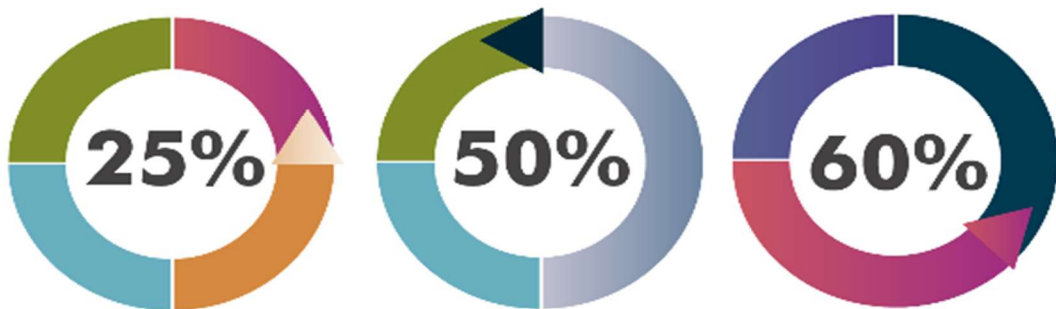


REPUBLIQUE TUNISIENNE  
Ministère de l'Industrie, des Mines  
et de l'Energie  
Direction Générale des Stratégies et de Veille  
Observatoire National de l'Energie et des  
Mines

# Conjoncture Energétique

Octobre 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



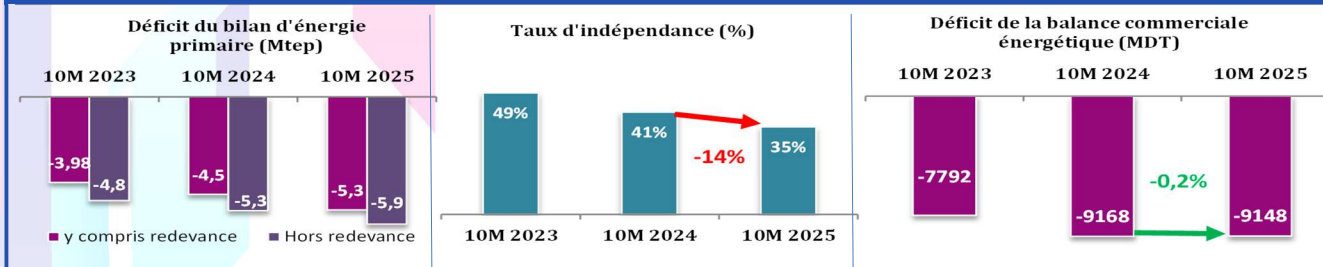
## Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

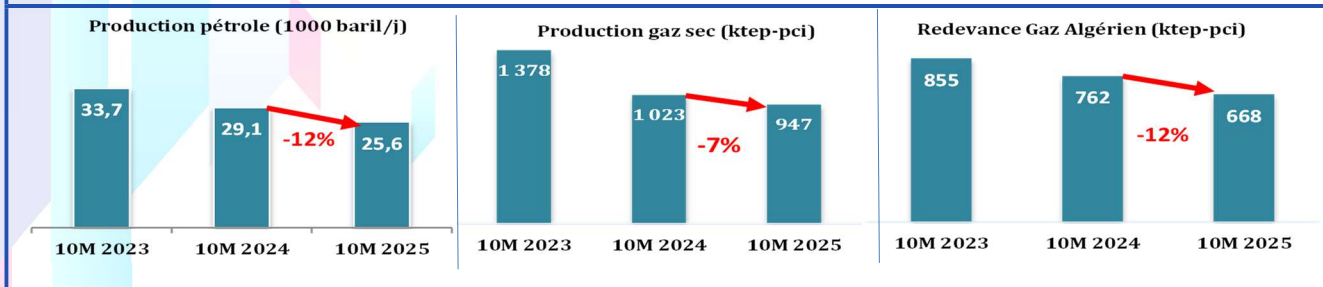
*Date de la publication : 12 décembre 2025*

# Faits marquants du mois d'octobre 2025

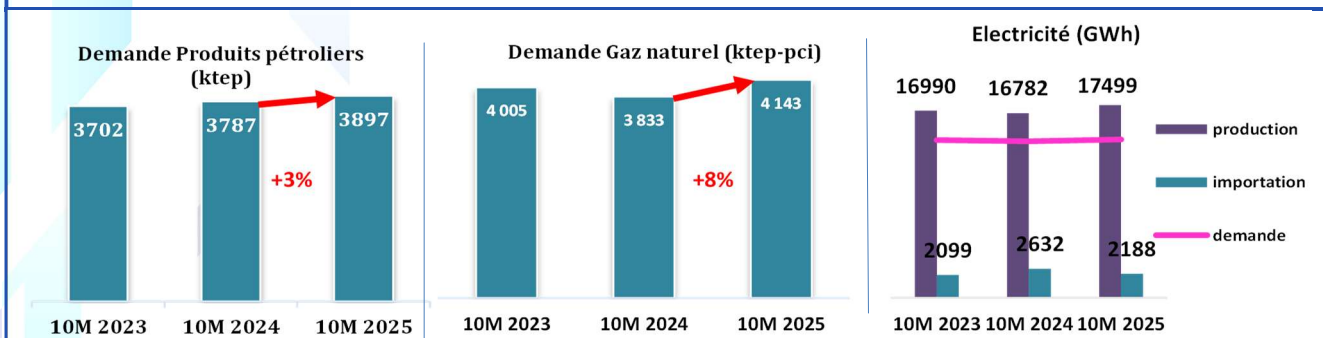
## Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



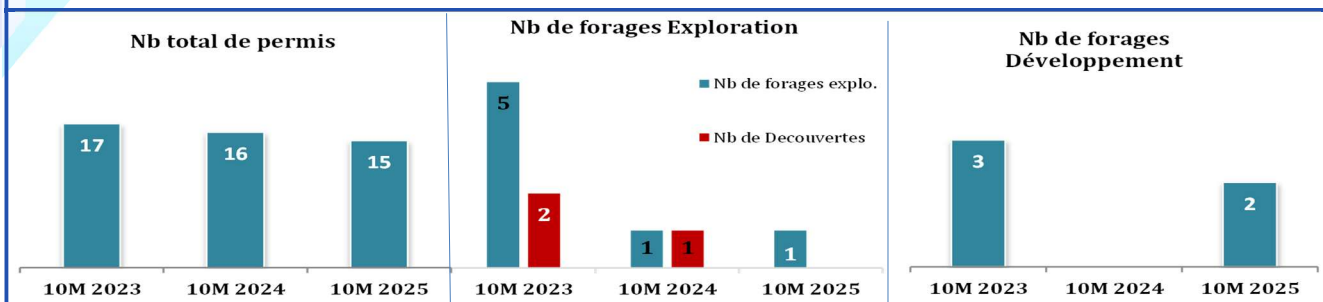
## Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



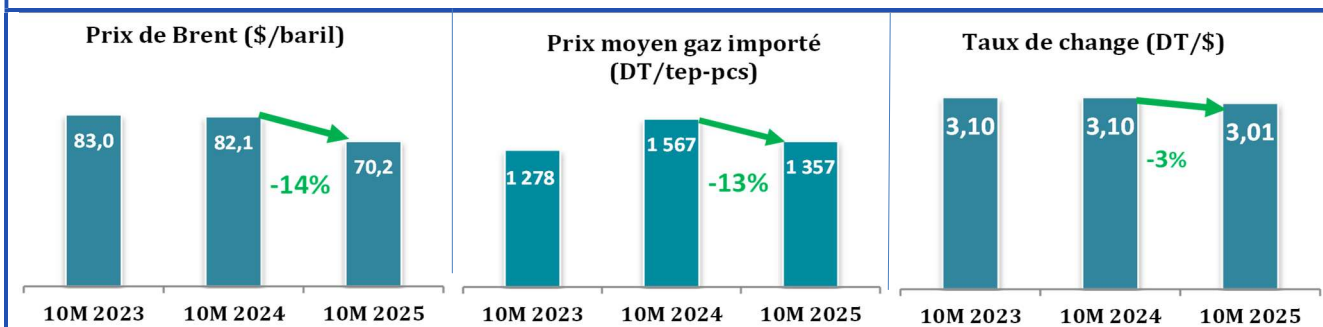
## Demande des hydrocarbures et d'électricité



## Exploration et développement



## Prix et taux de change



# Chapitre 1

## Bilan et économie de l'énergie



# Bilan d'énergie primaire

## BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2024	A fin octobre			Var (%)	TCAM (%)
		2015	2024	2025		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
<b>RESSOURCES</b>	<b>3731</b>	<b>4366</b>	<b>3149</b>	<b>2851</b>	<b>-9%</b>	<b>-4%</b>
Pétrole <sup>(1)(*)</sup>	1390	2023	1172	1046	-11%	-6%
GPL primaire <sup>(2)(*)</sup>	135	196	119	109	-9%	-6%
Gaz naturel	2121	2109	1785	1615	-10%	-3%
Production	1213	1844	1023	947	-7%	-6%
Redevance	909	265	762	668	-12%	10%
Elec primaire	84	39	73	81	12%	8%
<b>DEMANDE</b>	<b>9083</b>	<b>7525</b>	<b>7692</b>	<b>8122</b>	<b>6%</b>	<b>0,8%</b>
Produits pétroliers <sup>(*)</sup>	4548	3867	3787	3897	3%	0,08%
Gaz naturel	4450	3619	3833	4143	8%	1%
Elec primaire	84	39	73	81	12%	8%
<b>SOLDE</b>						
Avec comptabilisation de la redevance <sup>(3)</sup>	-5352	-3158	-4543	-5271		
Sans comptabilisation de la redevance <sup>(4)</sup>	-6261	-3423	-5305	-5938		

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'octobre 2025

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2.9 Mtep** à fin octobre **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **9%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

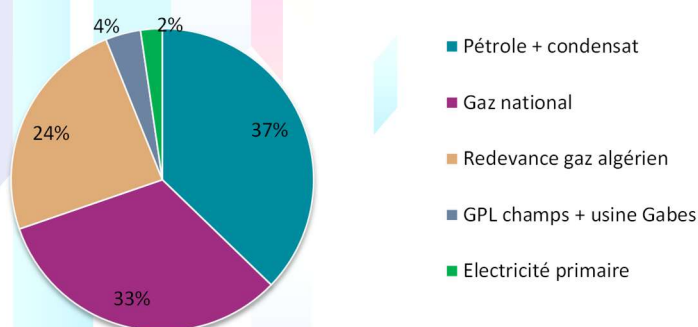
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **70%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

# Bilan d'énergie primaire

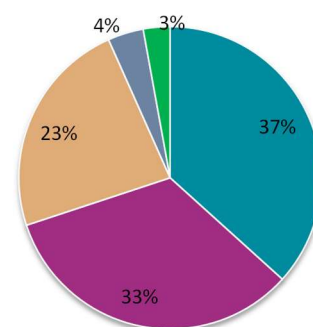
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **12%** à fin octobre **2025** par rapport à fin octobre **2024**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin octobre 2024



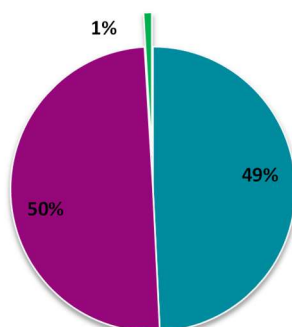
Répartition des ressources en énergie primaire à fin octobre 2025



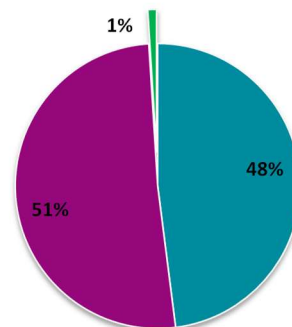
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin octobre **2025** et fin octobre **2024** une hausse de **6%** : la demande du gaz naturel a augmenté de **8%**, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de **3%** et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de **12%**.

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 octobre **2024** à **48%** durant la même période de **2025**. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de **50 %** à fin octobre **2024** à **51%** à fin octobre **2025**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin octobre 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin octobre 2025





En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin octobre **2025**, **un déficit de 5.3 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **16%** par rapport à fin octobre **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **35%** à fin octobre **2025** contre **41%** à fin octobre **2024**.

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

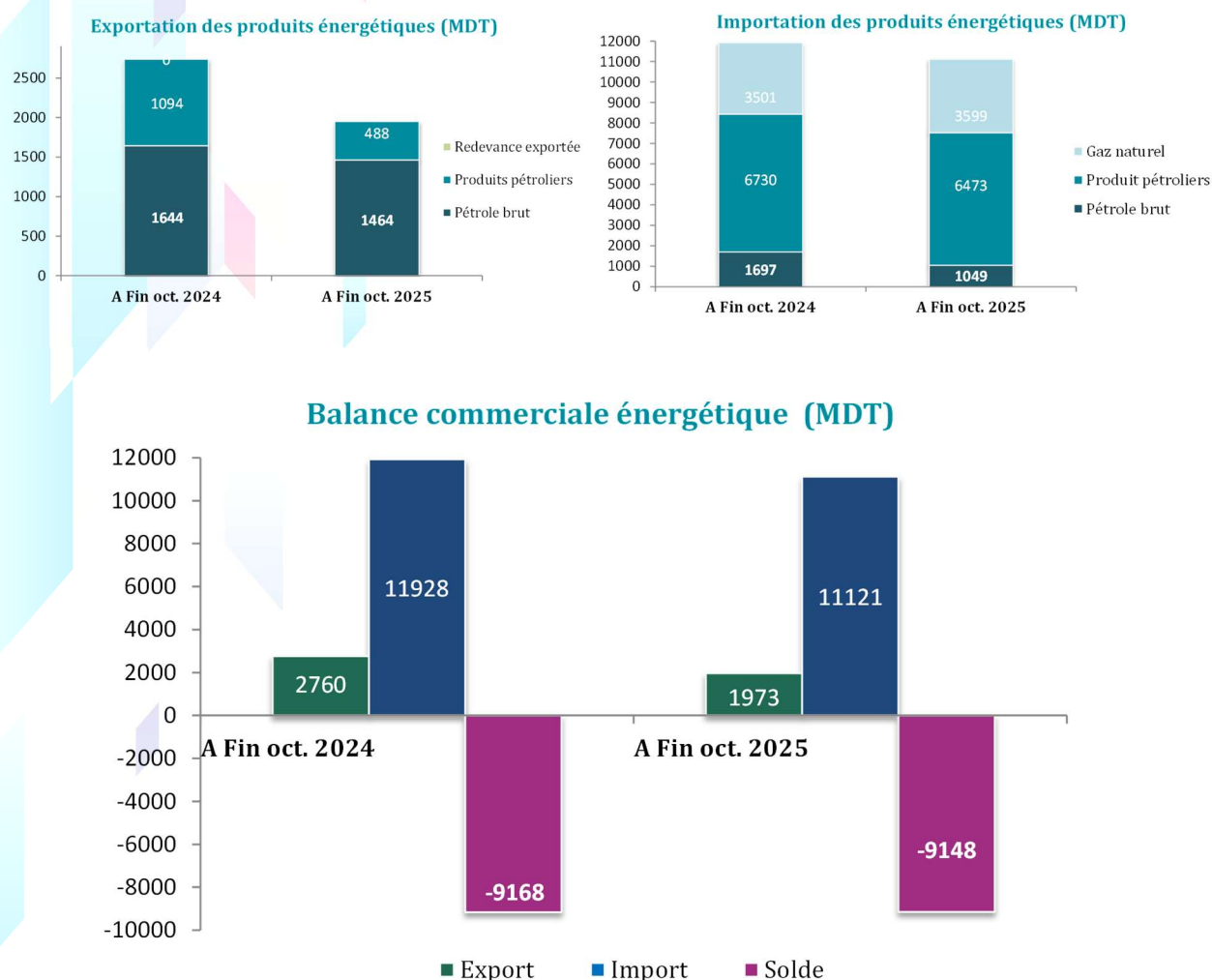
EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin octobre			A fin octobre			A fin octobre		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS <sup>(7)</sup>							2760	1973	-29%
PETROLE BRUT <sup>(1)</sup>			-			-	1644	1464	-11%
ETAP	539	625	16%	552	640	16%	1055	921	-13%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>			-			-	589	543	-8%
GPL Champs	13,8	15,7	14%	15,3	17,4	14%	21	21	-1%
ETAP	13,8	15,7	14%	15,3	17,4	14%	21	21	-1%
PARTENAIRES <sup>(8)</sup>			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	572	333	-42%	579	338	-42%	1094	488	-55%
Fuel oil (BTS)	312	176	-44%	306	172	-44%	560	239	-57%
Virgin naphta	260	157	-39%	274	166	-39%	534	250	-53%
Pétrole	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				6742	7171	6%	11928	11121	-7%
PETROLE BRUT <sup>(3)</sup>	754	621	-18%	775	637	-18%	1697	1049	-38%
PRODUITS PETROLIERS	3203	3452	8%	3194	3455	8%	6730	6473	-4%
GPL	433	459	6%	478	508	6%	780	855	10%
Gasoil ordinaire	803	978	22%	825	1005	22%	1929	2062	7%
Gasoil S.S. <sup>(6)</sup>	419	446	7%	430	458	7%	1023	933	-9%
Jet	220	253	15%	227	262	15%	587	564	-4%
Essence Sans Pb	706	700	-1%	738	731	-1%	1892	1558	-18%
Fuel oil (HTS)	100	105	5%	98	103	5%	155	147	-5%
Coke de pétrole <sup>(4)</sup>	522	510	-2%	398	389	-2%	363	355	-2%
GAZ NATUREL				2772	3078	11%	3501	3599	3%
Redevance totale <sup>(2)</sup>				762	690	-9%	0	0	-
Achat <sup>(5)</sup>				2011	2388	19%	3501	3599	3%
<div>(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès)</div> <div>(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retournée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle. / <b>Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en juillet 2025 d'une quantité de 234 millions de</b></div> <div>(3) Importation STIR à partir de 2015</div> <div>(4) chiffres provisoires.</div> <div>(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015</div> <div>(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</div> <div>(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la Libye à partir de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz</div> <div>(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour 2024 et 2025</div>									

(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 **29%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **7%**. Le déficit de la balance



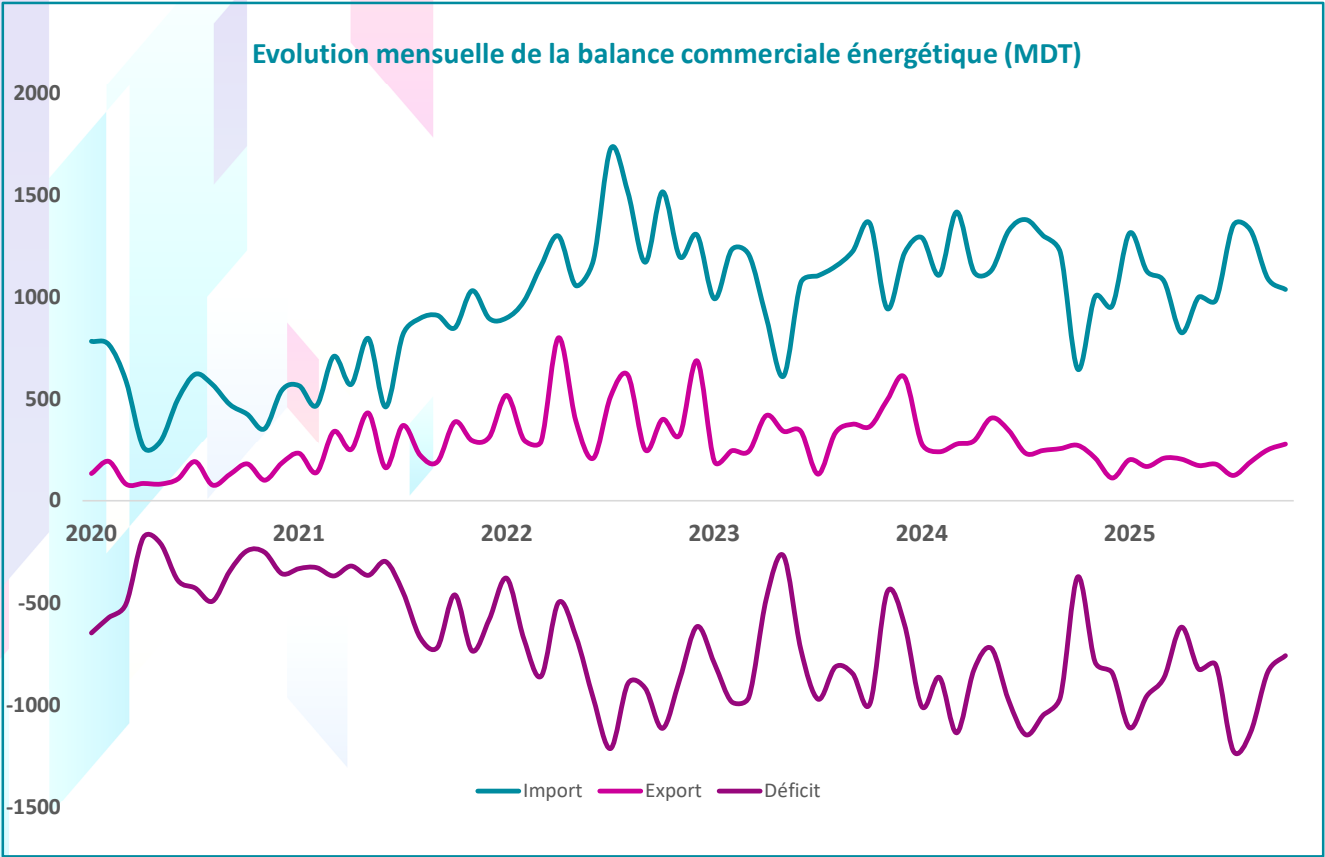
commerciale énergétique est passé de **9168 MDT** à fin octobre **2024** à **9148 MDT** à fin octobre **2025**, soit une quasi stabilité (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



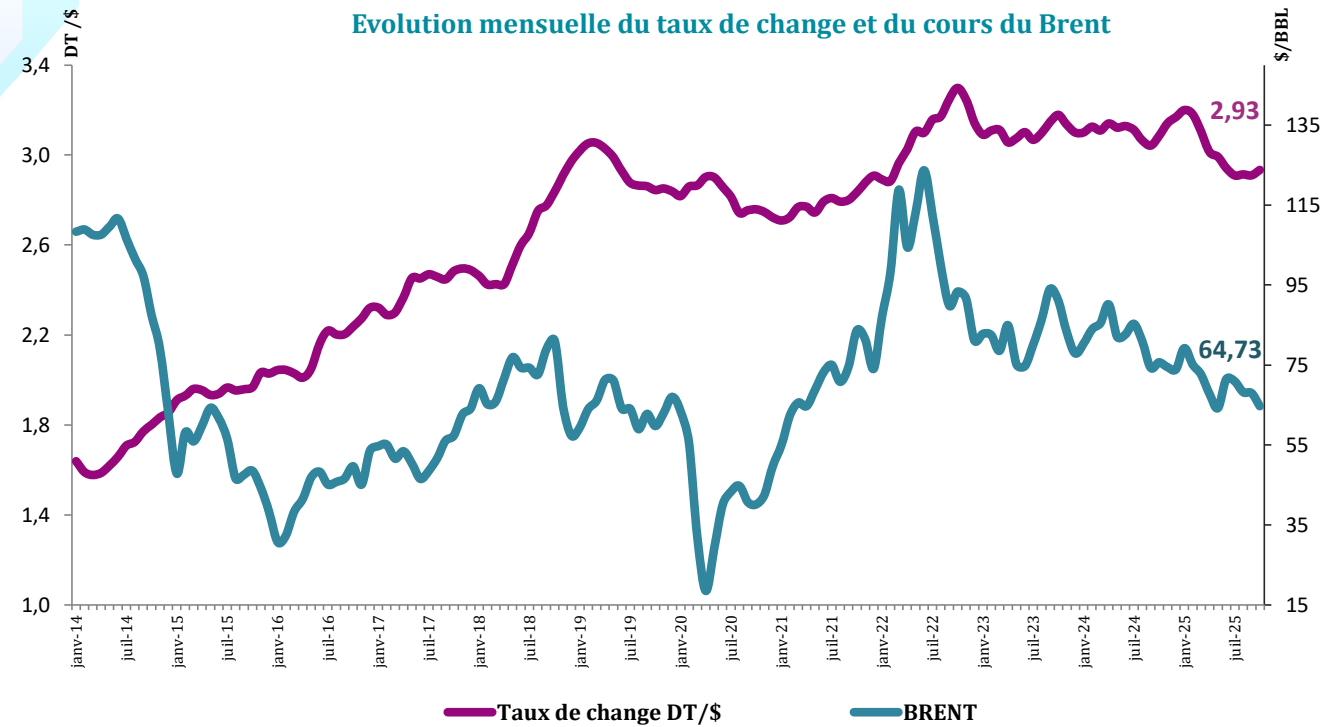
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

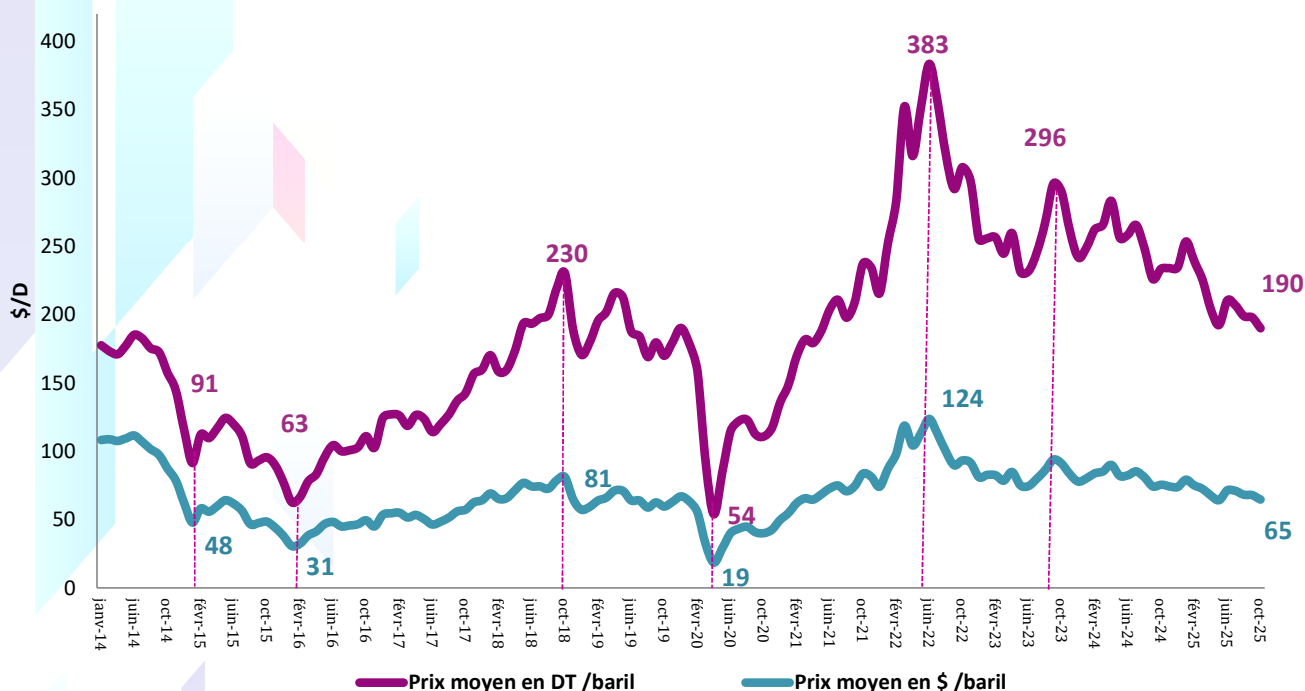


En effet, au cours du mois d'octobre 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **11\$/bbl** par rapport au mois d'octobre 2024 : **75.7\$/bbl** en octobre 2024 contre **64.7 \$/bbl** en octobre 2025 et **68.02\$/bbl** courant le mois de septembre 2025.



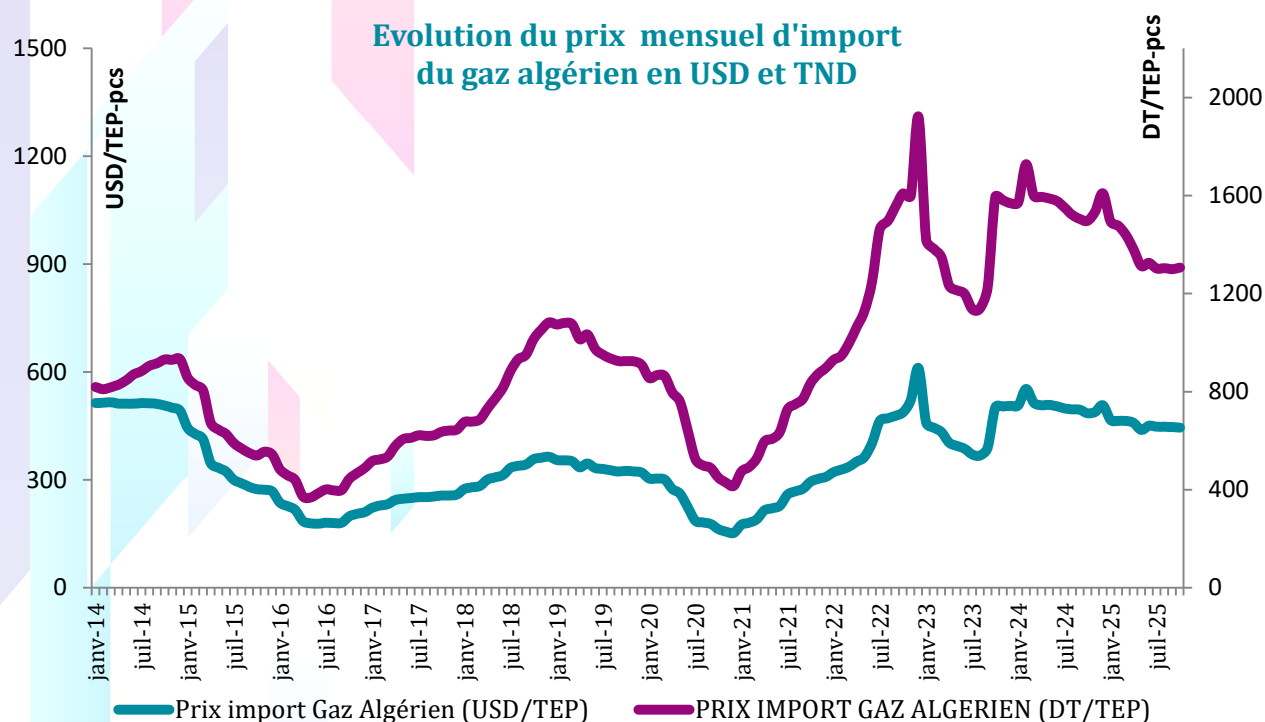
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de **5%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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 octobre **2024** et fin octobre **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **14%** : **82.1\$/bbl** contre **70.2\$/bbl**.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025** de **3%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,93** en octobre **2025**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **13%** en DT et de **11%** en \$ entre fin octobre **2024** et fin octobre **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**.

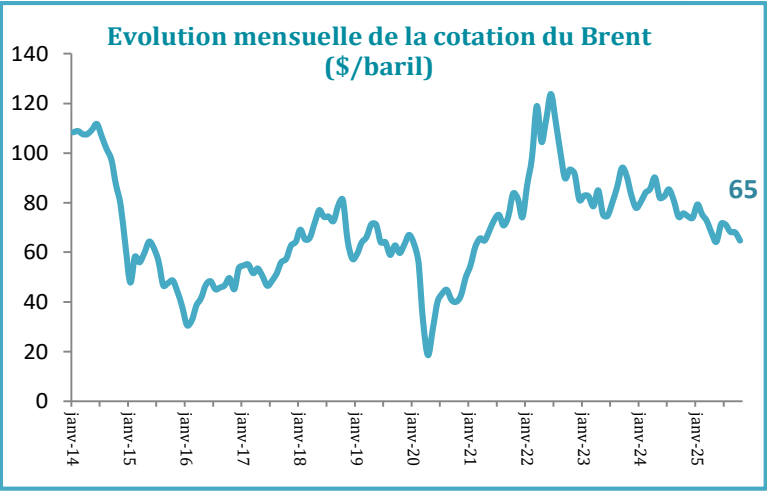
**(+)** Les importations des produits pétroliers à fin octobre **2025** ont diminué par rapport à fin octobre **2024** de **4%** en valeur.

**(+)** Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **18%** et en valeur de **38%** à fin octobre **2025** par rapport à fin octobre **2024**.

**(--)** Baisse des exportations des produits pétroliers de **42%** en quantité et de **55%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

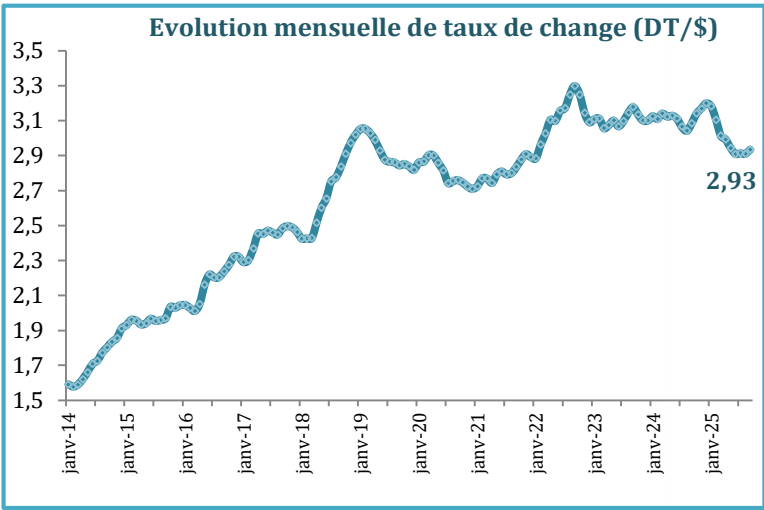
1. Brent

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%
Août	80,9	68,2	-16%
Septembre	74,3	68,02	-8%
Octobre	75,7	64,73	-14%
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%
Aout	3,07	2,91	-5%
Septembre	3,04	2,91	-4%
Octobre	3,09	2,93	-5%
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 octobre 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	224	76
Prix d'exportation ETAP <sup>(2)</sup> (FOB)	206	68,5

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

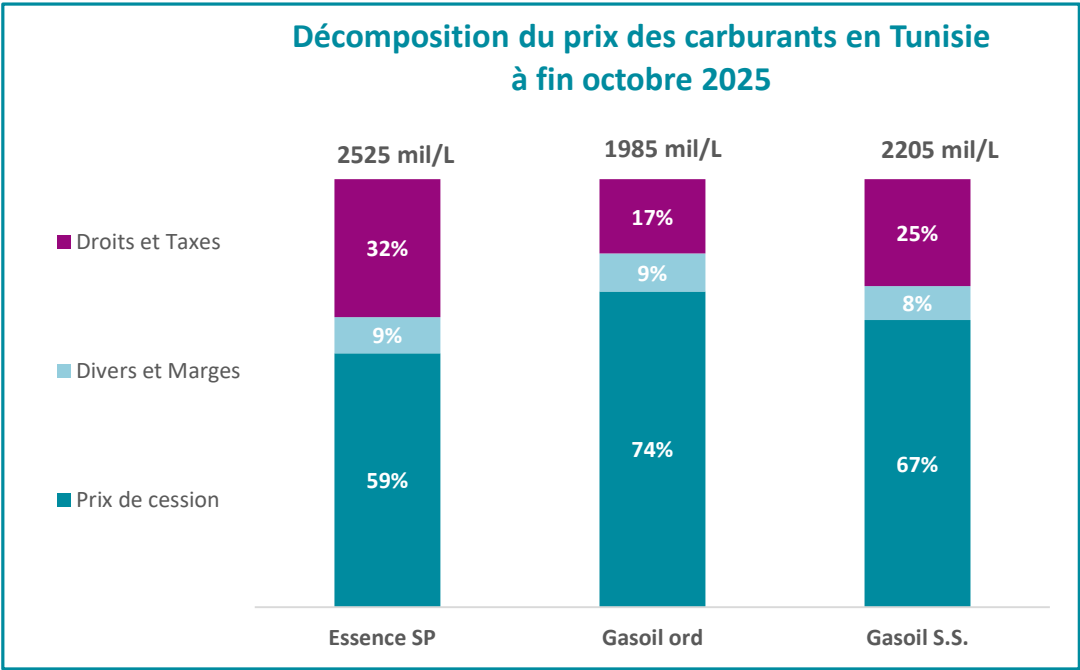
PRODUITS PETROLIERS	A fin octobre 2025				
	Unités	Prix import <sup>(1)</sup>	Pcession	Droits et Taxes <sup>(2)</sup>	Prix de vente <sup>(4)</sup>
Essence SSP	Millimes/litre	1716	1498	815	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1779	1464	345	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1764	1478	550	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1406	846	140	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1863	264	85	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,22	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)

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

(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 2023	Année 2024	A fin octobre 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1357

	Année 2023	Année 2024
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.

## 6. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)	Année 2023	Année 2024
Prix de vente Global (hors taxe)	288,1	290,4
Coût de revient moyen	472,6	481,2
Résultat unitaire <sup>(1)</sup>	-184,5	-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.

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<sup>(\*)</sup>

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2024	A fin octobre		
		2024	2025	Var (%)
El borma	175,0	144,1	137,8	-4%
Ashtart	137,1	116,9	83,9	-28%
Hasdrubal	67,2	58,2	54,6	-6%
Adam	106,3	88,7	73,9	-17%
M.L.D	47,3	38,6	38,4	-0,5%
El Hajeb/Guebiba	88,3	73,8	64,3	-13%
Cherouq	43,5	36,7	34,5	-6%
Miskar	43,9	36,9	34,2	-7%
Cercina	68,3	57,1	57,8	1%
Barka	21,3	20,6	3,7	-82%
Franig/Bag/Tarfa	33,2	28,3	23,5	-17%
Ouedzar	37,2	31,1	31,0	-0,4%
Gherib	56,5	48,2	38,3	-20%
Nawara	72,5	64,5	37,8	-41%
Halk el Manzel	51,1	43,0	38,4	-11%
Autres	293,7	244,8	254,2	4%
<b>TOTAL pétrole (kt)</b>	<b>1 342</b>	<b>1 131</b>	<b>1 006</b>	<b>-11%</b>
<b>TOTAL pétrole (ktep)</b>	<b>1 374</b>	<b>1 158</b>	<b>1 030</b>	<b>-11%</b>
<b>TOTAL pétrole et Condensat (kt)</b>	<b>1 358</b>	<b>1 145</b>	<b>1 022</b>	<b>-11%</b>
<b>TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)</b>	<b>1 390</b>	<b>1 172</b>	<b>1 046</b>	<b>-11%</b>

#### GPL Primaire

<b>TOTAL GPL primaire (kt)</b>	<b>130</b>	<b>108</b>	<b>99</b>	<b>-9%</b>
<b>TOTAL GPL primaire (Ktep)</b>	<b>142</b>	<b>119</b>	<b>109</b>	<b>-9%</b>

#### Pétrole + Condensat + GPL primaire

<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)</b>	<b>1 488</b>	<b>1 253</b>	<b>1 121</b>	<b>-11%</b>
<b>TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)</b>	<b>1 533</b>	<b>1 291</b>	<b>1 155</b>	<b>-11%</b>

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

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1006 kt** à fin octobre **2025** enregistrant ainsi une baisse de **11%** par rapport à fin octobre **2024**. Cette baisse a touché la plupart des

champs à savoir Ashtart (-**28%**), Nawara (-**41%**), Barka (-**82%**), Adem (-**17%**), Gherib (-**20%**), El Hajeb/Guebiba (-**13%**), El borma(-**4%**), Halk el Manzel (-**11%**) et Miskar (-**7 %**).

