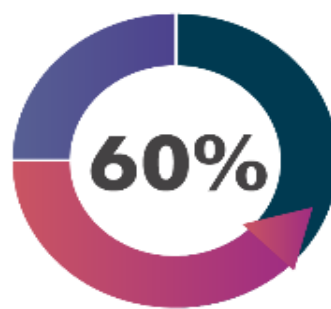


REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie

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

Conjoncture Energétique

Juin 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



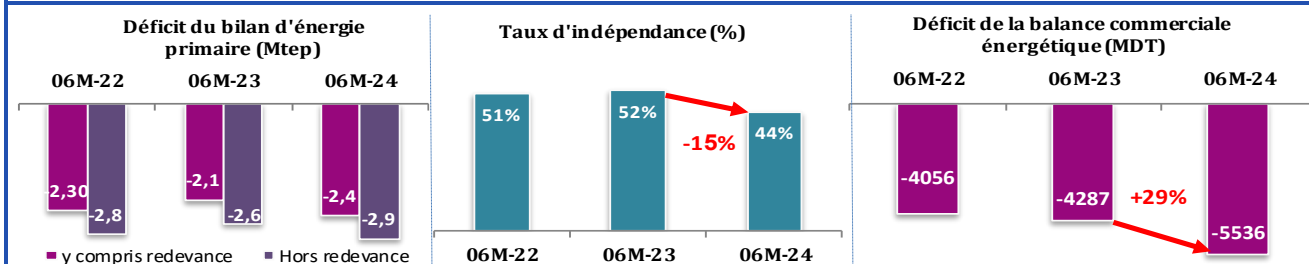
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

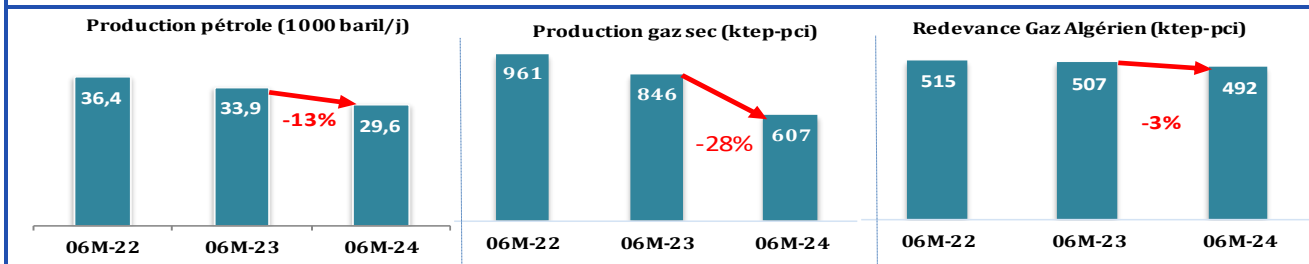
Date de la publication :14/08/2024

Faits marquants des six premiers mois de 2024

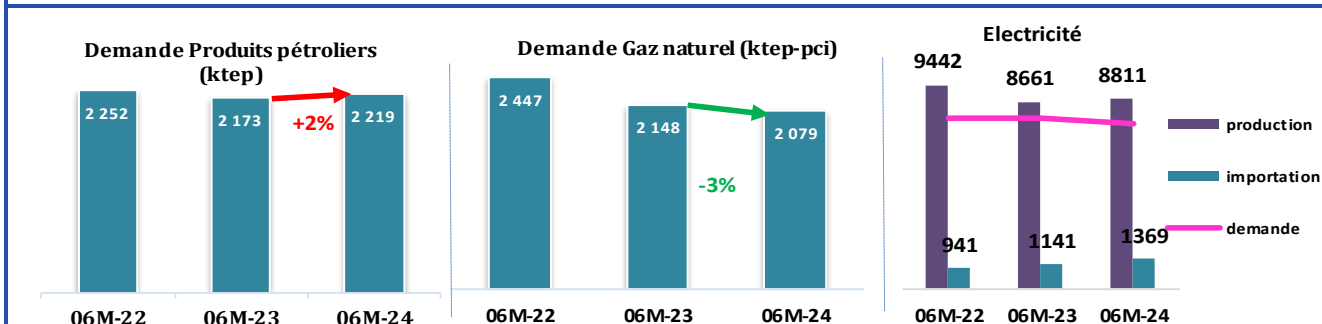
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



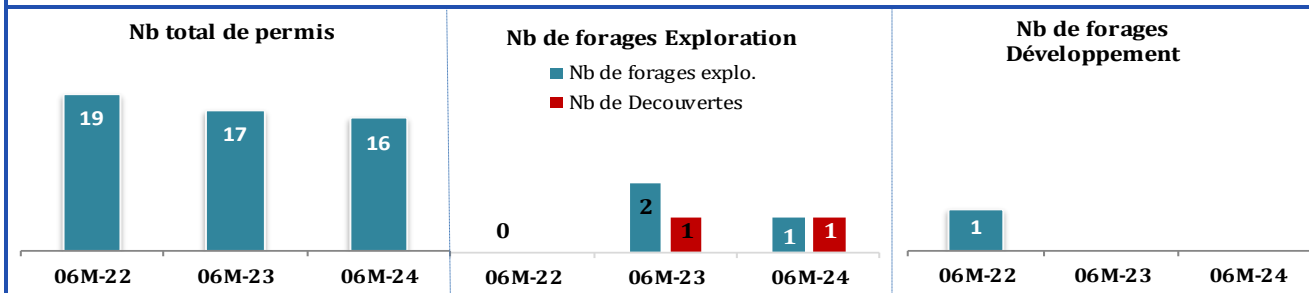
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



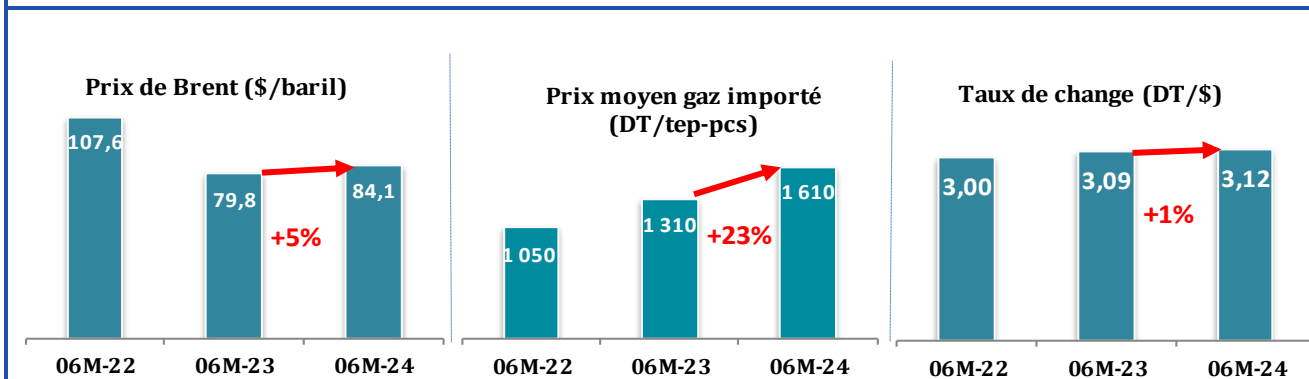
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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	2010	A fin juin		Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	4436	4065	2274	1922	-15%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1599	1950	812	711	-12%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	155	91	76	71	-7%	-2%
Gaz naturel	2610	2016	1353	1099	-19%	-4%
Production	1607	1400	846	607	-28%	-6%
Redevance	1003	616	507	492	-3%	-2%
Elec primaire	72	9	33	42	26%	12%
DEMANDE	9148	3977	4354	4340	-0,3%	1%
Produits pétroliers	4432	1903	2173	2219	2%	1%
Gaz naturel	4644	2065	2148	2079	-3%	0,05%
Elec primaire	72	9	33	42	26%	12%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance	-4712	88	-2079	-2418		
Sans comptabilisation de la redevance	-5715	-528	-2587	-2910		
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-						
(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 juin 2024						

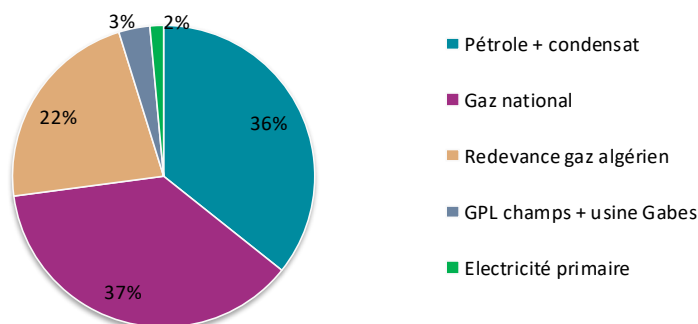
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.9 Mtep** à fin juin **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **15%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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.

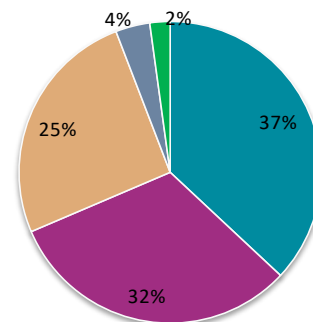
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) représente **2%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **3%** à fin juin **2024** par rapport à fin juin **2023**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2023



Répartition des ressources en énergie primaire à fin juin 2024

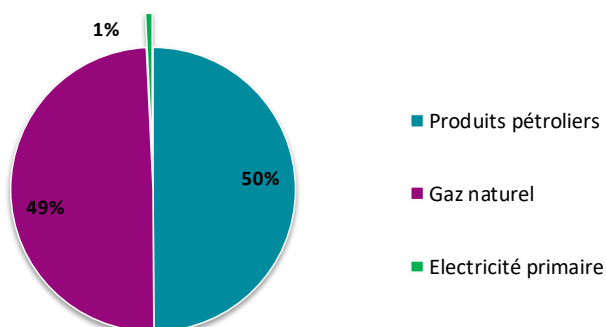


La demande d'énergie primaire a enregistré une quasi stabilité entre fin juin **2023** et fin juin **2024**: la demande du gaz naturel a diminué de **3%**, par contre, celle des produits pétroliers a enregistré une hausse de **2%**.

