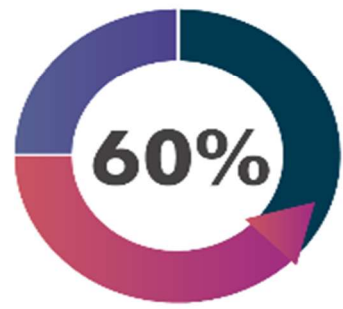


Conjoncture Energétique

Juillet 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

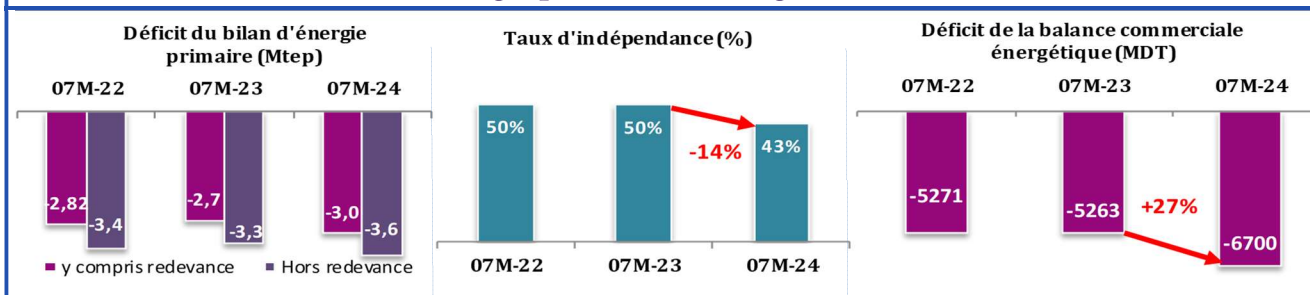
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

Date de la publication : 13 septembre 2024

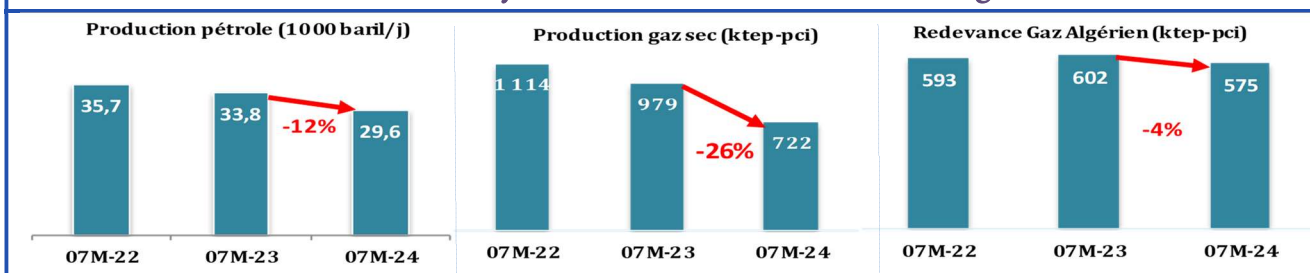
Date de révision : 10 octobre 2024

Faits marquants des sept premiers mois de 2024

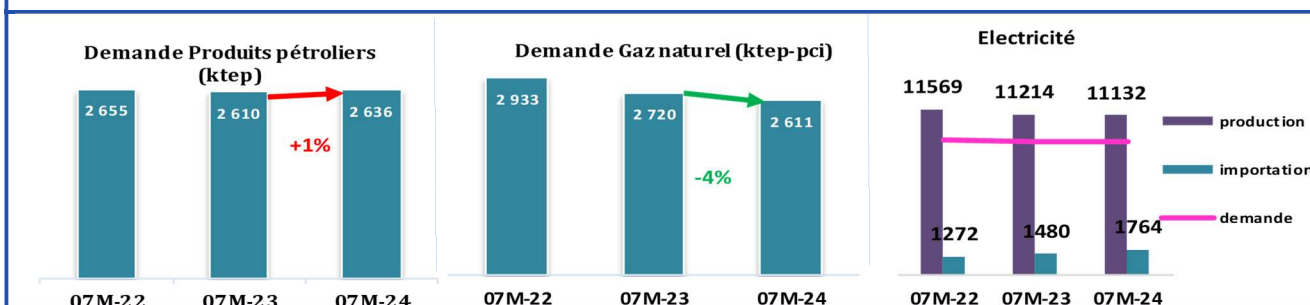
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



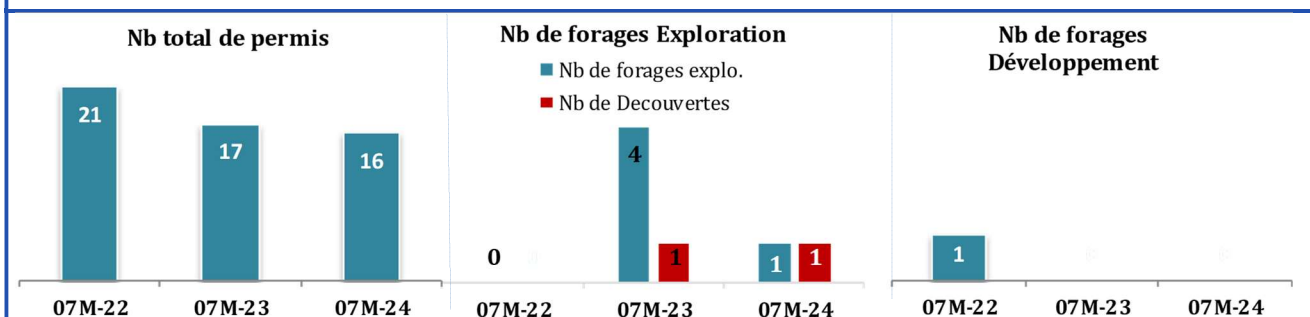
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



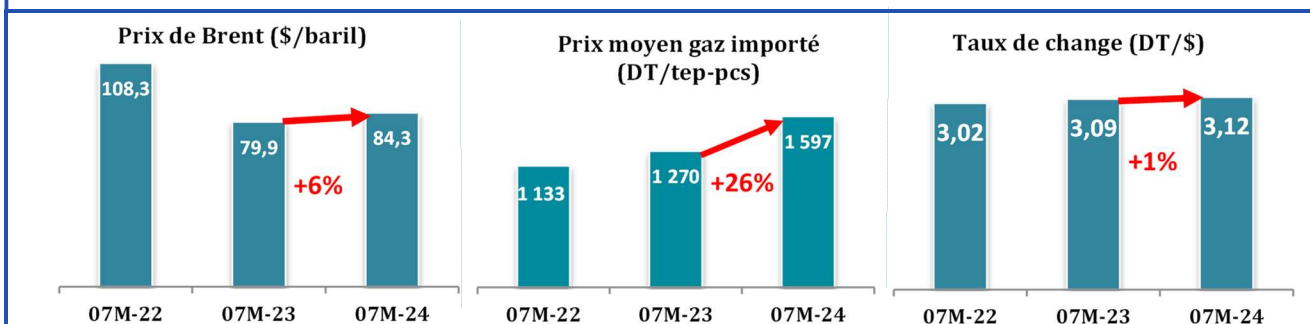
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 juillet		Var (%)	TCAM (%)
		(a)	2023	2024	(c)/(b)	(c)/(a)
			(b)	(c)		
RESSOURCES	4436	4772	2659	2260	-15%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1599	2286	949	831	-12%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	155	114	90	83	-8%	-2%
Gaz naturel	2610	2362	1581	1296	-18%	-4%
Production	1607	1652	979	722	-26%	-6%
Redevance	1003	710	602	575	-4%	-1%
Elec primaire	72	10	40	50	26%	12%
DEMANDE	9148	4795	5369	5297	-1%	1%
Produits pétroliers	4432	2276	2610	2636	1%	1%
Gaz naturel	4644	2508	2720	2611	-4%	0,3%
Elec primaire	72	10	40	50	26%	12%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4712	-24	-2710	-3037		
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5715	-734	-3312	-3612		
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 juillet 2024						

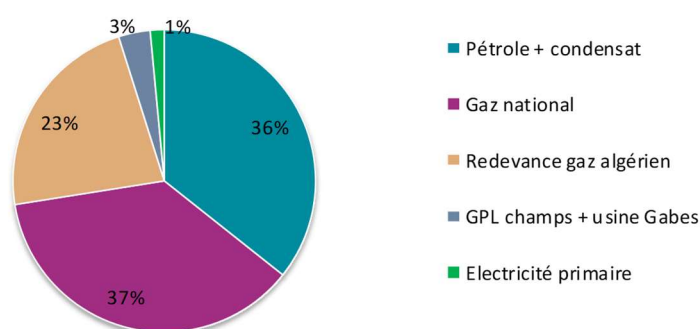
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à 2.3 Mtep à fin juillet 2024, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de 15%. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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.

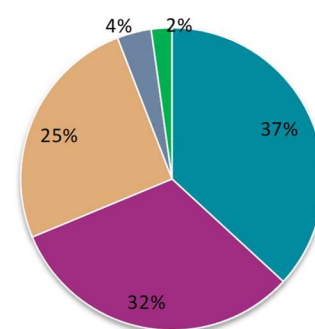
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) représente **2%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **4%** à fin juillet **2024** par rapport à fin juillet **2023**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2023



Répartition des ressources en énergie primaire à fin juillet 2024

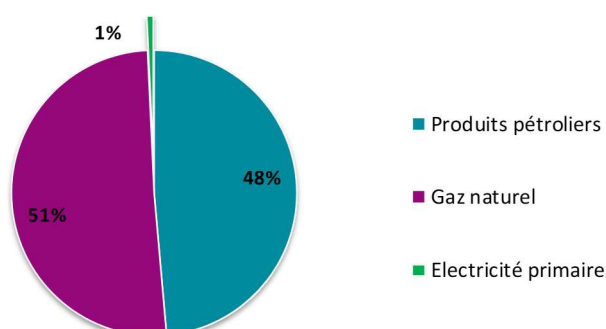


La demande d'énergie primaire a enregistré une baisse de **1%** entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024** : la demande du gaz naturel a diminué de **4%** et celle des produits pétroliers a enregistré, par contre, une légère hausse de **1%**.