D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+**45%**), Gremda/El Ain (+**370%**), D.S.T (+**35%**), Bir Ben Tartar (+**3%**) et Cercina (+**1%**).

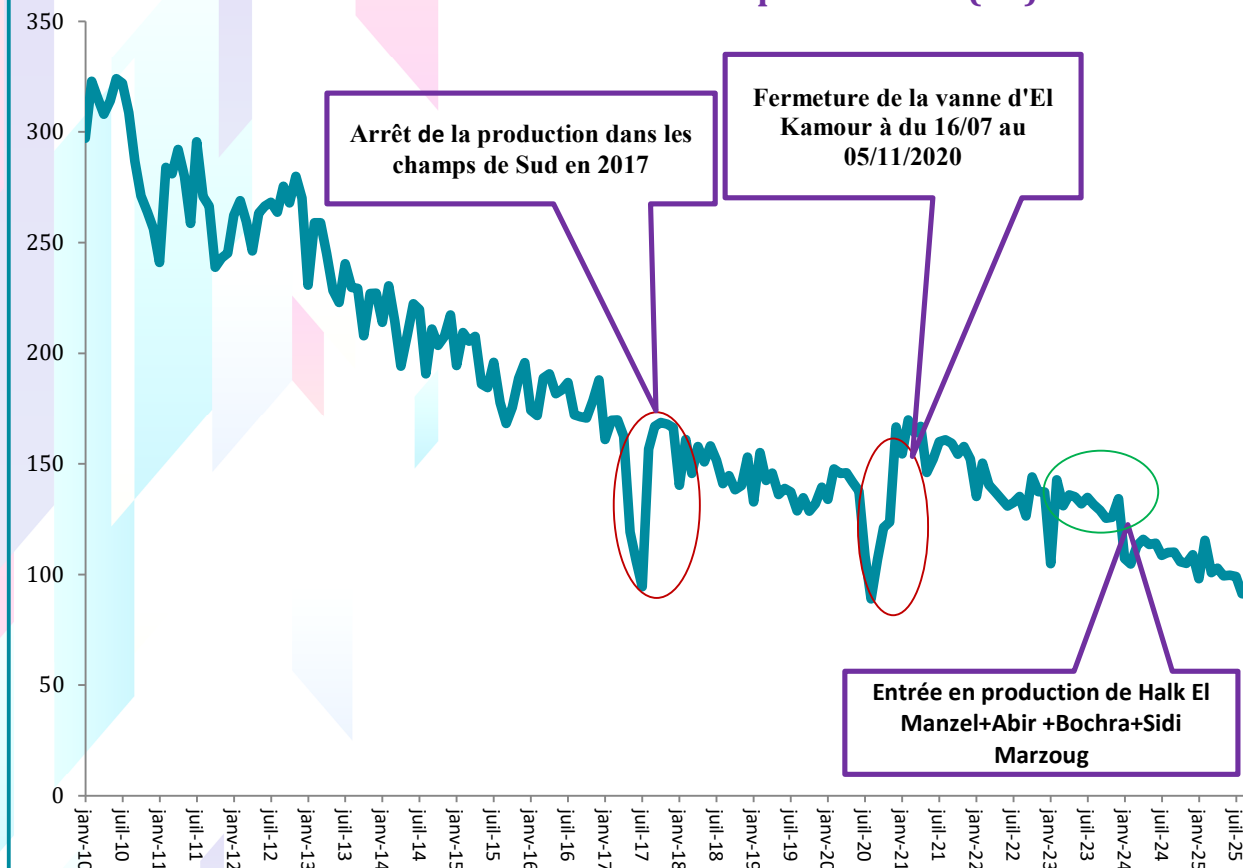
Il convient de noter :

- **Concessions Cherouq, Durra, Anaguid Est, Jinane, Benefsej Sud** : Arrêt de la production depuis le **23 septembre 2025** pour des travaux de maintenance
- **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**

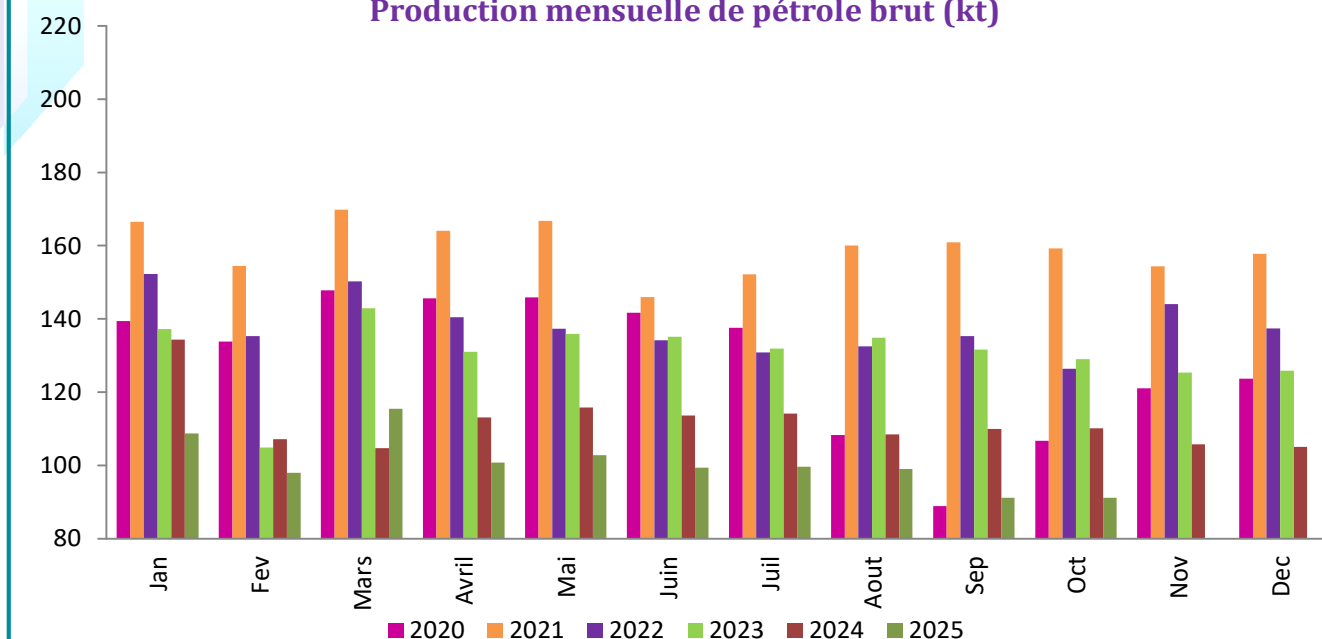
La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **29.1** mille barils/j à fin octobre **2024** à **25.6** mille barils/j à fin octobre **2025**.

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

## Production mensuelle de pétrole brut ( kt)



## Production mensuelle de pétrole brut (kt)



## 2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin octobre				
		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>2 109</b>	<b>1 785</b>	<b>1 615</b>	<b>-10%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1 213</b>	<b>1 844</b>	<b>1 023</b>	<b>947</b>	<b>-7%</b>	<b>-6%</b>
<i>Miskar</i>	317	586	264	251	-5%	-8%
<i>Gaz Com Sud <sup>(1) (3)</sup></i>	181	268	153	150	-2%	-6%
<i>Gaz Chergui</i>	98	197	83	90	9%	-8%
<i>Hasdrubal</i>	159	590	137	121	-11%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	19	84	14	8	-41%	-21%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghib et Sidi marzoug <sup>(2)</sup></i>	131	118	111	100	-10%	-1,7%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	11	35	-	-
<i>Nawara <sup>(4)</sup></i>	307	0	249	191	-23%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b>	<b>909</b>	<b>265</b>	<b>762</b>	<b>668</b>	<b>-12%</b>	<b>10%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 290</b>	<b>1 862</b>	<b>2 011</b>	<b>2 388</b>	<b>19%</b>	<b>3%</b>
Unité : ktep-pci						
<b>PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL</b>	<b>2 357</b>	<b>2 343</b>	<b>1 983</b>	<b>1 794</b>	<b>-10%</b>	<b>-3%</b>
<b>Production nationale</b>	<b>1347</b>	<b>2049</b>	<b>1137</b>	<b>1052</b>	<b>-7%</b>	<b>-6%</b>
<i>Miskar</i>	353	651	293	279	-5%	-8%
<i>Gaz Com Sud <sup>(1) (3)</sup></i>	201	298	170	167	-2%	-6%
<i>Gaz Chergui</i>	109	219	92	101	9%	-8%
<i>Hasdrubal</i>	176	656	152	135	-11%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	22	94	16	9	-41%	-21%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghib et Sidi marzoug <sup>(2)</sup></i>	145	131	124	111	-10%	-1,7%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	0	0	13	39	-	-
<i>Nawara <sup>(4)</sup></i>	341	0	277	213	-23%	-
<b>Redevance totale (Forfait fiscal)</b>	<b>1010</b>	<b>294</b>	<b>847</b>	<b>742</b>	<b>-12%</b>	<b>10%</b>
<b>Achats</b>	<b>2 544</b>	<b>2 068</b>	<b>2 234</b>	<b>2 653</b>	<b>19%</b>	<b>3%</b>

(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 Ghib 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

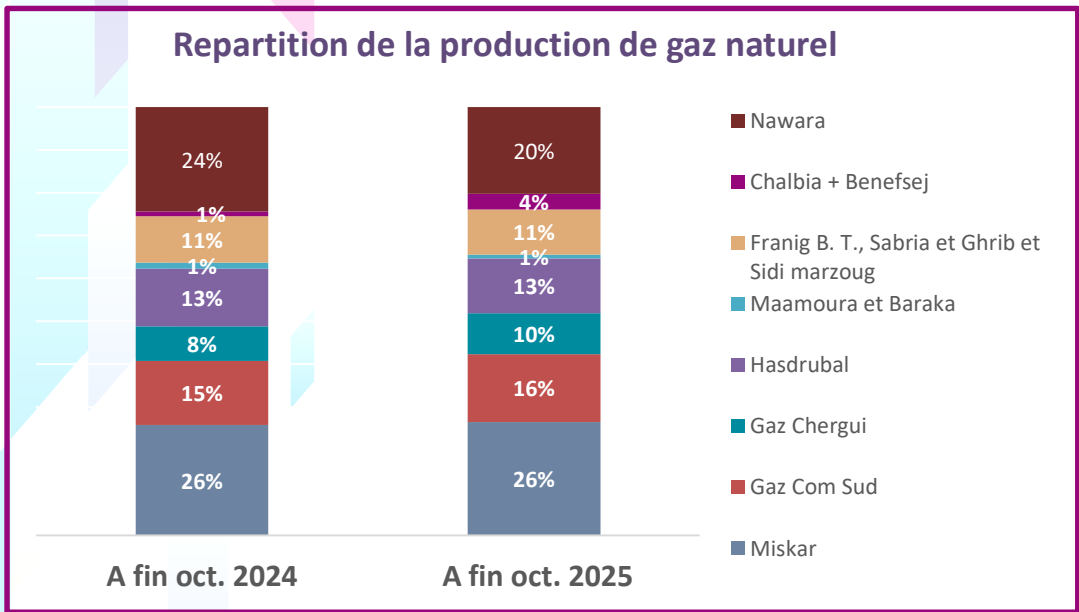
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 octobre 2025 d'une quantité de 234 millions de Cm3 , en cours de régularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1615** ktep-pci, à fin octobre **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **7%**.

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



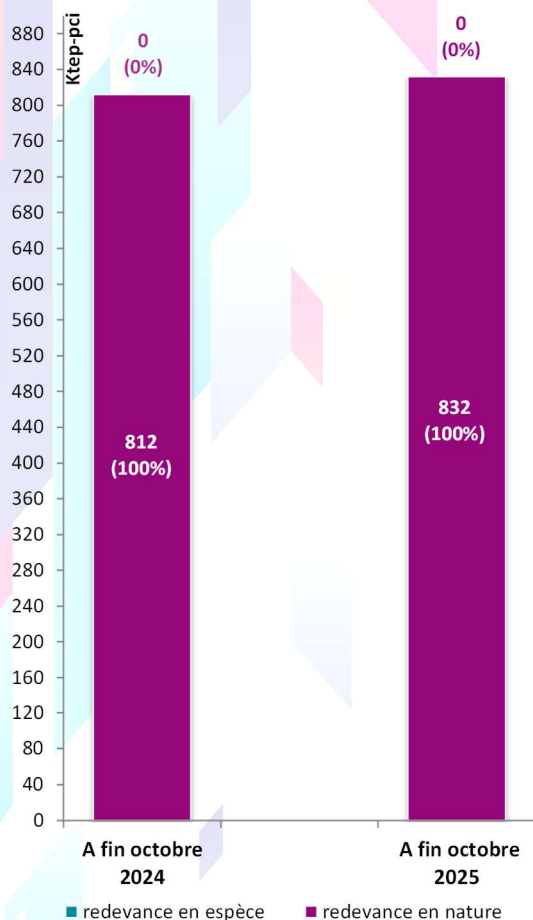
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **23%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **2%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **5%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **9%**.

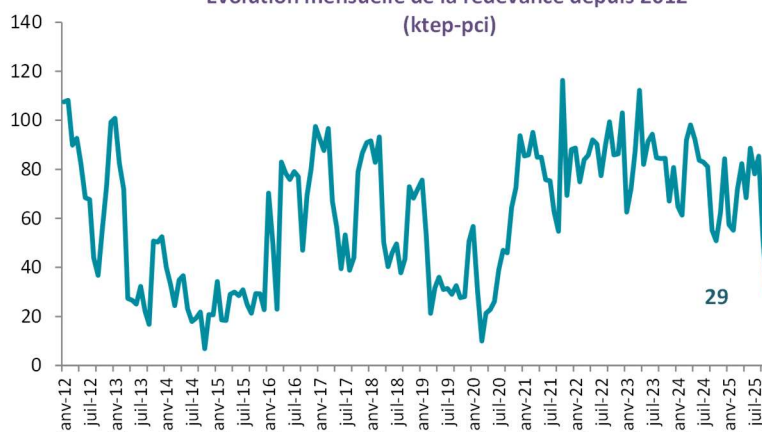
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **12%** à fin octobre **2025** par rapport à fin octobre **2024** en se situant à **668 ktep-pci**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG à fin octobre**2025**.

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré à fin octobre **2025** d'une quantité de **315** millions de Cm3, en cours de régularisation.

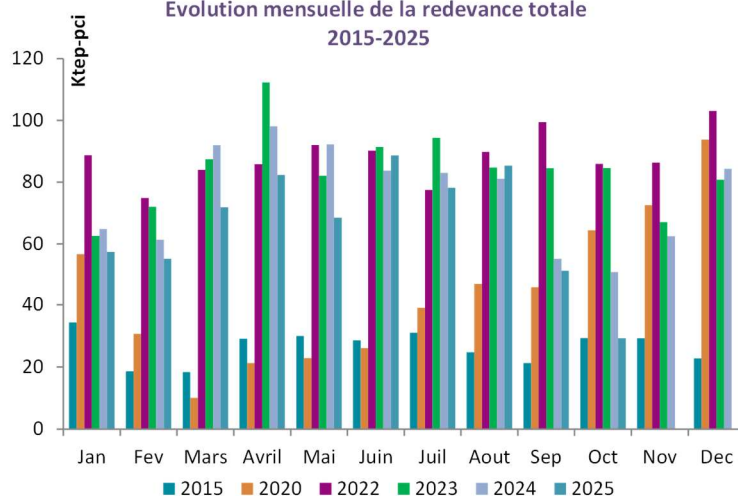
Répartition de la redevance totale



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

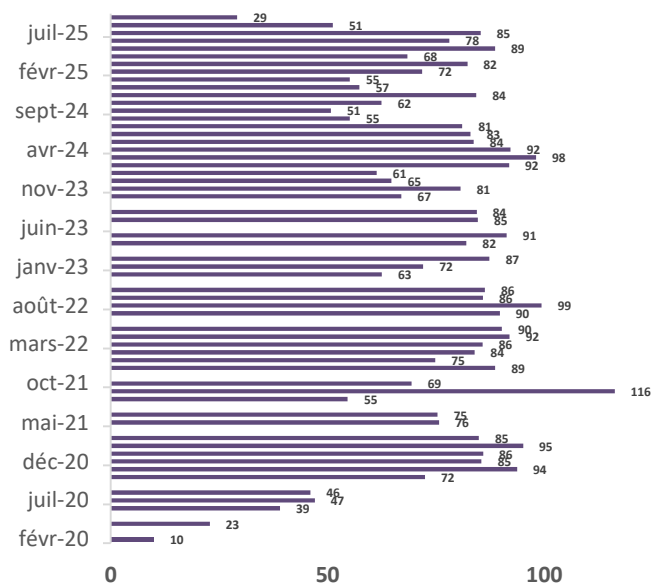


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2025



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



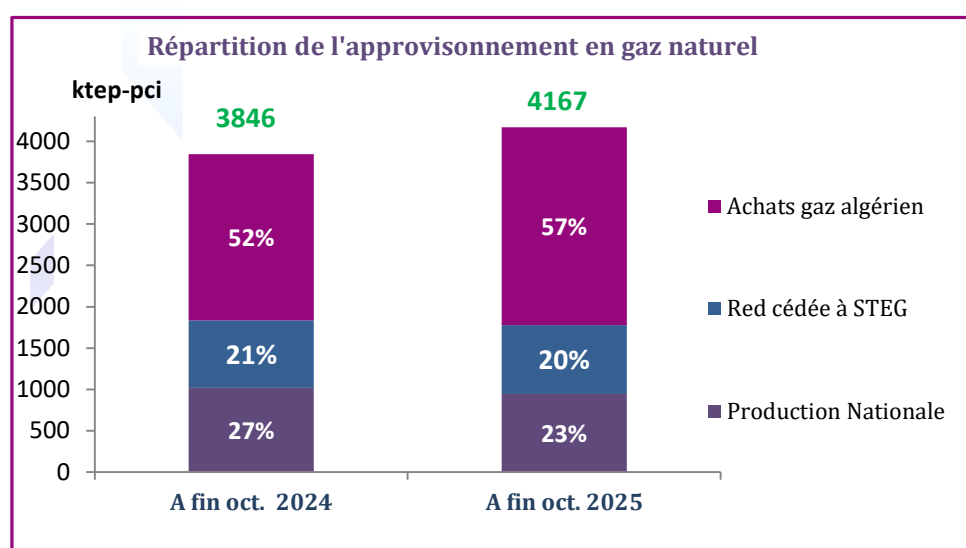


## Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **19%**, entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**, pour se situer à **2388 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **8 %** entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025** pour se situer à **4167 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 **27 %** à **23%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **21%** à **20%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **52 %** à **57%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin octobre			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	21	12	-41%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	14	13	-11%	
Gasoil ordinaire	477	277	-42%	
Fuel oil BTS	338	202	-40%	
Virgin Naphta	291	164	-44%	
White Spirit	10	8	-24%	
Total production STIR	1151	676	-41%	
Taux couverture STIR (1)	30%	17%	-43%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	8%	-42%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	303	180	-41%	Arrêt technique de 01/11/2024 à 04/05/2025
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

CONSUMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	A fin octobre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
<b>GPL</b>	690	482	561	602	7%	2%
<b>Essences</b>	870	523	727	789	9%	4%
<i>Essence Sans Pb</i>	859	523	717	778	8%	4%
<i>Essence premium</i>	11	0	9,4	11	17%	-
<b>Pétrole lampant</b>	12	42	9,1	7,4	-19%	-16%
<b>Gasoil</b>	2 063	1665	1712	1716	0,3%	0,3%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	1431	1316	1276	-3%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	472	233	390	433	11%	6%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	5,48	6,89	26%	-
<b>Fuel</b>	175	235	153	126	-18%	-6%
<i>STEG &amp; STIR</i>	30	28	30	17	-41%	-5%
<i>Hors (STEG &amp; STIR)</i>	145	208	124	108	-12%	-6%
<b>Fuel gaz(STIR)</b>	0	0	0	0	-	-
<b>Jet</b>	266	187	232	266	14%	4%
<b>Coke de pétrole</b>	473	518	392	391	-0,4%	-3%
<b>Total</b>	<b>4548</b>	<b>3651</b>	<b>3787</b>	<b>3897</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>
<b>Cons finale (Hors STEG &amp; STIR)</b>	<b>4519</b>	<b>3624</b>	<b>3757</b>	<b>3880</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>

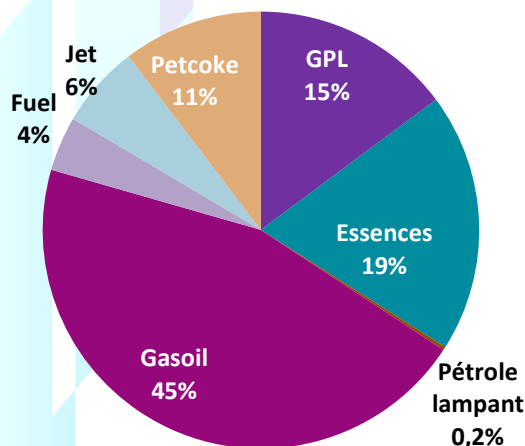
\* La consommation du mois d'octobre est estimée

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**, une hausse de **3 %**, pour atteindre **3 897 ktep**. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation d'essence (+**9 %**) et de jet d'aviation (+**14 %**). En revanche, la demande de fuel a reculé de **18 %**, tandis que celle du gasoil est restée quasiment stable.

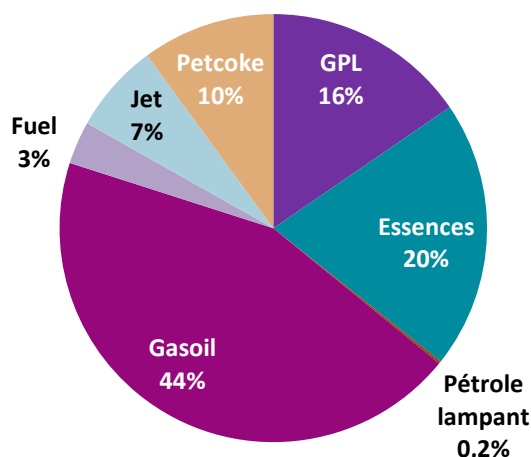
La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**, à l'exception de quelques produits, notamment le fuel dont la part est passée de **4 %** à **3 %**, le gasoil dont la part est passée de **45 %** à **44 %** et le Jet de **6%** à **7 %** sur la même période.

## Structure de la consommation des produits pétroliers

A fin octobre 2024



A fin octobre 2025

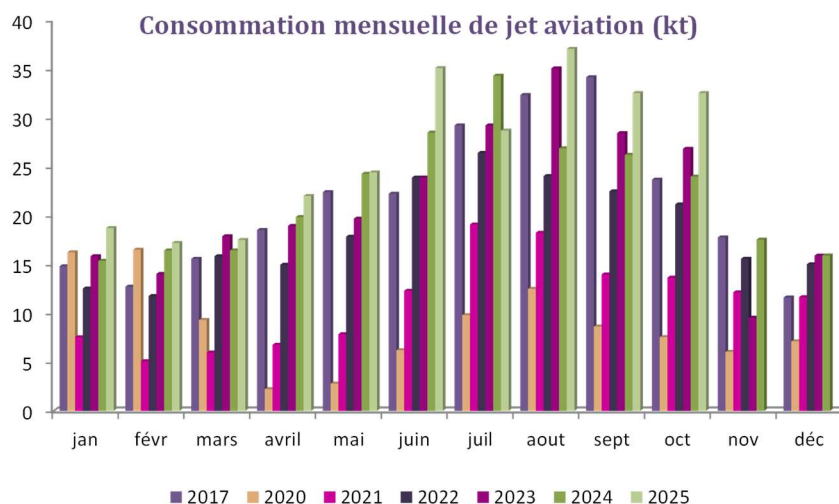


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**, une hausse de **3%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**, une hausse de **7%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une quasi-stabilité entre fin octobre **2024** et fin octobre **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 importante de **14%** à fin octobre **2025** par rapport à l'année précédente.



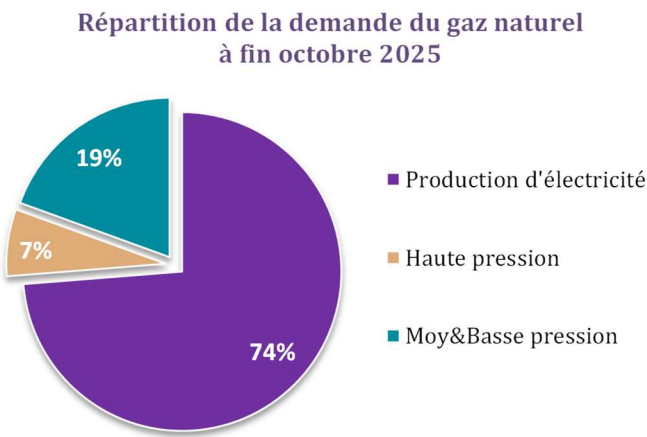
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin octobre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
DEMANDE	4 450	3 906	3 833	4 143	8%	1%
Production d'électricité	3 167	2 883	2 762	3 055	11%	1%
Hors prod élec	1 283	1 023	1 071	1 088	2%	1%
Haute pression	334	233	272	282	4%	2%
Moy&Basse pression	949	790	799	806	1%	0,2%
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 944	4 340	4 258	4 603	8%	1%
Production d'électricité	3 519	3 204	3 069	3 395	11%	1%
Hors prod élec	1 425	1 137	1 190	1 209	2%	1%
Haute pression	371	259	302	313	4%	2%
Moy&Basse pression	1 054	877	887	896	1%	0,2%
Unité : ktep-pcs						

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **8%** entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025** pour se situer à **4143** 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 (**74%** de la demande totale à fin octobre **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **94%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **2%** pour se situer à **1088** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de **1%** et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de **4%**.



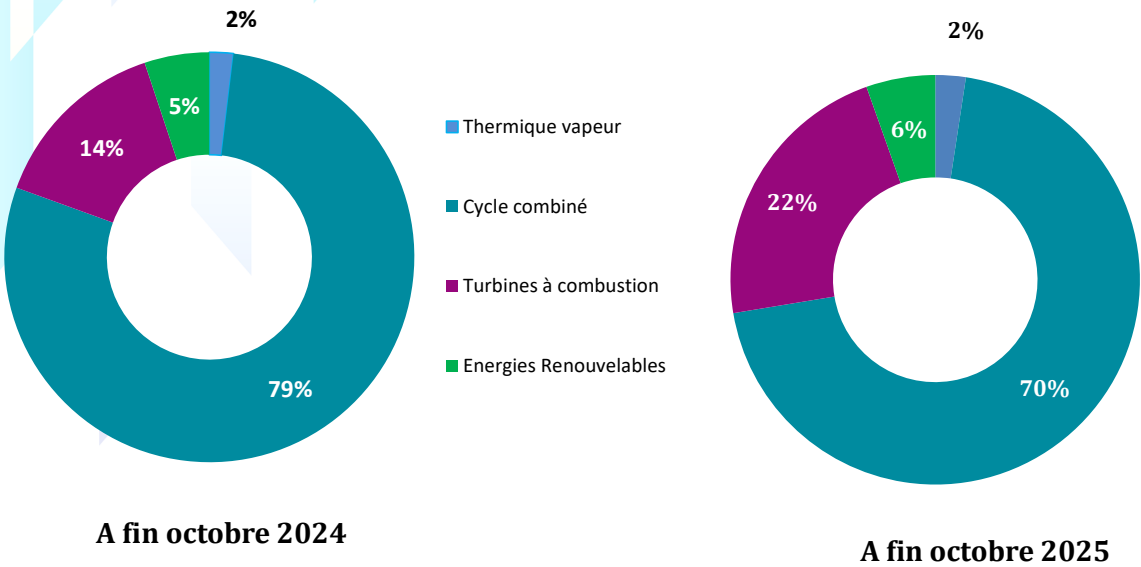
# Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **6%** entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025** pour se situer à **208 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **4%** entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **79%** à **70%** entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



*Y compris l'autoproduction photovoltaïque*

## 3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Octobre		A fin octobre	
		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	1
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 octobre **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 octobre 2025

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

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMG-W1	Sidi marzoug	06/08/25	Profondeur actuelle : 3784 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</b> m. Préparatifs pour le test du puits.

## Développement

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

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



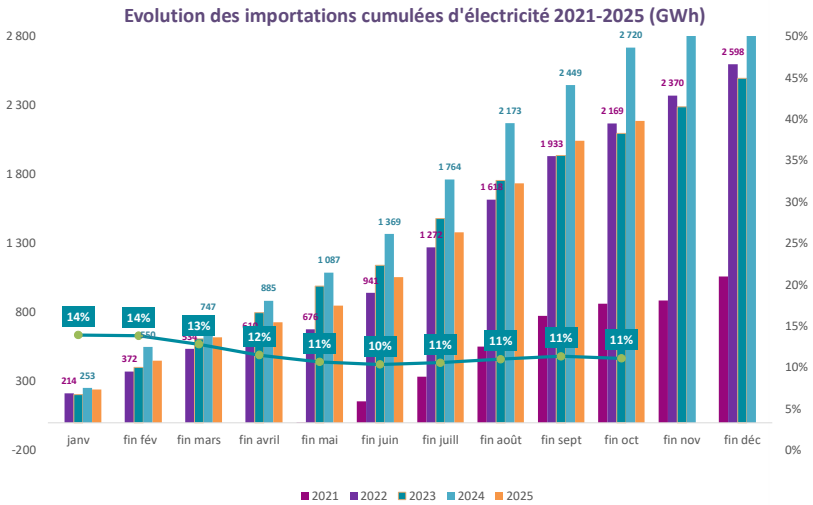
## Chapitre 3

# Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin octobre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18622	12 702	16 080	16630	3%	3%
FUEL + GASOIL	72	874	72	18	-75%	-32%
GAZ NATUREL	18161	11375	15674	16346	4%	4%
HYDRAULIQUE	15	64	14	11	-21%	-16%
EOLIENNE	337	388	289	224	-22%	-5%
SOLAIRE	37	0	32	31,9	1%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	2719	0	0	-	-100%
IPP Solaire <sup>(3)</sup>	36	0	32	57	79%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire <sup>(1) (3)</sup>	557	0	480	622	30%	-
ACHAT TIERS	227	69	189,6	189,7	0,1%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19442	15 490	16 782	17 499	4%	1%
Echanges	-1,1	-33	-1	11	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3125	0	2632	2188	-17%	-
Ventes Gecol (Libye)	8	47	8	0,3	-96%	-40%
Disponible pour marché local <sup>(2)</sup>	21810	15410	19405	19697	2%	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 octobre **2025**, une hausse de **4%** pour se situer à **17499 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **16782 GWh** à fin octobre **2024**. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de **2%**. Ainsi les **achats d’électricité principalement de l’Algerie** ont couvert **11%** des besoins du marché local à fin octobre **2025**.

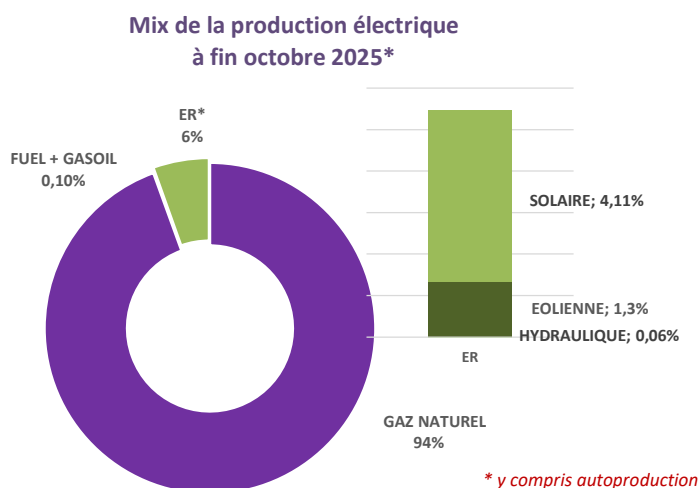


*A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».*

*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 **94%** de la production nationale à fin octobre **2025**. 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 octobre **2025**.



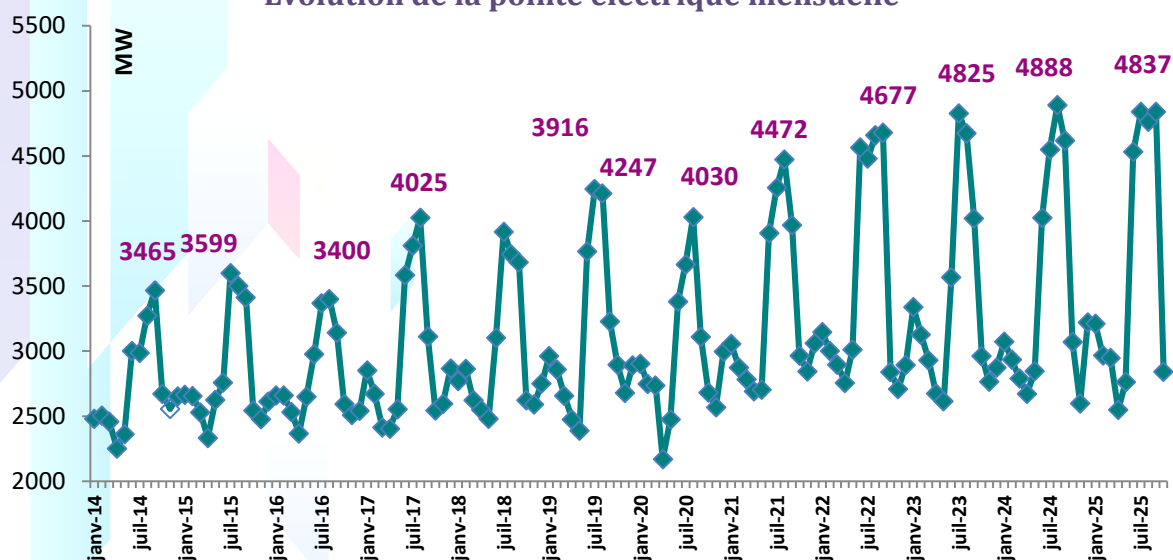
*Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.*

Par ailleurs, environ **400 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin octobre **2025** dans le secteur résidentiel et **70 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

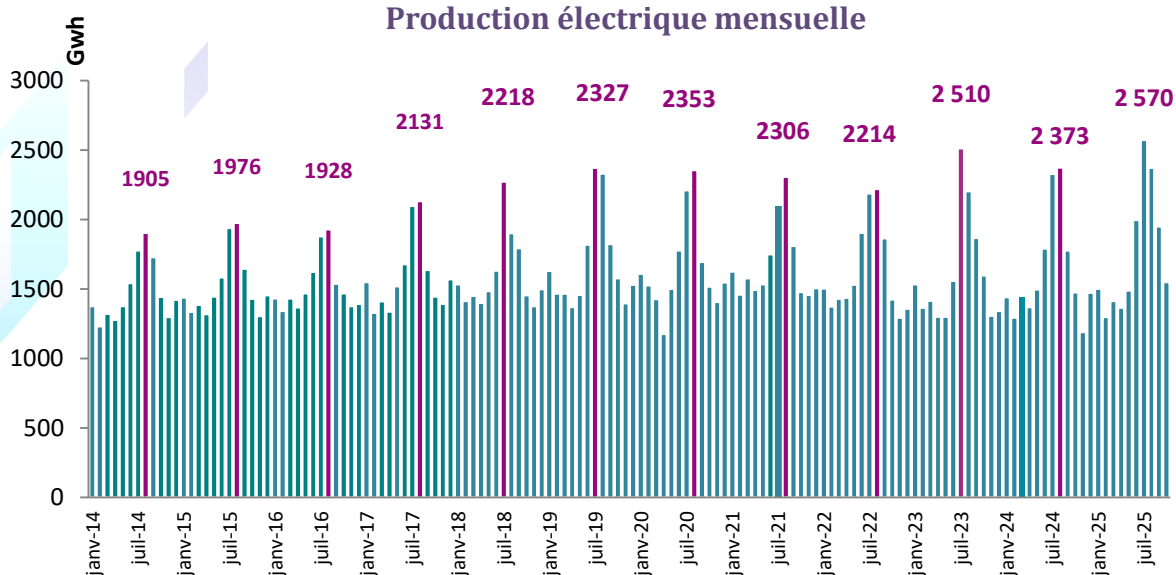
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **4837 MW** à fin octobre **2025** contre **4888 MW** à fin octobre **2024**.

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 octobre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1175	1169	951	1126	18%	-0,4%
Moyenne tension	7067	5522	6009	5984	-0,4%	0,8%
Basse tension	8868	5813	7251	7267	0,2%	2%
TOTAL VENTES **	17110	12 504	14 210	14 378	1%	1%

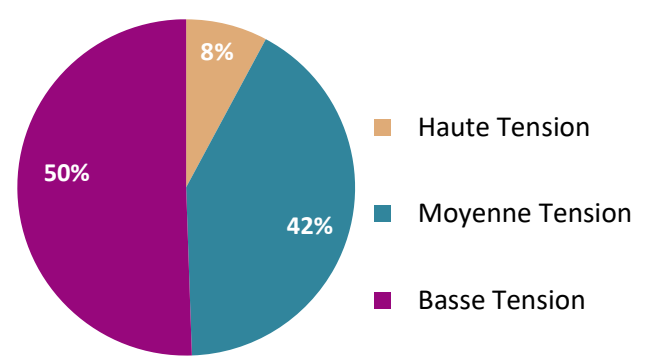
\*\* sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d’électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** entre fin octobre **2024** et fin octobre **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **18%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une quasi-stabilité. 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.

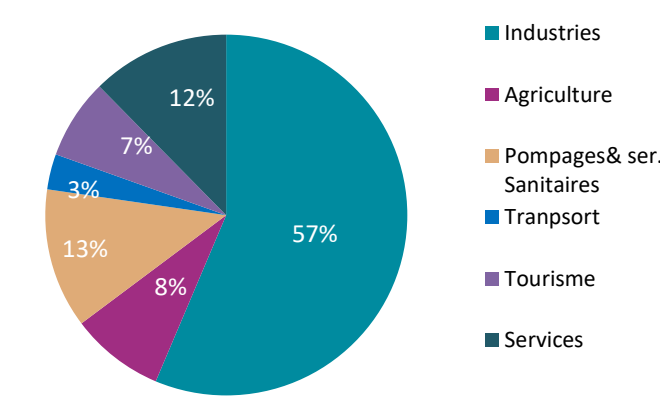
Les industriels restent les plus grands consommateurs d’électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin octobre **2025**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l’industrie du papier et de l’edition (**+11%**) , le pompage d’eau et service sanitaire(**+10%**) et les industries extractives (**+7%**) contre une baisse du pompage agricole (**-5%**) et les industries du textile et de l’habillement (**-3%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin octobre 2025



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



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	<b>Projet Kairouan de 100MW :</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Mise en service en décembre 2025.</b></li></ul> <b>Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW :</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Etat d'avancement environ <b>95%</b>, entré en service fin 2025.</li></ul> <b>Projets de Gafsa 100 MW :</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Signatu re de l'accord de projet le 08 mai 2024, entré en service prévu fin 2026.</li></ul>
		Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	<b>1<sup>er</sup> Round :</b> <b>Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun :</b> <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> Signature des accords de projets le 24 mars 2025.
			<b>2<sup>ème</sup> Round :</b> Le ministère a reçu trois offres le 30 juin 2025, le dépouillement a été achevé et en phase d'approbation.
	AUTORISATION	Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	<b>Attribution d'un projet à El Khobna (Sidi Bouzid) :</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Qair International SAS d'une puissance de 198 MW.</li></ul> Signature des accords de projets le 24 mars 2025.
		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) <b>Etat d'avancement :</b> Mise en service de 15 projets : <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 installés
		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)	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.  Lancement de la campagne de mesure de vent en début 2026.
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	<b>1<sup>er</sup> round :</b>  Le ministère a reçu trois offres le 25 mars 2025, le dépouillement a été achevé et en phase d'approbation.

<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