

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

Janvier 2026



Sommaire



Bilan et Economie d'Énergie

- 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



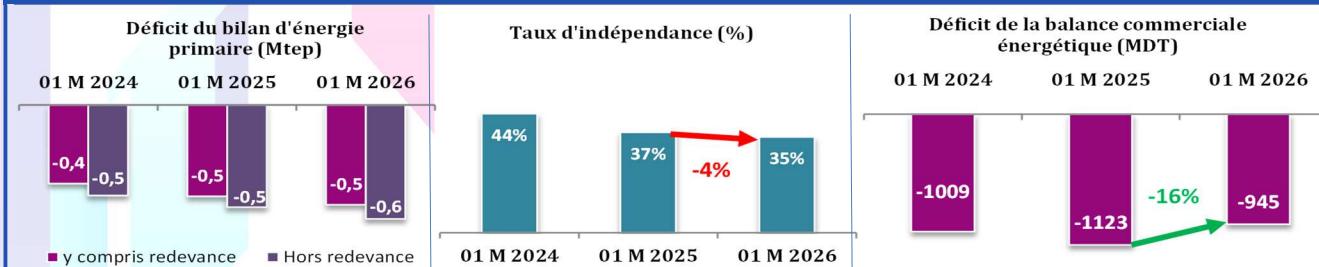
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

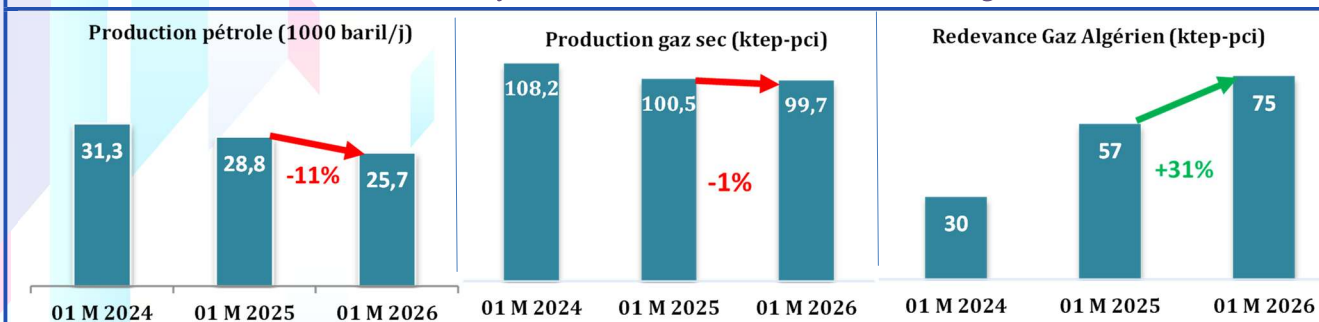
Date de la publication : 24 mars 2026

Faits marquants de janvier 2026

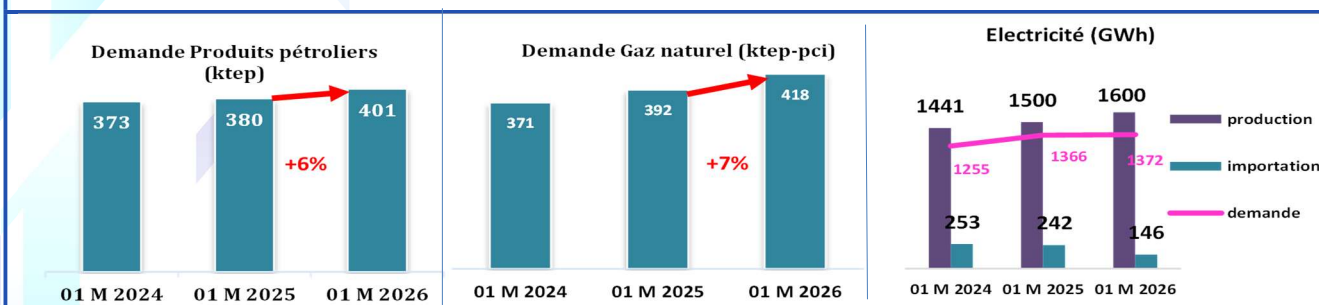
Bilan d'énergie et échanges commerciaux



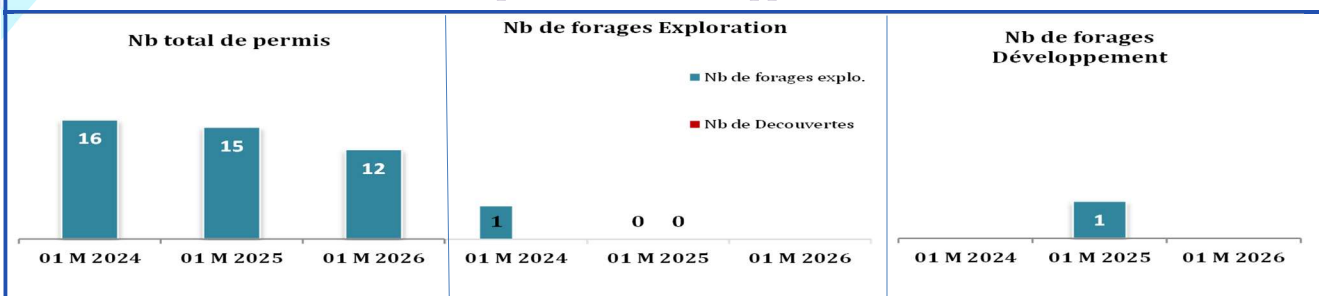
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



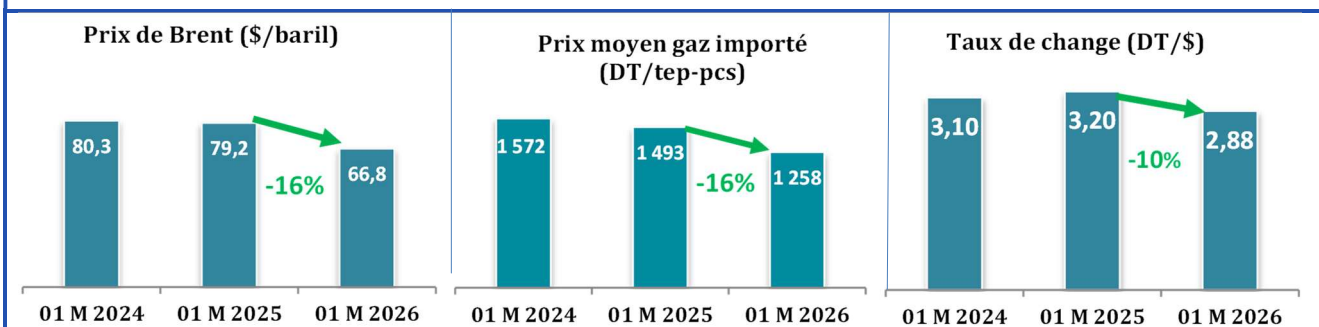
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2025	2015 (a)	Janvier 2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	3385	483	288	293	2%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1237	224	113	99	-12%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	130	21	11	11	3%	-6%
Gaz naturel	1922	232	158	175	11%	-3%
<i>Production</i>	1129	198	100,5	99,7	-1%	-6%
<i>Redevance</i>	793	34	57	75	31%	7%
Elec primaire	96	5	6	8	25%	4%
DEMANDE	9683	777	778	826	6%	1%
Produits pétroliers ^(*)	4702	419	380	401	6%	-0,4%
Gaz naturel	4886	353	392	418	7%	2%
Elec primaire	96	5	6	8	25%	4%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-6298	-294	-490	-533
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-7091	-328	-548	-608

Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)

Le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)

Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-méditerranéen.

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes (provisoire)

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

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

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

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

() Données provisoires pour le mois de janvier 2026*

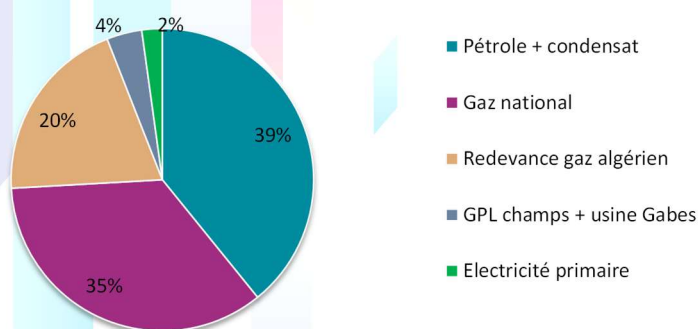
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 0.3 Mtep en janvier 2026, enregistrant ainsi une hausse de 2% par rapport à la même période de l'année précédente. Cette hausse est due principalement à l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien.

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.

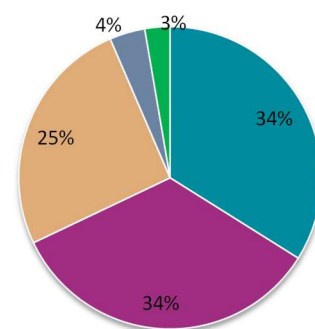
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une hausse de 31% en janvier 2026 par rapport à janvier 2025.**

Répartition des ressources en énergie primaire en janvier 2025



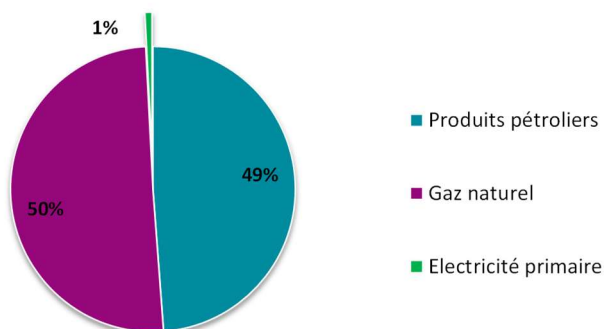
Répartition des ressources en énergie primaire en janvier 2026



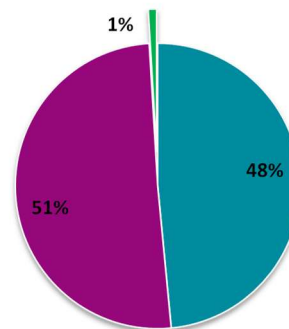
La demande d'énergie primaire a enregistré entre janvier 2026 et janvier 2025 une hausse de 6%: la demande du gaz naturel a augmenté de 7%, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de 6% et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de 27%.

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% en janvier 2025 à 48% durant janvier 2026. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de 50 % en janvier 2025 à 51% en janvier 2026

Répartition de la demande en énergie en janvier 2025



Répartition de la demande en énergie en janvier 2026



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en janvier **2026, un déficit de 0.5 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **9%** par rapport à janvier **2025**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation, s'est situé à **35%** en janvier **2026** contre **37%** en janvier **2025**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **26%** en janvier **2026** contre **30%** en janvier **2025**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	Janvier			Janvier			Janvier		
	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾							190	307	62%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	190	240	26%
ETAP	102	80	-22%	105	82	-22%	190	112	-41%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0	128	-
GPL Champs	0,0	4,3	-	0,0	4,8	-	0	5	-
ETAP	0,0	4,3	-	0,0	4,8	-	0	5	-
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	0	48	-	0	48	-	0	62	-
Fuel oil (BTS)	0	24	-	0	23	-	0	28	-
Virgin naphtha	0	24	-	0	25	-	0	34	-
Pétrole	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				7	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				742	825	11%	1313	1252	-5%
PETROLE BRUT⁽³⁾	0	61	-	0	63	-	0	91	-
PRODUITS PETROLIERS	438	437	-0,1%	442	444	0%	911	822	-10%
GPL	63	59	-6%	69	65	-6%	138	127	-9%
Gasoil ordinaire	195	124	-36%	200	128	-36%	433	240	-45%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	37	62	68%	38	64	68%	87	122	40%
Jet	15	25	63%	16	26	63%	39	54	39%
Essence Sans Pb	61	122	100%	63	127	100%	147	246	67%
Fuel oil (HTS)	21	0	-100%	20	0	-100%	32	0	-100%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	47	46	-2%	36	35	-2%	35	34	-2%
GAZ NATUREL				299	318	6%	401	339	-15%
Redevance totale ⁽²⁾				57	75	31%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				242	243	0%	401	339	-15%

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

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retrocédée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle. / **Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin décembre 2025 d'une quantité de 240 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

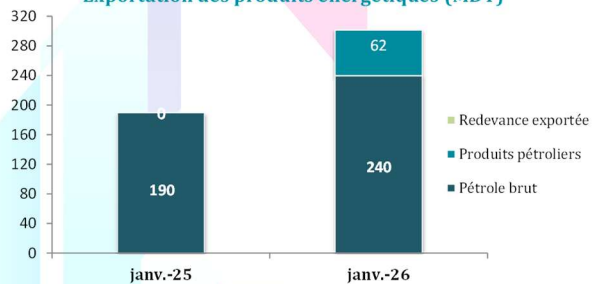
(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la Libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

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

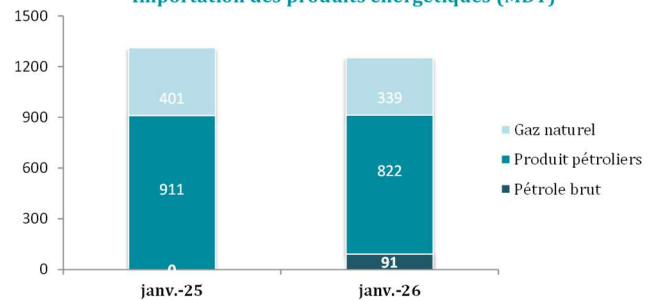
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **62%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **5%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1123 MDT** en janvier **2025** à **945 MDT** en janvier **2026**, soit une baisse de **16%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

Exportation des produits énergétiques (MDT)



Importation des produits énergétiques (MDT)



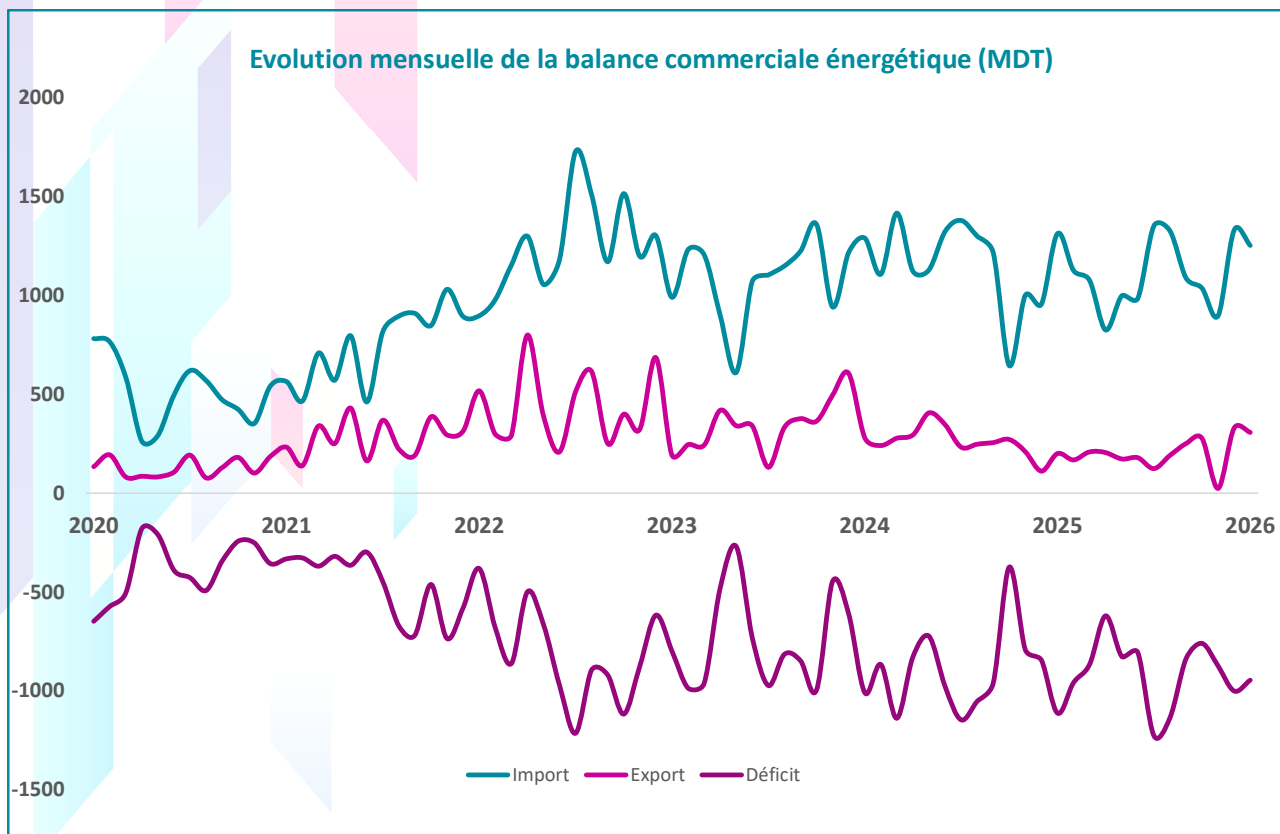
Balance commerciale énergétique (MDT)



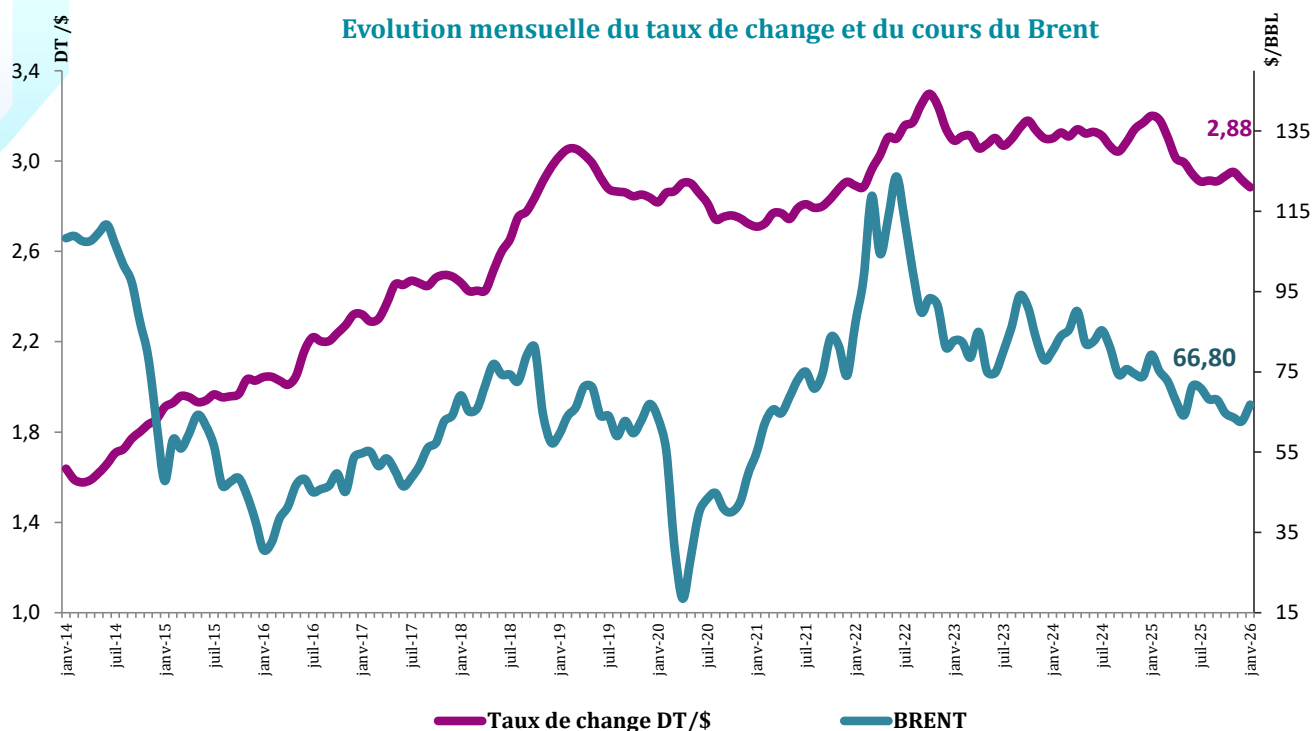
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est amélioré (+), les quantités échangées ont baissé (-) et le cours du Brent s'est amélioré (+) en janvier 2026 par rapport à janvier 2025.

