

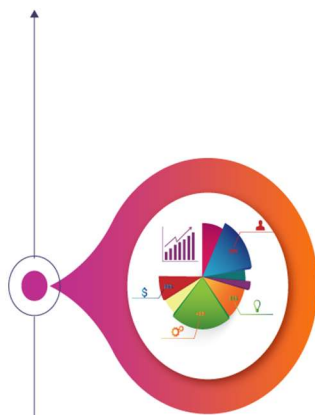
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Décembre 2025



Sommaire



Bilan et Economie d'Energie

- 1- Bilan d'énergie primaire
- 2- Echanges commerciaux
- 3- Prix de l'énergie



Hydrocarbures

- 1-Production d'hydrocarbures
- 2-Consommation d'hydrocarbures
- 3-Exploration et Développement



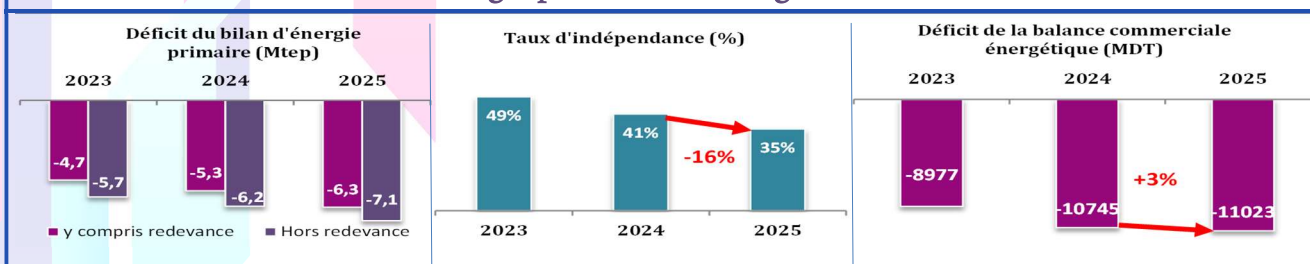
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

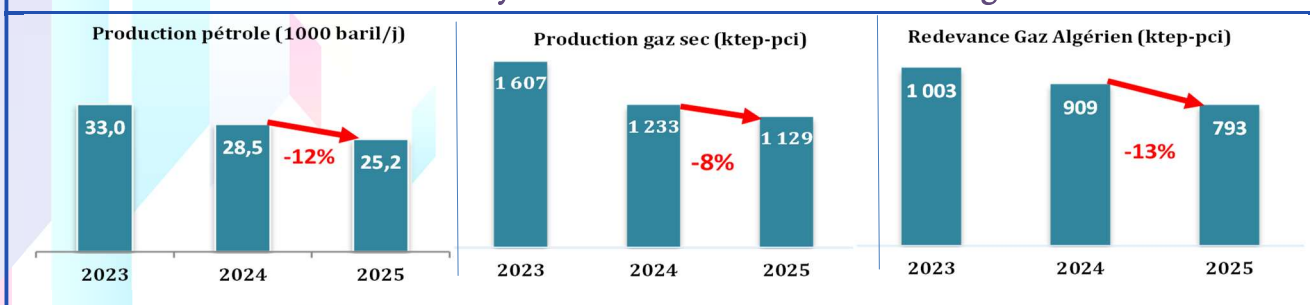
Date de la publication : 11 février 2026

Faits marquants de l'année 2025

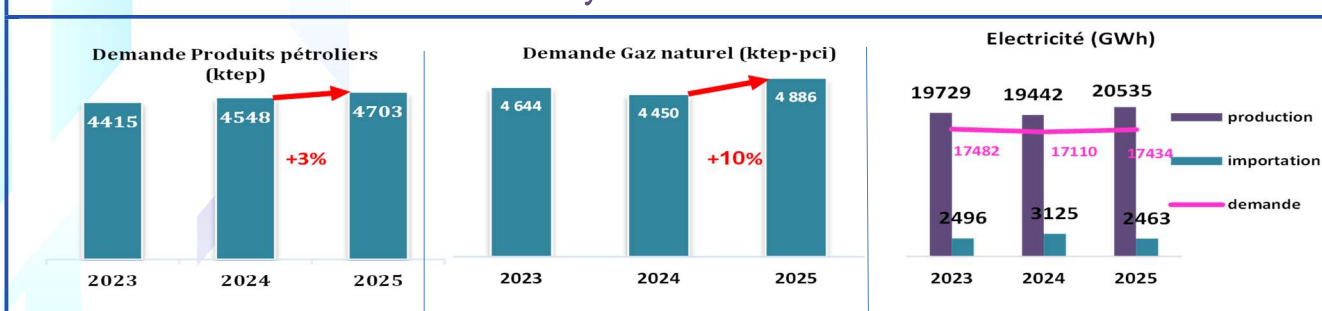
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



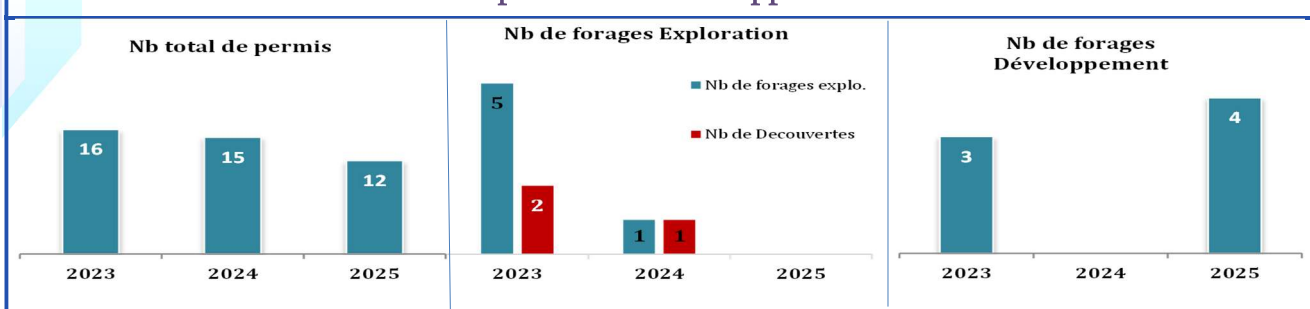
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



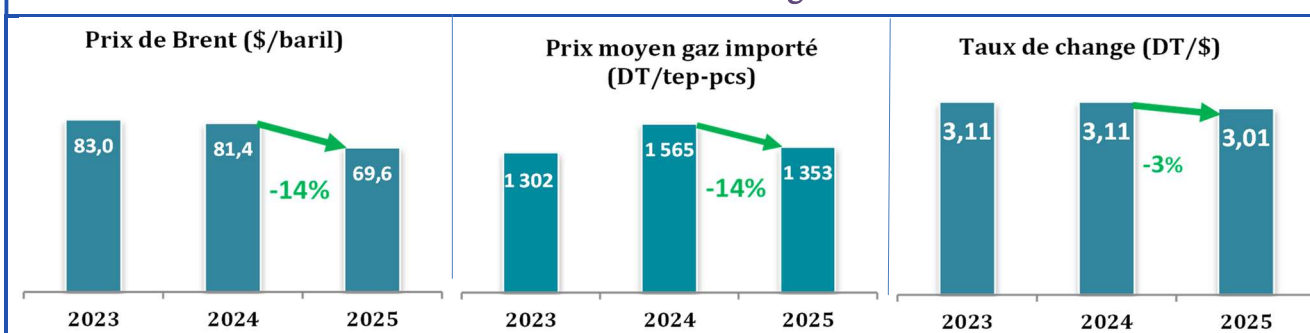
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE						
Unité: ktep-pci						
	Réalisé en 2024	A fin décembre			Var (%)	TCAM (%)
		2015	2024	2025		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3751	5219	3751	3378	-10%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	2394	1390	1231	-11%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	233	135	130	-4%	-6%
Gaz naturel	2142	2548	2142	1922	-10%	-3%
Production	1233	2231	1233	1129	-8%	-7%
Redevance	909	317	909	793	-13%	10%
Elec primaire	84	45	84	95	13%	8%
DEMANDE	9083	8916	9083	9684	7%	1%
Produits pétroliers	4548	4571	4548	4703	3%	0,3%
Gaz naturel	4450	4300	4450	4886	10%	1%
Elec primaire	84	45	84	95	13%	8%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5332	-3697	-5332	-6305		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6240	-4013	-6240	-7098		
Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)						
Le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)						
Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-méditerranéen.						
(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes (provisoire)						
(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes						
(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale						
(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales						
(*) Données provisoires pour le mois de décembre 2025						

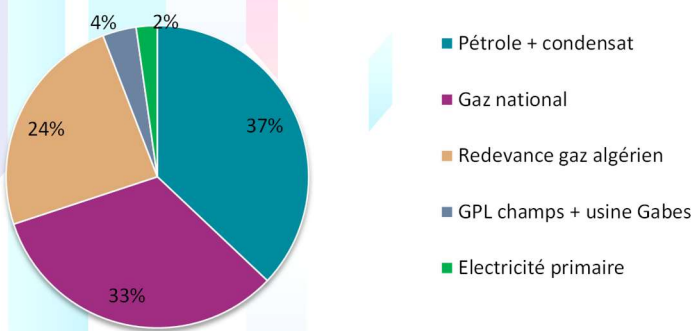
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 3.4 Mtep en 2025, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de 10%. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de 69% de la totalité des ressources d'énergie primaire.

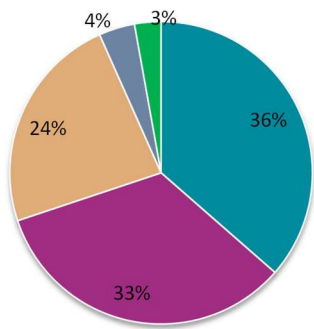
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que 3% des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 13% en 2025 par rapport à 2024.**

Répartition des ressources en énergie primaire en 2024



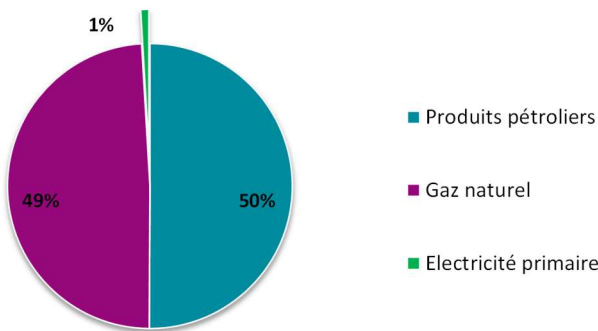
Répartition des ressources en énergie primaire en 2025



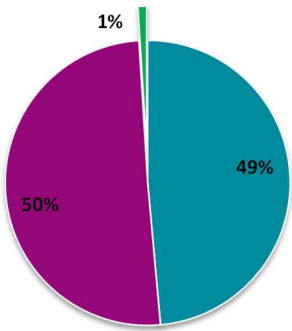
La demande d'énergie primaire a enregistré entre **2025 et 2024** une hausse de **7%**: la demande du gaz naturel a augmenté de **10%**, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de **3%** et la production d'électricité à partir des sources renouvelables a augmenté de **13%**.

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 **50%** en **2024** à **49%** durant **2025**. La part du gaz naturel a augmenté, par contre, de **49 %** en **2024** à **50%** en **2025**.

Répartition de la demande en énergie primaire en 2024



Répartition de la demande en énergie primaire en 2025



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en **2025, un déficit de 6.3 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **18%** par rapport à **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **35%** en **2025** contre **41%** en **2024**.

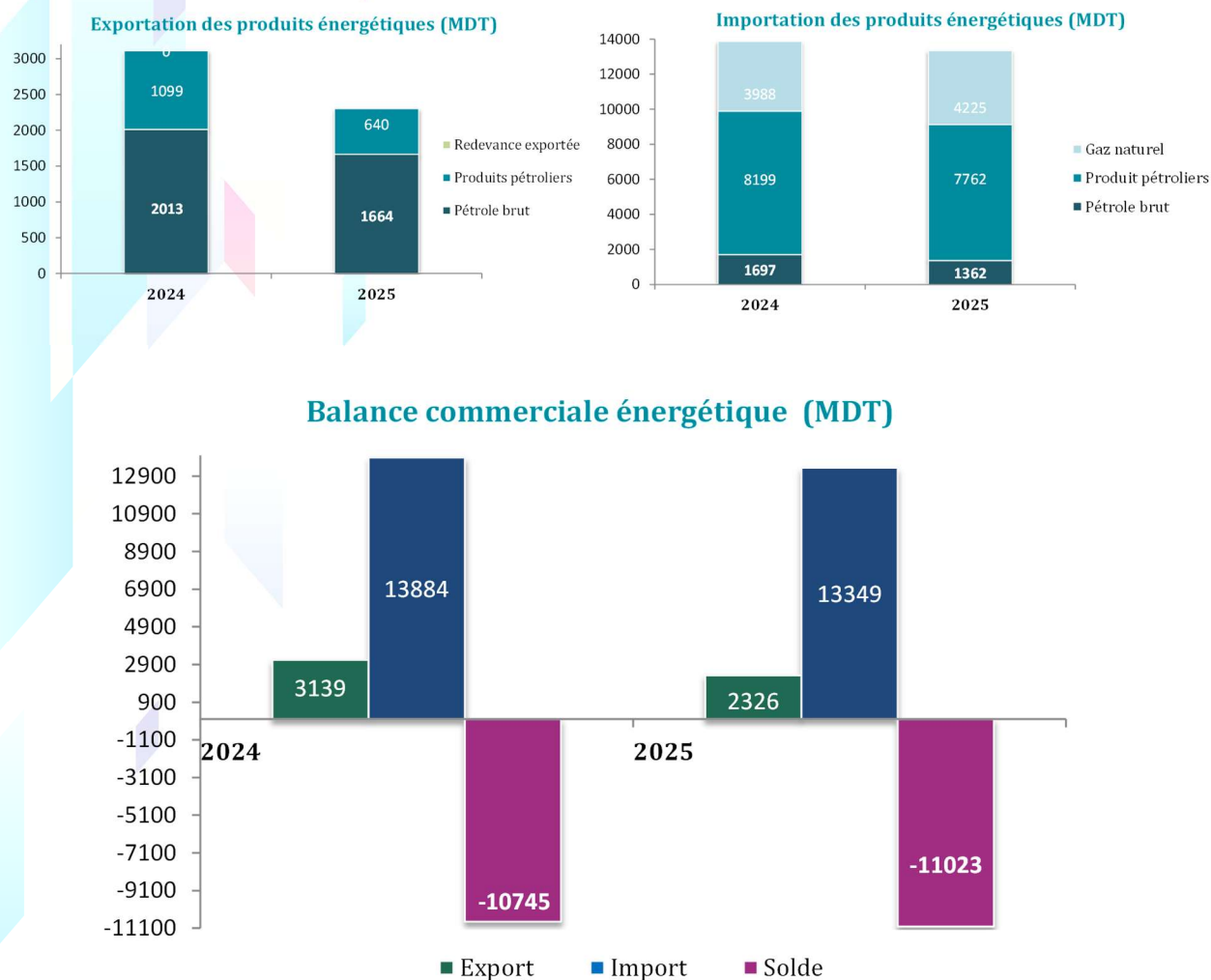
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **27%** en **2025** contre **31%** durant **2024**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin décembre			A fin décembre			A fin décembre		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾				1755	1554	-11%	3139	2326	-26%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾	1098	1048	-5%	1124	1072	-5%	2013	1664	-17%
ETAP	665	752	13%	681	769	13%	1275	1074	-16%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	432	295	-32%	443	303	-32%	738	589	-20%
GPL Champs	17	17	2%	19	19	2%	27	23	-15%
ETAP	17,1	17,4	2%	18,9	19,2	2%	27	23	-15%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	593	457	-23%	601	462	-23%	1099	640	-42%
Fuel oil (BTS)	312	256	-18%	306	250	-18%	560	327	-42%
Virgin naphta	280	201	-28%	296	212	-28%	538	313	-42%
Pétrole	11	0,00	-	11	0	-	11	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	0	-	0	0	-
IMPORTATIONS				7894	8605	9%	13884	13349	-4%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	754	806	7%	775	827	7%	1697	1362	-20%
PRODUITS PETROLIERS	3915	4158	6%	3920	4161	6%	8199	7762	-5%
GPL	543	565	4%	600	625	4%	1019	1065	5%
Gasoil ordinaire	1041	1222	17%	1070	1255	17%	2426	2556	5%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	508	512	1%	522	526	1%	1222	1075	-12%
Jet	256	290	13%	265	300	13%	677	647	-4%
Essence Sans Pb	860	821	-5%	899	858	-5%	2258	1822	-19%
Fuel oil (HTS)	121	126	4%	119	123	4%	187	170	-9%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	584	622	6%	445	474	6%	410	428	5%
GAZ NATUREL				3199	3616	13%	3988	4225	6%
Redevance totale ⁽²⁾				909	793	-13%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2290	2824	23%	3988	4225	6%
(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 regularisation. (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 pour 2024 et 2025									

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

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **26%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **4%**. Le déficit de la balance

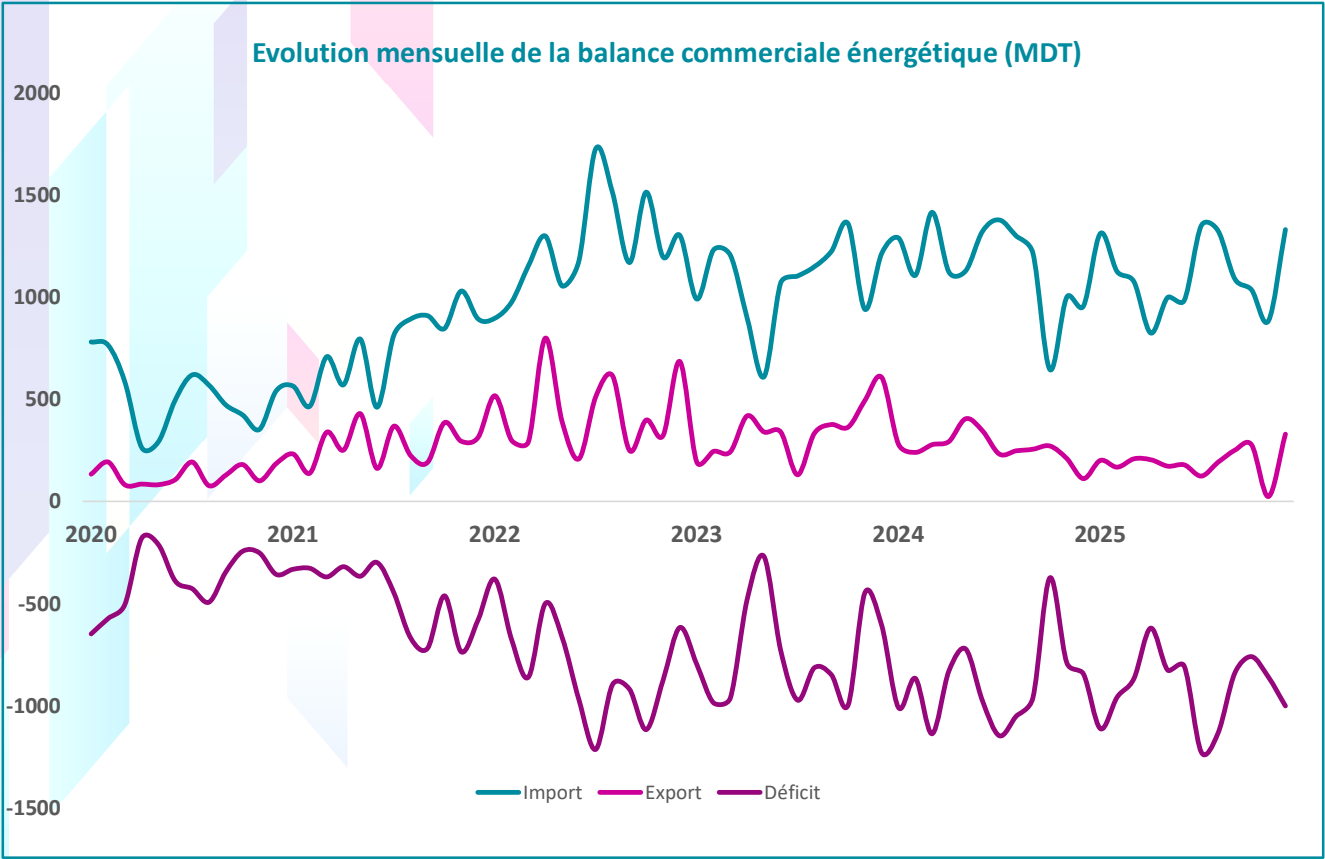
commerciale énergétique est passé de **10745 MDT** en **2024** à **11023 MDT** en **2025**, soit une hausse de **3%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



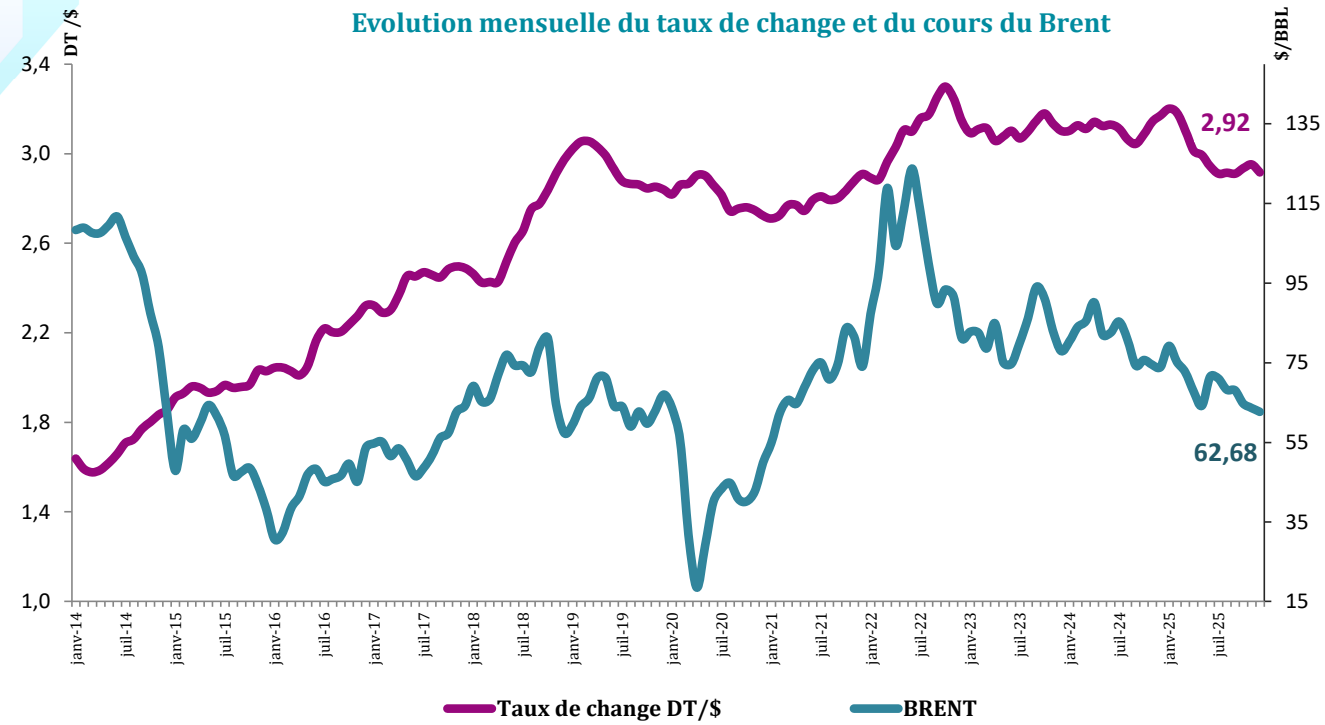
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

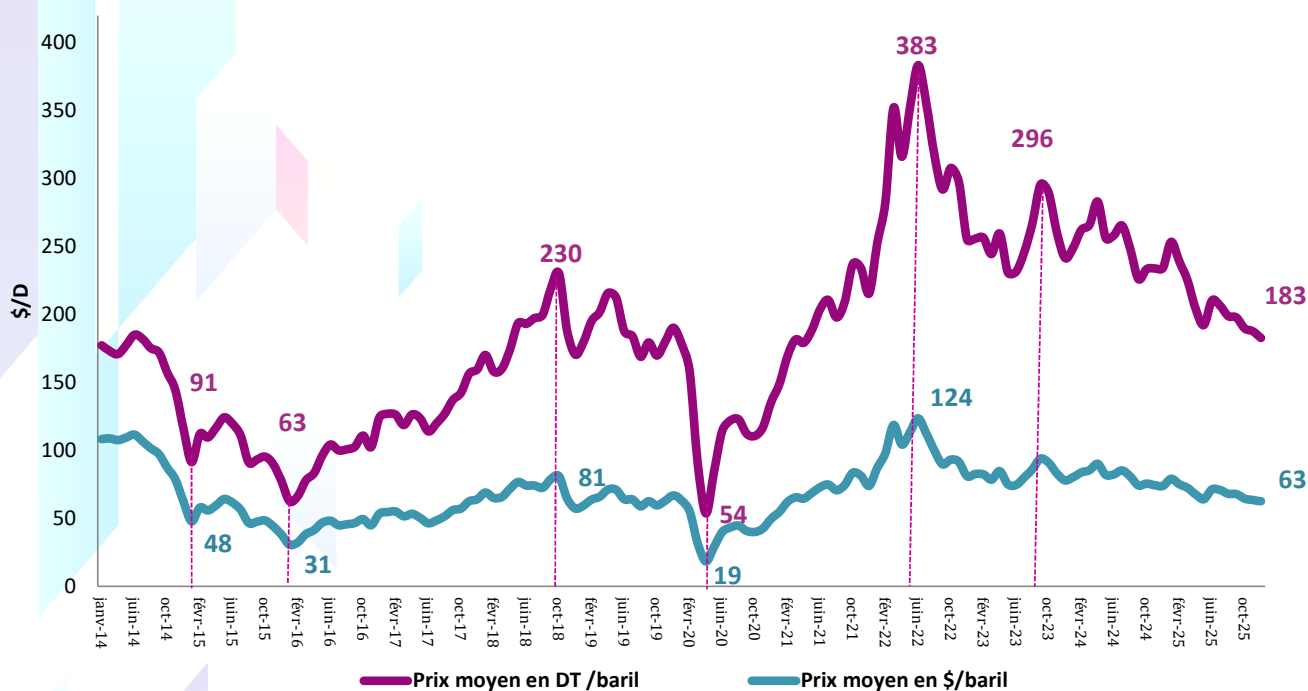


En effet, au cours du mois de décembre **2025**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **11\$/bbl** par rapport au mois de décembre **2024** : **73.9\$/bbl** en décembre **2024** contre **62.7 \$/bbl** en décembre **2025** et **63.7\$/bbl** courant le mois de novembre **2025**.



Au cours de la même période, le taux de change du dinar tunisien par rapport au dollar a enregistré une baisse de **8%** 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

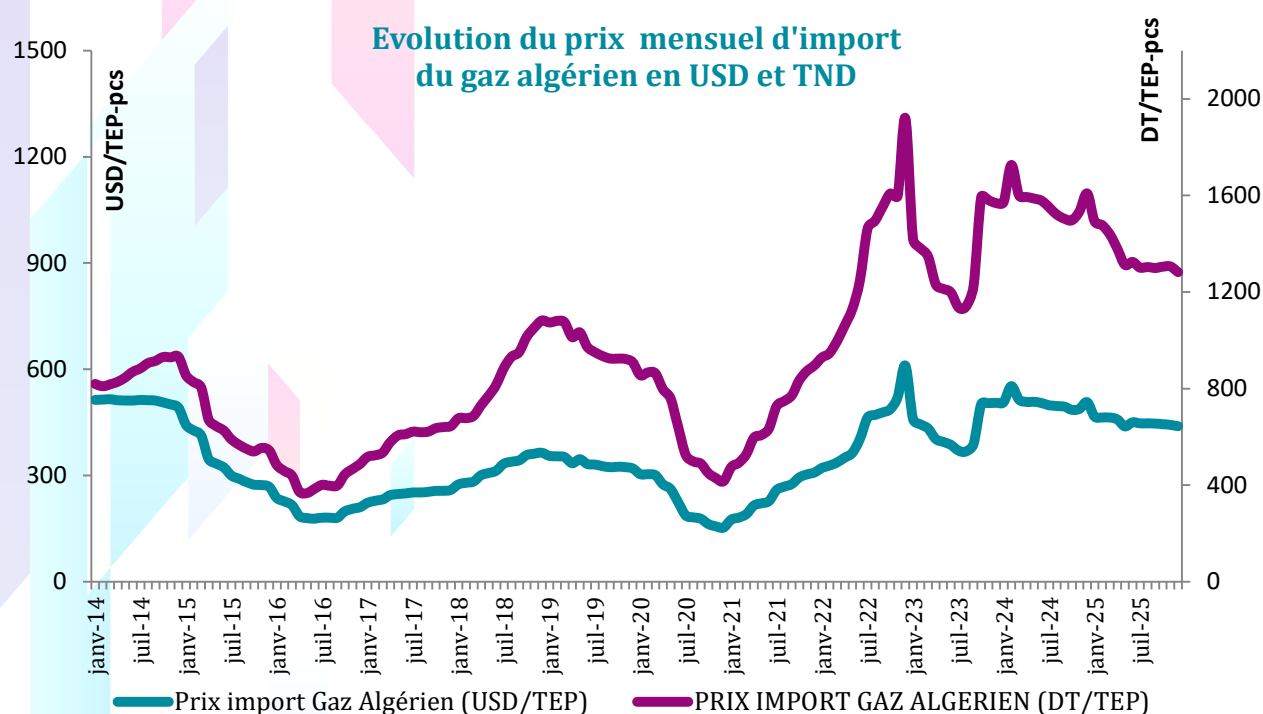


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+) Entre **2024** et **2025**, le cours moyen mensuel du Brent a enregistré une diminution de **14%** : **80.8\$/bbl** contre **69.1\$/bbl**.

(+) Une amélioration de la valeur moyenne mensuelle du dinar tunisien face au dollar US entre **2024** et **2025** de **4%**. La valeur du dinar tunisien est passée sous le seuil de trois dollars depuis plusieurs mois, atteignant **2,92** en décembre **2025**.

(++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **14%** en DT et de **11%** en \$ entre **2024** et **2025**.



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

(+) Les importations des produits pétroliers en **2025** ont diminué par rapport à **2024** de **5%** en valeur.

