

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

Septembre 2024



Sommaire

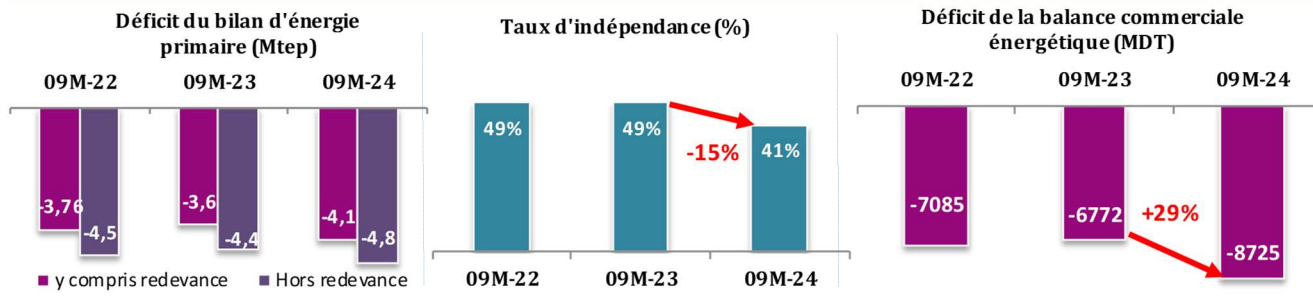
- 
- 
- Bilan et Economie d'Énergie**
- 1- Bilan d'énergie primaire
 - 2- Echanges commerciaux
 - 3- Prix de l'énergie
- 
- Hydrocarbures**
- 1- Production d'hydrocarbures
 - 2- Consommation d'hydrocarbures
 - 3- Exploration et Développement
- 
- Electricité et Energies renouvelables**
- 1- Electricité
 - 2- Energies Renouvelables

Date de la publication : 15 novembre 2024

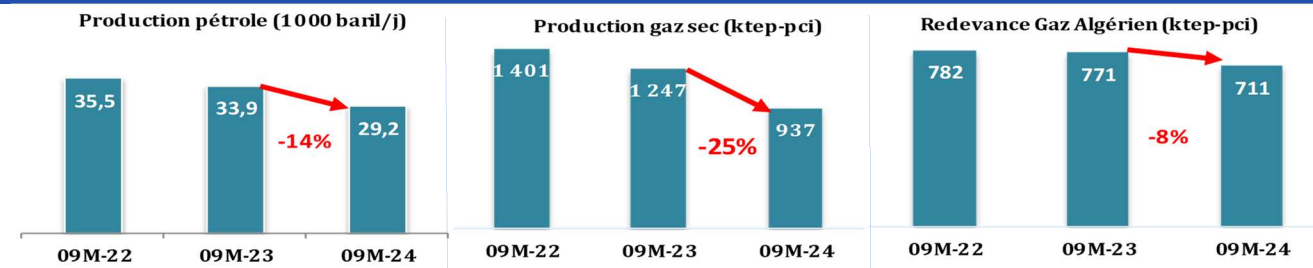


Faits marquants des neuf premiers mois de 2024

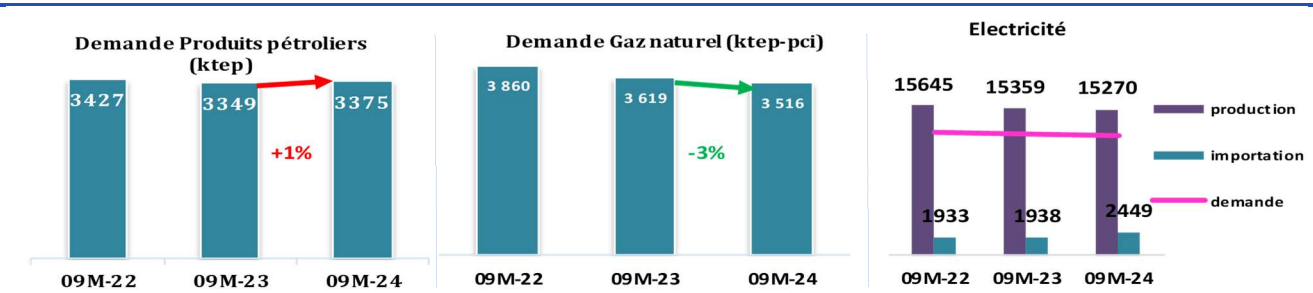
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



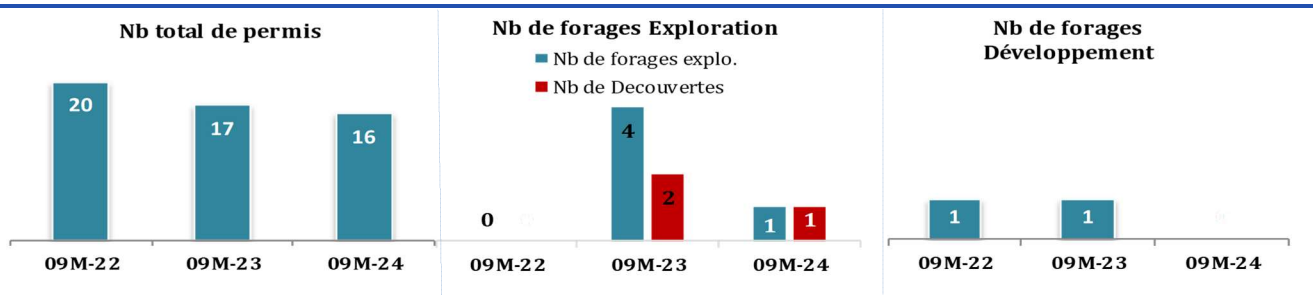
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



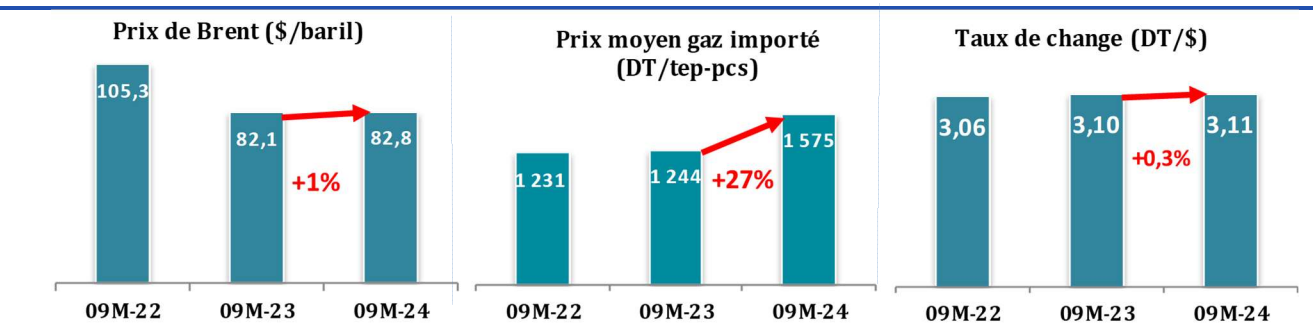
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
RESSOURCES	4436	6111	3413	2874	-16%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1599	2939	1225	1053	-14%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	155	153	118	108	-9%	-2%
Gaz naturel	2610	3007	2018	1649	-18%	-4%
<i>Production</i>	1607	2141	1247	937	-25%	-6%
<i>Redevance</i>	1003	866	771	711	-8%	-1%
Elec primaire	72	13	52	65	25%	12%
DEMANDE	9148	6244	7020	6957	-1%	1%
Produits pétroliers	4432	2931	3349	3375	1%	1%
Gaz naturel	4644	3300	3619	3516	-3%	0,5%
Elec primaire	72	13	52	65	25%	12%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance¹	-4712	-132	-3608	-4082		
Sans comptabilisation de la redevance	-5715	-999	-4378	-4793		

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 septembre 2024

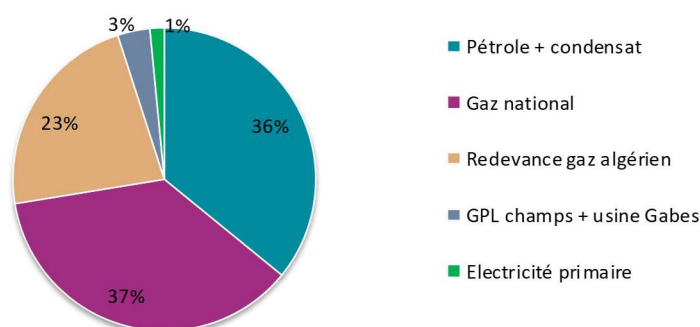
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **2,9 Mtep** à fin septembre **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de 16%. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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

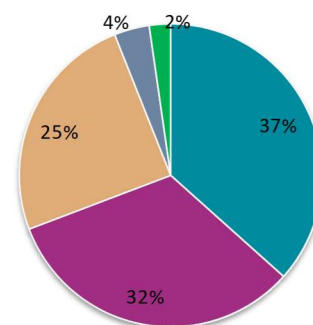
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) représente **2%** des ressources primaires à fin septembre **2024**.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré une baisse de 8%** à fin septembre **2024** par rapport à fin septembre **2023**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2023



Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2024

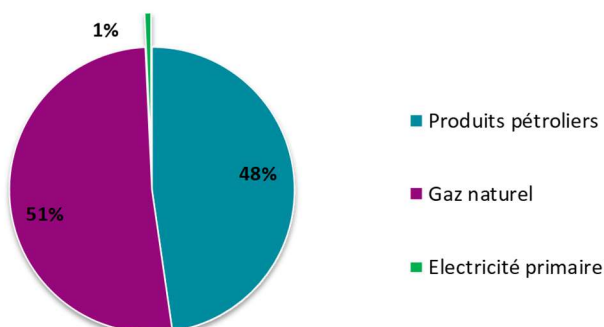


La demande d'énergie primaire a enregistré une légère baisse de **1%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024** : la demande du gaz naturel a diminué de **3%** et celle des produits pétroliers, par contre, a enregistré une légère hausse de **1%**.

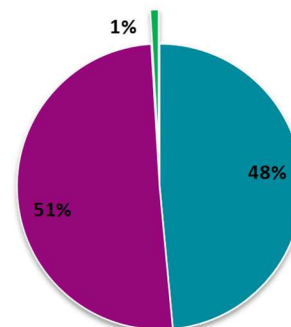
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **3%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

La structure de la demande des énergies primaires est restée quasiment stable entre fin septembre **2024** et la même période en **2023** : la part des produits pétroliers dans la demande s'établit à **48%**, tandis que celle du gaz naturel atteint **51 %**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin septembre 2023



Répartition de la demande en énergie primaire à fin septembre 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre **2024**, **un déficit de 4,1 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **13%** par rapport à la même période **2023**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **41%** à fin septembre **2024** contre **49%** à fin septembre **2023**.

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

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾							2771	2574	-7%
PETROLE BRUT⁽¹⁾			-			-	1602	1539	-4%
ETAP	516	534	4%	530	547	3%	960	1046	9%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	643	493	-23%
GPL Champs	17,7	13,8	-22%	19,6	15,3	-22%	27,7	21	-23%
ETAP	17,7	13,8	-22%	19,6	15,3	-22%	27,7	21	-23%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	327	520	59%	330	527	60%	608	1013	67%
Fuel oil (BTS)	194	269	39%	190	264	39%	345	493	43%
Virgin naphta	133	240	80%	140	252	80%	263	493	87%
Pétrole	0	10,89	-	0	11	-	0	27	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				235	0	-100%	533	0	-100%
IMPORTATIONS				5891	6329	7%	9543	11298	18%
PETROLE BRUT⁽³⁾	451	754	67%	464	775	67%	981	1697	73%
PRODUITS PETROLIERS	2836	3036	7%	2812	3033	8%	6012	6433	7%
GPL	391	398	2%	433	440	2%	796	708	-11%
Gasoil ordinaire	818	803	-2%	840	825	-2%	1985	1929	-3%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	338	383	13%	347	393	13%	847	945	12%
Jet	186	205	10%	192	212	10%	543	553	2%
Essence Sans Pb	475	676	42%	496	707	42%	1307	1819	39%
Fuel oil (HTS)	115	100	-13%	112	98	-13%	174	155	-11%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	514	471	-8%	392	359	-8%	360	325	-10%
GAZ NATUREL				2616	2521	-4%	2550	3168	24%
Redevance totale ⁽²⁾				771	711	-8%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1845	1810	-2%	2550	3168	24%

(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 à fin de mois de septembre 2024 d'une quantité de 152 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

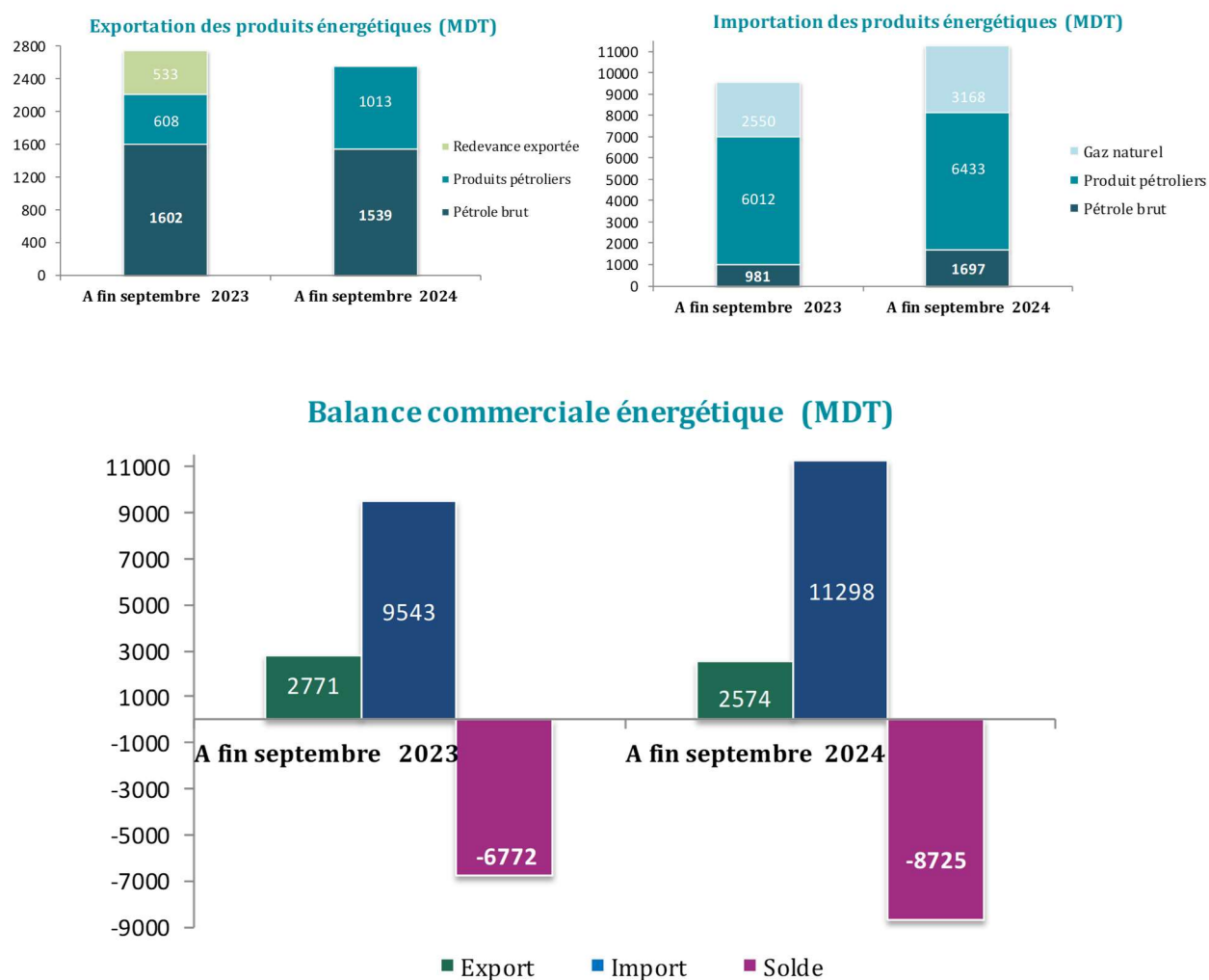
(7) Hors électricité importée de l'Algérie et de la Libye à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour les 12 mois de 2023 et les 9 premiers mois de 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 **7%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **18%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **6772 MDT** à fin septembre **2023** à **8725 MDT** à fin

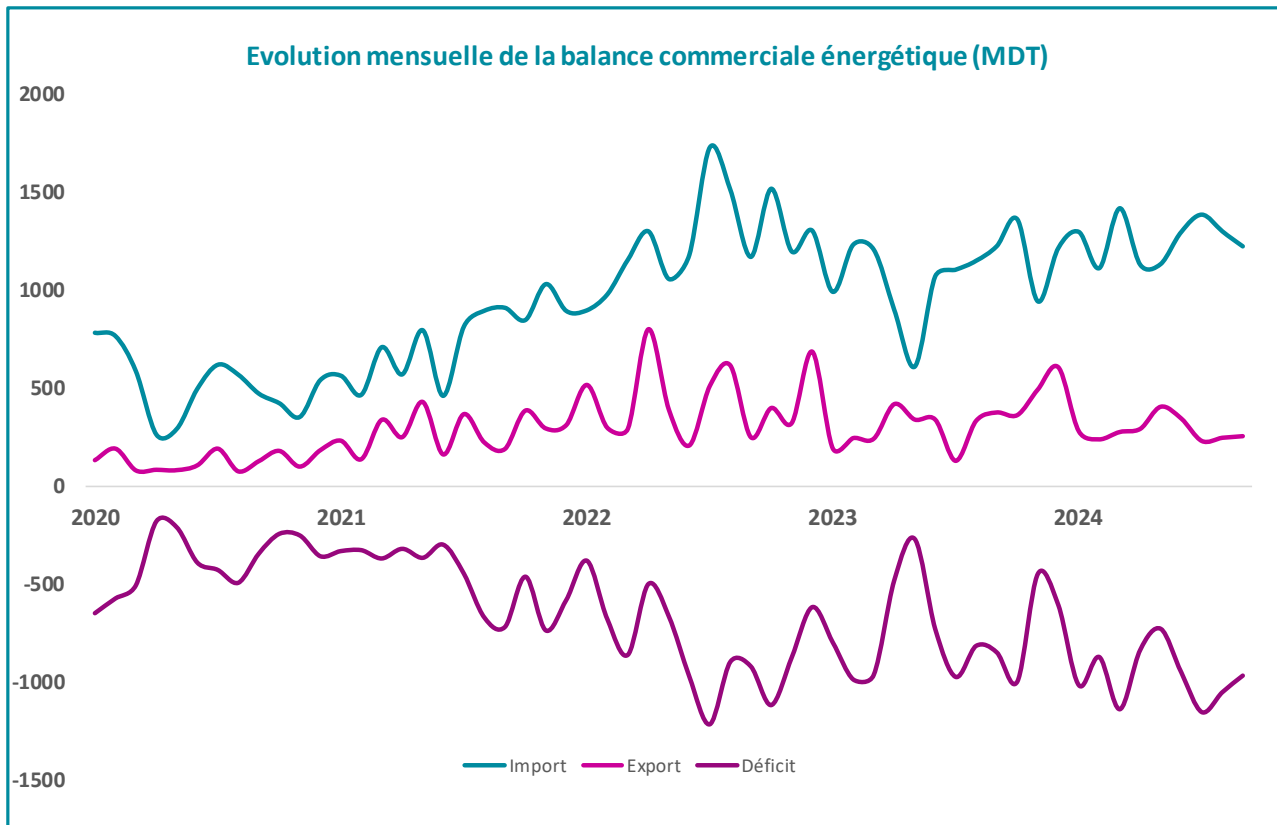
septembre 2024, soit une augmentation de 29% (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



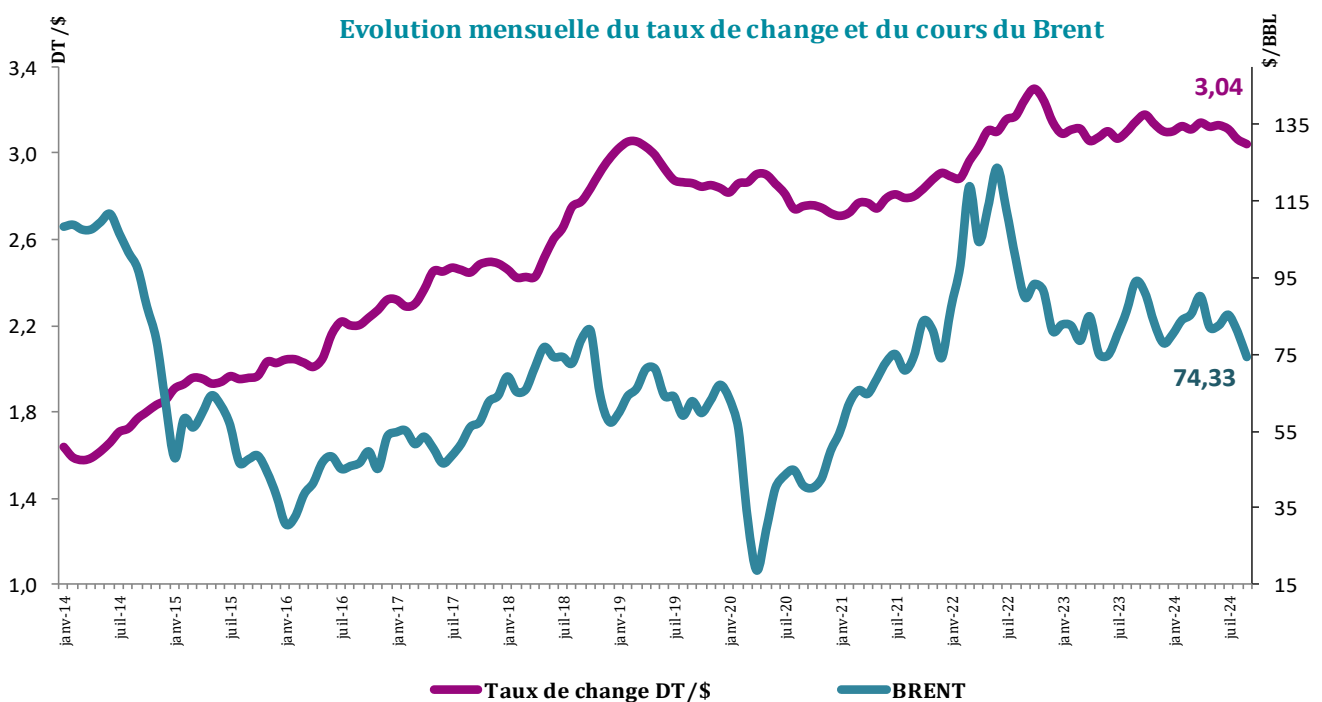
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change a légèrement augmenté (-), les quantités échangées ont baissé (-) et le cours du Brent a légèrement augmenté (-) à fin septembre 2024 par rapport à fin septembre 2023.

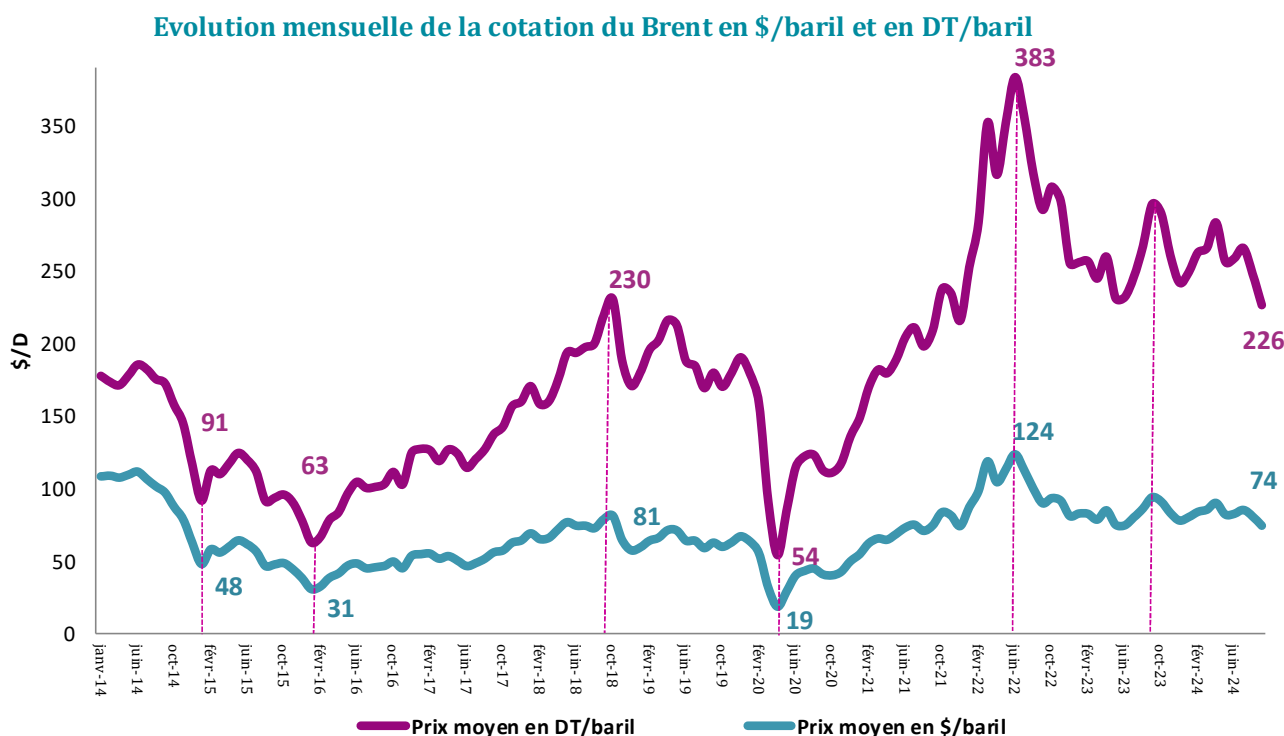
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis 2020.



En effet, durant les 9 premières mois de **2024**, le cours moyen du Brent a légèrement augmenté de **1%** bien que courant le mois septembre **2024**, il a enregistré une baisse de **20\$/bbl** par rapport au mois de septembre **2023** : **94 \$/bbl** courant septembre **2023** contre **74,33 \$/bbl** courant le mois septembre **2024**.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une légère dégradation de **0,3%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

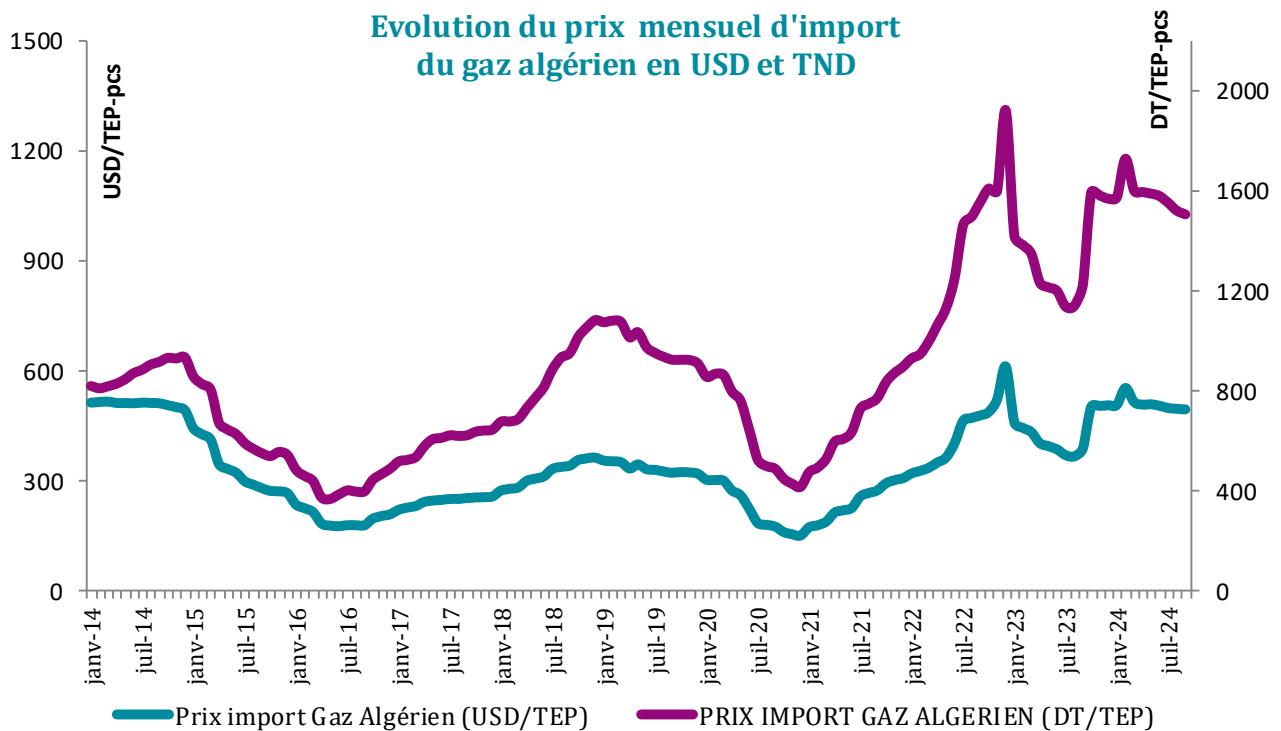


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(--) Entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une légère hausse de **1%** : **82,1 \$/bbl** contre **82,8 \$/bbl**.

(-) Une légère hausse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **0.3%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **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 **27%** en DT et de **26%** en \$ entre fin septembre **2023** et fin septembre **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 à fin septembre **2024** ont augmenté par rapport à fin septembre **2023** de **8%** en quantité et de **7%** en valeur.

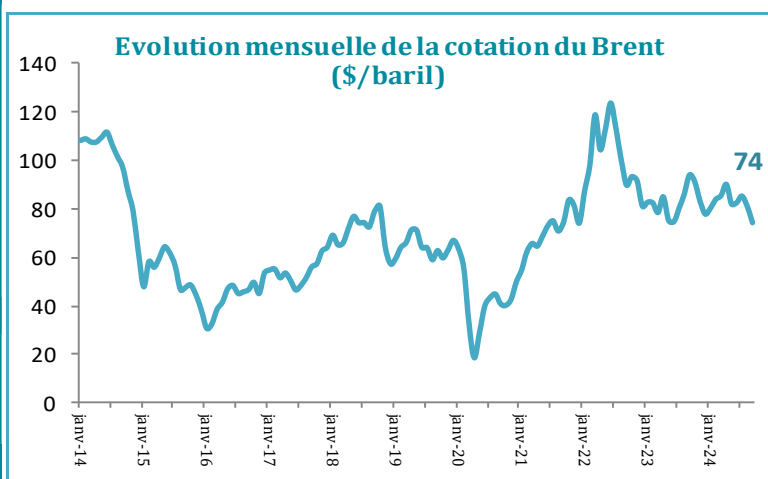
(--) hausse des importations de pétrole brut de **67%** en quantité et de **73%** en valeur à fin septembre **2024** par rapport à fin septembre **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **60%** et de **67%** en valeur (arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR depuis janvier **2024**).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

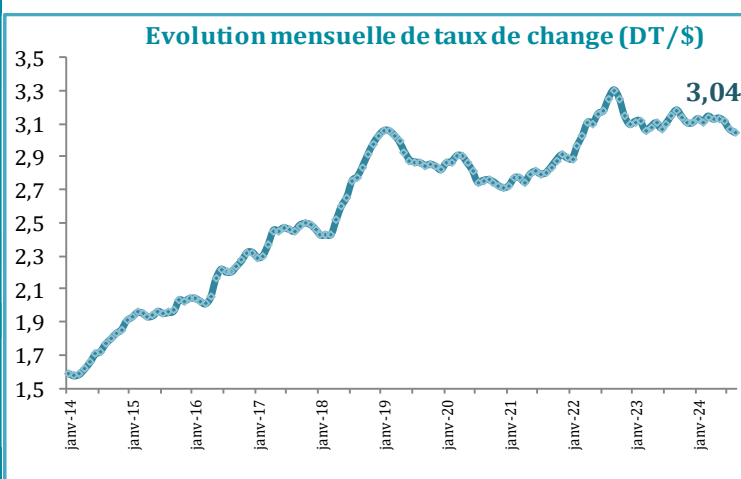
	2023	2024	Variat. 24/23
Janvier	82,8	80,3	-3%
Février	82,5	83,9	2%
Mars	78,6	85,5	9%
Avril	84,9	90,2	6%
Mai	75,2	82,05	9%
Juin	74,70	82,6	11%
Juillet	80,1	85,3	7%
Août	86,2	80,9	-6%
Septembre	94,0	74,3	-21%
Octobre	91,0		
Novembre	83,2		
Décembre	77,9		
Prix annuel moyen	82,6		



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		
Novembre	3,14		
Décembre	3,10		
Taux annuel moyen	3,11		



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

Pétrole Brut (1)	A fin septembre 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	297	95,5
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	253	81,7

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

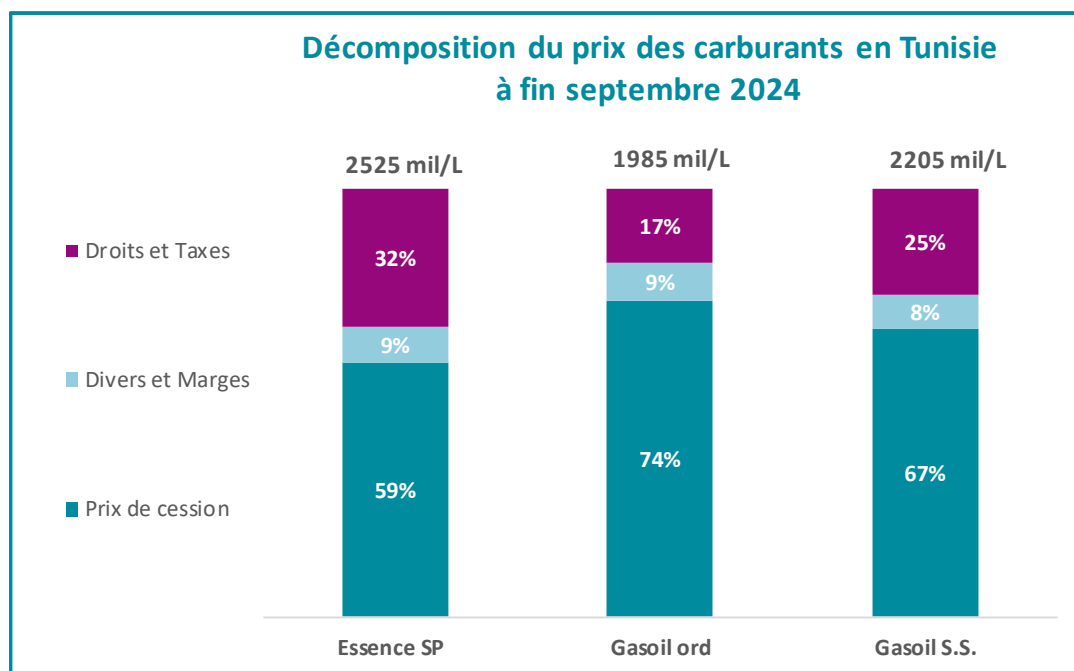
PRODUITS PETROLIERS	A fin septembre 2024					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2074	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	2027	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	2083	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1549	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1779	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	23,13	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

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

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



Les prix d'exportation et d'importation de pétrole brut et des produits pétroliers des tableaux 3 et 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période de l'exercice. Les quantités importées/exportées étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national ce qui peut impacter la moyenne.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)	Année 2022	Année 2023	A fin septembre 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1575

	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 septembre		Var (%)
		2023	2024	
El borma	169	127	129	2%
Ashtart	183	141	104	-26%
Hasdrubal	75	59	53	-11%
Adam	98	74,1	80,4	8%
M.L.D	50	40	34	-15%
El Hajeb/Guebiba	131	101	66	-35%
Cherouq	49	38	33	-12%
Miskar	54	42	33	-20%
Cercina	74	57	51	-10%
Barka	33	31	20	-37%
Franig/Bag/Tarfa	40	29	25	-16%
Ouedzar	40	24	28	19%
Gherib	81	66	44	-33%
Nawara	89	67	61	-9%
Halk el Manzel	61	48	39	-20%
Autres	321	242	217	-10%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	1 185	1 016	-14%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	1 213	1 041	-14%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	1 197	1 028	-14%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 599	1 225	1 053	-14%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	142	108	98	-9%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	155	118	108	-9%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 704	1 305	1 126	-14%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 754	1 343	1 160	-14%

(*) Valeurs estimées pour le mois de septembre 2024 sur la base des réalisations des mois précédents.

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1016 kt** à fin septembre **2024** enregistrant ainsi une baisse de **14%** par rapport à fin septembre **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir Ashtart (-26%), El Hajeb/Guebiba (-35%), Gherib (-33%), Maamoura (-87%),

Production des hydrocarbures

Baraka(**37%**), Halk el Manzel (**-20%**), Miskar(**-20%**), Hasdrubal (**-11%**), M.L.D (**-15%**), Cercina (**-10%**), Nawara (**-9%**) et Dorra (**-29%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Adam (**+8%**), Ouedzar (**+19%**), Bir Ben Tartar (**+86%**), Sidi Litayem (**+33%**) et Ch.Essaida (**+14%**).

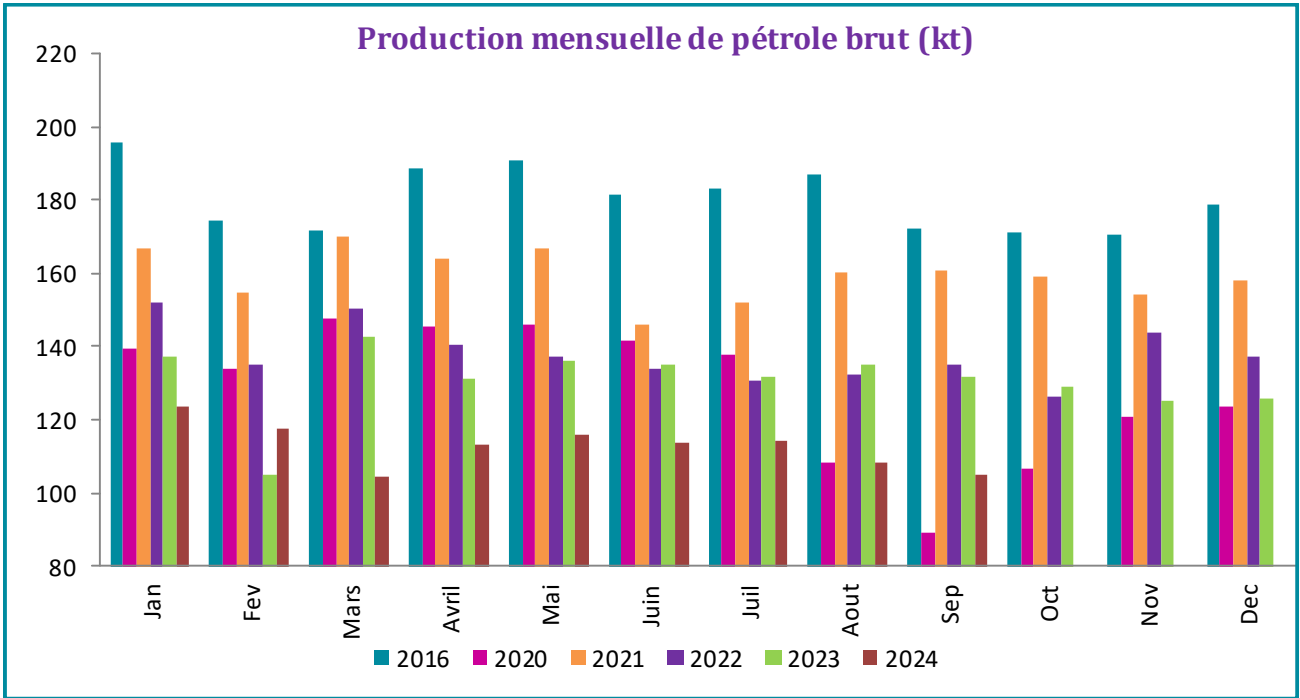
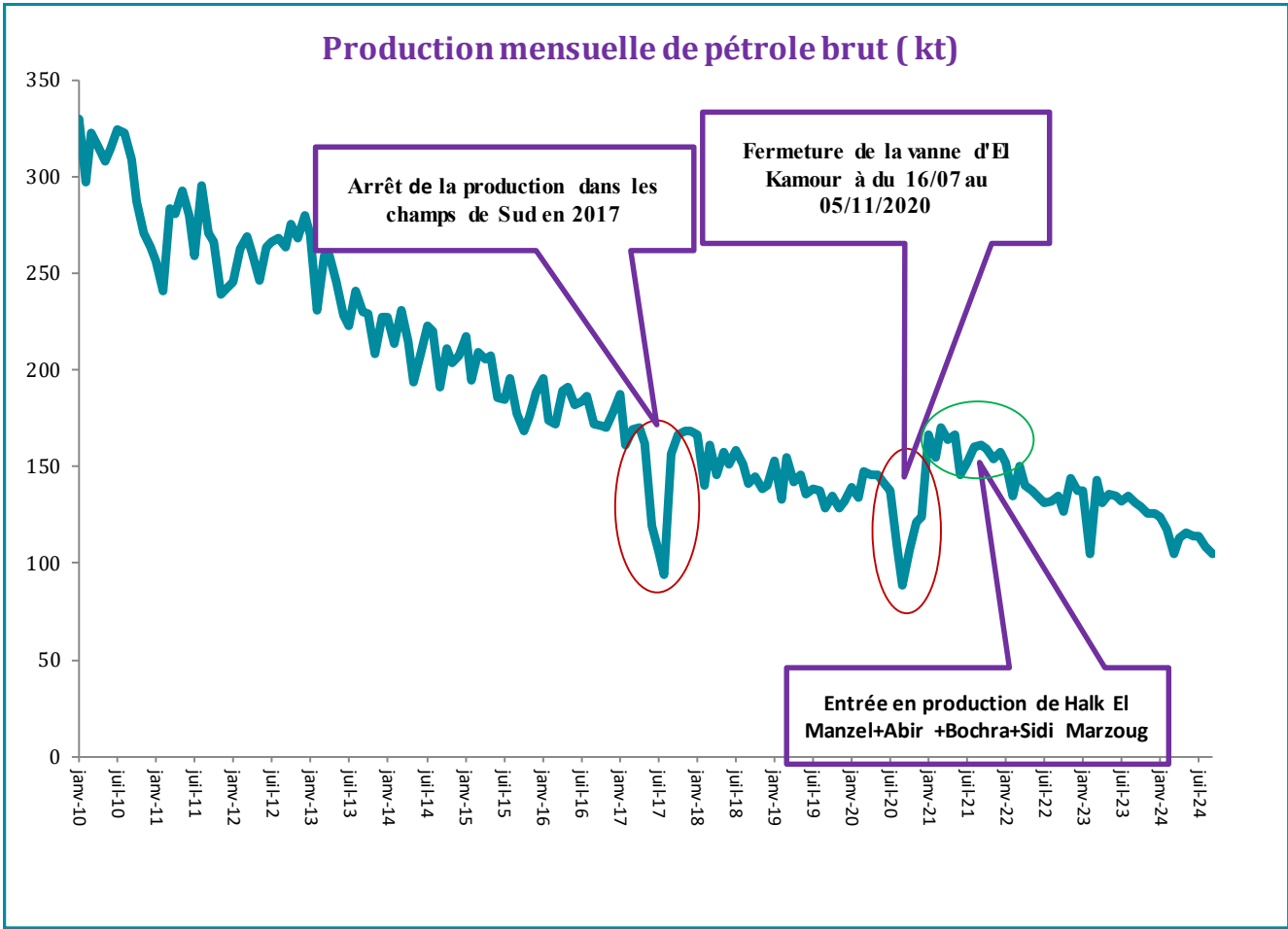
Il convient de noter :

- **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**.
- **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.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **33.9** mille barils/j à fin septembre **2023** à **29.2** mille barils/j à fin septembre **2024**.

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

Production des hydrocarbures



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 610	3 007	2 018	1 649	-18%	-4%
Production nationale	1 607	2 141	1 247	937	-25%	-6%
<i>Miskar</i>	393	1 031	306	249	-19%	-10%
<i>Gaz Com Sud</i> ^{(1) (3)}	159	250	123	137	12%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	114	178	86	75	-13%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	180	413	140	124	-12%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	54	21	45	12	-74%	-4%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	189	248	149	100	-33%	-6%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	518	0	397	241	-39%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 003	866	771	711	-8%	-1%
Achats	2 395	712	1 845	1 810	-2%	7%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 900	3 341	2 242	1 832	-18%	-4%
Production nationale	1785	2378	1385	1042	-25%	-6%
<i>Miskar</i>	437	1146	340	276	-19%	-10%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	177	278	137	153	12%	-4%
<i>Gaz Chergui</i>	126	198	96	84	-13%	-6%
<i>Hasdrubal</i>	200	459	156	137	-12%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	60	23	50	13	-74%	-4%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug</i> ⁽²⁾	210	275	165	111	-33%	-6%
<i>Nawara</i> ⁽⁴⁾	576	0	442	267	-39%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1115	962	857	790	-8%	-1%
Achats	2 661	792	2 050	2 011	-2%	7%

(1)Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam,ChouchEss., Cherouk, Dorra, 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

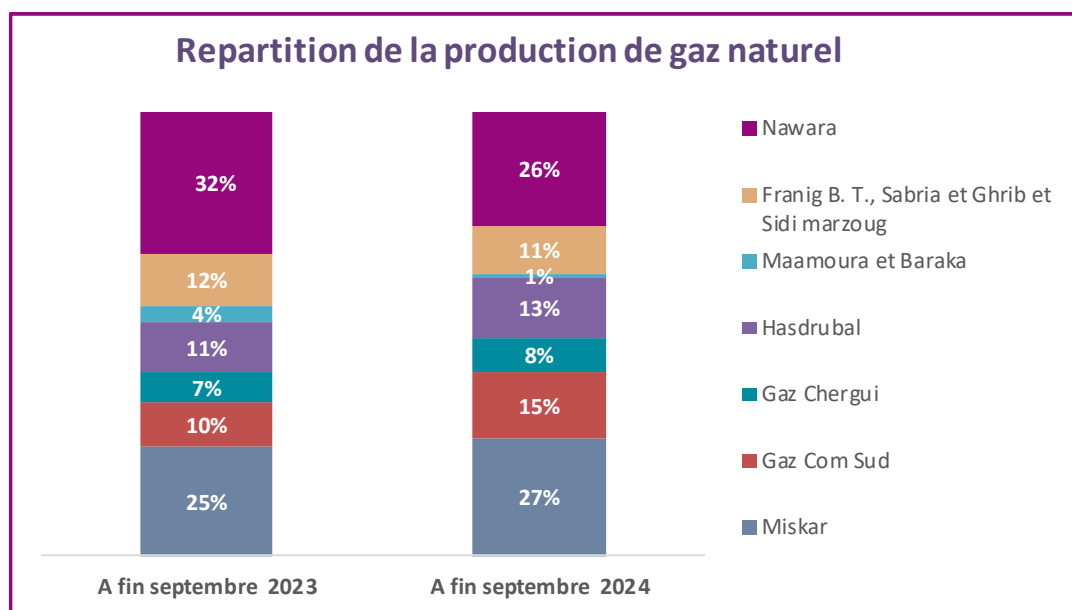
(4) Début de commercialisation du gaz de Nawara le 29 mars 2020

(5) Début de commercialisation du gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien à fin du mois de septembre 2024 d'une quantité de 152 million de Cm3, en cours de régularisation.

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1649** ktep, à fin septembre **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **18%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **25%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **8%** à fin septembre **2024** par rapport à fin septembre **2023** en se situant à **711** ktep.

Le graphique suivant présente la structure de la production du gaz à fin septembre **2023** et fin septembre **2024**.



Il convient de noter :

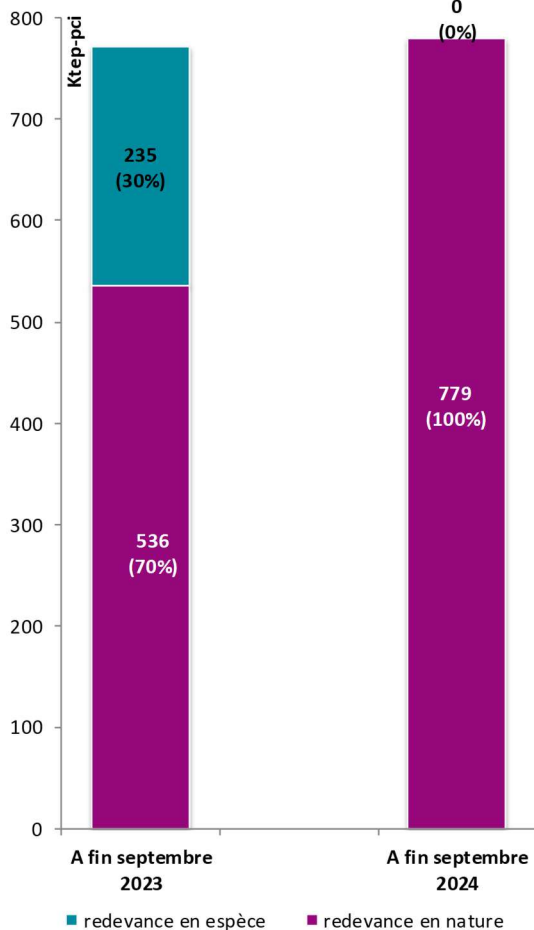
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **39%**, Arrêt planifié du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **12%** à fin septembre **2024** par rapport à fin septembre **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
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **8%** à fin septembre **2024** par rapport à fin septembre **2023**.

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%** à fin septembre **2024**).

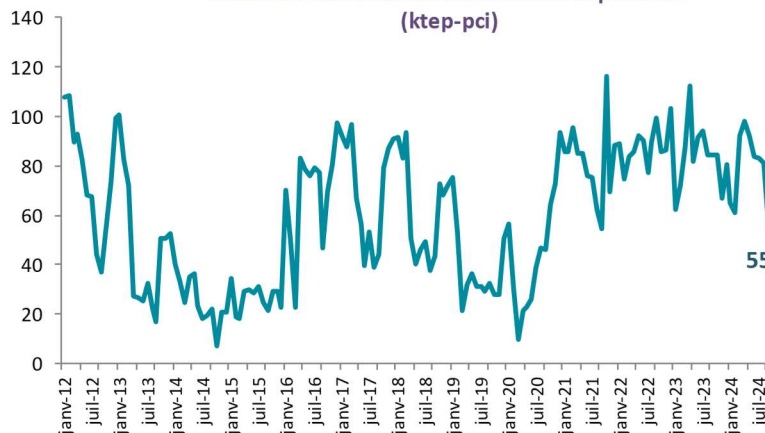
A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré à fin septembre **2024** d'une quantité de **152 millions de Cm³**, il est en cours de régularisation.

Production des hydrocarbures

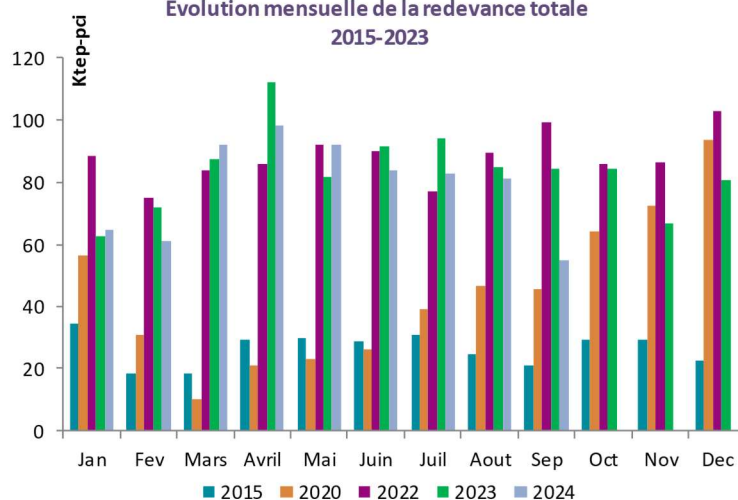
Répartition de la redevance totale



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

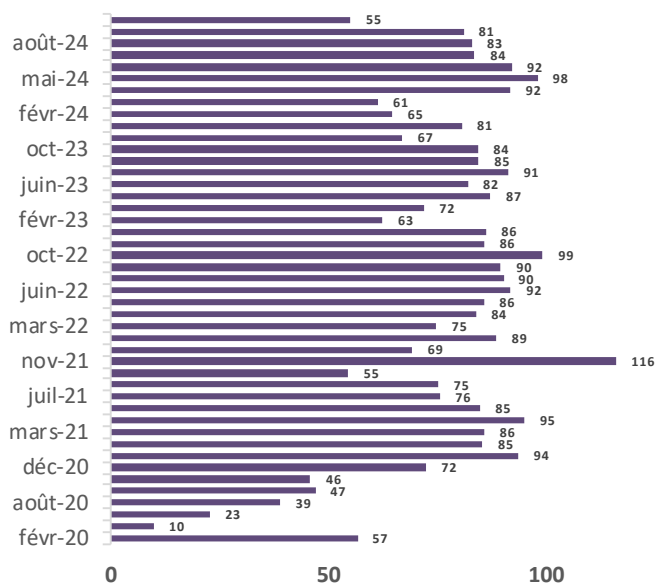


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2024

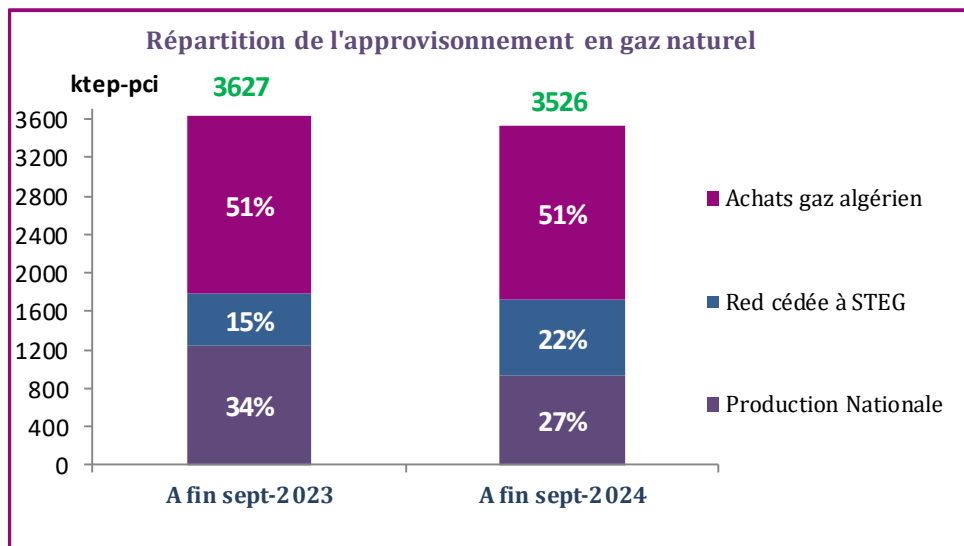


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une baisse de **2%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024**, pour se situer à **1810 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **3%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024** pour se situer à **3526 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

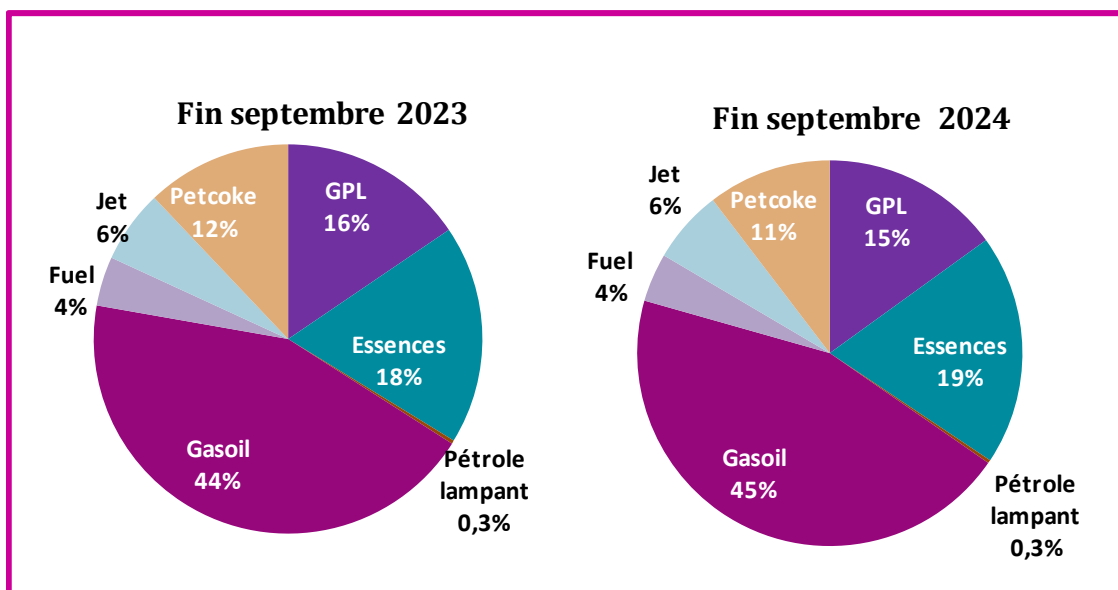
Les indicateurs de raffinage				
	A fin septembre			Remarques
	2023 (a)	2024 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	19	18	-5%	
Essence Sans Pb	35	0	-100%	
Petrole Lampant	15	11	-27%	
Gasoil ordinaire	286	435	52%	
Fuel oil BTS	220	305	39%	
Virgin Naphta	144	260	81%	
White Spirit	6	7	27%	
Total production STIR	724	1037	43%	
Taux couverture STIR (1)	22%	31%	42%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	11%	14%	30%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	185	274	48%	
Jours de fonctionnement du Platforming	100	0	-100%	

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
GPL	695	386	519	507	-2%	2%
Essences	797	426	609	653	7%	3%
<i>Essence Super</i>	0	1,4	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	787	425	602	644	7%	3%
<i>Essence premium</i>	10	0	7,8	8,4	9%	-
Pétrole lampant	13	39	9,7	8,6	-11%	-10%
Gasoil	1 948	1316	1462	1511	3%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 506	1188	1134	1157	2%	-0,2%
<i>Gasoil SS</i>	435	128	323	349	8%	7%
<i>Gasoil premium</i>	6	0	4,7	5,0	5%	-
Fuel	185	221	137	137	0,2%	-3%
<i>STEG & STIR</i>	25	8	17	25	47%	9%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	159	214	120	112	-7%	-5%
Fuel gaz(STIR)	5	0	5	0	-100%	-
Jet	258	189	203	208	3%	1%
Coke de pétrole	532	209	404	350	-13%	4%
Total	4432	2787	3349	3375	1%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4402	2779	3326	3350	1%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré une légère hausse de **1%** à fin septembre **2024** par rapport à la même période de l'année précédente pour se situer à **3375** ktep. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **7%**, du gasoil de **3%** et du jet d'aviation de **3%**. En revanche, la demande du GPL et du coke de pétrole a enregistré une baisse respectivement de **2%** et de **13%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin septembre **2023** et fin septembre **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.

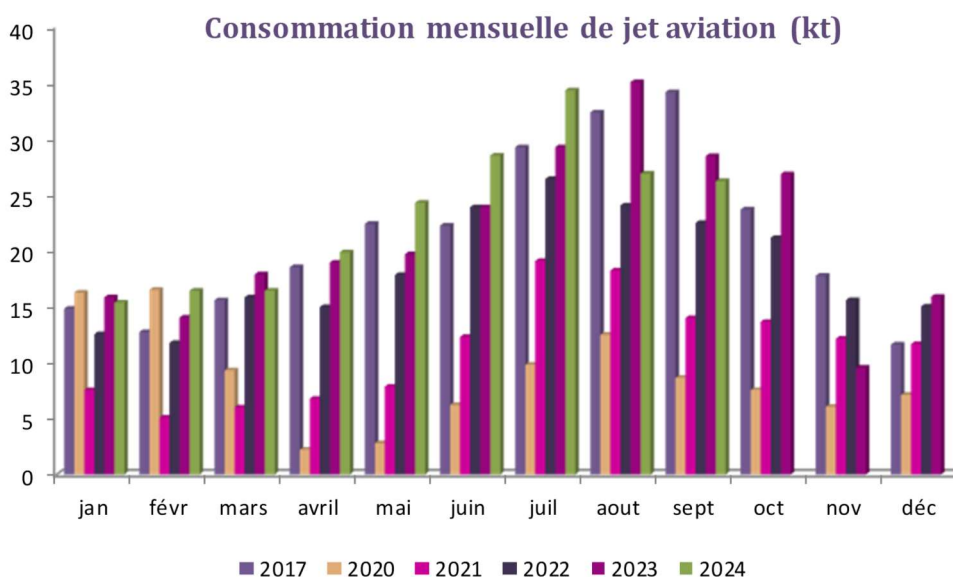


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024**, une augmentation de **4%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024**, une baisse de **2%**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **13%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024**, (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 **3%** à fin septembre **2024** par rapport à l'année précédente.

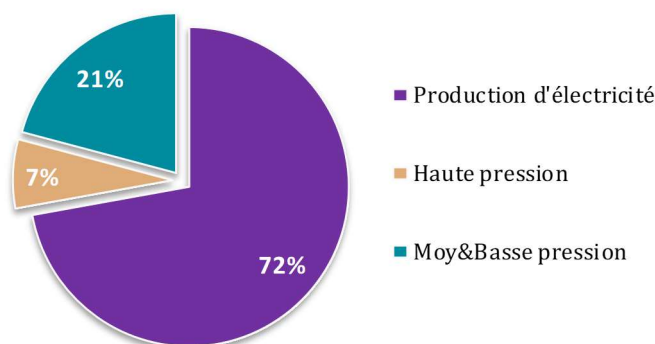


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin septembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)		
<i>Unité: ktep-pci</i>						
DEMANDE	4 644	3 300	3 619	3 516	-3%	0,5%
Production d'électricité	3 365	2 441	2 626	2 537	-3%	0,3%
Hors prod élec	1 279	859	993	979	-1%	1%
Haute pression	344	285	262	245	-7%	-1%
Moy&Basse pression	935	574	731	734	0,4%	2%
<i>Unité: ktep-pcs</i>						
DEMANDE	5 160	3 667	4 021	3 907	-3%	0,5%
Production d'électricité	3 739	2 712	2 918	2 819	-3%	0,28%
Hors prod élec	1 421	954	1 104	1 087	-1%	1%
Haute pression	382	316	291	272	-7%	-1%
Moy&Basse pression	1 039	638	812	815	0,4%	2%

La demande totale du gaz naturel a enregistré une baisse de **3%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024** pour se situer à **3516 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une baisse de **3%** et celle pour la consommation finale a enregistré une légère diminution de **1%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin septembre 2024



Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**72%** de la demande totale à fin septembre **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.

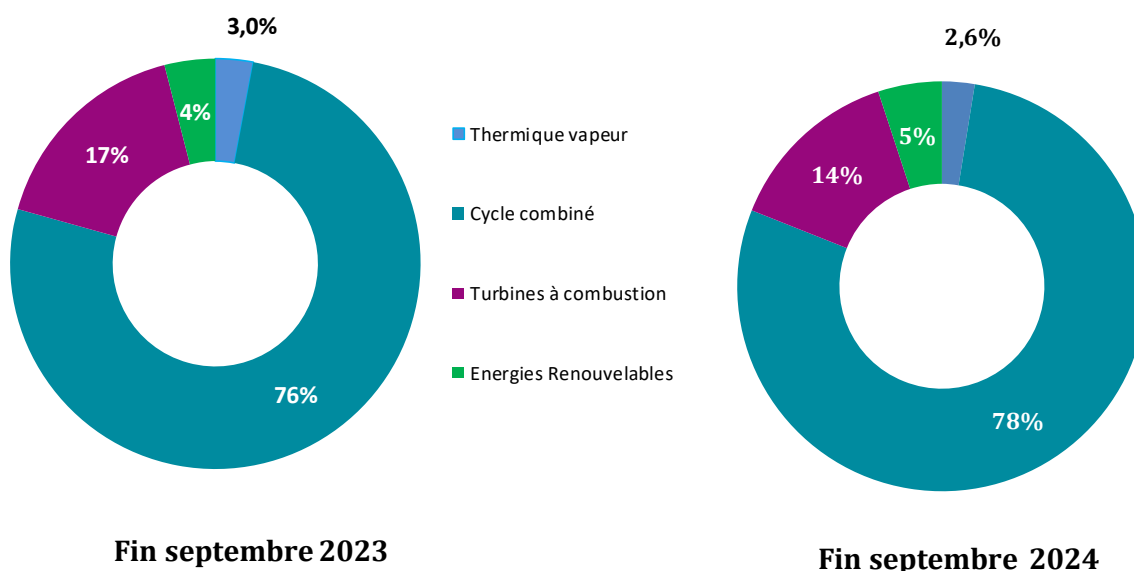
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande du gaz naturel a connu une diminution de **1%** pour se situer à **979 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une quasi stabilité et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **7%**.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique a enregistré une amélioration de **1,4%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024** pour se situer à **196.9** tep/GWh.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une baisse de **2%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **3%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique passant de **76%** à **78%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Septembre		A fin septembre	
		2023	2024	2023	2024
Nb de permis octroyés	1	0	0	1	0
Nb permis abandonnés	1	0	0	0	0
Nb total des permis	16	17	16	17	16
Nb de forages explo.	5	0	0	4	1
Nb forages dévelop.	3	1	0	1	0
Nb de découvertes	2	1	0	2	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin septembre **2024**, est de **16** dont **15** 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 septembre 2024

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin septembre **2024**.

Forage d'exploration à fin septembre 2024

- Forage d'un (01) nouveau puits d'exploration à fin septembre **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 à fin septembre **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

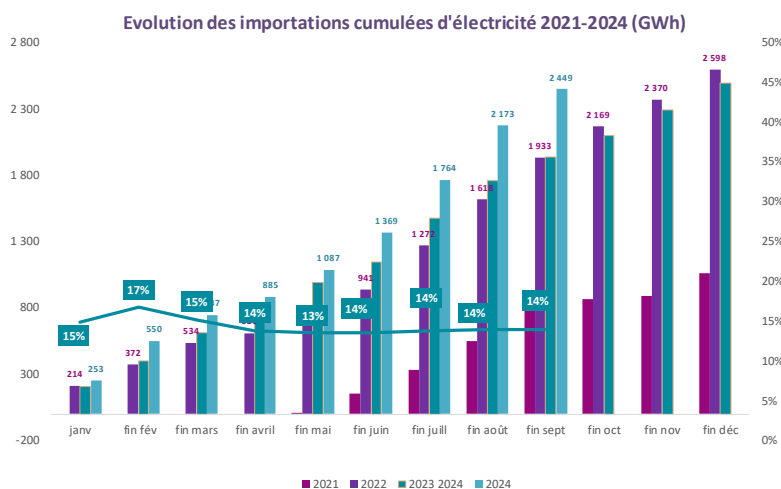
Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
<i>Unité : GWh</i>						
	Réalisé 2023	A fin septembre				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	8 811	14 894	14667	-2%	4%
FUEL + GASOIL	0,1	3	0,10	1	1000%	-7%
GAZ NATUREL	18707,8	8660	14611	14367	-2%	4%
HYDRAULIQUE	9,2	44	7,3	12,9	77%	-8%
EOLIENNE	338,4	103	247	257	4%	7%
SOLAIRE	36,5	0	28	29	1%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	2449	0	0	-	-100%
IPP Solaire⁽³⁾	34,5	0	28	27,7	-1%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire^{(1) (3)}	416,0	0	296	435	47%	-
ACHAT TIERS	187	57	140	140	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19314	11 317	15 359	15 270	-1%	2%
Echanges	-0,4	20	-2,1	-1,6	-24%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	1938	2449	26%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0	82	-	-
Disponible pour marché local⁽²⁾	21809	11337	17295	17634	2%	3%

(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol
(3) Provisoire

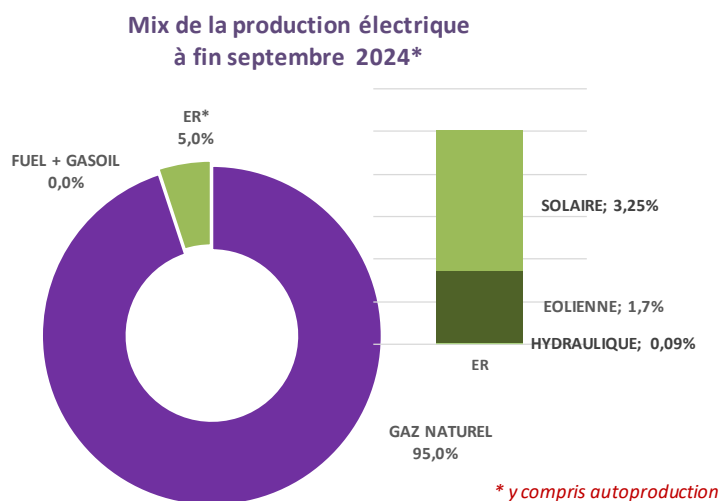
La production totale d'électricité a enregistré une légère baisse de **1%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024** pour se situer à **15270 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **15359 GWh** à fin septembre **2023**. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de **2%**. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie et de la Libye** ont couvert **14%** des besoins du marché local à fin septembre **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 à fin septembre **2024**. L'électricité produite à partir de gaz naturel a enregistré une baisse de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **5%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin septembre **2024**.



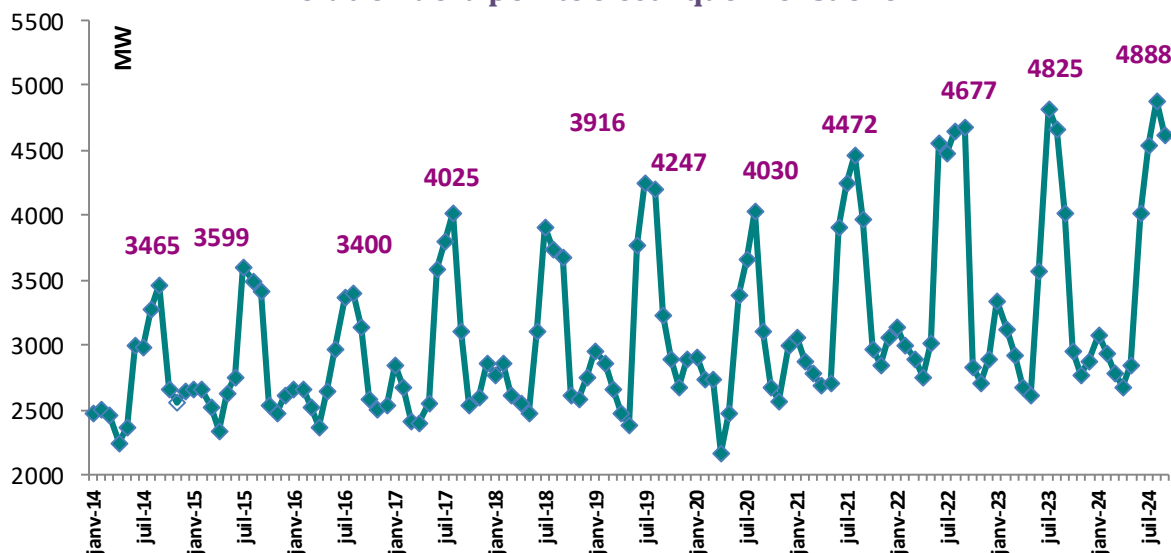
Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

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.

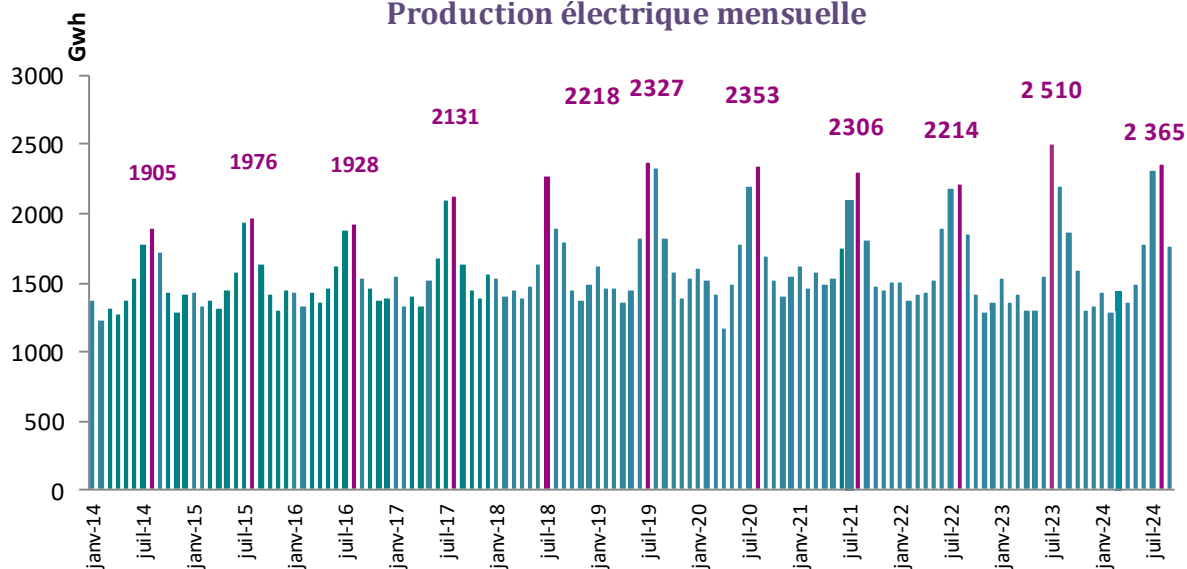
La pointe a augmenté de **1,3%** pour se situer à **4888 MW** à fin septembre **2024** contre **4825 MW** à fin septembre **2023** enregistrant ainsi un nouveau record (le **14 Août 2024** à 15h41min).

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.

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle

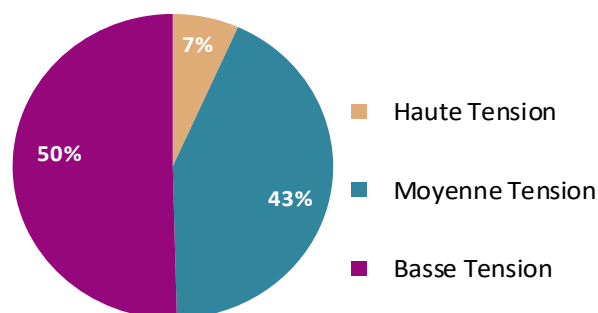


VENTES D'ELECTRICITE						
					Unité : GWh	
	Réalisé 2023	A fin septembre				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Haute tension	1184	957	917	836	-9%	-1%
Moyenne tension	7140	4591	5381	5373	-0,2%	1%
Basse tension	9158	4090	6358	6310	-0,8%	3%
TOTAL VENTES **	17482	9 638	12 656	12 519	-1%	2%

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

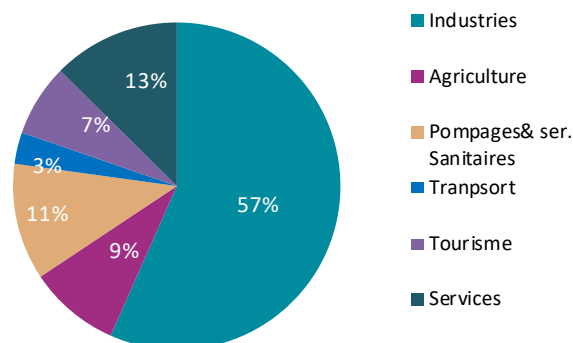
Les ventes d'électricité ont enregistré une légère diminution de **1%** entre fin septembre **2023** et fin septembre **2024**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **9%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une quasi stabilité. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Répartition des ventes d'électricité à fin septembre 2024



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

Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin septembre 2024



La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement les industries métallurgiques de base (-**11%**), les industries IMCCV (-**9%**), l'industrie du papier et de l'édition (-**4%**) et l'industrie alimentaire et de Tabac (-**5%**) contre une hausse des ventes des industries extractives (+**7%**).

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin septembre 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	<p>Lancement de l'appel d'offres 2018-2019</p> <p>Adoption de la commission supérieure de la production privée d'électricité le 19 mars 2021.</p> <p>Approbation par décrets lois en décembre 2021</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	<p>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.</p> <p>Dépouillement des offres pour le 1^{er} tour en cours</p>
		Appel d'offres de 2 centrales PV de 300 MW (Sites de l'Etat)	<p>Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid</p> <p>Délai : Fin mai 2024</p> <p>Dépouillement des offres en cours</p>
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	<p>Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW)</p> <p>Création de 7 sociétés de projet</p> <p>Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :</p> <p>Projet Enfidha : 1MW depuis 2020.</p> <p>Projet SidiBouzid : 1MW en avril 2023.</p> <p>Projet meknassi : 10 MW en avril 2023.</p> <p>Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.</p>
		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	<p>Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet</p> <p>Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :</p> <p>Un projet de 1MW à Fawar-Kébili : en production (arrêté du 09 septembre 2022).</p>

			<p>Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022).</p> <p>Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023).</p> <p>Projet Sidi Bouzid : 1MW en avril 2023 (publication en cours)</p> <p>Réforme en cours pour relancer ce régime</p>
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	<p>Soumission des offres le 09 janvier 2020</p> <p>Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW)</p> <p>Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets :</p> <p>Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 11 janvier 2024).</p> <p>Projet à Djerba de 1MW : en production (arrêté du 23 avril 2024).</p> <p>Projet à Matmata-Gabes de 1MW : en production (arrêté du 24 mai 2024).</p> <p>Projet à Sidi Bouzid de 1MW : en production (publication en cours).</p> <p>Réforme en cours pour relancer ce régime</p>
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	<p>Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report).</p> <p>Octroi de 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW).</p> <p>Réforme en cours pour relancer ce régime</p>
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	274 MW
		MT/HT	314 autorisations octroyées pour une puissance totale de 112MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	<p>Démarrage des tests de production le 3/08/19</p> <p>Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW</p> <p>Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022</p>
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	<p>Début des travaux le 19/04/19</p> <p>Mise en service effectuée le 24/11/2021</p> <p>Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022</p> <p>Date de début de la marche industrielle : juin 2022.</p>

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 Tbagha à Kébili	<p>Identification des sites</p> <p>Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018)</p> <p>Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018)</p> <p>lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019)</p> <p>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)</p> <p>Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.</p>
		Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	<p>Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW.</p> <p>1^{er} round : 2*75MW –dernier délai de soumission fixé au 19/12/2024.</p>
	AUTORISATION	2ème appel à projets (Janvier 2019)	<p>Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW)</p> <p>Création de 2 sociétés de projet</p>

Abréviations

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
kbb1/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour