	169	-25%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1010	238	729	652	-11%	11%
Achats	2 544	1 637	1 795	2 137	19%	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

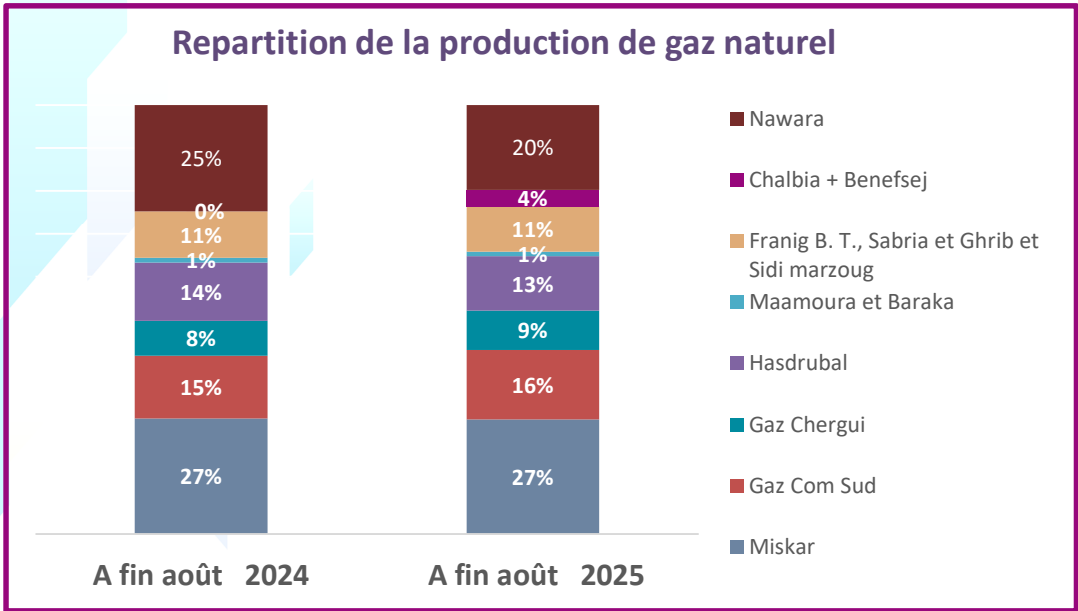
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en juillet 2025 d'une quantité de 257 millions de Cm3 , en cours de régularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1358** ktep-pci, à fin août **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **6%**, la

redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **11%** à fin août **2025** par rapport à fin août **2024** en se situant à **587 ktep-pci**.

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



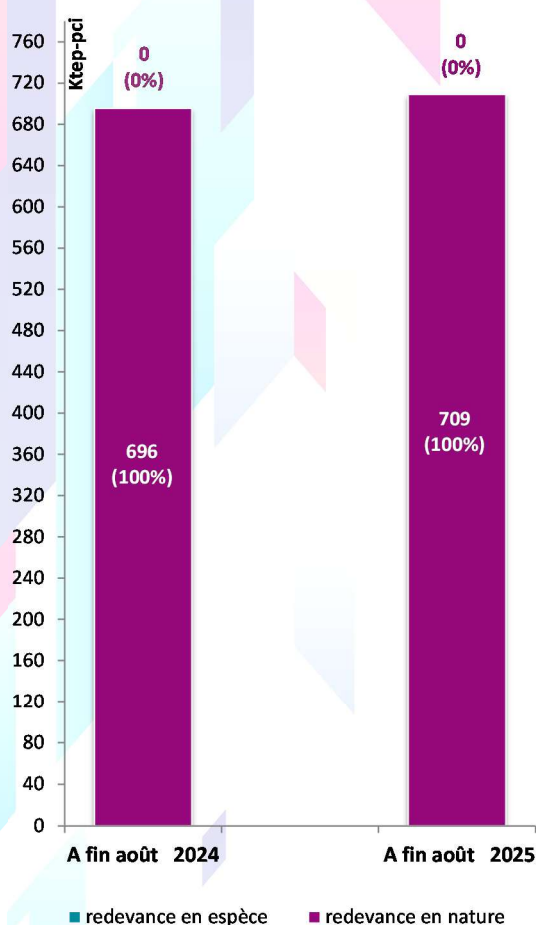
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **25%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **3%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **7%**.

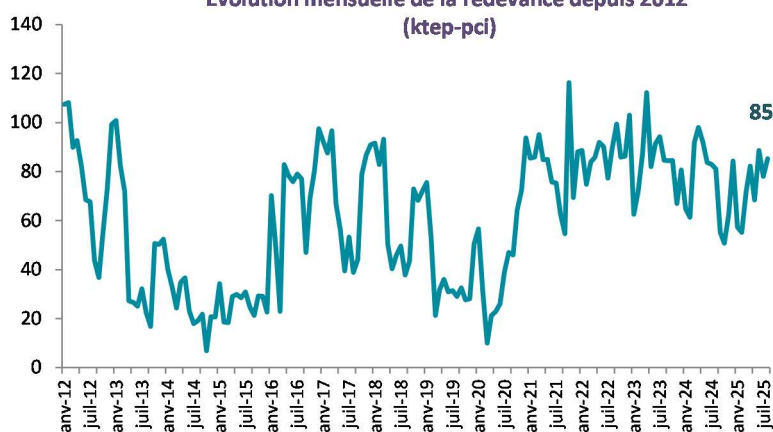
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **11%** à fin août **2025** par rapport à fin août **2024**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**100%** pour le mois d'août **2025**).

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré en juillet **2025** d'une quantité de **257** millions de Cm3, en cours de régularisation.