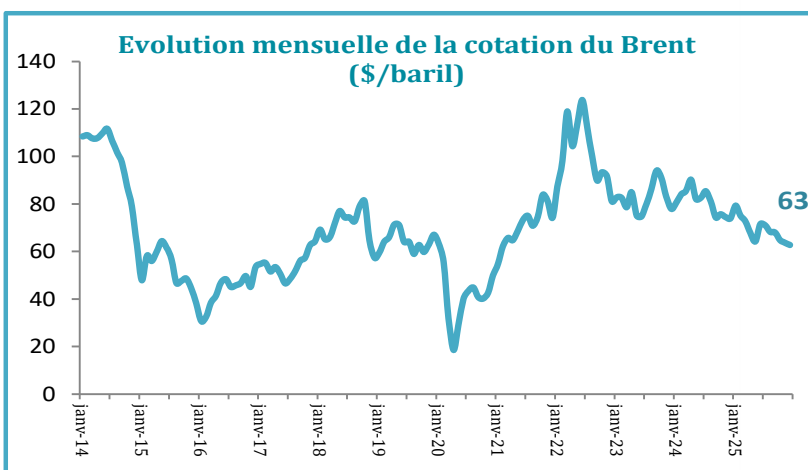
(+) Les importations de pétrole brut ont augmenté de **7%** en volume, tandis qu'elles ont enregistré une baisse de **20 %** en valeur en **2025** par rapport à **2024**.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers de **23%** en quantité et de **42%** en valeur (Arrêt de l'unité de la STIR de janvier à avril **2025**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

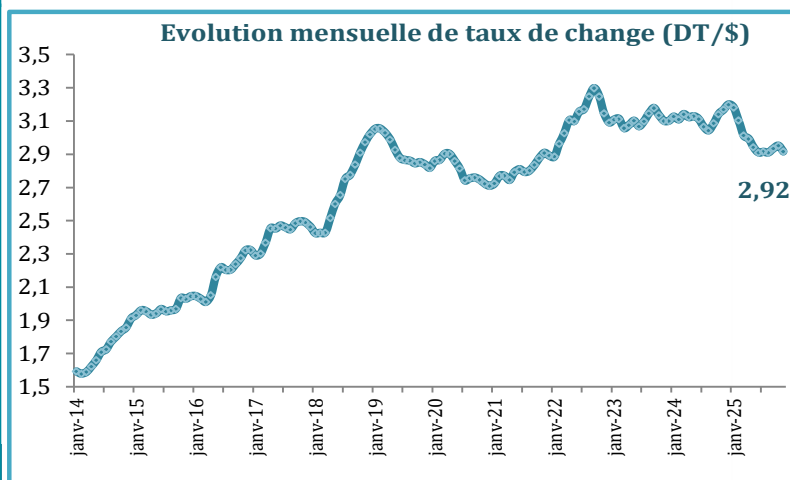
	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05	64,22	-22%
Juin	82,61	71,46	-13%
Juillet	85,3	70,99	-17%
Août	80,9	68,2	-16%
Septembre	74,3	68,02	-8%
Octobre	75,7	64,73	-14%
Novembre	74,5	63,7	-15%
Décembre	73,9	62,7	-15%
Prix annuel moyen	80,8	69,1	-14%



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	3,10	3,20	3%
Février	3,13	3,18	2%
Mars	3,11	3,10	-0,2%
Avril	3,14	3,01	-4%
Mai	3,12	2,99	-4%
Juin	3,13	2,94	-6%
Juillet	3,11	2,91	-7%
Aout	3,07	2,91	-5%
Septembre	3,04	2,91	-4%
Octobre	3,09	2,93	-5%
Novembre	3,14	2,95	-6%
Décembre	3,17	2,92	-8%
Taux annuel moyen	3,11	3,00	-4%



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

Pétrole Brut ⁽¹⁾	A fin décembre 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	223	75,69
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	201	67,04

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

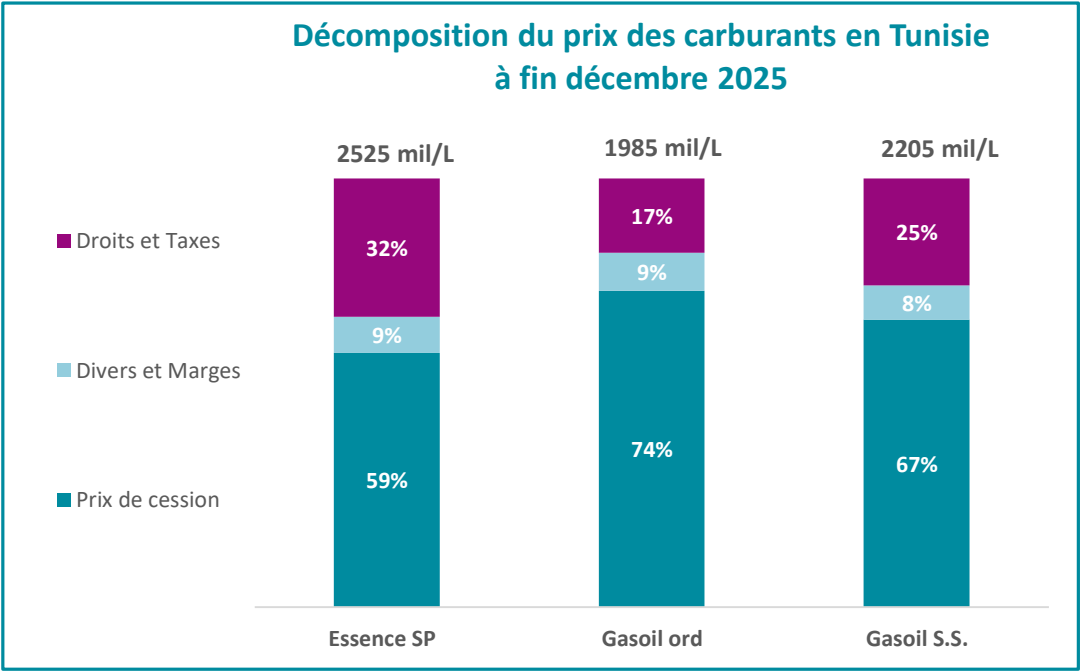
PRODUITS PETROLIERS	A fin décembre 2025					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1711	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1765	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1771	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1349	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1886	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,52	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 décembre 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1347
	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

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

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.

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS^(*)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2024	A fin décembre		
		2024	2025	Var (%)
El borma	175	175	166	-5%
Ashtart	137	137	93	-32%
Hasdrubal	67	67	65	-4%
Adam	106	106	89	-16%
M.L.D	47	47	46	-2%
El Hajeb/Guebiba	88	88	77	-13%
Cherouq	43	43	41	-5%
Miskar	44	44	37	-15%
Cercina	68	68	70	3%
Barka	21	21	3	-87%
Franig/Bag/Tarfa	33	33	25	-24%
Ouedzar	37	37	37	-1%
Gherib	57	57	45	-21%
Nawara	73	73	45	-38%
Halk el Manzel	51	51	46	-10%
Autres	294	294	299	2%
TOTAL pétrole (kt)	1 342	1 342	1 184	-12%
TOTAL pétrole (ktep)	1 374	1 374	1 212	-12%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 357	1 357	1 202	-11%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 390	1 390	1 231	-11%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	123	123	118	-4%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	135	135	130	-4%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 480	1 480	1 321	-11%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 525	1 525	1 361	-11%

* La production du mois de décembre 2025 est estimée

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1184 kt** à en **2025** enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à **2024**. Cette baisse a touché la plupart des champs à savoir à savoir

Ashtart (-32%), Nawara (-38%), Barka (-87%), Adam (-16%), Gherib (-21%), El Hajeb/Guebiba (-13%), El borma(-5%), Franig/Bag/Tarfa (-24%) et Halk el Manzel (-10%).

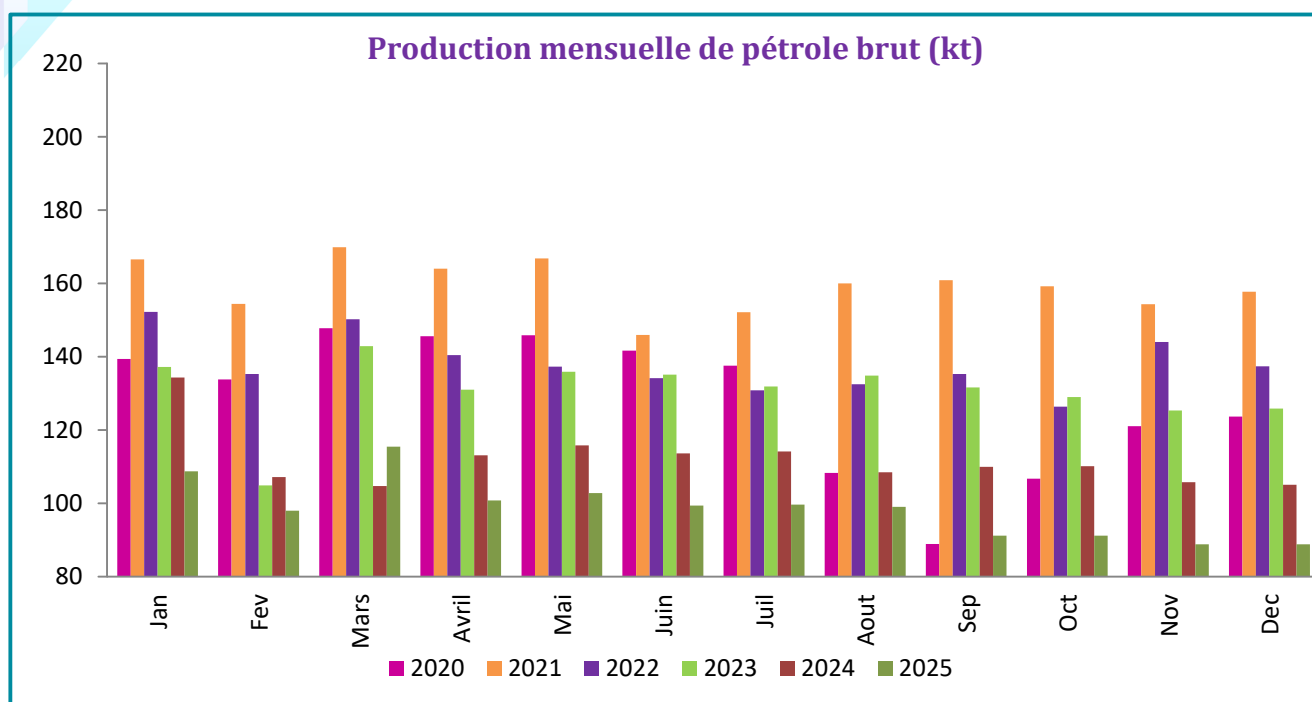
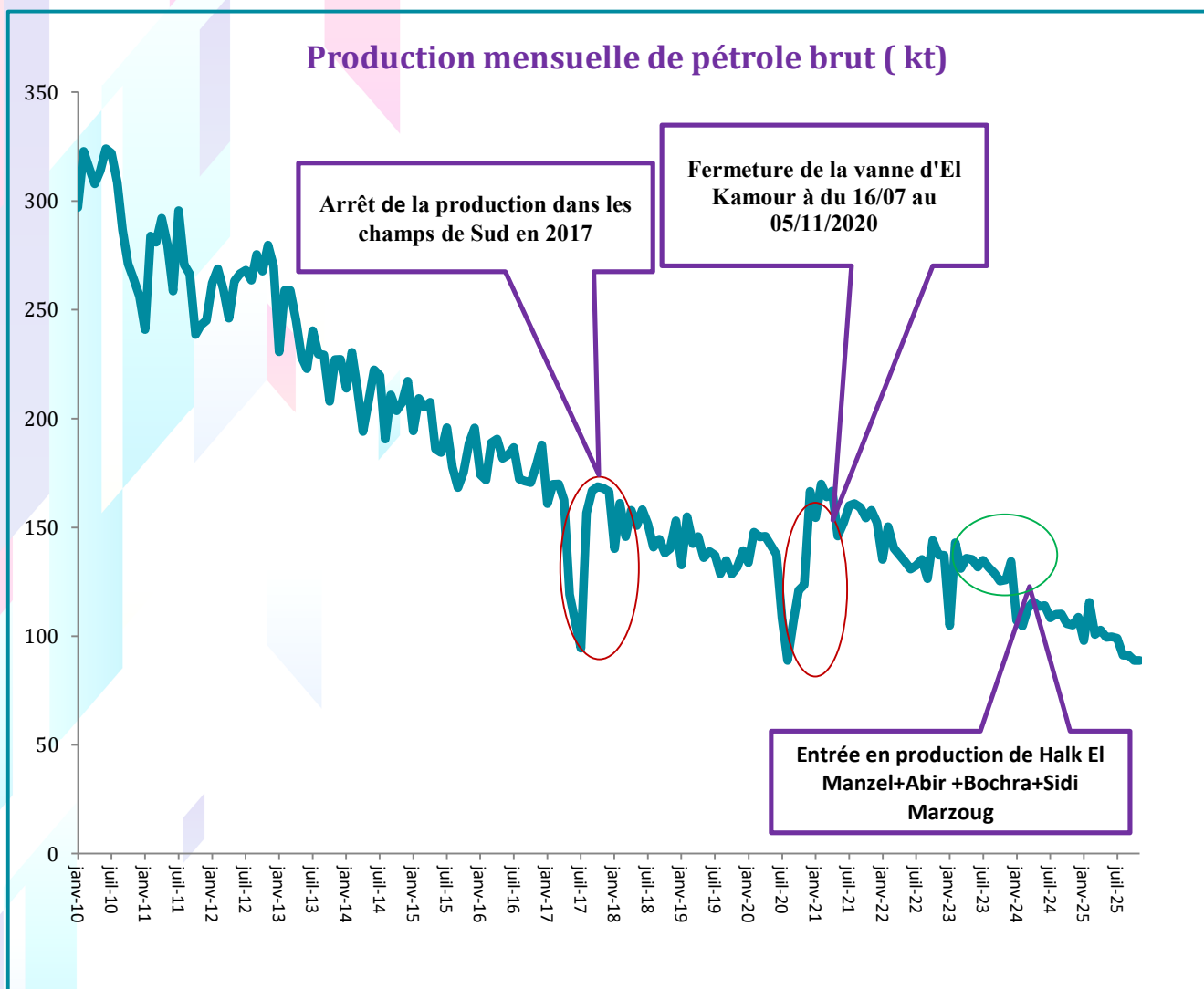
D'autres champs ont enregistré, cependant, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+16%), Gremda/El Ain (+467%), D.S.T (+29%), Cercina (+3%) et Bir Ben Tartar (+2%).

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
- **Concession Ashtart**: Arrêt de production entre le **27 juin 2025** et **8 juillet 2025** pour des travaux de maintenance
- **Concession Nawara**: Reprise de la production le **15 Mai 2025** après un arrêt de la production (Shut down) depuis le **03 Mai 2025** pour des travaux de maintenance
- **Concession Benefsej Sud**: Remise en production le **03 février 2025**

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **28.5** mille barils/j en **2024** à **25.2** mille barils/j en **2025**.

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

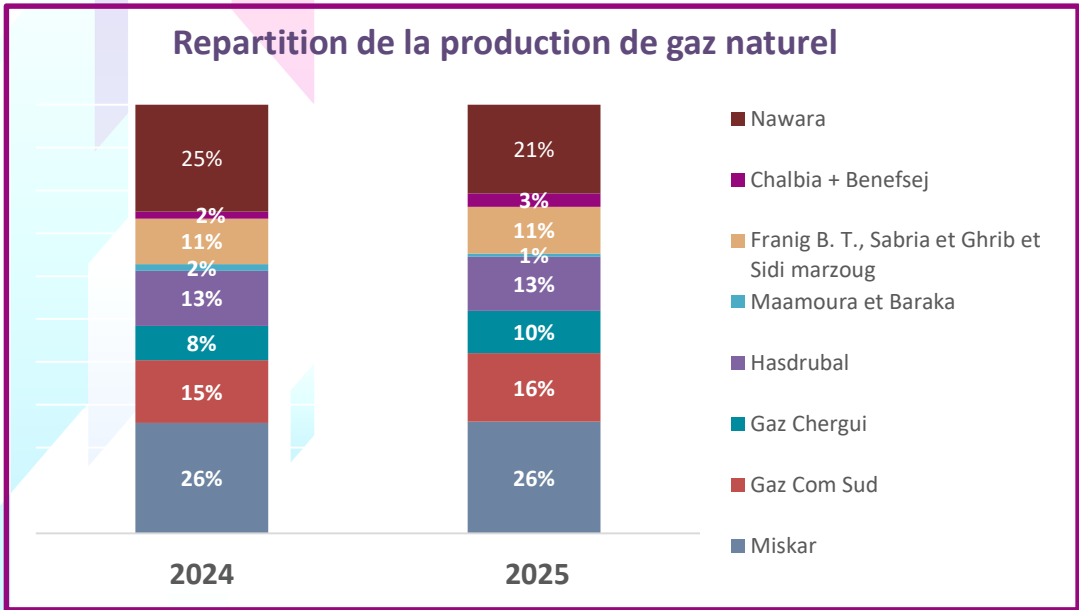


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin décembre				
		2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 142	2 548	2 142	1 922	-10%	-3%
Production nationale	1 233	2 231	1 233	1 129	-8%	-7%
Miskar	317	713	317	294	-7%	-8%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	181	321	181	180	-0,5%	-6%
Gaz Chergui	98	241	98	111	13%	-7%
Hasdrubal	159	703	159	144	-9%	-15%
Maamoura et Baraka	19	102	19	8	-56%	-22%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	131	151	131	123	-6%	-2,1%
Chalbia + Benefsej	21	0	21	35	70%	-
Nawara ⁽⁴⁾	307	0	307	234	-24%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	909	317	909	793	-13%	10%
Achats	2 290	2 212	2 290	2 824	23%	2%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 380	2 831	2 380	2 135	-10%	-3%
Production nationale	1370	2479	1370	1255	-8%	-7%
Miskar	353	792	353	327	-7%	-8%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	201	357	201	200	-0,5%	-6%
Gaz Chergui	109	267	109	124	13%	-7%
Hasdrubal	176	781	176	160	-9%	-15%
Maamoura et Baraka	22	114	22	9	-56%	-22%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	145	168	145	137	-6%	-2,1%
Chalbia + Benefsej	23	0	23	39	70%	-
Nawara ⁽⁴⁾	341	0	341	260	-24%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1010	352	1010	881	-13%	10%
Achats	2 544	2 458	2 544	3 137	23%	2%
(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 regularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1922** ktep-pci, en **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à l'année précédente. **La production nationale du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **8%**.

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

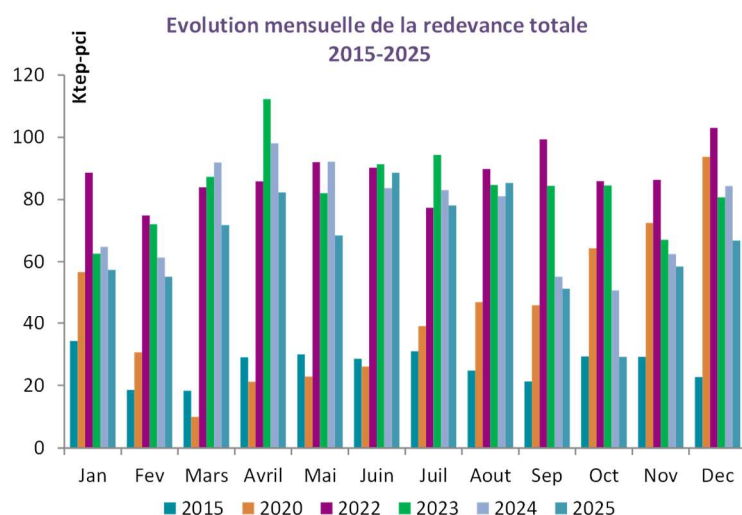
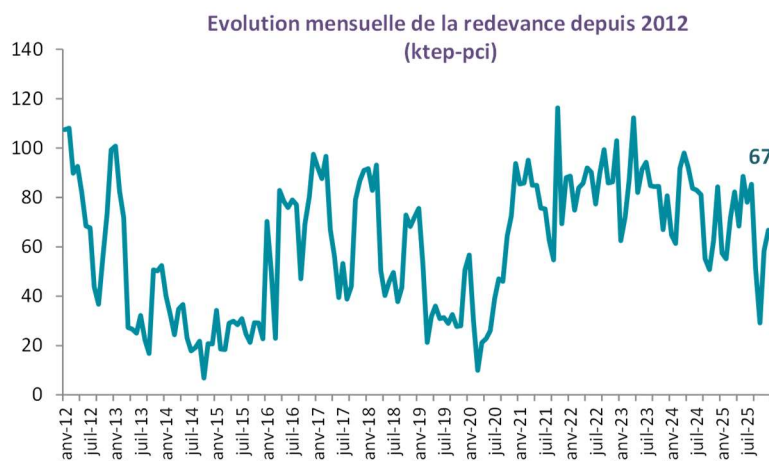
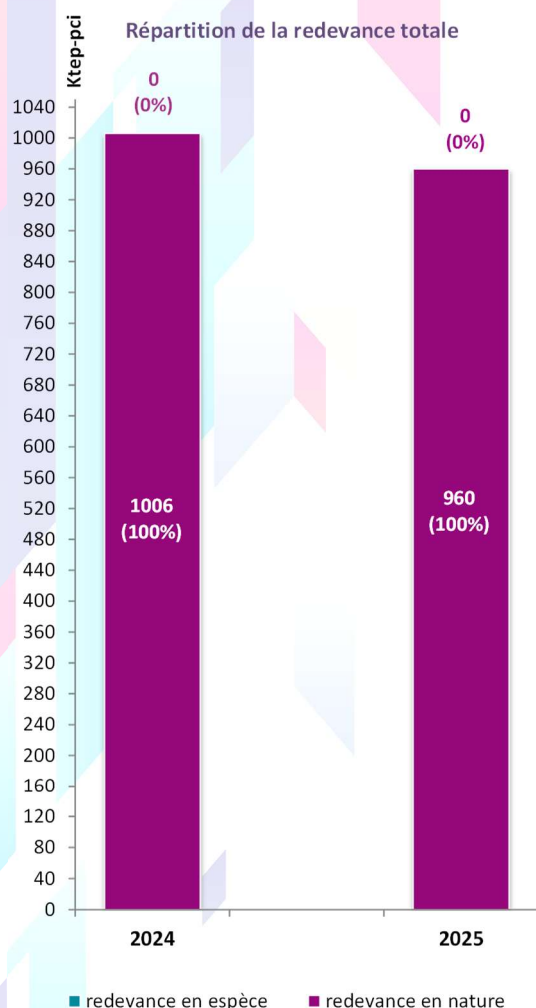


Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **9%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **24%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : Une quasi-stabilité de la production.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **7%**.
- ✓ **Champ chergui** : hausse de la production de **13%**.

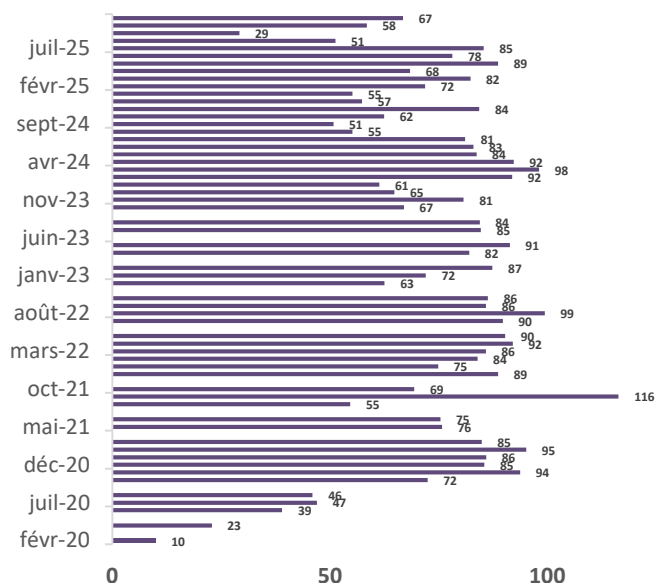
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **13%** en **2025** par rapport à **2024** en se situant à **793 ktep-pci**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la quantité totale est cédée à la STEG en **2025**.

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 Algérie (ktep-pci)
Année 2020-2025**

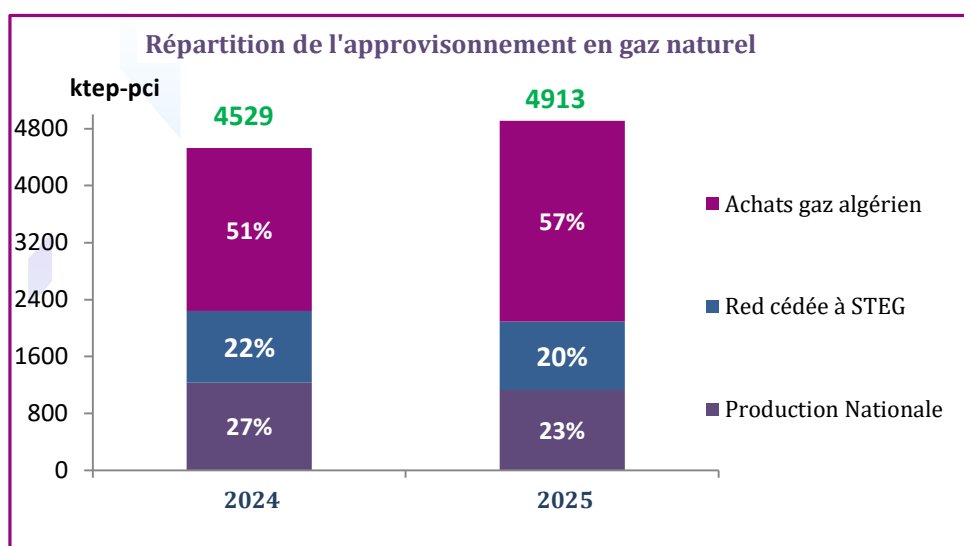


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **23%**, entre **2024** et **2025**, pour se situer à **2824 ktep-pci**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **8 %** entre **2024** et **2025** pour se situer à **4913 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 **23%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **22%** à **20%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **51 %** à **57%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin décembre			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	21	16	-20%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	14	15	4%	
Gasoil ordinaire	477	356	-25%	
Fuel oil BTS	338	277	-18%	
Virgin Naphta	291	215	-26%	
White Spirit	10	8	-21%	
Total production STIR	1151	887	-23%	
Taux couverture STIR (1)	25%	19%	-25%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	11%	8%	-27%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	303	237	-22%	Arrêt technique de 01/11/2024 à 04/05/2025
Jours de fonctionnement du Platforming	0	0	-	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

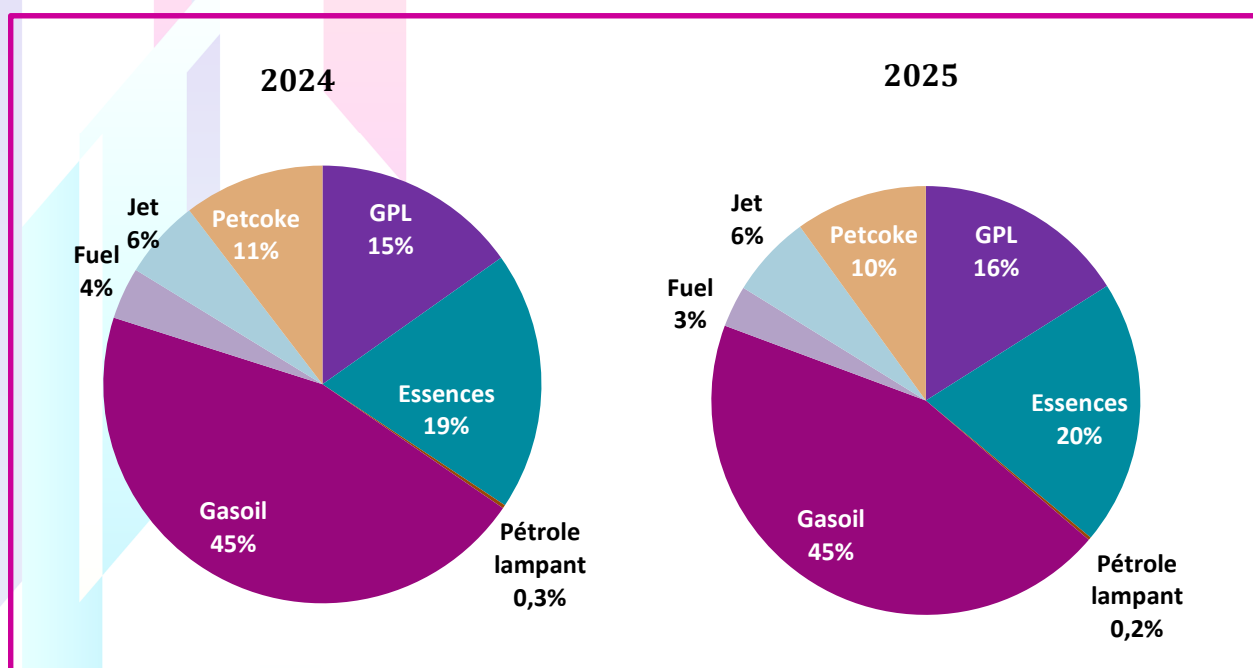
La STIR est à l'arrêt de janvier à avril 2025 pour des opérations de maintenance. Depuis mai 2025, l'unité de Topping a repris sa production.

1. Produits pétroliers

CONSUMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	A fin décembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	587	690	753	9%	3%
Essences	870	612	870	941	8%	4%
Essence Super	0	0	0	0	-	-
Essence Sans Pb	859	612	859	928	8%	4%
Essence premium	11	0	11,2	13	15%	-
Pétrole lampant	12	52	11,9	10,6	-11%	-15%
Gasoil	2 063	1991	2063	2088	1%	0,5%
Gasoil ordinaire	1 584	1712	1584	1553	-2%	-1%
Gasoil SS	472	279	472	527	12%	7%
Gasoil premium	7	0	6,57	8,08	23%	-
Fuel	175	280	175	147	-16%	-6%
STEG & STIR	30	34	30	23	-23%	-4%
Hors (STEG & STIR)	145	247	145	125	-14%	-7%
Fuel gaz (STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	266	212	266	293	10%	3%
Coke de pétrole	473	621	473	470	-1%	-3%
Total	4548	4356	4548	4703	3%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4519	4322	4519	4680	4%	1%

La demande nationale de produits pétroliers a enregistré, entre **2024** et **2025**, une hausse de **3%**, pour atteindre **4703** ktep. Cette évolution résulte notamment d'une augmentation de la consommation d'essence (+**8** %) et de jet d'aviation (+**10** %). En revanche, la demande de fuel a reculé de **16** %, 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 **2024** et **2025**, à l'exception de quelques produits, notamment les essences dont la part est passée de **19%** à **20** %, le petcoke dont la part est passée de **11** % à **10**% et le fuel de **4**% à **3**% sur la même période.

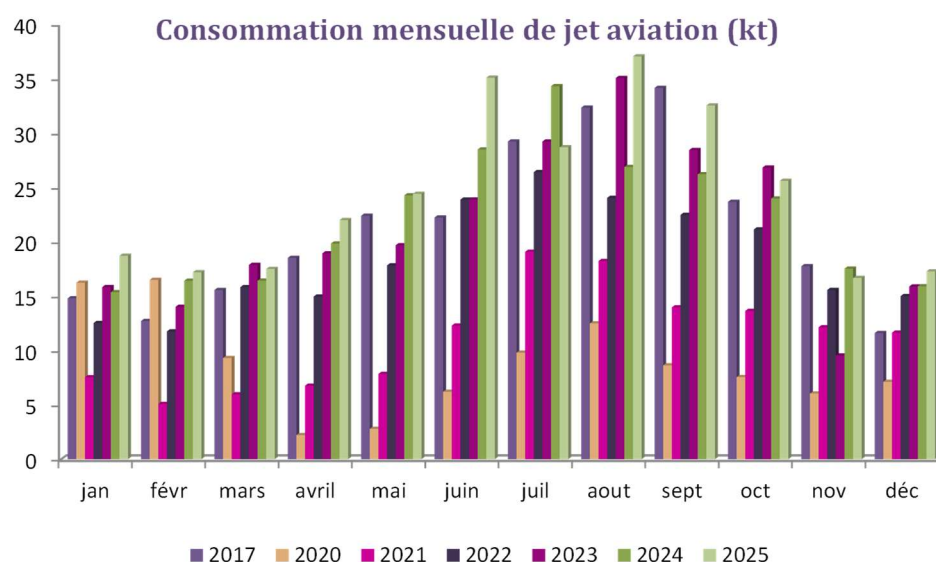


La consommation de carburants routiers a enregistré entre **2024** et **2025**, une hausse de **3%**. Elle représente **65%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a enregistré entre **2024** et **2025**, une hausse de **9%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une légère baisse de **1%** entre **2024** et **2025** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **10%** en **2025** par rapport à l'année précédente.



2. Gaz Naturel

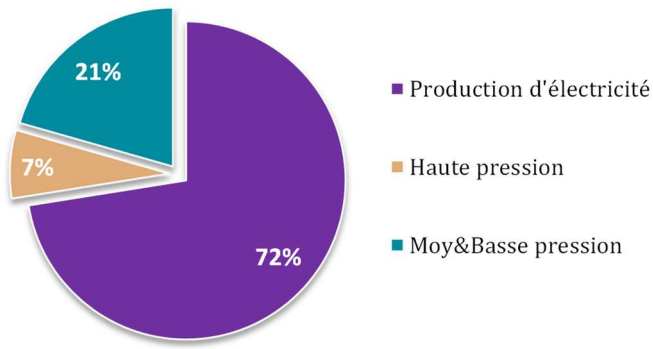
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin décembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 450	4 685	4 450	4 886	10%	0,4%
Production d'électricité	3 167	3 435	3 167	3 542	12%	0,3%
Hors prod élec	1 283	1 250	1 283	1 344	5%	1%
Haute pression	334	282	334	339	1%	2%
Moy&Basse pression	949	967	949	1 005	6%	0,4%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	4 944	5 205	4 944	5 429	10%	0,4%
Production d'électricité	3 519	3 817	3 519	3 935	12%	0,3%
Hors prod élec	1 425	1 389	1 425	1 494	5%	1%
Haute pression	371	314	371	377	1%	2%
Moy&Basse pression	1 054	1 075	1 054	1 117	6%	0,4%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **10%** entre **2024** et **2025** pour se situer à **4886** ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **12%**, celle pour la consommation finale a augmenté aussi de **5%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**72%** de la demande totale en **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ **94%**.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **5%** pour se situer à **1344** ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de **6%** et celle des clients haute pression a enregistré une légère augmentation de **1%**.

Répartition de la demande du gaz naturel en 2025



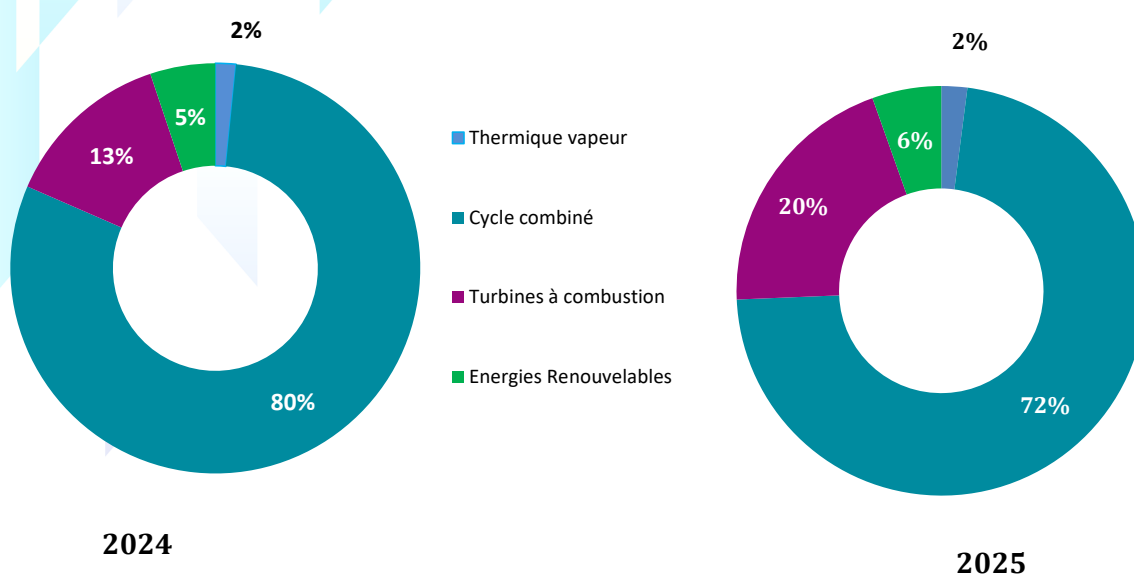
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **5%** entre **2024** et **2025** pour se situer à **205 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **6%** entre **2024** et **2025**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **80%** à **72%** entre **2024** et **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Décembre		A fin décembre	
		2024	2025	2024	2025
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	1	0	1	3
Nb total des permis	15	15	12	15	12
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages développ.	0	0	0	0	4
Nb de découvertes	1	0	0	1	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en **2025**, 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*).

Il convient de noter :

- Fin de validité de permis de de recherche « **Mahdia** » le **19** janvier **2025**.
- Fin de validité de permis de de recherche « **Zarat** » le **11** août **2025**.
- Fin de validité de permis de recherche « **Borj El Khadra** » le **7** juillet **2025**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Sabah** » le **7** octobre **2025**.
- Attribution d'une concession d'exploitation : « **Aziza** » le **7** juillet **2025**.
- Fin de validité de la concession « Birsa » le **13** mai **2025**

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 **2025**.

Forage d'un (1) puits d'exploration en 2025

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMG-W1	Sidi marzoug	06/08/25	Requalification du puits SMG W1 en puits de développement en date du 21/11/2025 Profondeur actuelle : 3784 m. Forage en cours.

Poursuite de forage d'un (1) puits d'exploration entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Chaal-2	Chaal	25/10/23	Démarrage des opérations de test du puits Chaal 2 Bis le 21 novembre 2025. Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024. Fin de forage le 2/6/2024 Profondeur finale : 4695 m. Démarrage de test du puits le 21/11/2025.

Développement

- Forage de quatre (4) nouveaux puits de développement en 2025 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	CRG-10 ST	Chergui	25/01/2025	Profondeur actuelle : 1843 m. Forage achevé.
02	CRG-12 ST	Chergui	25/03/2025	Profondeur actuelle : 1892 m. Forage en cours.
03	PDG-5	Djbel Grouz	26/11/2025	Profondeur actuelle : 1505 m. Forage en cours.
04	SMG-W1	Sidi marzoug	21/11/2025	Profondeur actuelle : 3784 m. Forage en cours.

Poursuite de forage d'un (1) puits de développement entamé en 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : 3326 m. Puits actuellement en suspension.



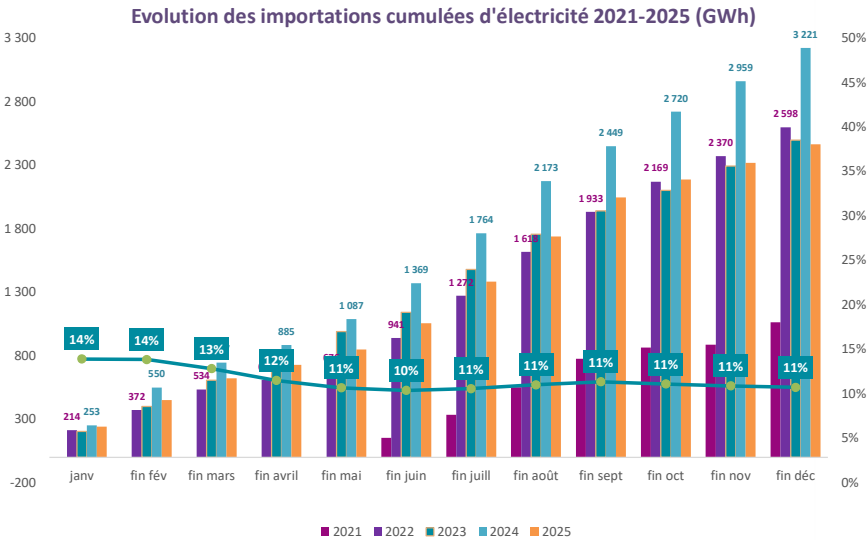
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin décembre				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18622	14 851	18 622	19510	5%	3%
FUEL + GASOIL	72	874	72,00	18	-75%	-32%
GAZ NATUREL	18161	13459	18161	19183	6%	4%
HYDRAULIQUE	15	69	15	13	-13%	-15%
EOLIENNE	337	448	337	259	-23%	-5%
SOLAIRE	37	0	37	36,9	0%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	3314	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	36	0	36	82	126%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	557	0	557	717	29%	-
ACHAT TIERS	227	82	227	226	-0,5%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19442	18 247	19 442	20 535	6%	1%
Echanges	-1	-50	-1	-27	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3125	0	3125	2463	-21%	-
Ventes Gecol (Libye)	8	-54	8	0,3	-96%	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21810	18143	22559	22971	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, en 2025, une hausse de 6% pour se situer à 20535 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 19442 GWh en 2024. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 2%. Ainsi les achats d'électricité principalement de l'Algerie ont couvert 11% des besoins du marché local en 2025.



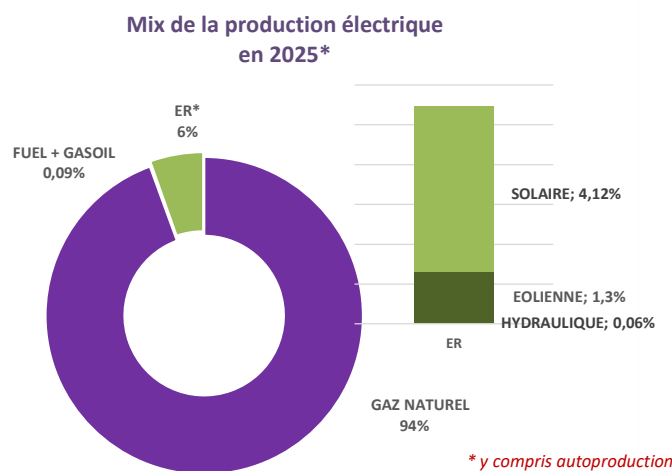
A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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

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 **95%** de la production nationale à fin novembre **2025**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **6%**.

Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en **2025**.



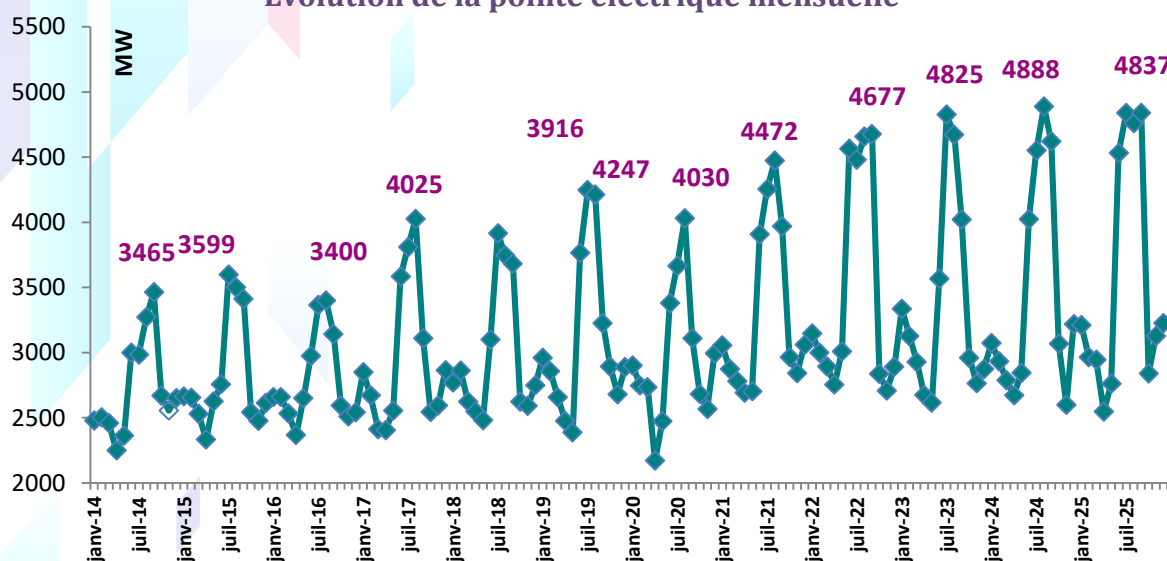
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **420 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée en **2025** dans le secteur résidentiel et **70 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

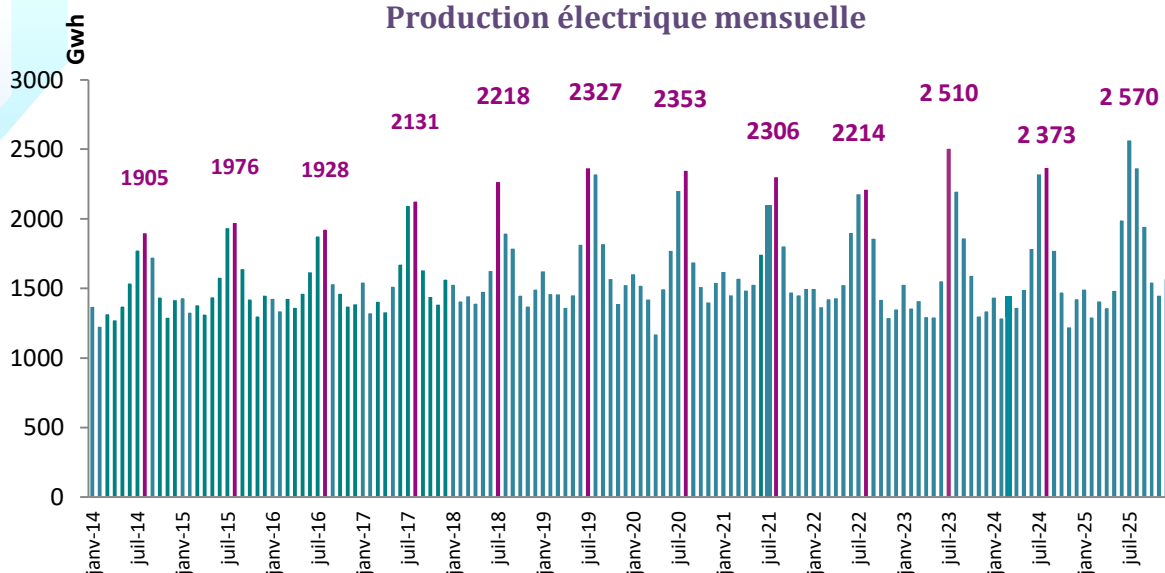
La pointe a enregistré une baisse de **1%** pour se situer à **4837 MW** en **2025** contre **4888 MW** en **2024**.

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

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle



VENTES D'ELECTRICITE							
Unité : GWh							
	Réalisé 2024	A fin décembre					
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)	
Haute tension	1175	1408	1175	1353	15%	-0,4%	
Moyenne tension	7067	6531	7067	7096	0,4%	1%	
Basse tension	8868	7052	8868	8985	1%	2%	
TOTAL VENTES **		17110	14 991	17 110	17 434	2%	1%

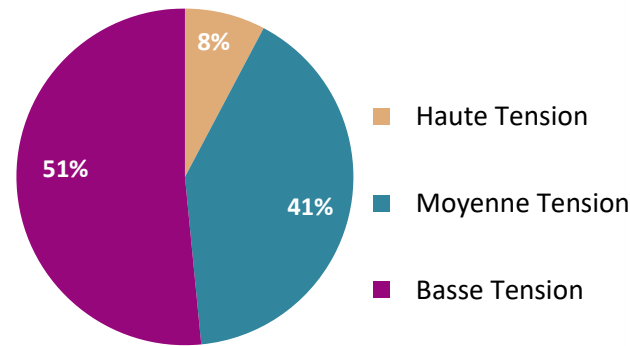
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **2%** entre **2024** et **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **15%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une quasi-stabilité. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

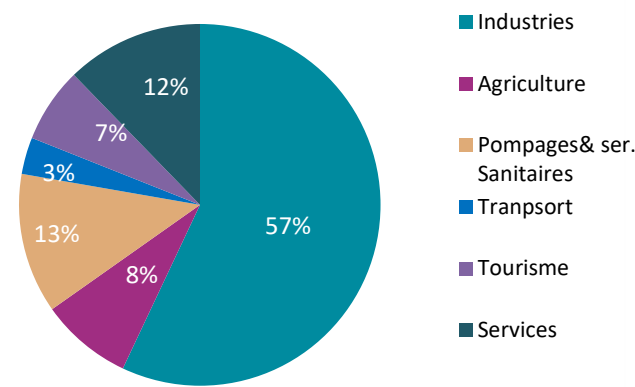
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en **2025**.

Plusieurs secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les ventes du l'industrie du papier et de l'edition (**+8%**) , le pompage d'eau et service sanitaire(**+8%**) et les industries extractives (**+5%**) contre une baisse du pompage agricole (**-3%**) et les industries du textile et de l'habillement (**-3%**).

Répartition des ventes d'électricité en 2025



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT en 2025



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables :

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres 2018 de 500 MW (sites proposés par l'Etat) : 50MW à Tozeur, 50MW à Sidi Bouzid, 100MW à Gafsa, 100MW à Kairouan et 200MW à Tataouine	Projet Kairouan de 100MW : - Mise en service en décembre 2025. Projet de Sidi Bouzid de 50 MW Mise en service en janvier 2026. Projet de Tozeur 50 MW : - Etat d'avancement environ 95%, entré en service au premier trimestre de 2026. Projets de Gafsa 100 MW : - 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)	1^{er} Round : Attribution de trois projets d'une puissance de 100 MW chacun : - Qair International SAS à El Ksar (Gafsa) - SCATEC ASA à Mezzouna (Sidi Bouzid) - VOLTALIA SA à Menzel Habib (Gabes) ➤ Signature des accords de projets le 24 mars 2025. ➤ Mise en service prévu en 2027.
			2^{ème} Round : 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 : - Un (1) à Menzel Habib – Gabes - Un (1) à Ramada - tataouine
		Appel d'offres AO-03-2022 de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	Attribution d'un projet à El Khobna (Sidi Bouzid) : Qair International SAS d'une puissance de 198 MW. Signature des accords de projets le 24 mars 2025.

	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 : • 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)	<u>1^{er} round</u> : Attribution d'un (1) projet d'une puissance de 75 MW.
--	--	---	---

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