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

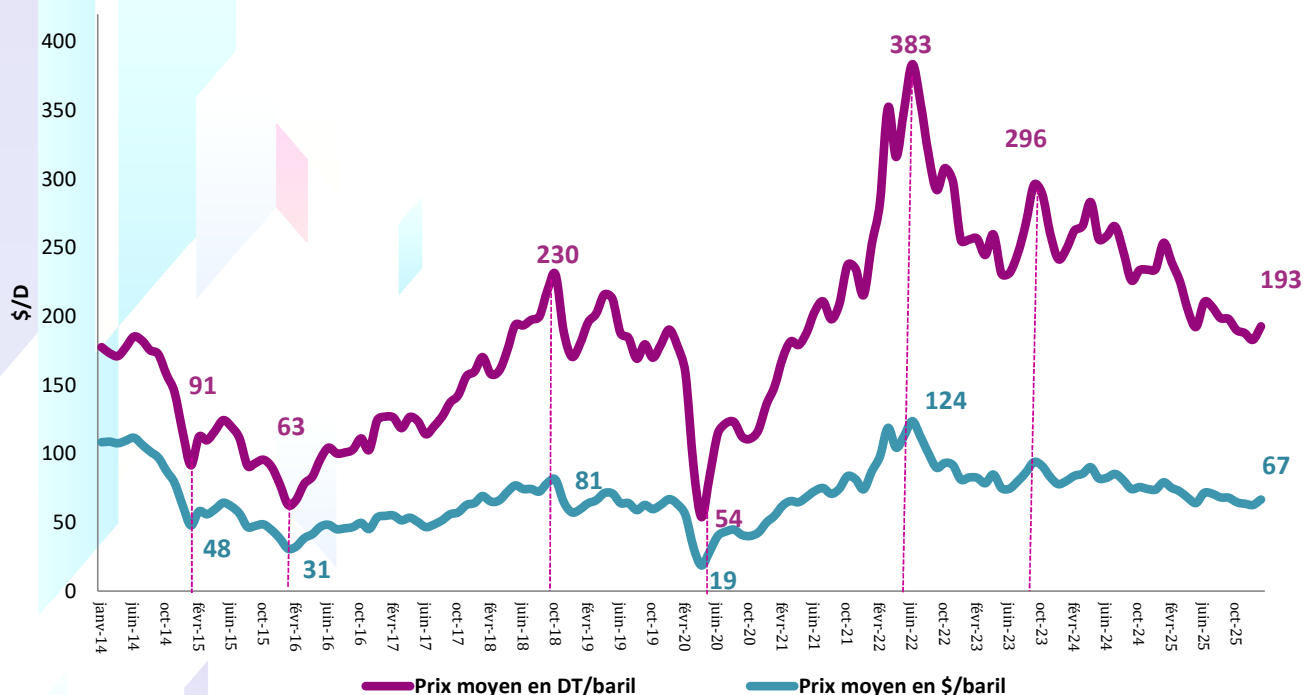


En effet, au cours du mois de janvier 2026, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **12\$/bbl** par rapport au mois de janvier 2025 : **79.2\$/bbl** en janvier 2025 contre **66.8 \$/bbl** en janvier 2026 et **62.7\$/bbl** courant le mois de décembre 2025.



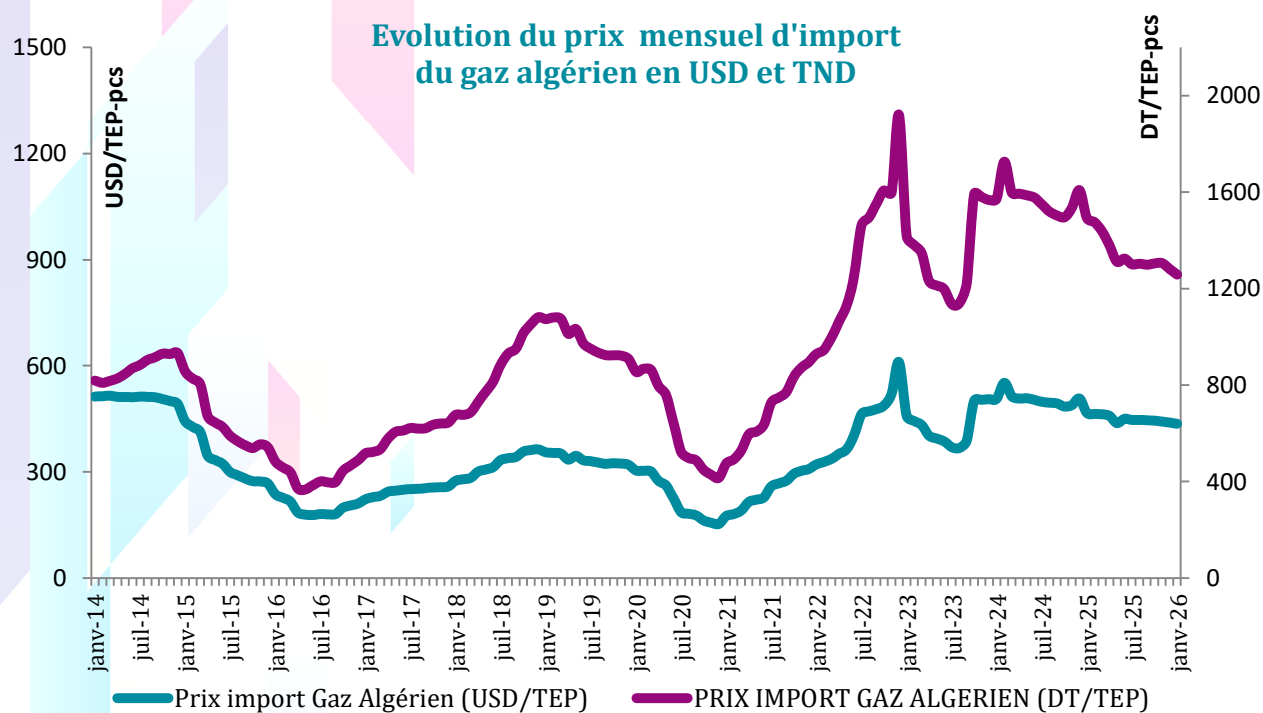
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de **10%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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 janvier 2025 et janvier 2026, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **16%** : **79.2\$/bbl** contre **66.8\$/bbl**.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre janvier 2025 et janvier 2026 de **10%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,88** en janvier 2026.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **16%** en DT et de **6%** en \$ entre janvier 2025 et janvier 2026.



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

(+) Les importations des produits pétroliers en janvier **2026** ont diminué par rapport à janvier **2025** de **10%** en valeur.

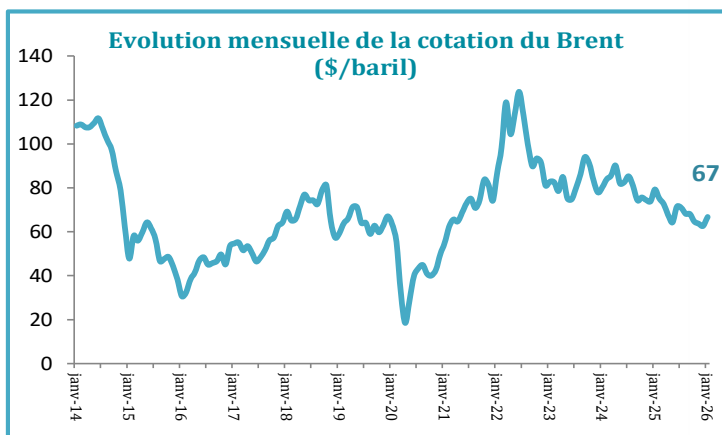
(+) Les importations de pétrole brut ont augmenté en volume entre janvier **2025** et janvier **2026**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité en valeur en janvier **2026**. (Pas d'export pour le mois de janvier **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

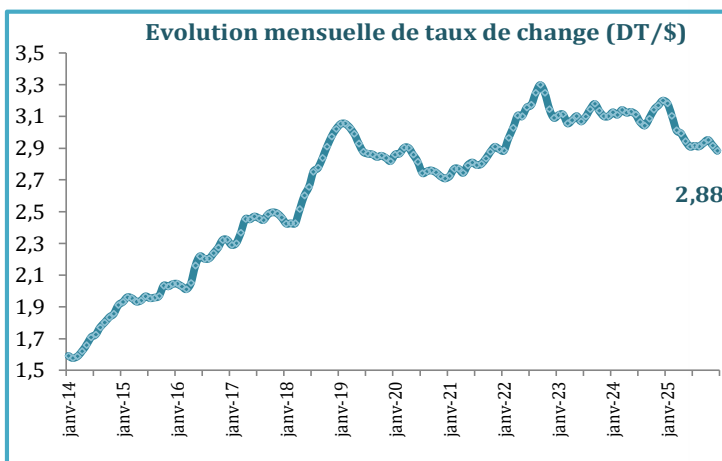
	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	79,2	66,8	-16%
Février	75,2		
Mars	72,6		
Avril	67,8		
Mai	64,22		
Juin	71,46		
Juillet	70,99		
Août	68,2		
Septembre	68,02		
Octobre	64,73		
Novembre	63,7		
Décembre	62,7		
Prix annuel moyen	69,1		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	3,20	2,88	-10%
Février	3,18		2%
Mars	3,10		-0,2%
Avril	3,01		-4%
Mai	2,99		-4%
Juin	2,94		-6%
Juillet	2,91		-7%
Aout	2,91		-5%
Septembre	2,91		-4%
Octobre	2,93		-5%
Novembre	2,95		-6%
Décembre	2,92		-8%
Taux annuel moyen	3,00		



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

Pétrole Brut (1)	Janvier 2026	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	196	67
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	178	61,6

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	Janvier 2026					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1557	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1629	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	1657	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	#DIV/0!	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2158	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	28,05	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

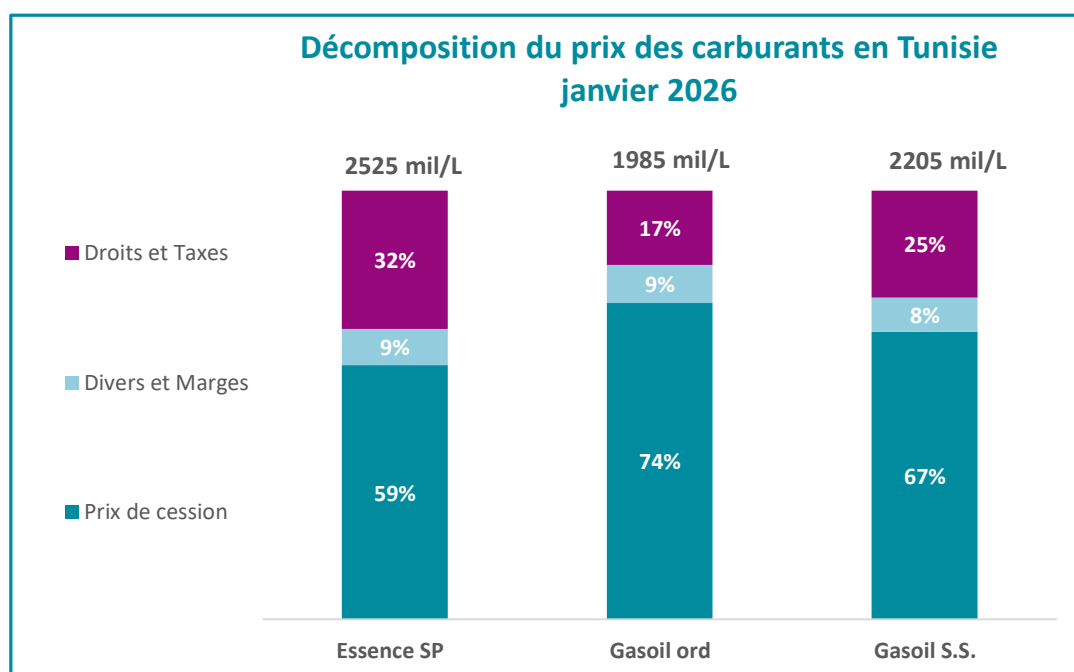
(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) +

TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

(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 2024	Année 2025	Janvier 2026
Prix d'importation Gaz Algérien	1567	1347	1258
	Année 2023	Année 2024	
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.

6. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)		
	Année 2023	Année 2024
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.

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

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS^(*)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2025	Janvier		Var (%)
		2025	2026	
El borma	166	15,0	14,2	-6%
Ashtart	92	11,5	3,7	-68%
Hasdrubal	64	5,9	4,5	-23%
Adam	89	8,9	7,2	-19%
M.L.D	46	4,7	4,0	-15%
El Hajeb/Guebiba	77	7,4	6,0	-19%
Cherouq	41	3,3	3,2	-5%
Miskar	40	3,6	4,4	22%
Cercina	70	5,6	6,2	11%
Barka	3	0,4	0,0	-100%
Franig/Bag/Tarfa	25	2,4	0,7	-71%
Ouedzar	37	2,9	2,9	2%
Gherib	44	4,4	2,3	-48%
Nawara	46	3,9	4,4	15%
Halk el Manzel	45	3,6	3,1	-14%
Autres	304	25,3	28,6	13%
TOTAL pétrole (kt)	1 190	109	95	-12%
TOTAL pétrole (ktep)	1 218	111	98	-12%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 208	110	97	-12%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 237	113	99	-12%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	119	9,9	10,1	3%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	130	10,8	11,1	3%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 327	120	107	-11%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 368	123	111	-10%

* La production du mois de janvier 2026 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **95 kt** en janvier **2026** enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à janvier **2025**. Cette baisse a touché la plupart des champs à savoir à

savoir Ezzaouia(-**500%**), Ashtart (-**68%**), Franig/Bag/Tarfa (-**71%**), Adam (-**19%**), Gherib (-**48%**), El Hajeb/Guebiba (-**19%**), El borma(-**6%**) et Halk el Manzel (-**14%**).

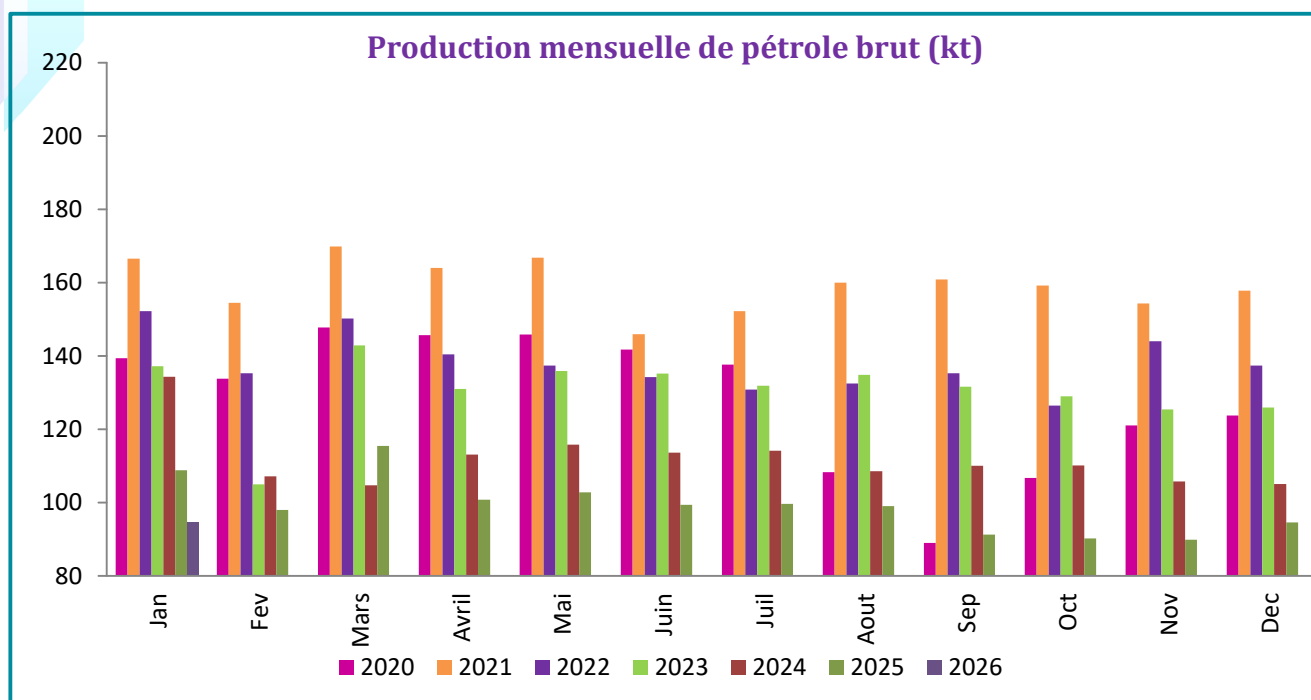
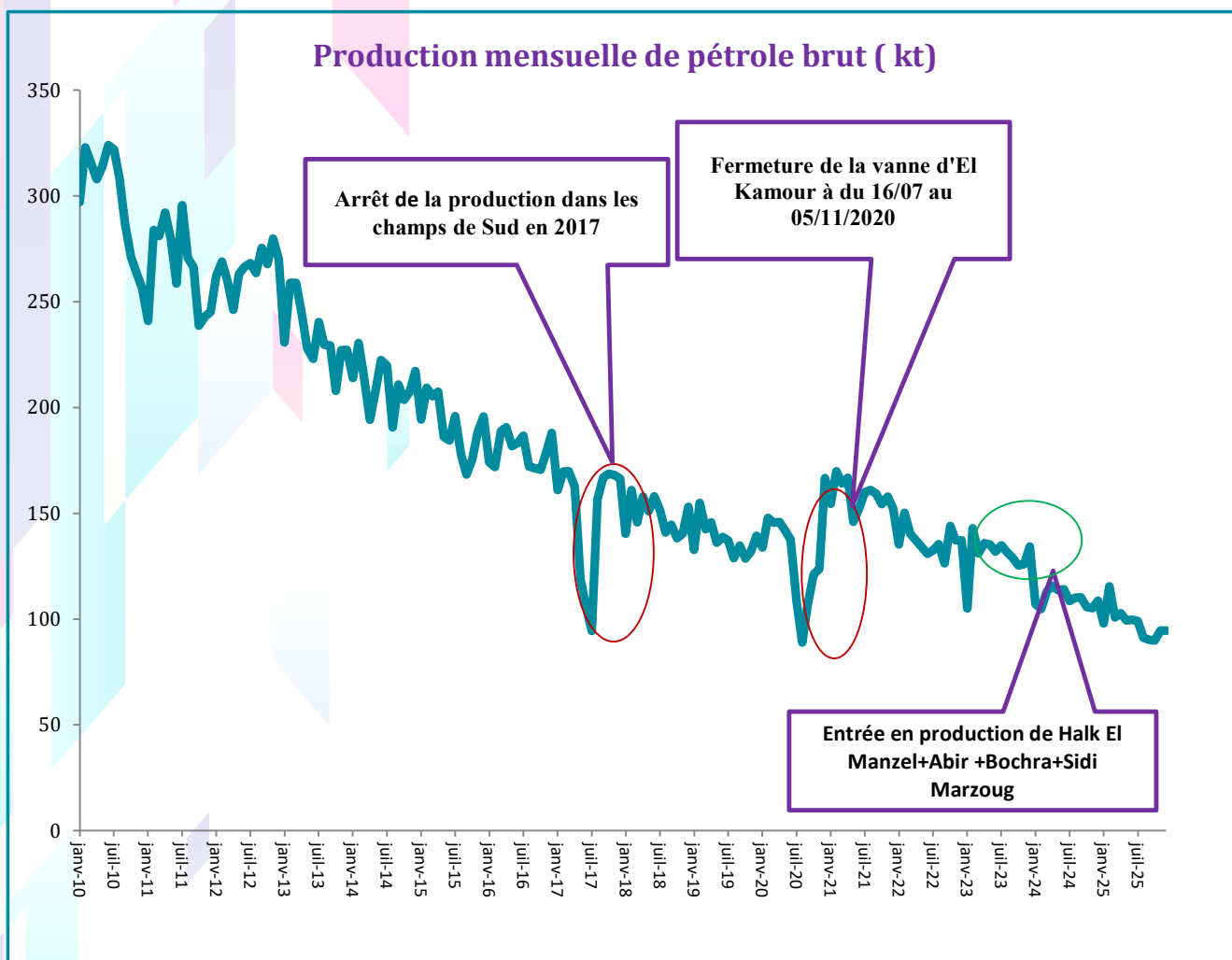
D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Sidi marzoug (+**91%**), Miskar (+**22%**), Cercina (+**11%**), Nawara (+**15%**) et Ouedzar (+**2%**).