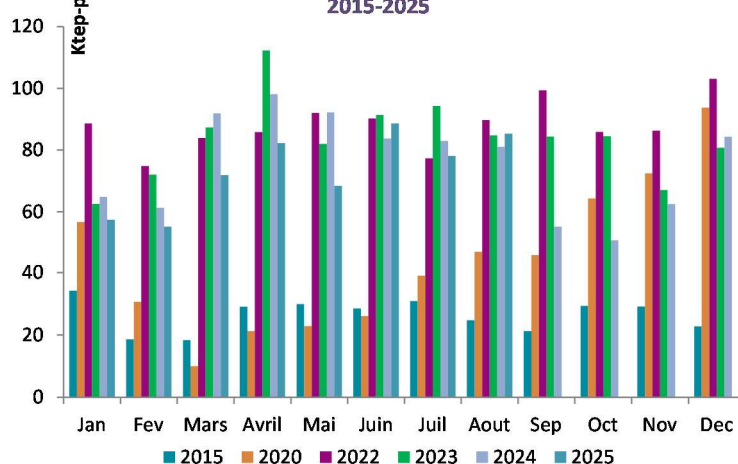
Répartition de la redevance totale



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

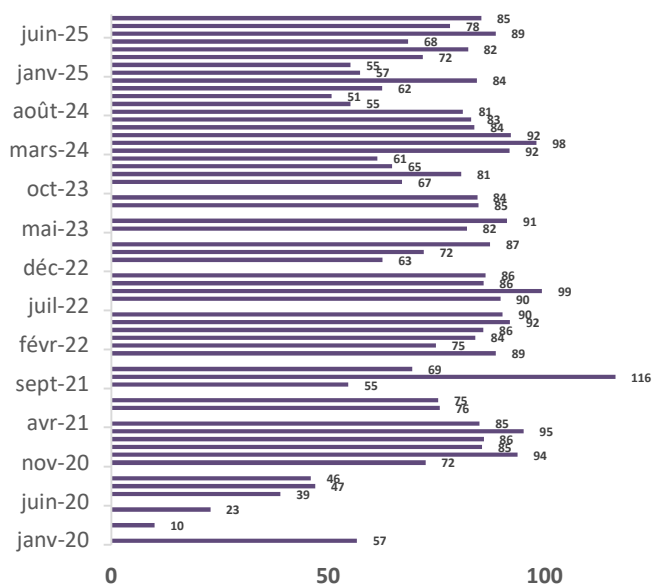


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2025



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



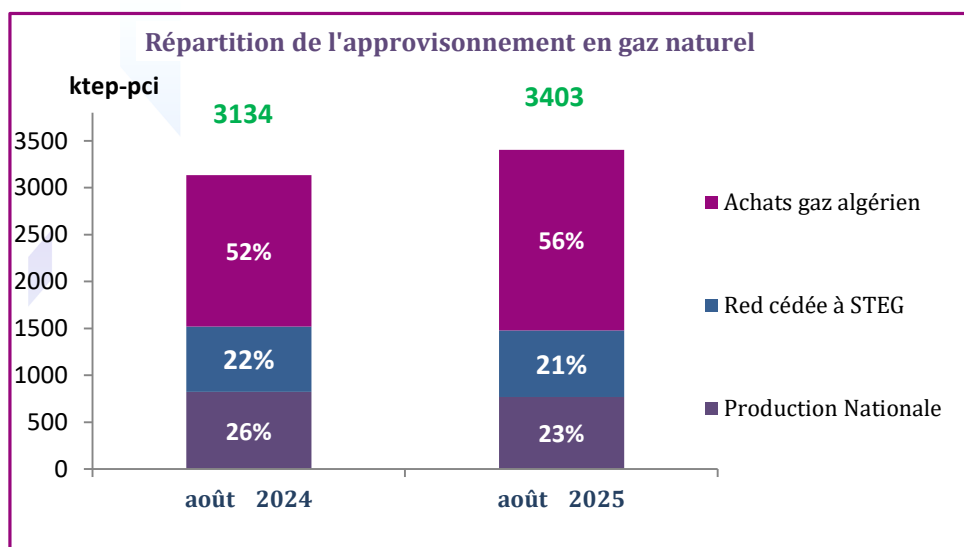


## Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **19%**, entre fin août **2024** et fin août **2025**, pour se situer à **1923 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **9 %** entre fin août **2024** et fin août **2025** pour se situer à **3403 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 **26 %** à **23%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **22%** à **21%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **52 %** à **56%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin août			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	16	8	-51%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	9	6	-31%	
Gasoil ordinaire	387	186	-52%	
Fuel oil BTS	273	123	-55%	
Virgin Naphta	231	113	-51%	
White Spirit	7	6	-24%	
Total production STIR	925	442	-52%	
Taux couverture STIR (1)	30%	14%	-53%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	7%	-51%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	244	119	-51%	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

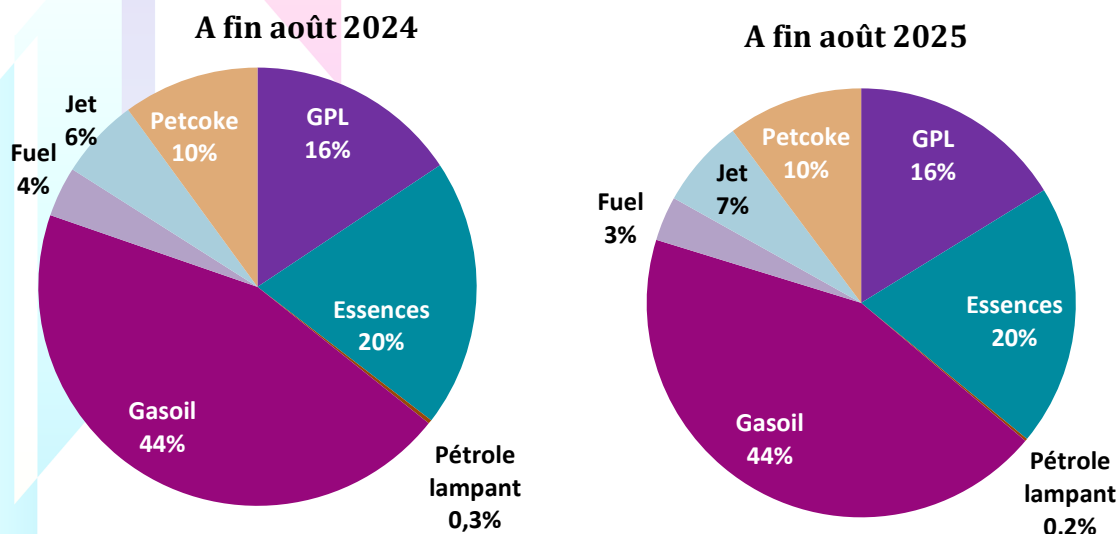
CONSUMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	A fin août				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	398	475	496	4%	2%
Essences	870	430	602	604	0,4%	3%
Essence Super	0	0	0	0	-	-
Essence Sans Pb	859	430	594	596	0,3%	3%
Essence premium	11	0	7,5	8,1	8%	-
Pétrole lampant	12	35	8,6	5,8	-33%	-16%
Gasoil	2 063	1343	1354	1336	-1%	0%
Gasoil ordinaire	1 584	1158	1030	1007	-2%	-1%
Gasoil SS	472	185	320	324	1%	6%
Gasoil premium	7	0	4,50	4,64	3%	-
Fuel	175	187	112	102	-9%	-6%
STEG & STIR	30	22	23	12	-49%	-6%
Hors (STEG & STIR)	145	165	90	91	1%	-6%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	266	155	182	205	13%	3%
Coke de pétrole	473	423	305	312	2%	-3%
Total	4548	2971	3039	3062	1%	0,3%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4519	2949	3016	3050	1%	0,3%

\* La consommation du mois d'août est estimée

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin août 2024 et fin août 2025, une légère hausse de 1% pour se situer à 3062 ktep. Ainsi, nous avons observé une quasi-stabilité pour l'essence, une hausse de 13% pour le jet d'aviation et 2% pour le coke de pétrole. Cependant, la demande du gasoil a enregistré une légère baisse de 1%.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin août 2024 et fin août 2025, à l'exception de quelques produits, notamment le fuel dont la part est passée de 4 % à 3 % et le Jet de 6 % à 7 % sur la même période.

## Structure de la consommation des produits pétroliers

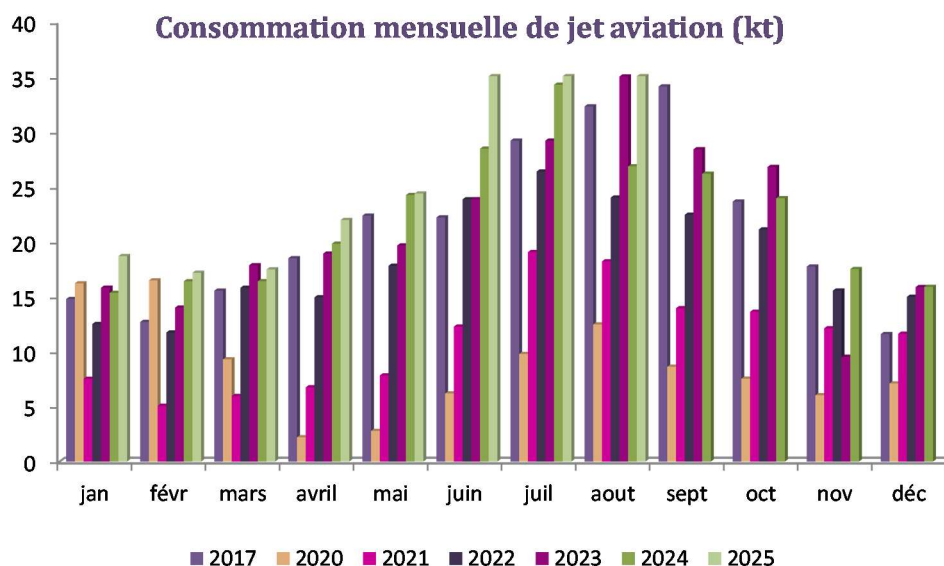


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juillet **2024** et fin août **2025**, une légère baisse de **1%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin août **2024** et fin août **2025**, une hausse de **4%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **2%** fin juillet **2024** et fin août **2025** (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 **13%** à fin août **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.



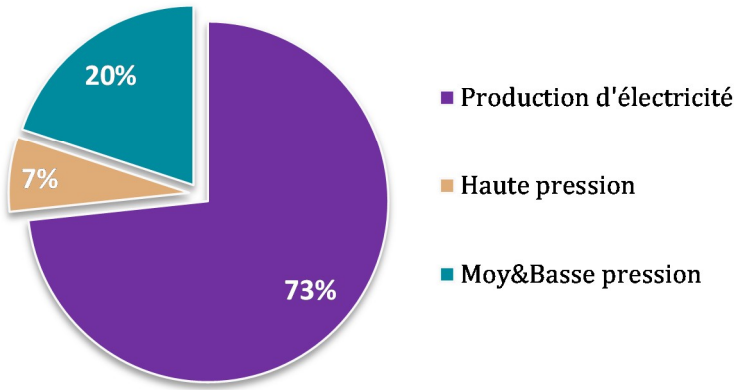
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin août				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 493	3 121	3 125	3 382	8%	1%
Production d'électricité	3 168	2 267	2 243	2 479	11%	1%
Hors prod élec	1 325	855	882	902	2%	1%
Haute pression	334	189	220	228	4%	2%
Moy&Basse pression	991	666	662	674	2%	0,1%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	4 992	3 468	3 472	3 757	8%	1%
Production d'électricité	3 520	2 518	2 493	2 755	11%	1%
Hors prod élec	1 472	950	980	1 003	2%	1%
Haute pression	371	210	244	253	4%	2%
Moy&Basse pression	1 101	740	735	749	2%	0,1%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **8%** entre fin août **2024** et fin août **2025** pour se situer à **3382** ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **11%**, celle pour la consommation finale a augmenté aussi de **2%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**73%** de la demande totale à fin août **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **94%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin août 2025



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **2%** pour se situer à **902** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de **2%** et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de **4%**.

