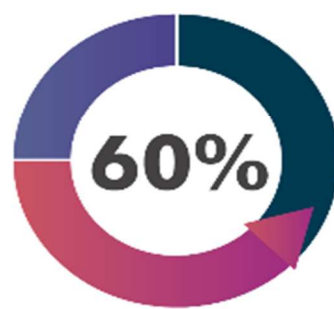


REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie

Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Février 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



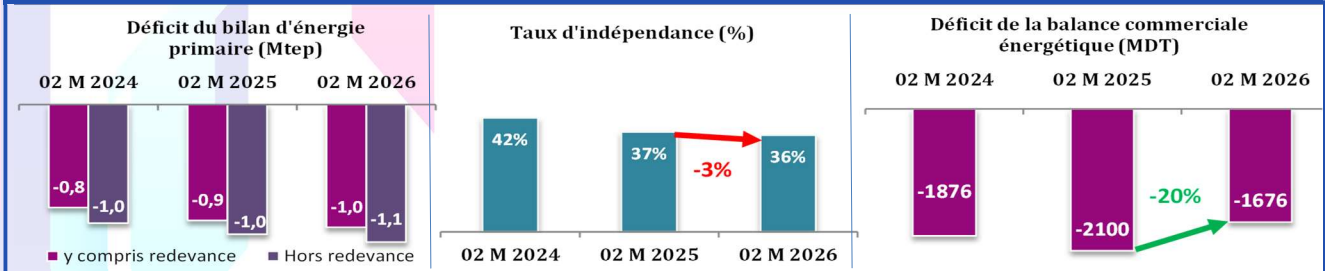
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

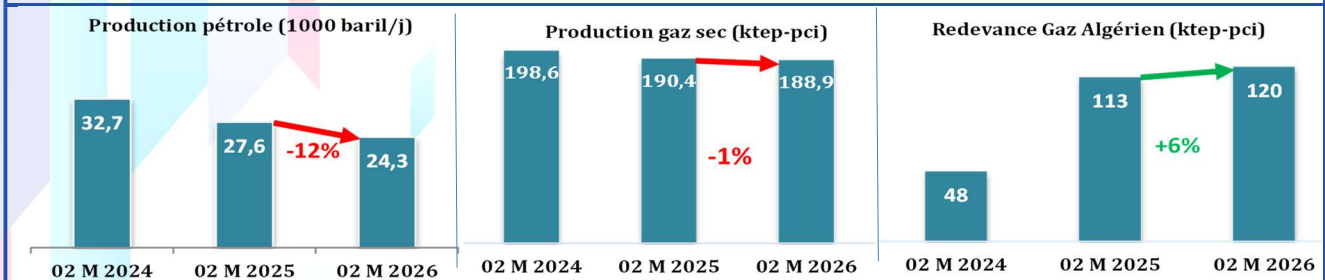
Date de la publication : 16 avril 2026

Faits marquants du mois de février 2026

Bilan d'énergie et échanges commerciaux



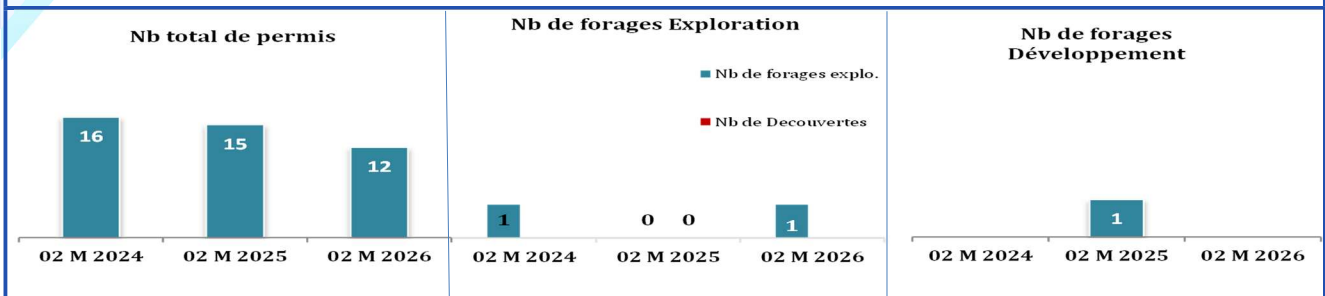
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



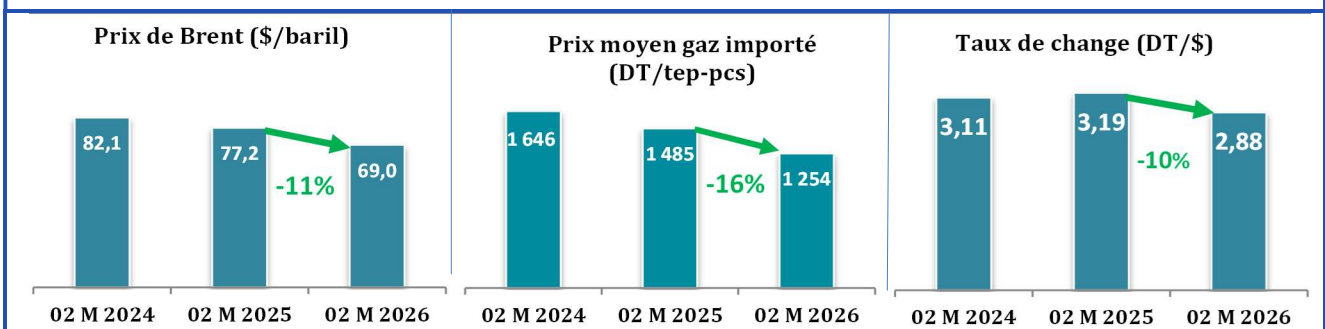
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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	A fin février			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
RESSOURCES	3385	894	549	553	1%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1237	425	214	206	-4%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	130	36	20	22	6%	-5%
Gaz naturel	1922	422	303	309	2%	-3%
<i>Production</i>	1129	369	190	189	-1%	-6%
<i>Redevance</i>	793	53	113	120	6%	8%
Elec primaire	96	11	12	16	40%	4%
DEMANDE	9683	1491	1485	1544	4%	0,3%
Produits pétroliers ^(*)	4702	797	734	759	3%	-0,5%
Gaz naturel	4886	682	739	768	4%	1%
Elec primaire	96	11	12	16	40%	4%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-6298	-596	-936	-991
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-7091	-649	-1048	-1111

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'echange

() Données provisoires pour le mois de février 2026*

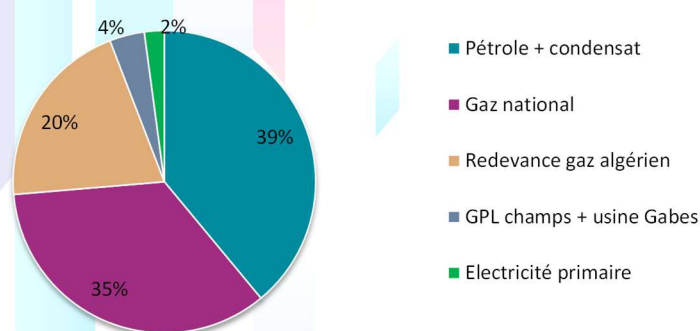
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.6 Mtep** à fin février **2026**, enregistrant ainsi une légère hausse de **1%** par rapport à la même période de l'année précédente. Cette hausse est due principalement à l'augmentation de la redevance sur le transit du gaz algérien et la production de l'électricité primaire.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **71%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

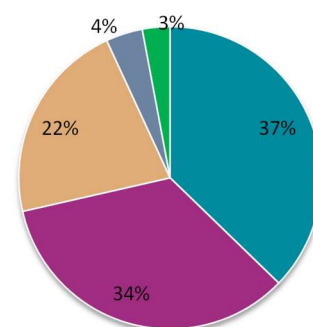
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une hausse de 6% à fin février 2026 par rapport à fin février 2025.**

Répartition des ressources en énergie primaire à fin février 2025



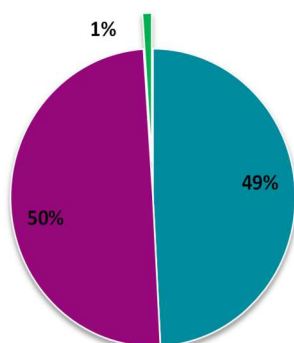
Répartition des ressources en énergie primaire à fin février 2026



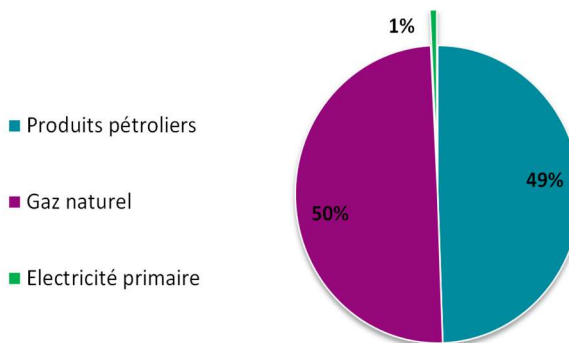
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin février 2026 et fin février 2025 une hausse de 4%: la demande du gaz naturel a augmenté de 4%, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de 3% et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de 40%.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré une quasi-stabilité entre fin février 2025 et fin février 2026. En effet, la part de la demande des produits pétroliers a enregistré 49% et celle du gaz naturel a enregistré 50% durant la même période.

