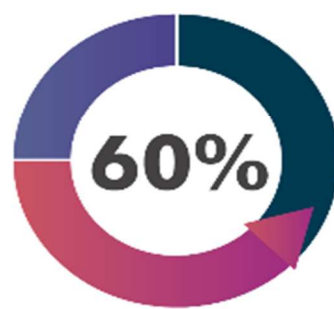


REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie

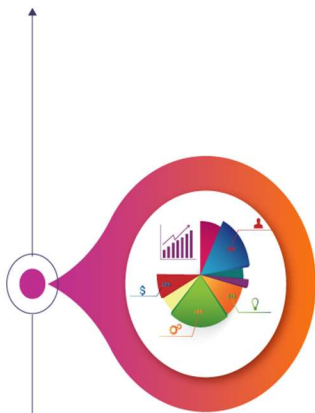
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Mars 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 : 18 mai 2026

Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2025	A fin mars			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
RESSOURCES	3385	1330	858	792	-8%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1237	642	333	292	-12%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	130	55	31	32	1%	-5%
Gaz naturel	1922	617	473	440	-7%	-3%
<i>Production</i>	1129	546	289	290	0,4%	-6%
<i>Redevance</i>	793	71	184	151	-18%	7%
Elec primaire	96	16	20	28	40%	5%
DEMANDE	9683	2284	2192	2300	5%	0,1%
Produits pétroliers ^(*)	4702	1234	1091	1141	5%	-1%
Gaz naturel	4886	1033	1081	1131	5%	1%
Elec primaire	96	16	20	28	40%	5%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-6298	-954	-1334	-1508		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-7091	-1025	-1519	-1658		

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

*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 mars 2026*

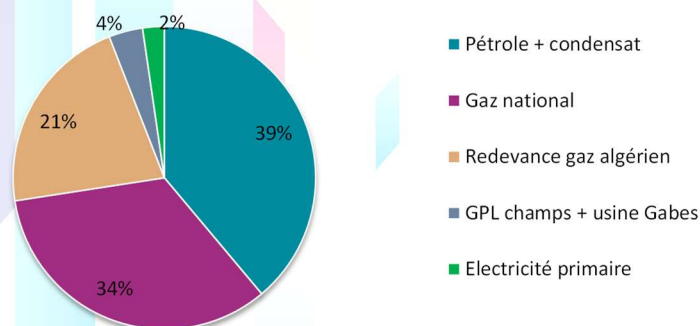
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.8 Mtep** à fin mars **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à la même période de l'année précédente. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **74%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

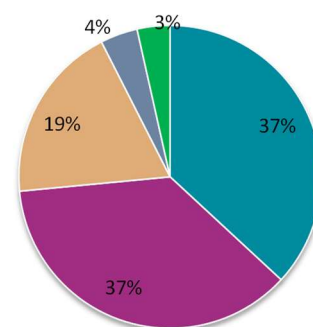
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **3%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **18%** à fin mars **2026** par rapport à fin mars **2025**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin mars 2025



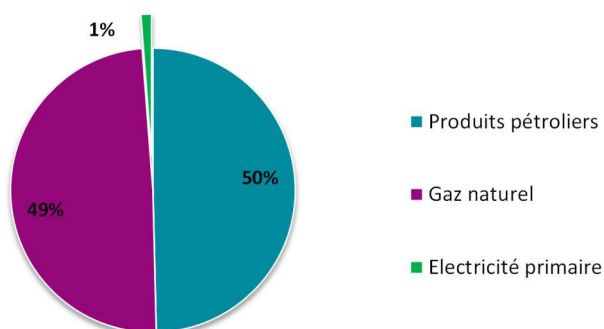
Répartition des ressources en énergie primaire à fin mars 2026



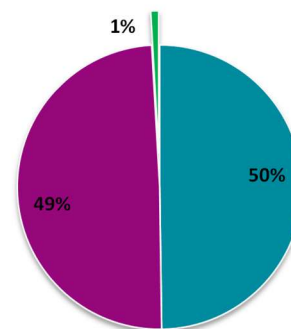
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin mars **2026** et fin mars **2025** une hausse de **5%**: la demande du gaz naturel et celle des produits pétroliers ont augmenté de **5%**, et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de **40%**.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré une quasi-stabilité entre fin mars **2025** et fin mars **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 mars 2025



Répartition de la demande en énergie à fin mars 2026



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin mars **2026, un déficit de 1.5 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **13%** par rapport à fin mars **2025**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation, s'est situé à **34%** à fin mars **2026** contre **39%** à fin mars **2025**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **28%** à fin mars **2026** contre **31%** à fin mars **2025**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin mars			A fin mars			A fin mars		
	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)	2025	2026	Var (%)
EXPORTATIONS							530	660	25%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	523	389	-26%
ETAP	265	165	-38%	271	170	-37%	473	261	-45%
PARTENAIRES ⁽⁷⁾			-			-	50	128	157%
GPL Champs	3,7	5,9	60%	4,1	6,6	60%	6	8	20%
ETAP	3,7	5,9	60%	4,1	6,6	60%	6	8	20%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	0	160	-	0	162	-	0	262	-
Fuel oil (BTS)	0	89	-	0	87	-	0	137	-
Virgin naphtha	0	71	-	0	75	-	0	125	-
Pétrole	0	0	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				33	1	-	0	2	-
IMPORTATIONS				2036	2131	5%	3513	3628	3%
PETROLE BRUT⁽³⁾	64	185	189%	66	190	189%	137	319	134%
PRODUITS PETROLIERS	1136	1084	-4,5%	1142	1096	-4%	2325	2335	0,4%
GPL	170	182	7%	188	202	7%	375	471	26%
Gasoil ordinaire	399	318	-20%	410	326	-20%	891	780	-12%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	137	110	-20%	141	113	-20%	305	223	-27%
Jet	63	42	-34%	66	43	-34%	154	94	-39%
Essence Sans Pb	192	273	42%	201	286	42%	459	624	36%
Fuel oil (HTS)	21	21	0%	20	21	0%	32	40	23%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	152	138	-9%	116	105	-9%	110	103	-6%
GAZ NATUREL				827	845	2%	1051	974	-7%
Redevance totale ⁽²⁾				184	151	-18%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				643	694	8%	1051	974	-7%

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

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

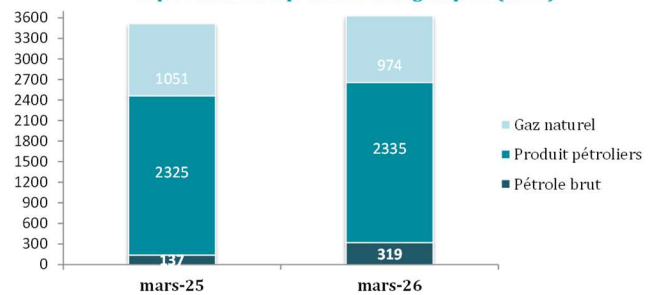
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **25%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **3%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **2983 MDT** à fin mars **2025** à **2969 MDT** à fin mars **2026**, soit une quasi stabilité (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

Exportation des produits énergétiques (MDT)



Importation des produits énergétiques (MDT)



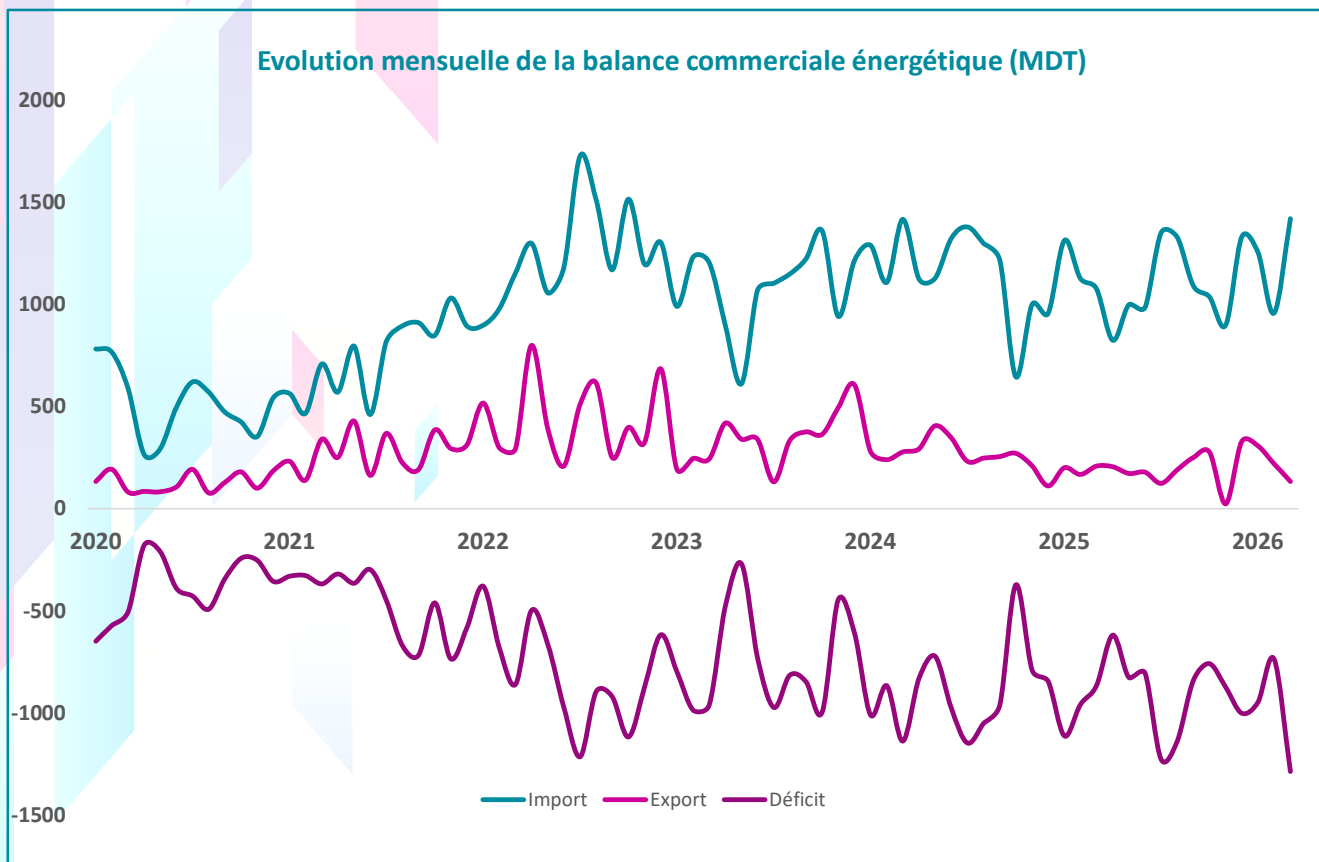
Balance commerciale énergétique (MDT)



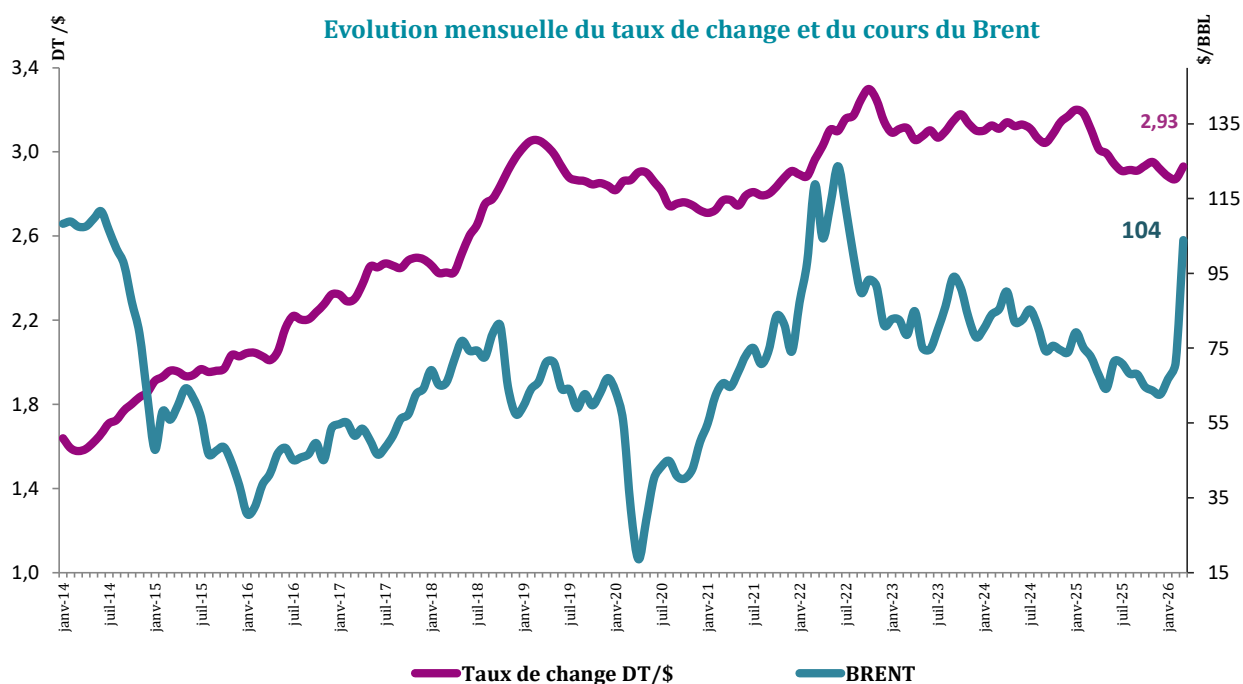
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

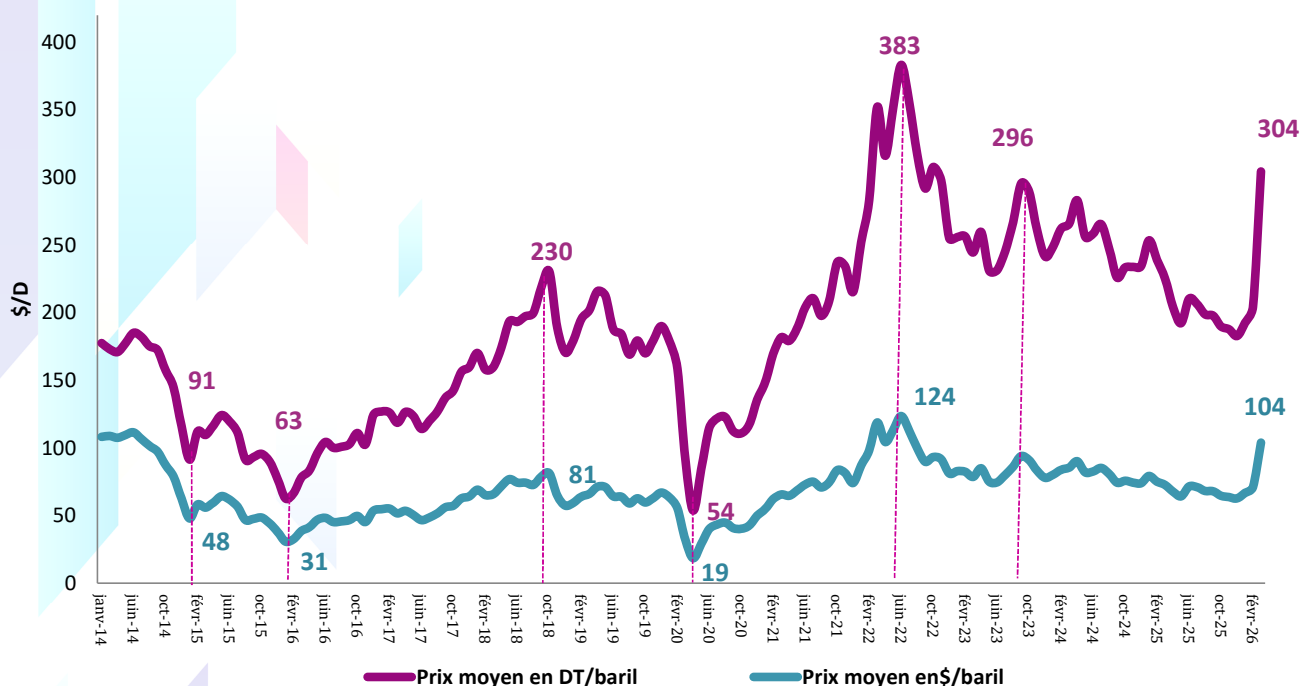


En effet, au cours du mois de mars **2026**, les cours du Brent ont enregistré une hausse de **31\$/bbl** par rapport au mois de mars **2025** : **73\$/bbl** en mars **2025** contre **104 \$/bbl** en mars **2026** et **71\$/bbl** courant le mois de février **2026**. Cette hausse est due à la guerre au Moyen-Orient.



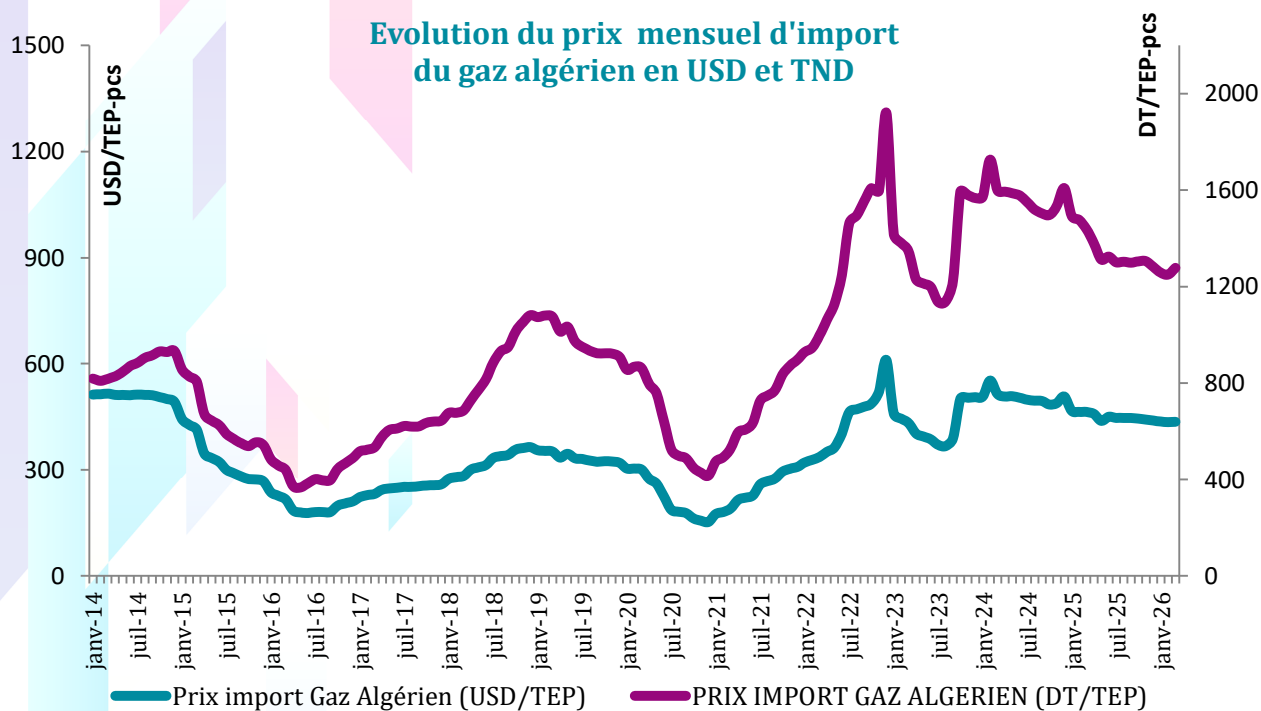
Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une amélioration de 6% par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en \$/baril et en DT/baril



Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

- (-)** Entre fin mars 2025 et fin mars 2026, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une hausse de 7% : 76\$/bbl contre 81\$/bbl.
- (+)** Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre fin mars 2025 et fin mars 2026 de 8%. 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 14% en DT et de 6% en \$ entre fin mars 2025 et fin mars 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 mars **2026** ont enregistré un quasi stabilité par rapport à fin mars **2025** en valeur.

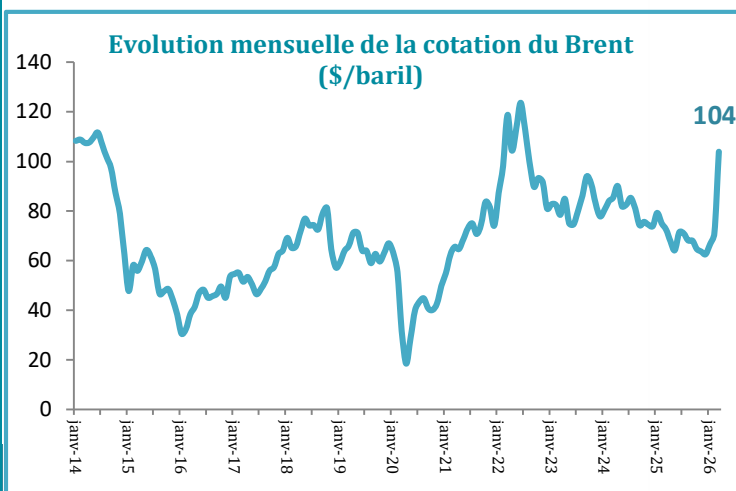
(+) Les importations de pétrole brut ont augmenté en volume entre fin mars **2025** et fin mars **2026** de **189%** en quantité et de **134%** en valeur.

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

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

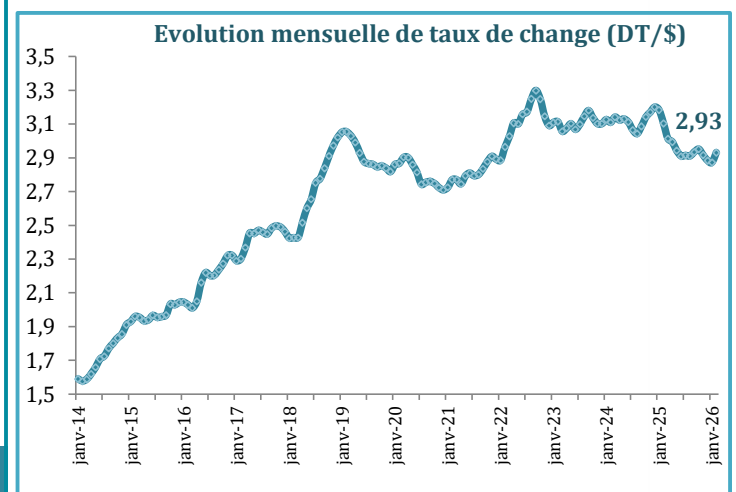
	2025	2026	Variat. 26/25
Janvier	79,2	66,8	-16%
Février	75,2	71,2	-5%
Mars	72,6	103,9	43%
Avril	67,8		
Mai	64,22		
Juin	71,46		
Juillet	70,99		
Août	68,2		
Septembre	68,02		
Octobre	64,73		
Novembre	63,7		
Décembre	62,7		
Prix annuel moyen	69,1		



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	2,93	-6%
Avril	3,01		
Mai	2,99		
Juin	2,94		
Juillet	2,91		
Aout	2,91		
Septembre	2,91		
Octobre	2,93		
Novembre	2,95		
Décembre	2,92		
Taux annuel moyen	3,00		



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

Pétrole Brut (1)	A fin mars 2026	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	226	78
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	207	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 mars 2026					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1759	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	2071	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	1712	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1899	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2584	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	33,59	3,43	1,11	4,27	8,80

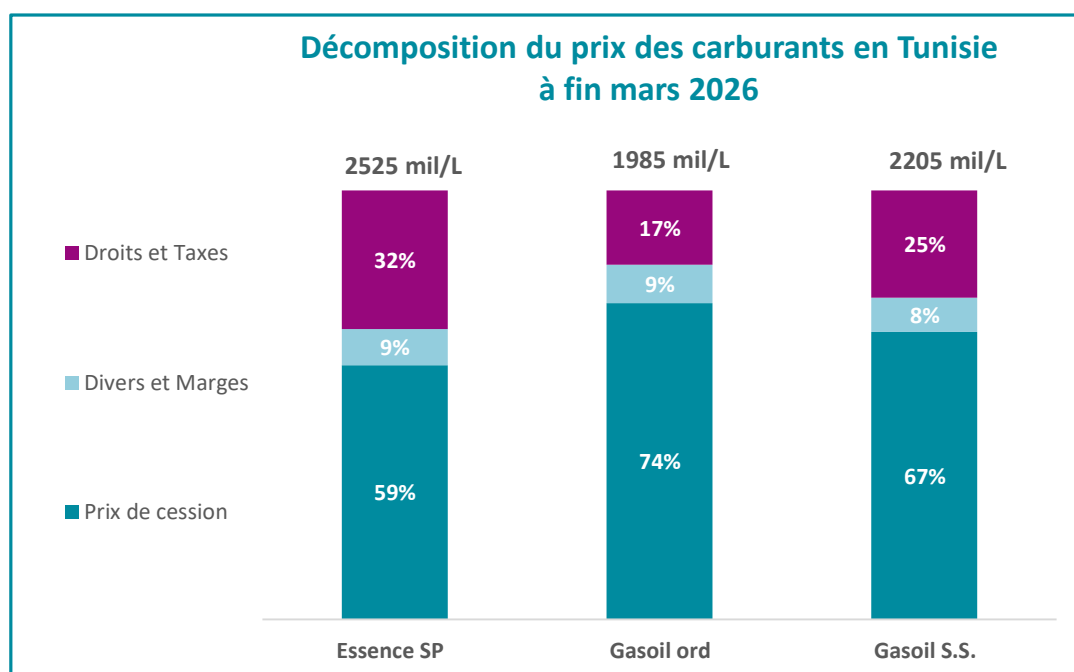
(1) Prix moyen pondéré

(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

Décomposition du prix des carburants en Tunisie à fin mars 2026



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 mars 2026
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1262
	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



Production des hydrocarbures

1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS^(*)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2025	A fin mars		Var (%)
		2025	2026	
El borma	166	42,9	39,1	-9%
Ashtart	92	31,4	12,1	-62%
Hasdrubal	64	16,4	13,4	-19%
Adam	89	25,3	21,0	-17%
M.L.D	46	13,2	9,9	-25%
El Hajeb/Guebiba	77	18,9	17,1	-9%
Cherouq	41	9,8	9,2	-6%
Miskar	40	10,8	9,6	-11%
Cercina	70	16,9	18,6	10%
Barka	3	1,2	0,0	-100%
Franig/Bag/Tarfa	25	8,3	4,0	-52%
Ouedzar	37	8,4	8,6	2%
Gherib	44	12,0	6,3	-47%
Nawara	46	10,5	11,2	7%
Halk el Manzel	45	11,2	10,0	-11%
Autres	304	85,1	91,1	7%
TOTAL pétrole (kt)	1 190	322	281	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 218	330	288	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 208	326	285	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 237	333	292	-12%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	119	28	29	1%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	130	31	32	1%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 327	354	314	-11%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 368	365	324	-11%

* La production du mois de mars 2026 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **281 kt** à fin mars **2026** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin mars **2025**. Cette baisse a touché la plupart des champs à savoir Ashtart (**-62%**), Ezzaouia(**-100%**), Gherib (**-47%**), Franig/Bag/Tarfa (**-52%**), Halk el Manzel (**-11%**), Adam (**-17%**) et Bir Ben Tartar (**-41%**).

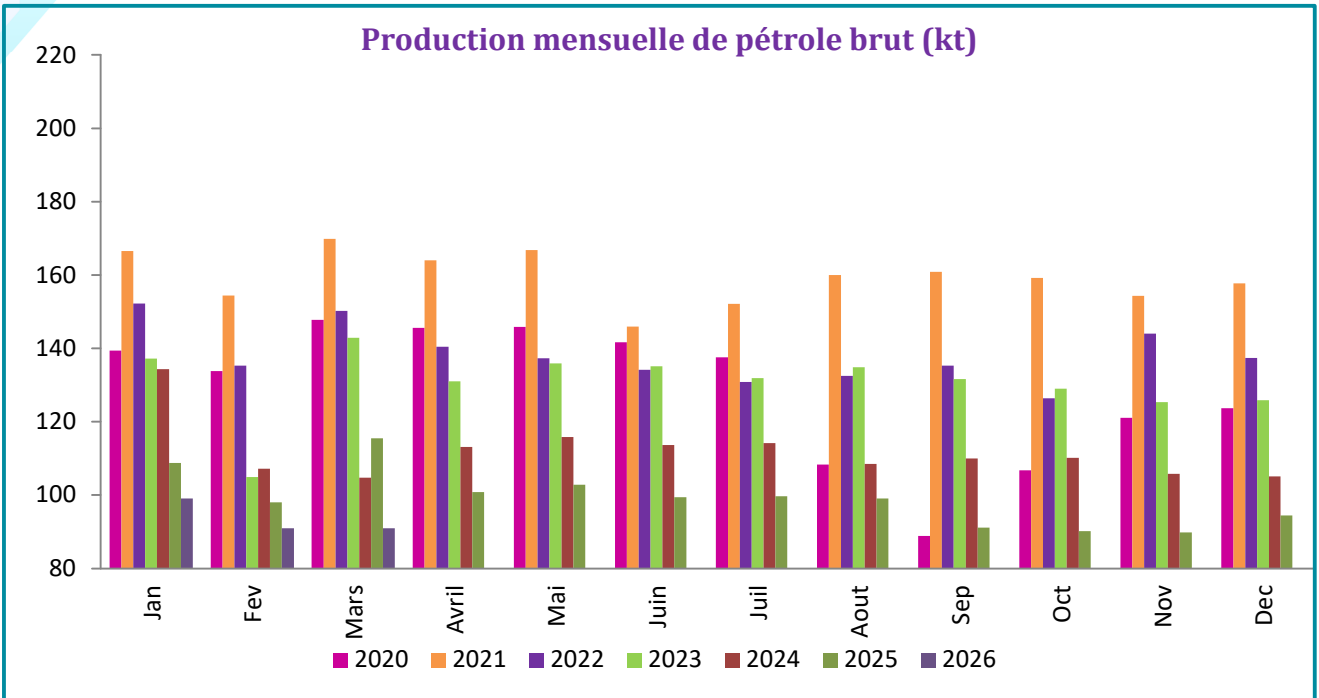
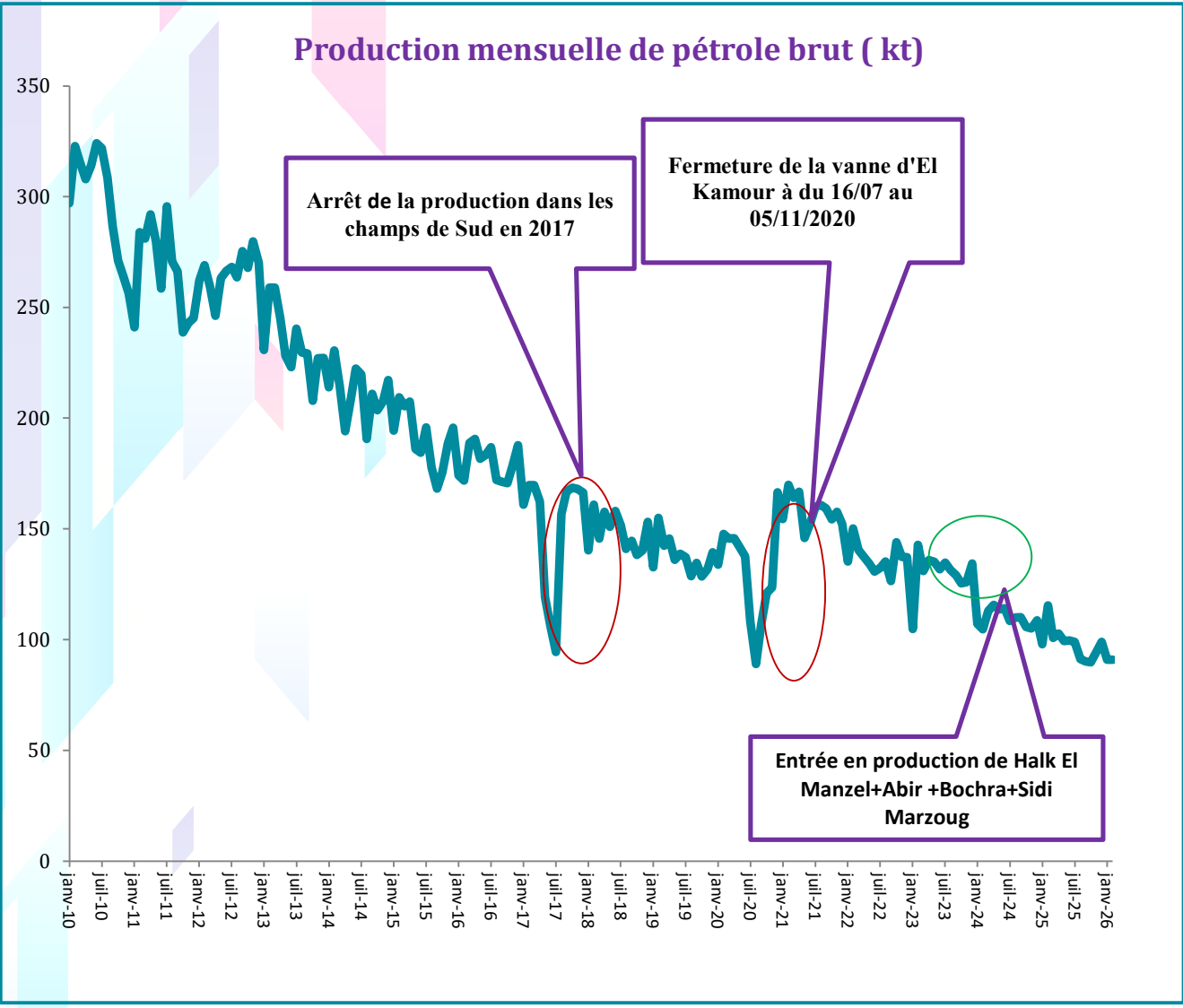
D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Sidi marzoug (**+80%**), Cercina (**+10%**), Chergui (**+84%**), Nawara (**+7%**) et Ouedzar (**+2%**).

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 **27.2** mille barils/j à fin mars **2025** à **25** mille barils/j à fin mars **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	A fin mars				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité : ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	1 922	617	473	440	-7%	-3%
Production nationale	1 129	546	289	290	0,4%	-6%
<i>Miskar</i>	294	169	78	79	1%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	180	83	47	52	9%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	111	50	21	31	44%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	144	179	38	30	-23%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	8	29	6	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	123	36	32	39	24%	1%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	35	0	13	0	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	234	0	53	60	12%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	793	71	184	151	-18%	7%
Achats	2 824	501	643	694	8%	3%
<i>Unité : ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 135	685	526	489	-7%	-3%
Production nationale	1255	606	321	322	0,4%	-6%
<i>Miskar</i>	327	188	87	88	1%	-7%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	200	92	53	58	9%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	124	56	24	34	44%	-4%
<i>Hasdrubal</i>	160	199	43	33	-23%	-15%
<i>Maamoura et Baraka</i>	9	32	7	0	-100%	-100%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	137	40	35	44	24%	1%
<i>Chalbia + Benefsej</i>	39	0	14	0	-	-
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	260	0	59	66	12%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	881	79	205	167	-18%	7%
Achats	3 137	556	715	772	8%	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

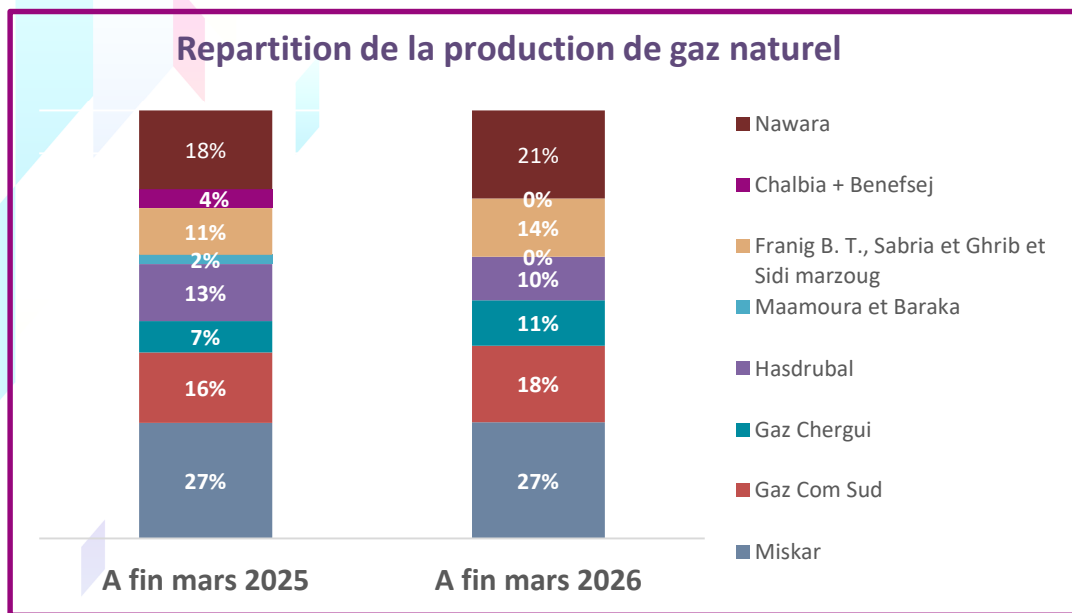
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 **440 ktep-pci**, à fin mars **2026**, enregistrant ainsi une baisse de **7%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a enregistré une quasi-stabilité.

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



Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **23%**.
- ✓ **Champs Nawara** : hausse de la production de **12%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **9%**.
- ✓ **Champ Miskar** : légère hausse de la production de **1%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **44%**.

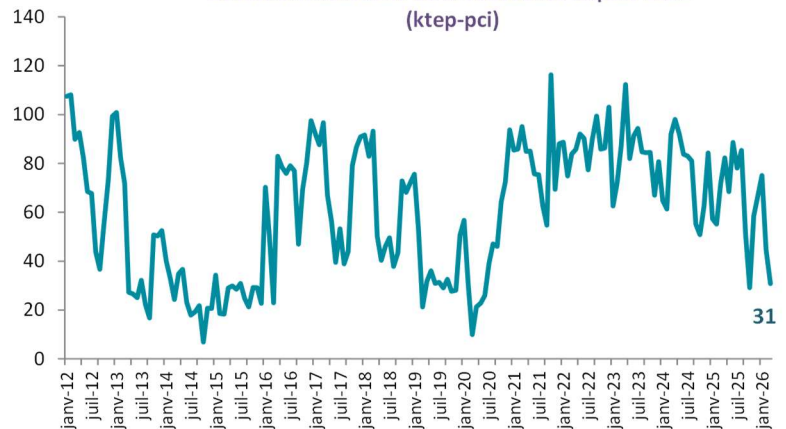
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **18%** à fin mars **2026** par rapport à fin mars **2025** en se situant à **151 ktep-pci**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG à fin mars **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.

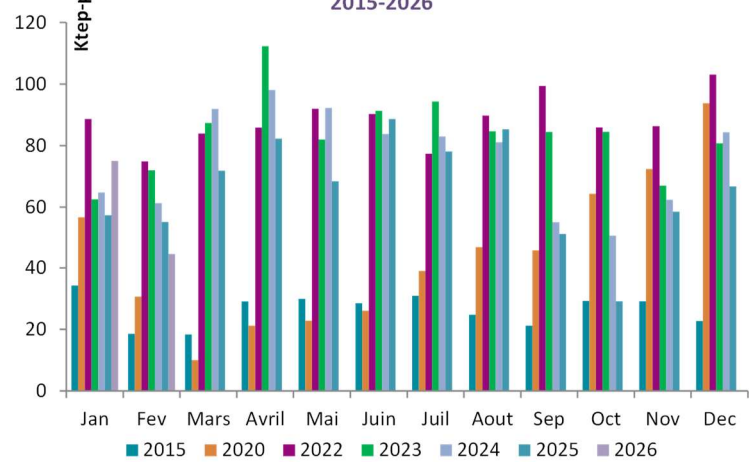
Répartition de la redevance totale



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

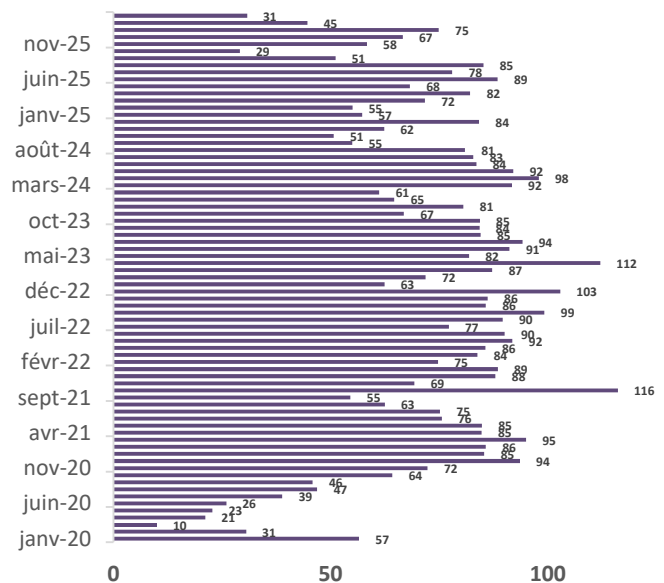


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2026



Le forfait fiscal lié au transit du gaz algérien a fortement diminué au premier semestre 2020 en raison de la baisse de la demande énergétique en Europe, notamment en Italie, dans le contexte de la pandémie de COVID-19. Une reprise progressive a toutefois été observée à partir de juillet 2020 et s'est poursuivie durant les années suivantes.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2026

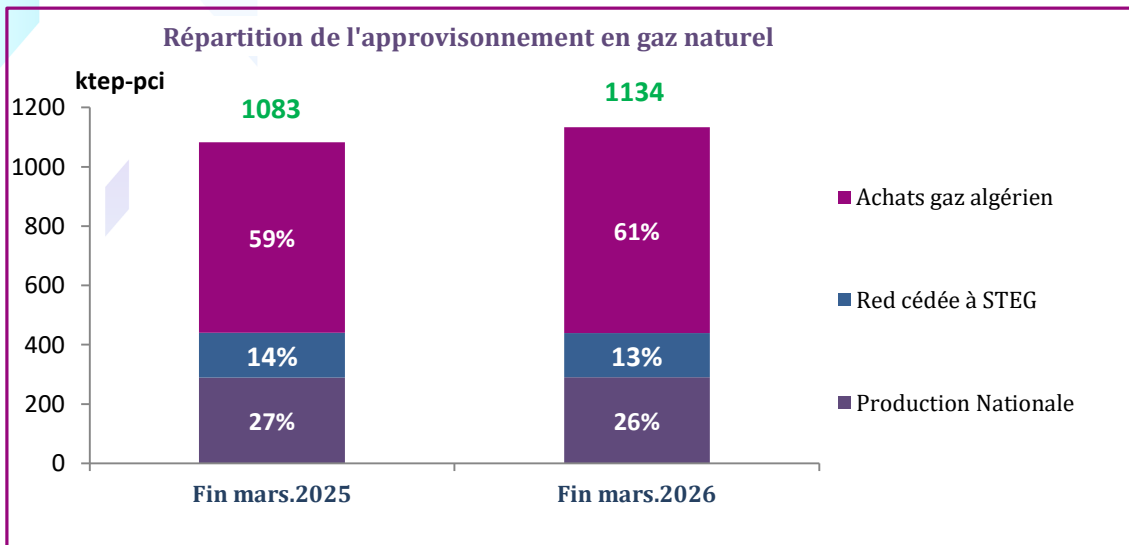


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **8%** entre fin mars **2025** et fin mars **2026**, pour se situer à **694 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **5 %** entre fin mars **2025** et fin mars **2026** pour se situer à **1134 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 **27 %** à **26%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **14%** à **13%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **59 %** à **61%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin mars			Remarques
	2025 (a)	2026 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	0	6	-	
Esence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	0	6	-	
Gasoil ordinaire	0	108	-	
Fuel oil BTS	1	102	-	
Jet	0	0	-	
Virgin Naphta	0	76	-	
White Spirit	0	4	-	
Total production STIR	1	302	-	
Taux couverture STIR (1)	0%	27%	-	(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	90	-	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

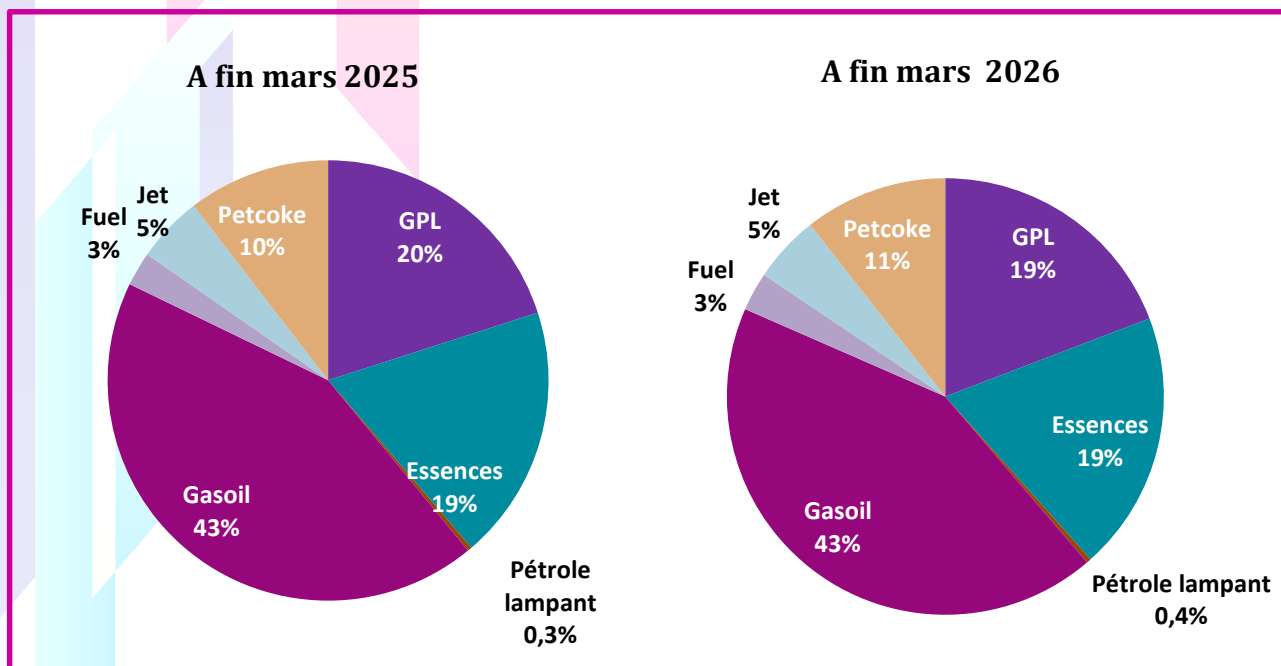
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS (*)						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2025	A fin mars			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
GPL	753	182	219	219	0,2%	2%
Essences	942	161	204	219	8%	3%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	930	161	201	216	7%	3%
<i>Essence premium</i>	13	0	2,5	3,2	28%	-
Pétrole lampant	10	18	3,60	4,00	11%	-13%
Gasoil	2 090	480	471	488	4%	0,2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 555	419	352	363	3%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	527	61	117	124	6%	7%
<i>Gasoil premium</i>	8	0	1,58	1,9	20%	-
Fuel	143	73	27	33	20%	-7%
<i>STEG & STIR</i>	23	17	0	8	-	-6,9%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	120	56	27	25	-8%	-7%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	293	47	53	57	6%	2%
Coke de pétrole	470	158	114	121	7%	-2%
Total	4702	1118	1091	1141	5%	0,2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4679	1101	1091	1133	4%	0,3%

* La consommation du mois de mars 2026 est estimée

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre fin mars 2025 et fin mars 2026, une hausse de 5%, pour atteindre 1141 ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation d'essence (+8 %), de jet d'aviation (+6 %) et de Fuel (+20%) et du gasoil (+4 %).

La structure de la consommation des produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin mars 2025 et fin mars 2026, à l'exception de quelques produits, notamment le GPL dont la part est passée de 20% à 19 % et le petcoke dont la part est passée de 10 % à 11% sur la même période.

Consommation d'hydrocarbures

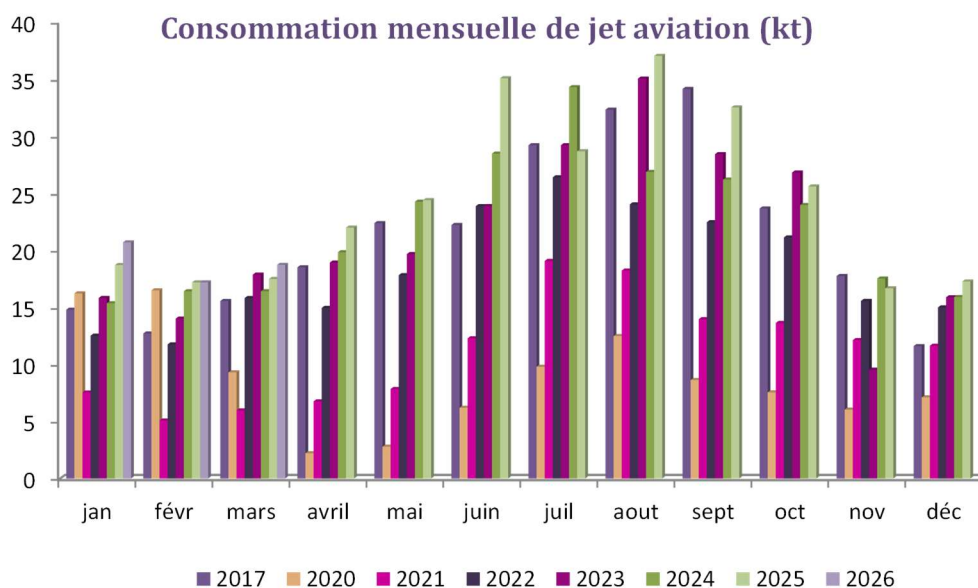


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin mars **2025** et fin mars **2026**, une hausse de **5%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre fin mars **2025** et fin mars **2026** une quasi-stabilité.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une hausse de **7%** entre fin mars **2025** et fin mars **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 **6%** à fin mars **2026** par rapport à la même période de l'année précédente.



2. Gaz Naturel

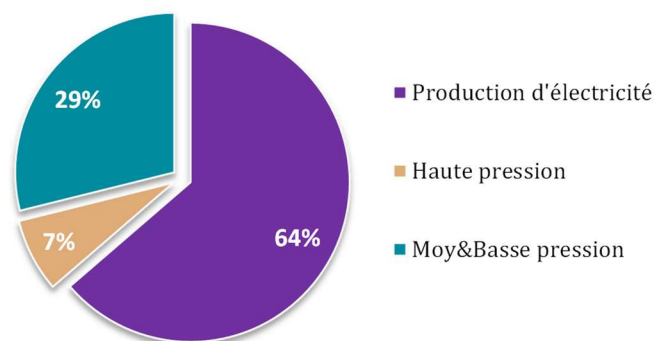
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2025	A fin mars				
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
<i>Unité: ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 886	1 099	1 081	1 131	5%	0,3%
Production d'électricité	3 542	693	673	720	7%	0,4%
Hors prod élec	1 344	406	408	411	1%	0,1%
Haute pression	339	74	88	84	-5%	1%
Moy&Basse pression	1 005	333	320	326	2%	-0,2%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 429	1 221	1 201	1 256	5%	0,3%
Production d'électricité	3 935	770	747	800	7%	0,4%
Hors prod élec	1 494	452	454	456	1%	0,1%
Haute pression	377	82	98	94	-5%	1%
Moy&Basse pression	1 117	370	355	363	2%	-0,2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de 5% entre fin mars 2025 et fin mars 2026 pour se situer à 1131 ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de 7%, celle pour la consommation finale a enregistré une légère hausse de 1%.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (64% de la demande totale à fin mars 2026), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ 93%.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une légère hausse de 1% pour se situer à 411 ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de 2% et celle des clients haute pression a enregistré une baisse de 5%.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin mars 2026



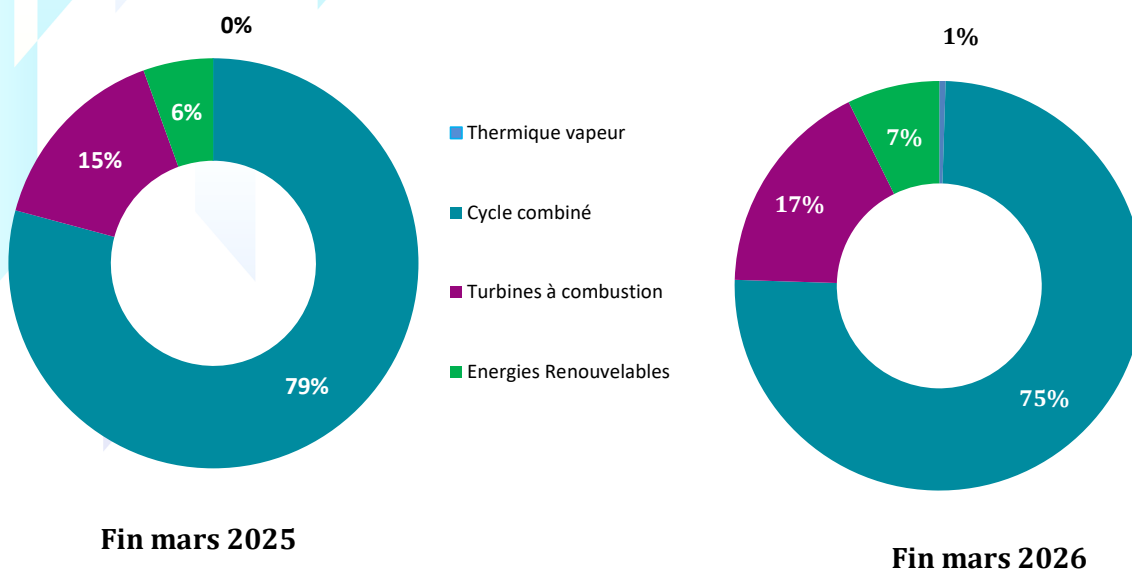
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **2%** entre fin mars **2025** et fin mars **2026** pour se situer à **195 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **5%** entre fin mars **2025** et fin mars **2026**.

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

Répartition de la production national électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2025	Mars		A fin mars	
		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	0	0	1
Nb forages dévelop.	4	1	0	2	0
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mars **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 mars 2026

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

Forage d'exploration à fin mars 2026

Forage d'un (1) puits d'exploration à fin mars 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 mars 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

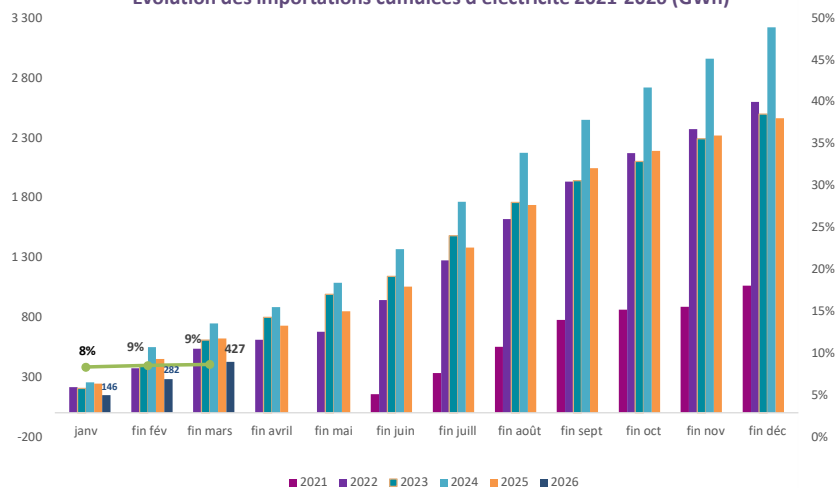
1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
<i>Unité : GWh</i>						
	Réalisé 2025	A fin mars			Var (%)	TCAM (%)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
STEG	19510	3 326	4 011	4154	4%	2%
FUEL + GASOIL	18	508	0	0	-	-100%
GAZ NATUREL	19183	2631	3919	4107	5%	4%
HYDRAULIQUE	13	22	2	1	-52%	-24%
EOLIENNE	259	165	81	38	-53%	-12%
SOLAIRE	37	0	9	8,4	-7%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	809	0	0	-	-100%
IPP Solaire⁽³⁾	82	0	7	98	1273%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire^{(1) (3)}	721	0	130	178	37%	-
ACHAT TIERS	226	22	64	64	0%	10%
PRODUCTION NATIONALE	20538	4 157	4 212	4 493	7%	1%
Echanges	-26,6	-3	10	13	-	-213%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2463	0	621	427	-31%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,3	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21810	4157	4843	4933	2%	2%

(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).
 (2) Production nationale+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol
 (3) Provisoire

La production nationale d'électricité a enregistré, à fin mars 2026, une hausse de 7% pour se situer à **4493 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **4212 GWh** à fin mars 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 mars 2026.

Evolution des importations cumulées d'électricité 2021-2026 (GWh)



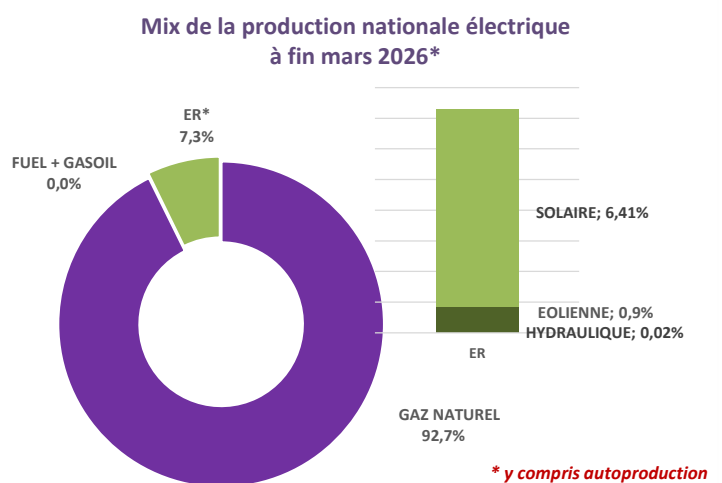
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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 **92%** de la production nationale à fin mars **2026**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **7.3%**.

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

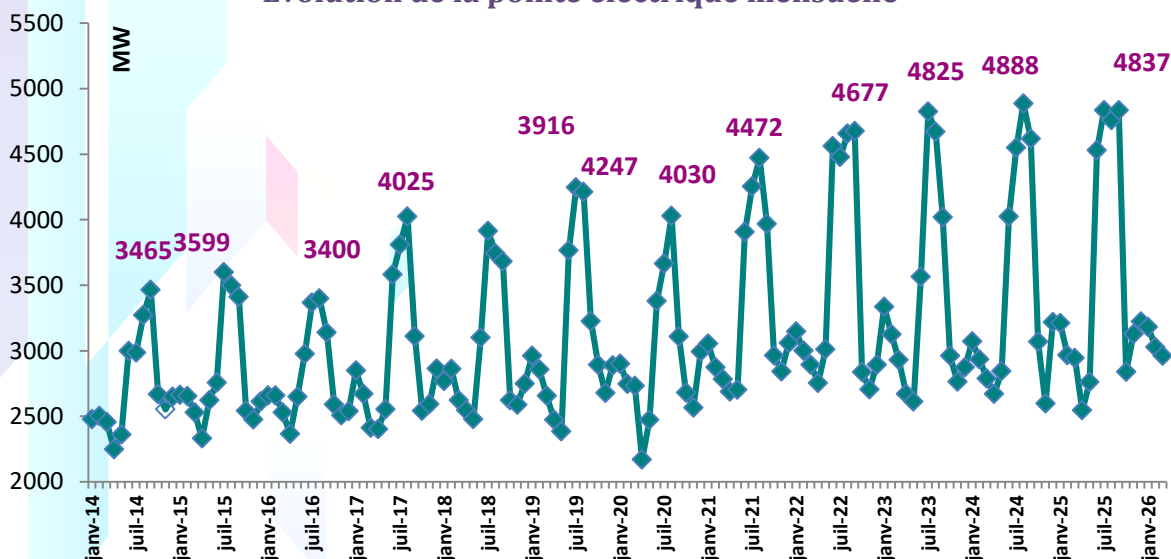


Par ailleurs, environ **455 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin mars **2026** dans le secteur résidentiel et **123 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

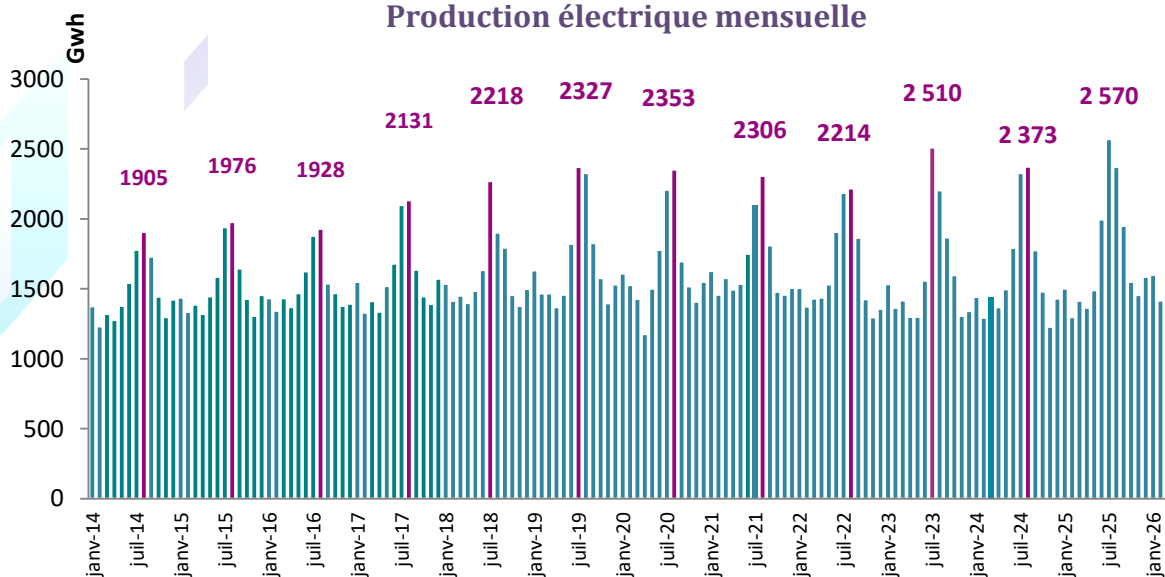
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **3182 MW** à fin mars **2026** contre **3211 MW** à fin mars **2025**.

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 mars			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2015 (a)	2025 (b)	2026 (c)		
Haute tension	1353	349	315	293	-7%	-2%
Moyenne tension	7096	1487	1524	1511	-1%	0%
Basse tension	8985	1717	2041	2100	3%	2%
TOTAL VENTES **	17434	3 552	3 880	3 905	1%	1%

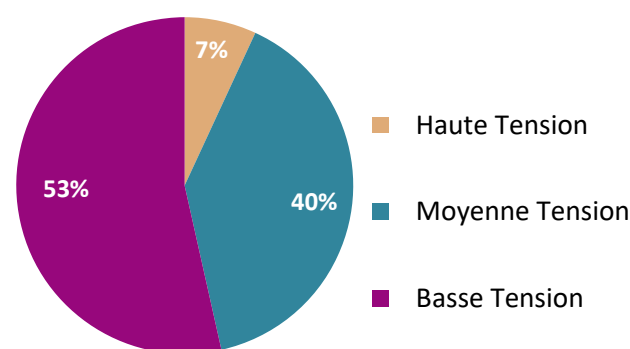
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une légère hausse de **1%** entre fin mars **2025** et fin mars **2026**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une baisse de **7%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une légère baisse de **1%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

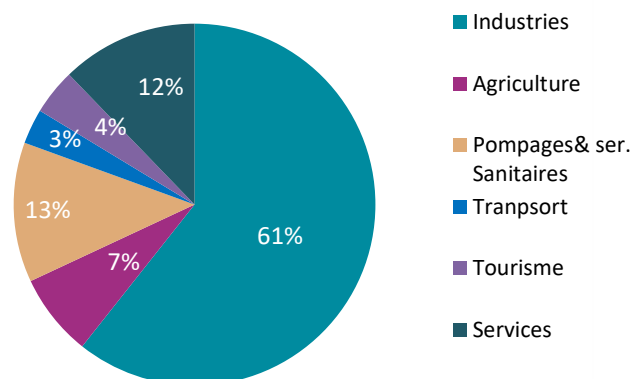
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin mars **2026**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie chimique et du pétrole (**-7%**), les ventes de l'industrie métallurgique de base (**-1%**), les industries extractives (**-3%**) et les industries des matériaux de construction (**-6%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin mars 2026



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin mars 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"> Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR.
		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>➤ Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR.</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>Attribution de deux projets d'une puissance de 100 MW chacun en janvier 2026 :</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>Validation de l'accord de projet par l'ARP et le CNRR.</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 16 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)	Lancement de l'appel à projets pour la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque (200 MW) le 15 avril 2026, dernier délai 15 juin 2026.
AUTOPRODUCTION	Basse tension	Environ 455 MW installés
	MT/HT	Mise en service des projets d'une puissance totale de 123 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)	Préparation des sites de Djebel Abderrahmen à Nabeul de 200MW , Djebel Tbagha à Kébili de 100MW à 600MW , El Guetar à Gafsa d'une puissance de 200MW et à Fériana (Kassserine) d'une puissance de 100MW pour le lancement de la compagnie de mesure de vent .
		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 à El fahs en janvier 2026.

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