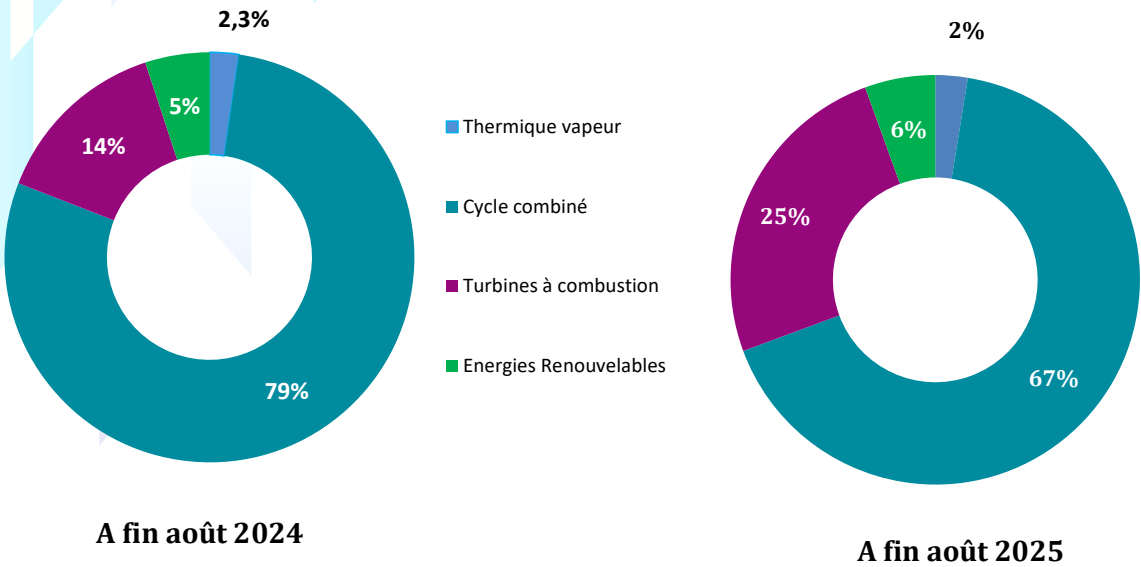
# Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **8%** entre fin août **2024** et fin août **2025** pour se situer à **212 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **3%** entre fin août **2024** et fin août **2025**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **79%** à **67%** entre fin août **2024** et fin août **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



*Y compris l'autoproduction photovoltaïque*

## 3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Août		A fin août	
		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	1	1	1
Nb forages développ.	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 août **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](http://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](http://www.energiemines.gov.tn)*).

### Exploration

#### Acquisition sismique à fin août 2025

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

#### Forage d'un (1) puits d'exploration à fin août 2025

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMG-W1	Sidi marzoug	06/08/25	Profondeur actuelle : 1184 m. Forage en cours.



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. <b>Abandon du puits.</b> Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024. Fin de forage le 2/6/2024 Profondeur finale : <b>4695 m.</b> Préparatifs pour le test du puits.

## Développement

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	CRG-10 ST	Chergui	25/01/2025	Profondeur actuelle : <b>1843 m.</b> Forage achevé.
02	CRG-12 ST	Chergui	25/03/2025	Profondeur actuelle : <b>1892 m.</b> 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 : <b>3326 m.</b> Puits actuellement en suspension.



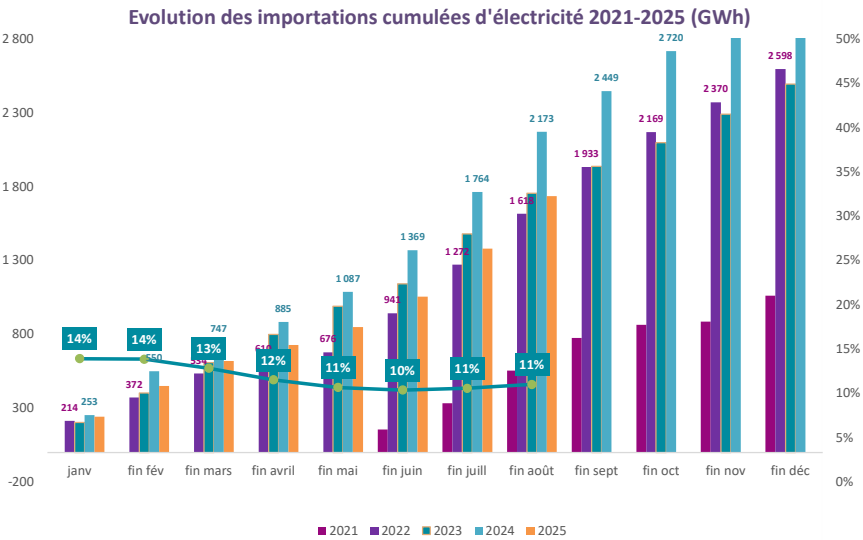
## Chapitre 3

# Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin août				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18617	10 211	12 966	13298	3%	3%
FUEL + GASOIL	72	874	1,00	17	-	-33%
GAZ NATUREL	18156	8961	12699	13056	3%	4%
HYDRAULIQUE	16	53	12	9	-21%	-16%
EOLIENNE	337	324	228	191	-16%	-5%
SOLAIRE	37	0	26	25,6	0%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	2153	0	0	-	-100%
IPP Solaire <sup>(3)</sup>	34	0	27	46	74%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire <sup>(1) (3)</sup>	557	0	385	501	30%	-
ACHAT TIERS	187	55	152	154	1%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19395	12 419	13 529	14 000	3%	1%
Echanges	-1,1	-23	1	38	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	1706	1736	2%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	27	8	0	-100%	-
Disponible pour marché local <sup>(2)</sup>	21810	12369	15228	15775	4%	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 août 2025, une hausse de 3% pour se situer à **14000 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **13529 GWh** à fin août 2024. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 4%. Ainsi les **achats d'électricité principalement de l'Algerie** ont couvert **11%** des besoins du marché local à fin août 2025.

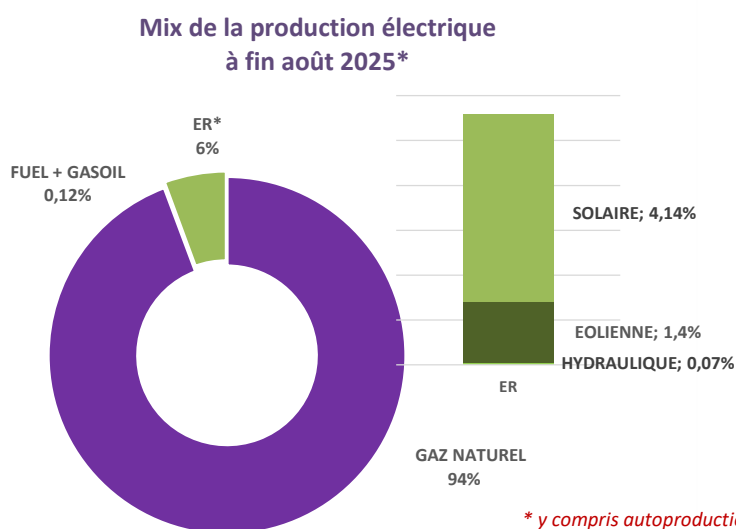


*A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».*

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

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **95%** de la production nationale à fin août **2025**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une hausse de **3%**. 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 août **2025**.



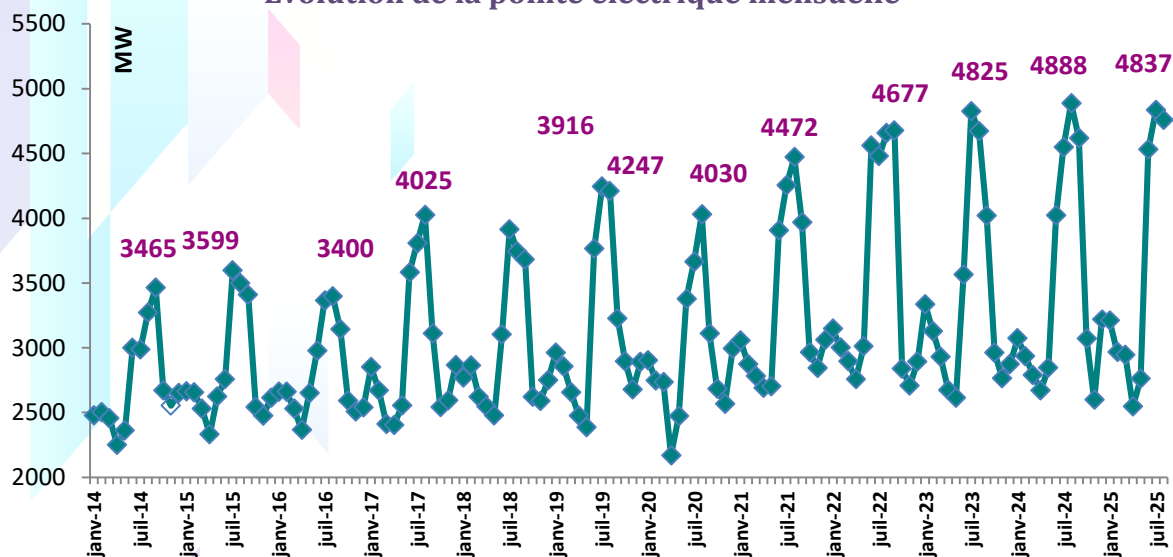
*Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.*

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.

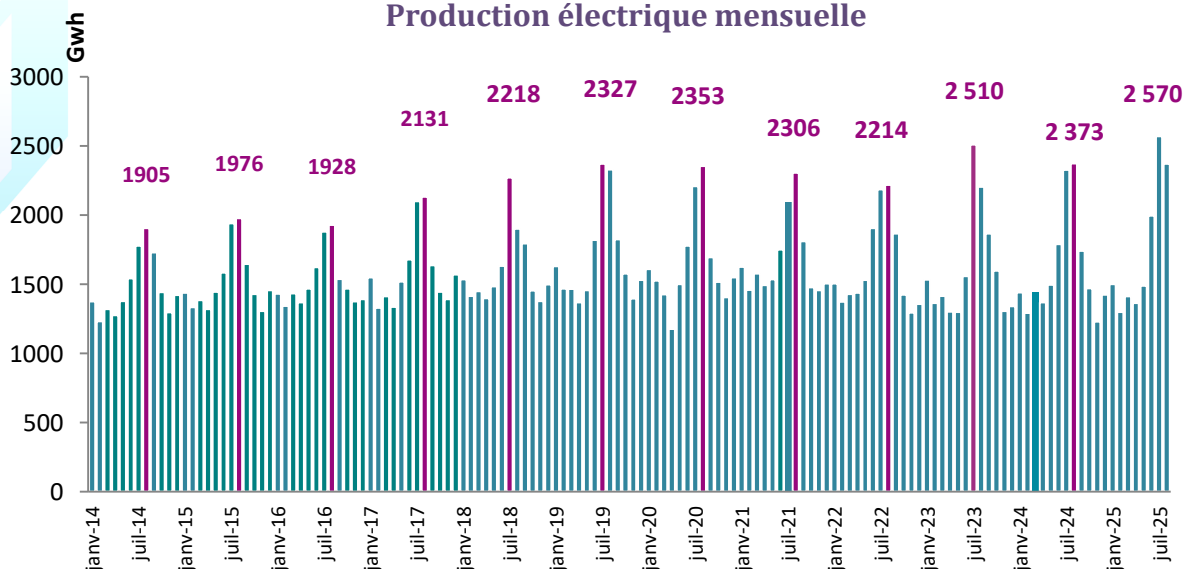
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **4837 MW** à fin août **2025** contre **4888 MW** à fin août **2024**.

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

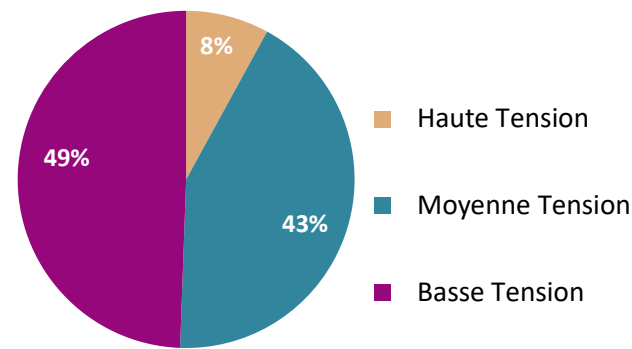


VENTES D'ELECTRICITE						
		Unité : GWh				
	Réalisé 2024	A fin août				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1168	943	728	877	21%	-1%
Moyenne tension	7082	4383	4705	4676	-1%	1%
Basse tension	8839	4525	5435	5426	-0,2%	2%
TOTAL VENTES **	17089	9 851	10 868	10 979	1%	1%

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

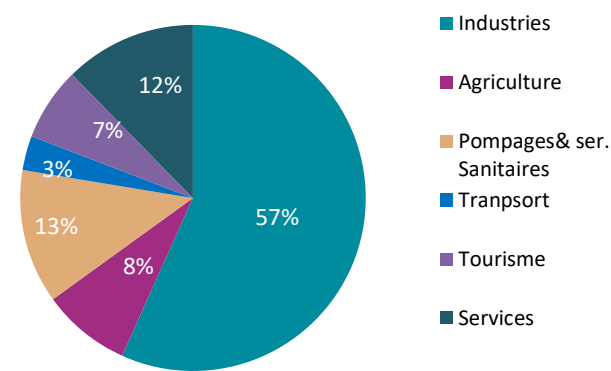
Les ventes d’électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** stabilité entre fin juillet **2024** et fin août **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **21%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une légère baisse de **1%**. A 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.

Répartition des ventes d'électricité à fin août 2025



Les industriels restent les plus grands consommateurs d’électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin août **2025**.

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



La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l’industrie du papier et de l’edition (**+9%**) , indutrie des materiaux de construction (**+4%**) et les indutries extractives (**+8%**) contre une baisse du pompage agricole (**-8%**), les industries du textile et de l’habillement (**-3%**) et les industries metallurgiques de base (**-1%**).

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

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	<p><b>Projet Kairouan de 100MW :</b></p> <p>Etat d'avancement environ 82 %, entré en service fin 2025.</p> <p><b>Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW :</b></p> <p>Etat d'avancement environ 75 %, entré en service fin 2025.</p> <p><b>Projets de Gafsa 100 MW :</b></p> <p>Signature de l'accord de projet le 08 mai 2024, entré en service prévu fin 2026.</p>
		Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	<p><b>1<sup>er</sup> Round :</b></p> <p><b>Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Qair International SAS à El Ksar (Gafsa)</li> <li>SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid)</li> <li>VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes)</li> </ul> <p>Signature des accords de projets le 24 mars 2025.</p>
		Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	<p><b>Attribution d'un projet à El Khobna (Sidi Bouzid) :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Qair International SAS d'une puissance de 198 MW.</li> </ul> <p>Signature des accords de projets le 24 mars 2025.</p>
	AUTORISATION	Programme 2017-2020 : 4 appels à projets ont été effectué	<p>Octroi de 54 accords de principe d'une puissance totale de 261MW (31 projets catégorie 1MW + 23 projets catégorie 10MW)</p> <p><b>Etat d'avancement :</b> Mise en service de 15 projets :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>04 projets de 10 MW chacun.</li> <li>11 Projets de 1MW chacun.</li> </ul>



		5 <sup>ème</sup> 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).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 400 MW
		MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 70 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)	<p>Extension de puissance des sites de Djebel Abderrahmen à Nabeul de 200MW à 400 MW, de Djebel Tbagha à Kébili de 100MW à 600MW et ajout de quatre nouveaux sites à El Guetar (Gafsa) d'une puissance de 200MW, à Zaghouane d'une puissance de 200MW, à Fériana (Kassserine) d'une puissance de 100MW et à Beni Khedache (Medenine) d'une puissance de 500MW.</p> <p>Lancement de la campagne de mesure de vent en début 2026.</p>
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	<p><b>1<sup>er</sup> round :</b></p> <p>Le ministère a reçu trois offres le 25 mars 2025, le dépouillement a été achevé et en phase d'approbation.</p>

<b>kt</b>	Mille tonne
<b>Mt</b>	Million de tonne
<b>tep</b>	Tonne équivalent pétrole
<b>ktep</b>	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
<b>Mtep</b>	Million de tonne équivalent pétrole
<b>PCI</b>	Pouvoir calorifique inférieur
<b>IPP</b>	Producteurs Indépendants d'électricité
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>GWh</b>	Gigawatt -heure
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>MT</b>	Moyenne Tension
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>ONEM</b>	Observatoire National de l'Energie et des Mines
<b>TCAM</b>	Taux de Croissance Annuel Moyen
<b>CSM</b>	Consommation spécifique Moyenne tep/GWh
<b>Pointe</b>	Puissance maximale appelée MW
<b>FHTS</b>	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
<b>FBTS</b>	Fioul à basse teneur en soufre 1%
<b>CC</b>	Cycle combiné
<b>TG</b>	Turbine à gaz
<b>TV</b>	Thermique à vapeur
<b>kbbl/j</b>	Mille barils par jour
<b>Mm<sup>3</sup>/j</b>	Million de normal mètre cube par jour