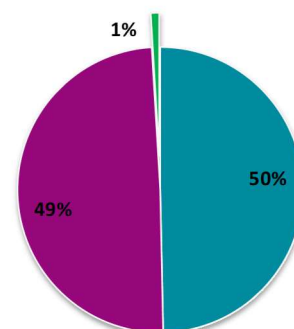
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **4%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

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 **48%** à fin juillet **2023** à **50%** durant la même période de **2024**. Le gaz naturel, par contre, est passé de **51%** à fin juillet **2023** à **49%** à fin juillet **2024**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin juillet 2023



Répartition de la demande en énergie primaire à fin juillet 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin juillet **2024**, un **déficit de 3 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **12%** 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 **43%** à fin juillet **2024** contre **50%** à fin juillet **2023**.

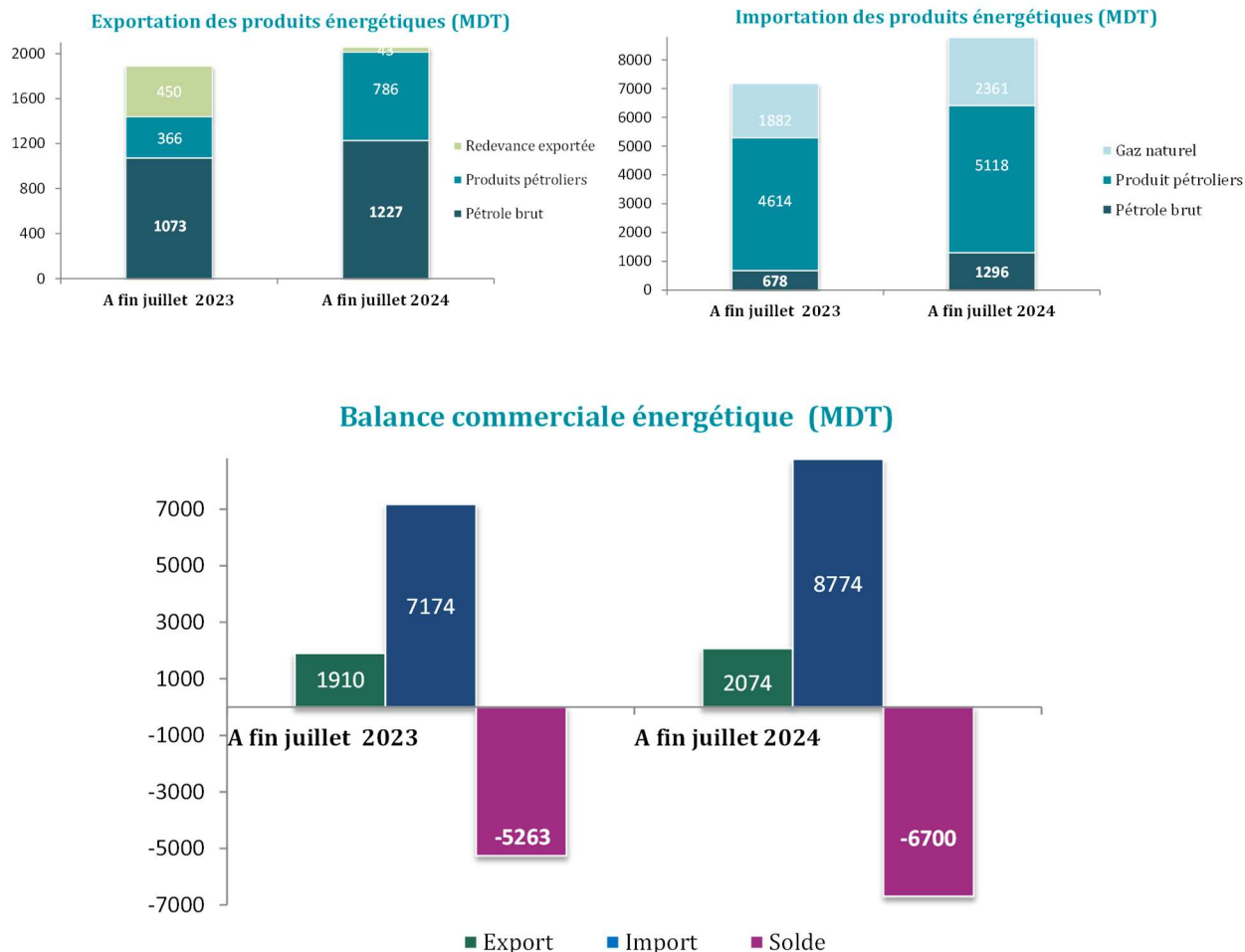
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **32%** à fin juillet **2024** contre **38%** durant la même période de **2023**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin juillet			A fin juillet			A fin juillet		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							1910	2074	9%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	1073	1227	14%
ETAP	408	455	11%	419	465	11%	721	895	24%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	352	333	-5%
GPL Champs	13,7	12,0	-12%	15,2	13,3	-12%	21,8	18	-16%
ETAP	13,7	12,0	-12%	15,2	13,3	-12%	21,8	18	-16%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	201	418	107%	203	424	109%	366	786	115%
Fuel oil (BTS)	129	218	69%	127	214	69%	223	369	66%
Virgin naphtha	72	189	162%	76	199	162%	143	390	173%
Pétrole	0	10,89	-	0	11	-	0	27	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE ⁽⁹⁾				188	10	-95%	450	43	-91%
IMPORTATIONS				4496	4840	8%	7174	8774	22%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	325	565	74%	333	580	74%	678	1296	91%
PRODUITS PETROLIERS	2253	2355	5%	2228	2355	6%	4614	5118	11%
GPL	312	326	4%	346	361	4%	650	583	-10%
Gasoil ordinaire	647	646	0%	664	664	0%	1525	1592	4%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	255	285	12%	262	292	12%	612	723	18%
Jet	138	149	8%	142	154	8%	378	422	11%
Essence Sans Pb	377	507	35%	394	530	35%	1005	1419	41%
Fuel oil (HTS)	95	79	-16%	93	78	-16%	136	127	-7%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	430	363	-16%	328	277	-16%	308	252	-18%
GAZ NATUREL				1935	1905	-2%	1882	2361	25%
Redevance totale ⁽²⁾				602	575	-4%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1333	1330	0%	1882	2361	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 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 7 premiers mois de 2024 (9) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois de juillet 2024 d'une quantité de 62,3 million de Cm3, en cours de régularisation.									

(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 **9%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **22%**. Le déficit de la balance

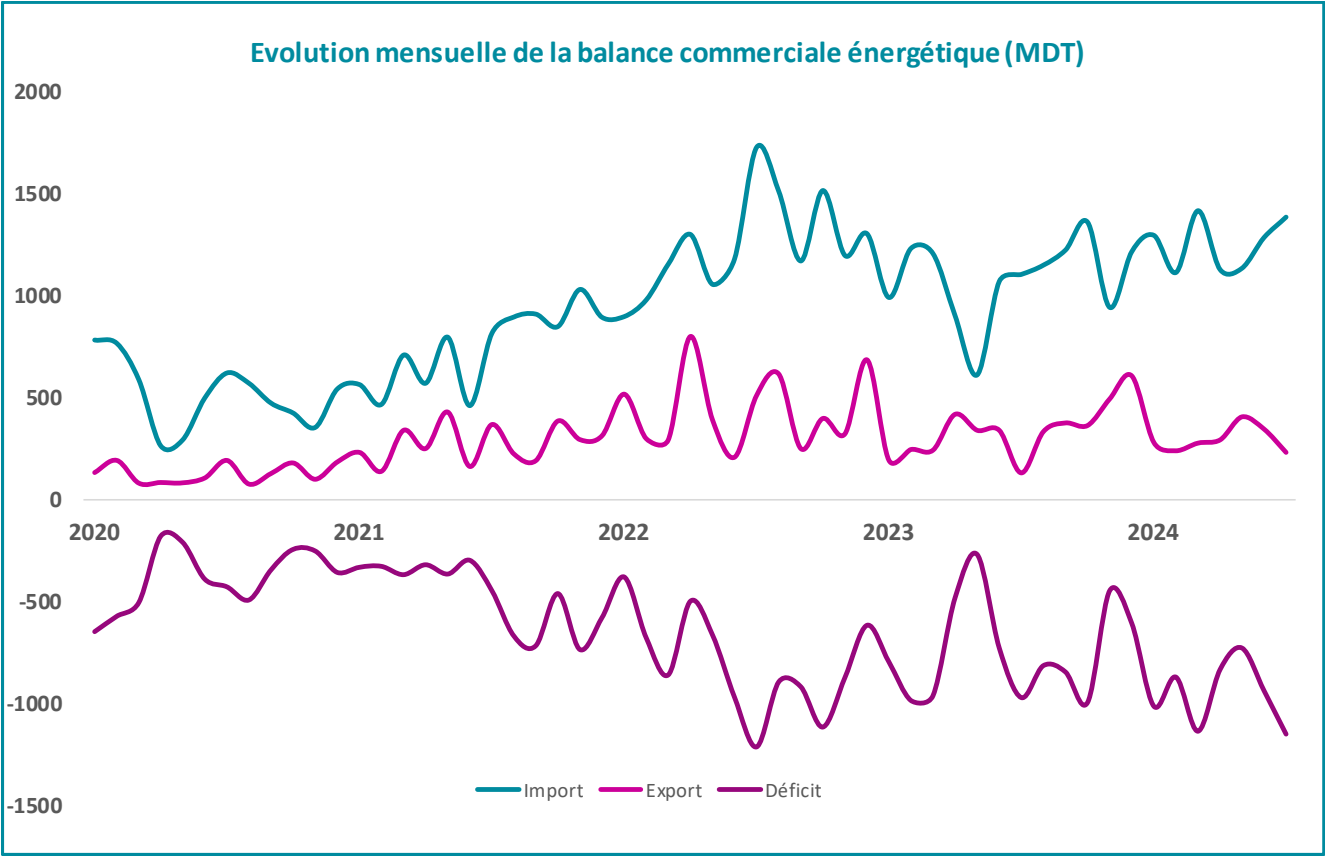
commerciale énergétique est passé de **5263 MDT** à fin juillet **2023** à **6700 MDT** à fin juillet **2024**, soit une augmentation de **27%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



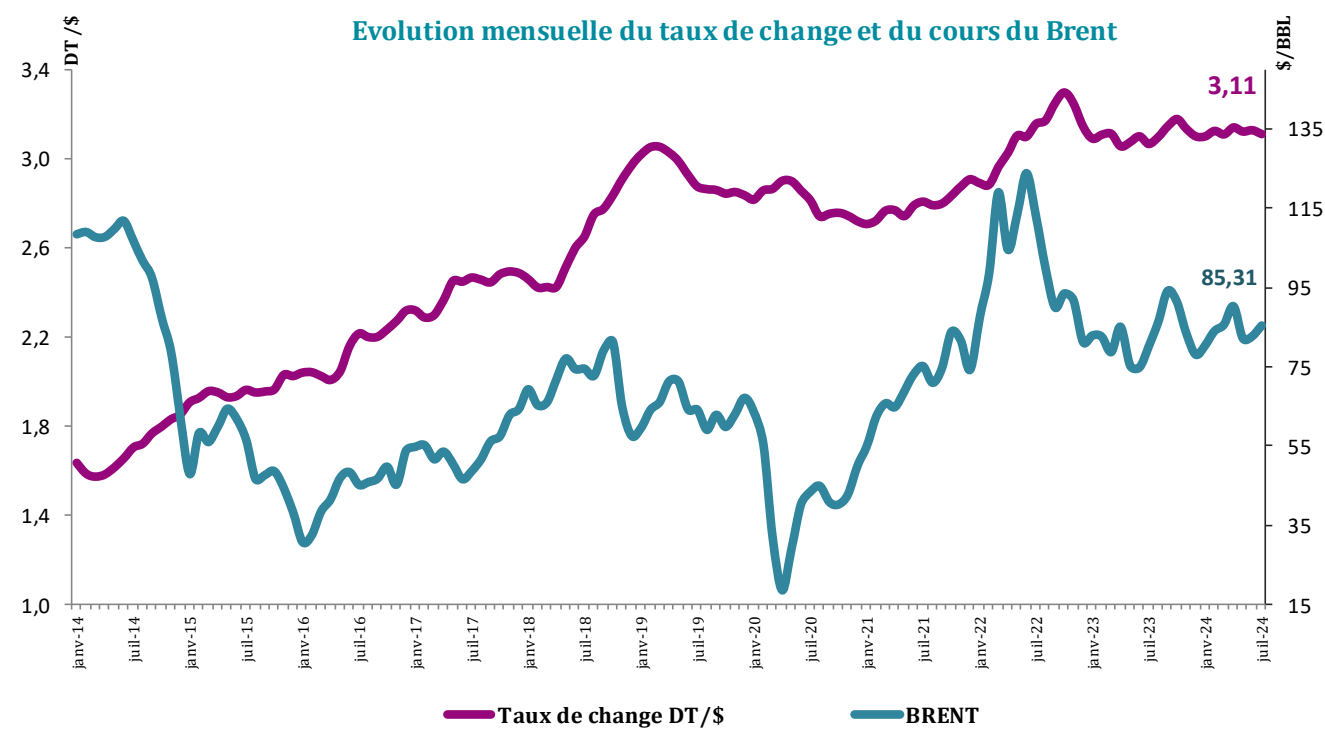
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

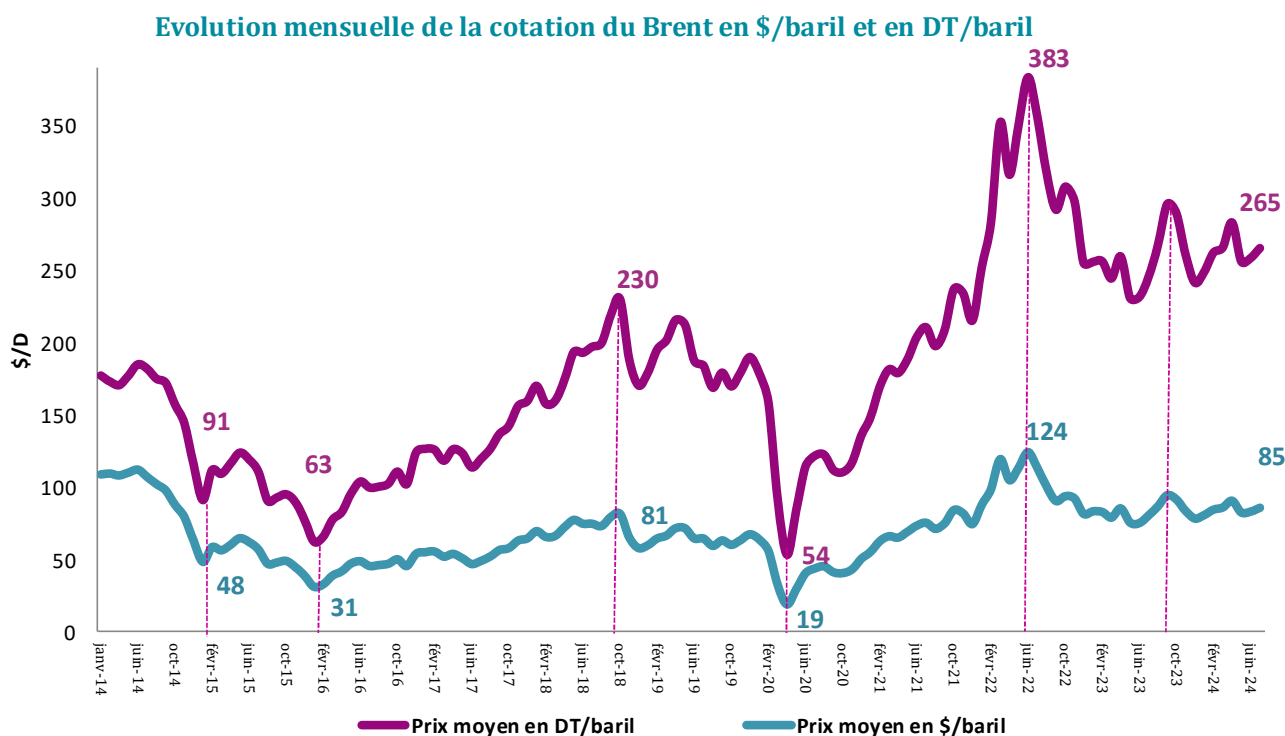
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de juillet **2024**, les cours du Brent ont enregistré une hausse de **5\$/bbl** par rapport au mois de juillet **2023** : **80.1 \$/bbl** courant juillet **2023** contre **85.3 \$/bbl** courant le mois de juillet **2024** et **82.6\$/bbl** courant le mois de juin **2024**.

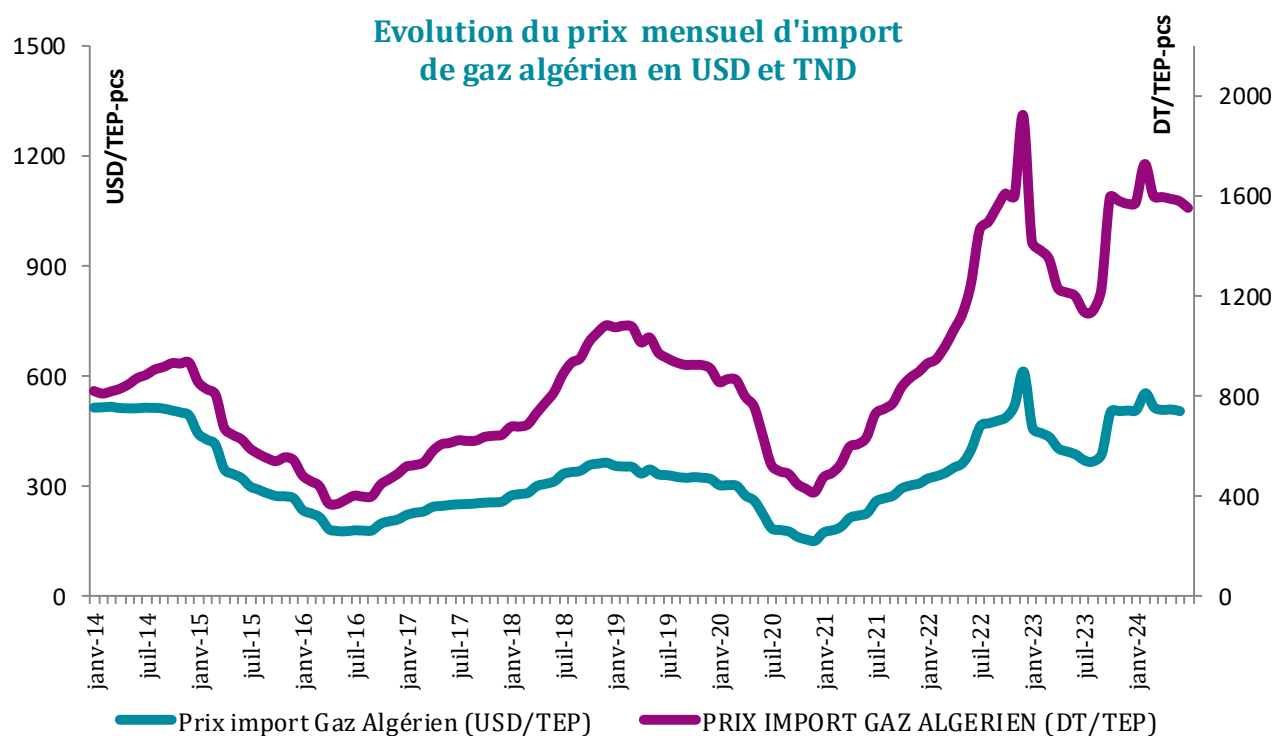


Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une légère dégradation de **1%** par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (--)** Entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **6%** : **79.9 \$/bbl** contre **84.3 \$/bbl**.
- (-)** Une légère hausse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **1%** entre fin juillet **2023** et fin juillet **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 **26%** en DT et de **25%** en \$ entre fin juillet **2023** et fin juillet **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 corrélié 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**.

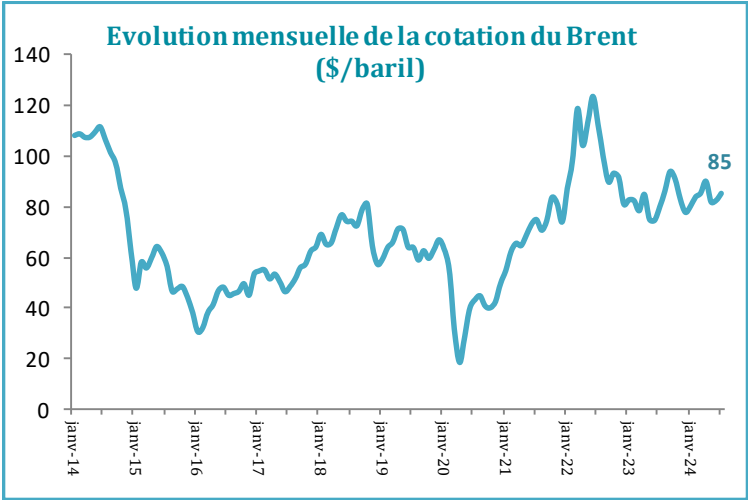
(--) Les importations des produits pétroliers à fin juillet **2024** ont augmenté par rapport à fin juillet **2023** de **5%** en quantité et de **11%** en valeur.

(--) hausse des importations de pétrole brut de **74%** en quantité et de **91%** en valeur à fin juillet **2024** par rapport à fin juillet **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **107%** et de **115%** en valeur (arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR depuis janvier **2024**).

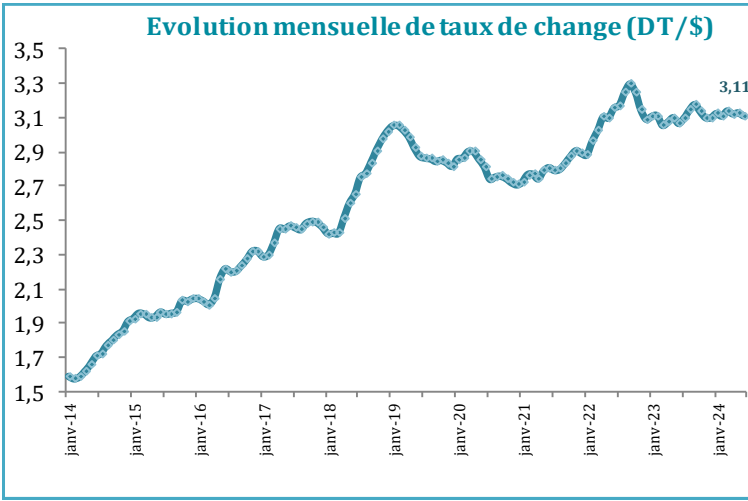
1. Brent

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		
Septembre	94,0		
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		
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

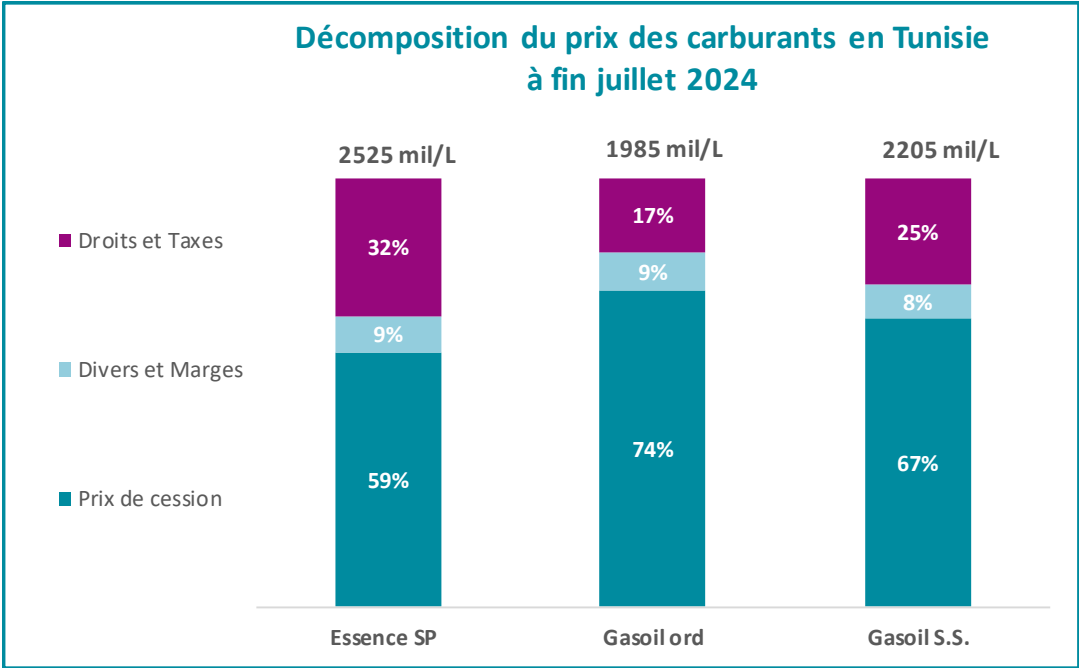
Pétrole Brut (1)	A fin juillet 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	303	96,8
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	254	81,6

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin juillet 2024					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2157	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2079	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2143	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1600	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1786	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	23,22	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 juillet 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1597

	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)	272,5	288,2
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 juillet		
		2023	2024	Var (%)
El borma	169	101	98	-3%
Ashtart	183	109	82	-25%
Hasdrubal	75	46	41	-10%
Adam	98	57,8	61,4	6%
M.L.D	50	31	26	-17%
El Hajeb/Guebiba	131	76	56	-27%
Cherouq	49	29	26	-10%
Miskar	54	34	28	-16%
Cercina	74	44	40	-10%
Barka	33	22	15	-33%
Franig/Bag/Tarfa	40	23	22	-6%
Ouedzar	40	20	22	11%
Gherib	81	52	35	-34%
Nawara	89	52	47	-9%
Halk el Manzel	61	38	30	-19%
Autres	321	184	173	-6%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	918,983	803	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	940	822	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	927	811	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 599	949	831	-12%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	142	82	76	-8%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	155	90	83	-8%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 704	1 009	887	-12%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 754	1 039	914	-12%

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

La production nationale de pétrole brut s'est située à **803 kt** à fin juillet **2024** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin juillet **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir Ashtart (-**25%**), El Hajeb/Guebiba (-**27%**), Gherib (-**34%**), Baraka (-**33%**), Halk el Manzel (-**19%**), Miskar(-**16%**), El borma (-**3%**), M.L.D (-**17%**), Hasdrubal (-**10%**), Nawara (-**9%**), Cercina (-**10%**) et Cherouq (-**10%**).

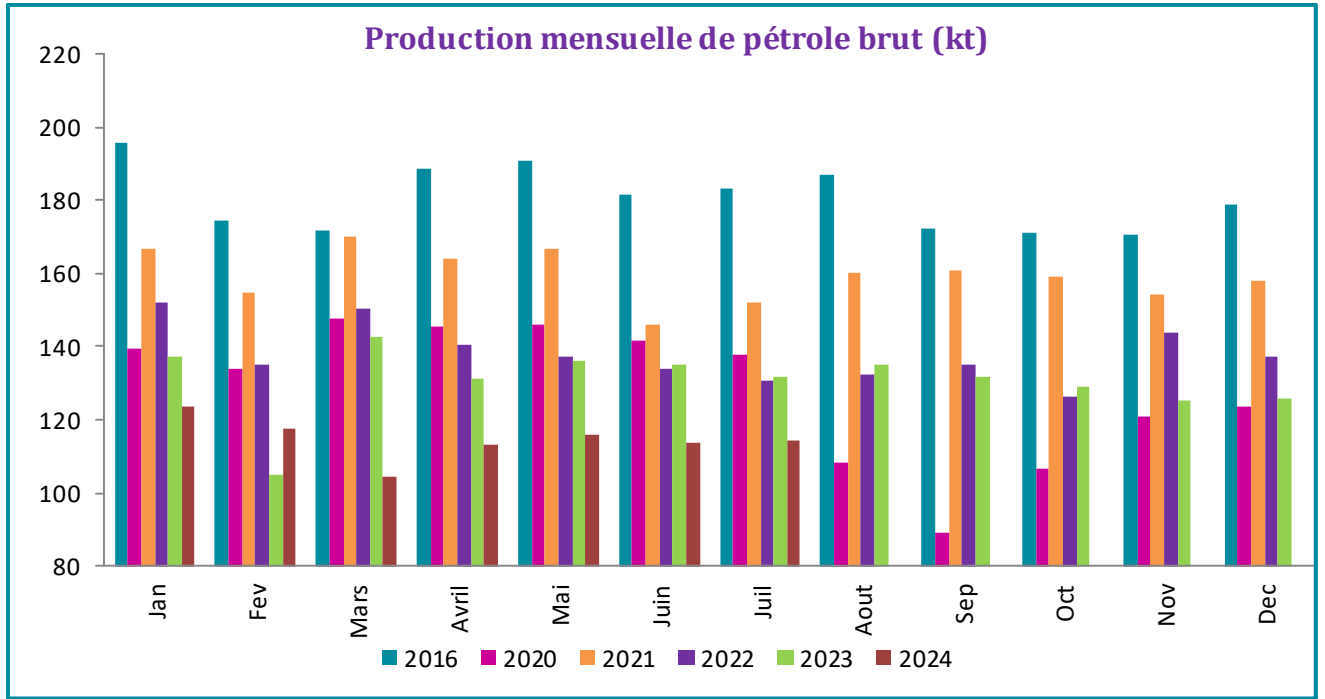
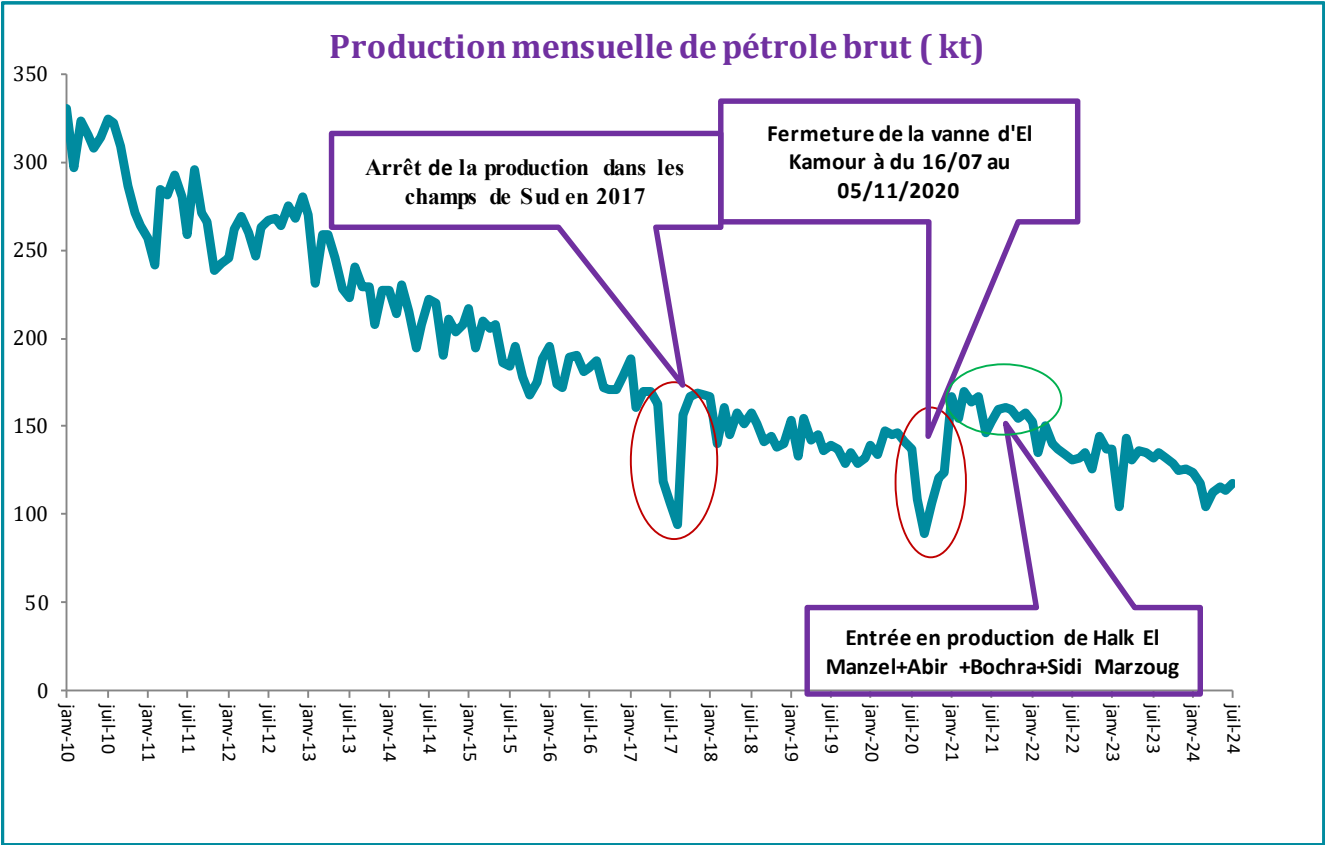
D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Sidi marzoug (+**4%**), Adam (+**6%**), Bir Ben Tartar (+**77%**), Sidi Litayem (+**33%**), Ouedzar (+**11%**) et Ch.Essaïda (+**21%**).

Il convient de noter :

- **Concession El Borma** : Augmentation 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 **33.8** mille barils/j à fin juillet **2023** à **29.6** mille barils/j à fin juillet **2024**.

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



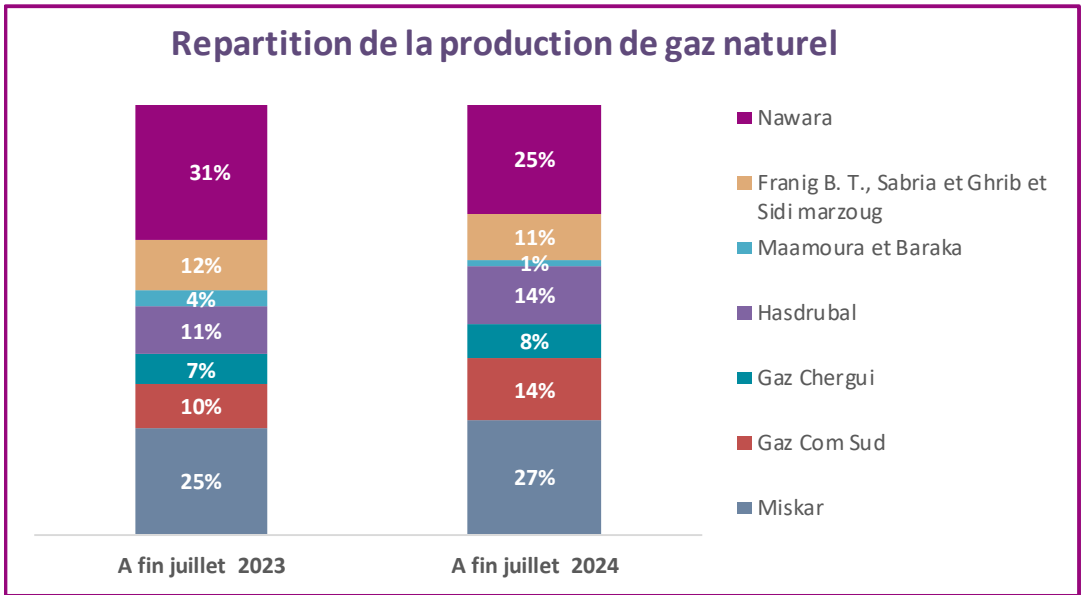
2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin juillet				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 610	2 362	1 581	1 296	-18%	-4%
Production nationale	1 607	1 652	979	722	-26%	-6%
Miskar	393	822	245	193	-21%	-10%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	159	192	97	102	6%	-4%
Gaz Chergui	114	136	68	59	-12%	-6%
Hasdrubal	180	305	111	98	-12%	-8%
Maamoura et Baraka	54	8	35	7	-80%	-1%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	189	188	117	80	-32%	-6%
Nawara ⁽⁴⁾	518	0	306	183	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 003	710	602	575	-4%	-1%
Achats	2 395	478	1 333	1 330	-0,2%	8%
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 900	2 624	1 757	1 440	-18%	-4%
Production nationale	1785	1835	1088	802	-26%	-6%
Miskar	437	913	272	214	-21%	-10%
Gaz Com Sud (1) (3)	177	214	107	114	6%	-4%
Gaz Chergui	126	151	75	66	-12%	-6%
Hasdrubal	200	339	123	109	-12%	-8%
Maamoura et Baraka	60	9	39	8	-80%	-1%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	210	209	130	89	-32%	-6%
Nawara(4)	576	0	341	203	-40%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1115	789	669	639	-4%	-1%
Achats	2 661	531	1 481	1 478	-0,2%	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 (6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien durant le mois du juillet 2024 d'une quantité de 62,3 million de Cm3 , en cours de regularisation.						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **1296** ktep, à fin juillet **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 **26%**, la redevance

sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **4%** à fin juillet **2024** par rapport à fin juillet **2023** en se situant à **575 ktep**.

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

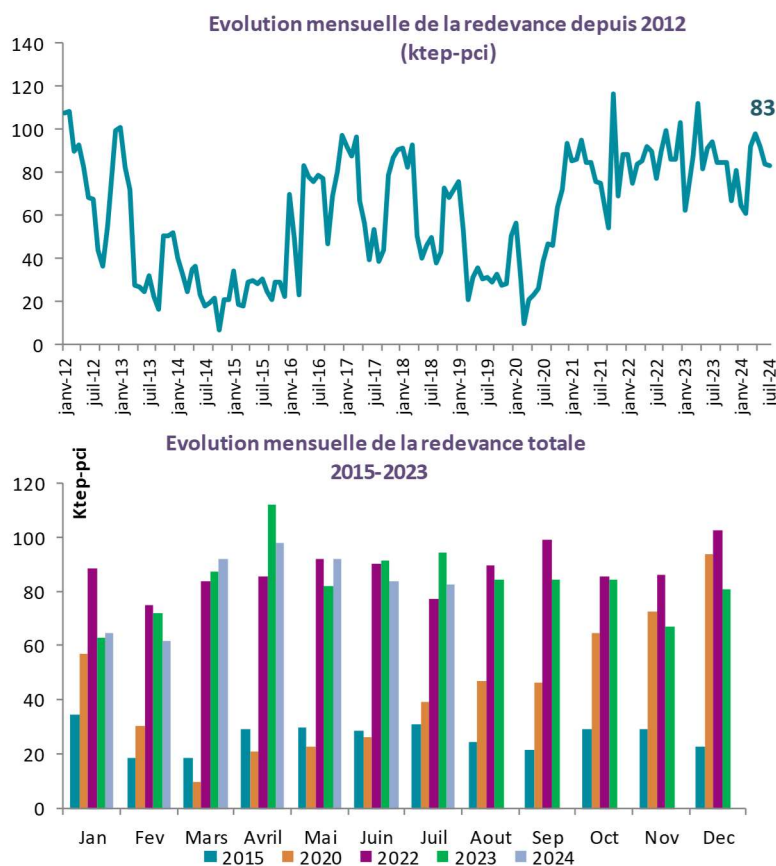
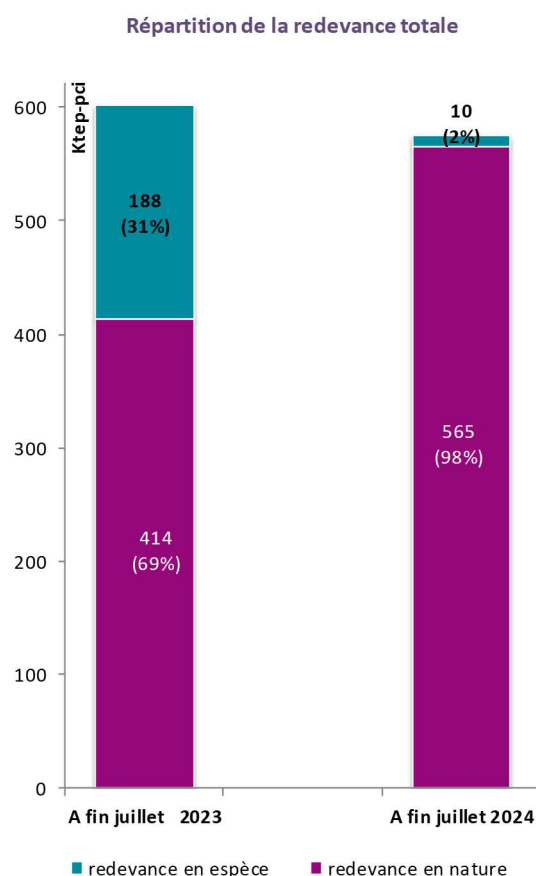


Il convient de noter :

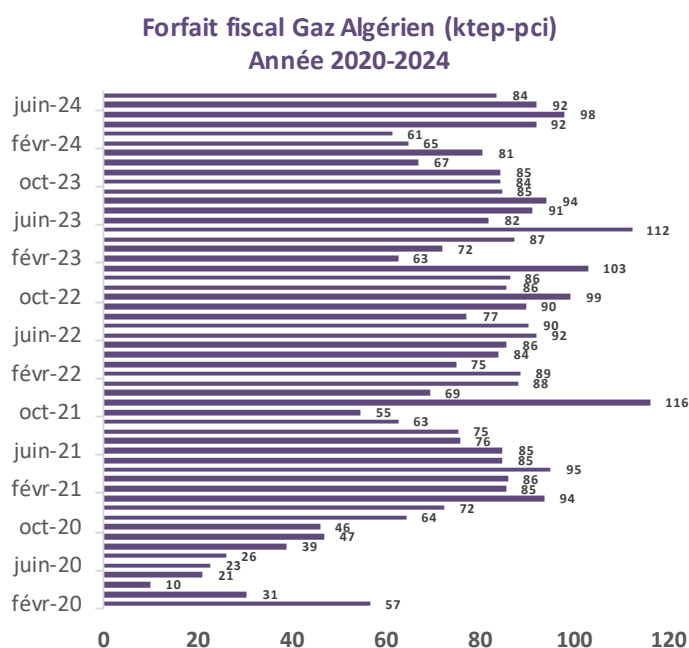
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **40%**, Arrêt planifié du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : hausse de la production de **6%** à fin juillet **2024** par rapport à fin juillet **2023**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **21%**. 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 **4%** à fin juillet **2024** par rapport à fin juillet **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 (**98%**).

A signaler qu'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré courant le mois du juillet 2024 d'une quantité de 62,3 million 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.

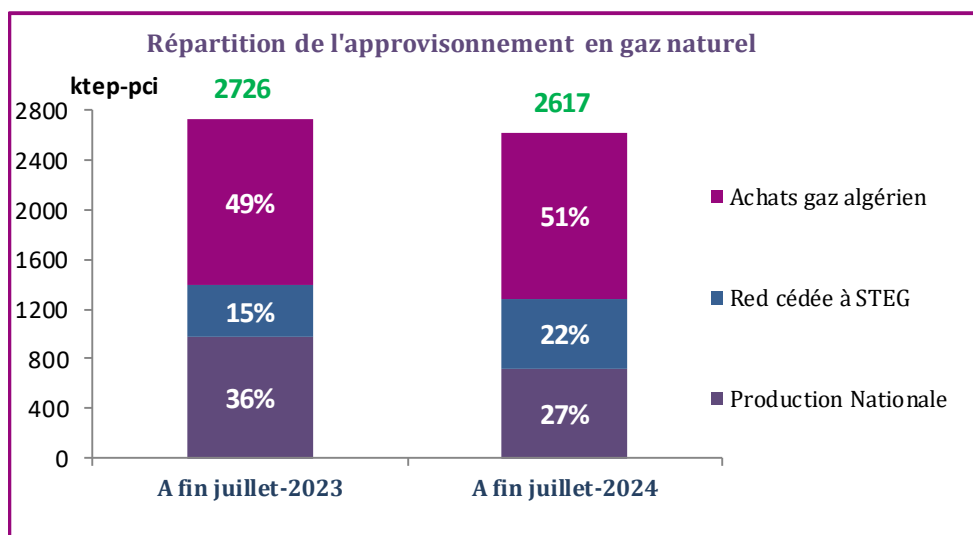


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont enregistré une quasi-stabilité entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024**, pour se situer à **1330 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024** pour se situer à **2617 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 **36 %** à **27%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **15%** à **22%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **49%** à **51%**.



3. Production de produits pétroliers

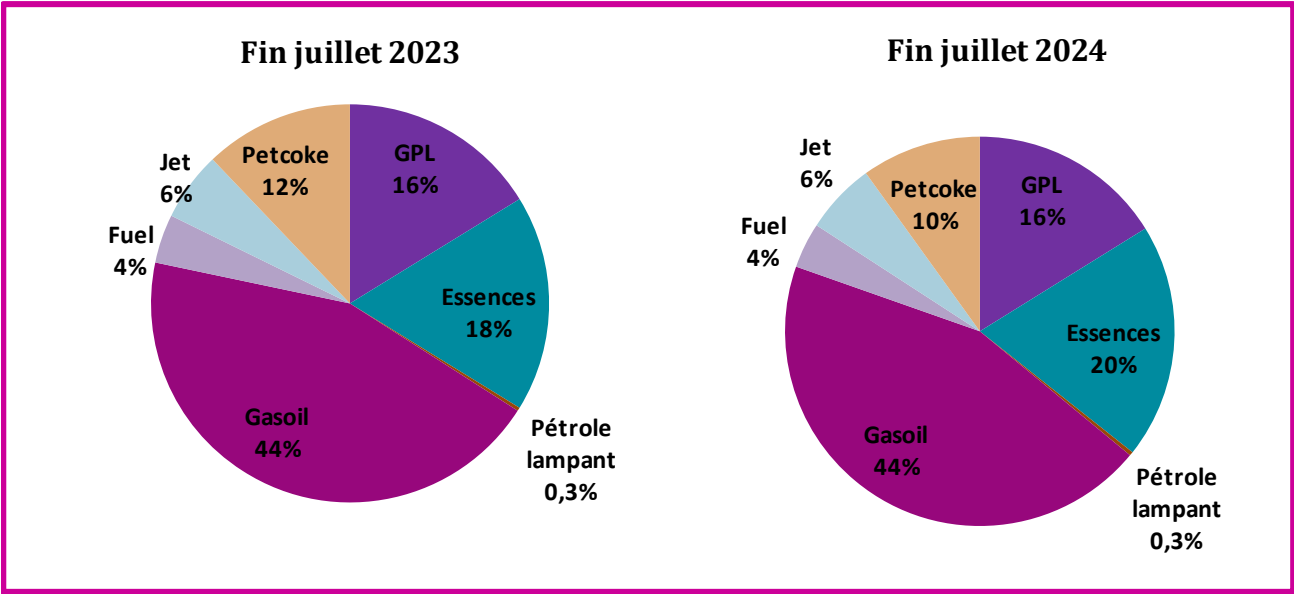
Les indicateurs de raffinage				
	A fin juillet			Remarques
	2023	2024	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	14	15	3%	
Essence Sans Pb	35	0	-100%	
Petrole Lampant	13	9	-26%	
Gasoil ordinaire	183	338	85%	
Fuel oil BTS	152	237	56%	
Virgin Naphta	82	202	148%	
White Spirit	4	6	57%	
Total production STIR	482	807	67%	
Taux couverture STIR (1)	18%	31%	66%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	10%	14%	47%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	125	213	70%	
Jours de fonctionnement du Platforming	100	0	-100%	

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin juillet				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	695	307	422	424	0,5%	2%
Essences	797	310	458	513	12%	4%
Essence Super	0	1,0	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	787	309	451	506	12%	4%
Essence premium	10	0	6,2	6,2	-0,4%	-
Pétrole lampant	13	32	7,6	7,9	4%	-10%
Gasoil	1 948	1012	1152	1166	1%	1%
Gasoil ordinaire	1 506	920	886	891	1%	-0,2%
Gasoil SS	435	93	262	271	3%	8%
Gasoil premium	6	0	3,6	3,7	3%	-
Fuel	185	171	103	99	-4%	-4%
STEG & STIR	25	0	12	20	69%	-
Hors (STEG & STIR)	159	171	91	79	-13%	-5%
Fuel gaz(STIR)	5	0	5	0	-100%	-
Jet	258	131	147	155	6%	1%
Coke de pétrole	532	176	315	271	-14%	3%
Total	4432	2140	2610	2636	1%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4402	2140	2593	2616	1%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré une légère hausse de **1%** à fin juillet **2024** par rapport à la même période de l'année précédente pour se situer à **2626** ktep. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **12%**, du gasoil de **1%** et du jet d'aviation de **6%**. Par contre, la demande du fuel a enregistré une baisse de **4%** et celle du coke de pétrole de **14%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024** à l'exception de quelques produits notamment le petcoke dont sa part est passée de **12%** à **10%** et les essences dont leur part est passée de **18%** à **20%** durant la même période.

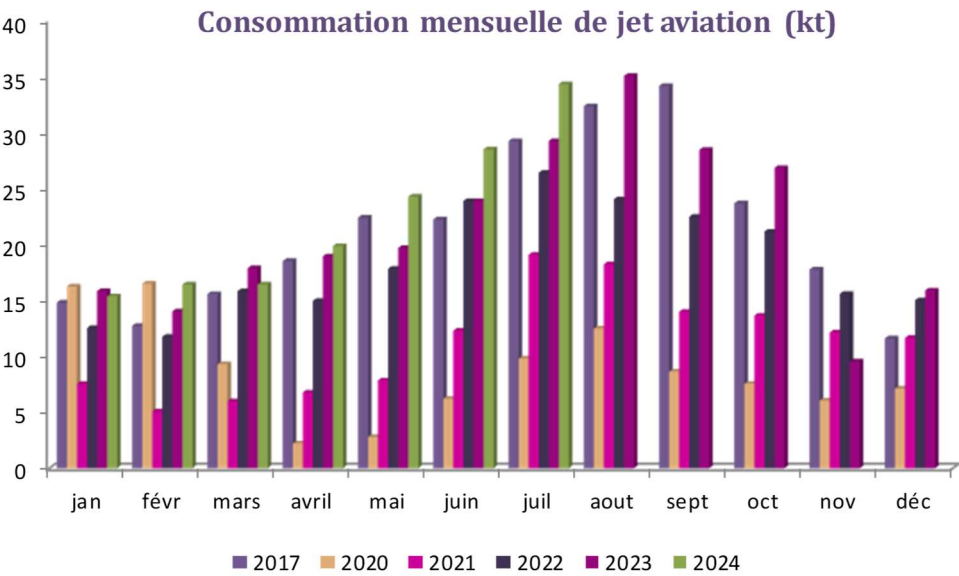


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024**, une augmentation de **4%**. Elle représente **64%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024**, une légère hausse de **0.5%**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **17%** entre fin juillet **2023** et fin juillet **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 **6%** à fin juillet **2024** par rapport à l'année précédente.

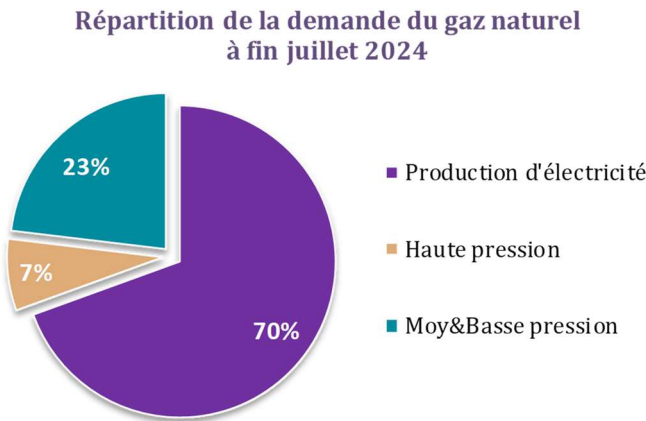


2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin juillet				
		2010	2023	2024	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 644	2 508	2 720	2 611	-4%	0,29%
Production d'électricité	3 365	1 811	1 898	1 814	-4%	0,01%
Hors prod élec	1 279	698	822	797	-3%	1%
Haute pression	344	220	213	194	-9%	-1%
Moy&Basse pression	935	478	610	603	-1%	2%
DEMANDE	5 160	2 787	3 022	2 901	-4%	0,29%
Production d'électricité	3 739	2 012	2 108	2 015	-4%	0,01%
Hors prod élec	1 421	775	914	886	-3%	1%
Haute pression	382	244	236	215	-9%	-1%
Moy&Basse pression	1 039	531	677	670	-1%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024** pour se situer à **2611 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **4%**, celle pour la consommation finale a diminué de **3%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**70%** de la demande totale à fin juillet **2024**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à **94%**. La baisse de la demande du secteur électrique est due à la limitation de la disponibilité du gaz naturel et ne reflète pas la demande du secteur électrique.



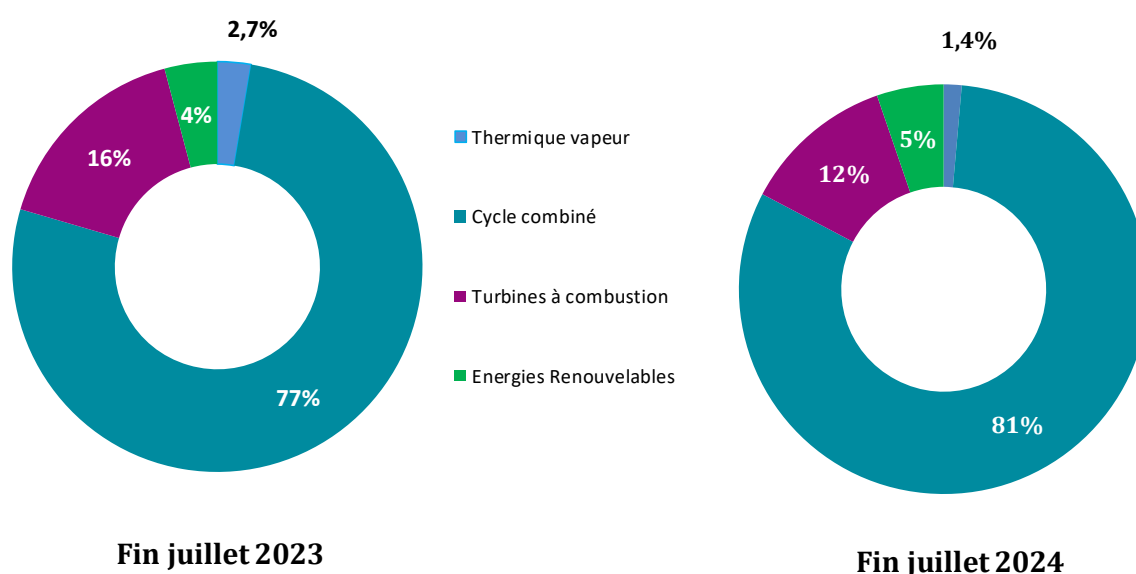
Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **3%** pour se situer à **797 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une légère diminution de **1%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **9%**.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **3%** entre fin juillet **2023** et entre fin juillet **2024** pour se situer à **193.2 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 **4%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique passant de **77%** à **81%** entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



Y compris l'autoproduction photovoltaïque

3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Juillet		A fin juillet	
		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	2	0	4	1
Nb forages dévelop.	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 juillet **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 juillet 2024

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

Forage d'exploration à fin juillet 2024

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



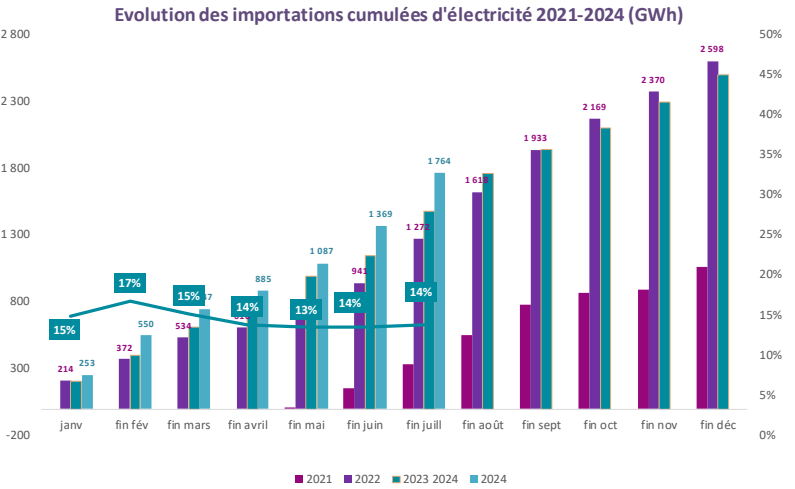
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin juillet				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	6 501	10 859	10666	-2%	4%
FUEL + GASOIL	0,1	3	0,06	1	900%	-11%
GAZ NATUREL	18707,8	6379	10637	10427	-2%	4%
HYDRAULIQUE	9,2	35	3,7	9,7	164%	-9%
EOLIENNE	338,4	84	197	207	5%	7%
SOLAIRE	36,5	0	21	22	4%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	1951	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34,5	0	21	21,2	1%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	416,0	0	218	324	49%	-
ACHAT TIERS	187	45	116	116	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19314	8 497	11 214	11 127	-1%	2%
Echanges	-0,4	19	1,0	0,2	-79%	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	1480	1764	19%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0	81	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	8515	12695	12810	1%	3%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).						
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol						
(3) Provisoire						

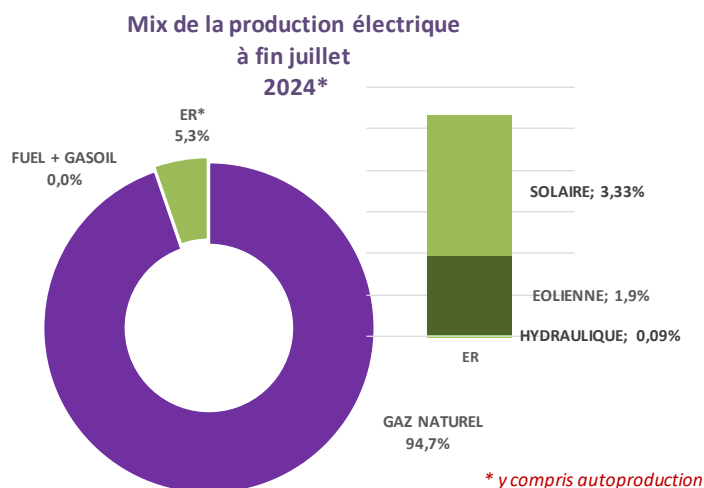
La production totale d’électricité a enregistré, à fin juillet **2024**, une baisse de **1%** pour se situer à **11127 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **11214 GWh** à fin juillet **2023**. La production destinée au marché local a enregistré une légère hausse de **1%**. Ainsi les **achats d’électricité de l’Algerie et de la Libye** ont couvert **14%** des besoins du marché local à fin juillet **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 juillet **2024**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une baisse de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **5.3%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin juillet **2024**.

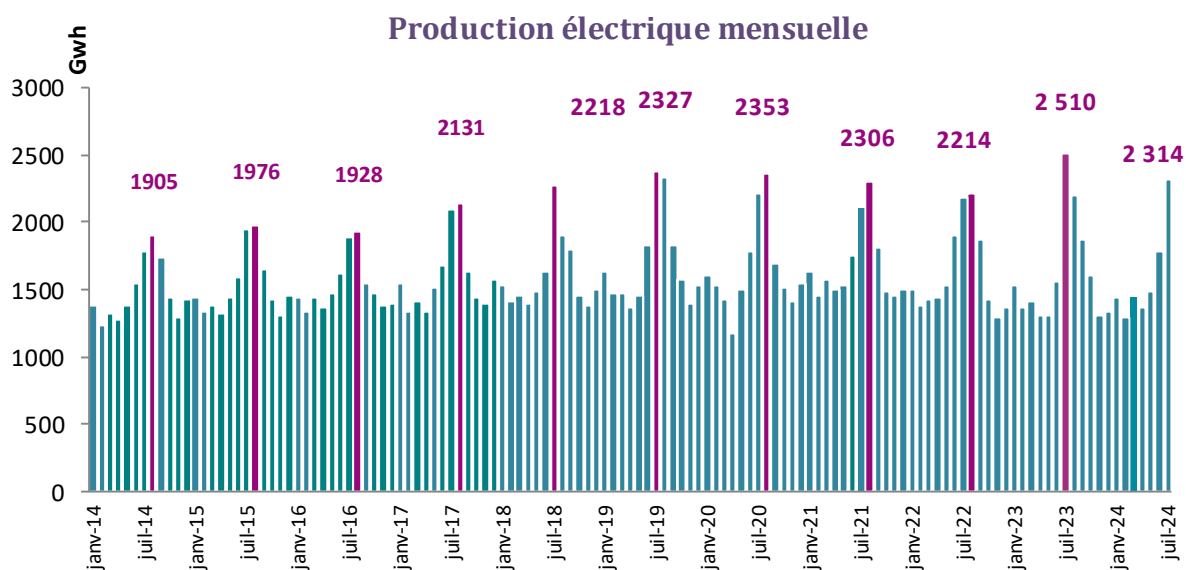
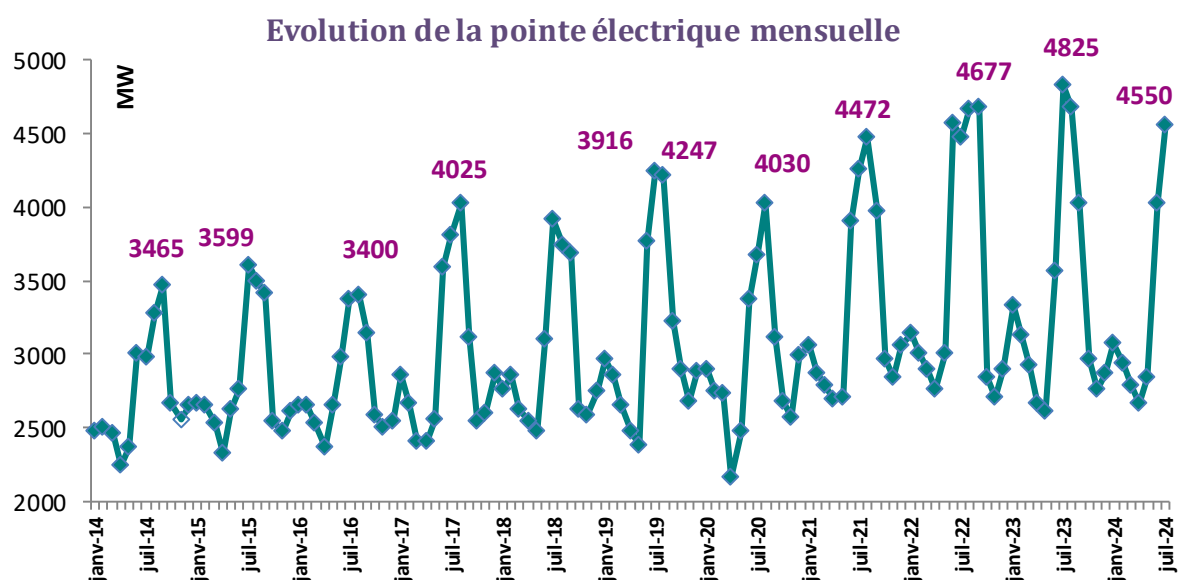


Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée et l'autoproduction PV (BT+MT) à partir de janvier 2024.

Par ailleurs, **260 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 enregistré une baisse de **6%** pour se situer à **4550 MW** à fin juillet **2024** contre **4825 MW** à fin juillet **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.

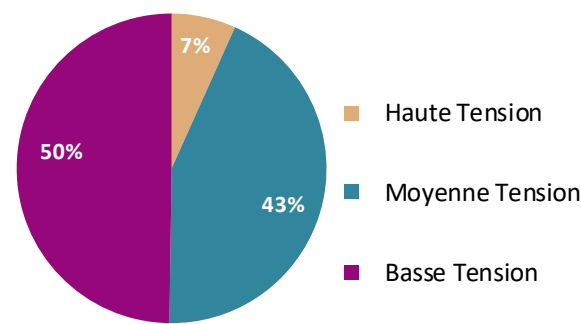


VENTES D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin juillet				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1184	751	712	621	-13%	-1%
Moyenne tension	7121	3471	3984	4010	0,7%	1%
Basse tension	9086	3126	4603	4594	-0,2%	3%
TOTAL VENTES **	17391	7 348	9 299	9 225	-1%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une diminution de **1%** entre fin juillet **2023** et fin juillet **2024**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **13%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une légère hausse de **0.7%**. 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.

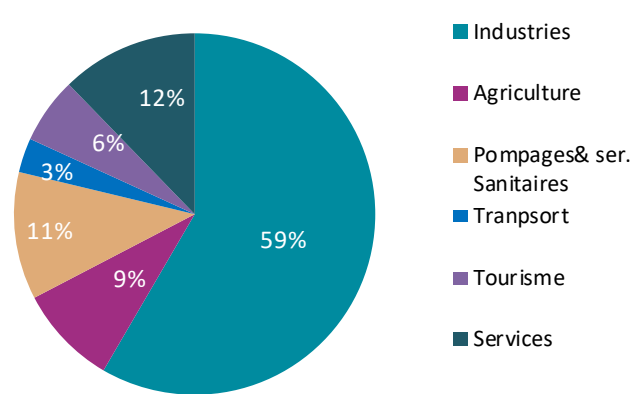
Répartition des ventes d'électricité à fin juillet 2024



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

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-14%**), les industries IMCCV (**-11%**), les industries métallurgiques de base (**-9%**) et l'industrie alimentaire et de Tabac (**-6%**) contre une hausse des ventes des industries chimiques et du pétrole (**+5%**) et les industries extractives (**+6%**).

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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin juillet 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 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). 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	260 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