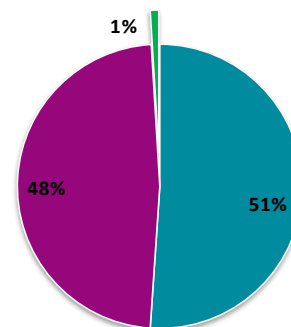
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **3%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passé de **50%** à fin juin **2023** à **51%** durant la même période de **2024**. Le gaz naturel, par contre, est passé de **49%** à fin juin **2023** à **48%** à fin juin **2024**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin juin 2023



Répartition de la demande en énergie primaire à fin juin 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juin **2024**, un **déficit de 2.4 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **16%** 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 **44%** à fin juin **2024** contre **52%** à fin juin **2023**.

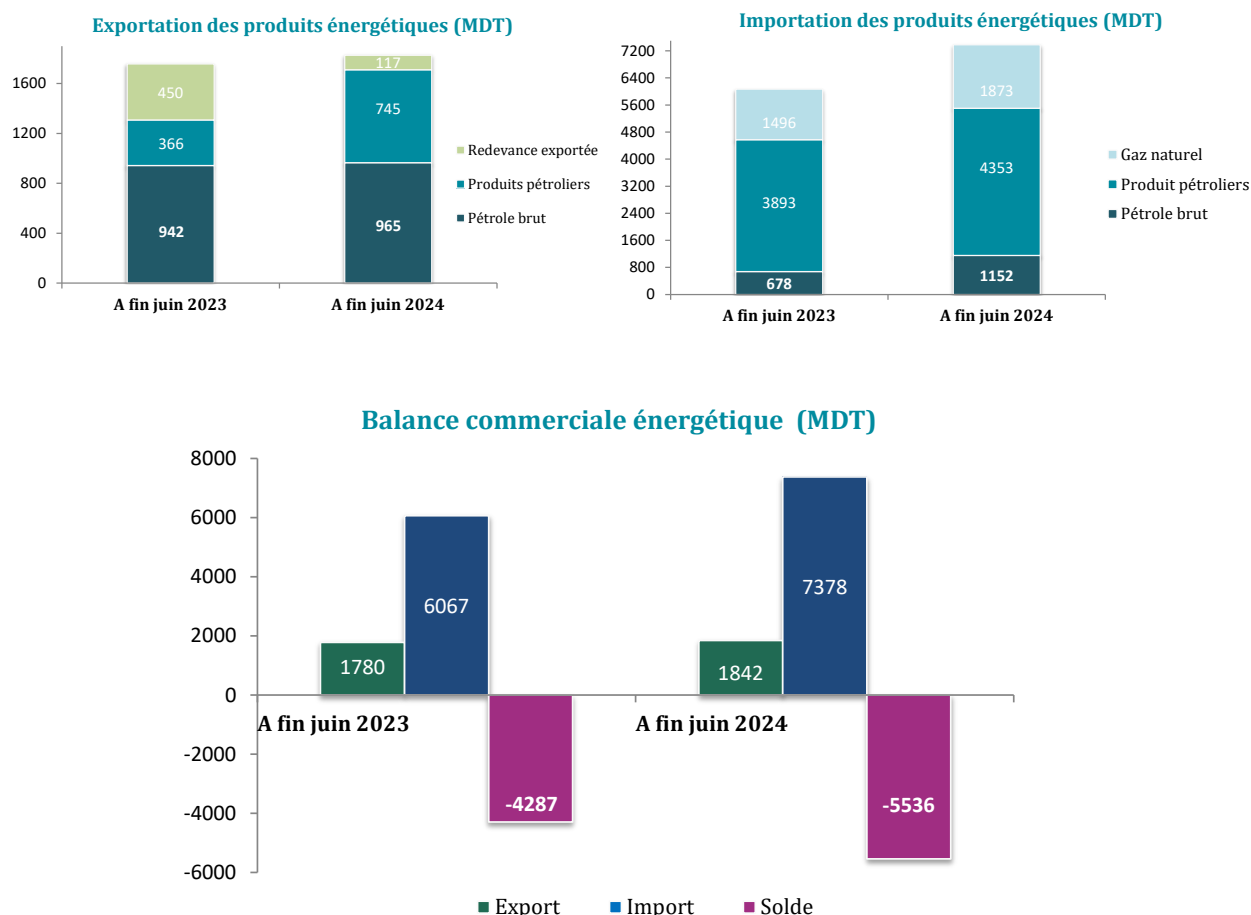
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **33%** à fin juin **2024** contre **41%** durant la même période de **2023**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juin			A fin juin			A fin juin		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							1780	1842	3%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	942	965	2%
ETAP	408	317	-22%	419	325	-22%	721	632	-12%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	221	333	-
GPL Champs	13,7	9,9	-28%	15,2	10,9	-28%	21,8	15	-32%
ETAP	13,7	9,9	-28%	15,2	10,9	-28%	21,8	15	-32%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-			-
PRODUITS PETROLIERS	201	376	86%	203	381	88%	366	745	104%
Fuel oil (BTS)	129	197	52%	127	193	52%	223	375	68%
Virgin naphta	72	168	133%	76	177	133%	143	344	140%
Pétrole	0	10,89	-	0	11,24	-	0	27	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				228	63	-72%	450	117	-74%
IMPORTATIONS				3724	4046	9%	6067	7378	22%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	325	502	55%	333	516	55%	678	1152	70%
PRODUITS PETROLIERS	1873	1989	6%	1856	1992	7%	3893	4353	12%
GPL	285	287	1%	316	317	1%	611	514	-16%
Gasoil ordinaire	558	548	-2%	574	563	-2%	1338	1366	2%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	233	253	9%	239	260	9%	559	646	15%
Jet	112	113	1%	116	117	1%	307	318	3%
Essence Sans Pb	278	428	54%	290	447	54%	747	1203	61%
Fuel oil (HTS)	55	62	13%	54	60	13%	75	98	32%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	352	297	-16%	268	226	-16%	255	209	-18%
GAZ NATUREL				1535	1539	0%	1496	1873	25%
Redevance totale ⁽²⁾				507	492	-3%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1027	1047	2%	1496	1873	25%
(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. (3) Importation STIR à partir de 2015 (4) chiffres provisoires pour janvier 2023 (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 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 06 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 augmentation en valeur de 3% accompagnée par une hausse des importations en valeur de 22%. Le déficit de la balance

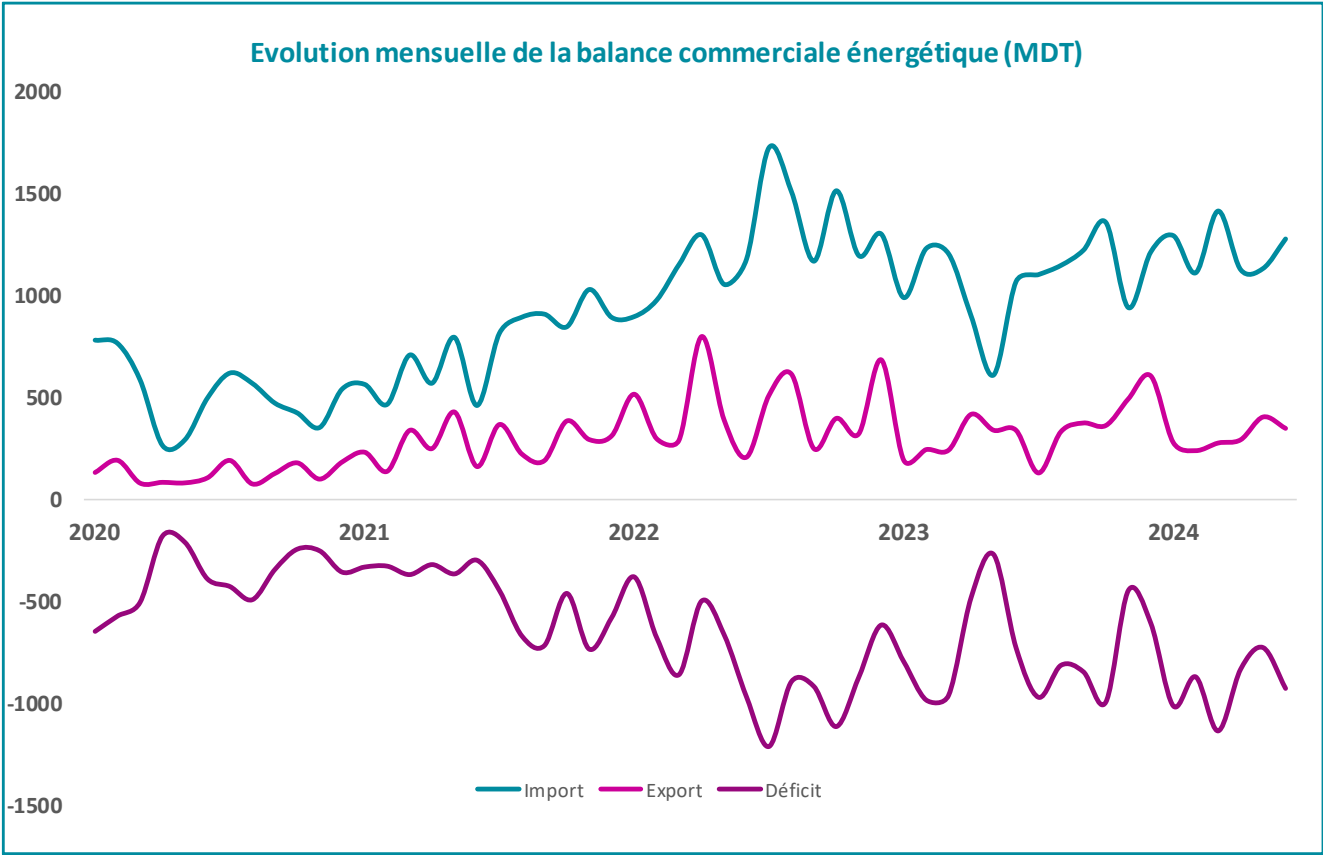
commerciale énergétique est passé de **4287 MDT** à fin juin 2023 à **5536 MDT** à fin juin 2024, soit une augmentation de **29%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



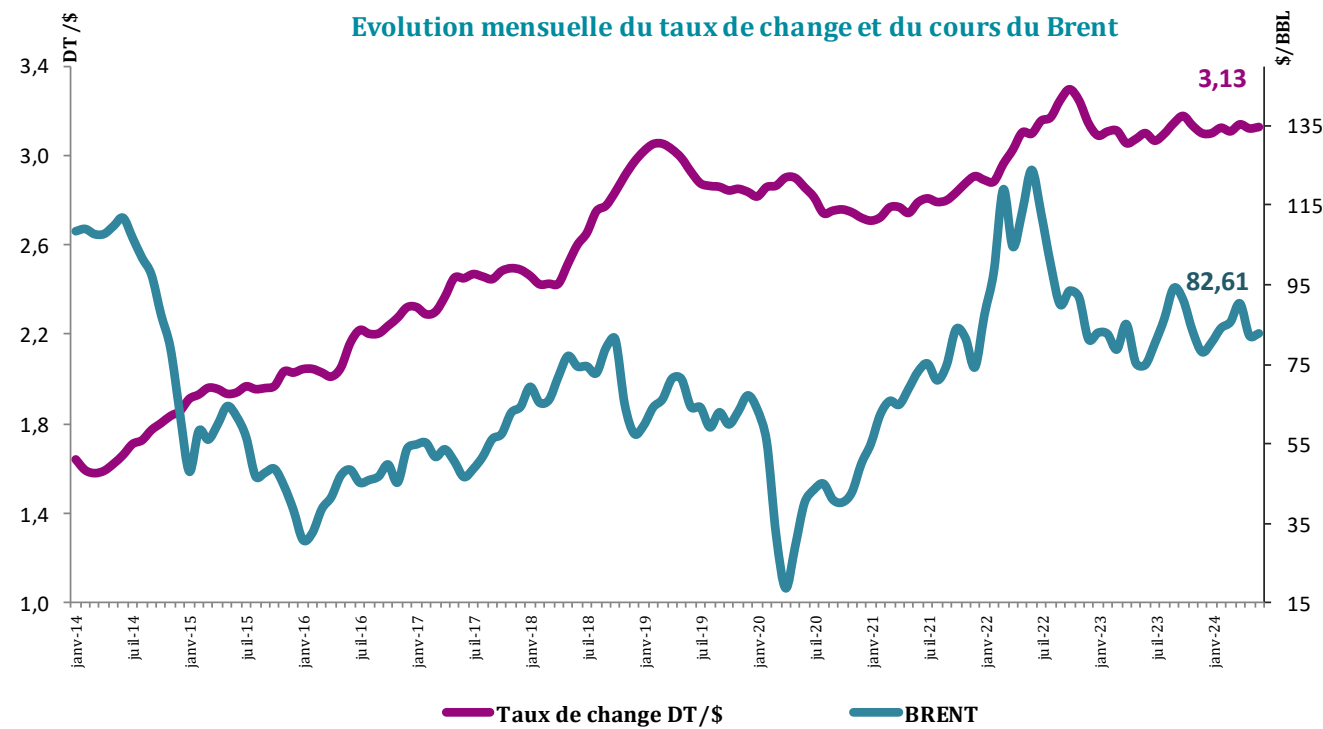
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

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

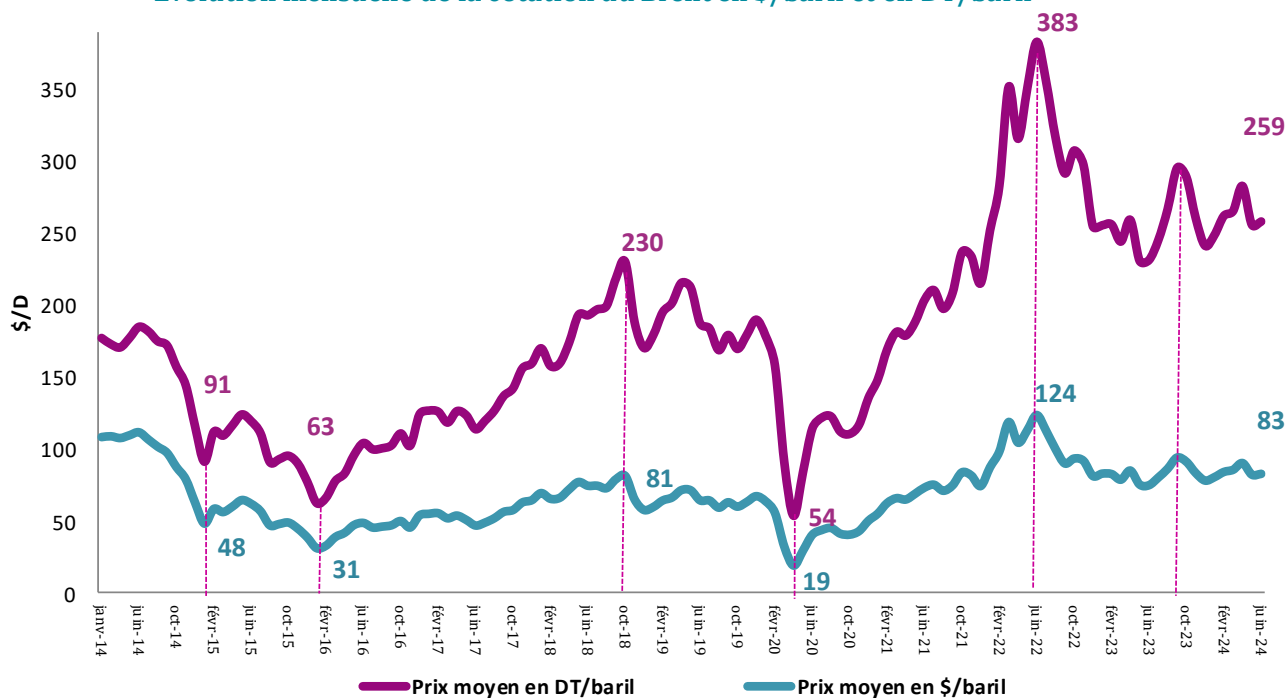


En effet, au cours du mois de juin 2024, les cours du Brent ont enregistré une hausse de 8\$/bbl par rapport au mois de juin 2023 : 82.6 \$/bbl courant juin 2024 contre 74.7 \$/bbl courant le mois de juin 2023 et 82.05\$/bbl courant le mois de mai 2024.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une légère dégradation de **1%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en \$/baril et en DT/baril

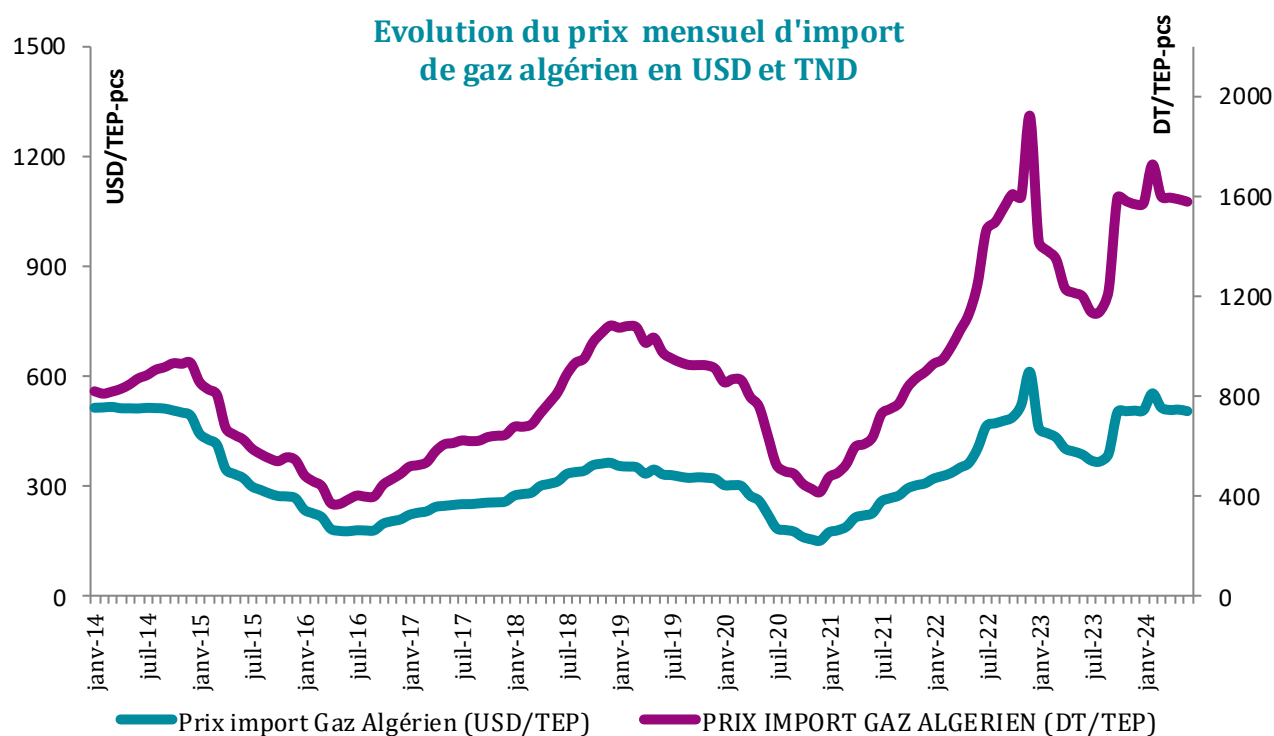


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(--) Entre fin juin **2023** et fin juin **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **5%** : **79.8 \$/bbl** contre **84.1 \$/bbl**.

(-) Une légère hausse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre fin juin **2023** et fin juin **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 de **23%** en DT et de **22%** en \$ entre fin juin **2023** et fin juin **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**.

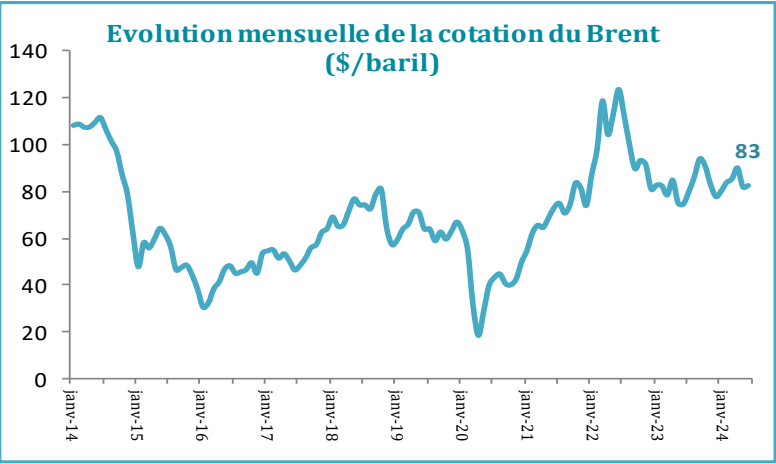
(--) Les importations des produits pétroliers à fin juin **2024** ont augmenté par rapport à fin juin **2023** de **7%** en quantité et de **12%** en valeur.

(--) hausse des importations de pétrole brut de **55%** en quantité et de **70%** en valeur à fin juin **2024** par rapport à fin juin **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **86%** et de **104%** en valeur (arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR depuis janvier **2024**).

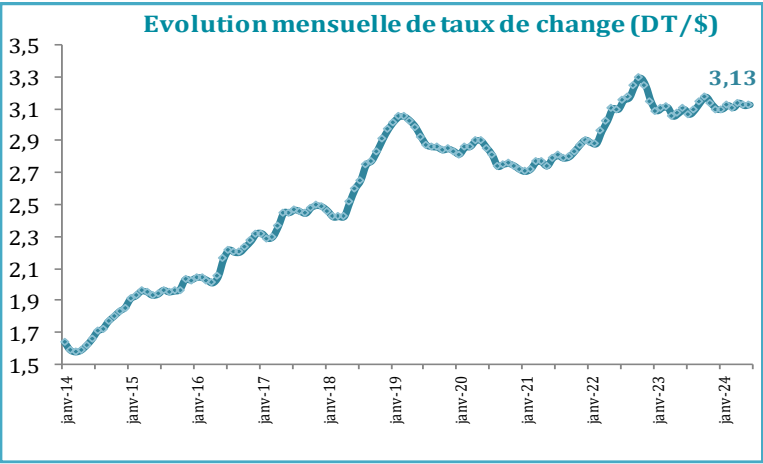
1. Brent

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	82,61	11%
Juillet	80,1		
Août	86,2		
Septembre	94,0		
Octobre	91,0		
Novembre	83,2		
Décembre	77,9		
Prix annuel moyen	82,6		



2. Taux de change

	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		
Aout	3,10		
Septembre	3,15		
Octobre	3,18		
Novembre	3,14		
Décembre	3,10		
Taux annuel moyen	3,11		



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

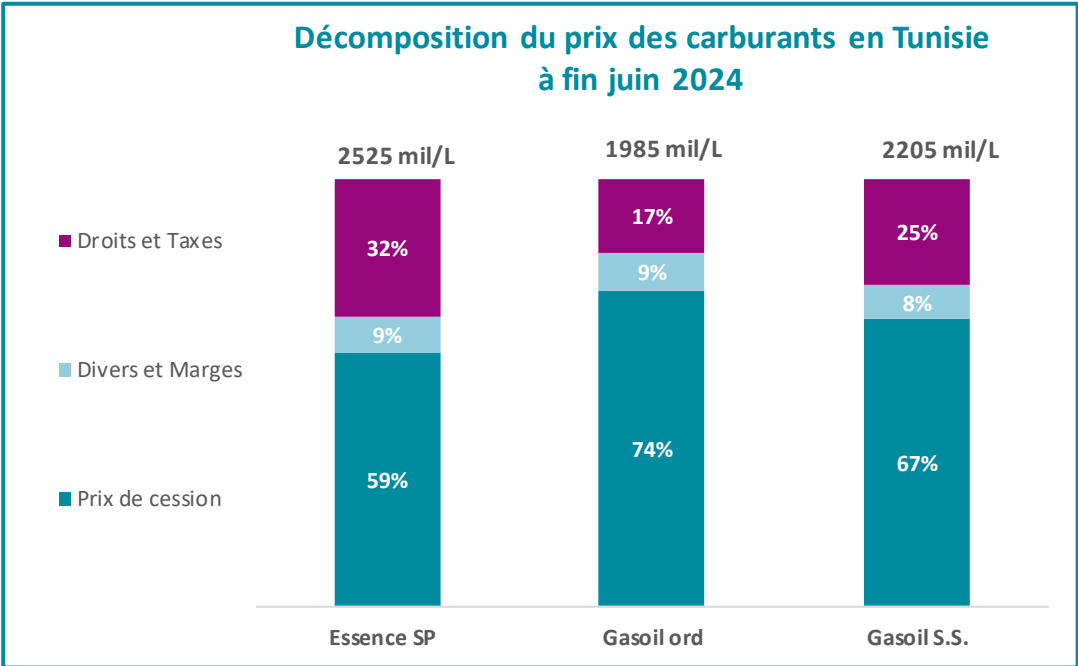
Pétrole Brut (1)	A fin juin 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	302	96,7
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	257	82,1

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin juin 2024					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2166	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2103	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2152	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1593	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1792	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	23,30	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	A fin juin 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1610

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

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

(2) provisoire

6. Electricité

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

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

(2) provisoire

Le calcul de la subvention unitaire des produits pétroliers peut se faire à titre indicatif en comparant le prix de cession au prix d'importation pour les produits pétroliers et le prix de vente par rapport au cout de revient pour l'électricité et le gaz

Chapitre 2

Hydrocarbures



1. Pétrole Brut & GPL champs

PRODUCTION DES PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS ^(*)				
Unité : kt et ktep				
Champ	Réalisé 2023	A fin juin		Var (%)
		2023	2024	
El borma	169	88	82	-7%
Ashtart	183	92	70	-24%
Hasdrubal	75	40	35	-12%
Adam	98	49,6	50,4	2%
M.L.D	50	27	23	-17%
El Hajeb/Guebiba	131	63	49	-21%
Cherouq	49	25	23	-9%
Miskar	54	29	21	-29%
Cercina	74	38	34	-10%
Barka	33	18	13	-29%
Franig/Bag/Tarfa	40	21	19	-7%
Ouedzar	40	18	19	5%
Gherib	81	45	30	-35%
Nawara	89	44	41	-7%
Halk el Manzel	61	32	26	-18%
Autres	321	157	152	-3%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	787	687	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	805	703	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	794	694	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 599	812	711	-12%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	142	69	64	-7%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	155	76	71	-7%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 704	863	759	-12%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 754	888	781	-12%

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

La production nationale de pétrole brut s’est située à **687 kt** à fin juin **2024** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin juin **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir Ashtart

(-24%), Gherib (-35%), El Hajeb/Guebiba (-21%), Miskar(-29%), Maamoura (-92%), El borma (-7%), Halk el Manzel (-18%), Baraka (-29%) et Hasdrubal (-12%).

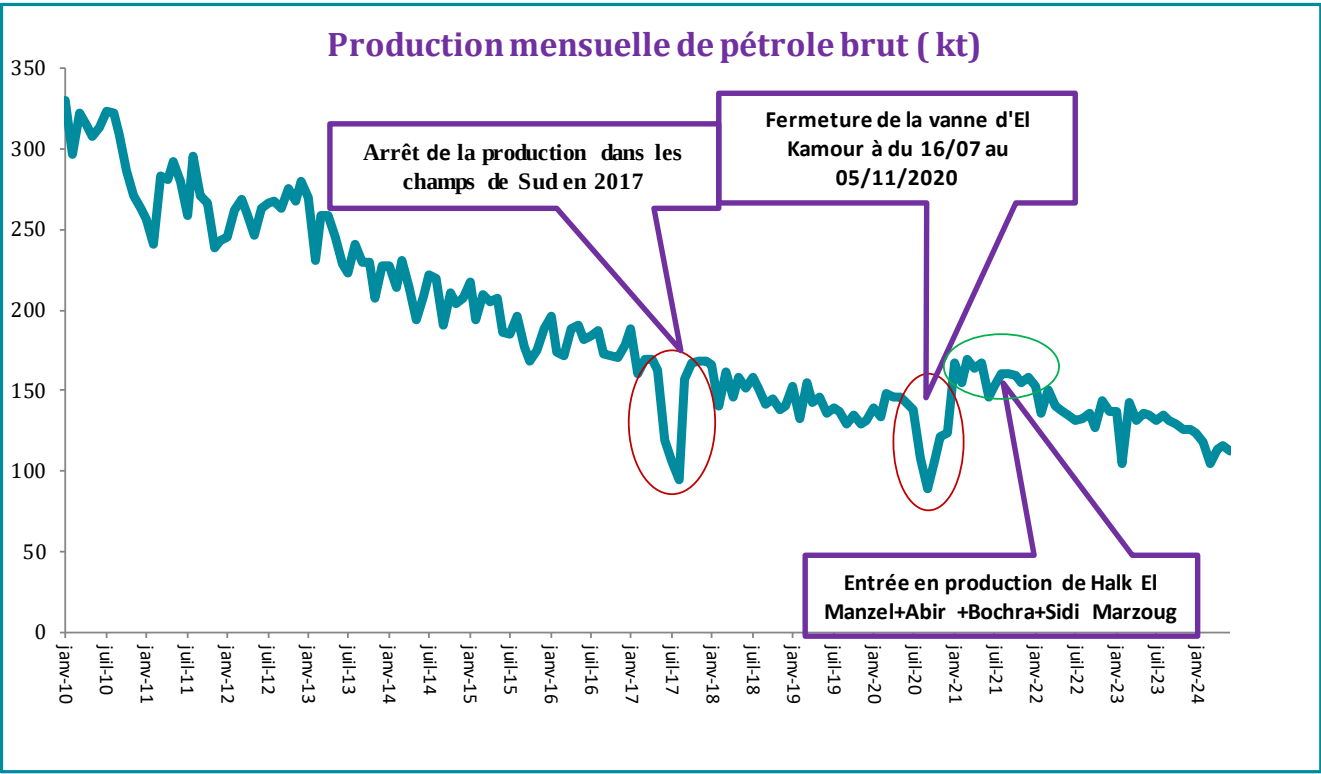
D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Sidi marzoug (+12%), Bir Ben Tartar (+71%), Sidi Litayem (+32%) et Ch.Essaida (+28%).

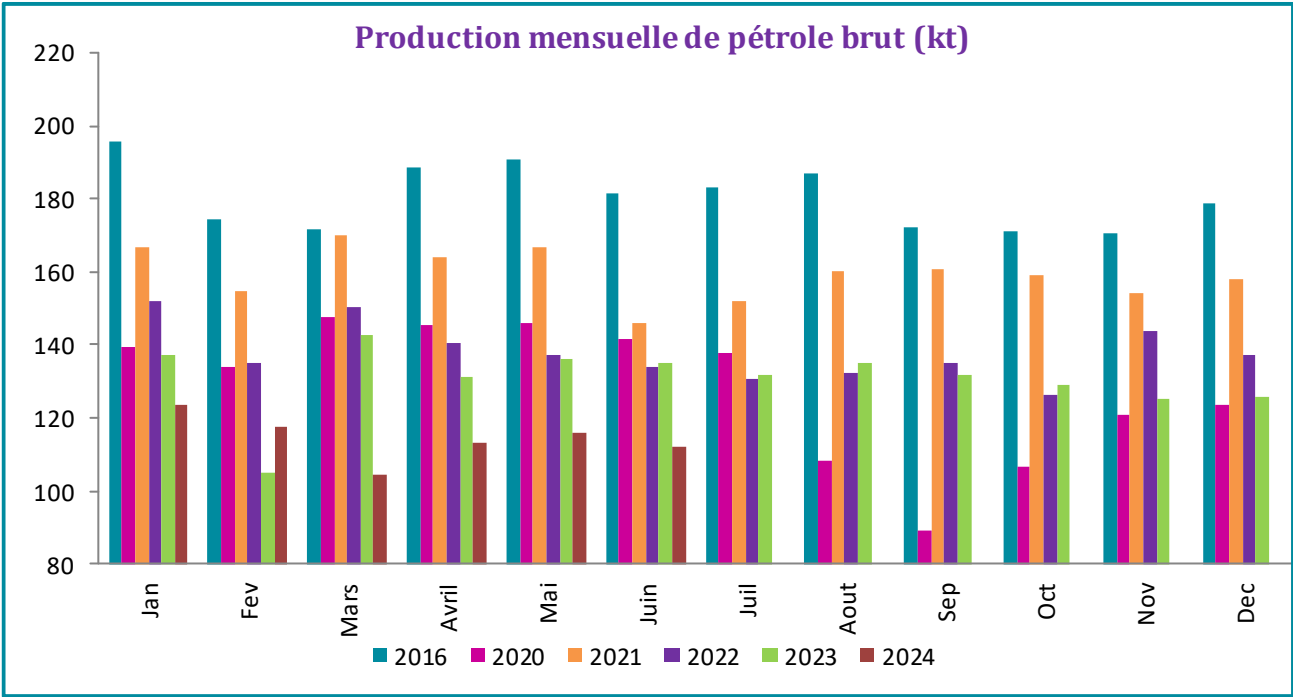
Il convient de noter :

- **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 juin 2023 à 29.6 mille barils/j à fin juin 2024.

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



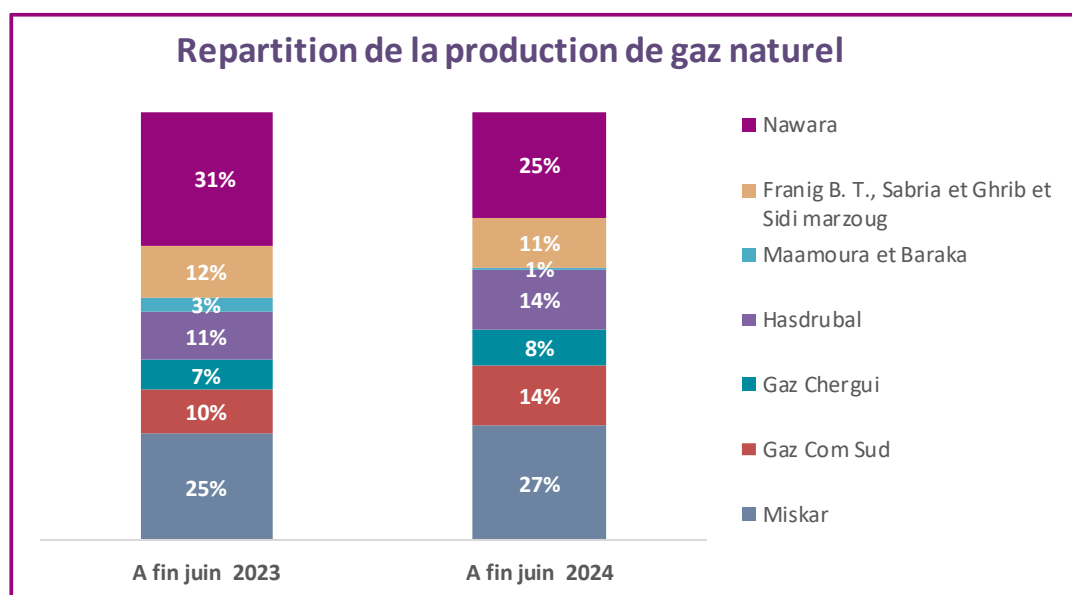


2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin juin				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 610	2 016	1 353	1 099	-19%	-4%
Production nationale	1 607	1 400	846	607	-28%	-6%
Miskar	393	712	214	163	-24%	-10%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	159	164	84	85	1%	-5%
Gaz Chergui	114	119	58	51	-12%	-6%
Hasdrubal	180	243	96	84	-12%	-7%
Maamoura et Baraka	54	5	29	4	-85%	-1%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	189	157	101	69	-32%	-6%
Nawara ⁽⁴⁾	518	0	264	150	-43%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1 003	616	507	492	-3%	-2%
Achats	2 395	337	1 027	1 047	2%	8%
Unité: ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 900	2 240	1 504	1 221	-19%	-4%
Production nationale	1785	1556	940	675	-28%	-6%
Miskar	437	791	238	181	-24%	-10%
Gaz Com Sud (1) (3)	177	182	94	95	1%	-5%
Gaz Chergui	126	132	65	57	-12%	-6%
Hasdrubal	200	271	106	94	-12%	-7%
Maamoura et Baraka	60	6	32	5	-85%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	210	175	112	77	-32%	-6%
Nawara(4)	576	0	294	167	-43%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1115	684	564	547	-3%	-2%
Achats	2 661	375	1 141	1 163	1,9%	8%
(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						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1099** ktep, à fin juin **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **19%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **28%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **3%** à fin juin **2024** par rapport à fin juin **2023** en se situant à **492** ktep.

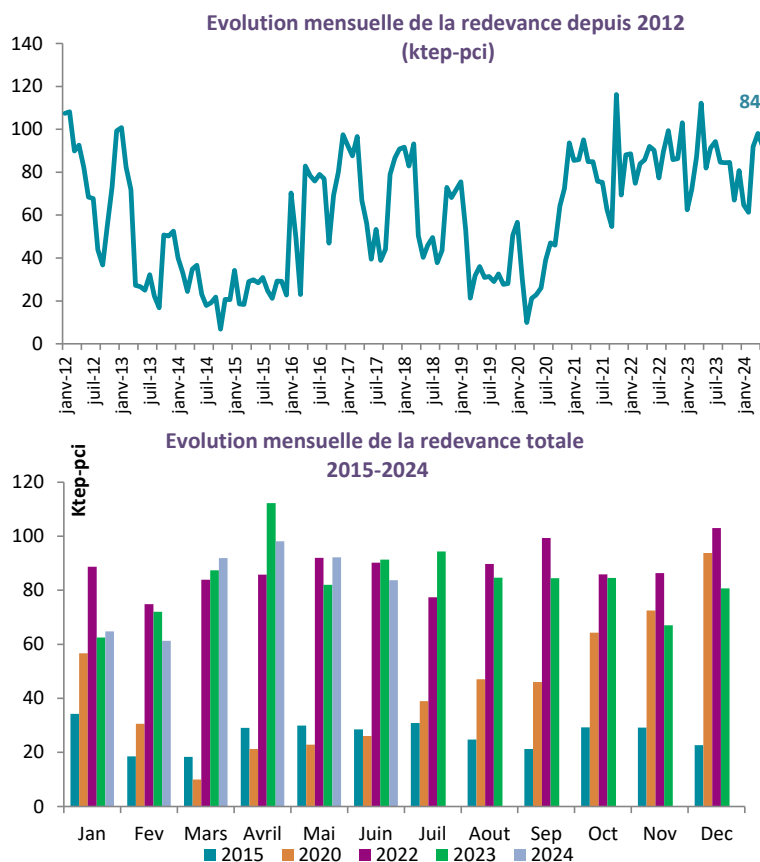
Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin juin **2023** et fin juin **2024**.



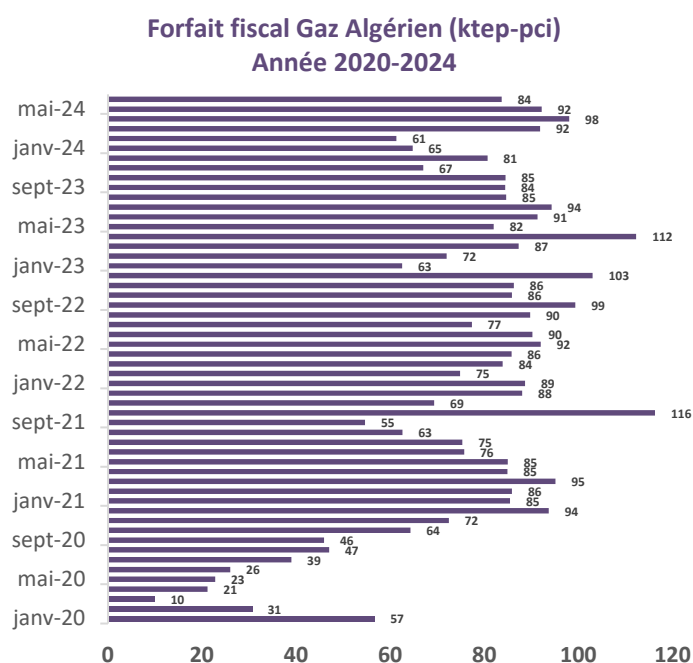
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **43%**, Arrêt planifié du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **1%** à fin juin **2024** par rapport à fin juin **2023**.
- **Champ Miskar** : baisse de la production de **24%**. 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 **3%** à fin juin **2024** par rapport à fin juin **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 (**87%**).



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.

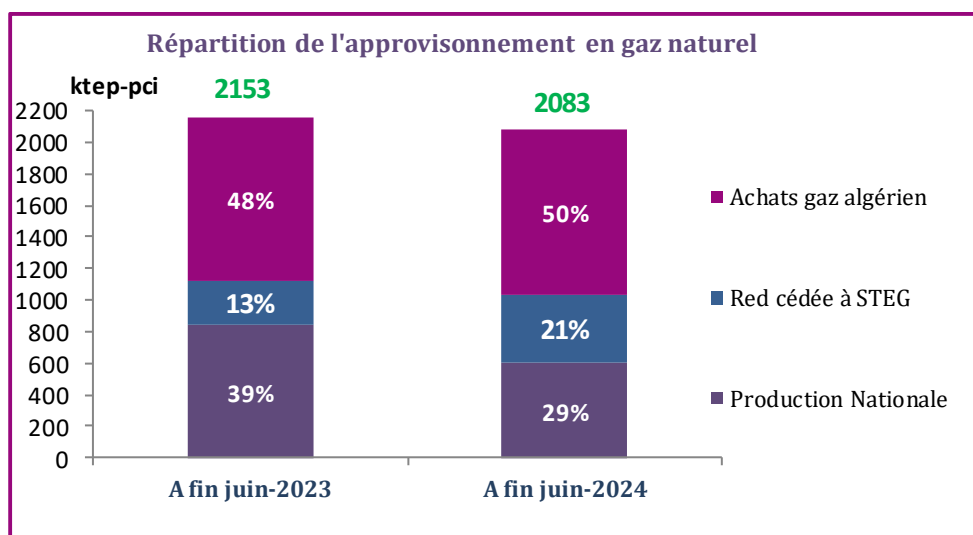


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré hausse de **2%** entre fin juin **2023** et fin juin **2024**, pour se situer à **1047 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **3%** entre fin juin **2023** et fin juin **2024** pour se situer à **2083 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 **39 %** à **29%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **13%** à **21%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **48%** à **50%**.



3. Production de produits pétroliers

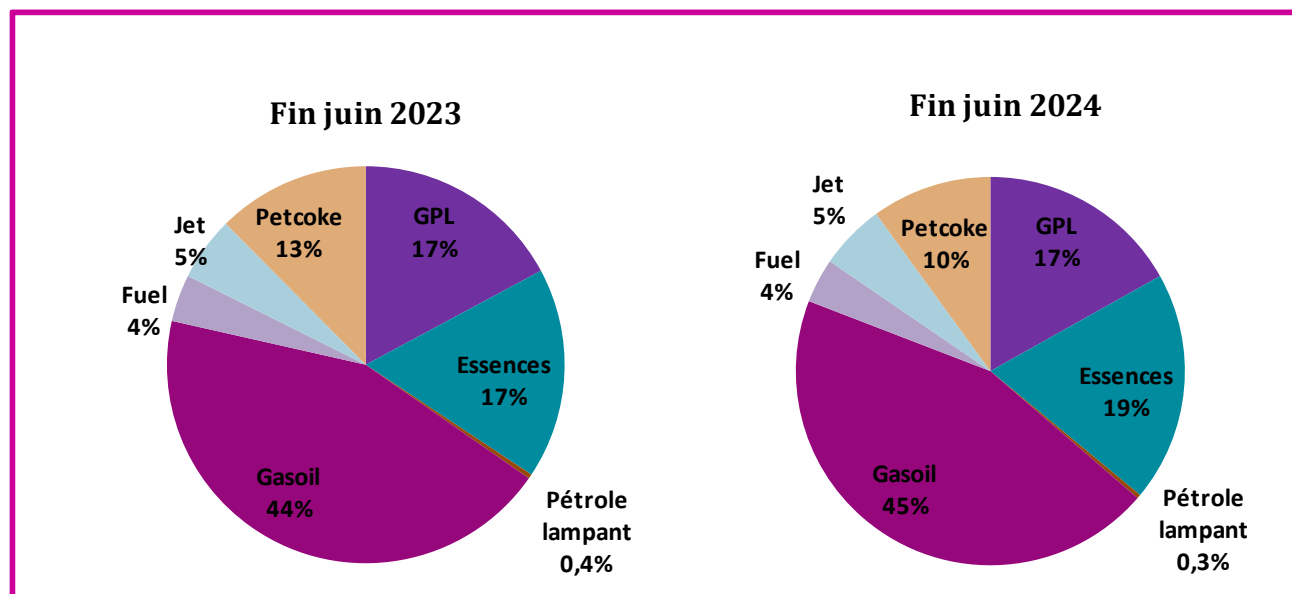
Les indicateurs de raffinage				
	A fin juin			Remarques
	2023	2024	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	13	13	-5%	
Essence Sans Pb	35	0	-100%	
Petrole Lampant	10	9	-8%	
Gasoil ordinaire	172	291	69%	
Fuel oil BTS	136	205	50%	
Virgin Naphta	70	175	149%	
White Spirit	3	5	82%	
Total production STIR	440	698	59%	
Taux couverture STIR (1)	20%	32%	56%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	11%	14%	34%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	112	182	63%	
Jours de fonctionnement du Platforming	100	0	-100%	

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin juin				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	695	269	372	373	0,4%	2%
Essences	797	244	373	424	14%	4%
<i>Essence Super</i>	0	0,9	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	787	243	368	419	14%	4%
<i>Essence premium</i>	10	0	4,5	5,0	12%	-
Pétrole lampant	13	29	7,8	7,2	-8%	-10%
Gasoil	1 948	863	951	986	4%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 506	788	751	758	1%	-0,3%
<i>Gasoil SS</i>	435	76	197	225	14%	8%
<i>Gasoil premium</i>	6	0	2,6	2,9	13%	-
Fuel	185	143	83	82	-1%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	25	0	10	17	66%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	159	143	73	65	-11%	-6%
Fuel gaz(STIR)	5	0	5	0	-100%	-
Jet	258	101	113	121	7%	1%
Coke de pétrole	532	155	269	226	-16%	3%
Total	4432	1805	2173	2219	2%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4402	1805	2157	2202	2%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré une hausse de **2%** à fin juin **2024** par rapport à la même période de l'année précédente pour se situer à **2219** ktep. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **14%**, du gasoil de **4%** et du jet d'aviation de **7%**. Par contre, la demande du fuel a enregistré une légère baisse de **1%** et celle du coke de pétrole de **16%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juin **2023** et fin juin **2024** à l'exception de quelques produits notamment le petcoke dont sa part est passée de **13%** à **10%** et les essences dont leur part est passée de **17%** à **19%** durant la même période.

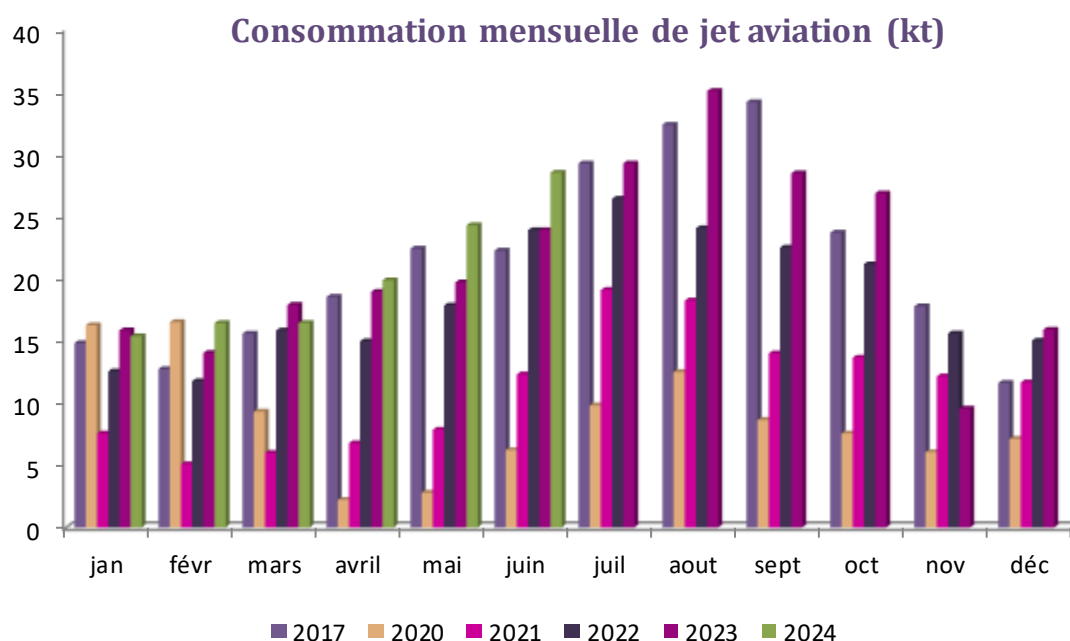


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juin **2023** et fin juin **2024**, une augmentation de **7%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin juin **2023** et fin juin **2024**, une quasi-stabilité.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **16%** entre fin juin **2023** et fin juin **2024** (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 **7%** à fin juin **2024** par rapport à l'année précédente.

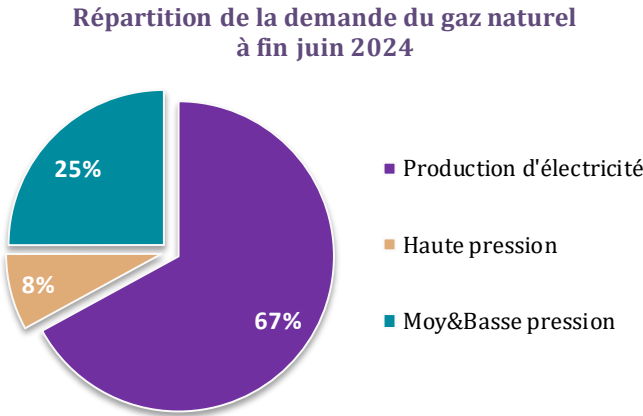


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin juin				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 644	2 065	2 148	2 079	-3%	0,05%
Production d'électricité	3 365	1 457	1 411	1 394	-1%	-0,3%
Hors prod élec	1 279	609	737	685	-7%	1%
Haute pression	344	189	184	165	-10%	-1%
Moy&Basse pression	935	420	552	520	-6%	2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 160	2 295	2 387	2 310	-3%	0,05%
Production d'électricité	3 739	1 619	1 568	1 549	-1%	-0,3%
Hors prod élec	1 421	676	818	761	-7%	1%
Haute pression	382	210	205	184	-10%	-1%
Moy&Basse pression	1 039	467	614	578	-6%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **3%** entre fin juin **2023** et fin juin **2024** pour se situer à **2079 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une légère diminution de **1%**, celle pour la consommation finale a diminué de **7%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**67%** de la demande totale à fin juin **2024**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **94%**. La baisse de la demande du secteur électrique est dûe à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.

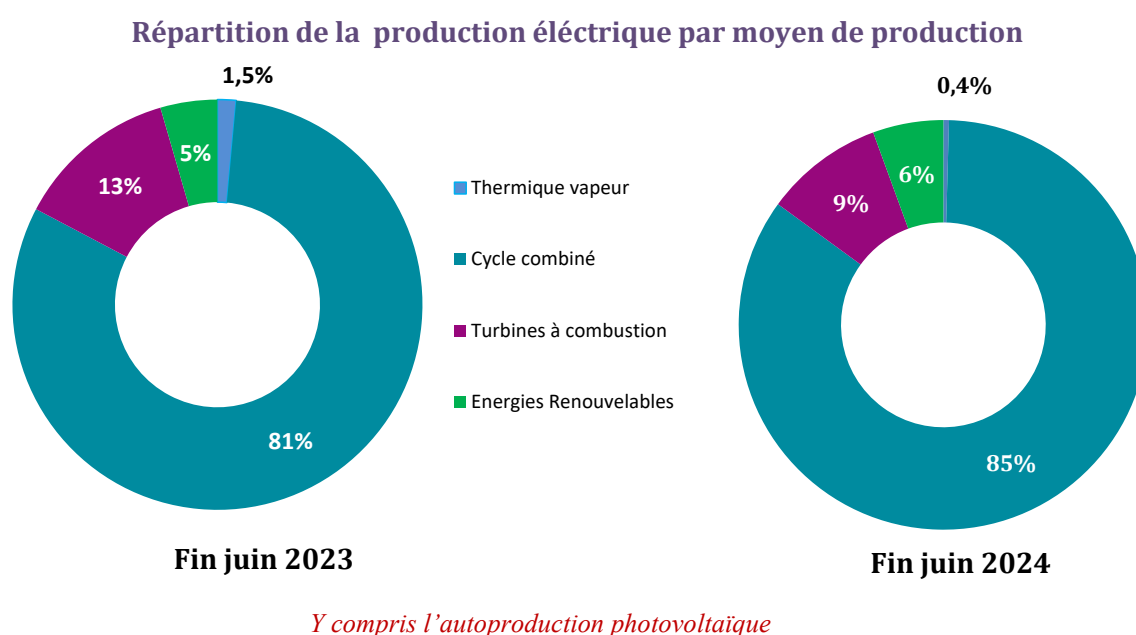


Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **7%** pour se situer à **685 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **6%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **10%**.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **2%** entre fin juin **2023** et fin juin **2024** pour se situer à **188.3 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **1%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **1%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique passant de **81%** à **85%** entre fin juin **2023** et fin juin **2024**.



3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Juin		A fin juin	
		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	2	1
Nb forages développ.	3	0	0	0	0
Nb de découvertes	2	0	0	1	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin juin 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 juin 2024

- Pas de nouvelle opération d’acquisition sismique à fin juin 2024.

Forage d’exploration à fin juin 2024

- Forage d’un (01) nouveau puits d’exploration à fin juin 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 juin 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



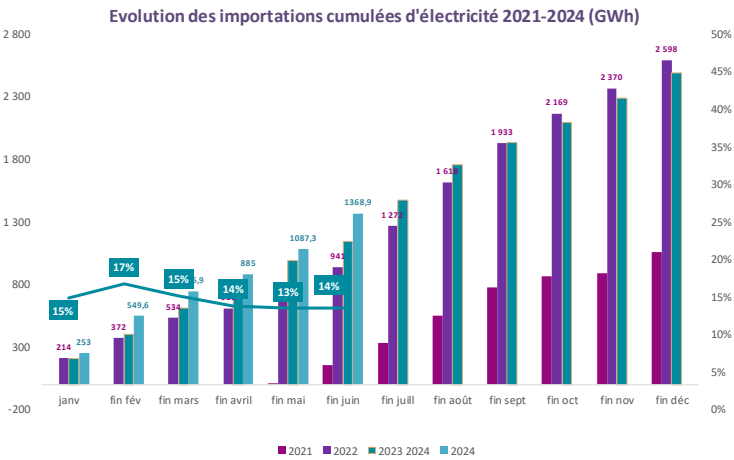
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin juin				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	5 227	8 367	8430	1%	3%
FUEL + GASOIL	0,1	2	0,05	0	-20%	-25%
GAZ NATUREL	18707,8	5122	8172	8221	1%	3%
HYDRAULIQUE	9,2	26	1,0	7,4	647%	-9%
EOLIENNE	338,4	76	176	182	4%	6%
SOLAIRE	36,5	0	18	19	6%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	1643	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34,5	0	16	17,3	7%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	416,0	0	173	259	50%	-
ACHAT TIERS	187	39	105	105	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19314	6 909	8 661	8 811	2%	2%
Echanges	-0,4	19	-3,1	-2,2	-28%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	1141	1369	20%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0	81	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	6928	9799	10097	3%	3%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).						
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol						
(3) Provisoire						

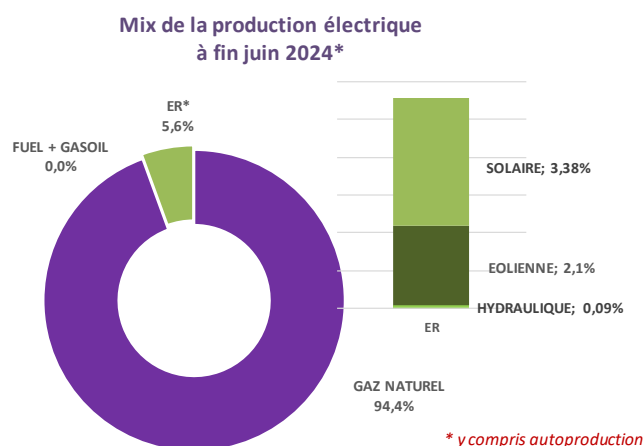
La production totale d’électricité a enregistré, à fin juin 2024, une augmentation de 2% pour se situer à **8811 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **8661 GWh** à fin juin 2023. La production destinée au marché local a enregistré une hausse de 3%. Ainsi les achats d’électricité de l’Algérie et de la Libye ont couvert 14% des besoins du marché local à fin juin 2024.



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 juin **2024**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **1%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **5.6%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juin **2024**.

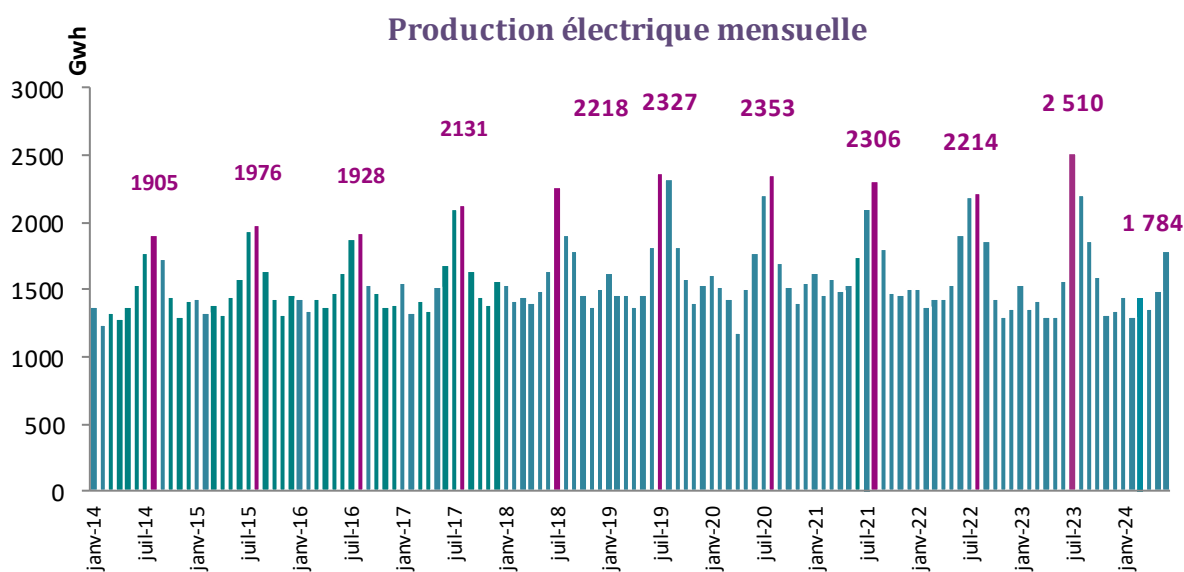
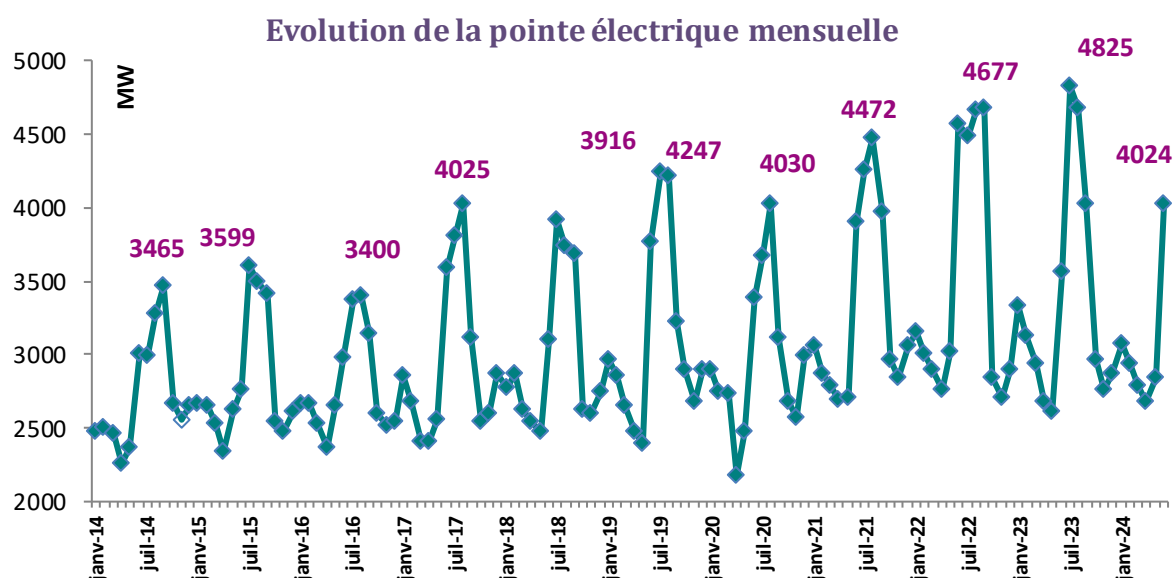


Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, **254** MW de toitures photovoltaïques ont été installée 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 enregistré une hausse de **13%** pour se situer à **4024 MW** à fin juin **2024** contre **3566 MW** à fin juin **2023**.

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.



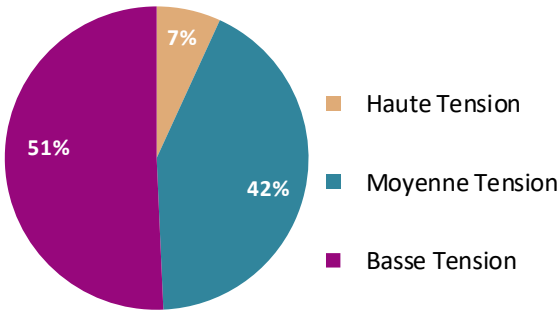
VENTES D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin juin				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Haute tension	1184	639	612	524	-14%	-1%
Moyenne tension	7121	2838	3243	3259	0,5%	1%
Basse tension	9086	2657	4046	3891	-4%	3%
TOTAL VENTES **	17391	6 134	7 901	7 674	-3%	2%

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

Les ventes d’électricité ont enregistré une diminution de **3%** entre fin juin **2023** et fin juin **2024**.

Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **14%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une légère baisse de **0.5%**. 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.

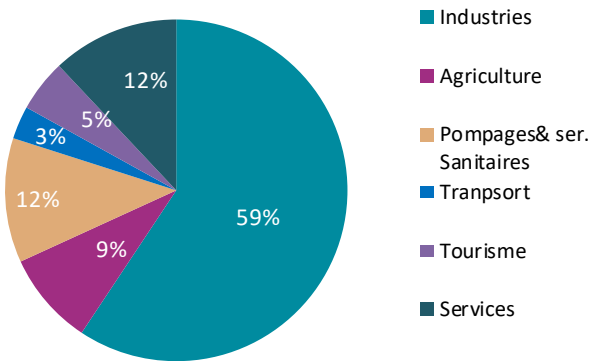
Répartition des ventes d'électricité à fin juin 2024



Les industriels restent les plus grands consommateurs d’électricité avec **59%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin juin **2024**.

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l’industrie du papier et de l’édition (**-17%**), les industries IMCCV (**-12%**), les industries métallurgiques de base (**-10%**) et l’industrie alimentaire et de Tabac (**-8%**) contre une hausse des ventes des industries chimiques et du pétrole (**+8%**) et les industries extractives (**+5%**).

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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juin 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. Dépouillement des offres pour le 1 ^{er} tour en cours
		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 Dépouillement des offres en cours
	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) Réforme en cours pour relancer ce régime
		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 3 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). Réforme en cours pour relancer ce régime
		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). Réforme en cours pour relancer ce régime
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	254 MW
		MT/HT	314 autorisations octroyées pour une puissance totale de 112MW
	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 Tbagha 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 200 MW (Sites proposés par les promoteurs)	En cours de restructuration.
		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 entre le premier trimestre de 2024 et novembre 2025
	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