Répartition de la demande en énergie à fin février 2025



Répartition de la demande en énergie à fin février 2026



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin février **2026, un déficit de 1 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **6%** par rapport à fin février **2025**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation, s'est situé à **36%** à fin février **2026** contre **37%** à fin février **2025**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **28%** à fin février **2026** contre **29%** à fin février **2025**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin février			A fin février			A fin février		
	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)
EXPORTATIONS							338	524	55%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	331	386	16%
ETAP	185	160	-14%	189	164	-13%	331	258	-22%
PARTENAIRES ⁽⁷⁾			-			-	0	128	-
GPL Champs	3,7	4,3	16%	4,1	4,8	16%	6	5	-16%
ETAP	3,7	4,3	16%	4,1	4,8	16%	6	5	-16%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	0	98	-	0	99	-	0	133	-
Fuel oil (BTS)	0	50	-	0	49	-	0	62	-
Virgin naphtha	0	48	-	0	50	-	0	71	-
Pétrole	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				18	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				1388	1434	3%	2438	2199	-10%
PETROLE BRUT⁽³⁾	64	122	91%	66	126	91%	137	187	37%
PRODUITS PETROLIERS	750	719	-4,2%	755	727	-4%	1551	1369	-12%
GPL	121	122	1%	134	135	1%	268	284	6%
Gasoil ordinaire	281	192	-32%	289	198	-32%	631	380	-40%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	73	86	17%	75	88	17%	171	171	0%
Jet	27	42	53%	28	43	53%	68	94	38%
Essence Sans Pb	125	185	47%	131	193	47%	308	380	23%
Fuel oil (HTS)	21	0	-100%	20	0	-100%	32	0	-100%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	101	92	-9%	77	70	-9%	72	59	-18%
GAZ NATUREL				567	582	3%	750	644	-14%
Redevance totale ⁽²⁾				113	120	6%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				455	462	2%	750	644	-14%

(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 estimés.

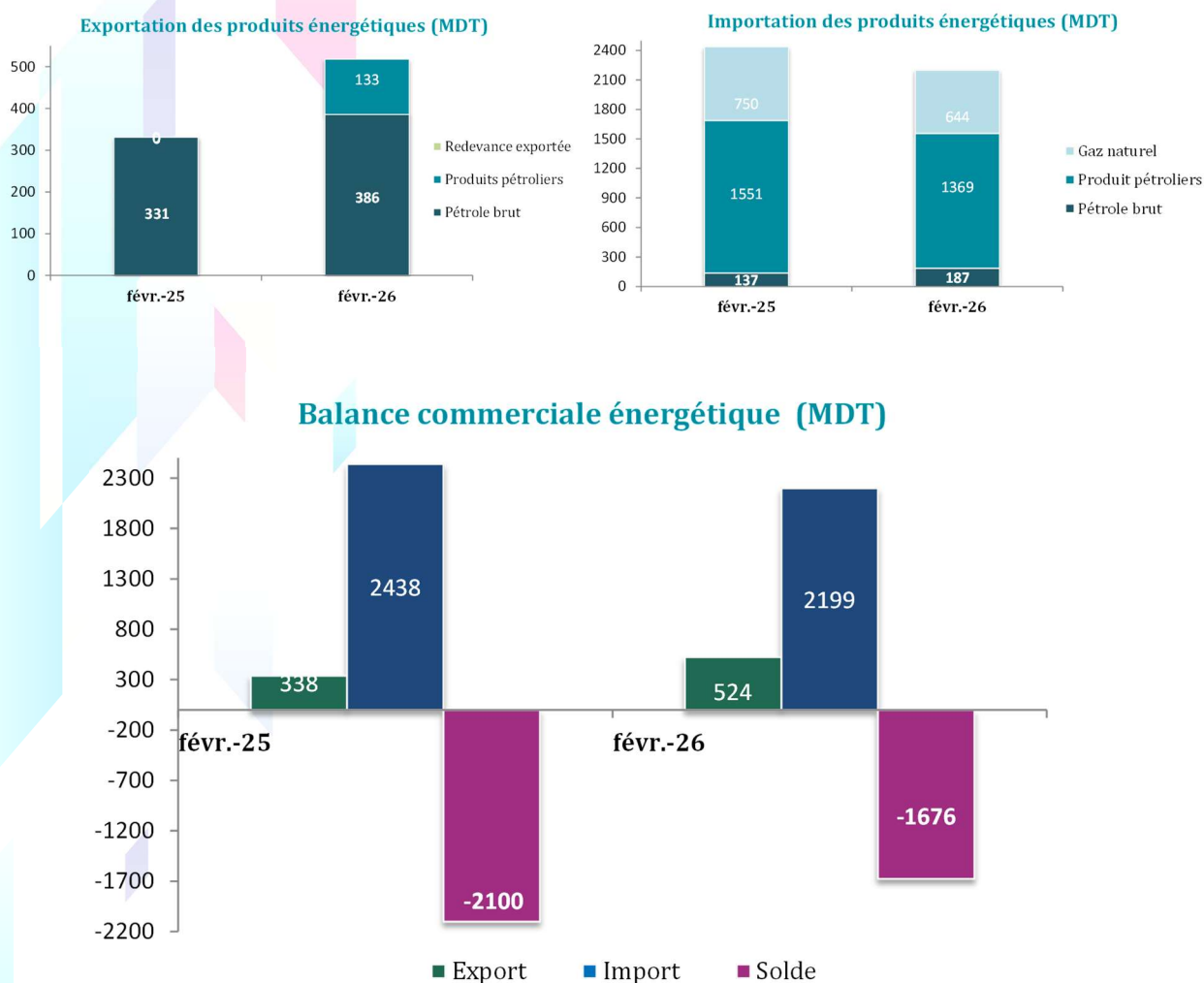
(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

(6) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm

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

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

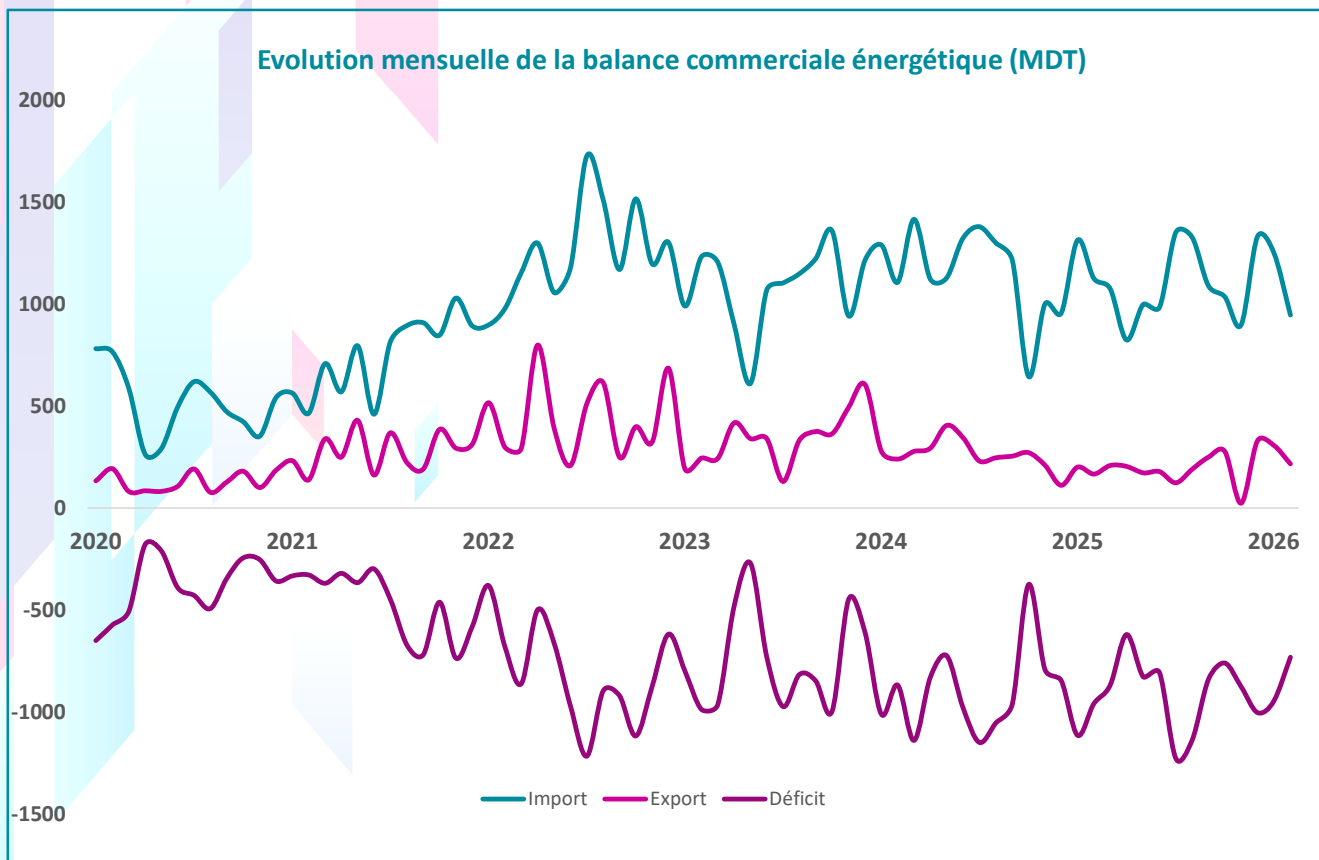
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **55%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **10%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **2100 MDT** à fin février **2025** à **1676 MDT** à fin février **2026**, soit une baisse de **20%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



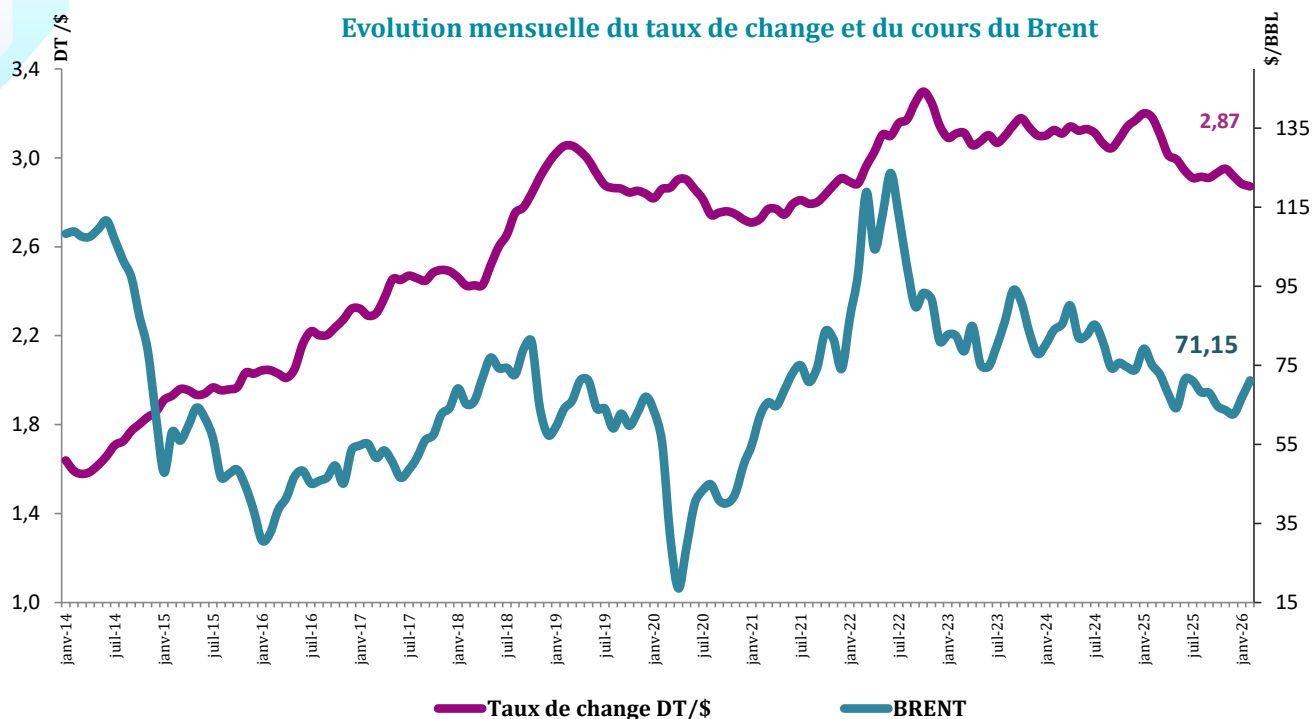
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

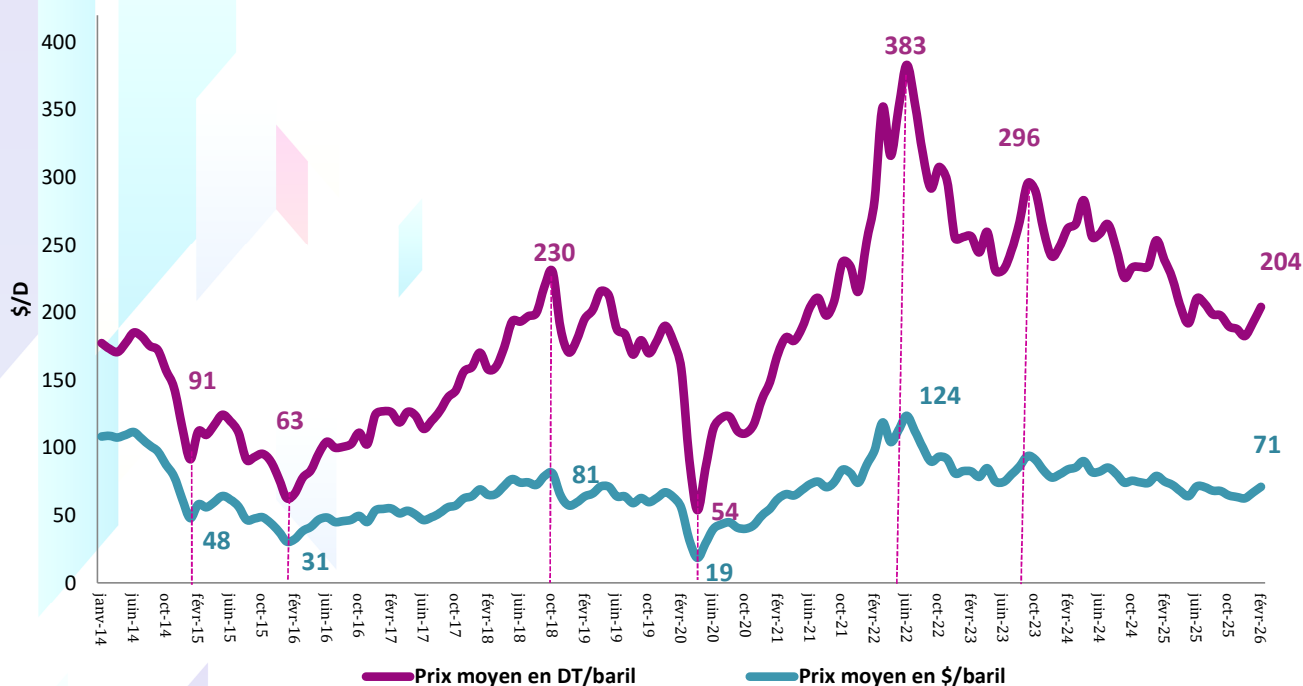


En effet, au cours du mois de février 2026, les cours du Brent ont enregistré une baisse de 4\$/bbl par rapport au mois de février 2025 : 75.2\$/bbl en février 2025 contre 71.2 \$/bbl en février 2026 et 66.8\$/bbl courant le mois de janvier 2026.



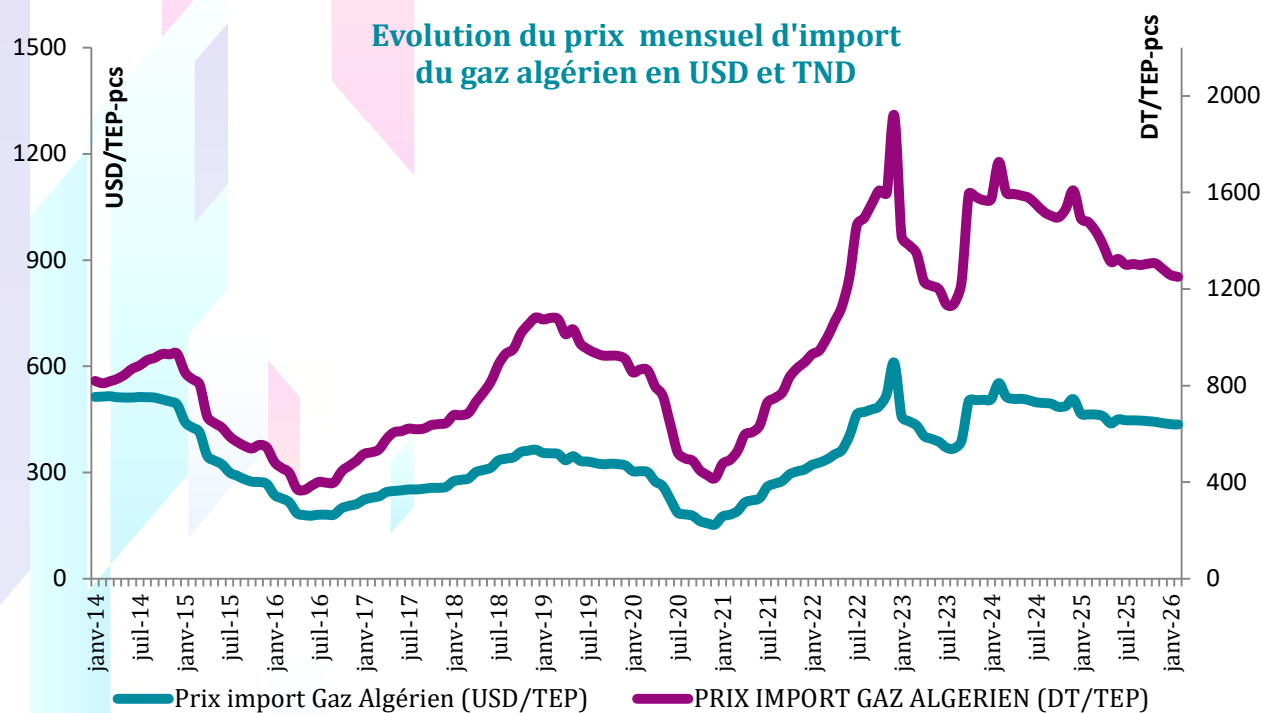
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de **10%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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 fin février 2025 et fin février 2026, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **11%** : 77\$/bbl contre 69\$/bbl.
- (+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin février 2025 et fin février 2026 de **10%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,87** en février 2026.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **16%** en DT et de **6%** en \$ entre fin février 2025 et fin février 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 à fin février **2026** ont diminué par rapport à fin février **2025** de **12%** en valeur.

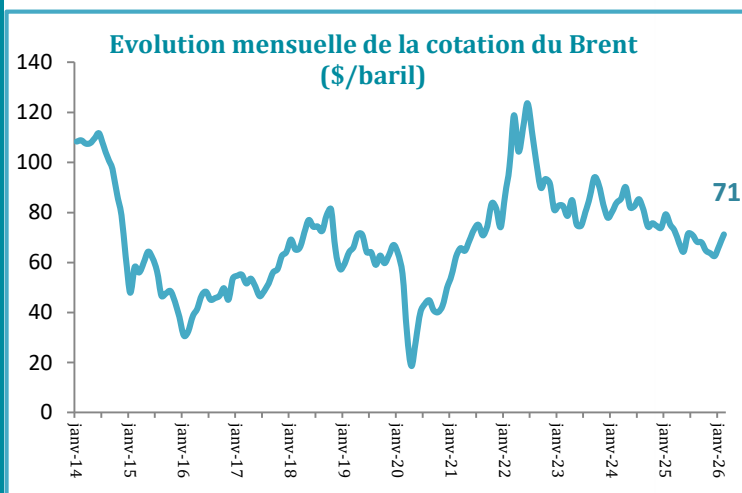
(+) Les importations de pétrole brut ont augmenté en volume entre fin février **2025** et fin février **2026** de **91%** en quantité et de **37%** en valeur.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité et en valeur à fin février **2026**.
(Pas d'export à fin février **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

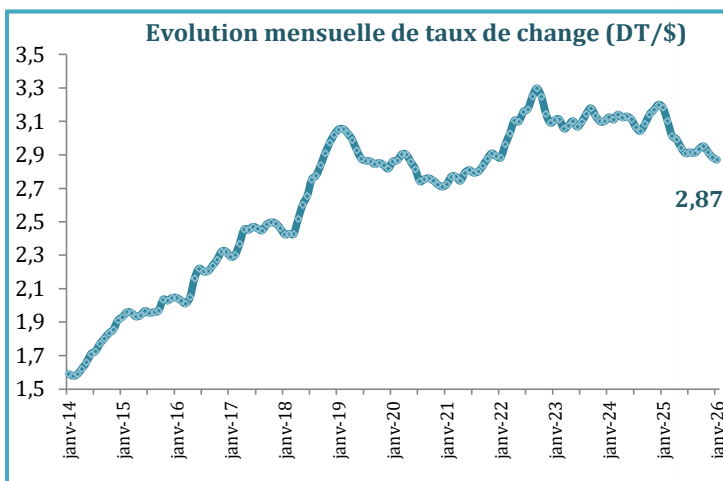
	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	79,2	66,8	-16%
Février	75,2	71,2	-5%
Mars	72,6		
Avril	67,8		
Mai	64,22		
Juin	71,46		
Juillet	70,99		
Août	68,2		
Septembre	68,02		
Octobre	64,73		
Novembre	63,7		
Décembre	62,7		
Prix annuel moyen	69,1		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	3,20	2,88	-10%
Février	3,18	2,87	-10%
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)	A fin février 2026	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	200	69
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	204	71,4

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

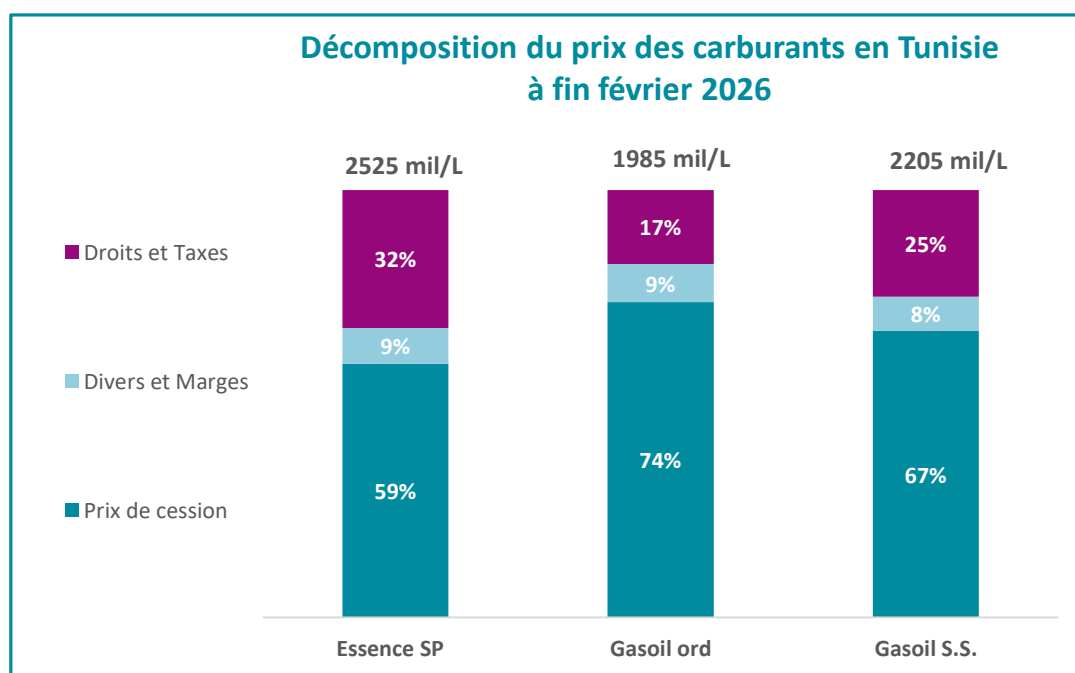
PRODUITS PETROLIERS	A fin février 2026					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1586	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	1669	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	1687	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	-	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2328	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	30,27	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 2023	Année 2024	A fin février 2026
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1254
	Année 2023	Année 2024	
Prix de vente Global (hors taxe)	662,2	647,4	
Coût de revient moyen	1769,9	1618,9	
Résultat 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	A fin février		Var (%)
		2025	2026	
El borma	166	28,3	28,4	0,2%
Ashtart	92	20,4	7,5	-63%
Hasdrubal	64	10,9	10,0	-8%
Adam	89	16,9	14,8	-13%
M.L.D	46	8,9	5,6	-37%
El Hajeb/Guebiba	77	13,3	11,9	-10%
Cherouq	41	6,3	6,5	3%
Miskar	40	7,1	7,2	1%
Cercina	70	10,8	13,6	26%
Barka	3	0,7	0,0	-100%
Franig/Bag/Tarfa	25	5,2	2,7	-49%
Ouedzar	37	5,5	6,0	8%
Gherib	44	8,1	4,7	-42%
Nawara	46	7,1	8,1	13%
Halk el Manzel	45	7,4	4,2	-43%
Autres	304	49,7	66,9	35%
TOTAL pétrole (kt)	1 190	207	198	-4%
TOTAL pétrole (ktep)	1 218	212	203	-4%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 208	209	201	-4%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 237	214	206	-4%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	119	19	20	6%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	130	20	22	6%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 327	228	220	-3%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 368	235	227	-3%

* La production du mois de février 2026 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **198 kt** à fin février **2026** enregistrant ainsi une baisse de **4%** par rapport à fin février **2025**. Cette baisse a touché la plupart des champs à

savoir à savoir Ashtart (-63%), Ezzaouia(-100%), Franig/Bag/Tarfa (-49%), Gherib (-42%), Halk el Manzel (-43%), Adam (-13%) et Hasdrubal (-8%).

D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Sidi marzoug (+96%), Cercina (+26%), Miskar (+1%), Nawara (+13%) et Ouedzar (+8%).

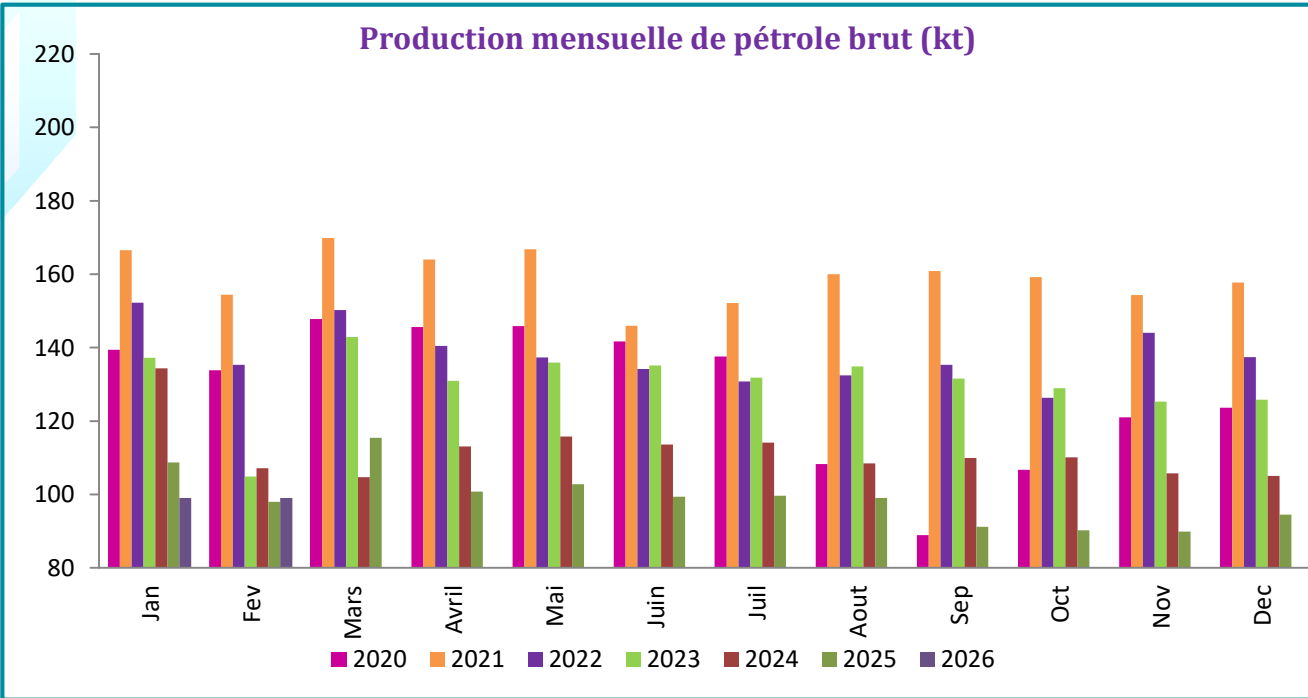
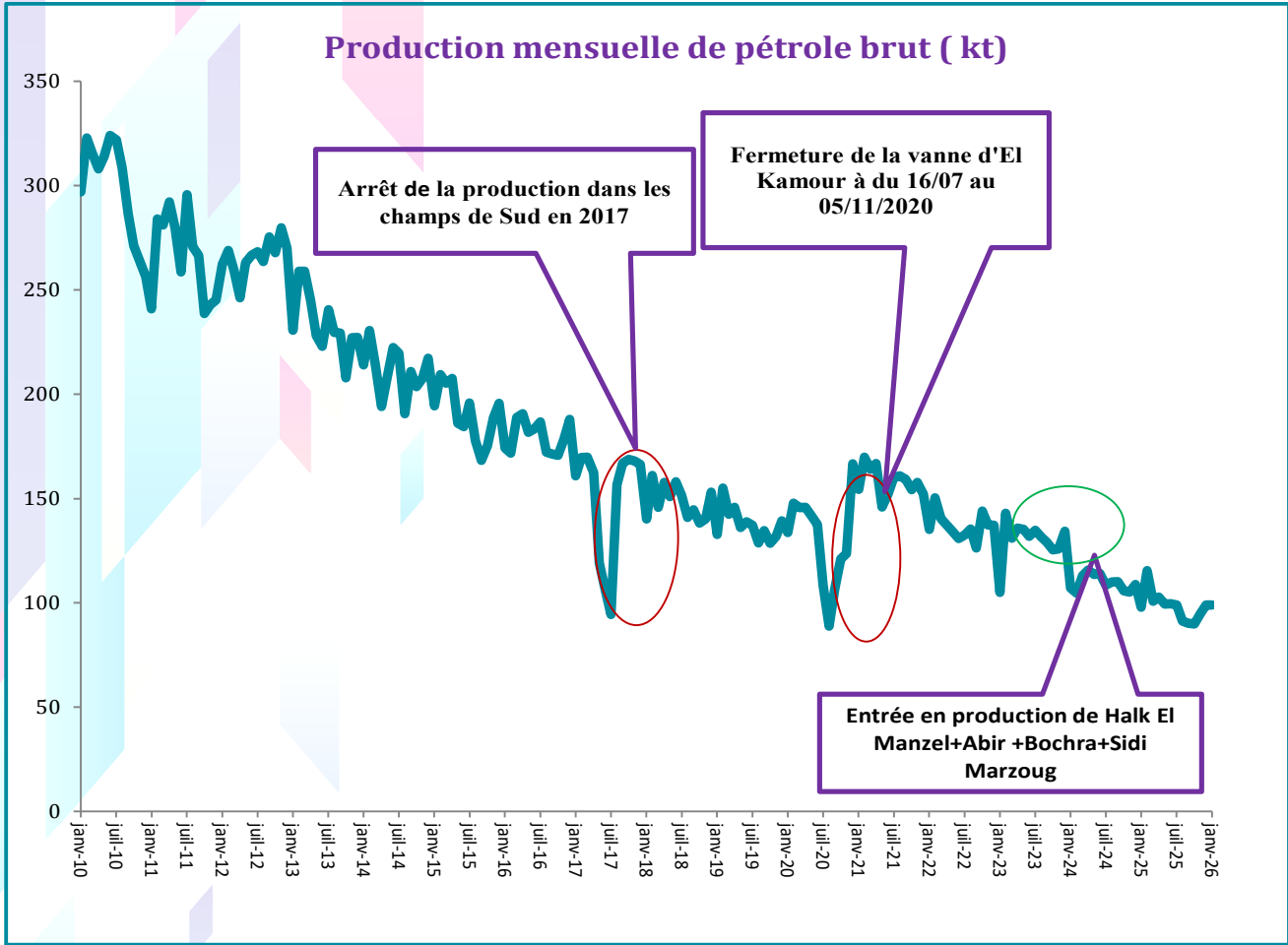
Il convient de noter :

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

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **27.6** mille barils/j à fin février **2025** à **24,3** mille barils/j à fin février **2026**.

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

Production des hydrocarbures



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin février			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	1 922	422	303	309	2%	-3%
Production nationale	1 129	369	190	189	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	294	109	51	50	-1%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	180	53	31	32	4%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	111	43	14	20	47%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	144	121	26	21	-18%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	8	18	4	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	123	25	21	25	21%	0,2%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	35	0	7	0	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	234	0	36	40	10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	793	53	113	120	6%	8%
Achats	2 824	328	455	462	2%	3%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 135	469	337	343	2%	-3%
Production nationale	1255	410	212	210	-1%	-6%
<i>Miskar</i>	327	122	56	56	-1%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	200	59	35	36	4%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	124	48	15	23	47%	-7%
<i>Hasdrubal</i>	160	134	29	23	-18%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	9	20	5	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	137	28	23	28	21%	0,2%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	39	0	8	0	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	260	0	40	44	10%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	881	59	125	133	6%	8%
Achats	3 137	364	505	513	2%	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

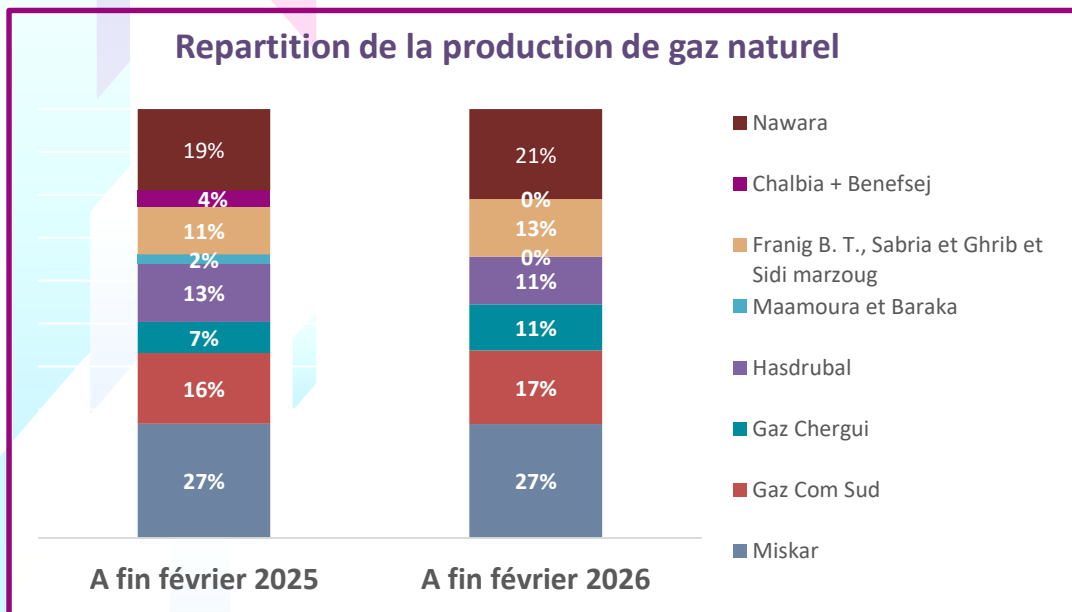
(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

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

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **309 ktep-pci**, à fin février **2026**, enregistrant ainsi une hausse de **2%** 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 fin février 2025 et fin février 2026.