Il convient de noter :

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

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **28.8** mille barils/j en janvier **2025** à **25.7** mille barils/j en janvier **2026**.

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



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	2015 (a)	Janvier 2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	1 922	232	158	175	11%	-3%
Production nationale	1 129	198	100,5	99,7	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	294	56	26	28	7%	-6%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	180	30	17	17	6%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	111	23	8	11	42%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	144	67	14	12	-15%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	8	9	2	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	123	14	11	11	2%	-2%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	35	0	4	0	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	234	0	19	21	8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	793	34	57	75	31%	7%
Achats	2 824	147	242	243	0,4%	5%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 135	258	175	194	11%	-3%
Production nationale	1255	220	112	111	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	327	62	29	31	7%	-6%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	200	33	18	19	6%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	124	26	9	12	42%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	160	74	15	13	-15%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	9	10	3	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	137	15	12	12	2%	-2%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	39	0	5	0	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	260	0	21	23	8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	881	38	64	83	31%	7%
Achats	3 137	164	269	270	0,4%	5%

(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

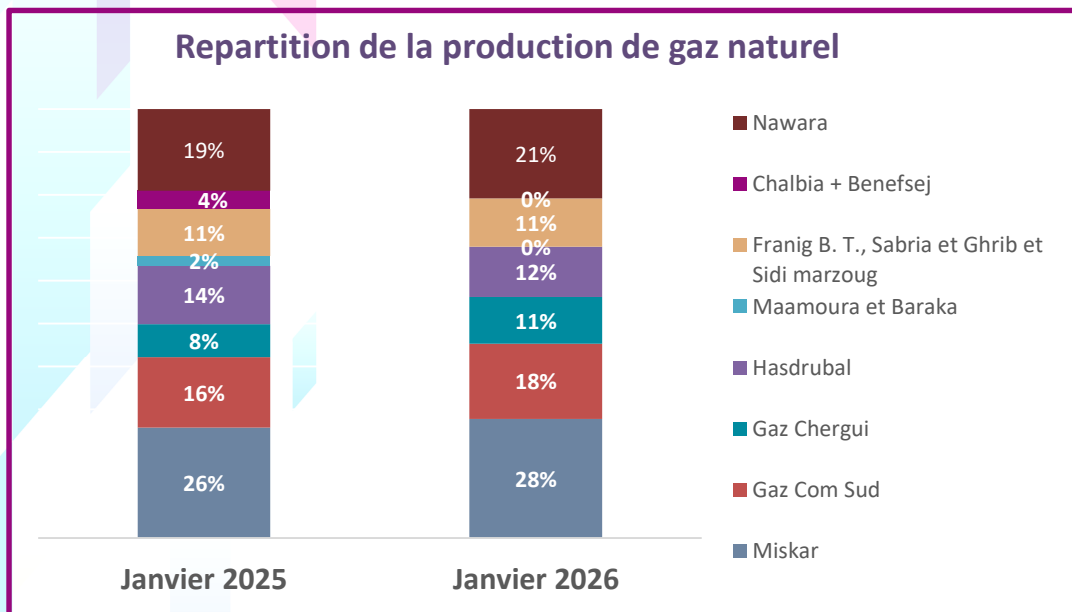
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en 2025 d'une quantité de 240millions de Cm3 , en cours de regularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **175** ktep-pci, en janvier **2026**, enregistrant ainsi une hausse de **11%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **1%**.

Production des hydrocarbures

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

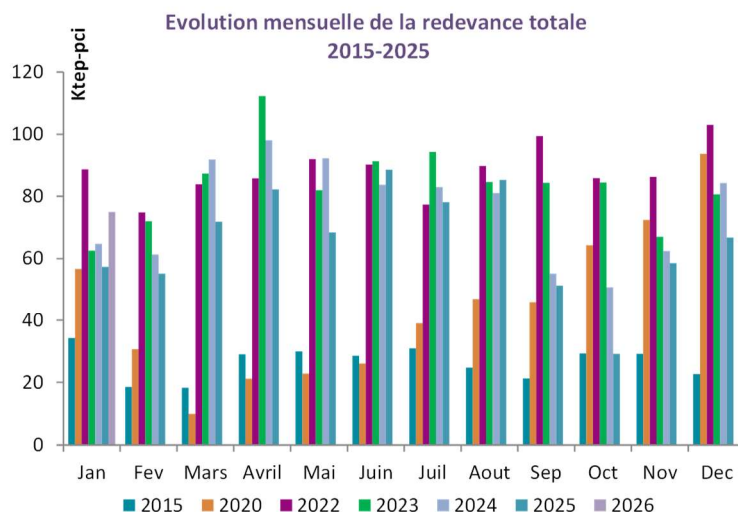
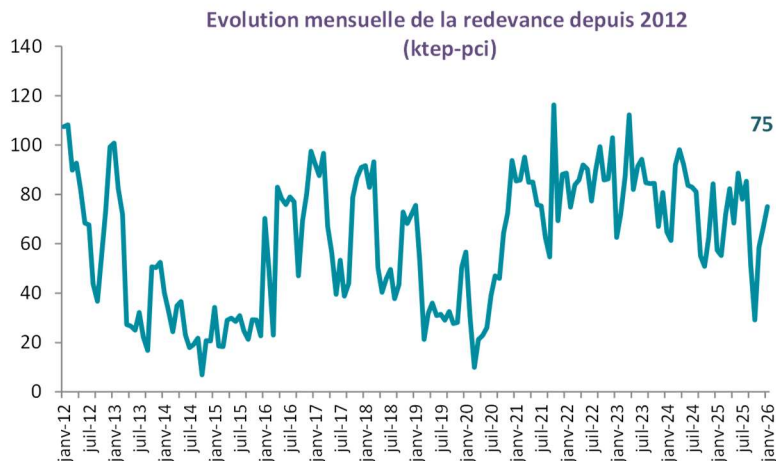
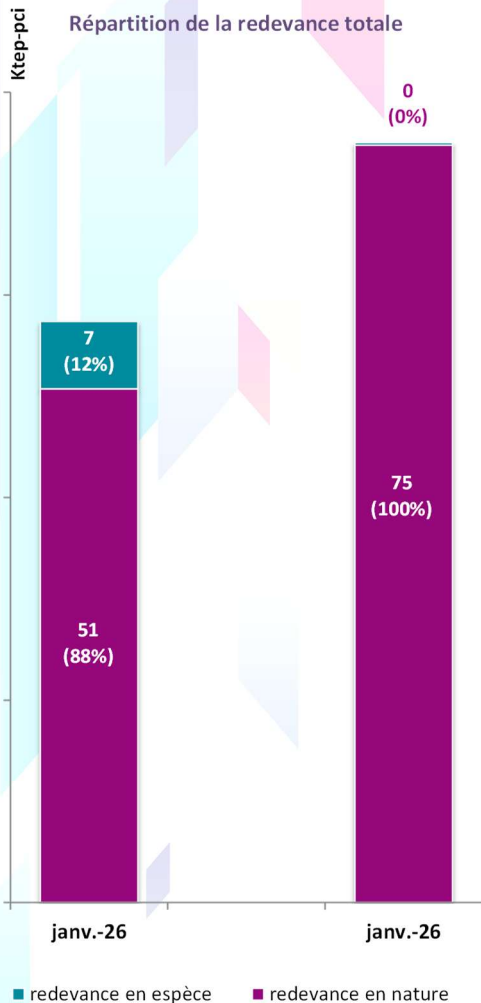


Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **15%**.
- ✓ **Champs Nawara** : hausse de la production de **8%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **6%**.
- ✓ **Champ Miskar** : hausse de la production de **7%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **42%**.

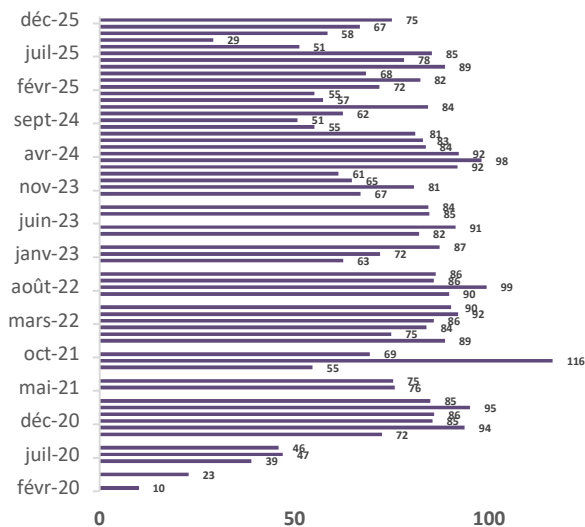
Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **31%** en janvier **2026** par rapport à janvier **2025** en se situant à **75 ktep-pci**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG en janvier **2026**.

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré en **2025** d'une quantité de **240 millions de Cm³**, en cours de régularisation.



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

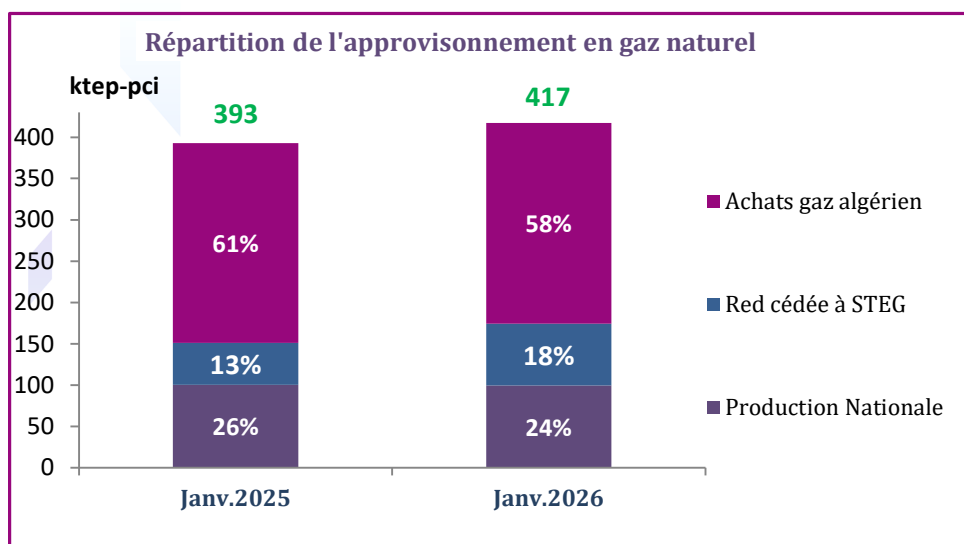


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une quasi-stabilité entre janvier 2025 et janvier 2026, pour se situer à **243 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **6 %** entre janvier 2025 et janvier 2026 pour se situer à **417 ktep-Pci**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national de **26 %** à **24%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **13%** à **18%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **61 %** à **58%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	Janvier			Remarques
	2025 (a)	2026 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	0	2	-	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	0	2	-	
Gasoil ordinaire	0	38	-	
Fuel oil BTS	0	36	-	
Virgin Naphta	0	27	-	
White Spirit	0	1	-	
Total production STIR	0	106	-	
Taux couverture STIR (1)	0%	26%	-	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	0%	11%	-	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	0	31	-	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

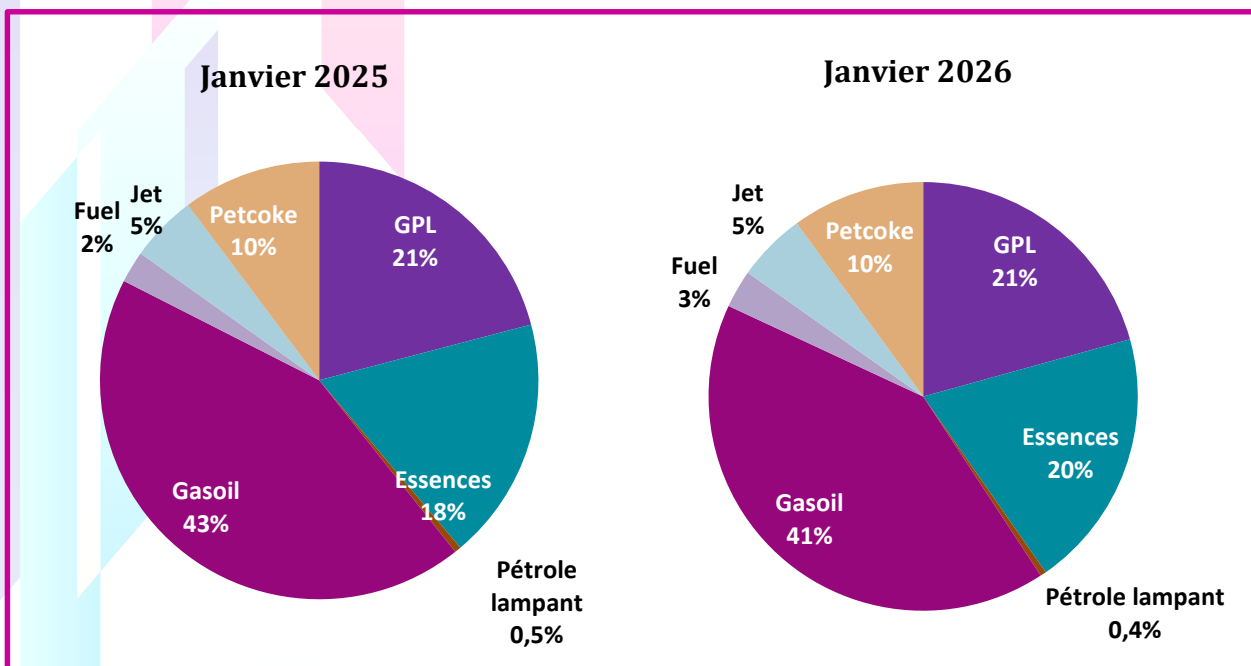
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2025	2015 (a)	Janvier 2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	753	67	79	83	5%	2%
Essences	942	56	68	79	15%	3%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	930	56	67	79	17%	3%
<i>Essence premium</i>	13	0	1,0	0	-100%	-
Pétrole lampant	10	7	1,8	1,8	-3%	-12%
Gasoil	2 090	166	164	165	1%	-0,1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 555	145	123	123	0%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	527	21	40	41	3%	6%
<i>Gasoil premium</i>	8	0	0,54	0,62	14%	-
Fuel	143	18	9	12	30%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	23	3	0	3	-	-0,4%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	120	15	9	9	-1%	-5%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	293	16	19	21	11%	2%
Coke de pétrole	470	46	39	40	3%	-1%
Total	4702	376	380	401	6%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4679	373	380	398	5%	1%

* La consommation du mois de janvier 2026 est estimée

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre janvier 2025 et janvier 2026, une hausse de 6%, pour atteindre 401 ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation d'essence (+15 %), de jet d'aviation (+11 %) et de Fuel (+30%) tandis que celle du gasoil a enregistré une légère hausse de 1%.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre janvier 2025 et janvier 2026, à l'exception de quelques produits, notamment les essences dont la part est passée de 18% à 20 %, le gasoil dont la part est passée de 43 % à 41% et le fuel de 2% à 3% sur la même période.

