

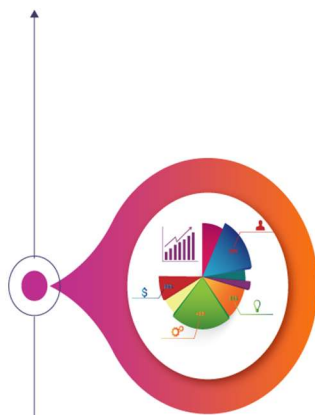
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Avril 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



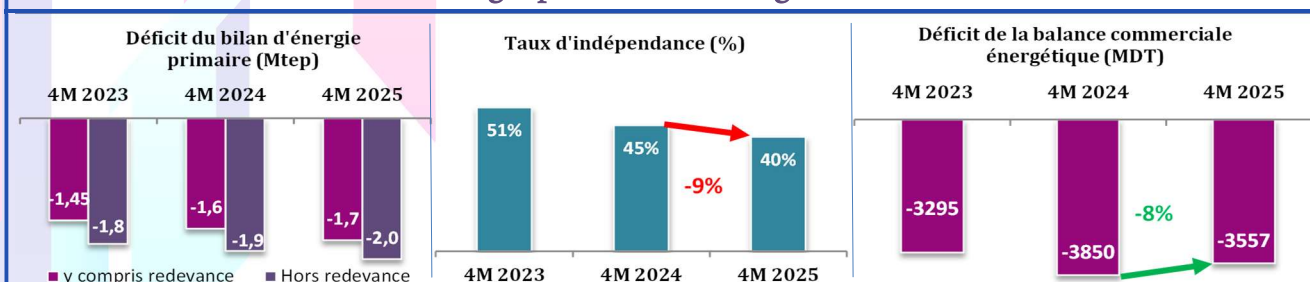
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

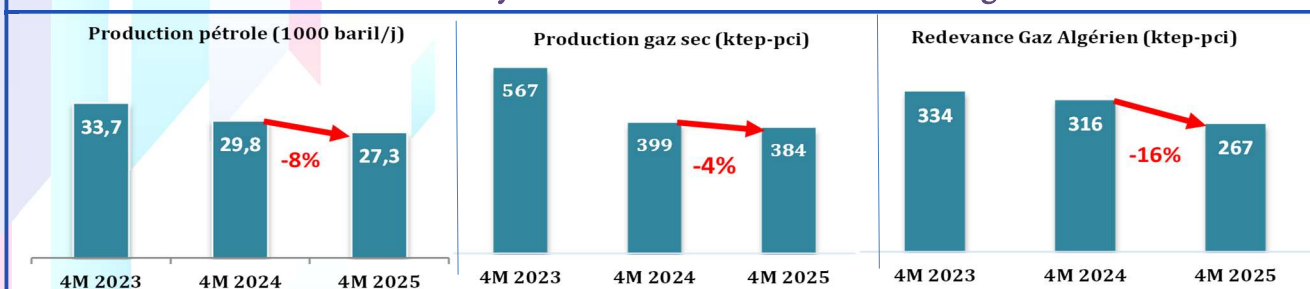
Date de la publication : 17 juin 2025

Faits marquants du mois d'avril 2025

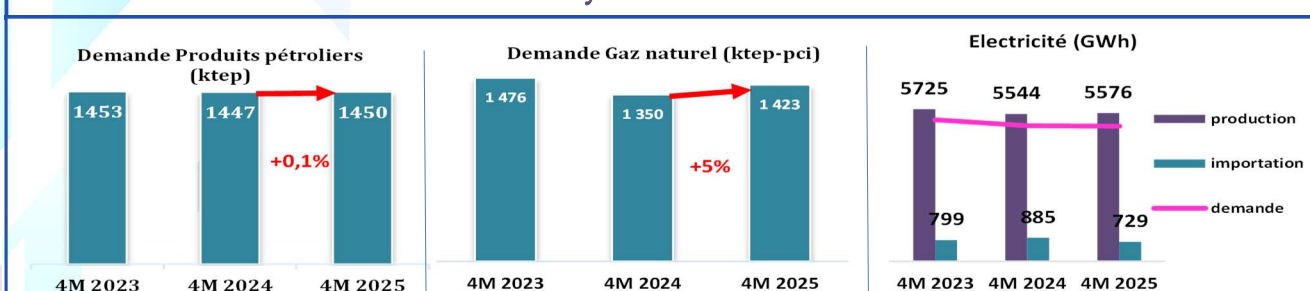
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



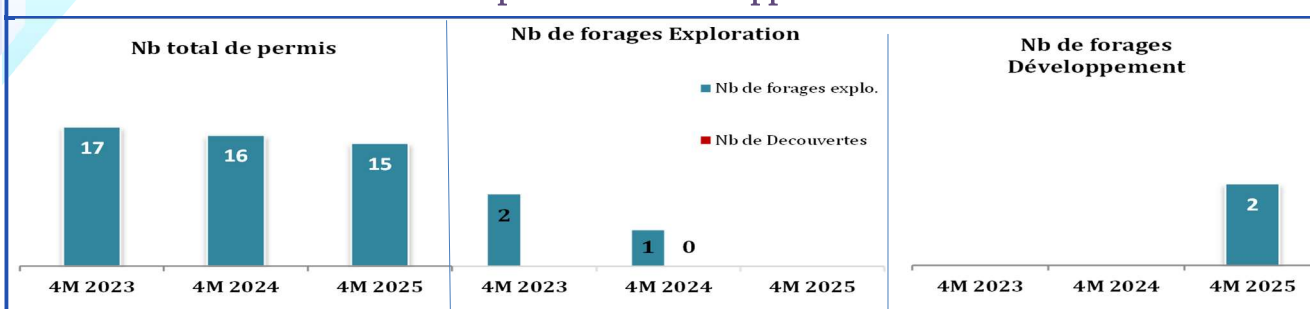
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



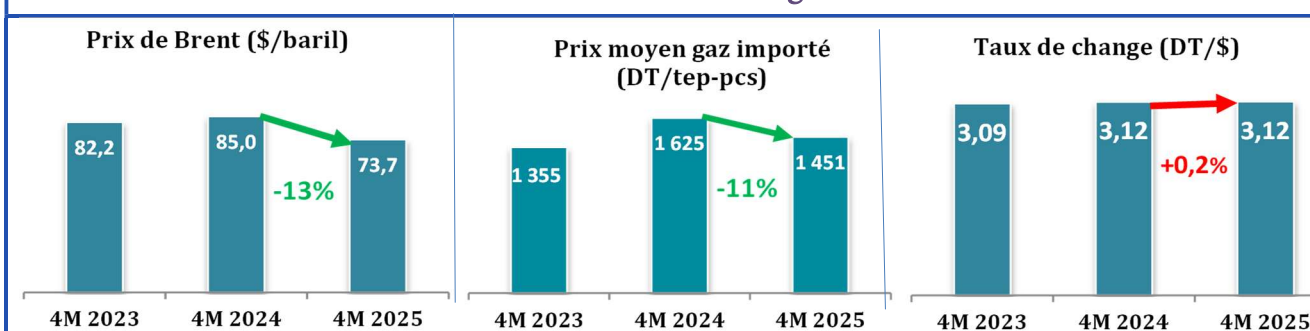
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 avril			Var (%)	TCAM (%)
		2015	2024	2025		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	3699	1764	1259	1174	-7%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	855	474	453	-5%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	74	43	42	-3%	-6%
Gaz naturel	2090	815	715	651	-9%	-2%
Production	1181	715	399	384	-4%	-6%
Redevance	909	100	316	267	-16%	10%
Elec primaire	84	20	26	28	9%	3%
DEMANDE	9126	2995	2823	2901	3%	-0,3%
Produits pétroliers ^(*)	4548	1616	1447	1450	0,1%	-1%
Gaz naturel	4493	1359	1350	1423	5%	0,5%
Elec primaire	84	20	26	28	9%	3%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5426	-1231	-1565	-1727		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6335	-1331	-1881	-1994		
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 estimées pour le mois d'avril 2025						

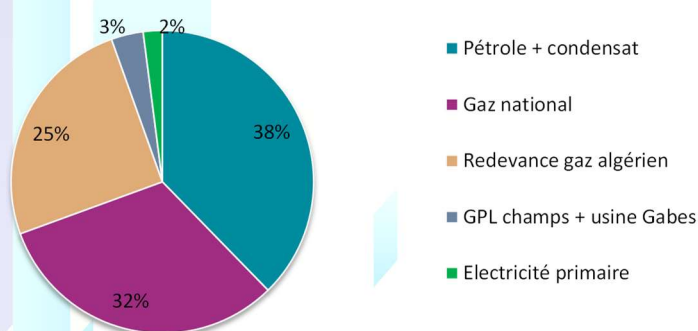
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.2 Mtep** à fin avril **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **7%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **72%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

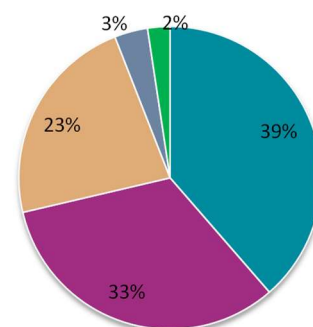
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **2%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 16% à fin avril 2025 par rapport à fin avril 2024.**

Répartition des ressources en énergie primaire à fin avril 2024



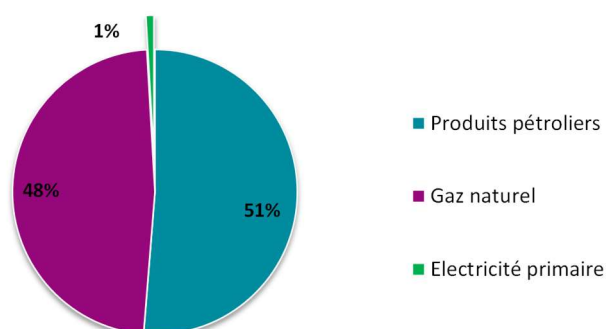
Répartition des ressources en énergie primaire à fin avril 2025



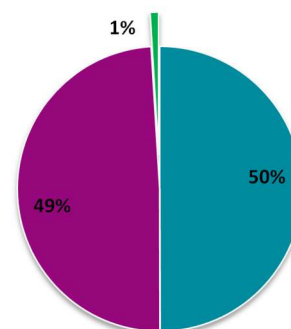
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin avril 2025 et fin avril 2024 une hausse de 3%: la demande du gaz naturel a augmenté de 5% et celle des produits pétroliers a enregistré une quasi stabilité.

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 51% à fin avril 2024 à 50% durant la même période de 2025. Le gaz naturel a augmenté, par contre, de 48 % à fin avril 2024 à 49% à fin avril 2025.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin avril 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin avril 2025



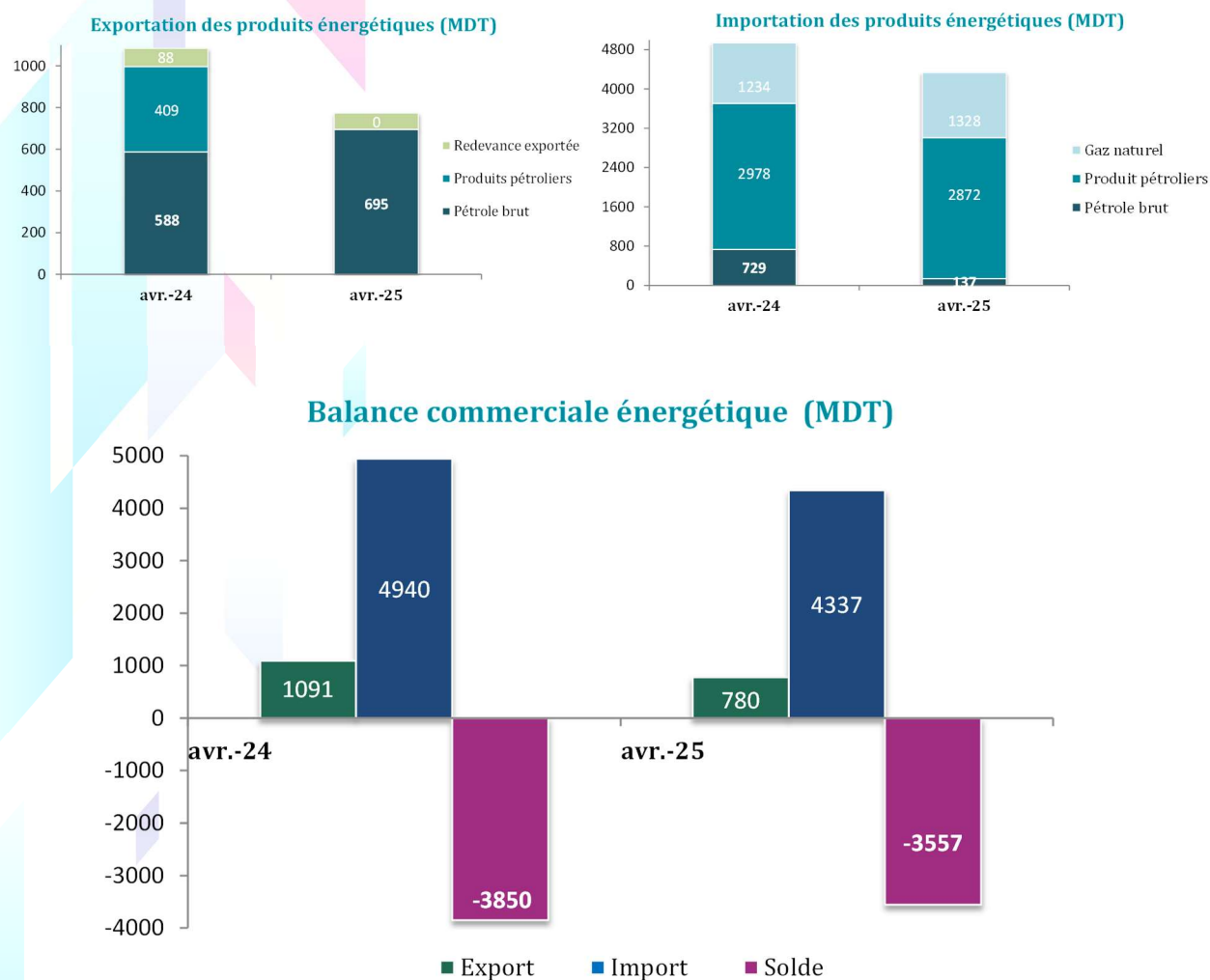
En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin avril **2025, un déficit de 1.73 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **10%** par rapport à fin avril **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **40%** à fin avril **2025** contre **45%** à fin avril **2024**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **31%** à fin avril **2025** contre **33%** durant la même période de **2024**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin avril			A fin avril			A fin avril		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							1091	780	-28%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	588	695	18%
ETAP	130	345	166%	133	353	166%	255	576	126%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	333	119	-64%
GPI Champs	3,9	3,7	-6%	4,4	4,1	-6%	6	6,4	7%
ETAP	3,9	3,7	-6%	4,4	4,1	-6%	6	6,4	7%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	206	0	-100%	209	0	-100%	409	0	-100%
Fuel oil (BTS)	108	0	-100%	106	0	-100%	211	0	-100%
Virgin naphta	98	0	-100%	103	0	-100%	198	0	-100%
Pétrole	0	0,00	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				47	48	3%	88	79	-11%
IMPORTATIONS				2679	2601	-3%	4940	4337	-12%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	315	64	-80%	323	66	-80%	729	137	-81%
PRODUITS PETROLIERS	1353	1435	6%	1356	1445	7%	2978	2872	-4%
GPL	207	229	11%	229	254	11%	391	490	25%
Gasoil ordinaire	398	502	26%	408	515	26%	998	1098	10%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	190	137	-28%	195	141	-28%	490	305	-38%
Jet	68	82	20%	71	85	20%	197	192	-3%
Essence Sans Pb	248	253	2%	260	265	2%	701	587	-16%
Fuel oil (HTS)	41	42	2%	40	41	2%	64	63	-1%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	201	189	-6%	153	144	-6%	137	137	0%
GAZ NATUREL				999	1090	9%	1234	1328	8%
Redevance totale ⁽²⁾				316	267	-16%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				683	824	21%	1234	1328	8%
(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 en 2024 d'une quantité de 219 million de Cm3 , en cours de régularisation. (3) Importation STIR à partir de 2015 (4) chiffres provisoires. (5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015 (6) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoil sans soufre au lieu du Gasoil 50 ppm (7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz (8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour 2023 et 2024									

(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.

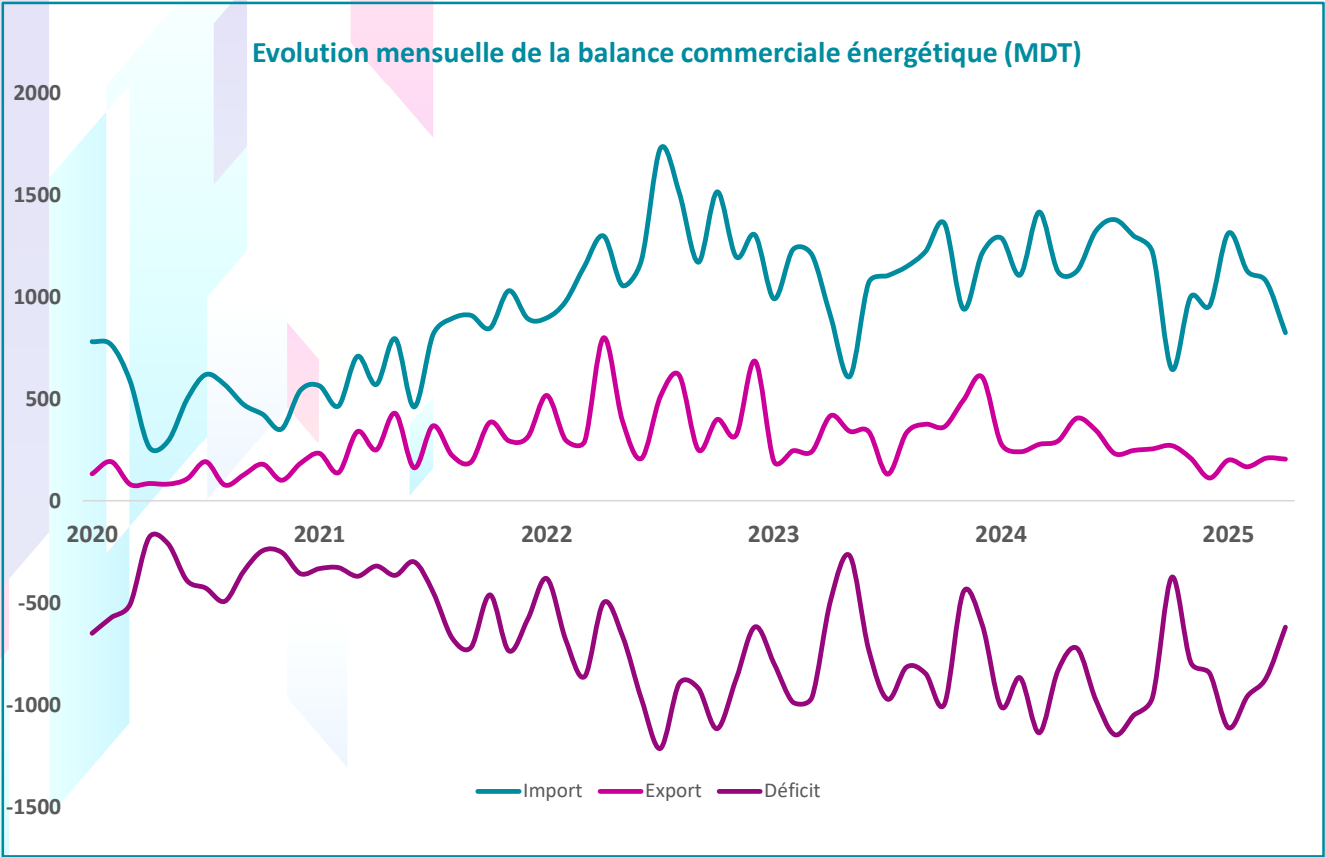
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **28%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **12%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **3850 MDT** à fin avril **2024** à **3557 MDT** à fin avril **2025**, soit une baisse de **8%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



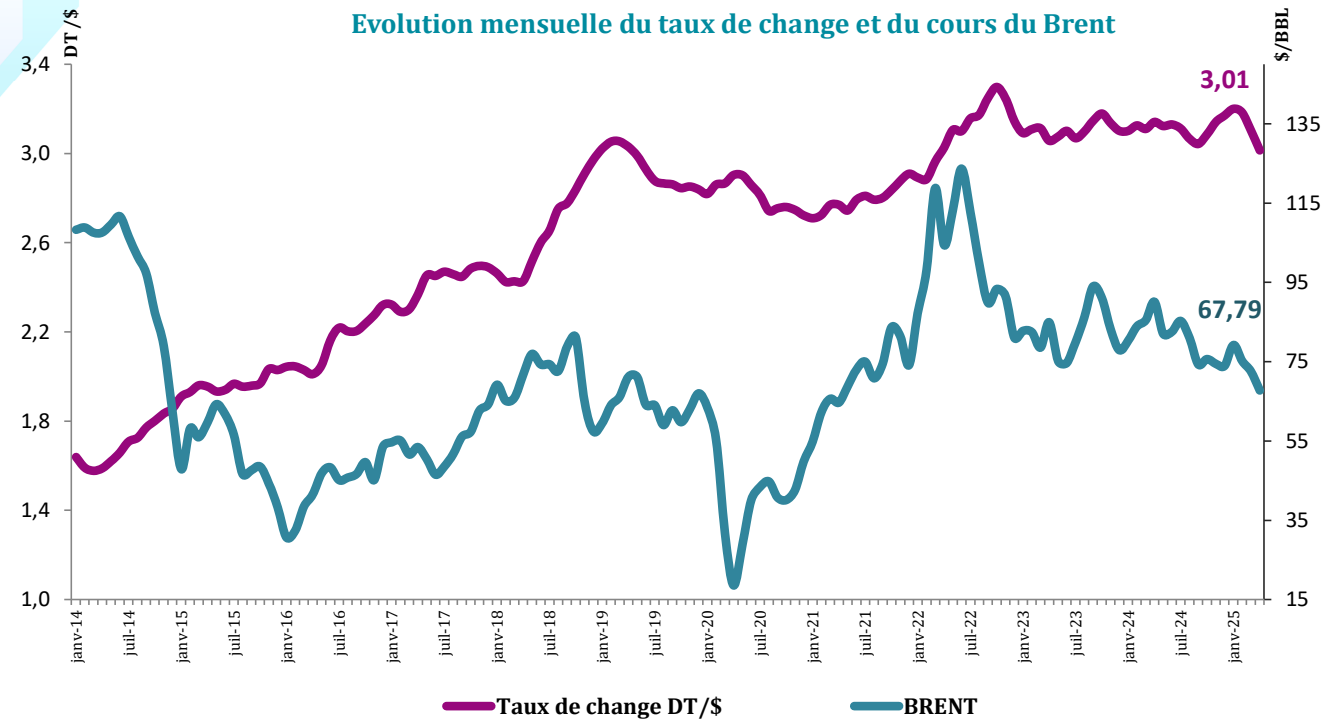
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

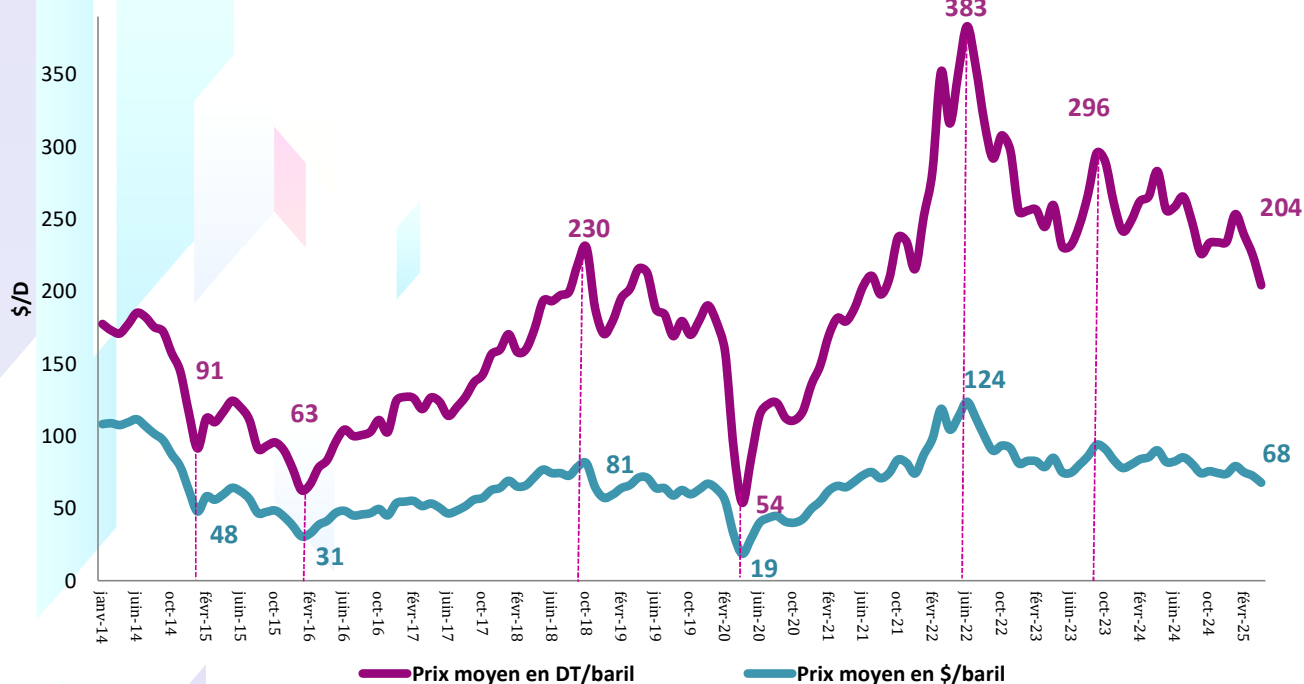


En effet, au cours du mois d'avril 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de 22\$/bbl par rapport au mois d'avril 2024 : 90.2\$/bbl en avril 2024 contre 67.8 \$/bbl en avril 2025 et 72.6\$/bbl courant le mois de mars 2025.



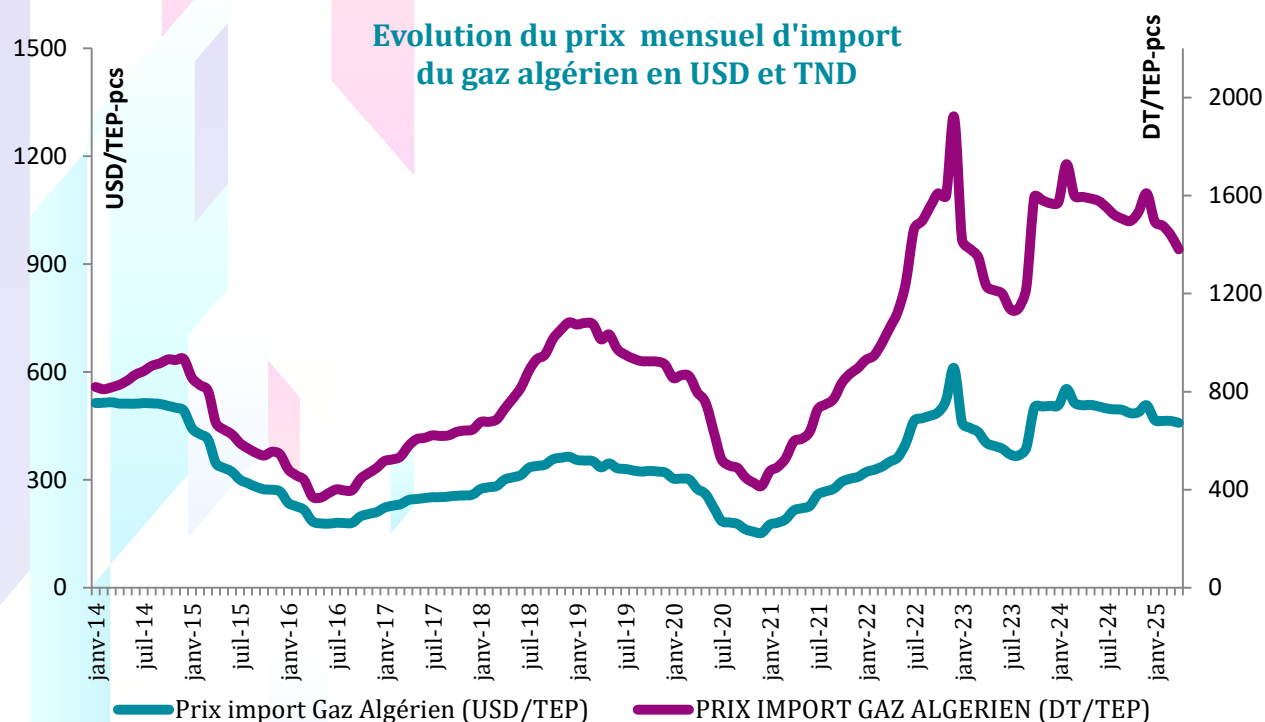
Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une légère hausse de **0.2%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

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 avril **2024** et fin avril **2025**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **13%** : **85\$/bbl** contre **73.7 \$/bbl**.
- (-) Une légère hausse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre fin avril **2024** et fin avril **2025** de **0.2%**, le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai **2018**.
- (++) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **11%** en DT et en \$ entre fin avril **2024** et fin avril **2025**.



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

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

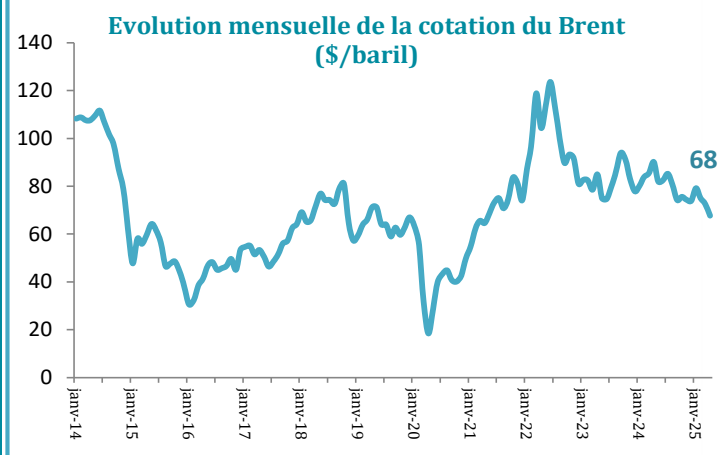
(+) Baisse des importations de pétrole brut en quantité de **80%** et en valeur de **81%** à fin avril **2025** par rapport à fin avril **2024**.

(++) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité en valeur (arrêt de l'unité de la STIR depuis le mois de janvier **2025**)

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

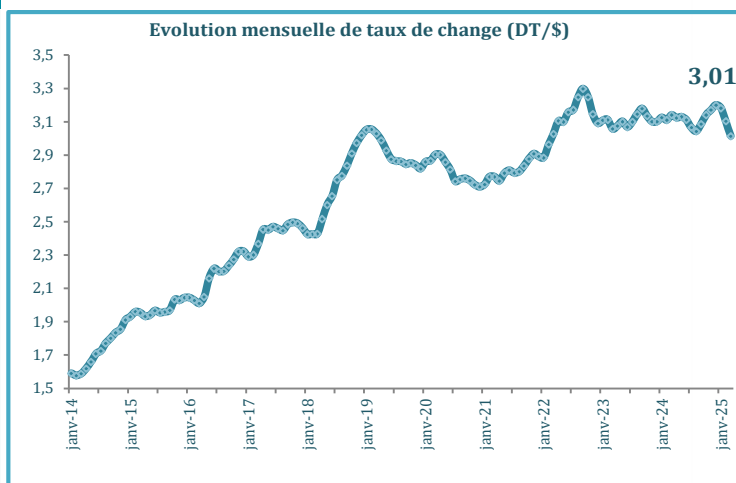
	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9	75,2	-10%
Mars	85,5	72,6	-15%
Avril	90,2	67,8	-25%
Mai	82,05		
Juin	82,6		
Juillet	85,3		
Août	80,9		
Septembre	74,3		
Octobre	75,7		
Novembre	74,5		
Décembre	73,9		
Prix annuel moyen	80,8		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	3,10	3,20	3%
Février	3,13	3,18	2%
Mars	3,11	3,10	-0,2%
Avril	3,14	3,01	-4,1%
Mai	3,12		
Juin	3,13		
Juillet	3,11		
Aout	3,07		
Septembre	3,04		
Octobre	3,09		
Novembre	3,14		
Décembre	3,17		
Taux annuel moyen	3,11		



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

Pétrole Brut (1)	A fin avril 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	280	88
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	220	71

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

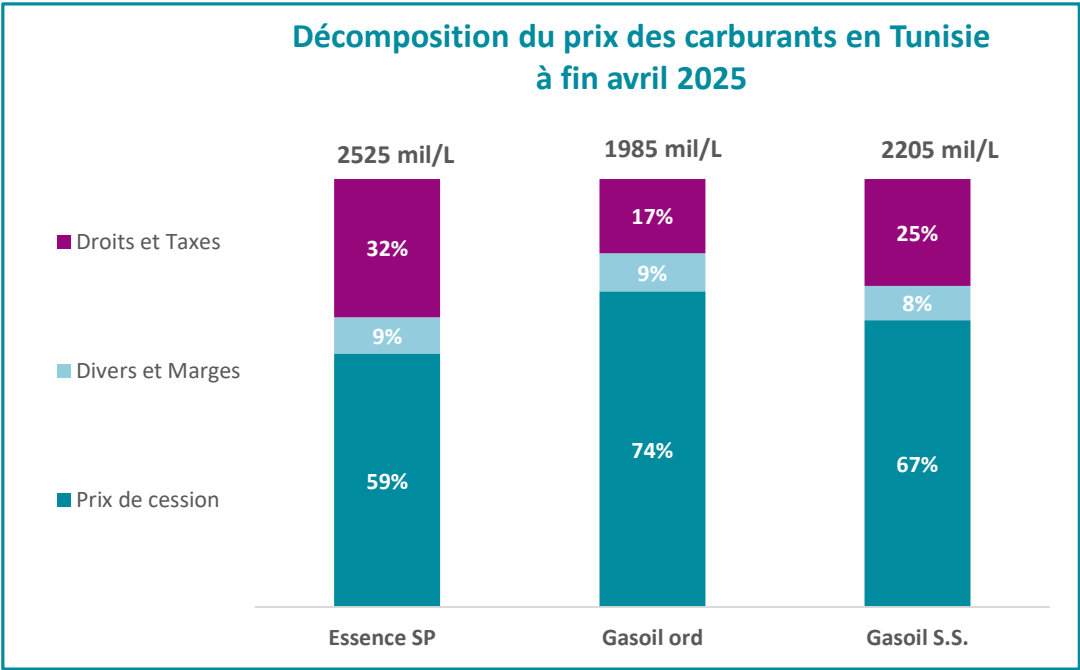
PRODUITS PETROLIERS	A fin avril 2025					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1785	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1847	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1877	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1515	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2134	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	27,75	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)

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs

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



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 avril 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1451

	Année 2022	Année 2023 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	643	660
Coût de revient moyen	1545,9	1777,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-903,0	-1117,8

(1) Différentiel entre le cout de revient et le prix de vente qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire.

(2) provisoire

6. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)

	Année 2022	Année 2023 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	273	288
Coût de revient moyen	471,9	472,2
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-199,4	-184,0

(1) Différentiel entre le prix de vente et le coût de revient et qui n'est pas forcément identique à la subvention budgétaire.

(2) provisoire

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 cout 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 2024	A fin avril		
		2024	2025	Var (%)
El borma	175	55	57	4%
Ashtart	137	51	43	-16%
Hasdrubal	67	24	22	-9%
Adam	106	34	34	0%
M.L.D	47	15	17	20%
El Hajeb/Guebiba	88	34	24	-29%
Cherouq	43	15	13	-14%
Miskar	44	16	14	-11%
Cercina	68	22,6	23,0	2%
Barka	21	5	2	-67%
Franig/Bag/Tarfa	33	12,5	11,4	-8,9%
Ouedzar	37	13	11	-13%
Gherib	57	20	16	-21%
Nawara	73	24	14	-42%
Halk el Manzel	51	17,7	15,0	-16%
Autres	294	101	120	20%
TOTAL pétrole (kt)	1 342	459	438	-5%
TOTAL pétrole (ktep)	1 374	470	448	-5%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 358	464	443	-4%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 390	474	453	-5%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	130	39	38	-3%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	142	43	42	-3%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 488	503	481	-4%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 533	518	495	-4%

(*) Valeurs estimées pour le mois d'avril 2025 sur la base des réalisations des mois précédents.

La production nationale de pétrole brut s'est située à **438 kt** à fin avril **2025** enregistrant ainsi une baisse de **5%** par rapport à fin avril **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir à savoir Nawara (**-42%**), El Hajeb/Guebiba (**-29%**), Ashtart (**-16%**), Miskar (**-11%**), Hasdrubal (**-9%**), Cherouq (**-14%**), Barka (**-67%**) et Gherib (**-21%**).

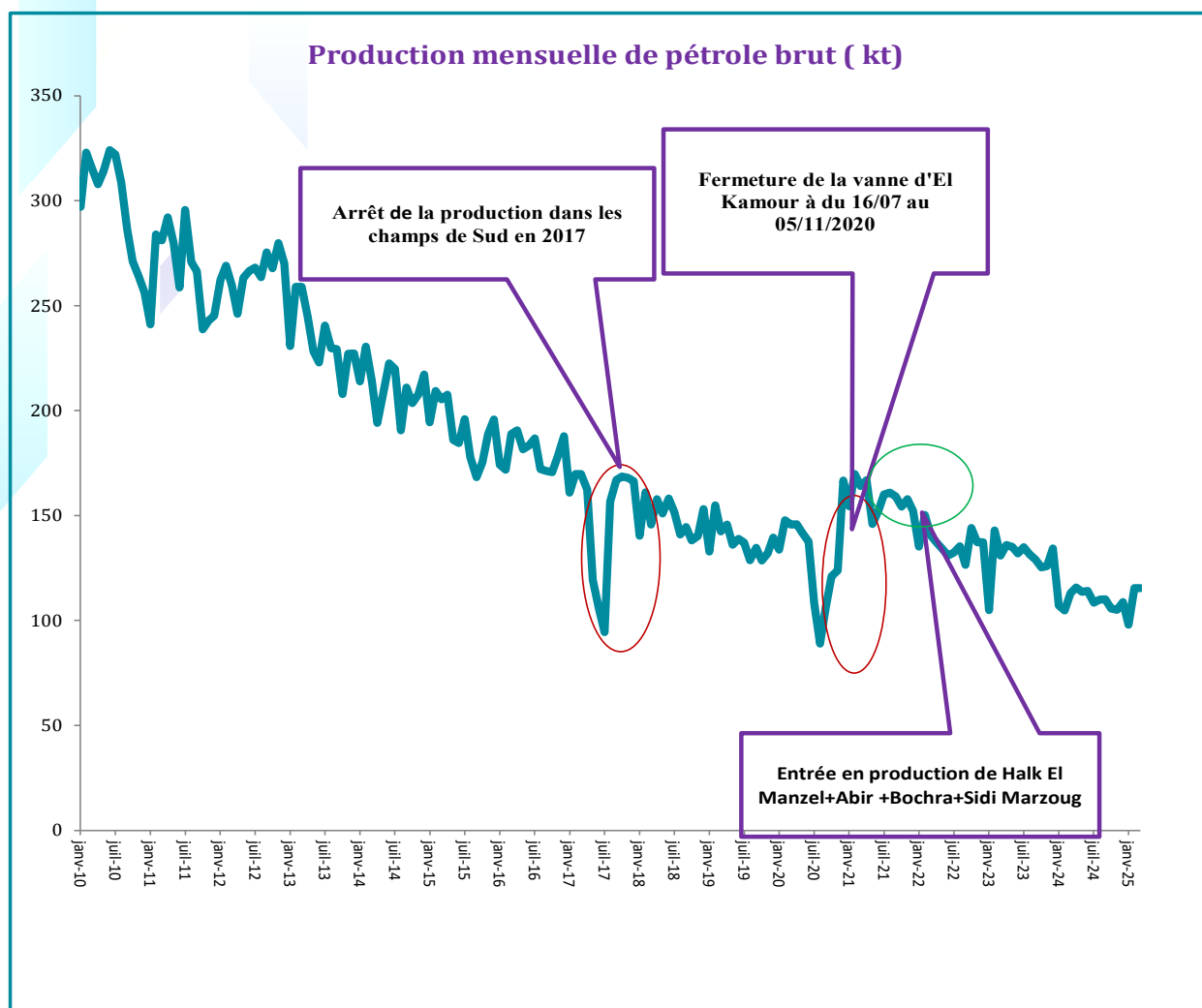
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Ezzaouia (+242), M.L.D (+20%), El borma (+4%), et D.S.T (+66%).

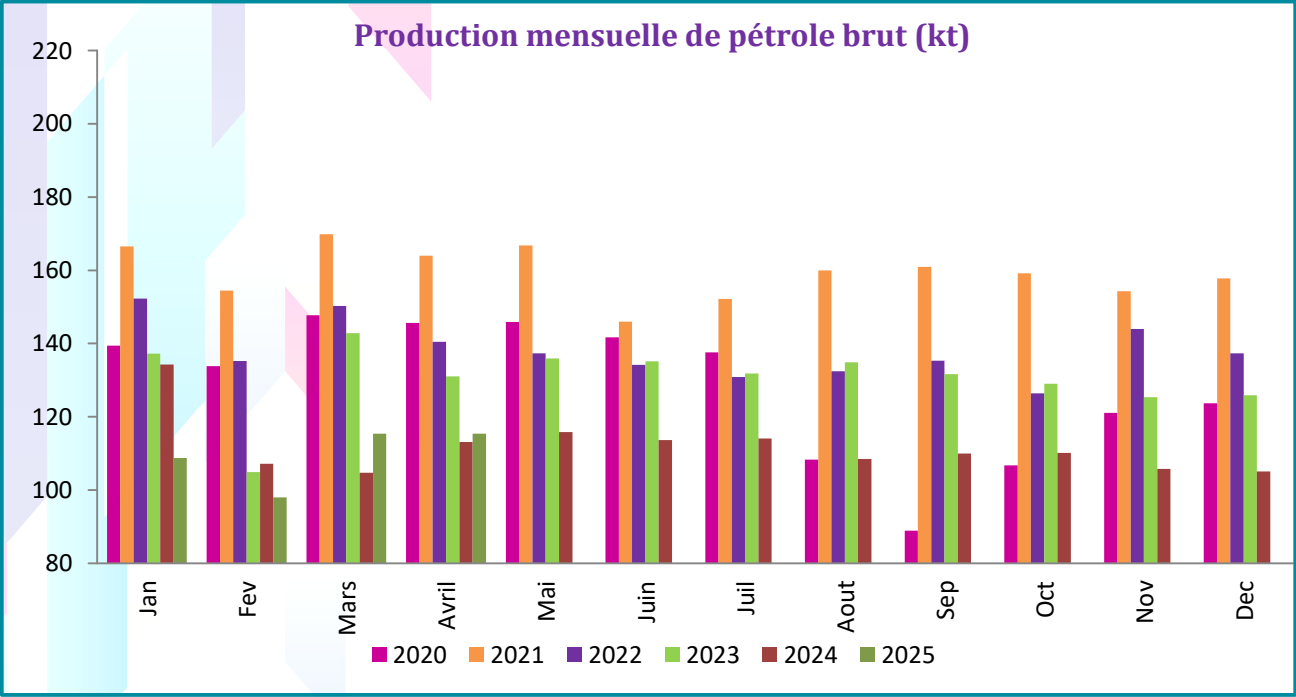
Il convient de noter :

- **Concession Hasdrubal** : Reprise de la production le **10 décembre 2024** après un arrêt de la production (Shut down) depuis le **27 novembre 2024** pour des travaux de maintenance

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **29.8** mille barils/j à fin avril **2024** à **27.3** mille barils/j à fin avril **2025**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2020-2025**.





2. Ressources en gaz naturel

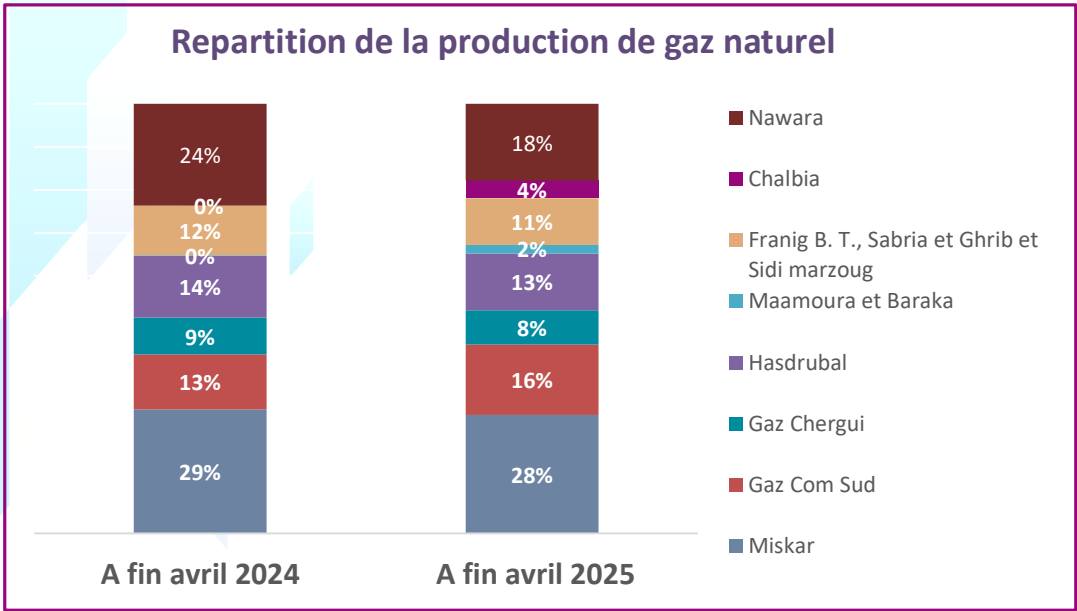
RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin avril				
		2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 090	815	715	651	-9%	-2%
Production nationale	1 181	715	399	384	-4%	-6%
Miskar	317	227	115	106	-8%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	181	111	51	63	23%	-6%
Gaz Chergui	98	61	34	31	-11%	-7%
Hasdrubal	159	230	57	51	-12%	-14%
Maamoura et Baraka	19	38	1	8	-	-15%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	131	48	46	42	-9%	-1%
Chalbia	0	0	0	16	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	276	0	94	68	-27%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	909	100	316	267	-16%	10%
Achats	2 290	655	683	824	21%	2%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 322	906	795	723	-9%	-2%
Production nationale	1313	795	444	427	-4%	-6%
Miskar	353	253	128	118	-8%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	201	123	57	70	23%	-6%
Gaz Chergui	109	68	38	34	-11%	-7%
Hasdrubal	176	255	64	56	-12%	-14%
Maamoura et Baraka	22	43	1	8	-	-15%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	145	53	51	47	-9%	-1%
Chalbia	0	0	0	18	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	306	0	105	76	-27%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1010	111	351	296	-16%	10%
Achats	2 544	728	759	915	21%	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 2024 d'une quantité de 219 million de Cm3, en cours de regularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **651 ktep**, à fin avril **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **4%**, la redevance sur le passage du

Production des hydrocarbures

gaz algérien a enregistré une baisse de **16%** à fin avril **2025** par rapport à fin avril **2024** en se situant à **267 ktep**.

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



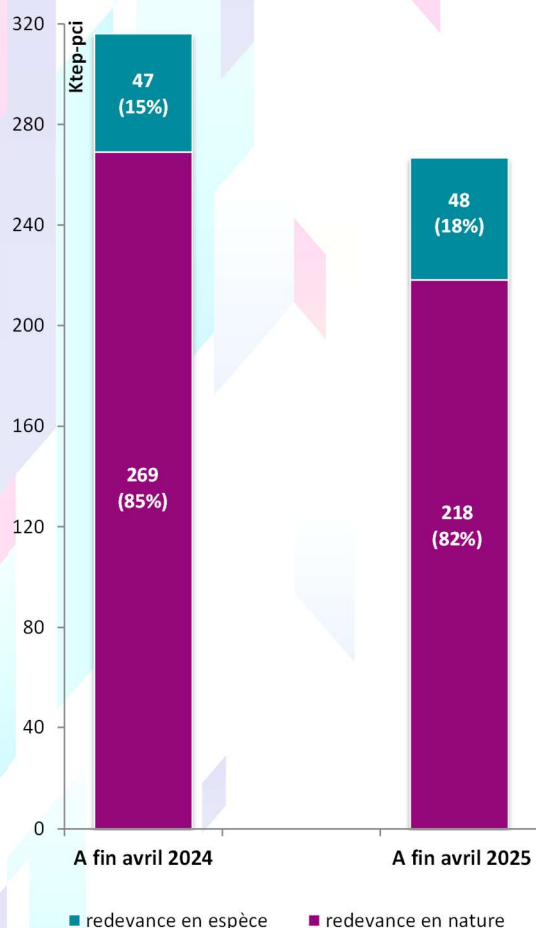
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **27%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **23%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **8%**.

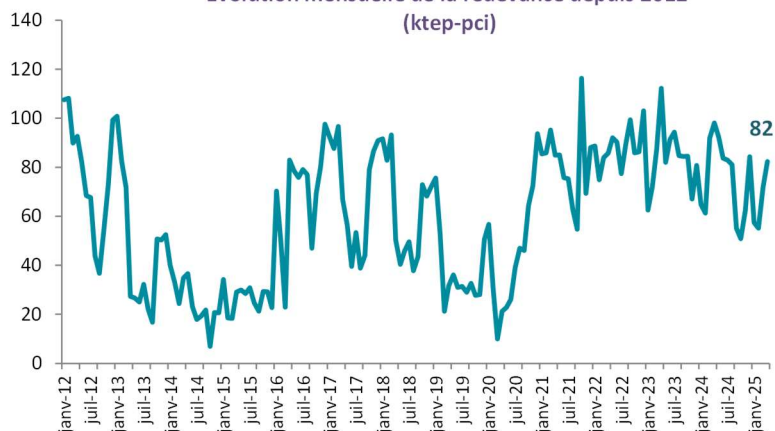
Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **16%** à fin avril **2025** par rapport à fin avril **2024**. Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**82%**).

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré en **2024** d'une quantité de **219 millions de Cm³**, il est en cours de régularisation.

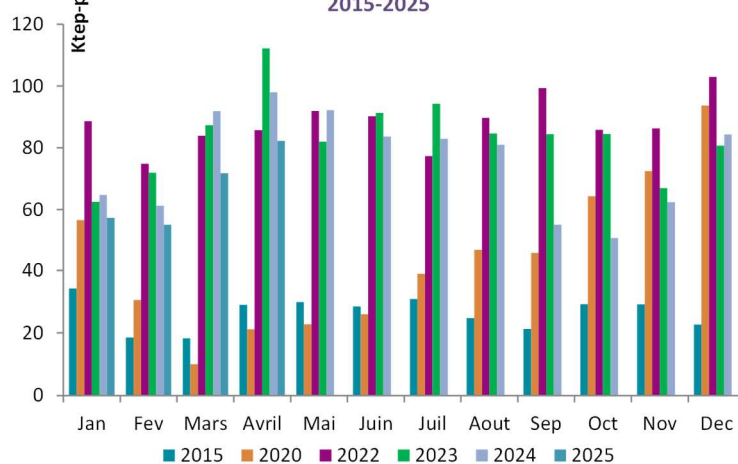
Répartition de la redevance totale



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

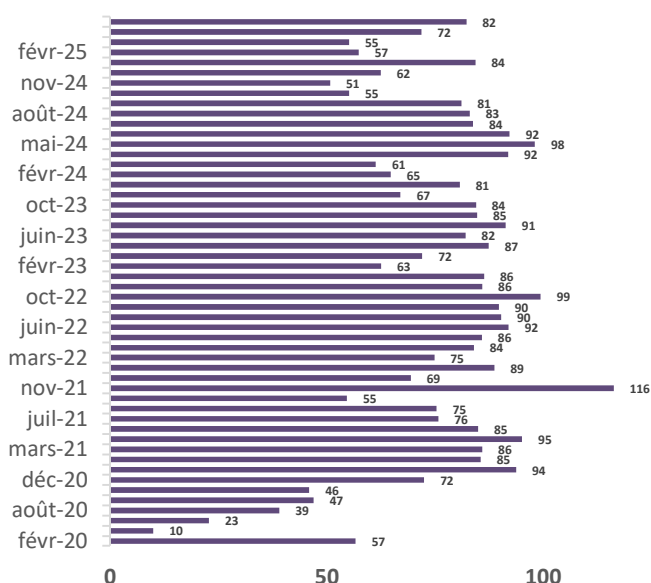


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2025



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins, une amélioration a été observée à partir du mois de juillet **2020** et s'est poursuivie au cours des années suivantes.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci)
Année 2020-2025

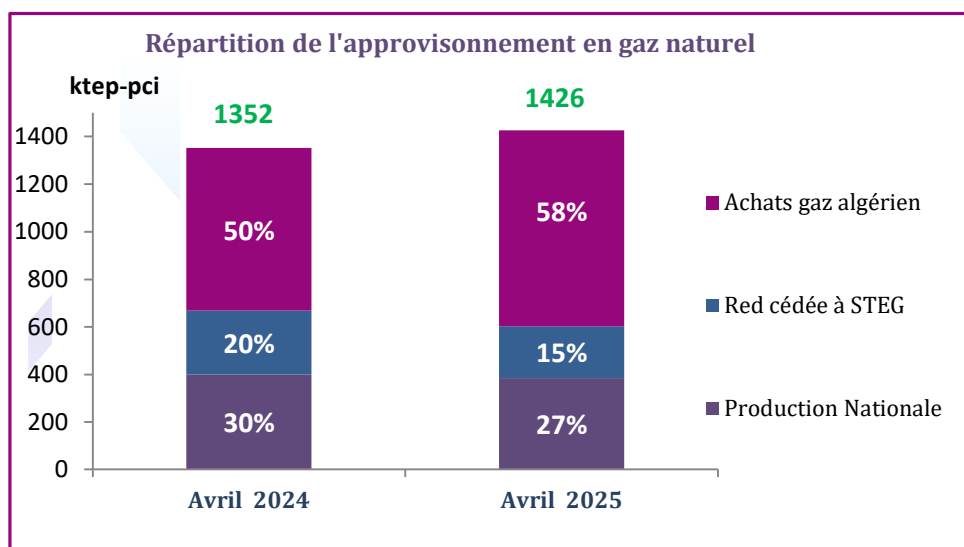


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **21%**, entre fin avril **2024** et fin avril **2025**, pour se situer à **824 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **6 %** entre fin avril **2024** et fin avril **2025** pour se situer à **1426 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national de **30 %** à **27%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **20%** à **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **50%** à **58%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin avril			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	8	0	-100%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	4	0	-100%	
Gasoil ordinaire	199	0	-100%	
Fuel oil BTS	136	2	-98%	
Virgin Naphta	116	0	-100%	
White Spirit	2	0	-100%	
Total production STIR	464	2	-100%	
Taux couverture STIR (1)	32%	0%	-100%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	15%	0%	-100%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	121	0	-100%	Arrêt technique depuis le 01/11/2024.
Jours de fonctionnement du Platforming	0	0	-	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

La STIR est actuellement à l'arrêt depuis le 1^{er} janvier 2025 pour des opérations de maintenances. Cet arrêt concerne à la fois l'unité de Topping et l'unité de Platforming.

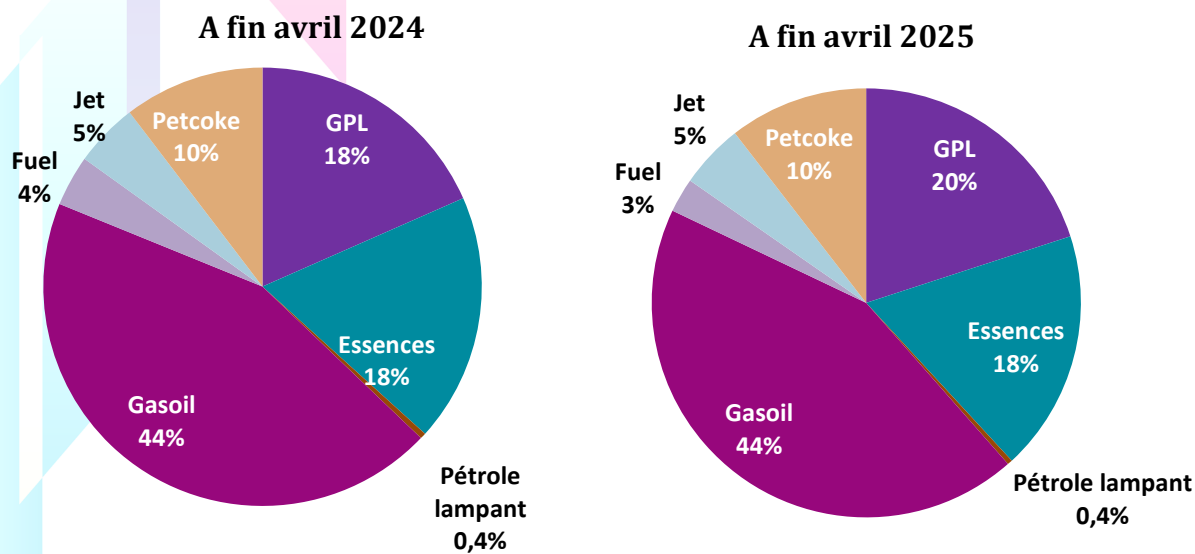
1. Produits pétroliers

CONSUMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	2015 (a)	A fin avril 2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	229	266	290	9%	2%
Essences	870	214	265	263	-1%	2%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	859	214	262	260	-1%	2%
<i>Essence premium</i>	11	0	3	4	10%	-
Pétrole lampant	12	25	6,1	5,5	-10%	-14%
Gasoil	2 063	643	637	631	-1%	0%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	560	490	475	-3%	-2%
<i>Gasoil SS</i>	472	83	146	154	5%	6%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	2	2	10%	-
Fuel	175	88	54	38	-31%	-8%
<i>STEG & STIR</i>	30	13	11	1	-94%	-25%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	145	76	43	37	-14%	-7%
Fuel gaz(STIR)	0	0	0	0	-	-
Jet	266	65	68	70	3%	1%
Coke de pétrole	473	207	150	152	1%	-3%
Total	4548	1472	1447	1450	0,1%	-0,2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4519	1460	1436	1449	0,9%	-0,1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin avril 2024 et fin avril 2025, une quasi-stabilité pour se situer à 1450 ktep. Ainsi, nous avons observé une baisse de 1 % pour l'essence et le gasoil, et de 31 % pour le fuel. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de 3%.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin avril 2024 et fin avril 2025 à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de 4% à 3% et le GPL dont sa part est passée de 18% à 20% durant la même période.

Structure de la consommation des produits pétroliers

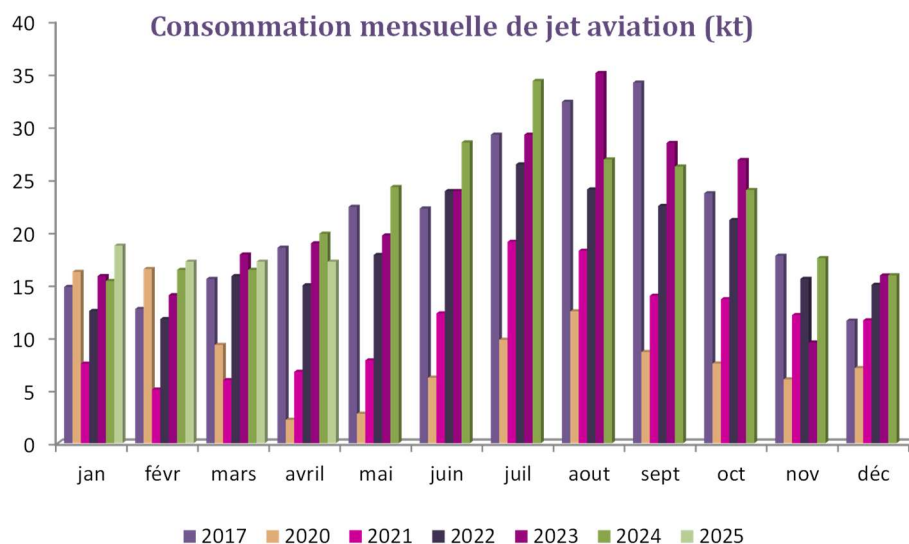


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin avril **2024** et fin avril **2025**, une légère baisse de **1%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

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

La consommation de coke de pétrole a enregistré une légère hausse de **1%** fin avril **2024** et fin avril **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 de **3%** à fin avril **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.



2. Gaz Naturel

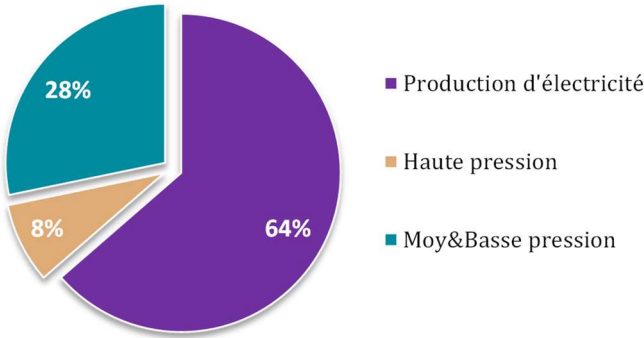
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin avril				
		2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 493	1 448	1 350	1 423	5%	-0,17%
Production d'électricité	3 168	933	860	905	5%	-0,3%
Hors prod élec	1 325	514	490	518	6%	0,07%
Haute pression	334	96	108	116	8%	2%
Moy&Basse pression	991	418	382	402	5%	-0,4%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	4 992	1 609	1 500	1 581	5%	-0,17%
Production d'électricité	3 520	1 037	956	1 006	5%	-0,3%
Hors prod élec	1 472	572	544	576	6%	0,07%
Haute pression	371	107	120	129	8%	2%
Moy&Basse pression	1 101	465	424	447	5%	-0,4%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de 5% entre fin avril 2024 et fin avril 2025 pour se situer à 1423 ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de 5%, celle pour la consommation finale a augmenté aussi de 6%.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (64% de la demande totale à fin avril 2025), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ 94%. La baisse de la demande du secteur électrique est due à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.

Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de 6% pour se situer à 518 ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de 5% et celle des clients haute pression a enregistré une augmentation de 8%.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin avril 2025



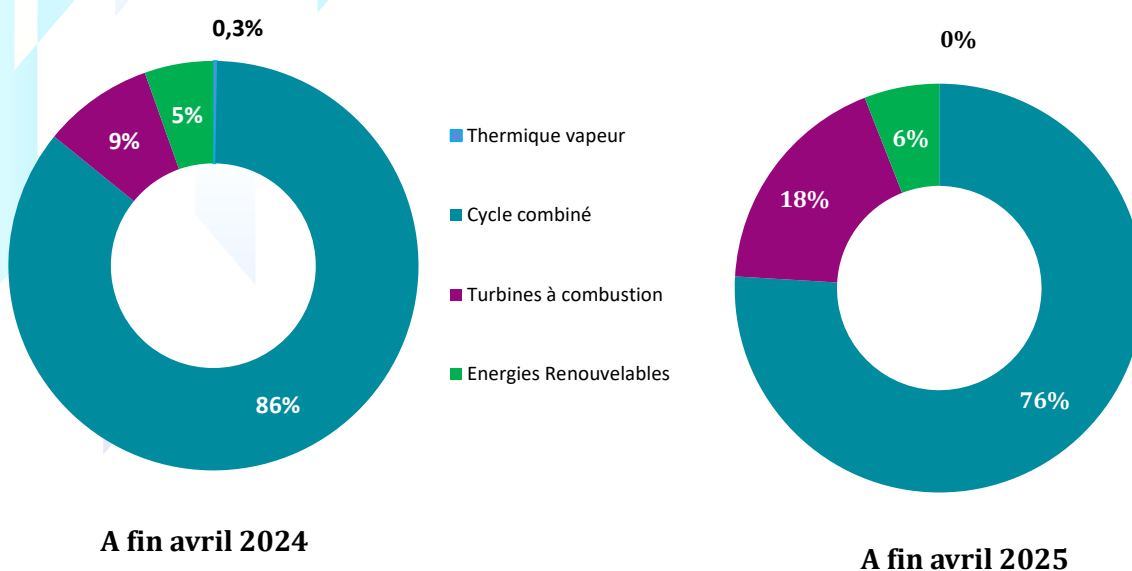
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **5%** à fin avril **2024** et à fin avril **2025** pour se situer à **194.6 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une quasi stabilité alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une hausse de **5%**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **86%** à **76%** entre fin avril **2024** et fin avril **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Avril		A fin avril	
		2024	2025	2024	2025
Nb de permis octroyés	0	0	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	0
Nb total des permis	15	16	15	16	15
Nb de forages explo.	1	0	0	1	0
Nb forages dévelop.	0	0	0	0	2
Nb de découvertes	1	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin mars **2025**, est de **15** dont **14** permis de recherche et **1** permis de prospection (*la liste des permis en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn*).

Le nombre total de concessions est de **56** dont **44** en production. L'Etat participe à travers l'ETAP dans **34** de ces concessions en production et directement dans **3** (*la liste des concessions en cours de validité est disponible sur le site web du ministère : www.energiemines.gov.tn*).

Exploration

Acquisition sismique à fin avril 2025

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

Forage d'exploration à fin avril 2025

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration à fin avril **2025**.

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Chaal-2	Chaal	25/10/23	Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon du puits. 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. Préparatifs pour le test du puits.

Développement

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	CRG-10 ST	Chergui	25/01/2025	Profondeur actuelle : 640 m. Forage en cours.
02	CRG-12 ST	Chergui	25/03/2025	Profondeur actuelle : 1892 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.



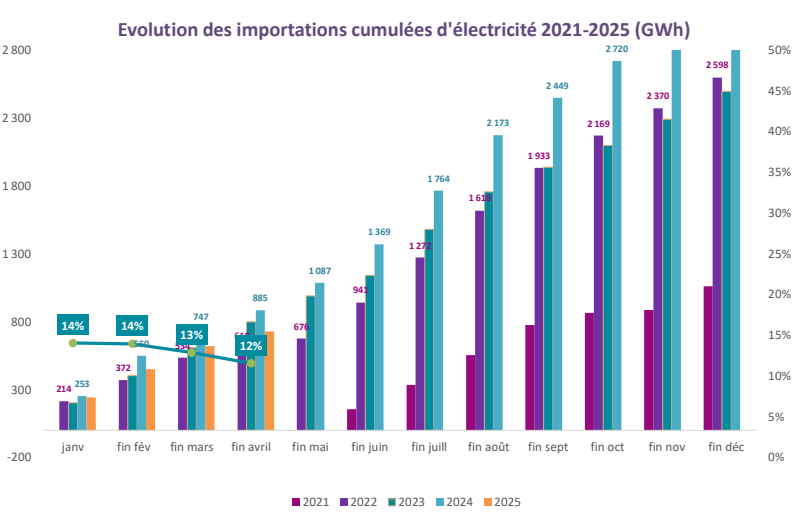
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin avril				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18617	4 361	5 310	5290	-0,4%	2%
FUEL + GASOIL	72	588,5	0	0	-	-100%
GAZ NATUREL	18156	3542,9	5165	5167	0,04%	4%
HYDRAULIQUE	16	25,5	3	2	-28%	-22%
EOLIENNE	337	204,3	130	109	-16%	-6%
SOLAIRE	37	0	12,3	12,4	1%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	1085	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34	0	10	12	22%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	557	0	142	190	34%	-
ACHAT TIERS	187	30	82	83	2%	11%
PRODUCTION NATIONALE	19395	5 476	5 544	5 576	1%	0,2%
Echanges	-1,1	-5	-3	24	-803%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	885	729	-18%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	0	6	24	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	5471	6419	6305	-2%	1%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).						
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol						
(3) Provisoire						

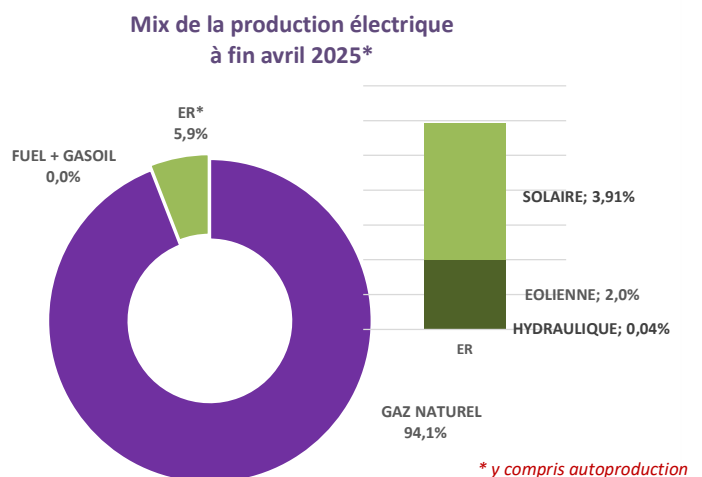
La production nationale d’électricité a enregistré, à fin avril 2025, une légère hausse de 1% pour se situer à 5576 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 5544 GWh à fin avril 2024. La production destinée au marché local a enregistré par contre une baisse de 2%. Ainsi les achats d’électricité principalement de l’Algerie ont couvert 12% des besoins du marché local à fin avril 2025.



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

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

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **95%** de la production nationale à fin avril **2025**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une quasi stabilité. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **6%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin avril **2025**.



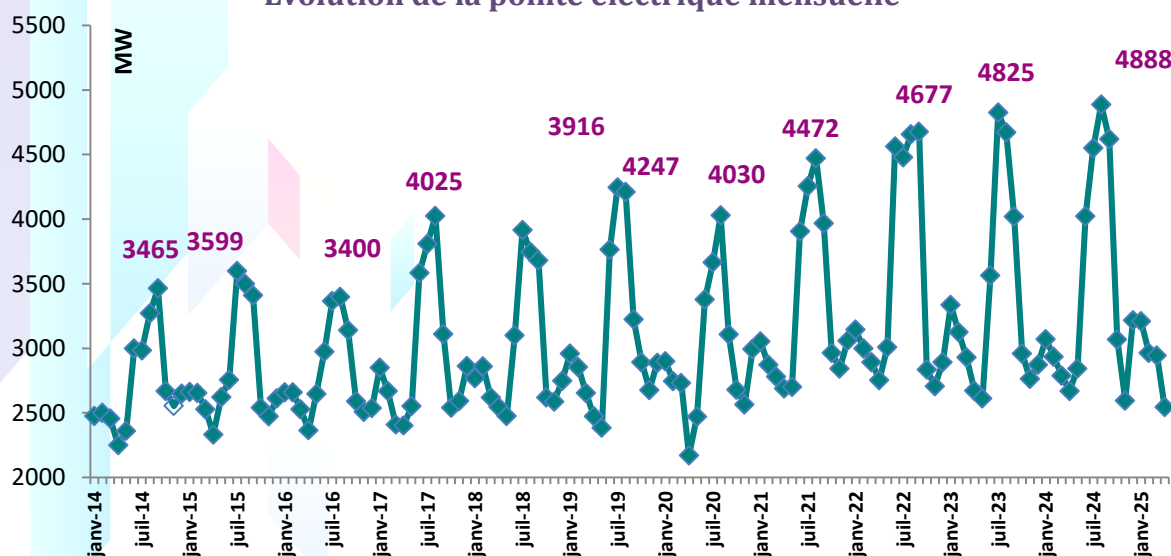
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **350 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin **2024** dans le secteur résidentiel et **323** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **50 MW** sur la moyenne et la haute tension dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

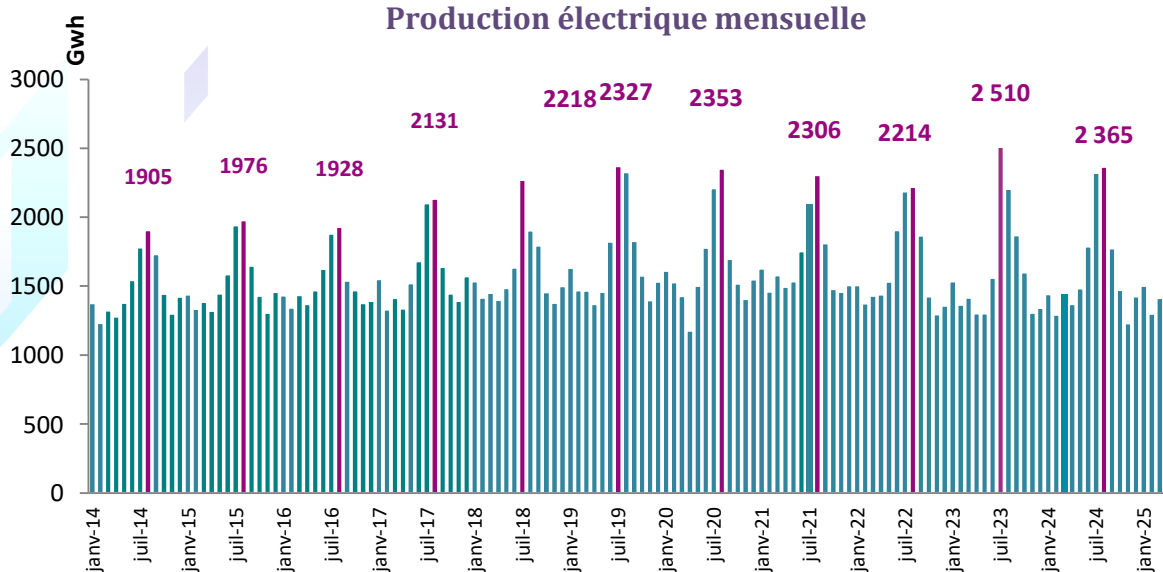
La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **3211 MW** à fin avril **2025** contre **3073 MW** à fin avril **2024**.

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 avril				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1168	468	353	422	20%	-1%
Moyenne tension	7082	2003	2084	2059	-1%	0,3%
Basse tension	8839	2285	2665	2599	-3%	1%
TOTAL VENTES **	17089	4 756	5 102	5 080	-0,4%	0,5%

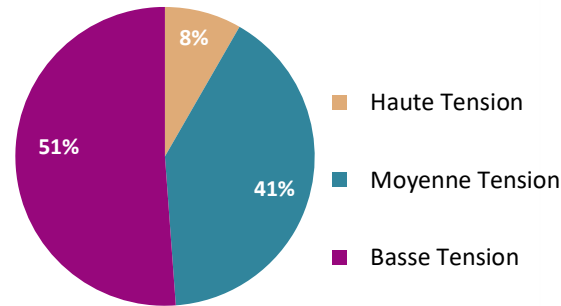
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d’électricité ont enregistré une quasi stabilité entre fin avril **2024** et fin avril **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **20%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, 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.

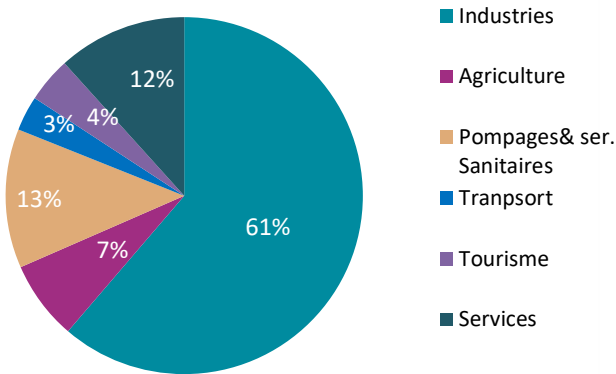
Les industriels restent les plus grands consommateurs d’électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin avril **2025**.

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement la pompage agricole (**-12%**), les industries métallurgiques de base (**-4%**) et les industries du textile et de l’habillement (**-2%**) contre une hausse des ventes du l’industrie du papier et de l’edition (**+19%**) , l’industrie chimique et du pétrole (**+5%**) et les indutries extractives (**+7%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin avril 2025



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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin avril 2025 :

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
Energie solaire photovoltaïque	CONCESSION	Appel d'offres 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	Lancement de l'appel d'offres 2018-2019 Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021. Approbation par décrets lois en décembre 2021 Projet Kairouan de 100MW : signature des accords de financement le 26 septembre 2023. Lancement des travaux le 08 mai 2024, fin des travaux prévue pour l'été 2025. Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : en phase de bouclage financier prévu au cours du 3^{ème} trimestre 2024. Projets de Gafsa (100 MW) et de Tataouine (200 MW) : Signature des accords de projet le 08 mai 2024, démarrage des travaux prévu pour début 2025.
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MW à partir de fin mai 2024 sur 4 tours d'une capacité de 200 MW chacun sont prévus à 6 mois d'intervalle. Attribution de trois projets avec une puissance maximale de 100 MWac chacun : - Qair International SAS sur un site à El Ksar (Gafsa) - SCATEC ASA sur un site à Mezzouna (Sidi Bouzid) - VOLTALIA SA sur un site à Menzel Habib (Gabes)
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 300 MW (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : Fin mai 2024 Attribution d'un (1) projet sur le site d'El Khobna (Sidi Bouzid) proposé par l'Etat : Qair International SAS avec une puissance de 198 MWac
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 200 MW	Lancement de la deuxième round de l'Appel d'Offres N°01-2022 pour 2 centrales de capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MWac. Délai : Fin juin 2025
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020.

			Projet SidiBouزيد : 1MW en avril 2023. Projet meknassi : 10 MW en avril 2023. Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Un projet de 1MW à Fawar-Kébili : en production (arrêté du 09 septembre 2022). Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023). Projet Sidi Bouزيد : 1MW en avril 2023 (publication en cours)
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW) Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 11 janvier 2024). Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 23 avril 2024). Projet à Matmata-Gabes de 1MW : en production (arrêté du 24 mai 2024). Projet à Sidi Bouزيد de 1MW : en production (publication en cours).
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW).
		5 ^{ème} appel à projets (octobre 2024)	Extension de la date limite de dépôt des demandes jusqu'au 30 juin 2025 à 12h00 heure de Tunis.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	335 MW
		MT/HT	323 autorisations octroyées pour une puissance totale de 125 MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022

		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Mise en service effectuée le 24/11/2021 Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022 Date de début de la marche industrielle : juin 2022.
--	--	---	--

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à Nabeul, 100MW à Djebel Tbagà à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.
		Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW. 1^{er} round : 2*75MW –dernier délai de soumission fixé au 19/12/2024. Extension de la date limite de soumission des offres a été reportée au 25 mars 2025 à 10h00 heure de Tunis.
	AUTORISATION	2ème appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

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