

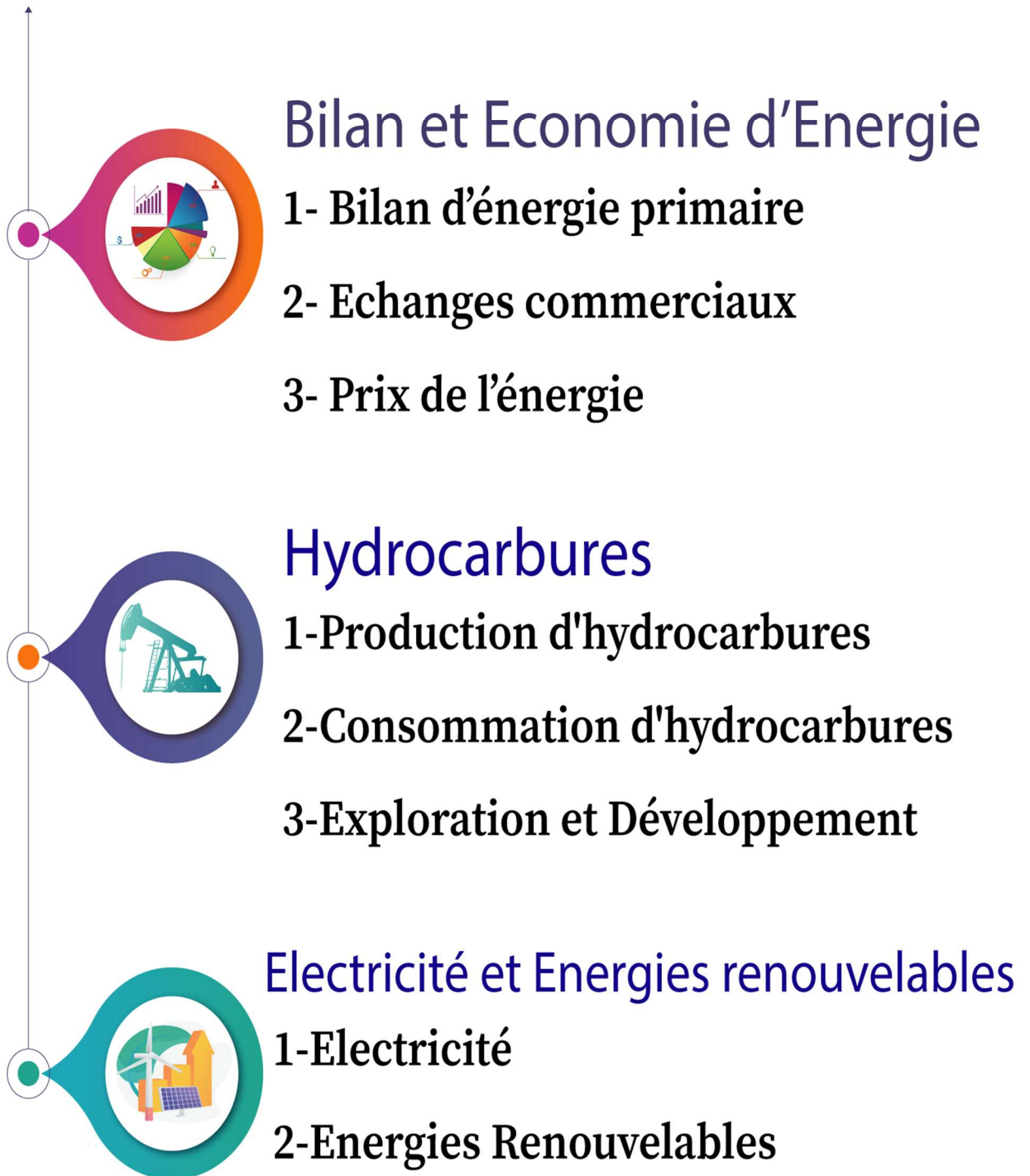
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Février 2025



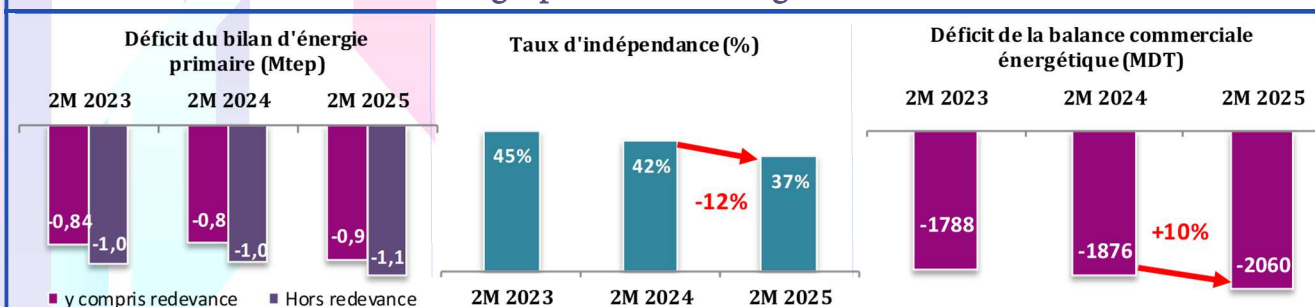
Sommaire



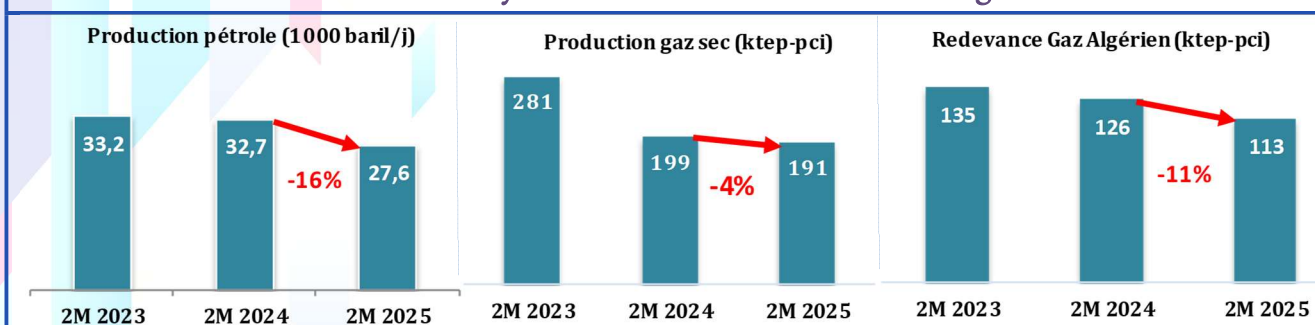
Date de la publication : 18 avril 2025

Faits marquants du mois de février 2025

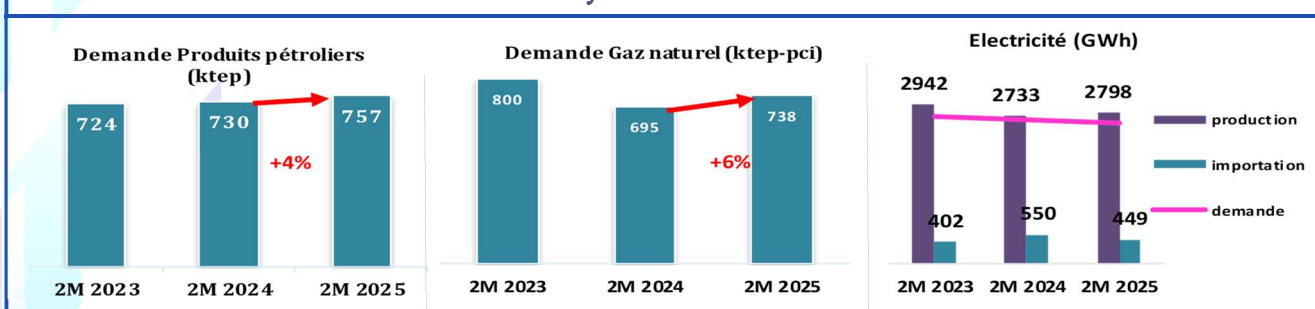
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



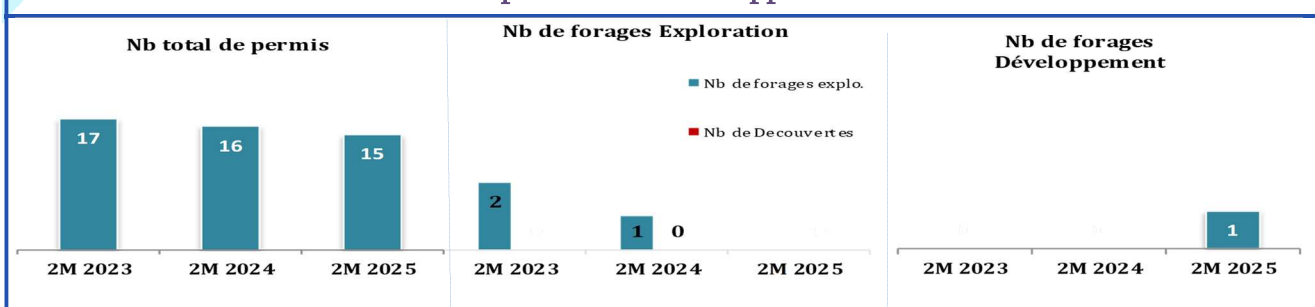
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



