

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

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

Conjoncture Energétique

Décembre 2024



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

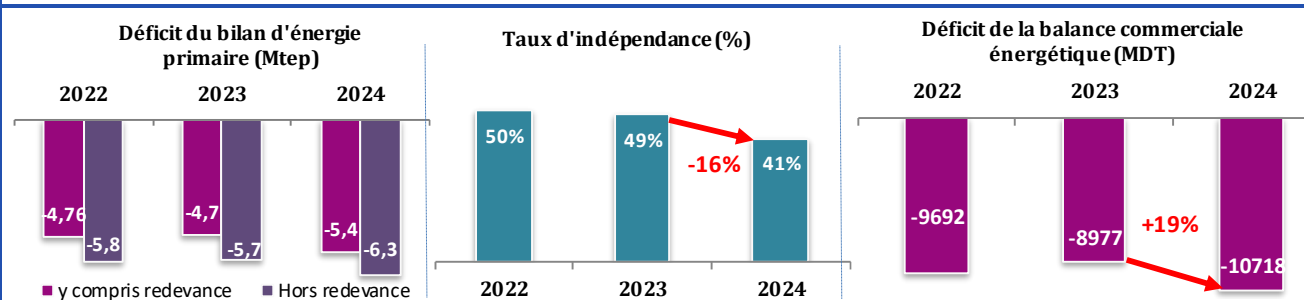
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

Date de la publication : 14 février 2025

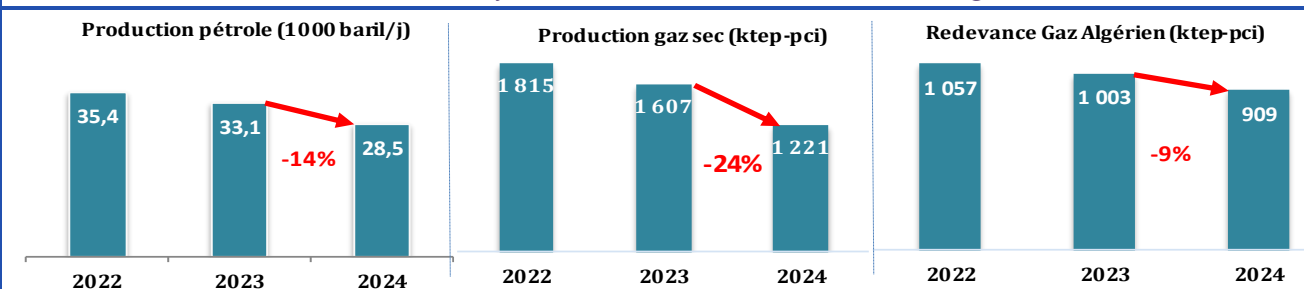
Date de mise à jour : 14/04/2025

Faits marquants de l'année 2024

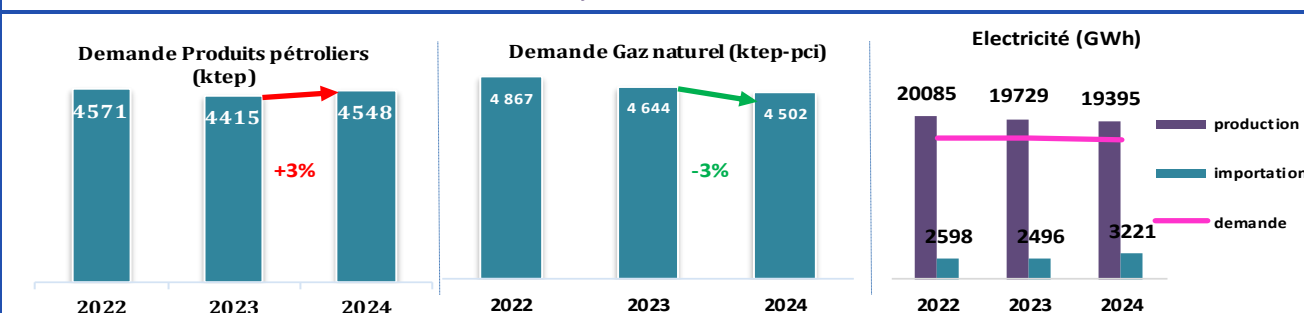
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



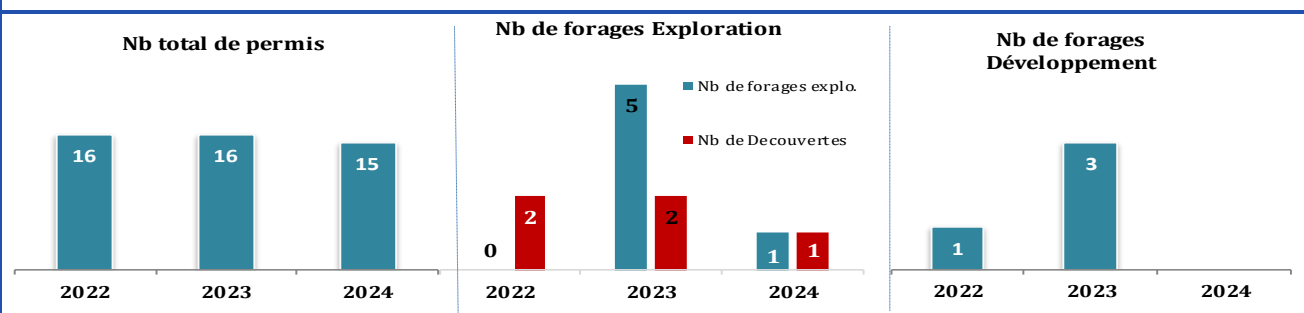
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



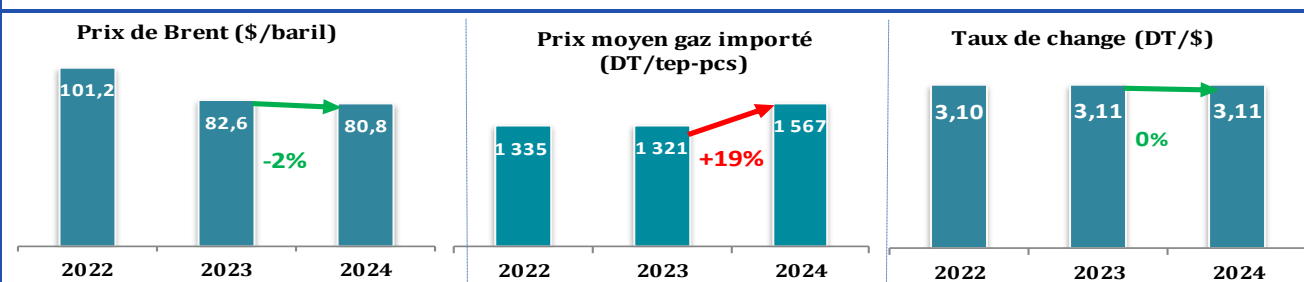
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



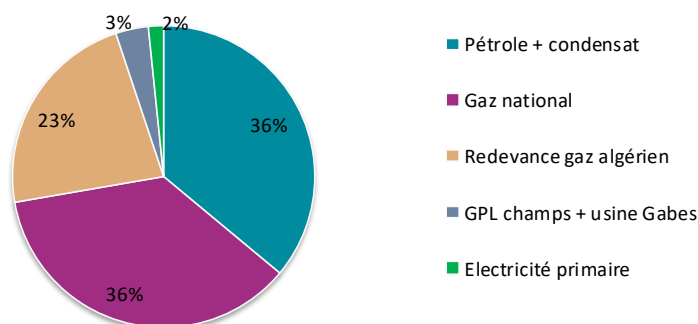
BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE						
Unité: ktep-pci						
	Réalisé en 2023	A fin décembre			Var (%)	TCAM (%)
		2010	2023	2024		
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	4436	7898	4436	3738	-16%	-5%
Pétrole ⁽¹⁾	1599	3789	1599	1390	-13%	-7%
GPL primaire ⁽²⁾	155	190	155	135	-13%	-2%
Gaz naturel	2610	3903	2610	2129	-18%	-4%
Production	1607	2728	1607	1221	-24%	-6%
Redevance	1003	1175	1003	909	-9%	-2%
Elec primaire	72	16	72	84	17%	13%
DEMANDE	9148	8342	9148	9134	-0,1%	1%
Produits pétroliers	4432	3956	4432	4548	3%	1%
Gaz naturel	4644	4369	4644	4502	-3%	0,2%
Elec primaire	72	16	72	84	17%	13%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4712	-444	-4712	-5396		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5715	-1619	-5715	-6305		
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 (qaz 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						

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.7 Mtep** à fin **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à l'année précédente de **16%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

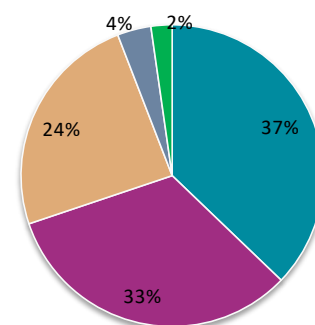
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **70%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) représente **2%** des ressources primaires en **2024**.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 9% en 2024 par rapport à 2023.**

Répartition des ressources en énergie primaire
2023



Répartition des ressources en énergie primaire
2024

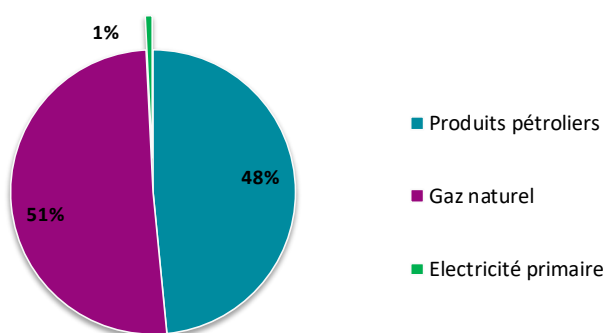


La demande d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité entre **2023** et **2024** : la demande du gaz naturel a diminué de **3%** et celle des produits pétroliers, par contre, a enregistré une hausse de **3%**.

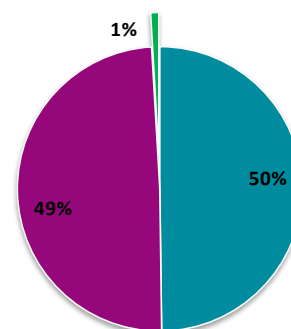
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **3%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré une légère évolution, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **48%** en **2023** à **50%** durant **2024**. Le gaz naturel, par contre, est passé de **51%** en **2023** à **49%** en **2024**.

Répartition de la demande en énergie primaire
2023



Répartition de la demande en énergie primaire
2024



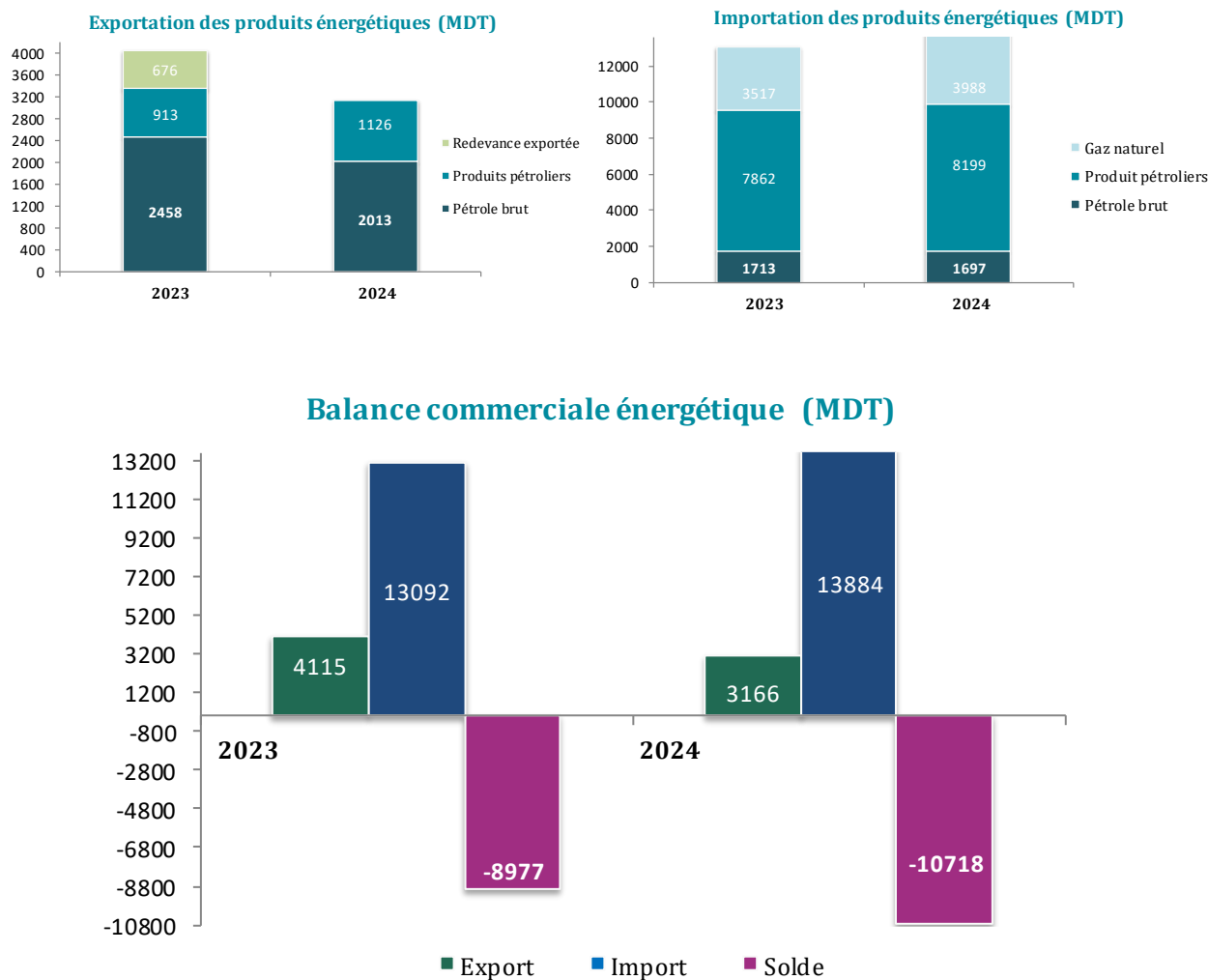
En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en **2024, un déficit de 5.4 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **15%** par rapport à **2023**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **41%** en **2024** contre **49%** en **2023**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **31%** en **2024** contre **38%** durant **2023**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin décembre			A fin décembre			A fin décembre		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							4115	3166	-23%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	2458	2013	-18%
ETAP	756	665	-12%	773	681	-12%	1423	1275	-10%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	1035	738	-29%
GPL Champs	23,0	17,1	-26%	25,4	18,9	-26%	67,6	27	-60%
ETAP	23,0	17,1	-26%	25,4	18,9	-26%	36,1	27	-25%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	31		-
PRODUITS PETROLIERS	491	603	23%	496	612	24%	913	1126	23%
Fuel oil (BTS)	283	312	10%	277	306	10%	509	560	10%
Virgin naphtha	207	280	35%	218	296	35%	404	538	33%
Pétrole	0	10,89	-	0	11	-	0	27	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				308	0	-100%	676	0	-100%
IMPORTATIONS				7848	7894	1%	13092	13884	6%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	775	754	-3%	796	775	-3%	1713	1697	-1%
PRODUITS PETROLIERS	3693	3915	6%	3654	3920	7%	7862	8199	4%
GPL	508	543	7%	562	600	7%	1024	1019	0%
Gasoil ordinaire	1011	1041	3%	1039	1070	3%	2495	2426	-3%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	434	508	17%	446	522	17%	1103	1222	11%
Jet	247	256	4%	256	265	4%	738	677	-8%
Essence Sans Pb	658	860	31%	688	899	31%	1819	2258	24%
Fuel oil (HTS)	135	121	-10%	132	119	-10%	204	187	-8%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	699	584	-16%	533	445	-16%	480	410	-15%
GAZ NATUREL				3398	3199	-6%	3517	3988	13%
Redevance totale ⁽²⁾				1003	909	-9%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2395	2290	-4%	3517	3988	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.

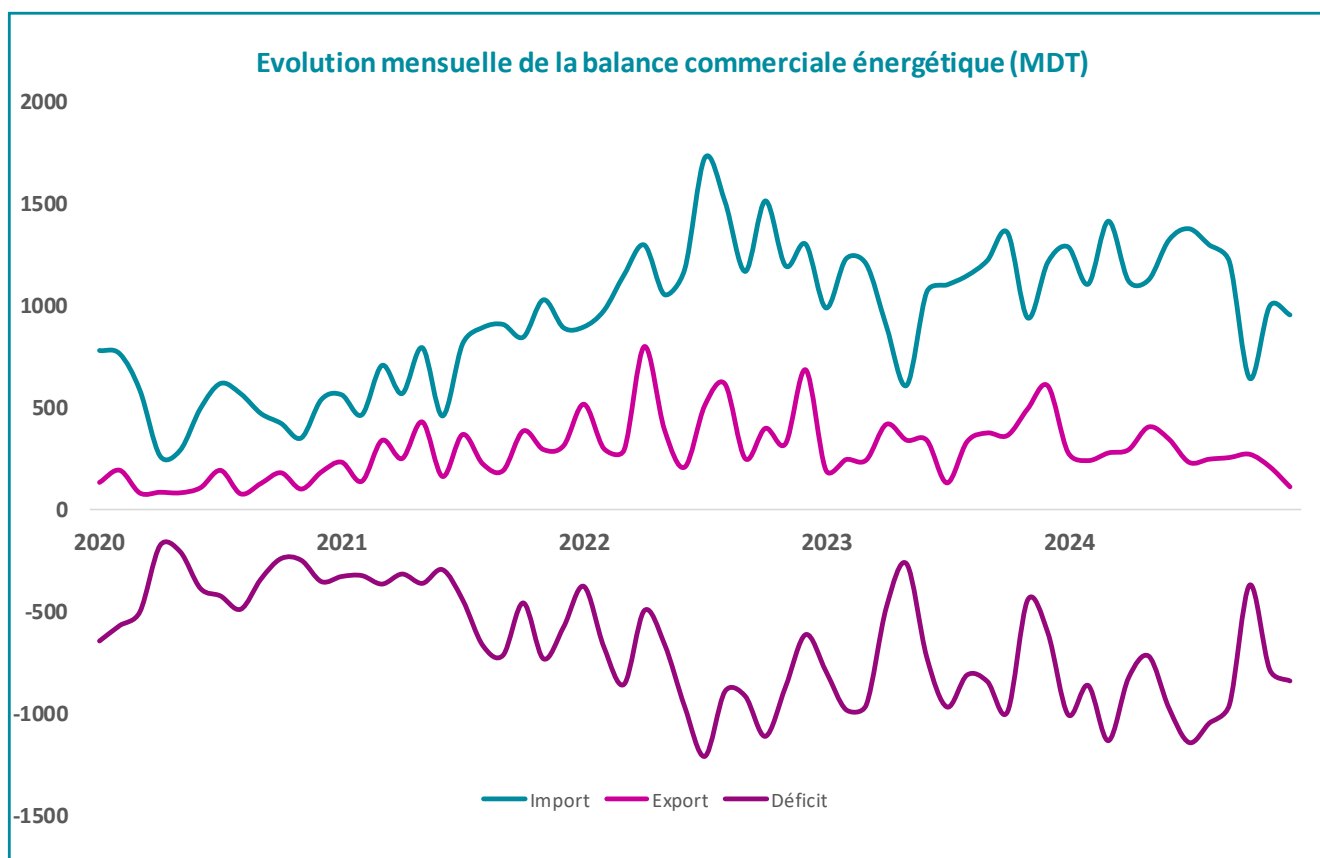
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **23%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **6%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **8977 MDT** en **2023** à **10718 MDT** en **2024**, soit une augmentation de **19%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