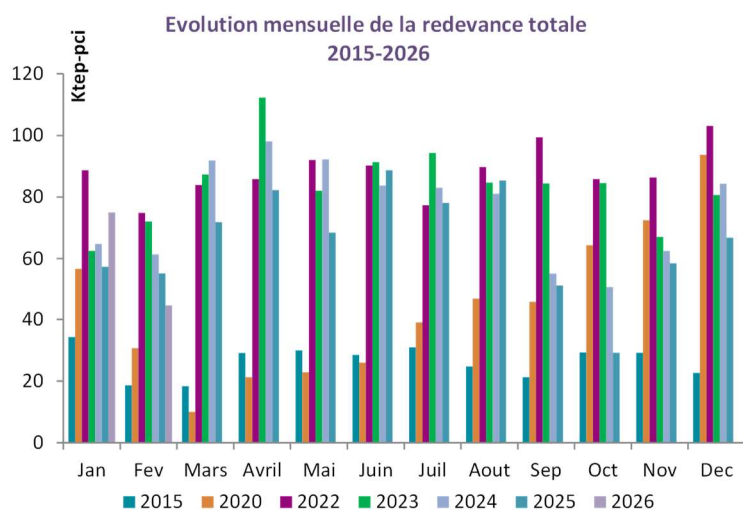
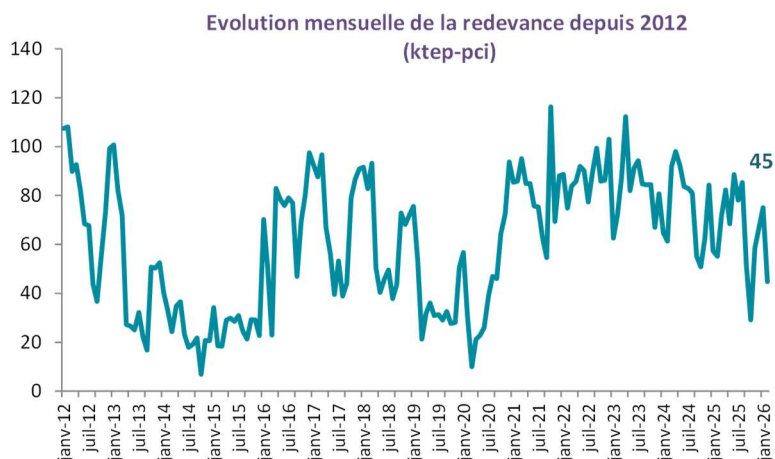


Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **18%**.
- ✓ **Champs Nawara** : hausse de la production de **10%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **4%**.
- ✓ **Champ Miskar** : légère baisse de la production de **1%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **47%**.

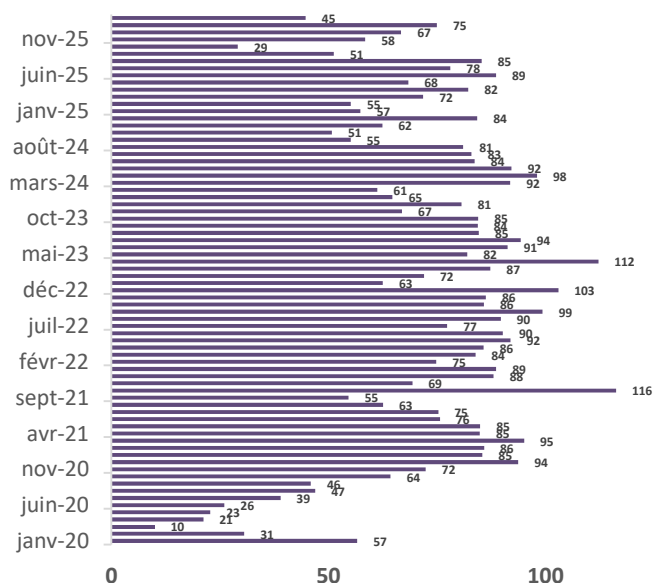
Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **6%** à fin février **2026** par rapport à fin février **2025** en se situant à **120 ktep-pci**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG à fin février **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 2020-2026

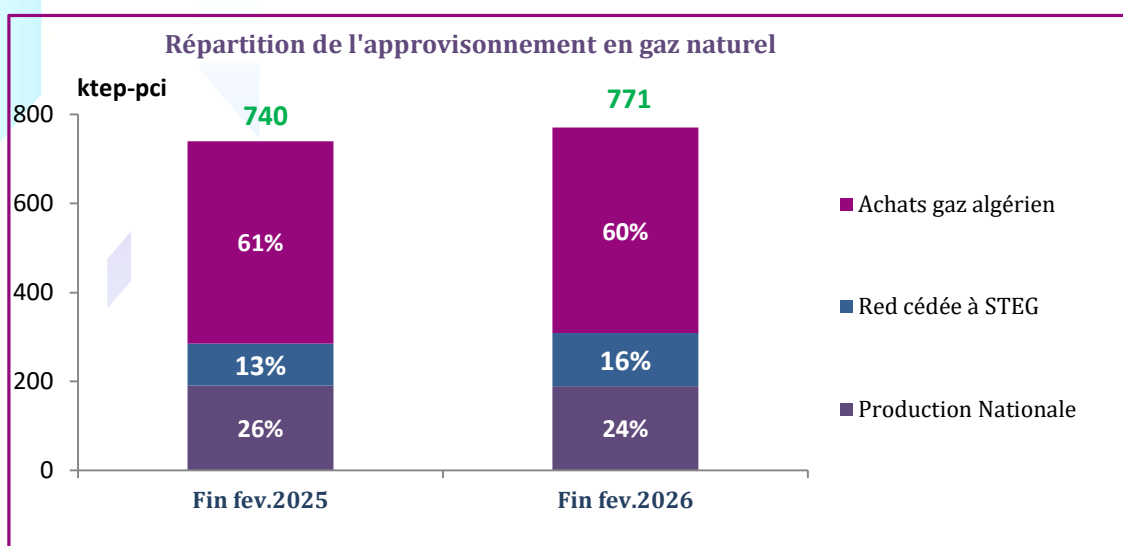


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **2%** entre fin février **2025** et fin février **2026**, pour se situer à **462 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **4 %** entre fin février **2025** et fin février **2026** pour se situer à **771 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 **16%**.
3. Baisse de la part des achats du gaz algérien de **61 %** à **60%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin février			Remarques
	2025 (a)	2026 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	0	4	-	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	0	4	-	
Gasoil ordinaire	0	72	-	
Fuel oil BTS	1	67	-	
Virgin Naphta	0	50	-	
White Spirit	0	2	-	
Total production STIR	1	199	-	
Taux couverture STIR (1)	0%	50%	-	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	0%	21%	-	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	0	59	-	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.

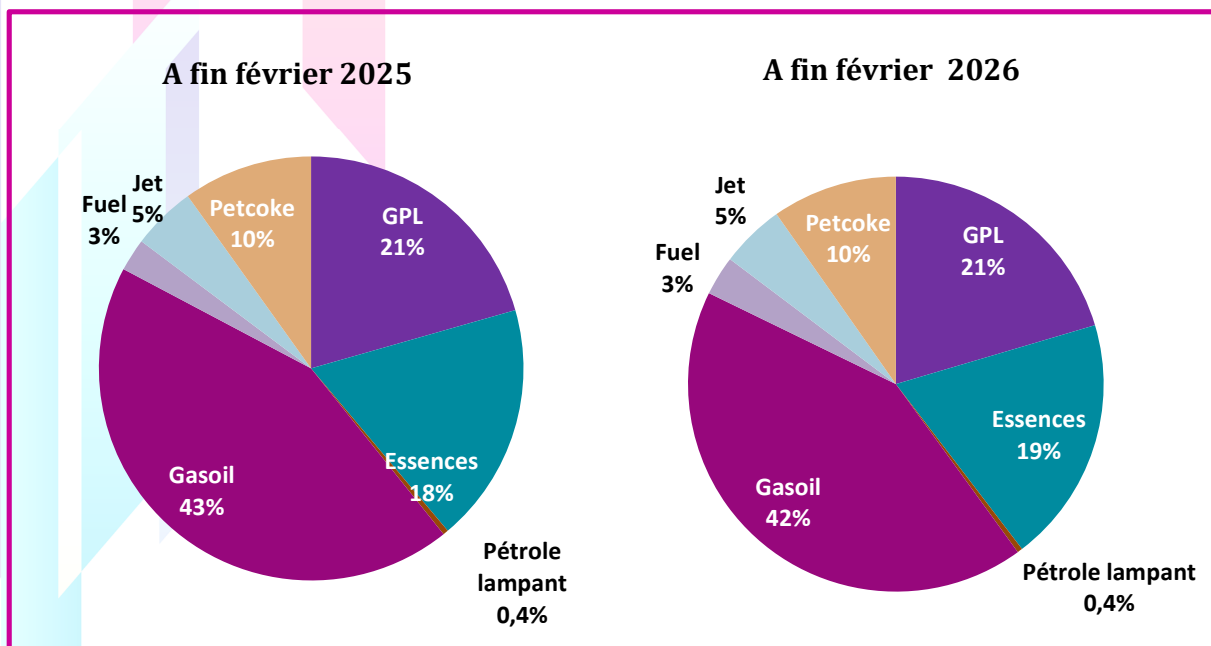
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2025	A fin février			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
GPL	753	121	151	155	3%	2%
Essences	942	106	134	146	9%	3%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	930	106	132	144	9%	3%
<i>Essence premium</i>	13	0	1,8	1,9	3%	-
Pétrole lampant	10	13	3,07	3,02	-2%	-12%
Gasoil	2 090	315	319	320	0,3%	0,2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 555	275	240	240	0%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	527	40	78	79	1%	6%
<i>Gasoil premium</i>	8	0	1,02	1,1	7%	-
Fuel	143	44	18	23	28%	-6%
<i>STEG & STIR</i>	23	14	0	5	-	-8,5%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	120	30	18	18	0%	-4%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	293	31	36	38	6%	2%
Coke de pétrole	470	97	72	74	2%	-2%
Total	4702	725	734	759	3%	0,4%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4679	712	734	754	3%	1%

* La consommation du mois de février 2026 est estimée

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin février **2025** et fin février **2026**, une hausse de **3%**, pour atteindre **759** ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation d'essence (+**9%**), de jet d'aviation (+**6%**) et de Fuel (+**28%**) tandis que celle du gasoil a enregistré une quasi-stabilité.

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin février **2025** et fin février **2026**, à l'exception de quelques produits, notamment les essences dont la part est passée de **18%** à **19%**, le gasoil dont la part est passée de **43%** à **42%** sur la même période.

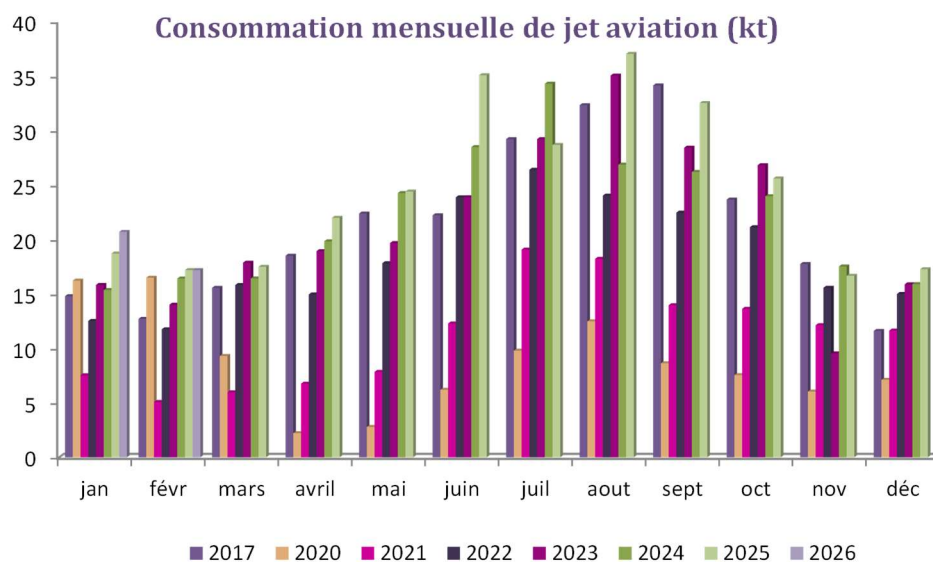


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin février **2025** et fin février **2026**, une hausse de **3%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin février **2025** et fin février **2026** une hausse de **3%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **2%** entre fin février **2025** et fin février **2026** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **6%** à fin février **2026** par rapport à la même période de l'année précédente.

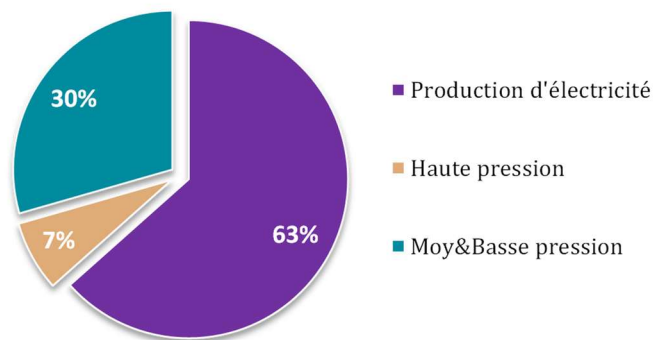


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin février			Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 886	740	739	768	4%	0,3%
Production d'électricité	3 542	468	450	487	8%	0,4%
Hors prod élec	1 344	272	289	281	-3%	0,3%
Haute pression	339	47	59	55	-7%	1%
Moy&Basse pression	1 005	225	230	226	-2%	0,04%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 429	822	821	854	4%	0,3%
Production d'électricité	3 935	520	500	541	8%	0,4%
Hors prod élec	1 494	302	321	312	-3%	0,3%
Haute pression	377	52	66	61	-7%	1%
Moy&Basse pression	1 117	250	256	251	-2%	0,04%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **4%** entre fin février **2025** et février **2026** pour se situer à **768** ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **8%**, celle pour la consommation finale a diminué, par contre, de **3%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin février 2026



Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**63%** de la demande totale à fin février **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 **3%** pour se situer à **281** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une baisse de **2%** et celle des clients haute pression a enregistré une baisse de **7%**.

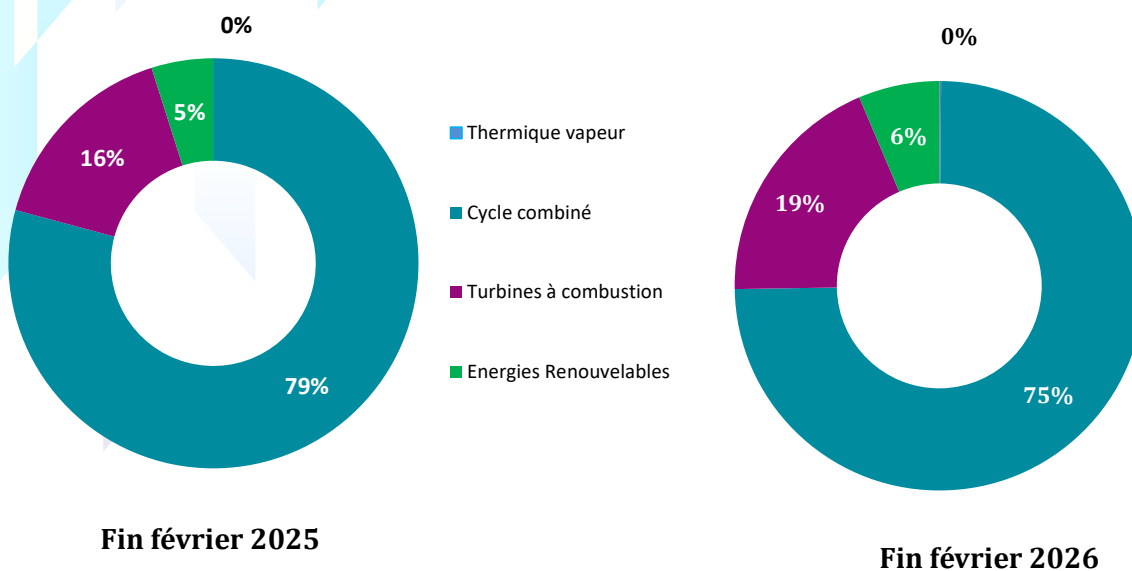
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **2%** entre fin février **2025** et fin février **2026** pour se situer à **194.2 tep/GWh**.

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

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **79%** à **75%** entre fin février **2025** et fin février **2026**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2025	Février		A fin février	
		2025	2026	2025	2026
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	3	0	0	0	0
Nb total des permis	12	15	12	15	12
Nb de forages explo.	0	0	1	0	1
Nb forages dévelop.	4	0	0	1	0
Nb de découvertes	0	0	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 à fin février 2026

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

Forage d'exploration à fin février 2026

Forage d'un (1) puits d'exploration à fin février 2026 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMG-NW1	Sidi Marzoug	01/02/2026	Profondeur actuelle : 3570 m. Forage en cours.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin février 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

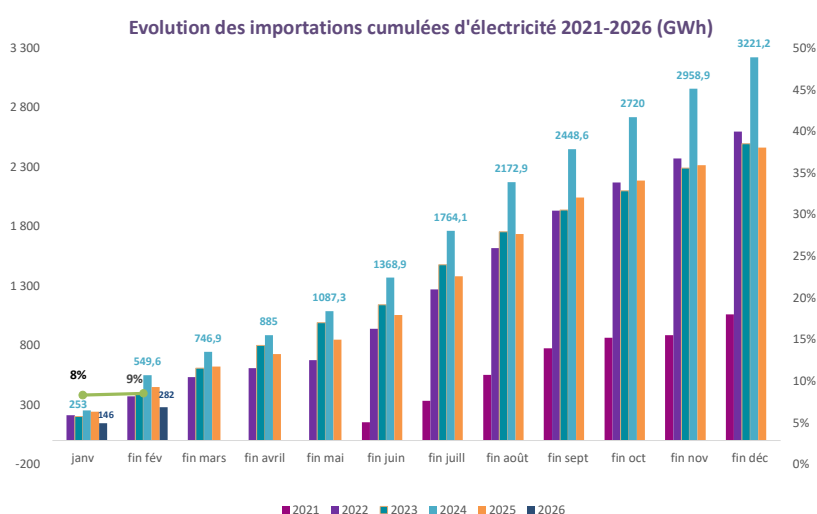
Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
<i>Unité: GWh</i>						
	Réalisé 2025	A fin février				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19510	2 211	2 677	2818	5%	2%
FUEL + GASOIL	18	328	0	0	-	-100%
GAZ NATUREL	19183	1759	2624	2787	6%	4%
HYDRAULIQUE	13	16	1	1	-50%	-25%
EOLIENNE	259	108	46	25	-45%	-12%
SOLAIRE	37	0	6	5,2	-9%	-
IPP Solaire ⁽³⁾	82	0	4	56	1198%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	721	0	78	104	34%	-
ACHAT TIERS	226	10	39	39	0%	13%
PRODUCTION NATIONALE	20538	2 772	2 798	3 016	8%	1%
Echanges	-26,6	-1	-1	9	-	-223%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2463	0	449	282	-37%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,3	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21810	2772	3246	3306	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 février 2026, une hausse de 8% pour se situer à **3016 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **2798 GWh** à fin février 2025. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 2%. Ainsi les **achats d'électricité principalement de l'Algérie** ont couvert 9% des besoins du marché local à fin février 2026.



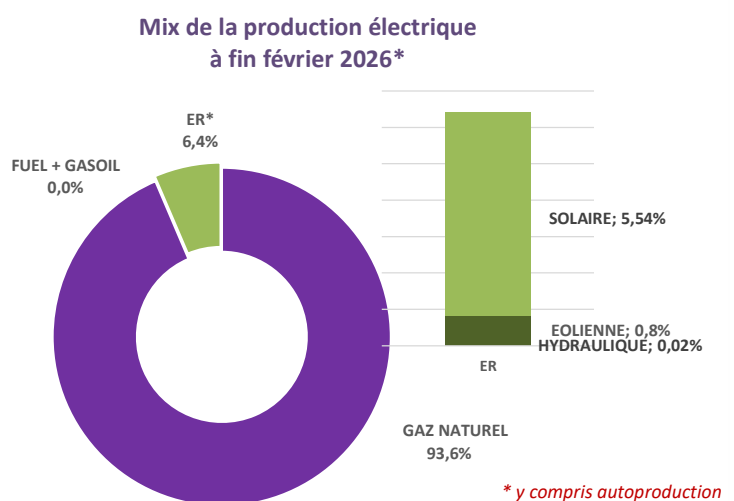
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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 **93%** de la production nationale à fin février **2026**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **6.4%**.

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

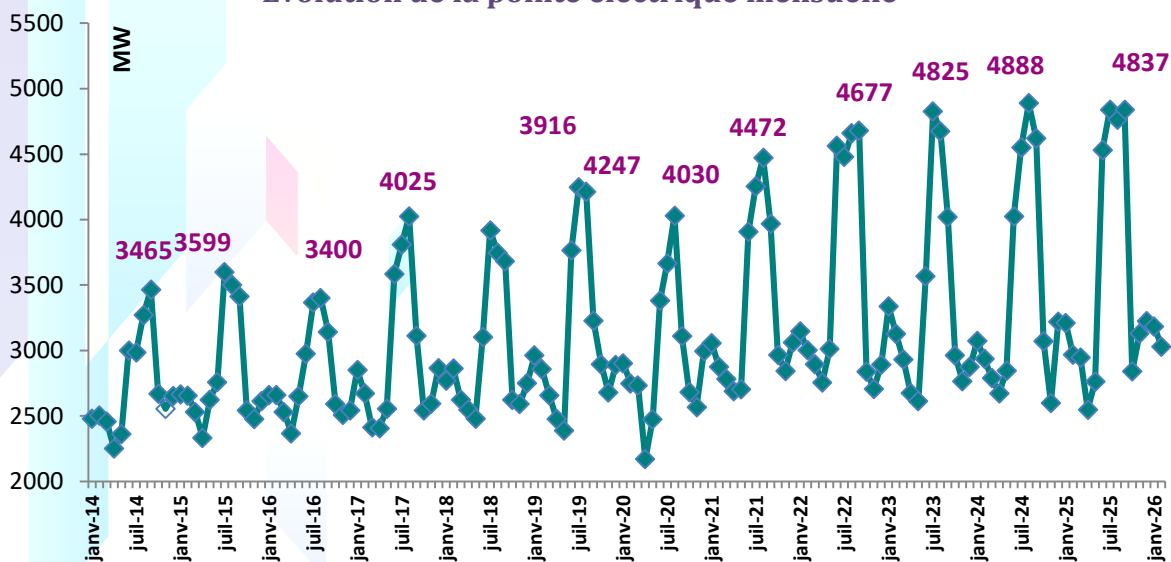


Par ailleurs, environ **444 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin février **2026** dans le secteur résidentiel et **113 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

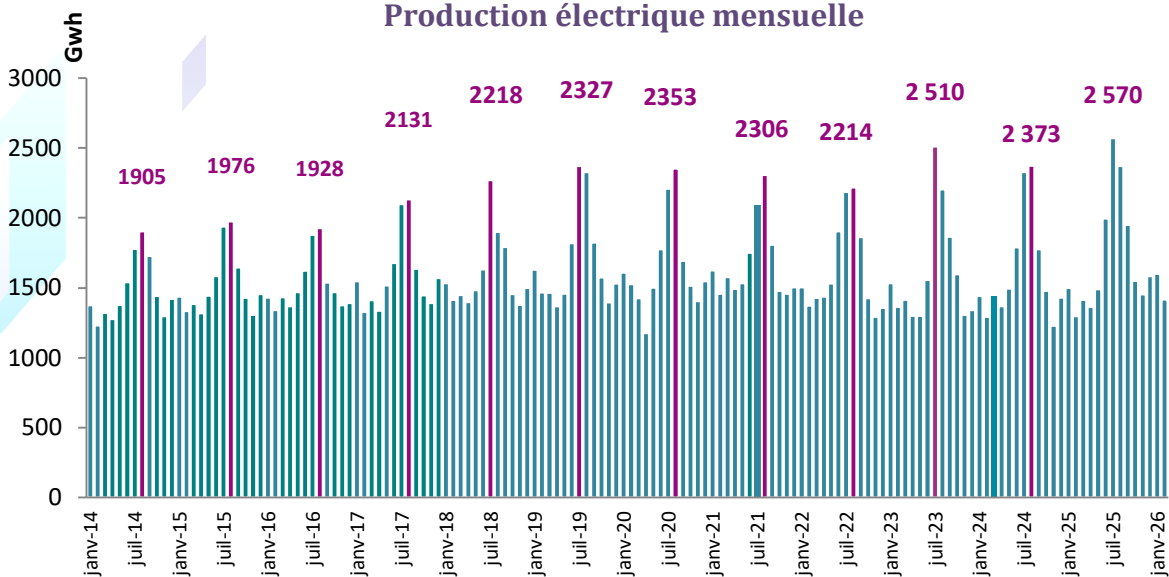
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **3182 MW** à fin février **2026** contre **3211 MW** à fin février **2025**.

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

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle



VENTES D'ELECTRICITE

Unité: GWh

	Réalisé 2025	A fin février				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1353	222	207	185	-11%	-2%
Moyenne tension	7096	992	1048	1066	2%	1%
Basse tension	8985	1141	1352	1439	6%	2%
TOTAL VENTES **	17434	2 355	2 607	2 690	3%	1%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **3%** entre fin février **2025** et fin février **2026**.

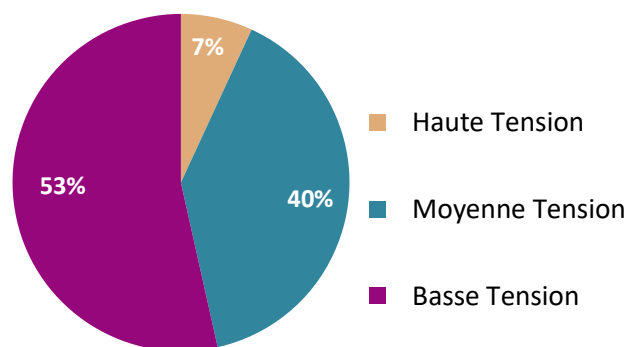
Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **11%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une hausse, par contre, de **2%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement

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.

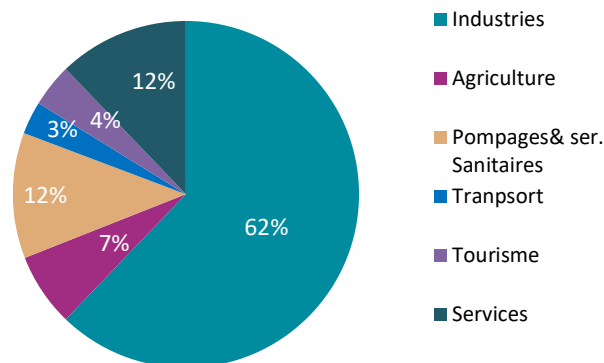
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **62%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin février **2026**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement les ventes de l'industrie métallurgique de base (-5%), les industries extractives (-4%), les ventes de l'industrie du papier et de l'édition (-2%) et le pompage d'eau et service sanitaire(-2).

Répartition des ventes d'électricité à fin février 2026



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



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 avril 2026. <p>Projet de Tozeur 50 MW :</p> <ul style="list-style-type: none"> Mise en service en avril 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 en 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. ➤ 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. • 12 Projets de 1MW chacun.
	5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024-juin2025)	Octroi de 186 accords de principe d'une puissance totale de 288MW (116 projets catégorie 1MW + 66 projets catégorie 2MW + 04 projets catégorie 10MW). Etat d'avancement : Mise en service de 05 projets : <ul style="list-style-type: none"> • 04 projets de 2 MW chacun. • 01 projet de 1 MW.
	6 ^{ème} appel à projets (Avril 2026-Juin 2026)	Appel à projets pour la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque (200 MW).
AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 444 MW installés
	MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 113 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 la 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 à 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 deuxième semestre de 2026 pour les sites : Djebel Tbagha, Djebel Abderrahmen et Guetar.</p>
		Appel d'offres AO-02-2022 de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	<p>1^{er} round :</p> <p>Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW à El fahs.</p>

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