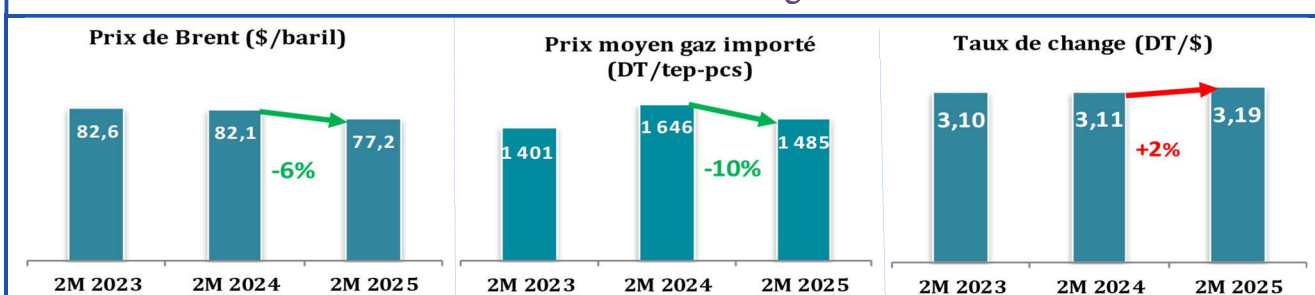
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 fin février		Var (%)	TCAM (%)
		(a)	2024	2025	(c)/(b)	(c)/(a)
			(b)	(c)		
RESSOURCES	3738	894	607	562	-7%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1390	425	249	226	-9%	-6%
GPL primaire ^{(2)(*)}	135	36	21,3	20,6	-3%	-6%
Gaz naturel	2129	422	325	304	-6%	-3%
Production	1221	369	199	191	-4%	-6%
Redevance	909	53	126	113	-11%	8%
Elec primaire	84	11	11,61	11,60	-0,1%	1%
DEMANDE	9134	1491	1437	1507	5%	0,1%
Produits pétroliers	4548	797	730	757	4%	-1%
Gaz naturel	4502	682	695	738	6%	1%
Elec primaire	84	11	11,61	11,60	-0,1%	1%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-5396	-596	-831	-944		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-6305	-649	-957	-1057		
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 février 2025						

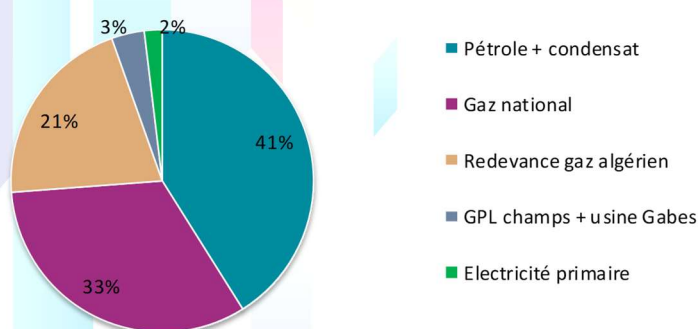
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.6 Mtep** à fin février **2025**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **7%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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

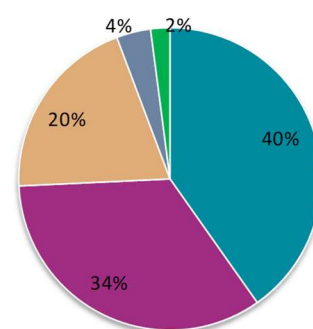
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **2%** des ressources primaires.

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

Répartition des ressources en énergie primaire à fin février 2024



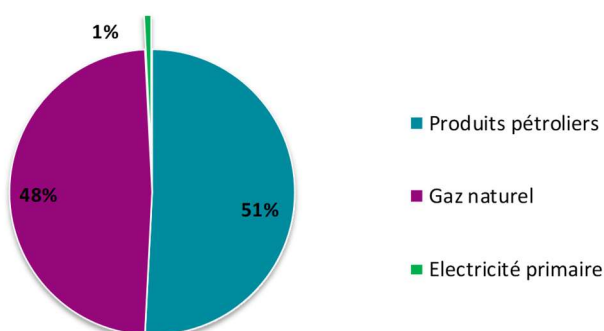
Répartition des ressources en énergie primaire à fin février 2025



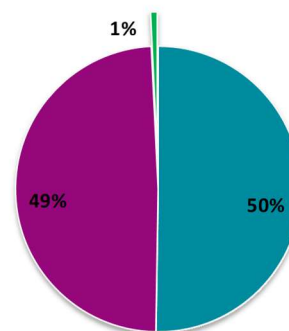
La demande d'énergie primaire a enregistré entre fin février **2025** et fin février **2024** une hausse de **5%** : la demande du gaz naturel a augmenté de **6%** et celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de **4%**.

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

Répartition de la demande en énergie primaire à fin février 2024



Répartition de la demande en énergie primaire à fin février 2025



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin février **2025, un déficit de 0.94 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **14%** par rapport à fin février **2024**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **37%** à fin février **2025** contre **42%** à fin février **2024**.

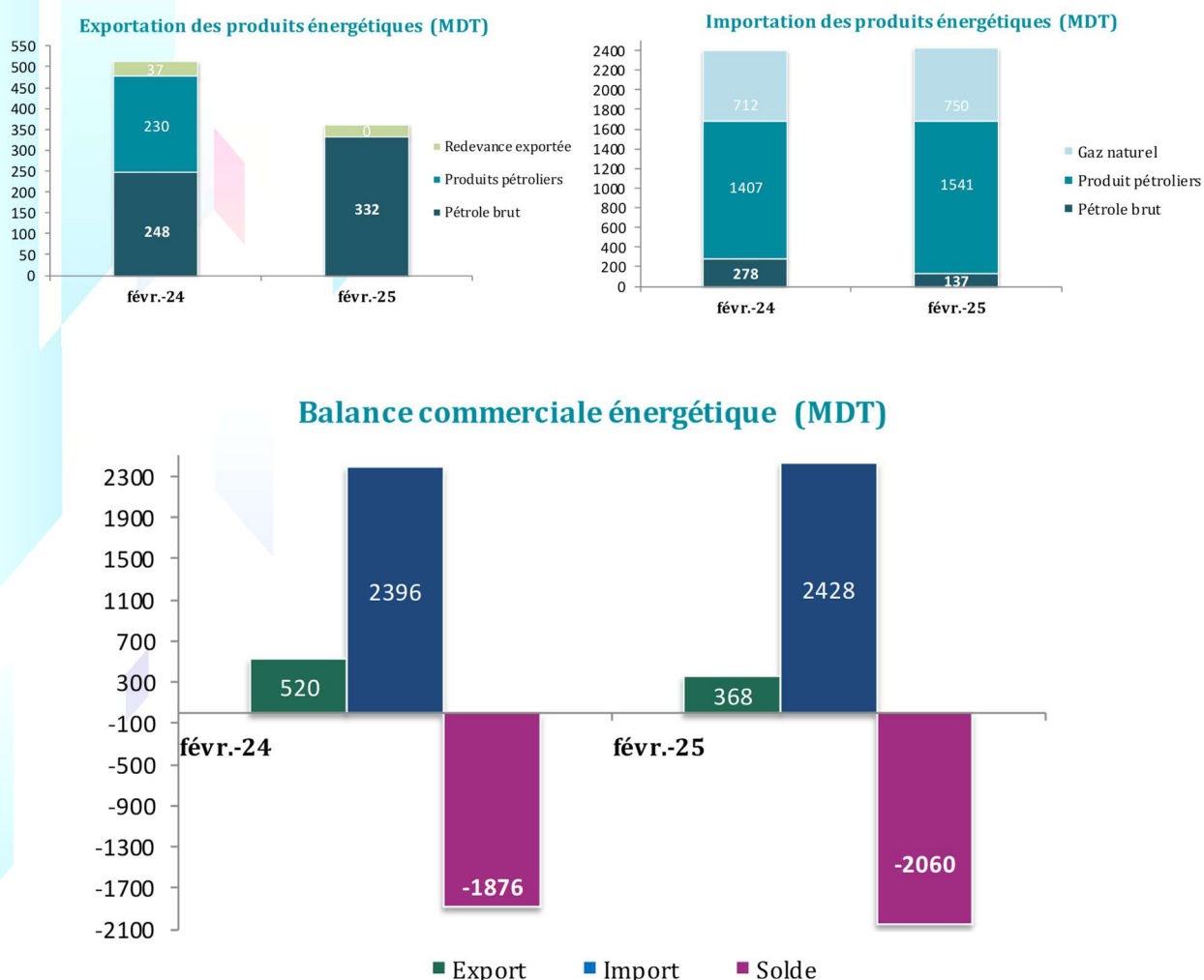
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **30%** à fin février **2025** contre **33%** durant la même période de **2024**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin février			A fin février			A fin février		
	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)	2024	2025	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							520	368	-29%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	248	332	34%
ETAP	126	185	48%	128	189	47%	248	332	34%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0	0	-
GPL Champs	3,9	3,7	-6%	4,4	4,1	-6%	6,0	6	7%
ETAP	3,9	3,7	-6%	4,4	4,1	-6%	6,0	6	7%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	121	0	-100%	123	0	-100%	230	0	-100%
Fuel oil (BTS)	62	0	-100%	61	0	-100%	114	0	-100%
Virgin naphta	59	0	-100%	62	0	-100%	115	0	-100%
Pétrole	0	0,00	-	0	0	-	0	0	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				18	18	-1%	37	30	-19%
IMPORTATIONS				1317	1378	5%	2396	2428	1%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	126	64	-49%	129	66	-49%	278	137	-51%
PRODUITS PETROLIERS	673	737	9%	673	745	11%	1407	1541	10%
GPL	111	121	9%	123	134	9%	217	268	24%
Gasoil ordinaire	209	281	35%	214	289	35%	514	631	23%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	73	73	1%	75	75	1%	184	171	-7%
Jet	12	27	136%	12	28	136%	34	68	101%
Essence Sans Pb	123	125	2%	129	131	2%	330	308	-7%
Fuel oil (HTS)	40	21	-48%	39	20	-48%	63	32	-49%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	106	88	-17%	81	67	-17%	65	62	-5%
GAZ NATUREL				515	567	10%	712	750	5%
Redevance totale ⁽²⁾				126	113	-11%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				389	455	17%	712	750	5%
(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 retournée) 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 **29%** accompagnée par une légère hausse des importations en valeur de **1%**. Le déficit de la balance

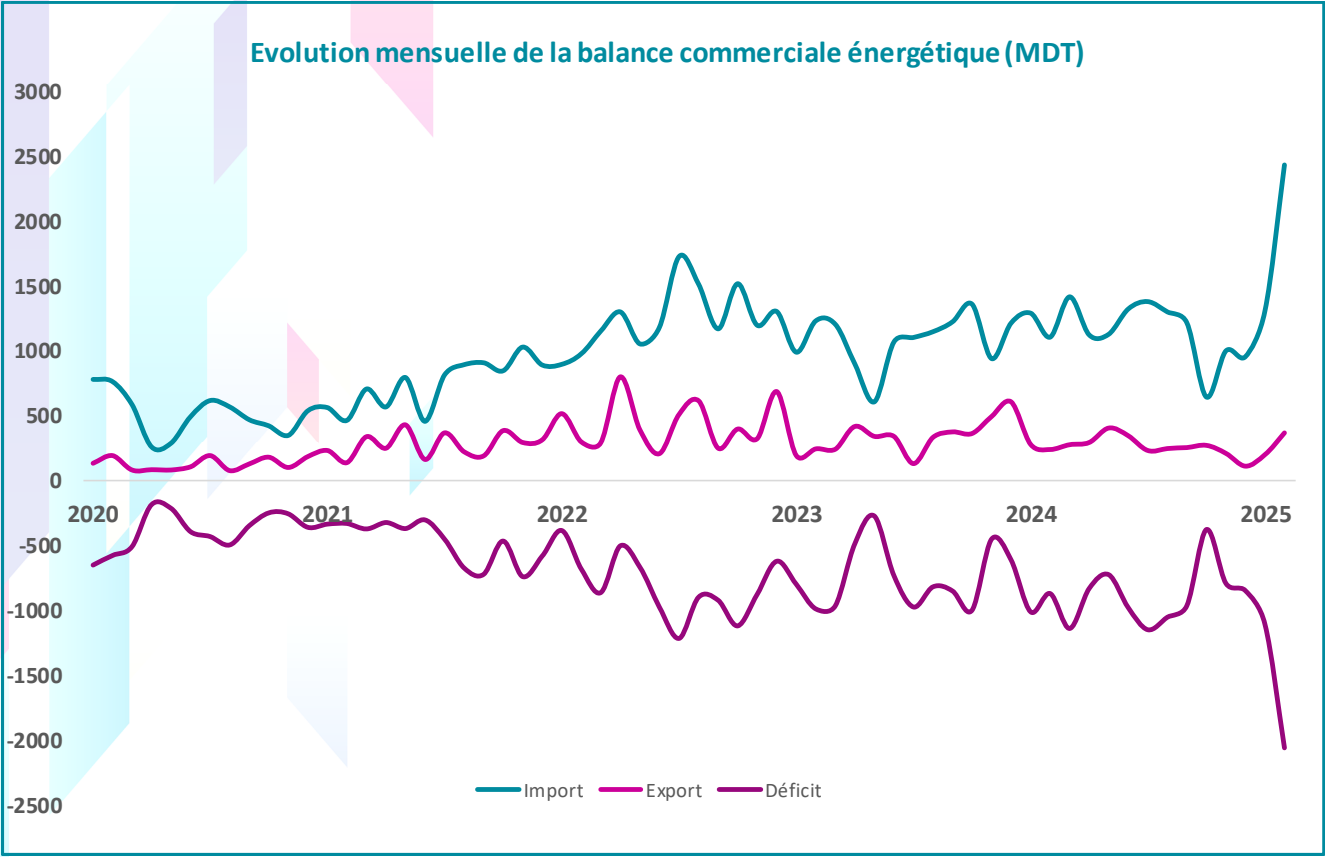
commerciale énergétique est passé de **1876 MDT** à fin février **2024** à **2060 MDT** à fin février **2025**, soit une augmentation de **10%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



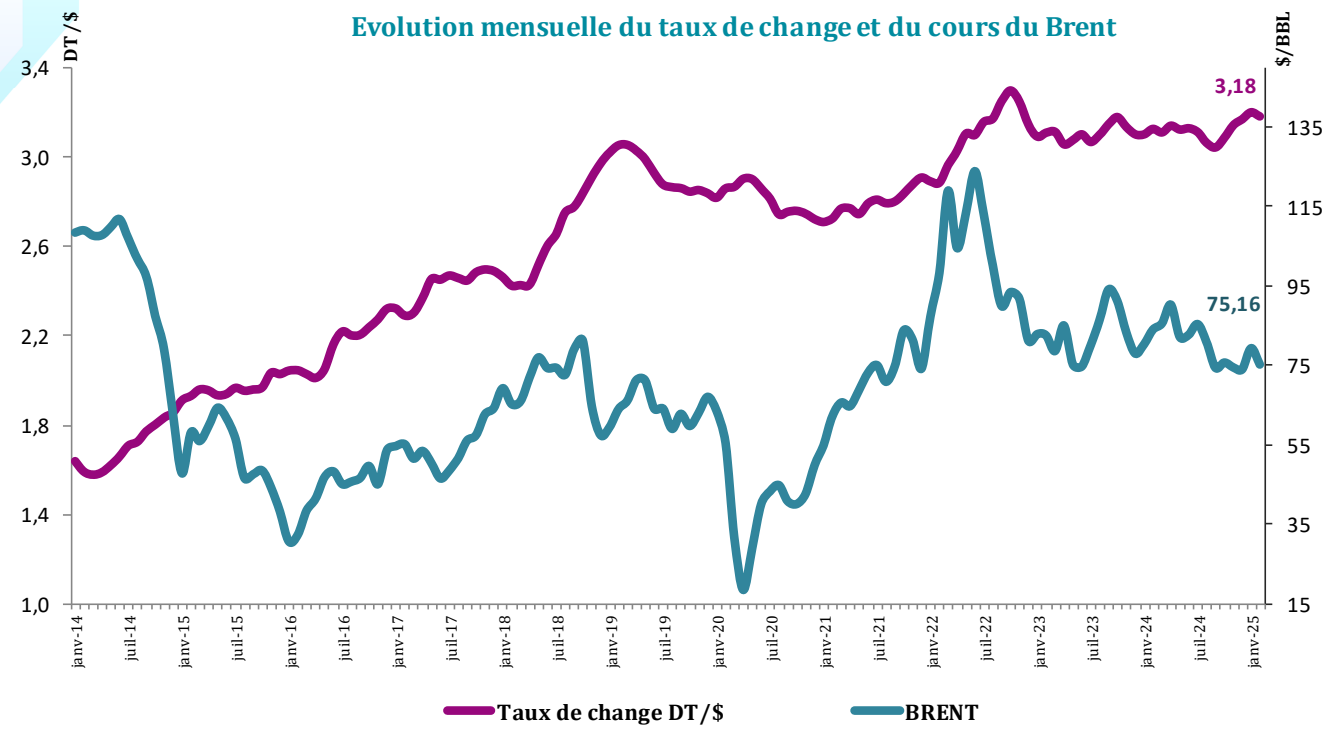
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

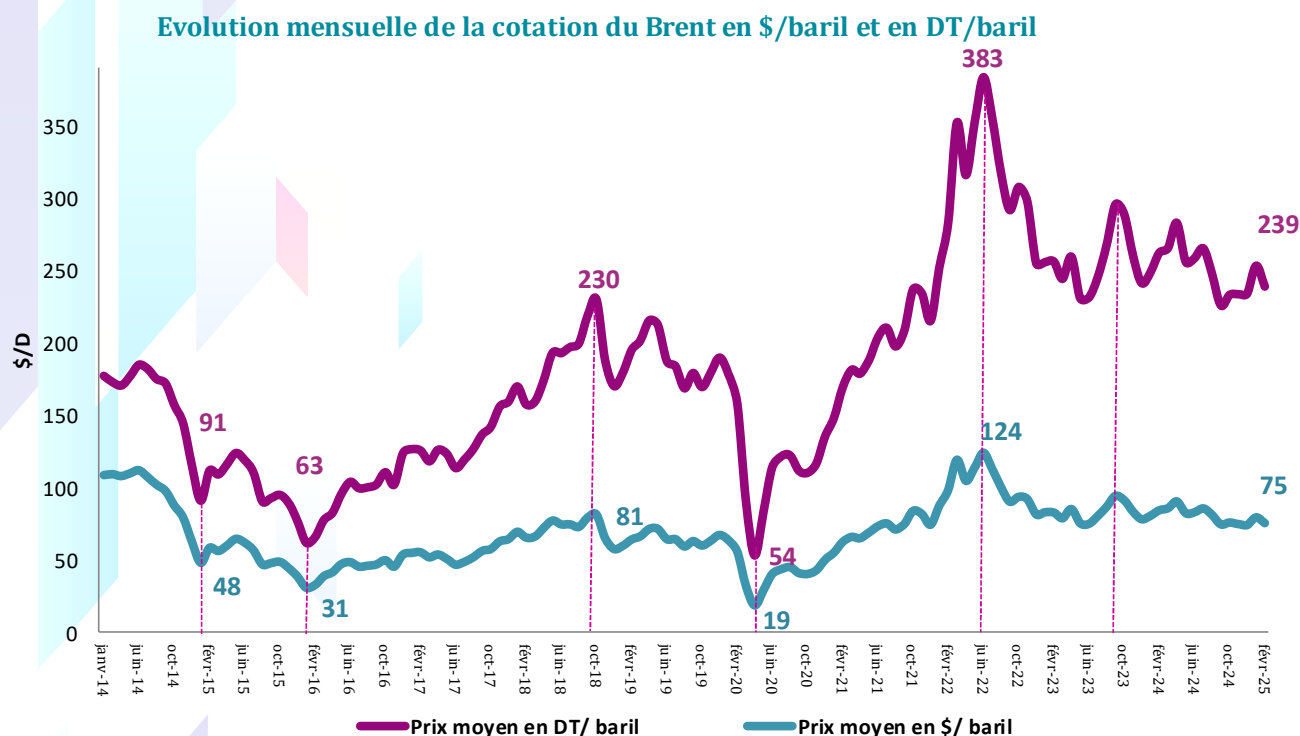
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de février 2025, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **8.8\$/bbl** par rapport au mois de février 2024 : **83.9\$/bbl** en février 2024 contre **75.2 \$/bbl** en février 2025 et **79.2\$/bbl** courant le mois de janvier 2025.

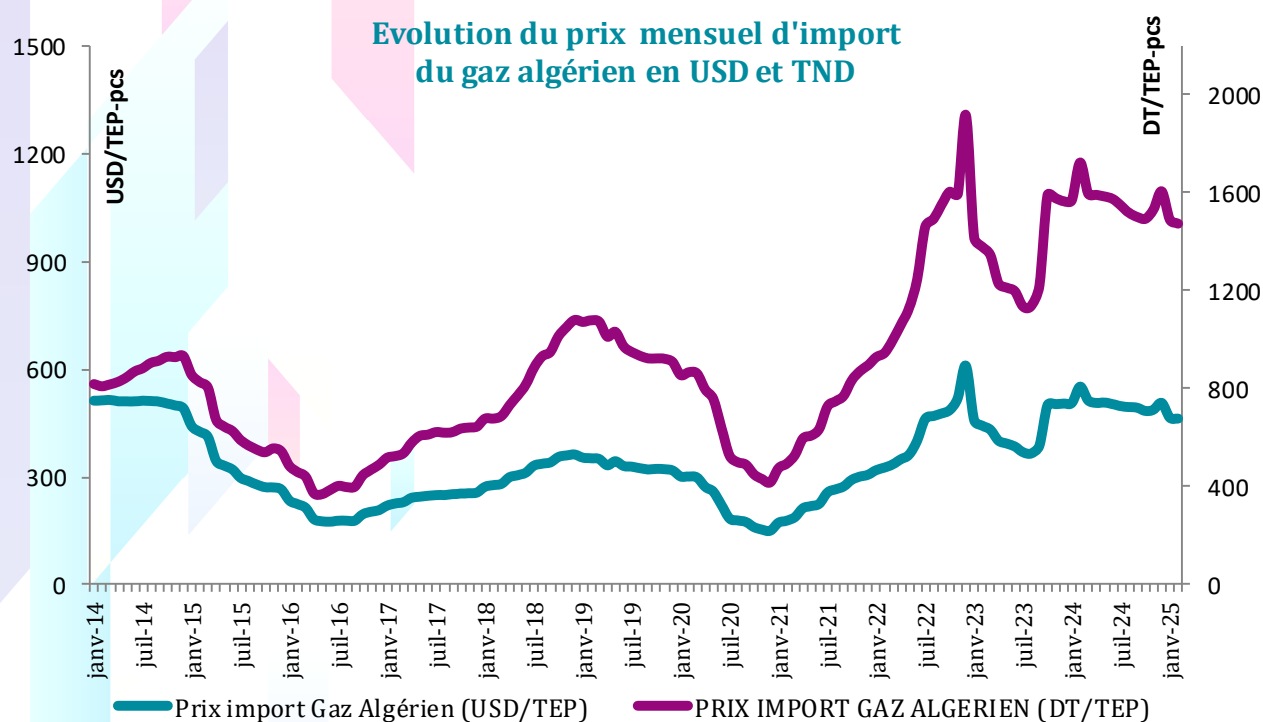


Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une hausse de **2%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (+)** Entre fin février **2024** et fin février **2025**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **6%** : **77.2\$/bbl** contre **82.1 \$/bbl**.
- (-)** Une hausse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre fin février **2024** et fin février **2025** de **2%**, 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 **10%** en DT et de **12%** en \$ entre fin février **2024** et fin février **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 février **2024** ont augmenté par rapport à fin février **2025** de **10%** en valeur.

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

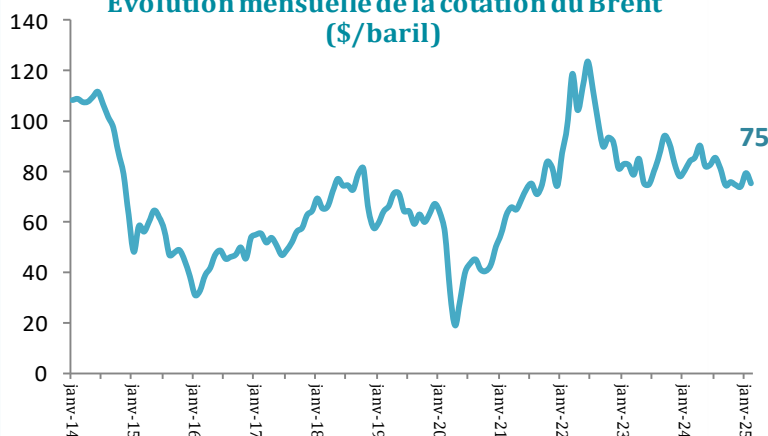
(++) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité en valeur (arrêt de l'unité de la STIR depuis le mois de janvier **2025**)

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		
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		

Evolution mensuelle de la cotation du Brent (\$/baril)

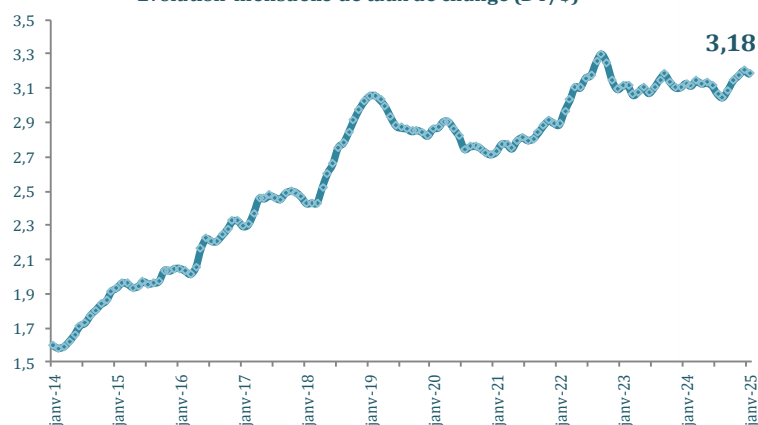


2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2024	2025	Variat. 25/24
Janvier	3,10	3,20	3%
Février	3,13	3,18	2%
Mars	3,11		
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		

Evolution mensuelle de taux de change (DT/\$)



Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

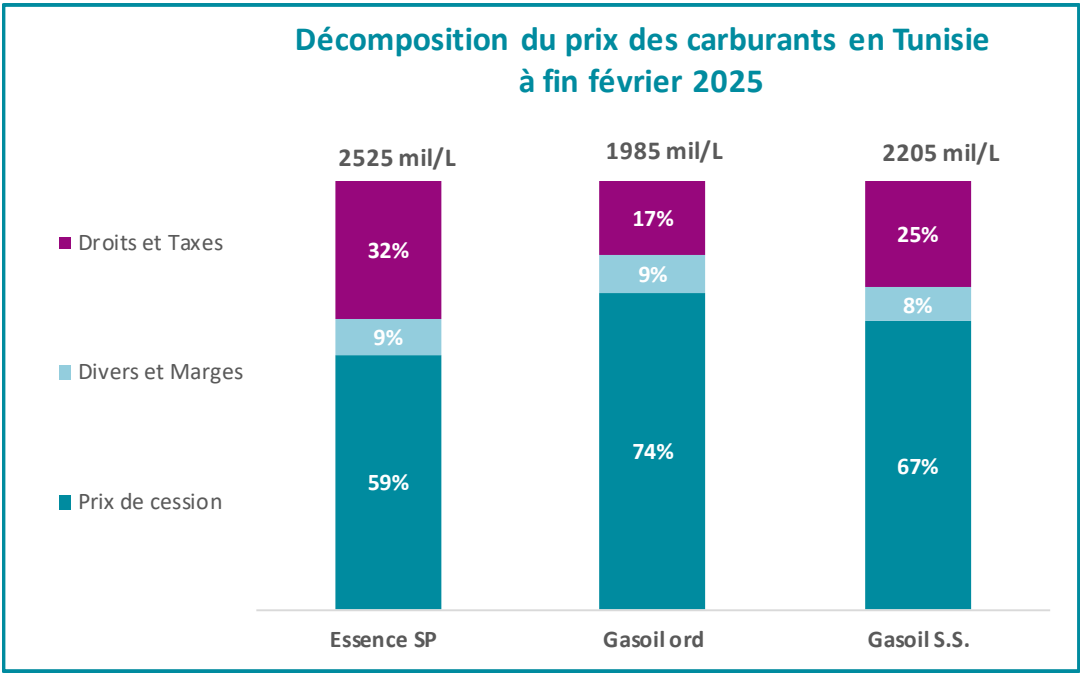
Pétrole Brut (1)	A fin février 2025	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	280	88
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	238	74,7

(1) Prix moyen pondéré
(2) Y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange)

3. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin février 2025					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1895	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1893	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	1970	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1546	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2219	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	28,85	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.

4. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2023	Année 2024	A fin février 2025
Prix d'importation Gaz Algérien	1321	1493	1485

	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	A fin février		Var (%)
		2024	2025	
El borma	175	27	32	17%
Ashtart	137	26	22	-14%
Hasdrubal	67	12	10	-15%
Adam	106	17	17	4%
M.L.D	47	7	9	31%
El Hajeb/Guebiba	88	18	16	-13%
Cherouq	43	8	7	-13%
Miskar	44	8	6	-33%
Cercina	68	11	11	-2%
Barka	21	2	1	-56%
Franig/Bag/Tarfa	33	5,9	5,9	0,2%
Ouedzar	37	17	6	-63%
Gherib	57	10	9	-16%
Nawara	73	11	8	-23%
Halk el Manzel	51	9	9	-3%
Autres	294	52	50	-4%
TOTAL pétrole (kt)	1 342	241	219	-9%
TOTAL pétrole (ktep)	1 374	247	224	-9%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 358	244	221	-9%
TOTAL pétrole brut et Condensat (ktep)	1 390	249	226	-9%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	130	19	19	-4%
TOTAL GPL primaire (ktep)	142	21	21	-3%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 488	263	240	-9%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 533	271	247	-9%

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

La production nationale de pétrole brut s'est située à **219 kt** à fin février **2025** enregistrant ainsi une baisse de **9%** par rapport à fin février **2024**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir à savoir Ouedzar (-63%), Ashtart (-14%), Miskar (-33%), El Hajeb/Guebiba (-13%), Gherib (-16%) et Nawara (-23%).

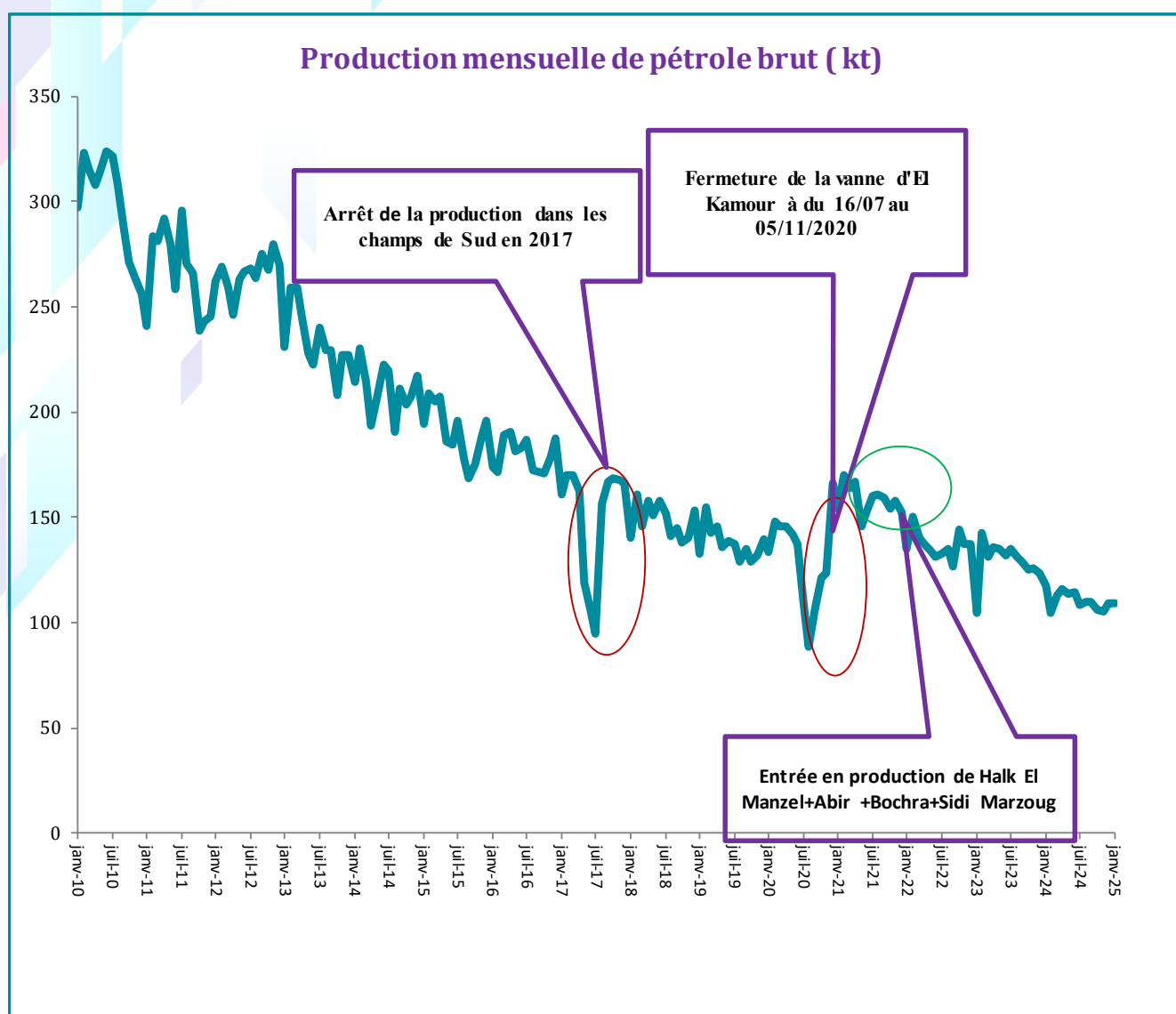
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir El borma (+17%), M.L.D (+31%) et Adam (+4%).

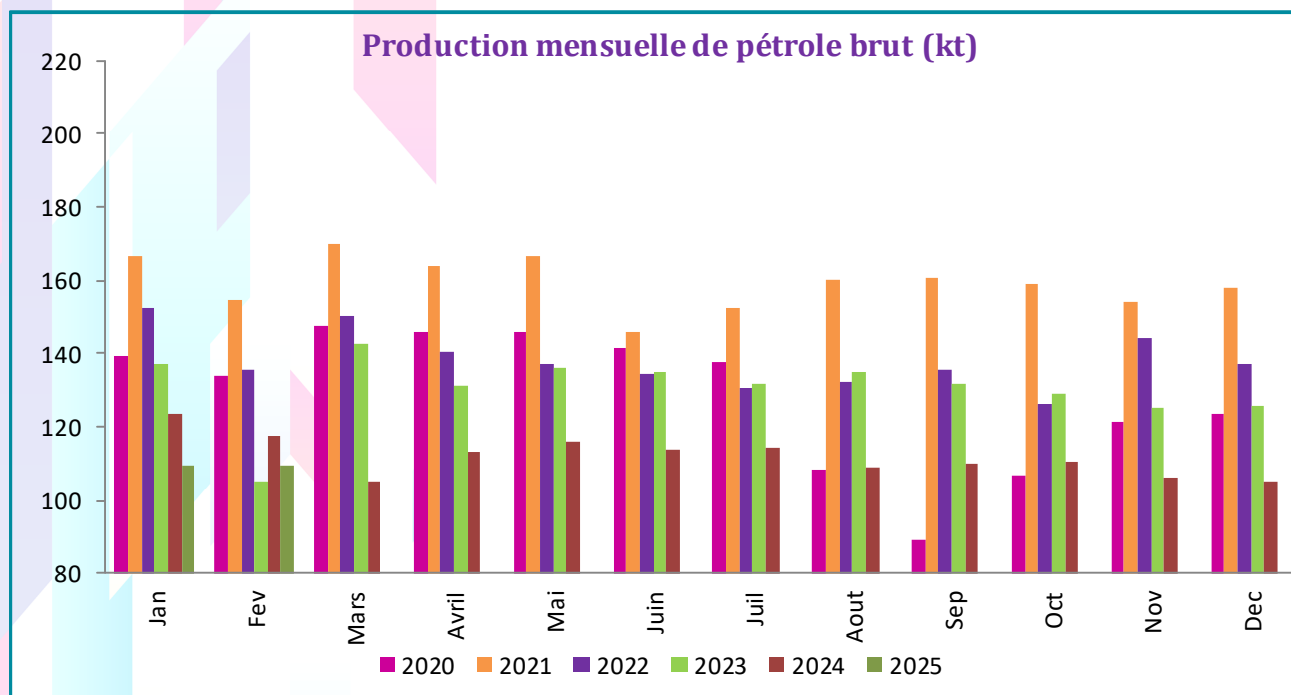
Il convient de noter :

- **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 **32.7** mille barils/j à fin février **2024** à **27.6** mille barils/j à fin février **2025**.

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





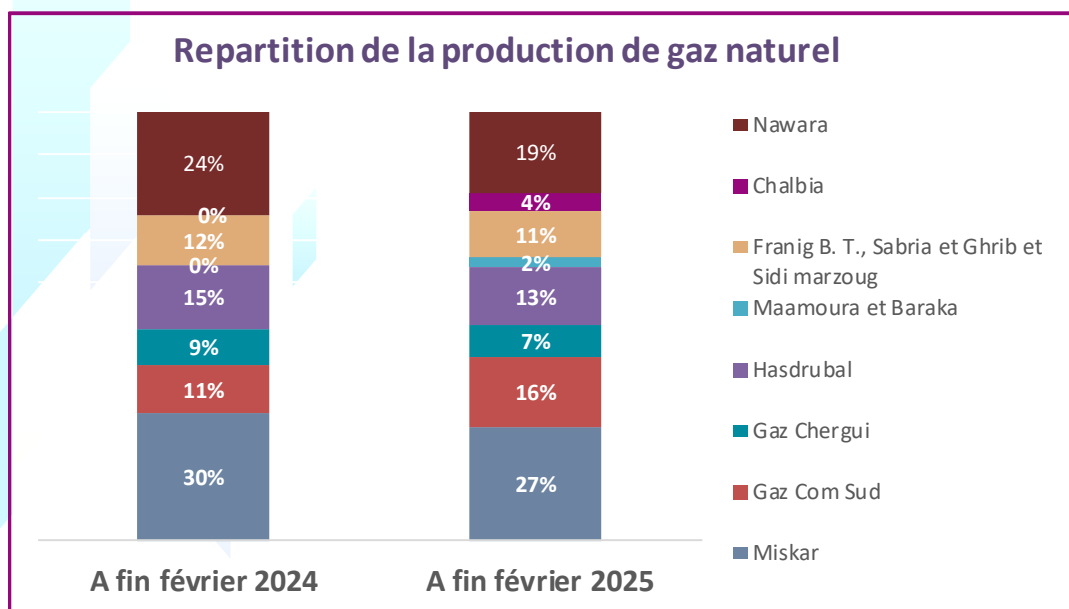
2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin février				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 129	422	325	304	-6%	-3%
Production nationale	1 221	369	199	191	-4%	-6%
Miskar	317	109	59	51	-13%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	184	53	22	31	42%	-5%
Gaz Chergui	98	43	17	14	-20%	-11%
Hasdrubal	159	121	29	26	-12%	-14%
Maamoura et Baraka	19	18	0	4	-	-13%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	131	25	23	21	-9%	-2%
Chalbia	0	0	0	8	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	312	0	48	36	-25%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	909	53	126	113	-11%	8%
Achats	2 290	328	389	455	17%	3%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 366	469	361	338	-6%	-3%
Production nationale	1356	410	221	213	-4%	-6%
Miskar	353	122	65	56	-13%	-7%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	204	59	25	35	42%	-5%
Gaz Chergui	109	48	19	15	-20%	-11%
Hasdrubal	176	134	33	29	-12%	-14%
Maamoura et Baraka	22	20	0	5	-	-13%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	145	28	26	23	-9%	-2%
Chalbia	0	0	0	9	-	-
Nawara ⁽⁴⁾	347	0	53	40	-25%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1010	59	140	125	-11%	8%
Achats	2 544	364	432	505	17%	3%
(1)Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam,ChouchEss., Cherouk, Durra, anaguid Est, Bochra et Abir (2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017 (3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017 (4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020 (5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021 (6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien en 2024 d'une quantité de 219 million de Cm3 , en cours de régularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **304** ktep, à fin février **2025**, enregistrant ainsi une baisse de **6%** 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 gaz algérien a enregistré une baisse de **11%** à fin février **2025** par rapport à fin février **2024** en se situant à **113 ktep**.

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



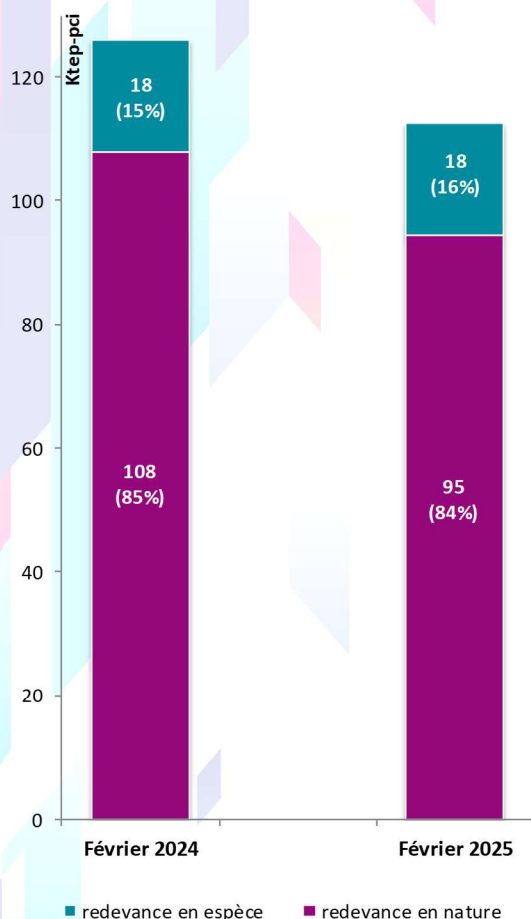
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **25%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **42%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **13%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **11%** à fin février **2025** par rapport à fin février **2024**.

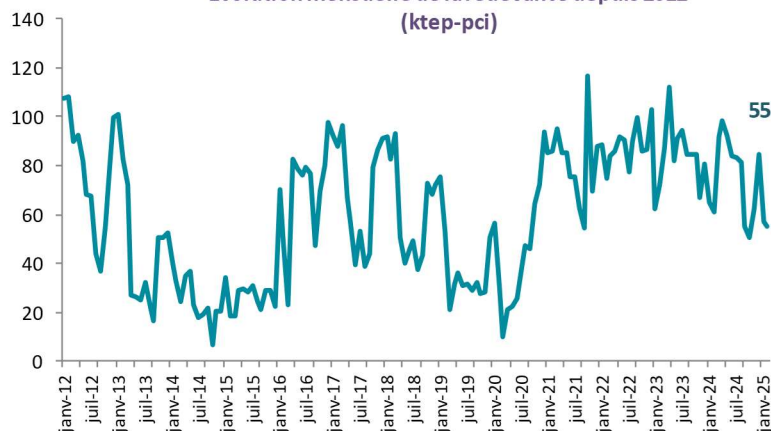
Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**84%**).

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.

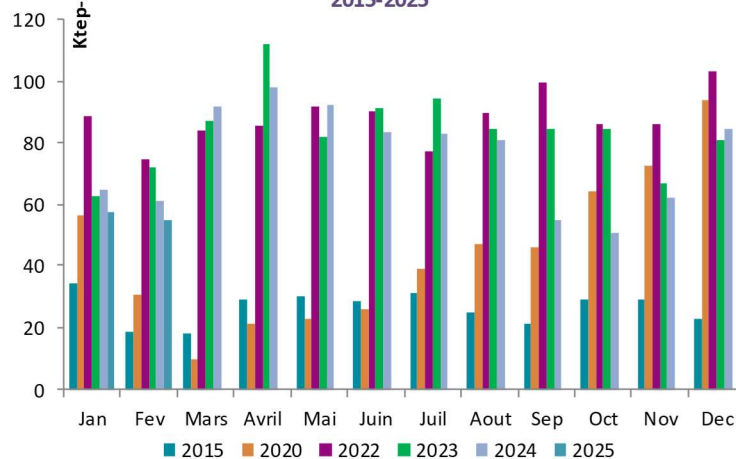
Répartition de la redevance totale



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

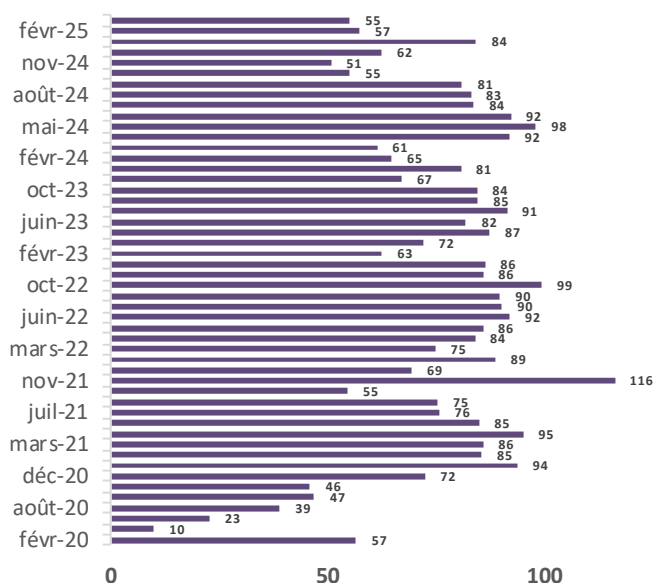


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2025



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

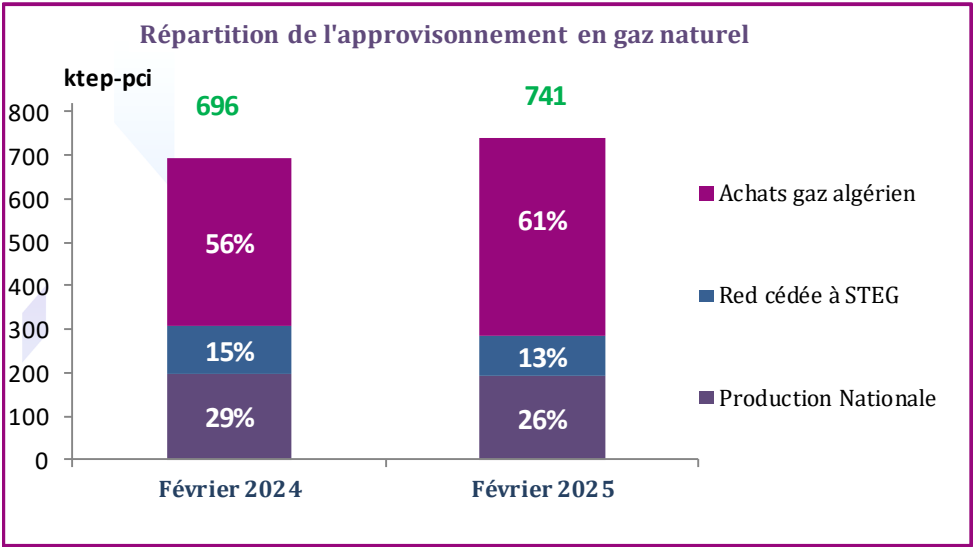


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une hausse de **17%**, entre fin février **2024** et fin février **2025**, pour se situer à **455 ktep**.

L’approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une hausse de **6 %** entre fin février **2024** et fin février **2025** pour se situer à **741 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 **15%** à **13%**.
- 3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **56%** à **61%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin février			Remarques
	2024	2025	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	4	0	-100%	
Essence Sans Pb	0	0	-	
Petrole Lampant	4	0	-100%	
Gasoil ordinaire	96	0	-100%	
Fuel oil BTS	64	1	-99%	
Virgin Naphta	58	0	-100%	
White Spirit	1	0	-	
Total production STIR	228	1	-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	60	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.

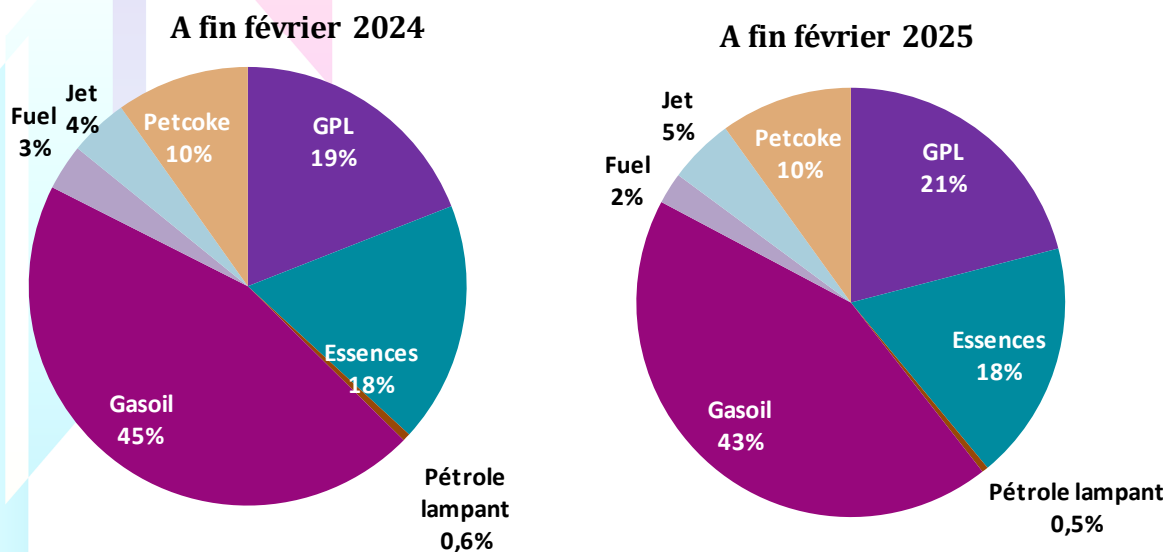
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2024	A fin février				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	121,2	139,0	158,7	14%	3%
Essences	870	105,6	129,8	136,3	5%	3%
<i>Essence Super</i>	0	0,0	0,0	0,0	-	-
<i>Essence Sans Pb</i>	859	105,6	128,2	134,3	5%	2%
<i>Essence premium</i>	11	0,0	1,6	2,0	26%	-
Pétrole lampant	12	12,6	4,2	3,7	-13%	-12%
Gasoil	2 063	314,9	329,2	327,8	-0,4%	0%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 584	275,2	255,5	246,6	-3%	-1%
<i>Gasoil SS</i>	472	39,7	72,8	80,1	10%	7%
<i>Gasoil premium</i>	7	0,0	0,9	1,1	18%	-
Fuel	175	35,7	24,6	17,8	-28%	-7%
<i>STEG & STIR</i>	30	5,7	2,7	0,0	-100%	-100%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	145	30,1	21,9	17,8	-19%	-5%
Fuel gaz(STIR)	0	0,0	0,0	0,0	-	-
Jet	266	30,6	31,8	37,4	18%	2%
Coke de pétrole	473	96,8	71,7	75,3	5%	-2%
Total	4548	717	730	757	4%	0,5%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4519	712	728	757	4%	0,6%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin février **2024** et fin février **2025**, une hausse de **4%** pour se situer à **757 ktep**. Ainsi, nous avons noté une hausse des essences de **5%** et du jet d'aviation de **18%**. Par contre la demande du Fuel a enregistré une diminution de **28%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin février **2024** et fin février **2025** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **3%** à **2%**, 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%**.

Structure de la consommation des produits pétroliers

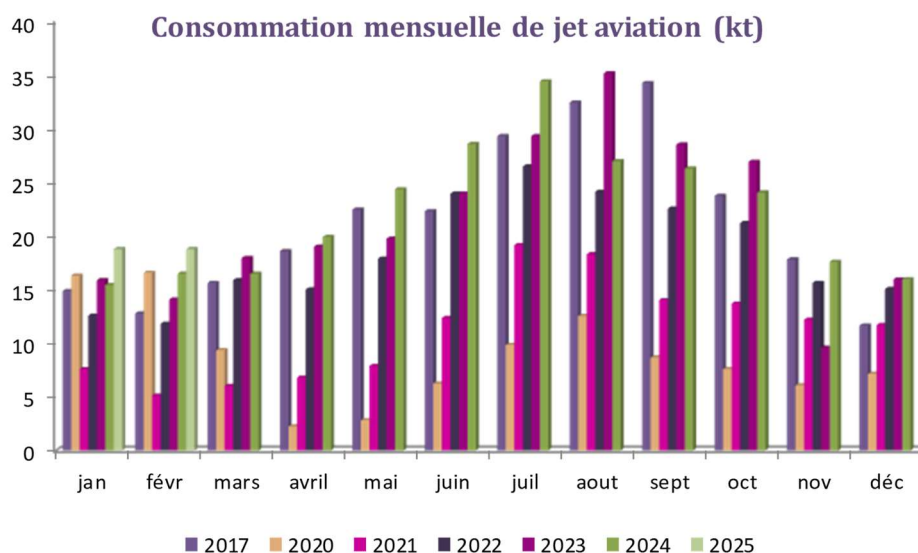


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin février **2024** et fin février **2025**, une légère hausse de **1%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin février **2024** et fin février **2025**, une hausse de **14%**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **5%** entre fin février **2024** et fin février **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 **18%** à fin février **2025** par rapport à la même période de l'année précédente.

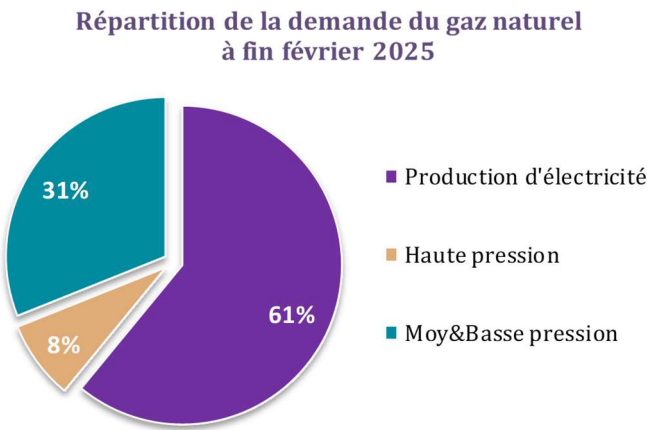


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2024	A fin février				
		2015	2024	2025	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 502	740	695	738	6%	-0,03%
Production d'électricité	3 168	468	423	450	6,3%	-0,4%
Hors prod élec	1 334	272	272	288	5,9%	1%
Haute pression	334	47	56	59	6,1%	2%
Moy&Basse pression	999	225	217	229	5,8%	0,2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 002	822	773	820	6%	-0,03%
Production d'électricité	3 520	520	470	500	6,3%	-0,4%
Hors prod élec	1 482	302	302	320	5,9%	1%
Haute pression	371	52	62	66	6,1%	2%
Moy&Basse pression	1 110	250	241	255	5,8%	0,2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une hausse de 6% entre fin février 2024 et fin février 2025 pour se situer à 738 ktep-pci. La demande pour la production électrique a enregistré une hausse de 6%, 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 (61% de la demande totale à fin février 2025), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel d'environ 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.



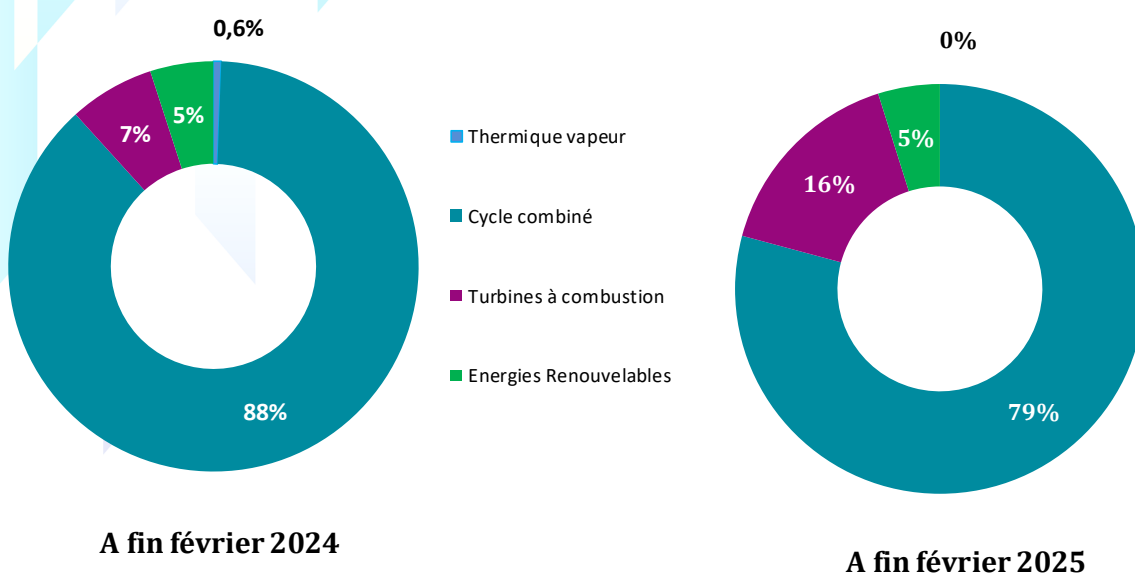
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une hausse de 6% pour se situer à 288 ktep-pci. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une hausse de 6% et celle des clients haute pression a enregistré une hausse pareille de 6%.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une hausse de **4%** à fin février **2024** et à fin février **2025** pour se situer à **190.4 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **2%**, de même la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une hausse de **6%**.

Nous avons noté une baisse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **88%** à **79%** entre fin février **2024** et fin février **2025**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2024	Février		A fin février	
		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	1
Nb de découvertes	1	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin février **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 février 2025

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

Forage d'exploration à fin février 2025

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



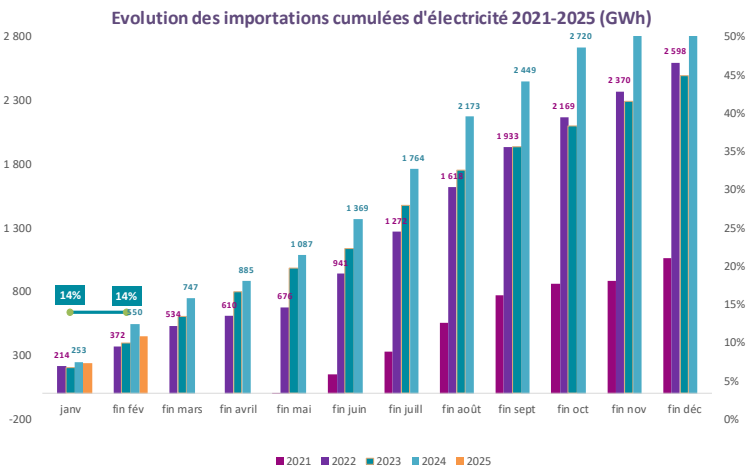
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2024	A fin février				
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18617	2 211	2 636	2677	2%	2%
FUEL + GASOIL	72	327,8	0,0	0,0	-	-100%
GAZ NATUREL	18156	1759,2	2561,9	2624,2	2%	4%
HYDRAULIQUE	16	15,6	0,7	1,4	100%	-21%
EOLIENNE	337	108,4	67,5	45,9	-32%	-8%
SOLAIRE	37	0,0	5,4	5,7	6%	-
IPP Solaire ⁽³⁾	34	0,0	3,5	4,3	23%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	557	0,0	56,9	77,5	36%	-
ACHAT TIERS	187	10,0	37,3	38,9	4%	15%
PRODUCTION NATIONALE	19395	2 772	2 733	2 798	2%	0%
Echanges	-0,7	-1	0,7	-0,7	-200%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	3221	0	550	449	-18%	-
Ventes Gecol (Libye)	108	0	0	24	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	2771	3283	3223	-2%	2%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).						
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol						
(3) Provisoire						

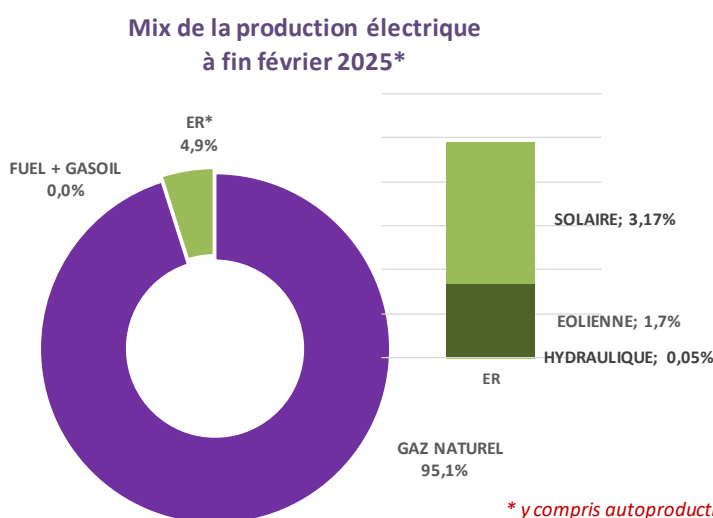
La production nationale d’électricité a enregistré, à fin février 2025, une hausse de 2% pour se situer à 2798 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 2733 GWh à fin février 2024. La production destinée au marché local a enregistré par contre une baisse de 2%. Ainsi les achats d’électricité principalement de l’Algerie ont couvert 14% des besoins du marché local à fin février 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 à fin février **2025**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une hausse de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **4.9%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin février **2025**.



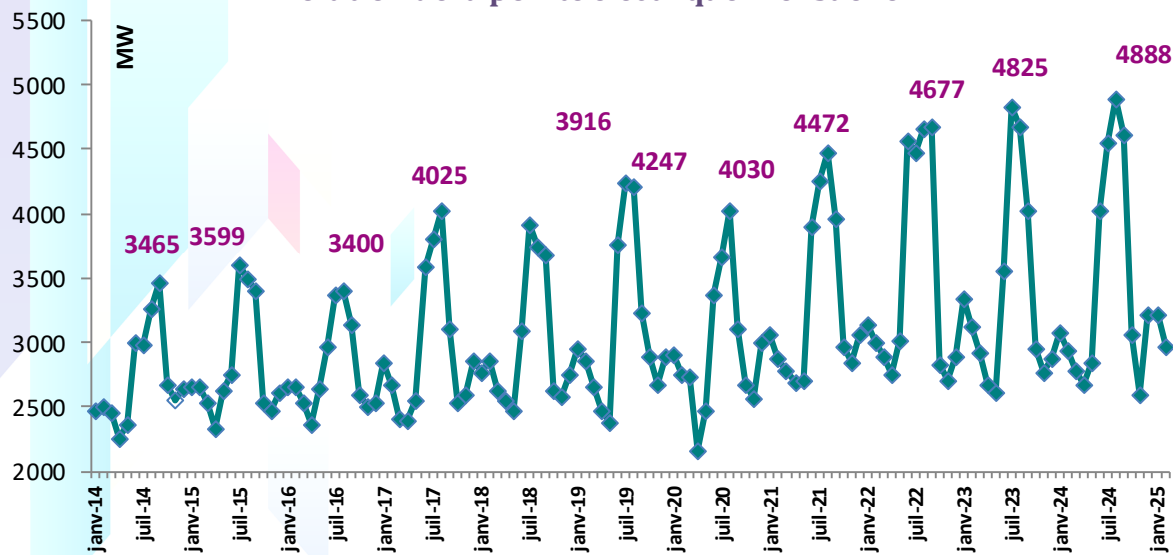
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, environ **300 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée à fin **2024** dans le secteur résidentiel et **323** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **125MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

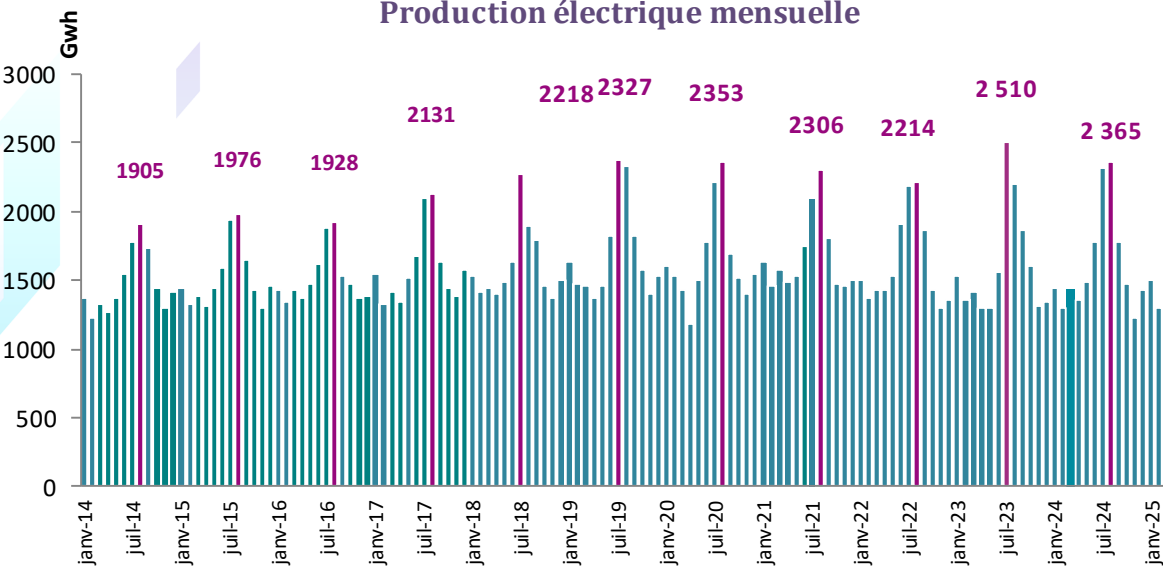
La pointe a enregistré une hausse de **5%** pour se situer à **3211 MW** à fin février **2025** contre **3073 MW** à fin février **2024**.

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

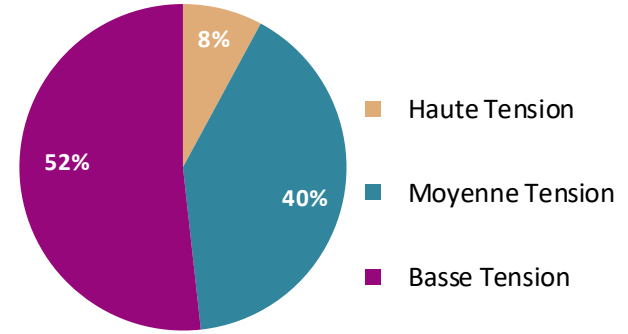


VENTES D'ELECTRICITE							
Unité : GWh							
	Réalisé 2024	A fin février					
		2015 (a)	2024 (b)	2025 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)	
Haute tension	1165	221,8	170,0	206,3	21%	-0,7%	
Moyenne tension	7084	992,3	1065,7	1055,0	-1%	1%	
Basse tension	8839	1140,9	1443,9	1351,9	-6%	2%	
TOTAL VENTES **		17088	2 355	2 680	2 613	-2%	1%

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

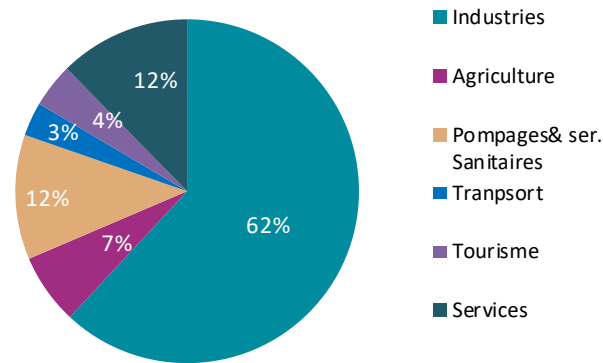
Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **2%** entre fin février **2024** et fin février **2025**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une augmentation de **21%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une légère baisse de **1%**. A noter 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.

Répartition des ventes d'électricité à fin février 2025



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **62%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin février **2025**. La majorité des secteurs ont enregistré une hausse des ventes principalement les IMCCV (**+16%**) , l'industrie chimique et du pétrole (**+6%**), les industries extractives (**+12%**) et l'industrie du papier et de l'édition (**+9%**), contre une baisse des ventes du secteur alimentaire et du tabac (**-1%**) et les industrie metallurgique de base (**-5%**).

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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin février 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