Consommation d'hydrocarbures

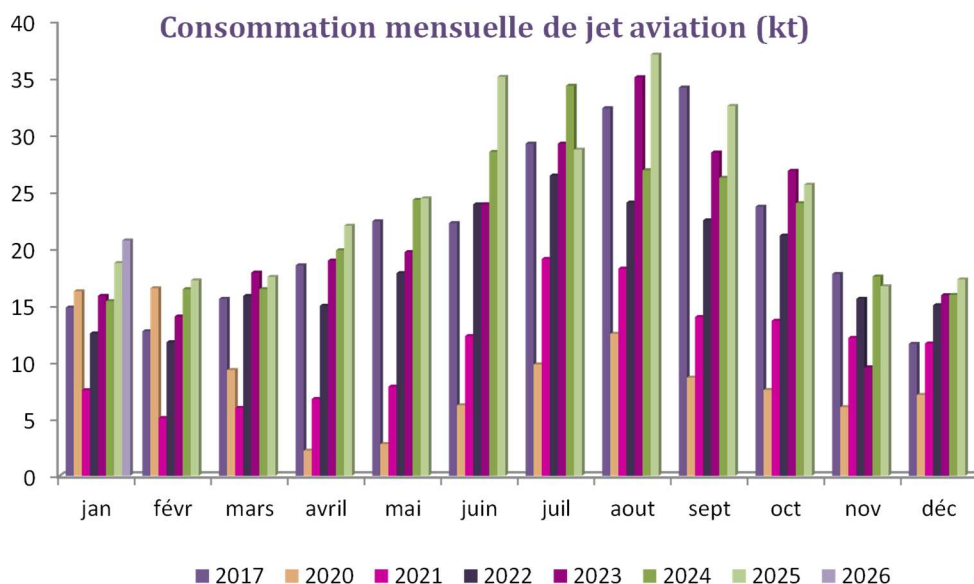


La consommation de carburants routiers a enregistré entre janvier **2025** et janvier **2026**, une hausse de **5%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre janvier **2025** et janvier **2026** une hausse de **5%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **3%** entre janvier **2025** et janvier **2026** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **11%** en janvier **2026** par rapport à la même période de l'année précédente.



2. Gaz Naturel

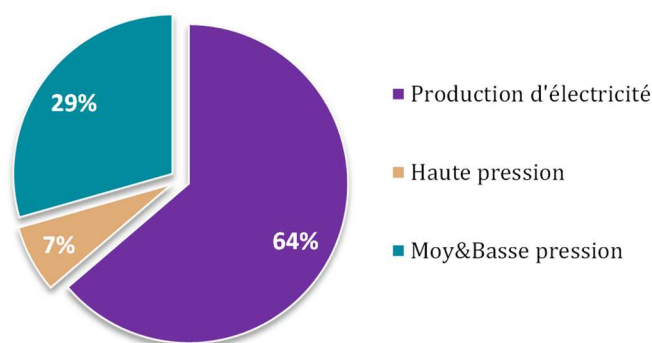
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	Janvier			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 886	375	392	418	7%	1%
Production d'électricité	3 542	236	239	266	12%	1%
Hors prod élec	1 344	139	153	151	-1%	1%
Haute pression	339	23	30	29	-5%	2%
Moy&Basse pression	1 005	116	123,3	122,9	-0,4%	0,5%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 429	417	436	464	7%	1%
Production d'électricité	3 935	262	265	296	12%	1%
Hors prod élec	1 494	155	170	168	-1%	1%
Haute pression	377	26	33	32	-5%	2%
Moy&Basse pression	1 117	129	137	136,5	-0,4%	0,5%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **7%** entre janvier **2025** et janvier **2026** pour se situer à **418** ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **12%**, celle pour la consommation finale a légèrement diminué, par contre, de **1%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**64%** de la demande totale en janvier **2026**), 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 baisse de **1%** pour se situer à **151** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une quasi stabilité et celle des clients haute pression a enregistré une baisse de **5%**.

Répartition de la demande du gaz naturel en janvier 2026



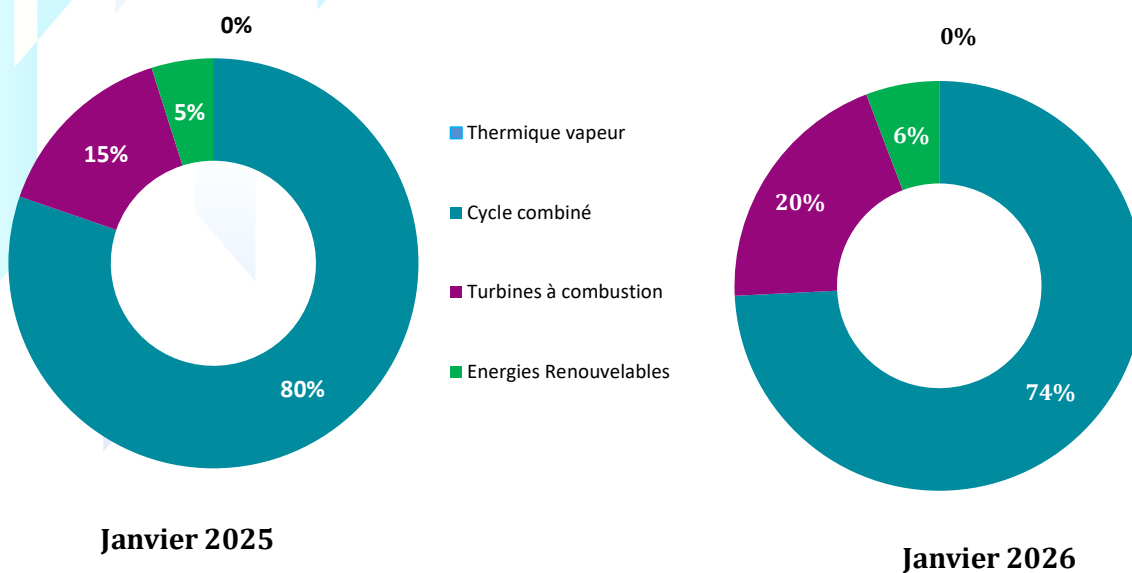
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **6%** entre janvier **2025** et janvier **2026** pour se situer à **198.7 tep/GWh**.

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

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **80%** à **74%** entre janvier **2025** et janvier **2026**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2025	Janvier	
		2025	2026
Nb de permis octroyés	0	0	0
Nb permis abandonnés	3	0	0
Nb total des permis	12	15	12
Nb de forages explo.	0	0	0
Nb forages dévelop.	4	1	0
Nb de découvertes	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en janvier **2026**, est de **12** dont **11** permis de recherche et **1** permis de prospection (*la liste des permis en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn*).

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

Exploration

Acquisition sismique en 2025

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique en janvier **2026**.

Forage d'exploration en janvier 2026

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration en janvier 2026.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en 2026.

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

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



Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
<i>Unité: GWh</i>						
	Réalisé 2025	Janvier			Var (%)	TCAM (%)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
STEG	19510	1 141	1 439	1507	5%	3%
FUEL + GASOIL	18	175	0	0	-	-100%
GAZ NATUREL	19183	905	1408	1489	6%	5%
HYDRAULIQUE	13	2	1	1	57%	-6%
EOLIENNE	259	59	28	14	-49%	-12%
SOLAIRE	37	0	3	2,5	-11%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	291	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	82	0	2	22	1010%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	721	0	39	52	33%	-
ACHAT TIERS	226	5	19	19	0%	13%
PRODUCTION NATIONALE	20538	1 437	1 500	1 600	7%	1%
Echanges	-26,6	-2	-2	9	-	-216%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2463	0	242	146	-40%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,3	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21810	1437	1740	1755	1%	2%

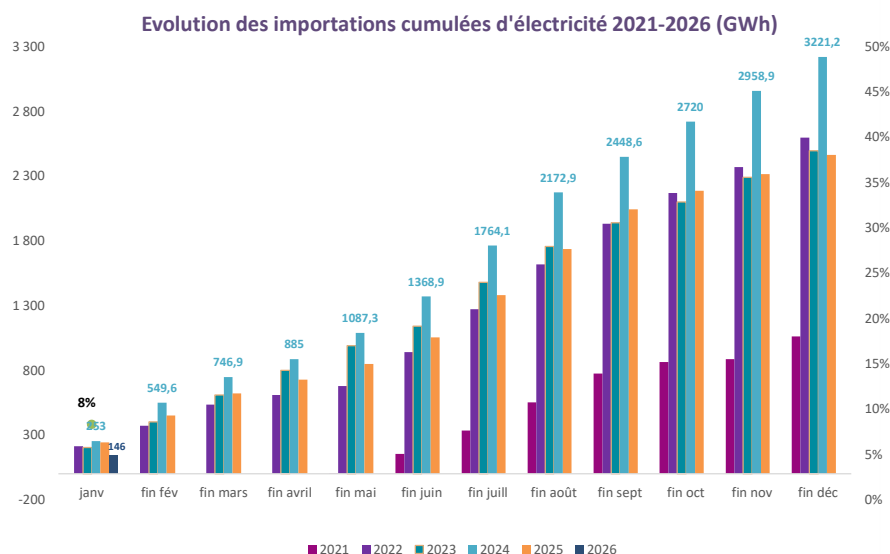
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).

(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol

(3) Provisoire

La production nationale d'électricité a enregistré, en janvier 2026, une hausse de 7% pour se situer à **1600 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **1500 GWh** en janvier 2025. La production destinée au marché local a enregistré une légère hausse de 1%. Ainsi les **achats d'électricité**

principalement de l'Algérie ont couvert 8% des besoins du marché local en janvier 2026.



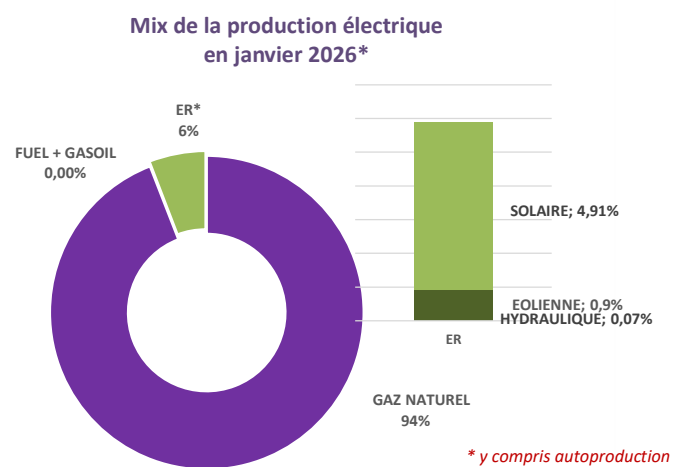
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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

À partir de décembre 2025, la production des stations solaires dans le cadre du régime des concessions est comptabilisée dans la production des IPP solaires.

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **94%** de la production nationale en janvier **2026**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **6%**.

Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en janvier **2026**.



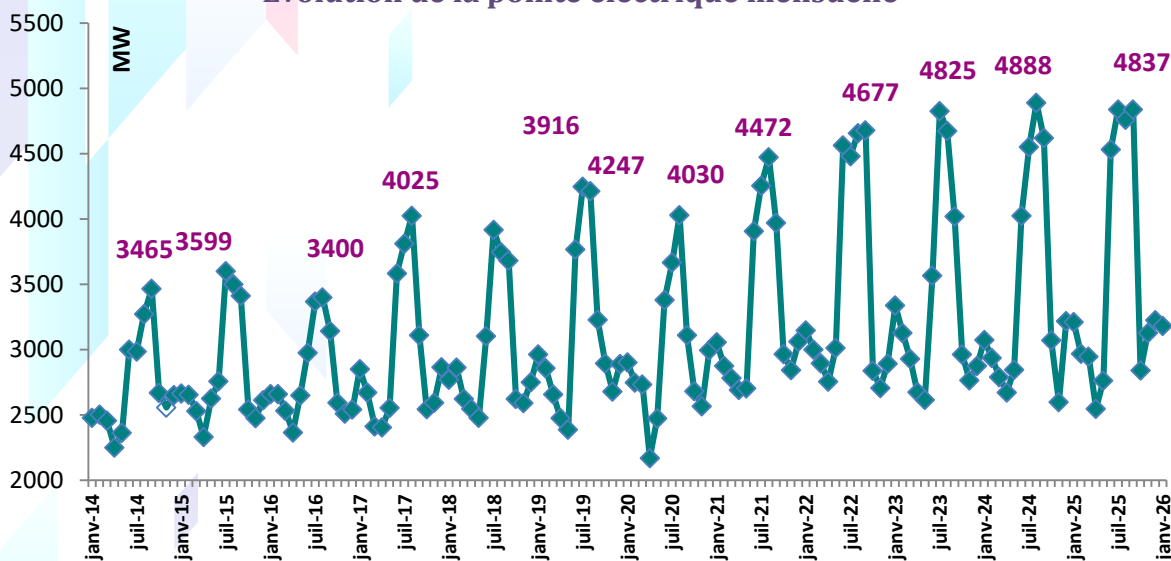
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **422 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée en **2025** dans le secteur résidentiel et **113 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

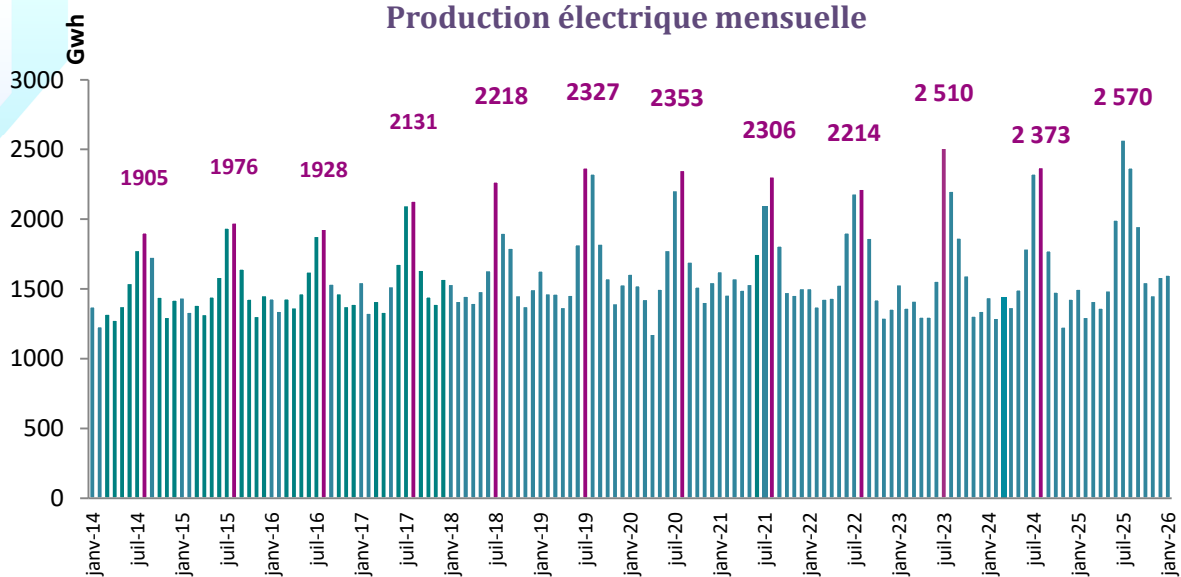
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **3182 MW** en janvier 2026 contre **3211 MW** en janvier 2025.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle d'électricité et de la pointe électrique à partir du mois de janvier 2014.

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle



VENTES D'ELECTRICITE

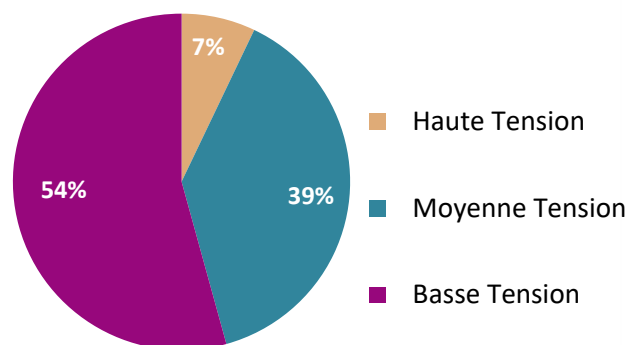
Unité : GWh

	Réalisé 2025	Janvier			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
Haute tension	1353	110	109	97	-10%	-1%
Moyenne tension	7096	510	539	529	-2%	0,3%
Basse tension	8985	568	718	745	4%	2%
TOTAL VENTES **	17434	1 188	1 366	1 372	0,4%	1%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une quasi stabilité entre janvier 2025 et janvier 2026. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de 10%, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une baisse de 2%. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de 75% en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

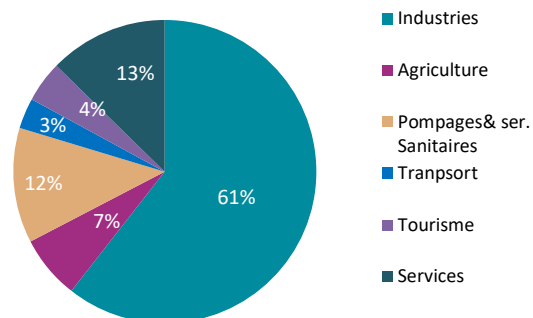
Répartition des ventes d'électricité en janvier 2026



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec 61% de la totalité de la demande des clients HT&MT en janvier 2026.

Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT en janvier 2026

Plusieurs secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement les ventes de l'industrie métallurgique de base (-9%), les industries extractives (-8%), les ventes de l'industrie du papier et de l'édition (-5%) et le pompage d'eau et service sanitaire(-2).



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	<p>Projet Kairouan de 100MW :</p> <ul style="list-style-type: none"> Mise en service en décembre 2025. <p>Projet de Sidi Bouzid de 50 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> Mise en service en janvier 2026. <p>Projet de Tozeur 50 MW :</p> <ul style="list-style-type: none"> Etat d'avancement environ 95%, entré en service au premier trimestre de 2026. <p>Projets de Gafsa 100 MW :</p> <ul style="list-style-type: none"> Signature de l'accord de projet le 08 mai 2024, entré en service prévu 2027.
		Appel d'offres AO-01-2022 de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	<p>1^{er} Round :</p> <p>Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun :</p> <ul style="list-style-type: none"> Qair International SAS à El Ksar (Gafsa) SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid) VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes) <p>➤ Signature des accords de projets le 24 mars 2025.</p> <p>➤ Mise en service prévu en 2027.</p>
		Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	<p>2^{ème} Round :</p> <p>Le ministère a reçu trois offres le 30 juin 2025, le dépouillement a été achevé. Attribution de deux projets d'une puissance de 100 MW chacun :</p> <ul style="list-style-type: none"> Un (1) à Menzel Habib – Gabes Un (1) à Ramada - tataouine
			<p>Attribution d'un projet à El Khobna (Sidi Bouzid) :</p> <ul style="list-style-type: none"> Qair International SAS d'une puissance de 198 MW. <p>Signature des accords de projets le 24 mars 2025.</p>

	AUTORISATION	Programme 2017-2020 : 4 appels à projets ont été effectué	Octroi de 54 accords de principe d'une puissance totale de 261MW (31 projets catégorie 1MW + 23 projets catégorie 10MW) Etat d'avancement : Mise en service de 15 projets : <ul style="list-style-type: none"> • 04 projets de 10 MW chacun. • 11 Projets de 1MW chacun.
		5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024-juin2025)	Octroi de 186 accords de principe d'une puissance totale de 288MW (116 projets catégorie 1MW + 66 projets catégorie 2MW + 04 projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 420 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)	1^{er} round : Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW.
--	--	---	--

Abréviations

kt	Mille tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Mégawatt
GWh	Gigawatt -heure
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
ONEM	Observatoire National de l'Energie et des Mines
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/GWh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbl/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour