

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

Conjoncture Energétique

Janvier 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



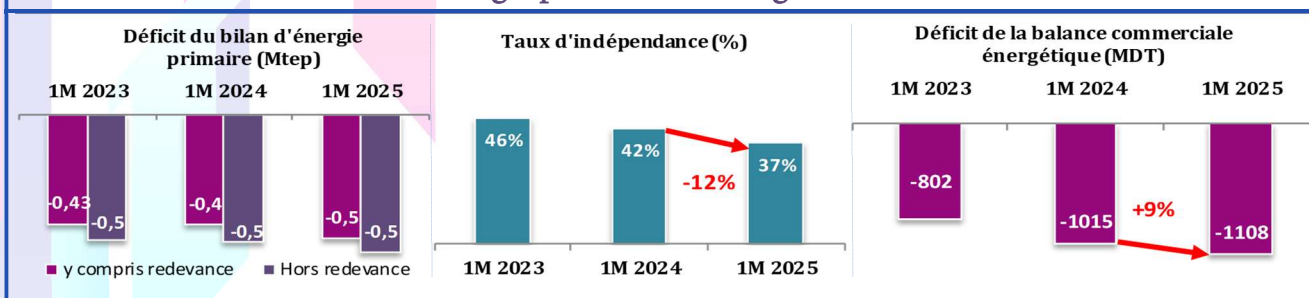
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

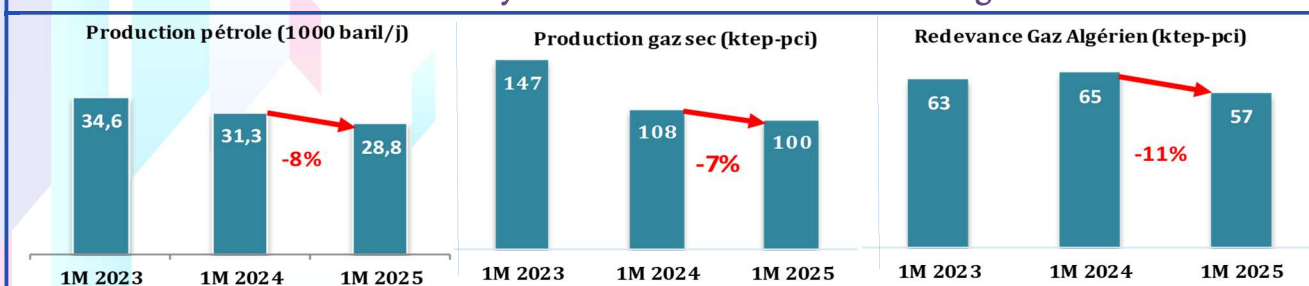
Date de la publication : 14 mars 2025

Faits marquants du mois de janvier 2025

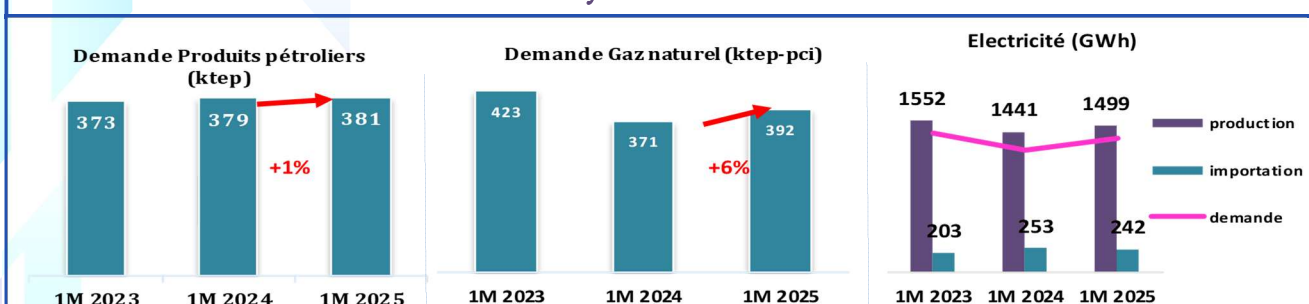
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



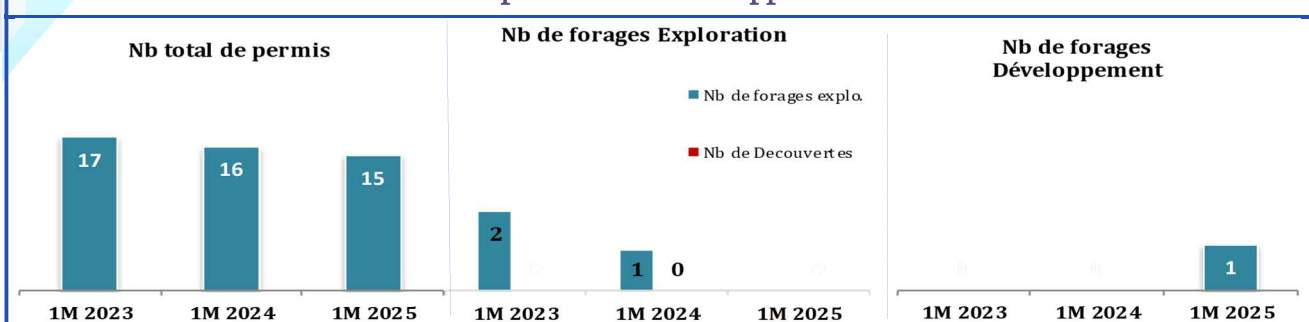
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



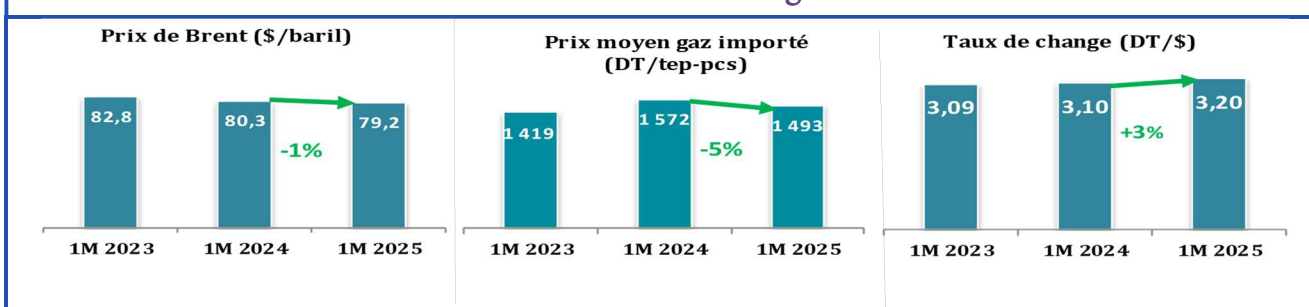
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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	2015 (a)	Janvier 2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	3744	483	318	288	-10%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1394	224	128	113	-11%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	136	21	12	11	-9%	-7%
Gaz naturel	2129	232	173	158	-9%	-4%
Production	1221	198	108	100	-7%	-7%
Redevance	909	34	65	57	-11%	5%
Elec primaire	84	5	6	6	5%	1%
DEMANDE	9136	777	756	779	3%	0,03%
Produits pétroliers	4550	419	379	381	1%	-1%
Gaz naturel	4502	353	371	392	6%	1%
Elec primaire	84	5	6	6	5%	1%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5392	-294	-437	-492
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6301	-328	-502	-549

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 de janvier 2025

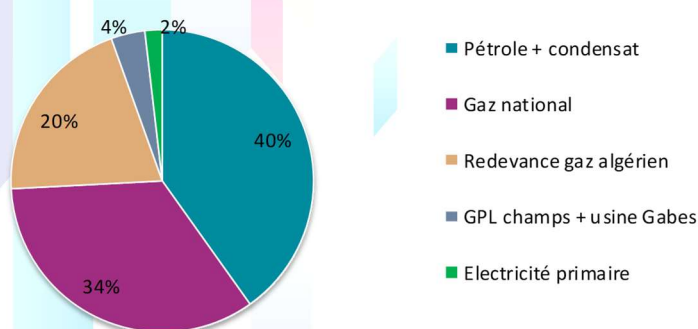
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.3 Mtep** en janvier **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **10%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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

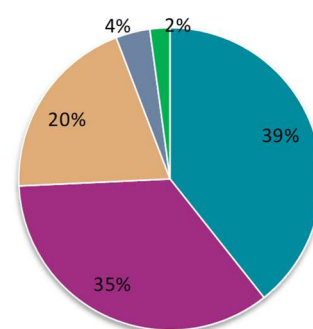
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **2%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **11%** en janvier **2025** par rapport à janvier **2024**.

Répartition des ressources en énergie primaire
janvier 2024



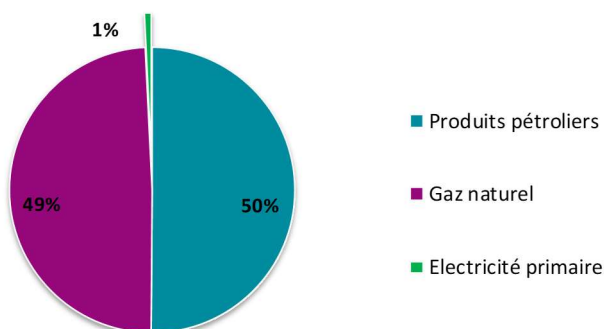
Répartition des ressources en énergie primaire
janvier 2025



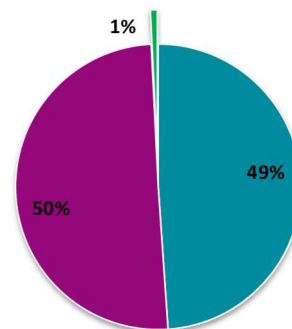
La demande d'énergie primaire a enregistré entre janvier **2025** et janvier **2024** une hausse de **3%** : la demande du gaz naturel a augmenté de **6%** et celle des produits pétroliers a enregistré une légère hausse de **1%**.

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 janvier **2024** à **49%** durant la même période de **2025**. Le gaz naturel a augmenté, par contre, de **49 %** en janvier **2024** à **50%** en janvier **2025**.

Répartition de la demande en énergie primaire
janvier 2024



Répartition de la demande en énergie primaire
janvier 2025



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en janvier **2025, un déficit de 0.49 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **12%** par rapport à janvier **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **37%** en janvier **2025** contre **42%** en en janvier **2024**.

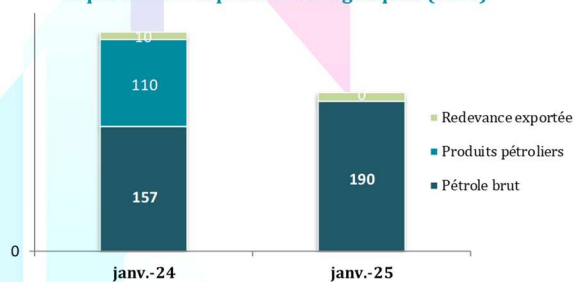
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **30%** en janvier **2025** contre **34%** durant la même période de **2024**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	Janvier			Janvier			Janvier		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							280	200	-28%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	157	190	21%
ETAP	80	102	28%	82	105	27%	157	190	21%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0	0	-
GPI Champs	1,6	0,0	-100%	1,8	0,0	-100%	2,9	0	-100%
ETAP	1,6	0,0	-100%	1,8	0,0	-100%	2,9	0	-100%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	60	0	-100%	60	0	-100%	110	0	-100%
Fuel oil (BTS)	41	0	-100%	40	0	-100%	73	0	-100%
Virgin naphta	19	0	-100%	20	0	-100%	37	0	-100%
Pétrole	0	0,00	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				5	7	26%	10	11	5%
IMPORTATIONS				727	735	1%	1295	1308	1%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	62	0	-100%	64	0	-100%	134	0	-100%
PRODUITS PETROLIERS	400	429	7%	396	436	10%	807	907	12%
GPI	52	63	20%	58	69	20%	105	138	32%
Gasoil ordinaire	137	195	42%	141	200	42%	330	433	31%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	40	37	-8%	41	38	-8%	97	87	-10%
Jet	12	15	32%	12	16	32%	34	39	14%
Essence Sans Pb	63	61	-4%	66	63	-4%	163	147	-10%
Fuel oil (HTS)	20	21	5%	20	20	5%	31	34	12%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	76	38	-50%	58	29	-50%	47	28	-39%
GAZ NATUREL				268	299	12%	354	401	13%
Redevance totale ⁽²⁾				65	57	-11%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				203	242	19%	354	401	13%
(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									

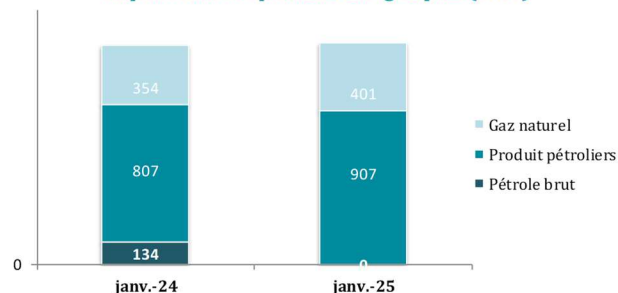
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **28%** accompagnée par une légère hausse des importations en valeur de **1%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1015 MDT** en janvier **2024** à **1108 MDT** en janvier **2025**, soit une augmentation de **9%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

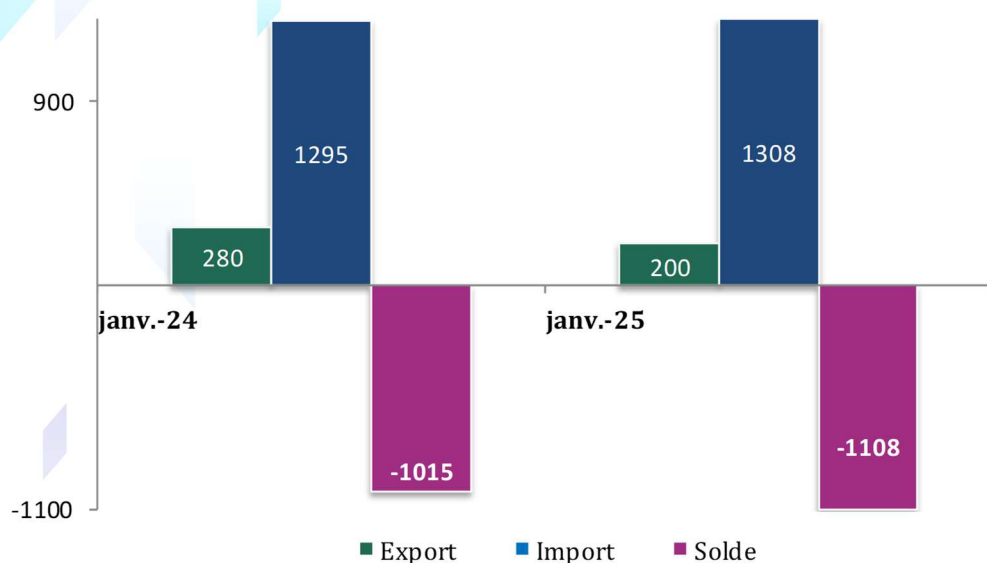
Exportation des produits énergétiques (MDT)



Importation des produits énergétiques (MDT)



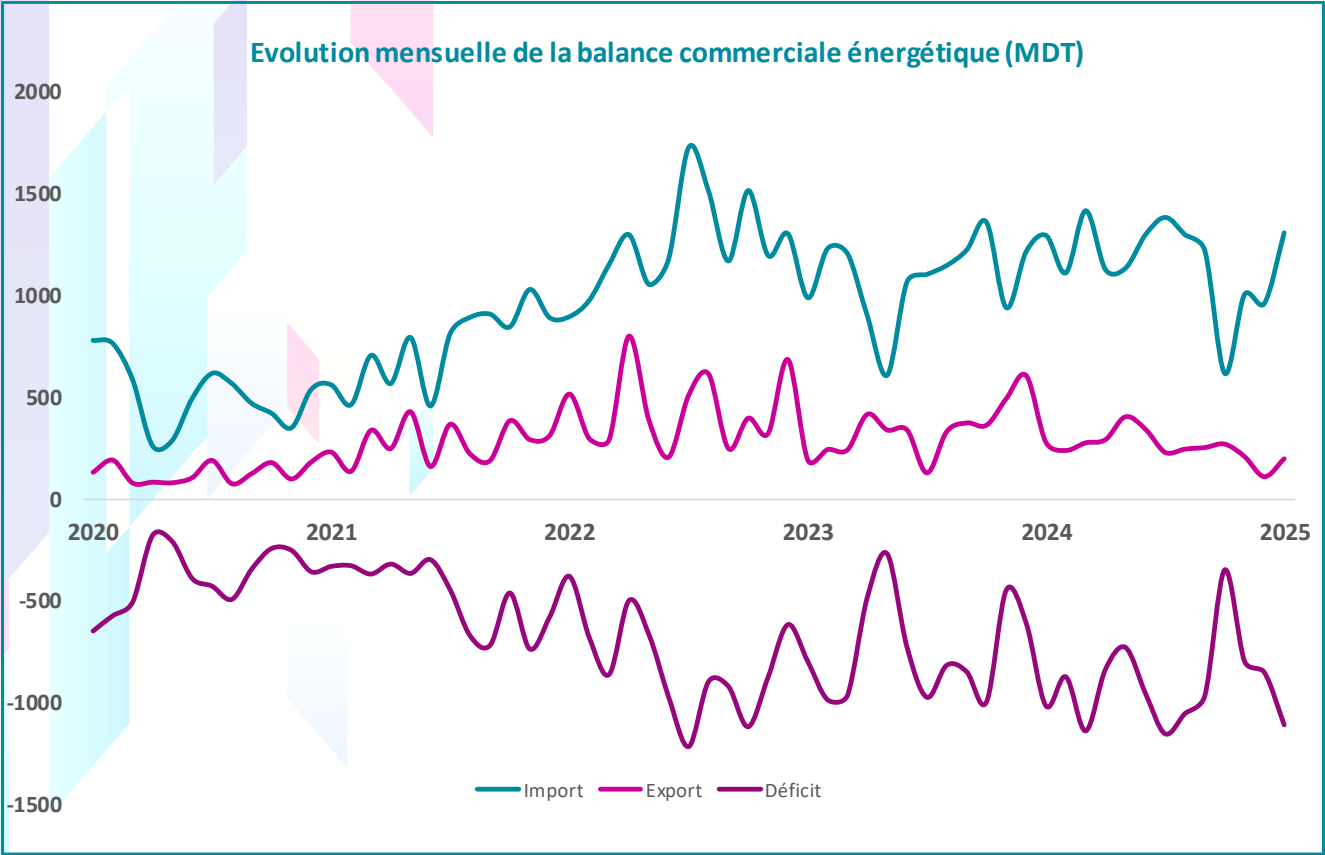
Balance commerciale énergétique (MDT)



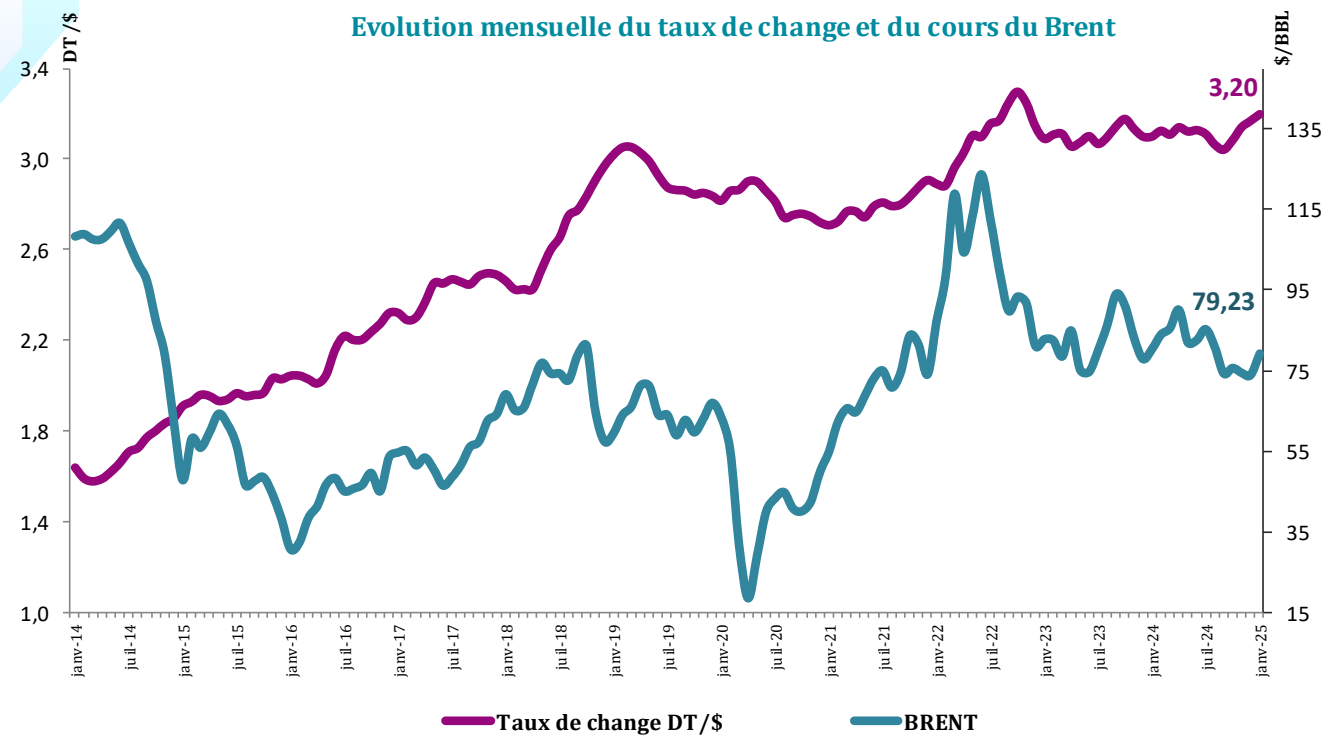
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

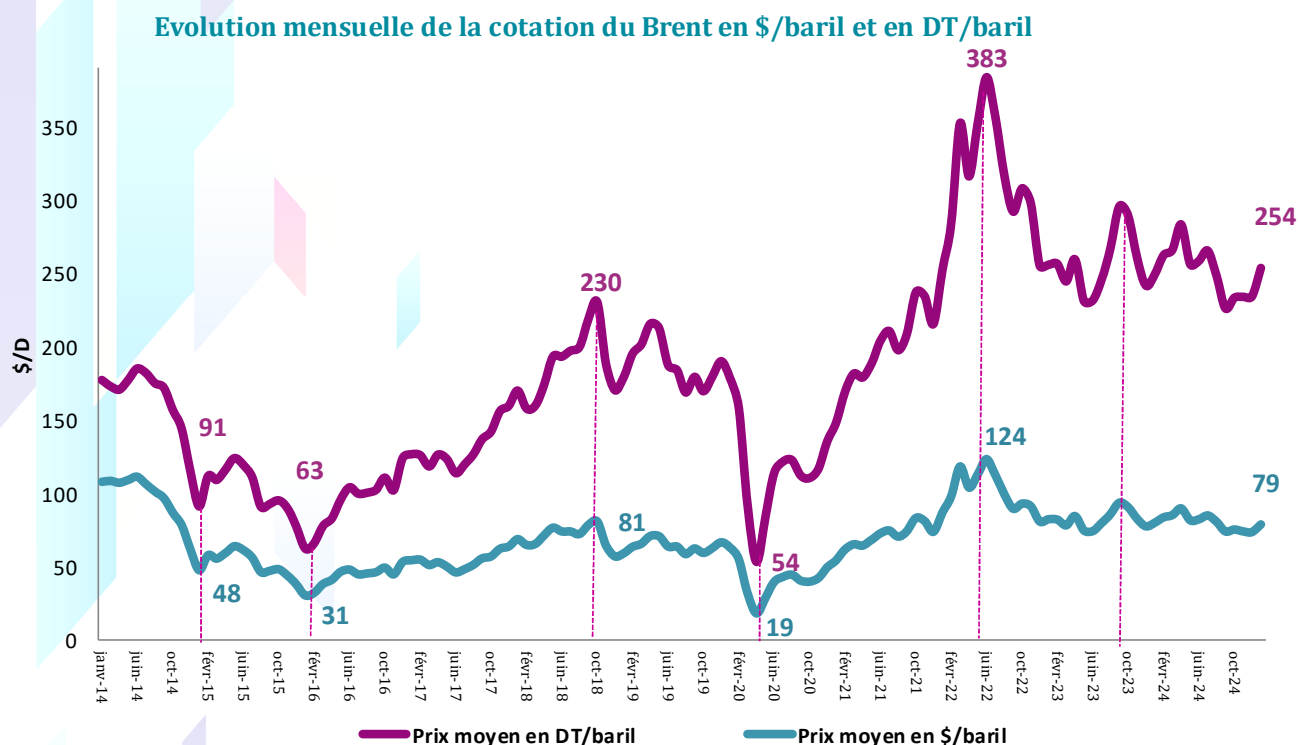
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de janvier 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de 1\$/bbl par rapport au mois de janvier 2024 : 80.3\$/bbl en janvier 2024 contre 79.2 \$/bbl en janvier 2025 et 73.9\$/bbl courant le mois de décembre 2024.

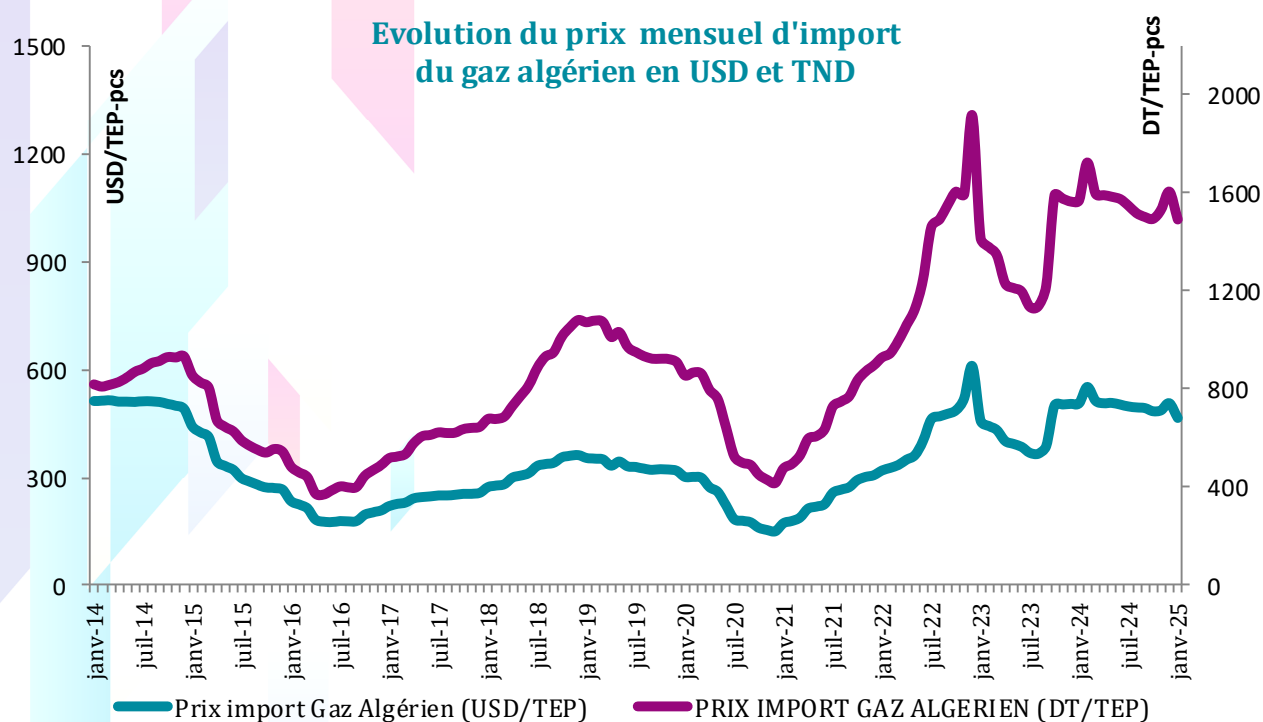


Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une hausse de **3%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (+) Entre janvier **2024** et janvier **2025**, le cours moyen du Brent a enregistré une légère diminution de **1%** : **79.2\$/bbl** contre **80.3 \$/bbl**.
- (+) Une hausse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre janvier **2024** et janvier **2025** de **3%**, le taux de change a augmenté avec un rythme soutenu depuis le mois de mai 2018. Après avoir dépassé pour la première fois le seuil symbolique de 3 DT en janvier 2019.
- (--) La Baisse du prix moyen du gaz algérien de **5%** en DT et de **8%** en \$ entre janvier **2024** et janvier **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**.

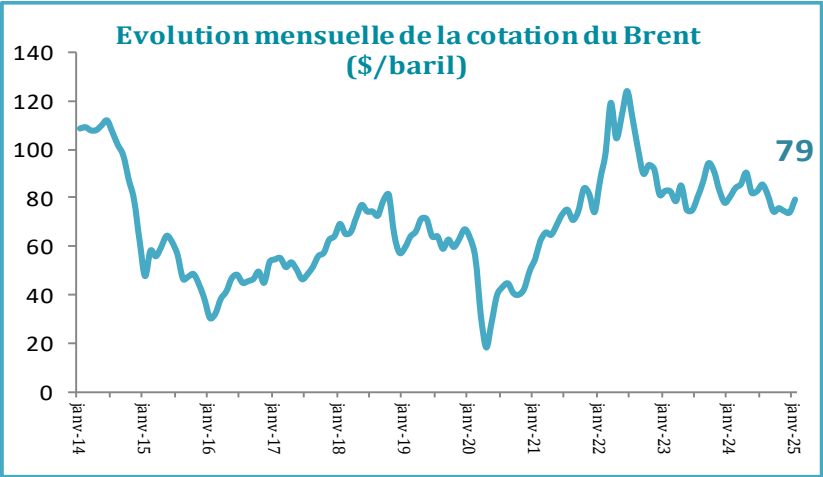
(--) Les importations des produits pétroliers en janvier **2024** ont augmenté par rapport à janvier **2025** de **12%** en valeur.

(--) Baisse des importations de pétrole brut en quantité et en valeur durant janvier **2025** par rapport à janvier **2024**.

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

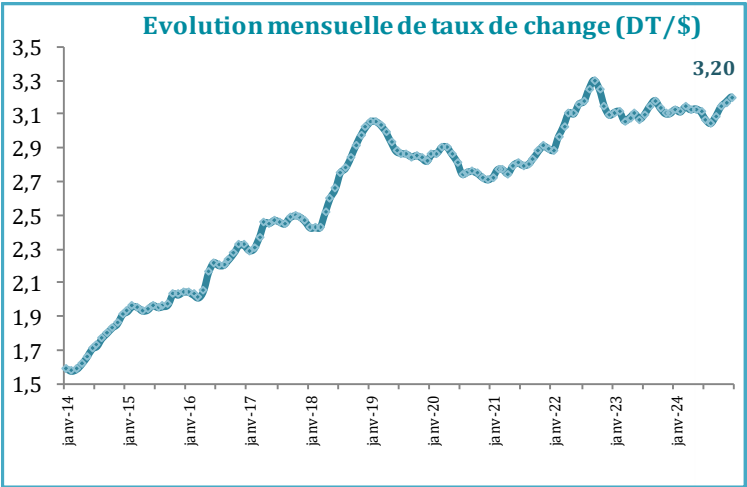
1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)			
	2024	2025	Variat. 24/23
Janvier	80,3	79,2	-1%
Février	83,9		
Mars	85,5		
Avril	90,2		
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

	2024	2025	Variat. 24/23
Janvier	3,10	3,20	3%
Février	3,13		
Mars	3,11		
Avril	3,14		
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		



Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

Pétrole Brut (1)	Janvier 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	-	-
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	239	74,7

(1) Prix moyen pondéré

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

3. Produits pétroliers

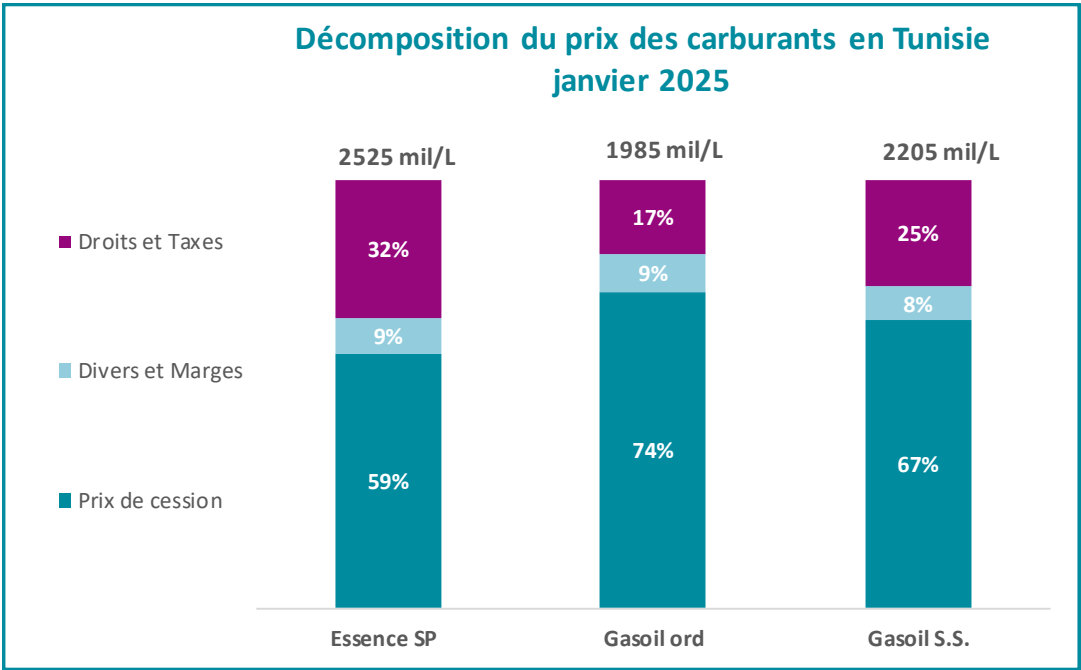
PRODUITS PETROLIERS	Janvier 2025					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1868	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1877	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1990	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1639	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2208	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	28,71	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.

4. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2023	Année 2024	Janvier 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1567	1493

	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

5. 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	Janvier 2024	2025	Var (%)
El borma	175	13,9	15,9	14%
Ashtart	139	13,4	11,0	-18%
Hasdrubal	68	6,3	5,1	-19%
Adam	106	8,6	8,7	1%
M.L.D	47	3,7	4,4	19%
El Hajeb/Guebiba	89	9,7	7,8	-19%
Cherouq	43	4,2	3,5	-18%
Miskar	42	4,1	2,8	-32%
Cercina	68	6,3	5,6	-10%
Barka	22	1,4	0,5	-60%
Franig/Bag/Tarfa	34	3,4	3,0	-14%
Ouedzar	37	3,6	3,1	-14%
Gherib	57	5,3	4,3	-20%
Nawara	73	6,7	4,2	-38%
Halk el Manzel	51	4,6	4,3	-6%
Autres	294	28,5	25,1	-12%
TOTAL pétrole (kt)	1 347	124	109	-12%
TOTAL pétrole (ktep)	1 379	127	112	-12%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 362	125	111	-11%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 395	128	113	-11%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	131	11	10	-9%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	143	12	11	-9%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 493	135	120	-11%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 538	139	124	-11%

(*) Valeurs estimées pour le mois de janvier 2025 sur la base des réalisations des mois précédents.

La production nationale de pétrole brut s'est située à **109 kt** en janvier **2025** enregistrant ainsi une baisse de **12%** par rapport à janvier **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir Ashtart (-18%), El Hajeb/Guebiba (-19%), Gherib (-20%), Nawara (-38%), Miskar (-32%) et Halk el Manzel (-6%).

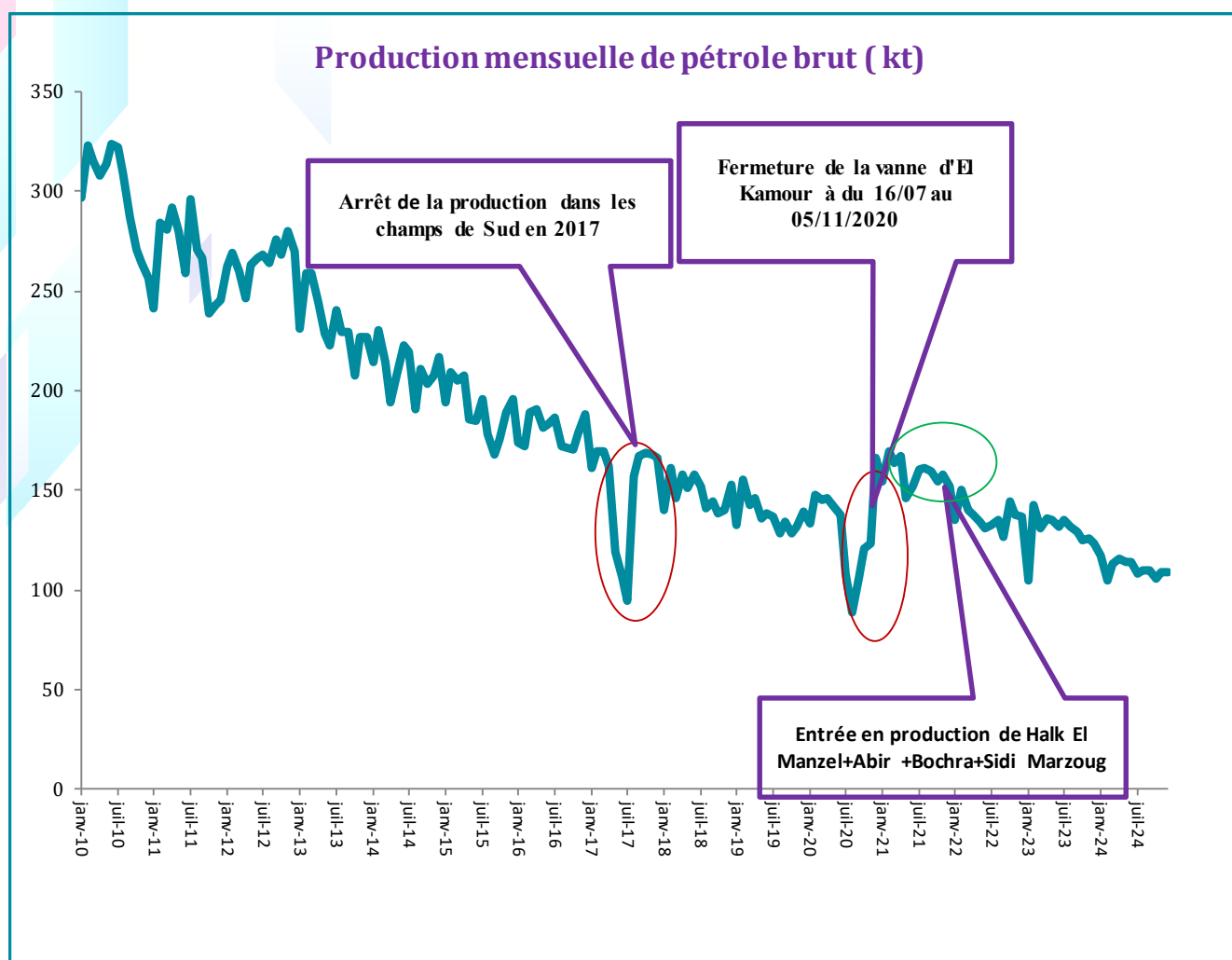
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir El borma (+14%), M.L.D (+19%) et Adem (+1%).

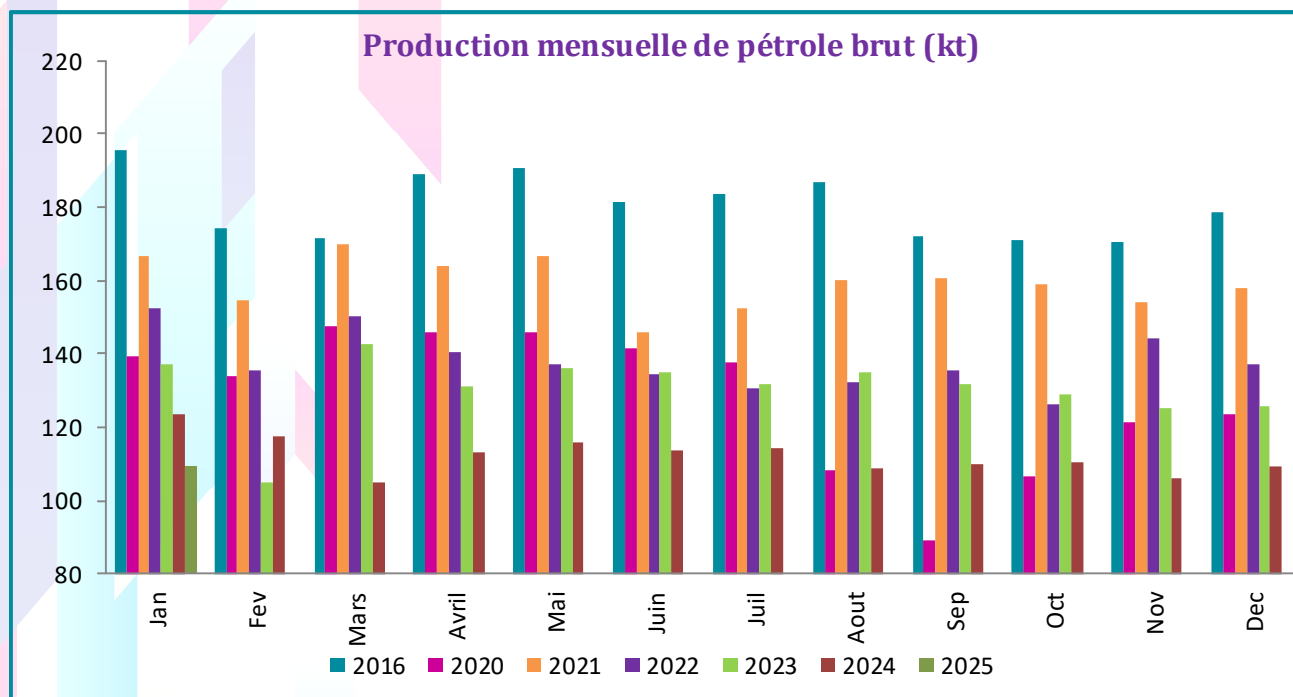
Il convient de noter :

- **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 **31.3** mille barils/j en janvier **2024** à **28.8** mille barils/j en janvier **2025**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2025**.



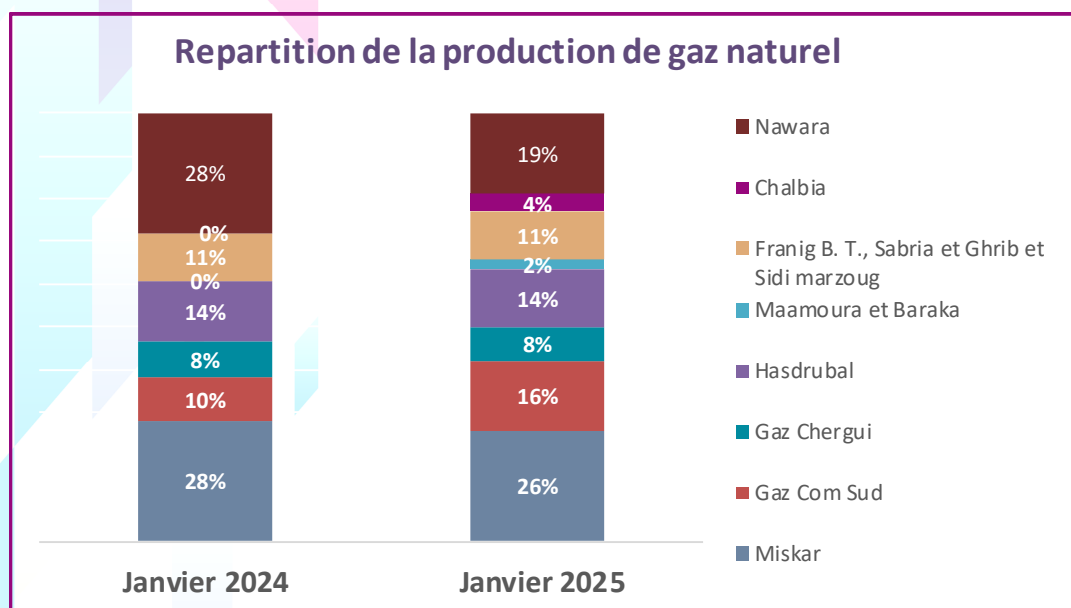


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	2015 (a)	Janvier 2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 129	232	173	158	-9%	-4%
Production nationale	1 221	198	108	100	-7%	-7%
Miskar	317	56	30	26	-15%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	184	30	11	17	50%	-6%
Gaz Chergui	98	23	9	8	-15%	-10%
Hasdrubal	159	67	15	14	-11%	-15%
Maamoura et Baraka	19	9	0	2	-	-13%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	131	14	12	11	-9%	-2%
Chalbia	0	0	0	4	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	312	0	30	19	-37%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	909	34	65	57	-11%	5%
Achats	2 290	147	203	242	19%	5%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 366	258	192	175	-9%	-4%
Production nationale	1356	220	120	112	-7%	-7%
Miskar	353	62	34	29	-15%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	204	33	12	18	50%	-6%
Gaz Chergui	109	26	10	9	-15%	-10%
Hasdrubal	176	74	17	15	-11%	-15%
Maamoura et Baraka	22	10	0	3	-	-13%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	145	15	14	12	-9%	-2%
Chalbia	0	0	0	5	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	347	0	34	21	-37%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1010	38	72	64	-11%	5%
Achats	2 544	164	225	269	19%	5%
(1)Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam,ChouchEss., Cherouk, Durra, anaguid Est, Bochra et Abir (2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017 (3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017 (4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020 (5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021 (6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en 2024 d'une quantité de 219 million de Cm3 , en cours de regularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **158 ktep**, en janvier **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 **7%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **11%** en janvier **2025** par rapport à janvier **2024** en se situant à **57 ktep**.

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz en janvier **2024** et janvier **2025**.



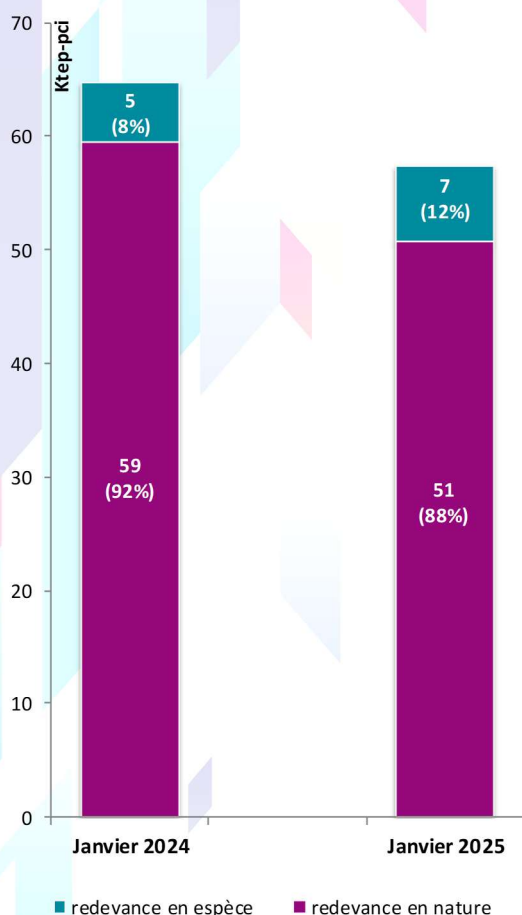
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **37%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **50%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **15%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **11%** en janvier **2025** par rapport à janvier **2025**.

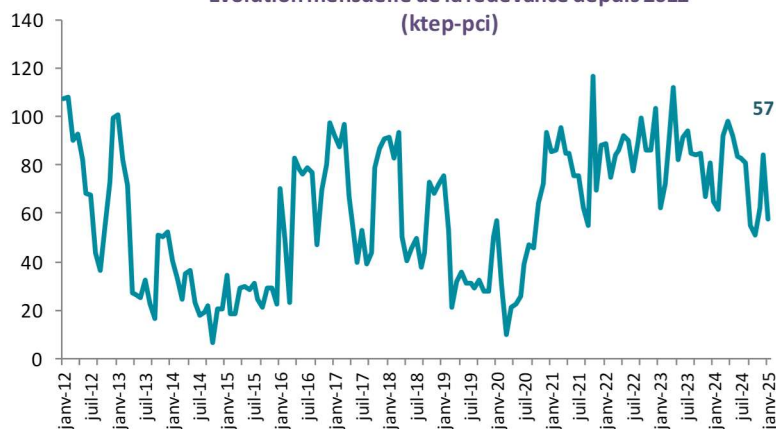
Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**88%**).

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.

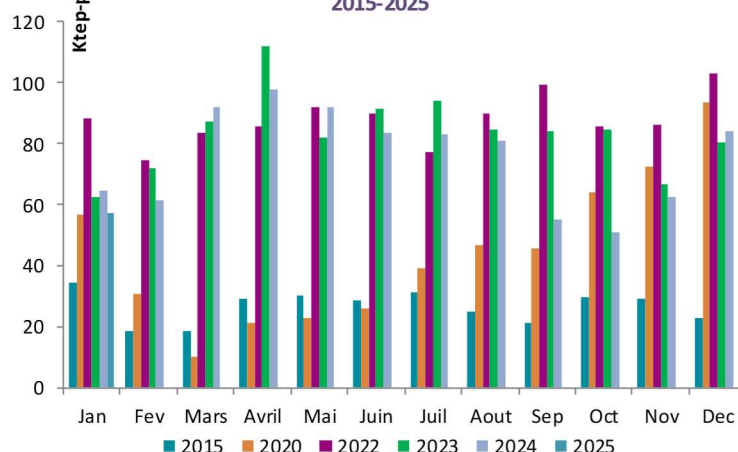
Répartition de la redevance totale



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

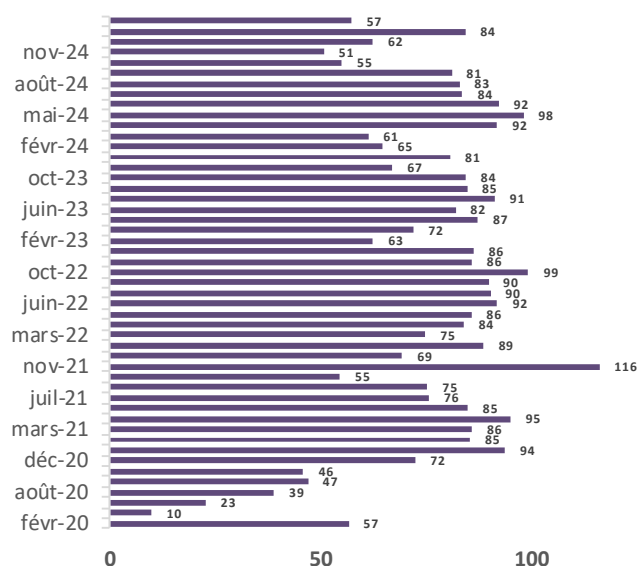


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2025



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 Algérie (ktep-pci) Année 2020-2025

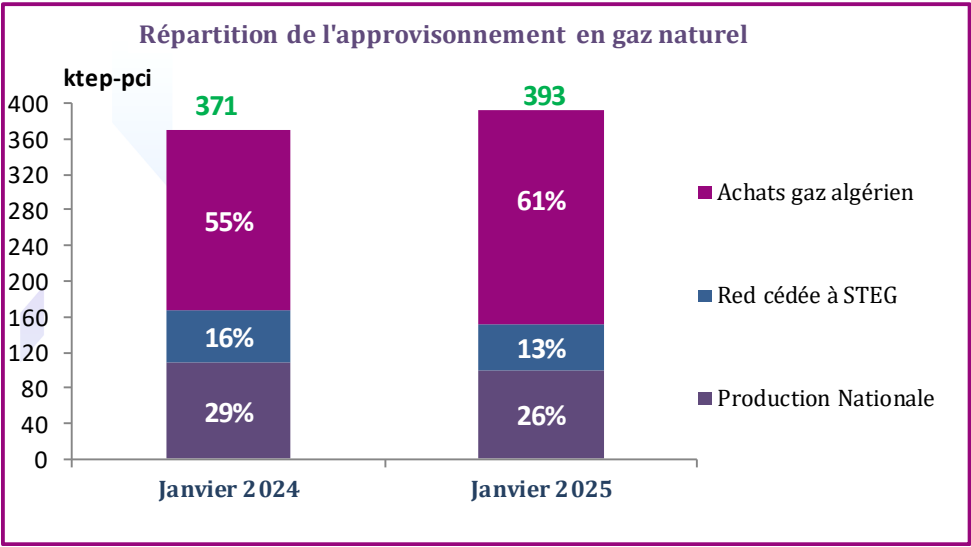


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **19%**, entre janvier **2024** et janvier **2025**, pour se situer à **242 ktep**.

L’approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **6 %** entre janvier **2024** et janvier **2025** pour se situer à **393 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 **29 %** à **26%**.
- 2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **16%** à **13%**.
- 3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **55%** à **61%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	Janvier			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	2	0	-100%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	1	0	-100%	
Gasoil ordinaire	50	0	-100%	
Fuel oil BTS	37	0	-100%	
Virgin Naphta	30	0	-100%	
White Spirit	0	0	-	
Total production STIR	119	0	-100%	
Taux couverture STIR (1)	31%	0%	-100%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	0%	-100%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	31	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

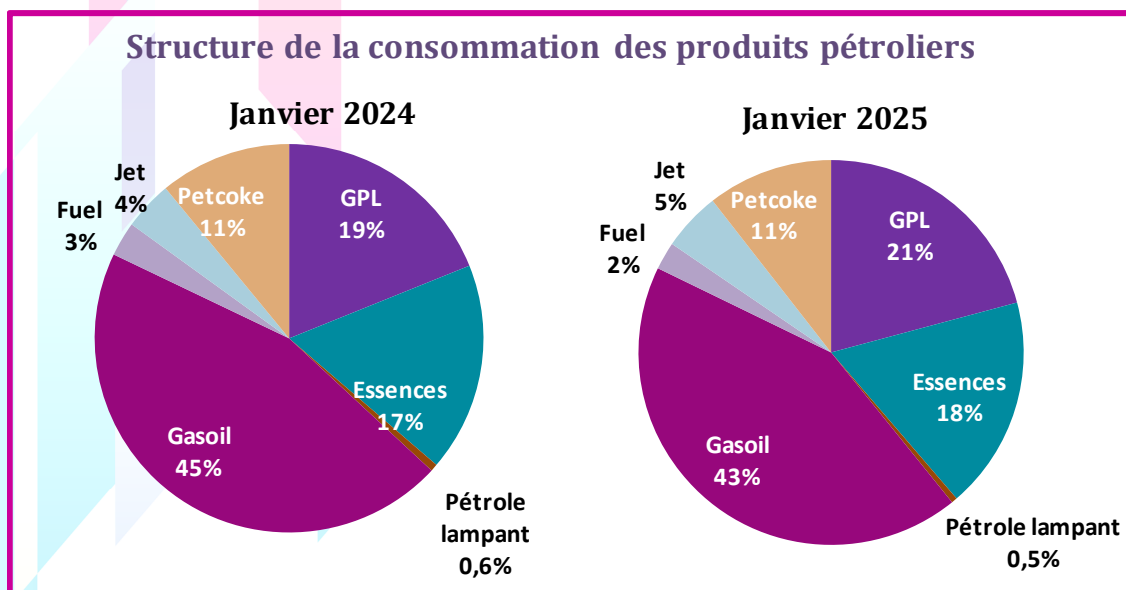
La STIR est actuellement à l'arrêt depuis le 1^{er} janvier 2025. Cet arrêt concerne à la fois l'unité de Topping et l'unité de Platforming.

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	2015 (a)	Janvier 2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	67,0	71,5	79,4	11%	2%
Essences	870	55,9	65,9	68,2	3%	2%
<i>Essence Super</i>	0	0,0	0,0	0,0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	859	55,9	65,0	67,2	3%	2%
<i>Essence premium</i>	11	0,0	0,9	1,0	17%	-
Pétrole lampant	12	7,0	2,3	1,8	-21%	-12%
Gasoil	2 063	166,3	171,1	163,9	-4%	0%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	145,5	133,3	123,3	-8%	-2%
<i>Gasoil SS</i>	472	20,9	37,2	40,1	8%	7%
<i>Gasoil premium</i>	7	0,0	0,5	0,5	9%	-
Fuel	175	18,1	10,9	8,9	-18%	-7%
<i>STEG & STIR</i>	30	2,8	2,9	0,0	-100%	-100%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	145	15,2	8,0	8,9	12%	-5%
Fuel gaz(STIR)	0	0,0	0,0	0,0	-	-
Jet	266	16,3	15,4	18,7	22%	1%
Coke de pétrole	474	45,8	41,5	40,2	-3%	-1%
Total	4550	376	379	381	1%	0,1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4520	373	376	381	1%	0,2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre janvier **2024** et janvier **2025**, une légère hausse de **1%** pour se situer à **381** ktep. Ainsi, nous avons noté une hausse des essences de **3%** et du jet d'aviation de **22%**. Par contre la demande du Fuel a enregistré une diminution de **18%** et celle de petcoke de **3%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre janvier **2024** et janvier **2025** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **3%** en janvier **2024** à **2%** en janvier **2025**, le gasoil dont sa part est passée de **45%** à **43%** durant la même période et le jet d'aviation dont sa part est passée de **4%** à **5%**.

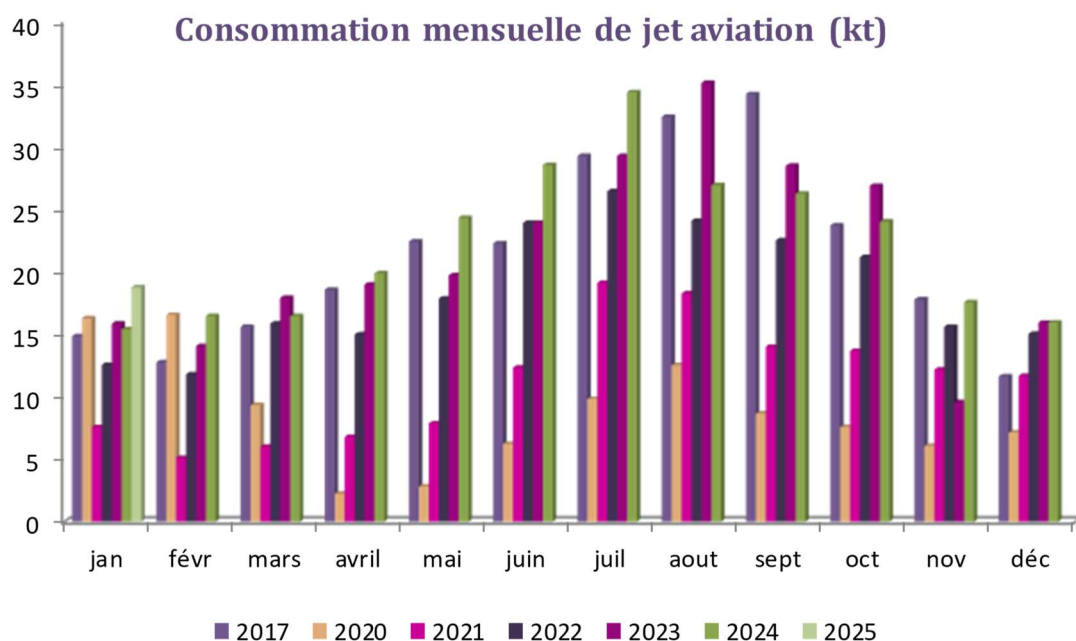


La consommation de carburants routiers a enregistré entre janvier **2024** et janvier **2025**, une baisse de **2%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre janvier **2024** et janvier **2025**, une hausse de **11%**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **3%** entre janvier **2024** et janvier **2025** (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 de **22%** en janvier **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.

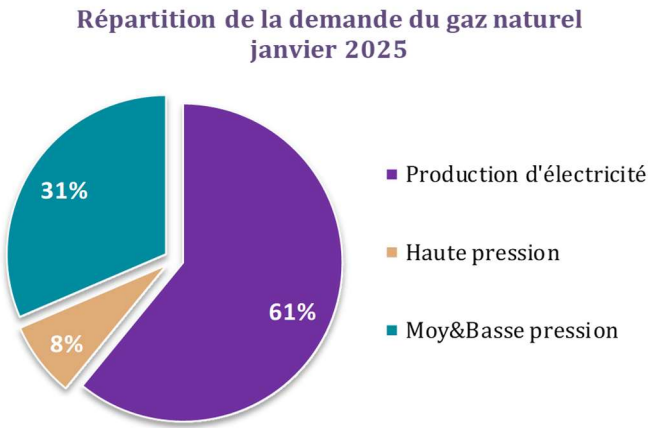


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	Janvier				
		2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 502	375	371	392	6%	0,4%
Production d'électricité	3 168	236	229	239	4%	0,1%
Hors prod élec	1 334	139	142	153	8%	1%
Haute pression	334	23	29	30	3%	3%
Moy&Basse pression	999	116	113	123	9%	1%
Unité: ktep-pcs						
DEMANDE	5 002	417	412	436	6%	0,4%
Production d'électricité	3 520	262	255	265	4%	0,1%
Hors prod élec	1 482	155	158	170	8%	1%
Haute pression	371	26	32	33	3%	3%
Moy&Basse pression	1 110	129	125	137	9%	1%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de **6%** entre janvier **2024** et janvier **2025** pour se situer à **392 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de **4%**, celle pour la consommation finale a augmenté de **8%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**61%** de la demande totale en janvier **2025**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **95%**. 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.



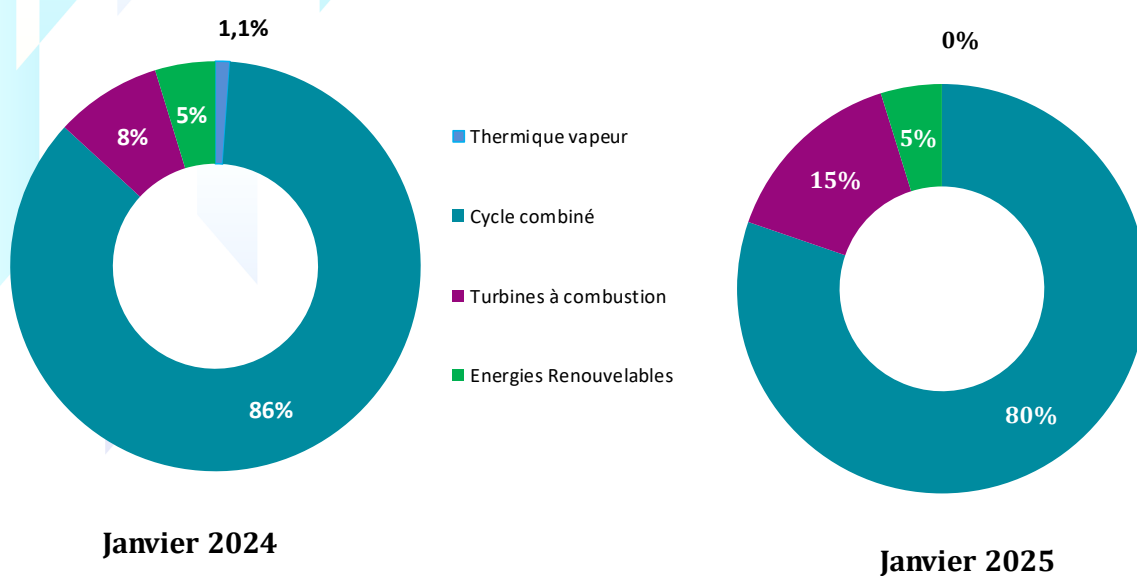
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de **8%** pour se situer à **153 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de **9%** et celle des clients haute pression a enregistré une hausse de **3%**.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une quasi stabilité en janvier **2024** et janvier **2025** pour se situer à **188.3 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **4%**, de même la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une hausse pareille de **4%**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **86%** à **80%** entre janvier **2024** et janvier **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Janvier	
		2024	2025
Nb de permis octroyés	0	0	0
Nb permis abandonnés	1	0	0
Nb total des permis	15	16	15
Nb de forages explo.	1	1	0
Nb forages dévelop.	0	0	1
Nb de découvertes	1	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en janvier **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 en janvier 2025

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique en janvier **2025**.

Forage d'exploration en janvier 2025

- Pas de nouvelle opération de forage d'exploration en janvier **2025**.

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
05	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 d'un (1) nouveau puits de développement en janvier 2025 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
05	CRG-10 ST	Chergui	25/01/2025	Profondeur actuelle : 565 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
03	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : 3326 m. Puits actuellement en suspension.



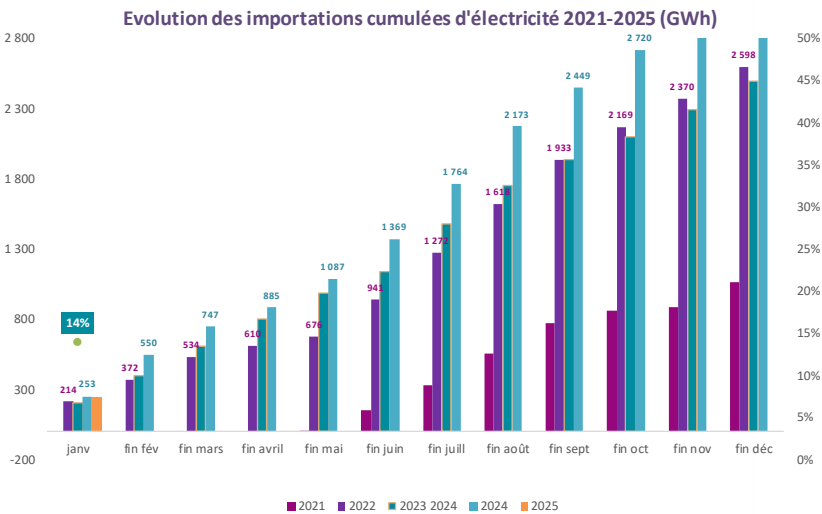
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18617	1 141	1 391	1439	3%	2%
FUEL + GASOIL	72	174,9	0,0	0,0	-	-100%
GAZ NATUREL	18156	905,4	1354,1	1408,2	4%	5%
HYDRAULIQUE	16	2,1	0,5	0,7	40%	-11%
EOLIENNE	337	58,7	33,9	27,6	-19%	-7%
SOLAIRE	37	0,0	2,8	2,8	0%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	291,4	0,0	0,0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34	0,0	1,8	2,0	11%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	557	0,0	28,4	38,4	35%	-
ACHAT TIERS	187	5,0	19,4	19,4	0%	15%
PRODUCTION NATIONALE	19395	1 437	1 441	1 499	4%	0%
Echanges	-0,7	-2	0,7	-1,8	-357%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	253	242	-4%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	0	0,0	14	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	1436	1694	1725	2%	2%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).						
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol						
(3) Provisoire						

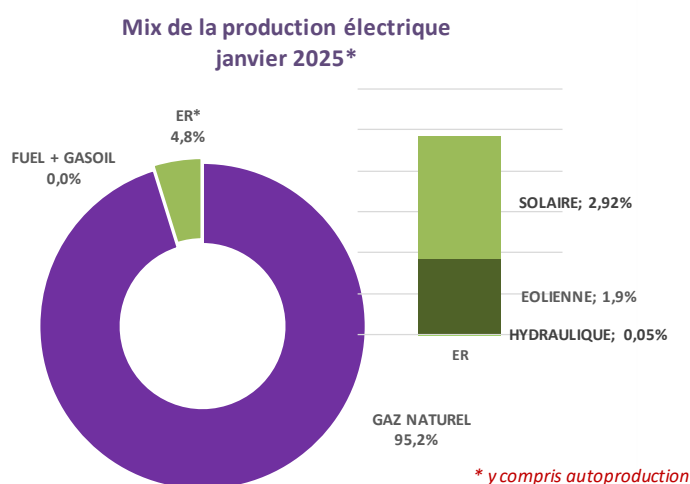
La production totale d’électricité a enregistré, en janvier 2025, une hausse de 4% pour se situer à 1499 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 1441 GWh en janvier 2024. La production destinée au marché local a enregistré aussi une hausse de 2%. Ainsi les achats d’électricité principalement de l’Algerie ont couvert 14% des besoins du marché local en janvier 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 **96%** de la production nationale en janvier **2025**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **4%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **4.8%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en janvier **2025**.



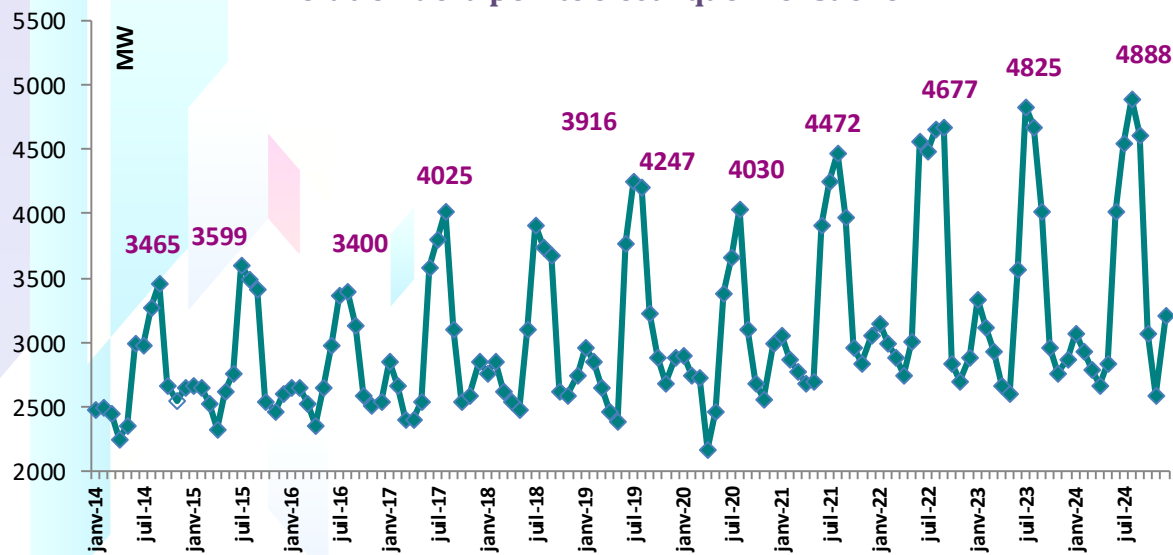
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **300 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **323** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **125MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

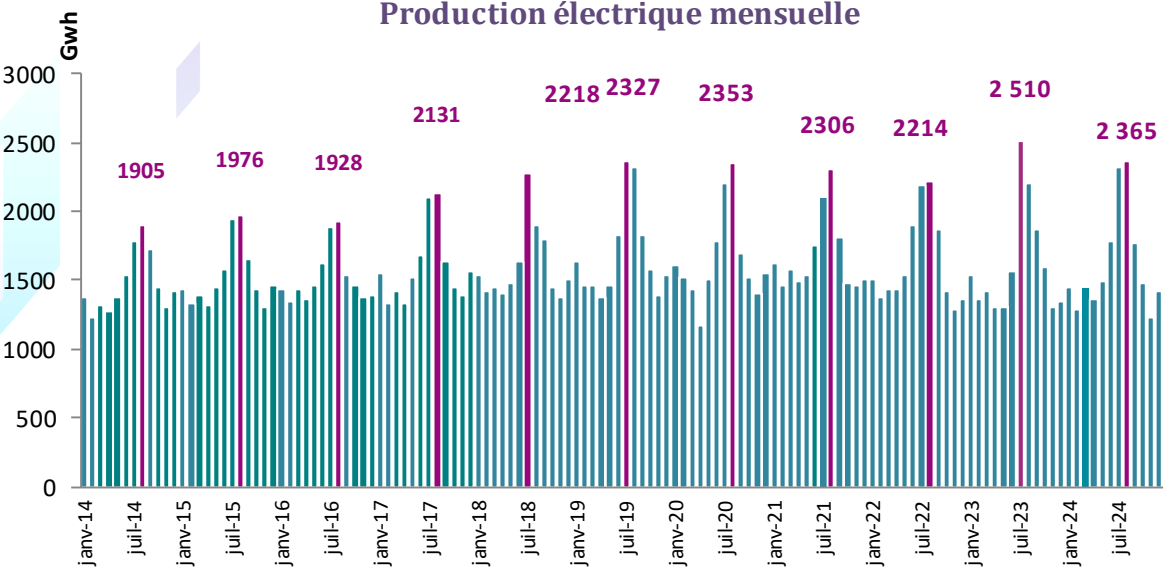
La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **3211 MW** en janvier **2025** contre **3073 MW** en janvier **2024**.

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	Janvier				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1165	110	81	109	34%	-0,1%
Moyenne tension	7084	510	536	543	1%	1%
Basse tension	8839	568	638	718	13%	2%
TOTAL VENTES **	17088	1 188	1 255	1 370	9%	1%

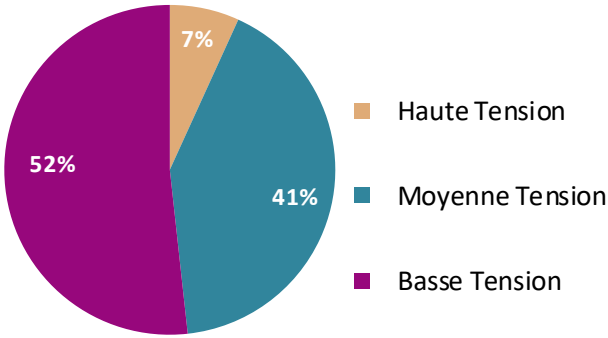
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **9%** entre janvier **2024** et janvier **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **34%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une légère hausse 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.

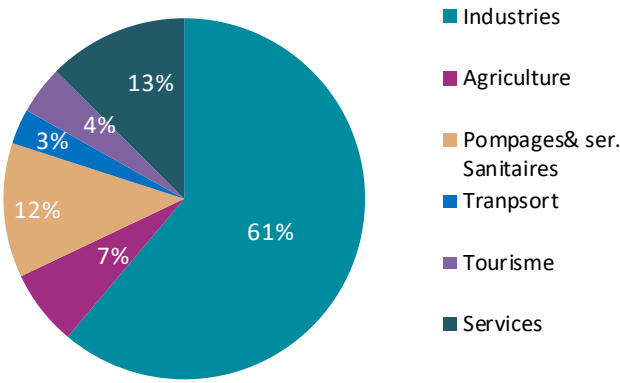
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en janvier **2024**.

La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les IMCCV **(+16%)**, l'industrie chimique et du pétrole **(+14%)**, les industries extractives **(+12%)** et l'industrie du papier et de l'édition **(+4%)**, contre une baisse des ventes du secteur alimentaire et du tabac **(-2%)** et les industrie metallurgique de base **(-7%)**.

Répartition des ventes d'électricité
janvier 2025



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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en janvier 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 avril 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 avril 2025 à 12h00 heure de Tunis.
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	315 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