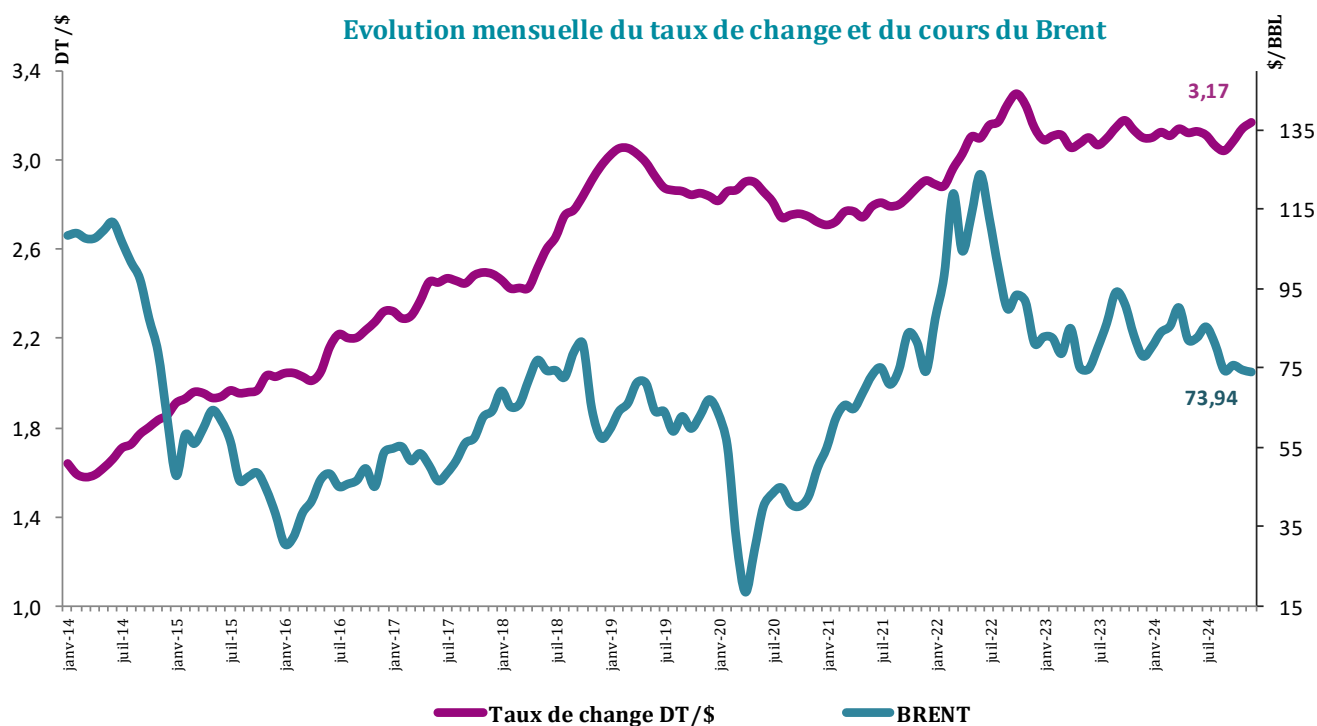
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent** , qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change a enregistré une quasi-stabilité (+), les quantités échangées ont baissé (-) et le cours du Brent a diminué (+) en **2024** par rapport à **2023**.

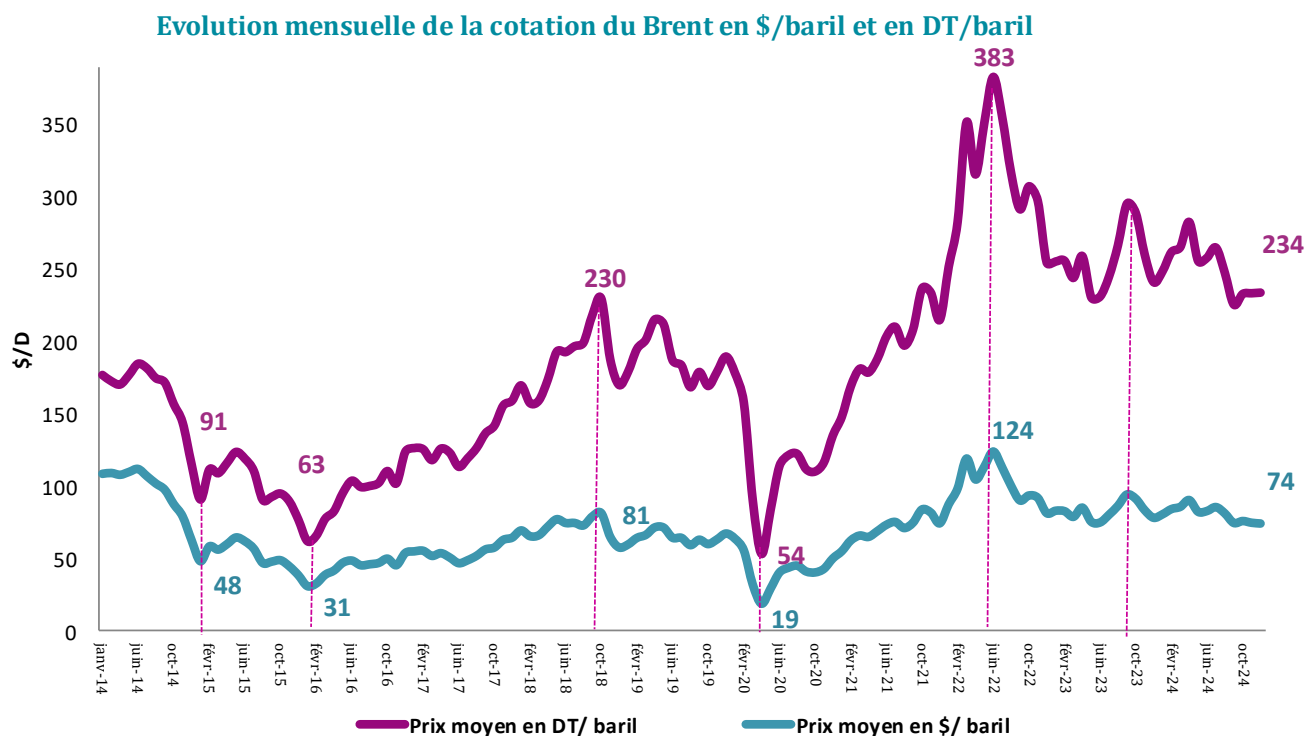
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, durant **2024**, le cours moyen du Brent a diminué de **2%** bien que courant le mois de décembre **2024**, il a enregistré une baisse de **4\$/bbl** par rapport au mois de décembre **2023** : **77.9 \$/bbl** courant décembre **2023** contre **73.9 \$/bbl** courant le mois de décembre **2024**.



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

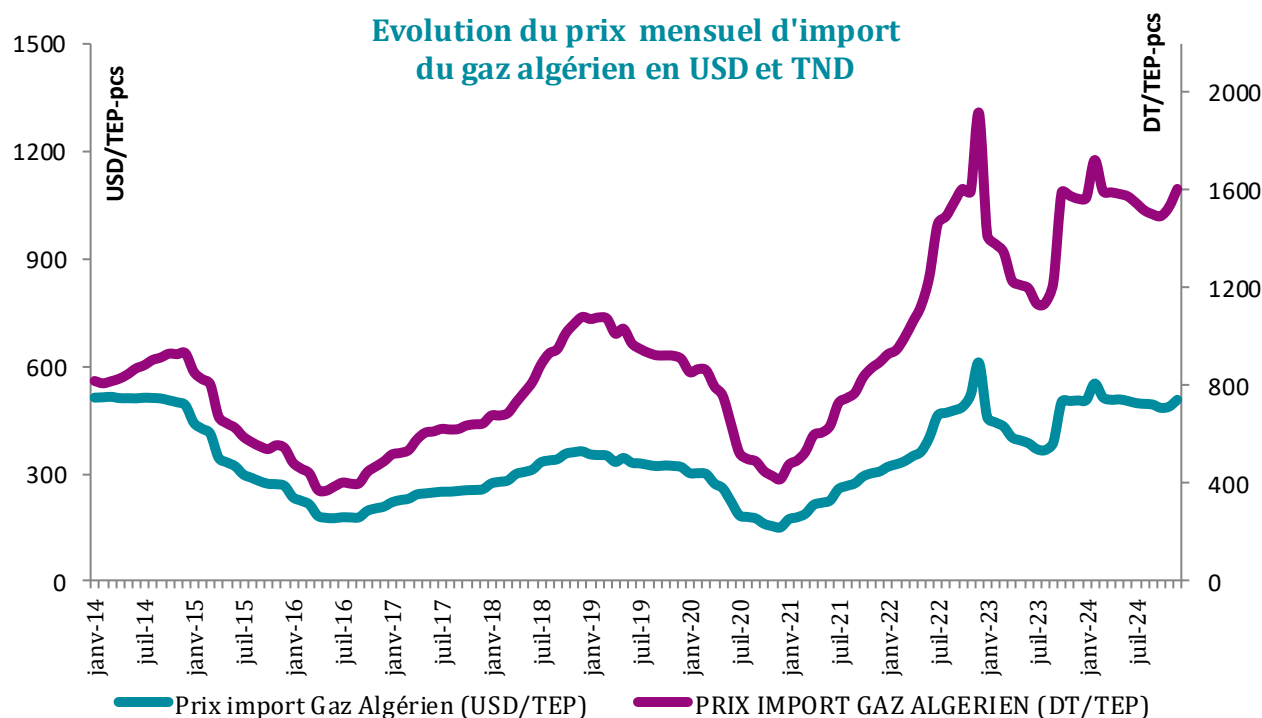


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+) Entre **2023** et **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une baisse de **2%** : **82.6 \$/bbl** contre **80.8 \$/bbl**.

(+) Une quasi stabilité de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre **2023** et **2024**, 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**, le dinar a commencé ensuite à se revaloriser en avril **2019** pour la première fois depuis décembre **2017** poursuivant cette tendance baissière. A signaler que depuis le mois d'août **2021**, le dinar tunisien a commencé à enregistrer une dépréciation.

(--) La hausse du prix moyen du gaz algérien est de **19%** en DT et en \$ entre **2023** et **2024**.



Une baisse a été observée à partir de janvier **2019** pour la première fois depuis août **2016**. Rappelons ici que le prix du gaz algérien n'est pas parfaitement corrélé au cours du Brent: le prix du gaz algérien est indexé sur un panier de brut : pétrole brut , Gasoil 0.1 , FBTS et FHTS et tient compte de la réalisation des **6** et/ou **9** derniers mois. A signaler que les prix du gaz sont repartis à la hausse à partir du mois d'octobre **2023**, une légère baisse a été enregistré de nouveau à partir du mois de mars **2024**.

(--) Les importations des produits pétroliers en **2024** ont enregistré une hausse par rapport à **2023** de **7%** en quantité et de **4%** en valeur.

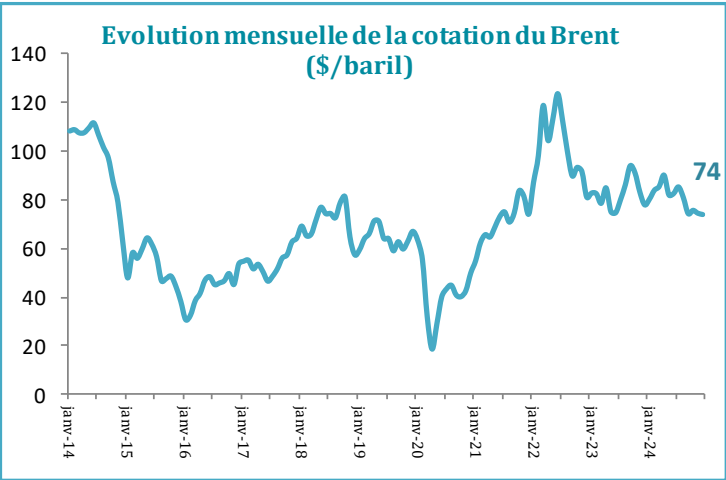
(++) Baisse des importations de pétrole brut de **3%** en quantité et de **1%** en valeur en **2024** par rapport à **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **24%** et de **23%** en valeur entre **2023** et **2024**. (Arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR depuis janvier **2024**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

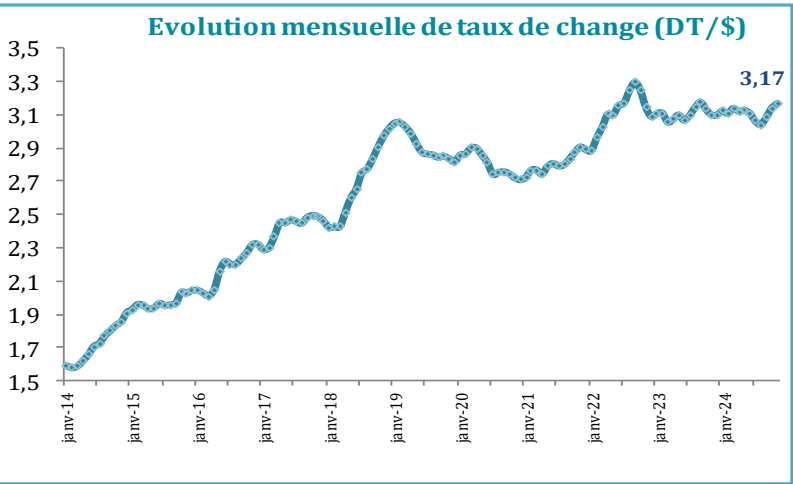
	2023	2024	Variat. 24/23
Janvier	82,8	80,3	-3%
Février	82,5	83,9	2%
Mars	78,6	85,5	9%
Avril	84,9	90,2	6%
Mai	75,2	82,05	9%
Juin	74,70	82,6	11%
Juillet	80,1	85,3	7%
Août	86,2	80,9	-6%
Septembre	94,0	74,3	-21%
Octobre	91,0	75,7	-17%
Novembre	83,2	74,5	-10%
Décembre	77,9	73,9	-5%
Prix annuel moyen	82,6	80,8	-2%



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2023	2024	Variat. 24/23
Janvier	3,09	3,10	0,3%
Février	3,11	3,13	0,6%
Mars	3,11	3,11	-0,1%
Avril	3,06	3,14	3%
Mai	3,08	3,12	2%
Juin	3,10	3,13	1%
Juillet	3,07	3,11	1%
Aout	3,10	3,07	-1%
Septembre	3,15	3,04	-3%
Octobre	3,18	3,09	-3%
Novembre	3,14	3,14	0,2%
Décembre	3,10	3,17	2%
Taux annuel moyen	3,11	3,11	0,2%



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

Pétrole Brut (1)	A fin décembre 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	297	95,5
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	247	79,6

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

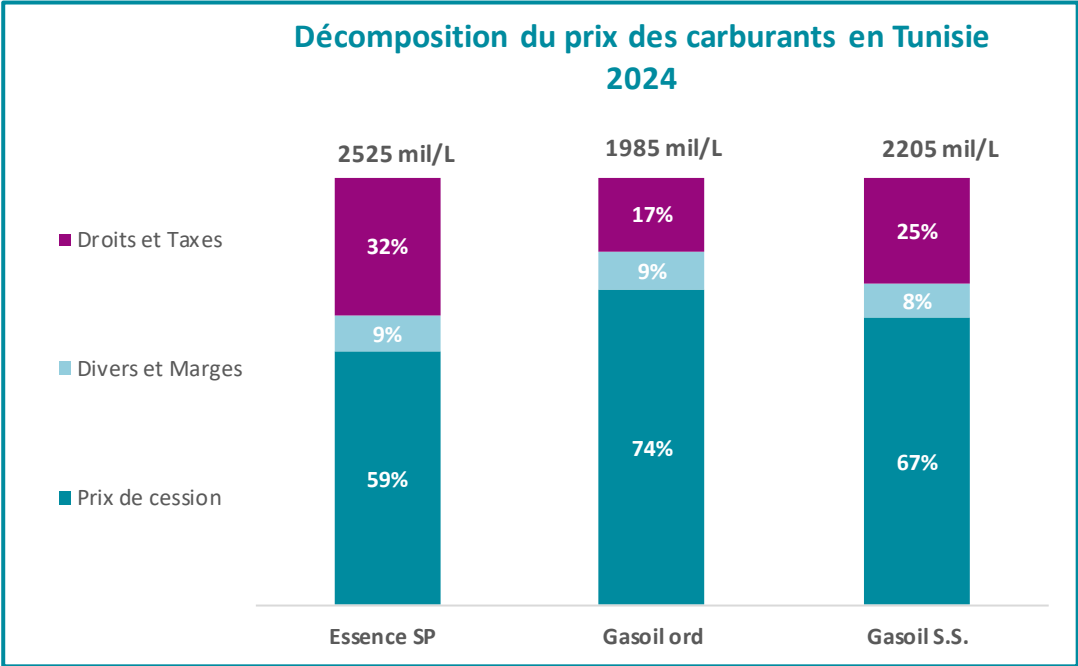
PRODUITS PETROLIERS	A fin décembre 2024					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2024	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	1966	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2030	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1543	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1878	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,41	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 2022	Année 2023	Année 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1567

	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 coût 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 2023	A fin décembre		
		2023	2024	Var (%)
El borma	169	169	175	4%
Ashtart	183	183	137	-25%
Hasdrubal	75	75	67	-10%
Adam	98	98	106	8%
M.L.D	50	50	47	-6%
El Hajeb/Guebiba	131	131	88	-33%
Cherouq	49	49	43	-12%
Miskar	54	54	44	-19%
Cercina	74	74	68	-8%
Barka	33	33	21	-36%
Franig/Bag/Tarfa	40	40	33	-17%
Ouedzar	40	40	37	-7%
Gherib	81	81	57	-30%
Nawara	89	89	73	-19%
Halk el Manzel	61	61	51	-16%
Autres	321	321	294	-8%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	1 547	1 342	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	1 583	1 374	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	1 563	1 357	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 599	1 599	1 390	-13%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	136	136	123	-9%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	148	148	135	-9%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 698	1 698	1 480	-13%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 748	1 748	1 525	-13%

La production nationale de pétrole brut s’est située à **1342 kt** en **2024** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir Ashtart (-25%), El Hajeb/Guebiba (-33%), Gherib (-30%), Maamoura (-86%), Nawara (-19%), Miskar (-19%), Barka (-26%), Halk el Manzel (-16%), Cherouq (-12%), Hasdrubal (-10%) et Cercina (-8%).

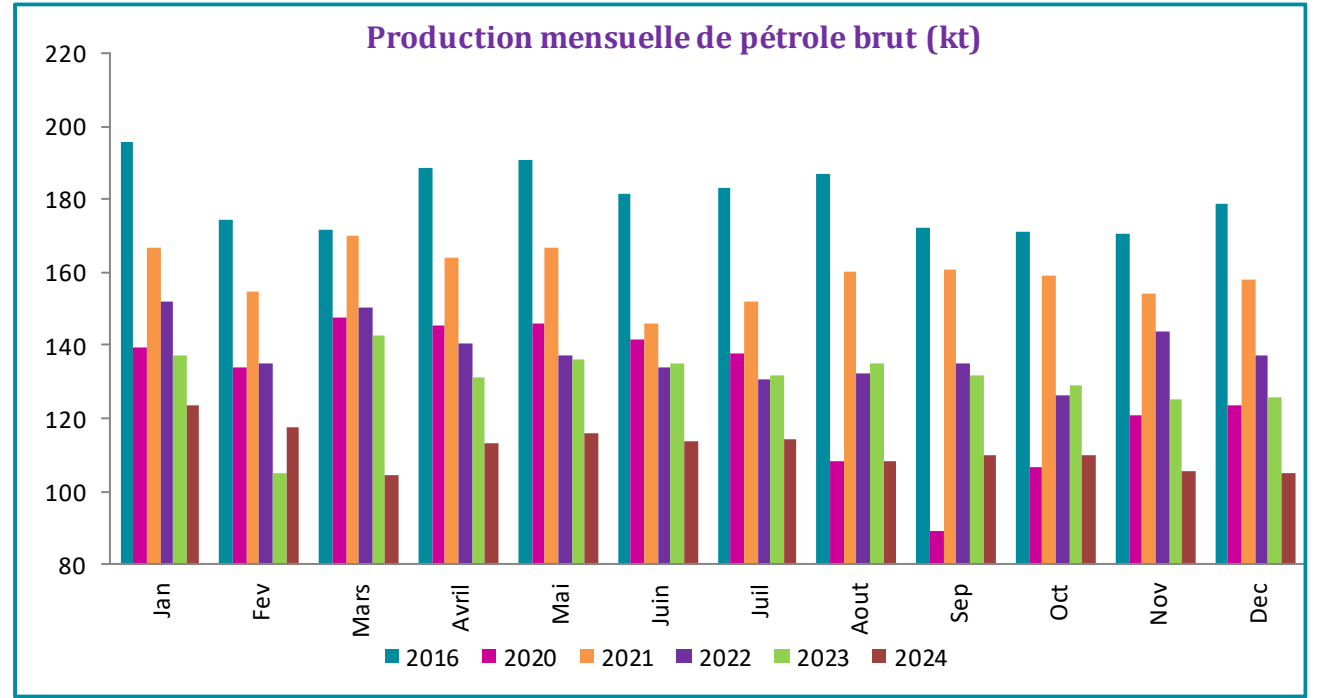
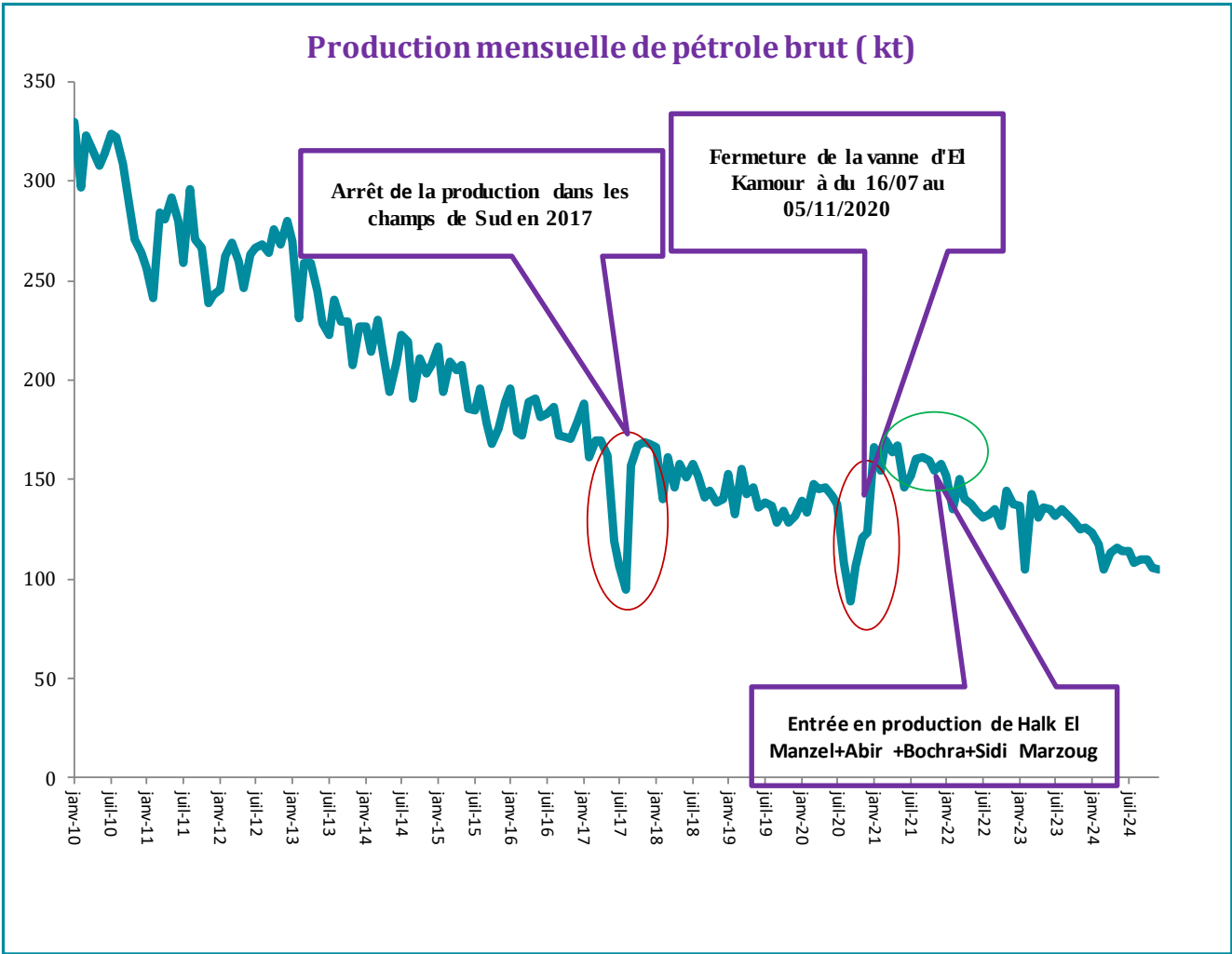
D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Ezzaouia (+69%), Adam (+8%), et El borma (+4%), Bir Ben Tartar (+39%) et Sidi Litayem (+17%).

Il convient de noter :

- **Concession Beni Khalled** : Reprise de la production le **6 décembre 2024** après un arrêt de la production depuis début décembre **2024** pour des travaux de maintenance
- **Concession Miskar** : Remise en production le **15 mai 2024** après l'arrêt total de la production depuis le **3 mai 2024** et ce pour la maintenance de l'usine Hannibal. Arrêt de la production (Shut down) depuis le **18 octobre 2024** pour des travaux de maintenance. Reprise de la production le **11 novembre 2024**.
- **Concession Hasdrubal** : Arrêt de la production (Shut down) depuis le **27 novembre 2024** pour des travaux de maintenance. Reprise de la production le **10 décembre 2024**
- **Concession Shalbia** : Remise en production le **16 septembre 2024** après un arrêt depuis décembre **2023**.
- **Concession El Borma** : Augmentation relative de la production du champ El borma suite à une augmentation de la production à partir du puits EB406-2 entre le 10/7/2024 et le 15/07/2024.
- **Concession Gremda** : Arrêt du puits Ain-1 depuis le **9 mars 2024**.
- **Concession Nawara** : Arrêt planifié du **19 février au 7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- **Concession Robbana** : Remise en production depuis le **14 avril 2024**.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **33.1** mille barils/j en **2023** à **28.5** mille barils/j en **2024**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle entre **2016-2024**.

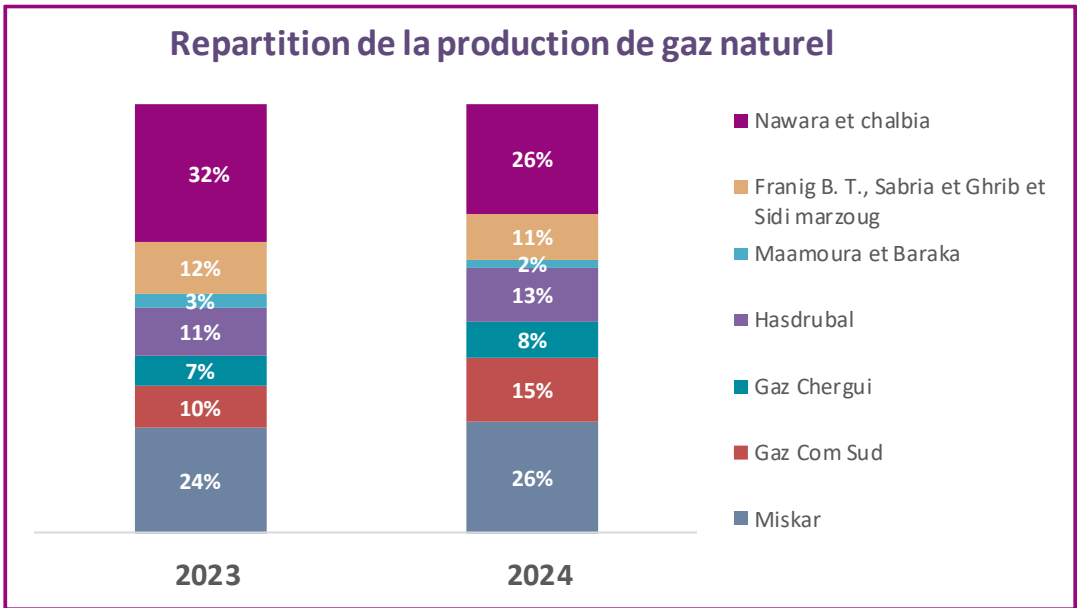


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin décembre				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 610	3 903	2 610	2 129	-18%	-4%
Production nationale	1 607	2 728	1 607	1 221	-24%	-6%
Miskar	393	1 360	393	317	-19%	-10%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	159	339	159	184	15%	-4%
Gaz Chergui	114	246	114	98	-13%	-6%
Hasdrubal	180	414	180	159	-12%	-7%
Maamoura et Baraka	54	43	54	19	-64%	-5%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	189	327	189	131	-31%	-6%
Nawara et chalbia ⁽⁴⁾	518	0	518	312	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 003	1 175	1 003	909	-9%	-2%
Achats	2 395	947	2 395	2 290	-4%	7%
Unité: ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 900	4 336	2 900	2 366	-18%	-4%
Production nationale	1785	3031	1785	1356	-24%	-6%
Miskar	437	1511	437	353	-19%	-10%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	177	376	177	204	15%	-4%
Gaz Chergui	126	273	126	109	-13%	-6%
Hasdrubal	200	460	200	176	-12%	-7%
Maamoura et Baraka	60	48	60	22	-64%	-5%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	210	363	210	145	-31%	-6%
Nawara et chalbia ⁽⁴⁾	576	0	576	347	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1115	1305	1115	1010	-9%	-2%
Achats	2 661	1 053	2 661	2 544	-4%	7%
(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 **2129 ktep**, en **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **18%** par rapport à l’année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **24%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **9%** en **2024** par rapport à **2023** en se situant à **909 ktep**.

Le graphique suivant présente la structure de la production du gaz en **2023** et en **2024**.

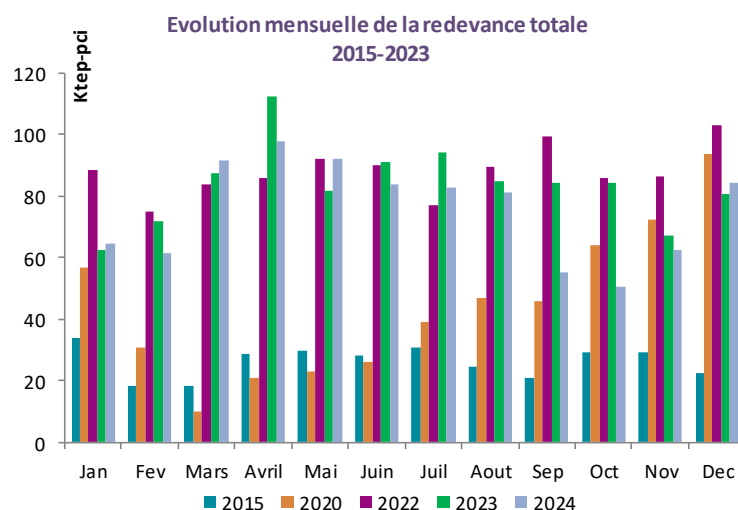
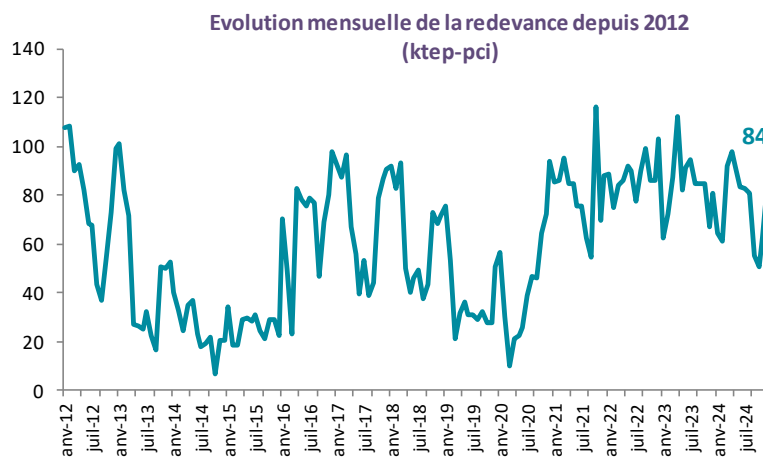
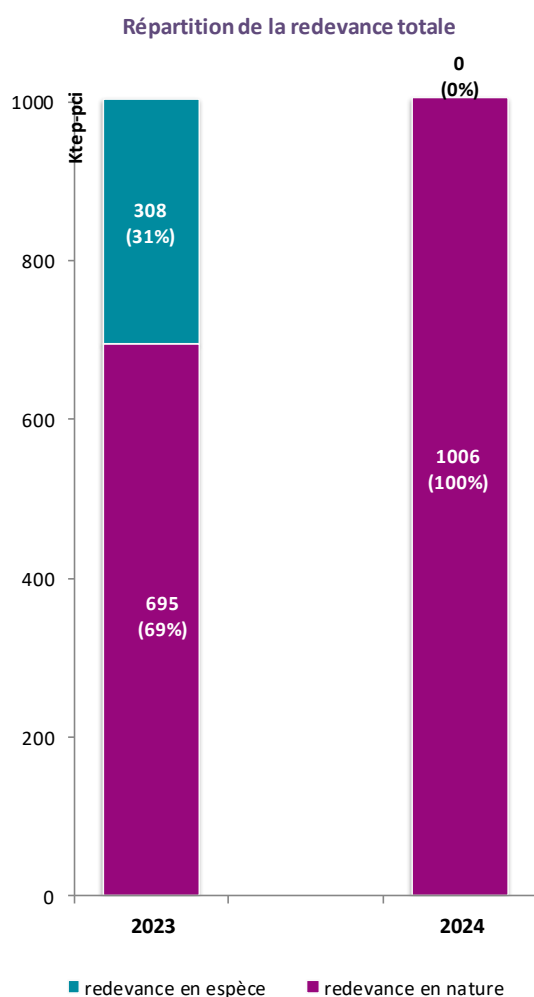


Il convient de noter :

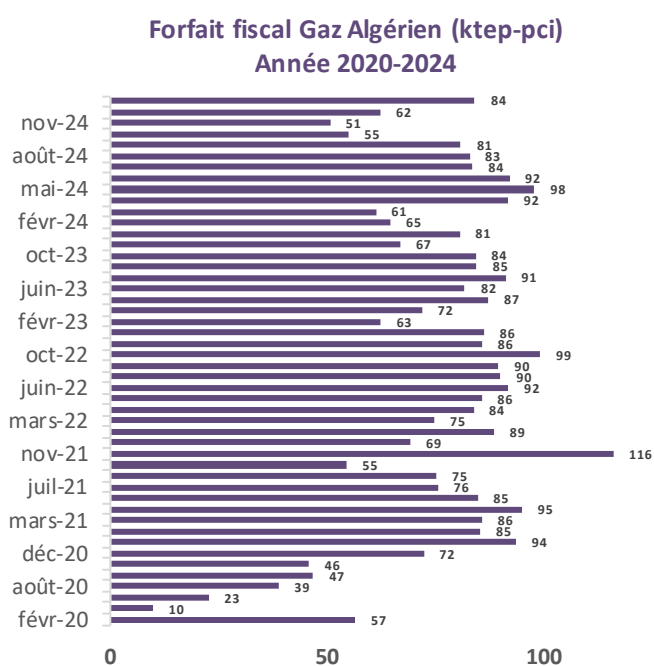
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12 %** entre **2023** et **2024**.
- ✓ **Champs Nawara et chalbia** : baisse de la production de **40%**, Arrêt planifié du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **15%** en **2024** par rapport à **2023**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **19%**. Arrêt total de la production du **3 au 15 mai 2024** pour la maintenance de l'usine Hannibal. Arrêt de la production depuis le **18 octobre 2024** pour des travaux de maintenance. Reprise de la production le **11 novembre 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 (**100% en 2024**).

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.



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 juillet **2020** et qui a continué durant les années qui suivent.

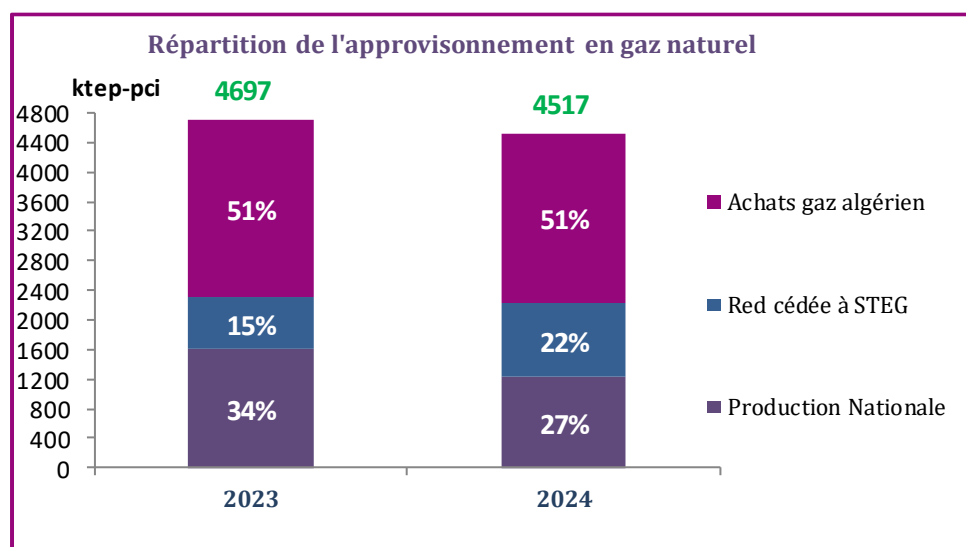


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une baisse de **4%** entre **2023** et **2024**, pour se situer à **2290 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre **2023** et **2024** pour se situer à **4517 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 **34 %** à **27%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **15%** à **22%**.
3. Quasi stabilité de la part des achats du gaz algérien à **51%**.



3. Production de produits pétroliers

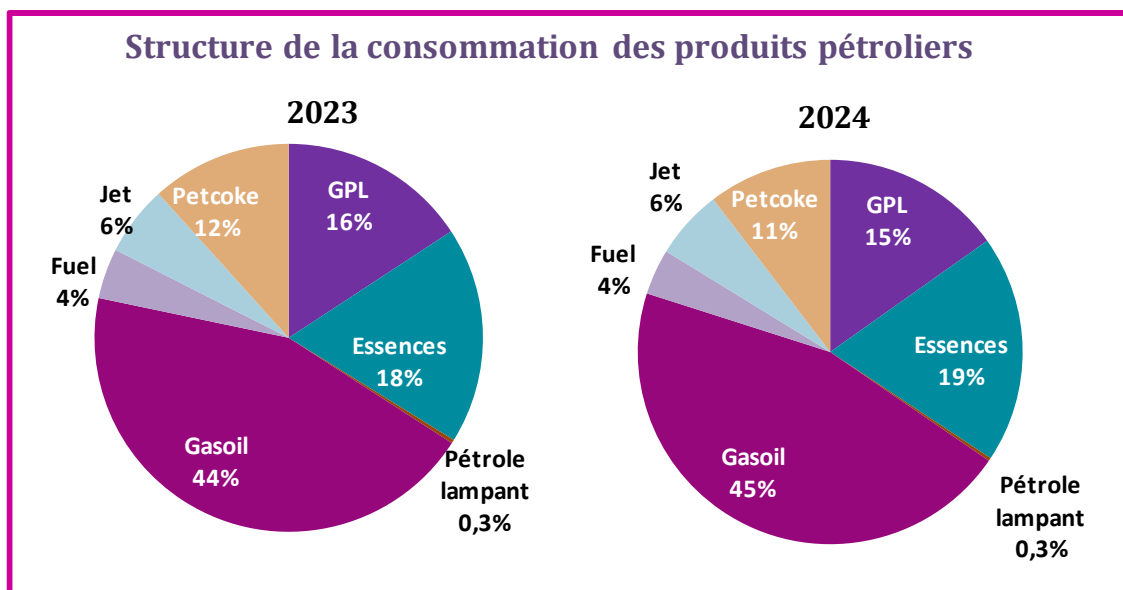
Les indicateurs de raffinage				
	A fin décembre			Remarques
	2023	2024	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	25	21	-19%	
Essence Sans Pb	34	0	-100%	
Petrole Lampant	29	14	-51%	
Gasoil ordinaire	414	477	15%	
Fuel oil BTS	314	338	7%	
Virgin Naphta	226	291	29%	
White Spirit	8	10	23%	
Total production STIR	1051	1151	9%	
Taux couverture STIR (1)	24%	25%	5%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	12%	11%	-2%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	277	305	10%	Arrêt technique de 01/11/2024 au 31/12/2024.
Jours de fonctionnement du Platforming	100	0	-100%	Arrêt de l'unité de la Platforming depuis janvier 2024

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin décembre				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	695	522,9	694,9	690,4	-1%	2%
Essences	797	560,0	797,1	870,3	9%	3%
Essence Super	0	1,8	0,0	0,0	-	-100%
Essence Sans Pb	787	558,1	786,8	859,1	9%	3%
Essence premium	10	0,0	10,3	11,2	9%	-
Pétrole lampant	13	52,2	13,2	11,9	-10%	-10%
Gasoil	1 948	1773,7	1947,6	2062,9	6%	1%
Gasoil ordinaire	1 506	1599,9	1506,2	1584,1	5%	-0,1%
Gasoil SS	435	173,8	435,3	472,2	8%	7%
Gasoil premium	6	0,0	6,0	6,6	9%	-
Fuel	185	291,5	184,8	174,6	-6%	-4%
STEG & STIR	25	14,1	25,3	29,6	17%	5%
Hors (STEG & STIR)	159	277,4	159,5	145,1	-9%	-5%
Fuel gaz(STIR)	5	0,0	5,3	0,0	-100%	-
Jet	258	245,7	257,6	265,6	3%	1%
Coke de pétrole	515	295,0	514,9	472,7	-8%	3%
Total	4415	3741	4415	4548	3%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4385	3727	4385	4519	3%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré une hausse de **3%** en **2024** par rapport à l'année précédente pour se situer à **4548** ktep. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **9%**, du gasoil de **6%** et du jet d'aviation de **3%**. En revanche, la demande du GPL et du coke de pétrole a enregistré une baisse respectivement de **1%** et de **8%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre **2023** et **2024** à l'exception de quelques produits notamment le petcoke dont sa part est passée de **12%** à **11%**, les essences dont leur part est passée de **18%** à **19%** et les gasoils dont leur part est passée de **44%** à **45%** durant la même période.

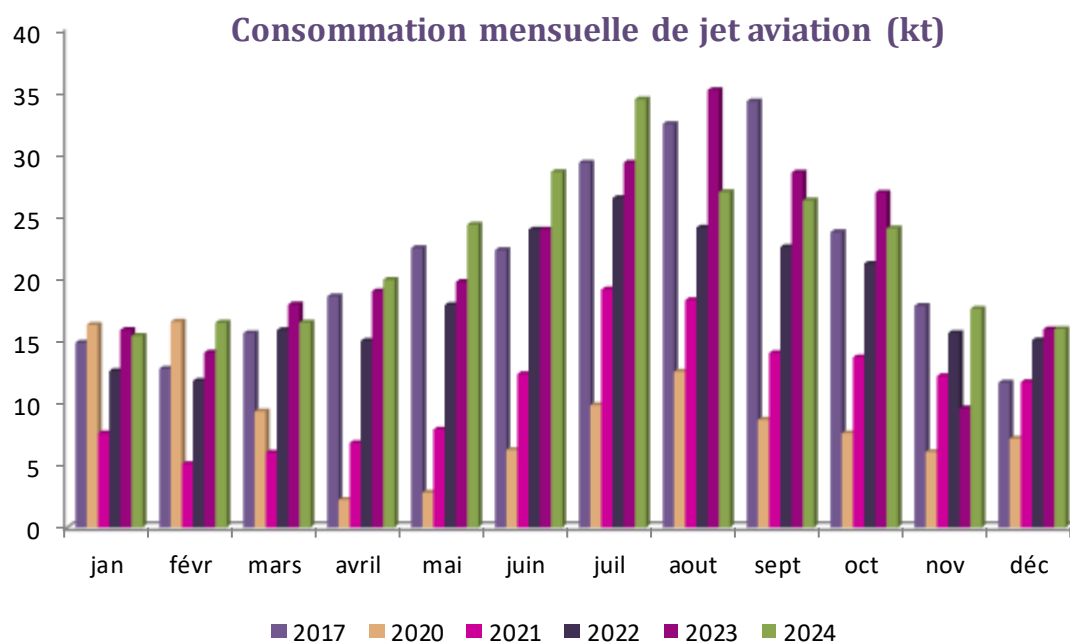


La consommation de carburants routiers a enregistré entre **2023** et **2024**, une augmentation de **7%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre **2023** et **2024**, une baisse de **1%**.

La consommation de coke de pétrole a enregistré une baisse entre **2023** et **2024** de **8%**, (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%** en **2024** par rapport à l'année précédente.

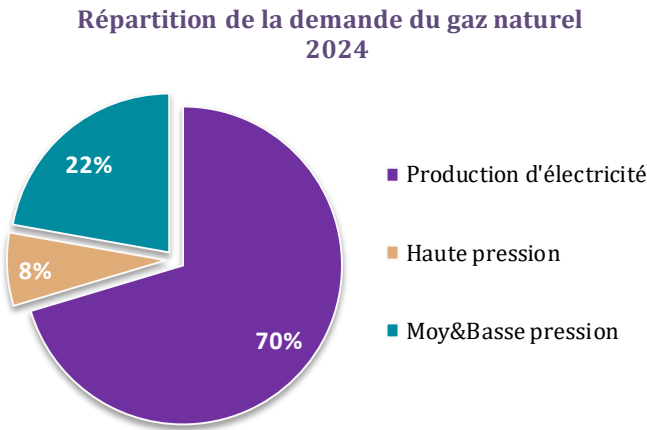


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin décembre				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM%
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 644	4 369	4 644	4 502	-3%	0,2%
Production d'électricité	3 365	3 197	3 365	3 168	-6%	-0,1%
Hors prod élec	1 279	1 173	1 279	1 334	4%	1%
Haute pression	344	379	344	334	-3%	-1%
Moy&Basse pression	935	794	935	999	7%	2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 160	4 855	5 160	5 002	-3%	0,2%
Production d'électricité	3 739	3 552	3 739	3 520	-6%	-0,1%
Hors prod élec	1 421	1 303	1 421	1 482	4%	1%
Haute pression	382	421	382	371	-3%	-1%
Moy&Basse pression	1 039	882	1 039	1 110	7%	2%

La demande totale du gaz naturel a enregistré une baisse de 3% entre 2023 et 2024 pour se situer à 4502 ktep. La demande pour la production électrique a enregistré une baisse de 6% et celle pour la consommation finale a enregistré une hausse 4%.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (70% de la demande totale en 2024), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à 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.



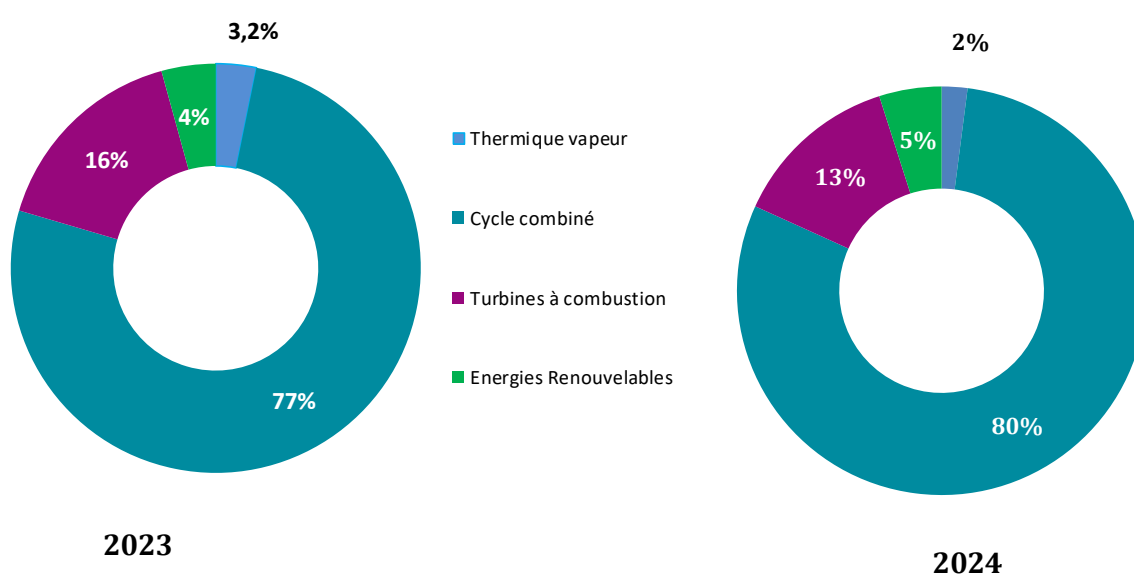
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande du gaz naturel a connu une hausse de 4% pour se situer à 1334 ktep. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une légère hausse de 7% et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de 3%.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une amélioration de **2.5%** entre **2023** et **2024** pour se situer à **194.8 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une baisse de **3%**, ainsi que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **6%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique passant de **77%** à **80%** entre **2023** et **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Décembre		A fin décembre	
		2023	2024	2023	2024
Nb de permis octroyés	1	0	0	1	0
Nb permis abandonnés	1	1	1	1	1
Nb total des permis	16	16	15	16	15
Nb de forages explo.	5	0	0	5	1
Nb forages dévelop.	3	0	0	3	0
Nb de découvertes	2	0	0	2	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en **2024**, 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*).

Il convient de noter que le permis de recherche "**Sfax Offshore**" est arrivé à échéance le **8** décembre **2024**.

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 2024

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique en **2024**.

Forage d'exploration en 2024

- Forage d'un (01) nouveau puits d'exploration en **2024** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Aziza-1	Jenein Sud	11/01/2024	Profondeur finale : 4103 m. Fin des opérations de forage le 29/02/24. Notification d'une découverte.

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

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en 2024.

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.



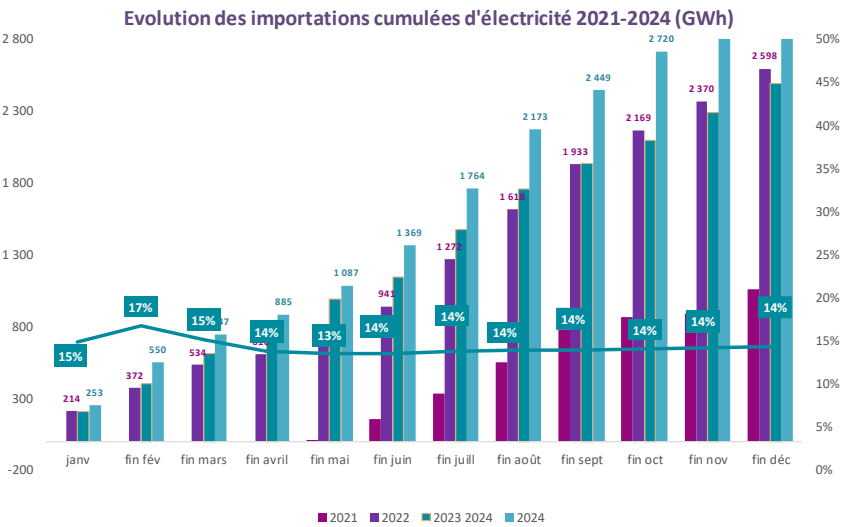
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin décembre				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	11 565	19 092	18617	-2%	3%
FUEL + GASOIL	0,1	3	0,10	72	71800%	25%
GAZ NATUREL	18708	11373	18708	18156	-3%	3%
HYDRAULIQUE	9	50	9	16	68%	-8%
EOLIENNE	338	139	338	337	-0,4%	7%
SOLAIRE	37	0	37	37	1%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0	3228	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	35	0	35	34	-2%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	416	0	416	556	34%	-
ACHAT TIERS	187	79	187	187	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19314	14 872	19 729	19 393	-2%	2%
Echanges	-0,4	19	-0,4	-0,7	75%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	2496	3221	29%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0,2	108	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	14891	22225	22505	1%	3%
(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 une légère baisse de 2% entre 2023 et 2024 pour se situer à 19393 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 19729 GWh en 2023. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 1%. Ainsi les achats d'électricité principalement de l'Algerie ont couvert 14% des besoins du marché local en 2024.

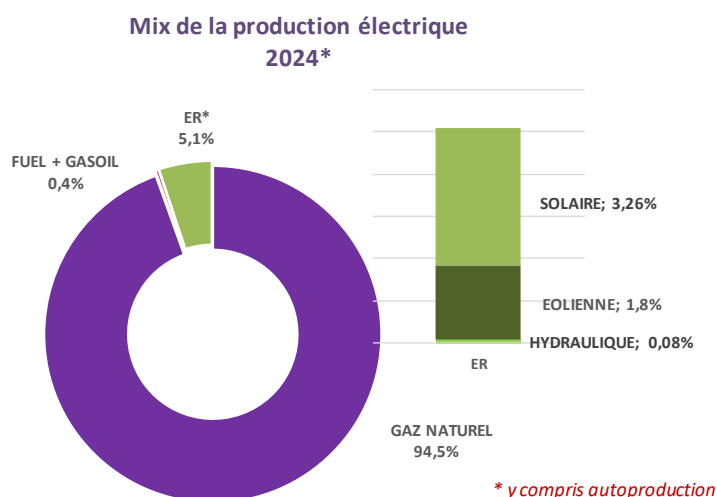


A partir de janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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

La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **96%** de la production nationale en **2024**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une baisse de **3%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **5%**.

Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en **2024**.

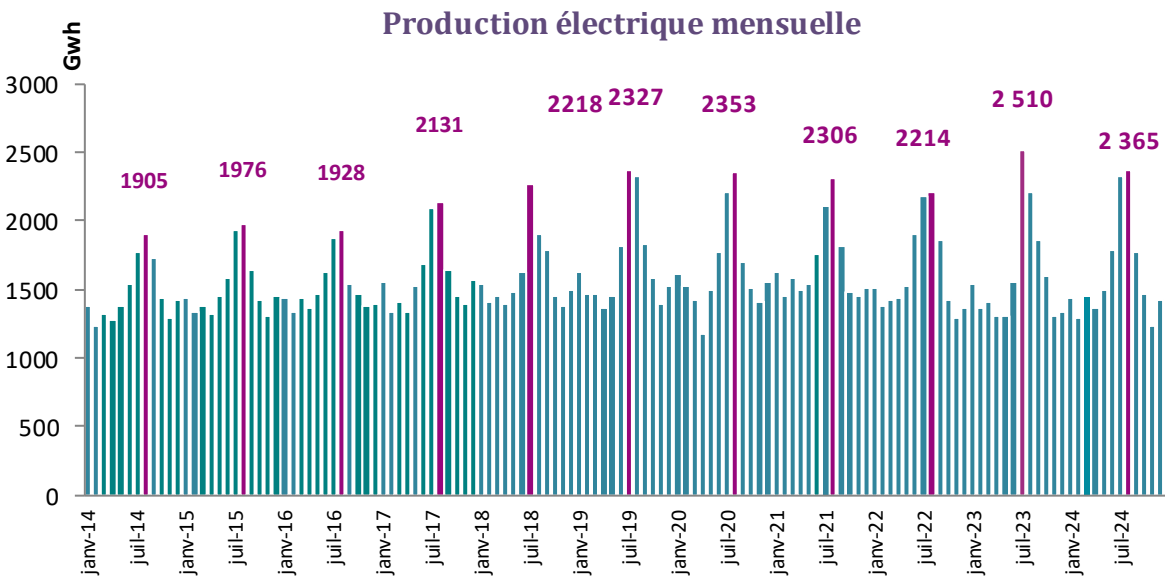
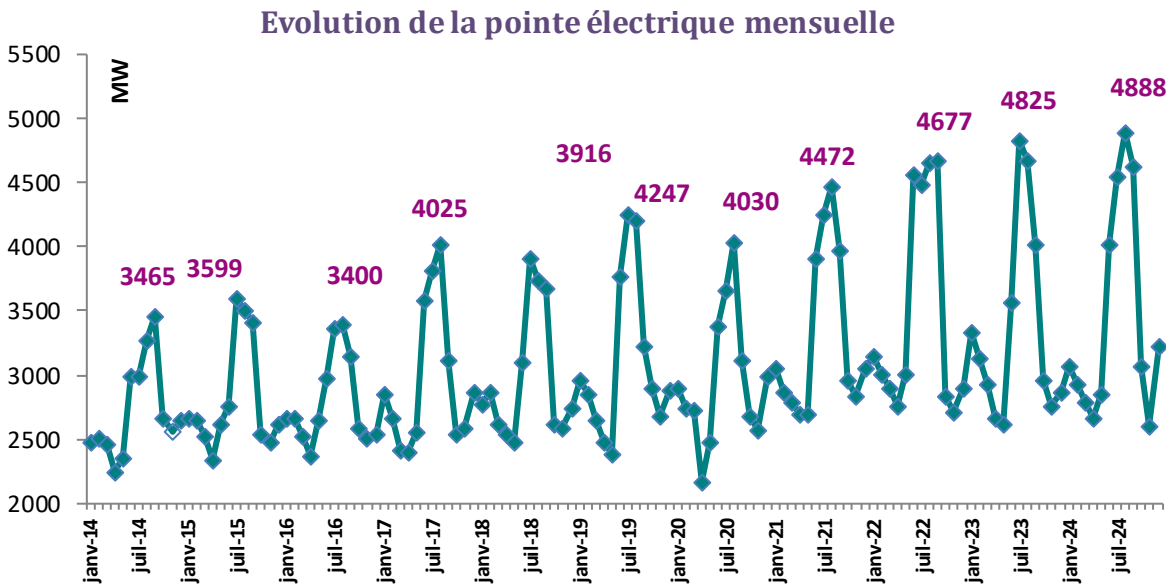


Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, **267 MW** de toitures photovoltaïques ont été installées dans le secteur résidentiel et **314** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **112MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

La pointe a augmenté de **1,3%** pour se situer à **4888 MW** en **2024** contre **4825 MW** en **2023** enregistrant ainsi un nouveau record (le **14 Août 2024** à **15h41min**).

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.

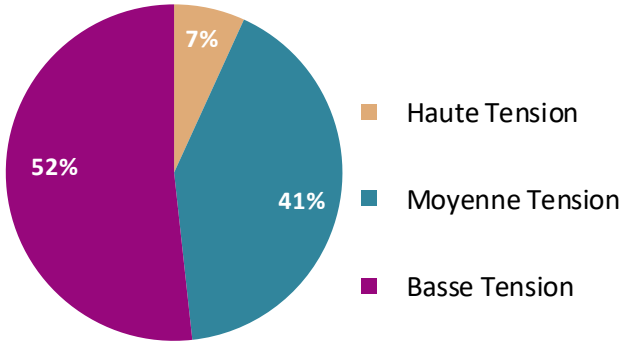


VENTES D'ELECTRICITE						
		Unité : GWh				
	Réalisé 2023	A fin décembre				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1184	1293	1184	1165	-2%	-1%
Moyenne tension	7140	6052	7140	7084	-1%	1%
Basse tension	9158	5670	9158	8839	-3%	3%
TOTAL VENTES **	17482	13 015	17 482	17 088	-2%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une légère diminution de **2%** entre **2023** et **2024**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **2%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré une légère diminution 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.

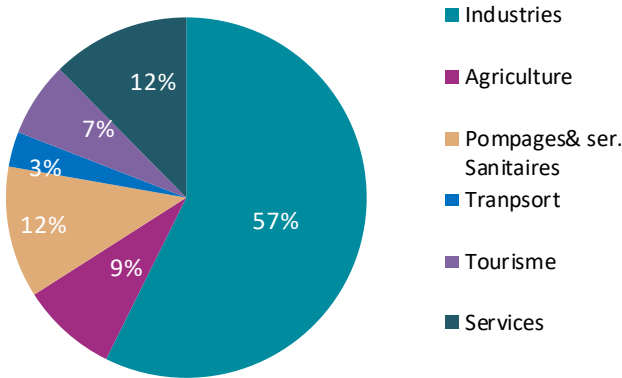
Répartition des ventes d'électricité
2024



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **57%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en **2024**.

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement les industries métallurgiques de base (-9%), les industries IMCCV (-5%), l'industrie du papier et de l'édition (-2%) et l'industrie alimentaire et de Tabac (-5%) contre une hausse des ventes des industries chimiques et du pétrole (+6%) et les industries extractives (+6%).

Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT en 2024



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en 2024 :

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
	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 SidiBouzid : 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 Bouzid : 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 Bouzid 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