

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

Avril 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



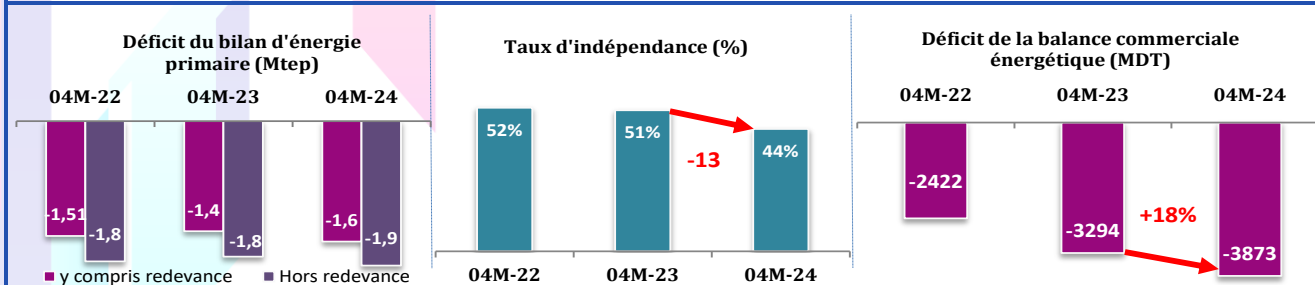
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

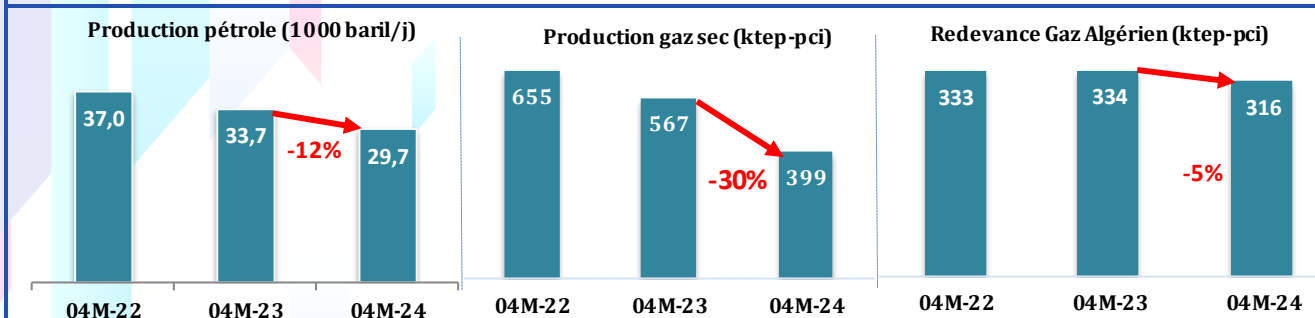
Date de la publication : le 11 juin 2024

Faits marquants des quatre premiers mois de 2024

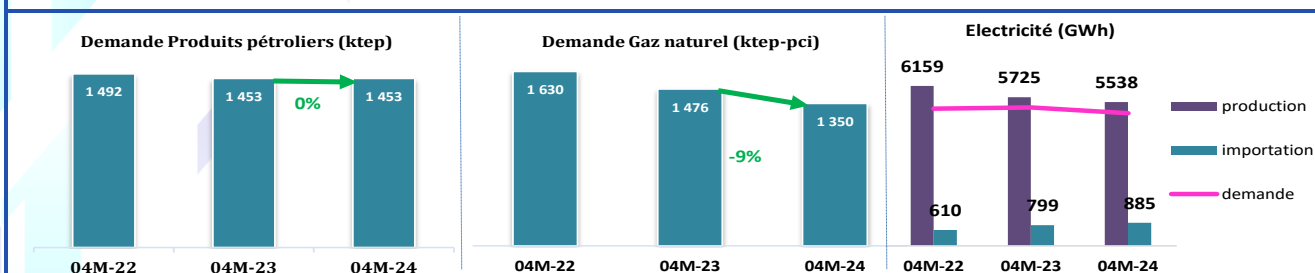
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



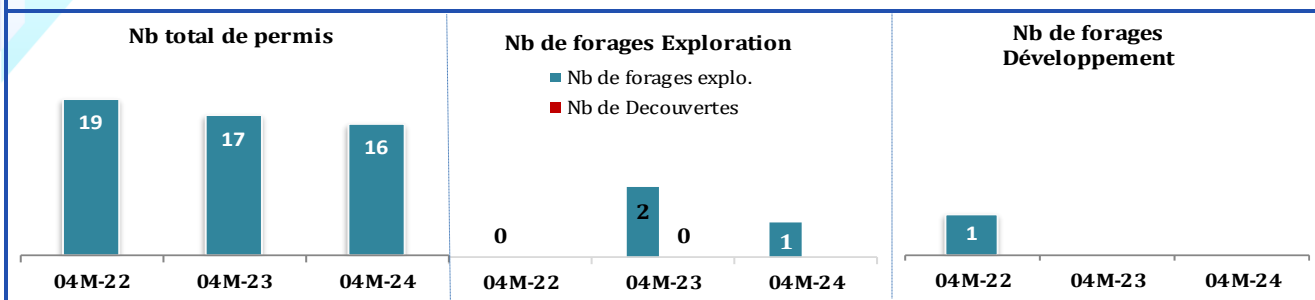
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



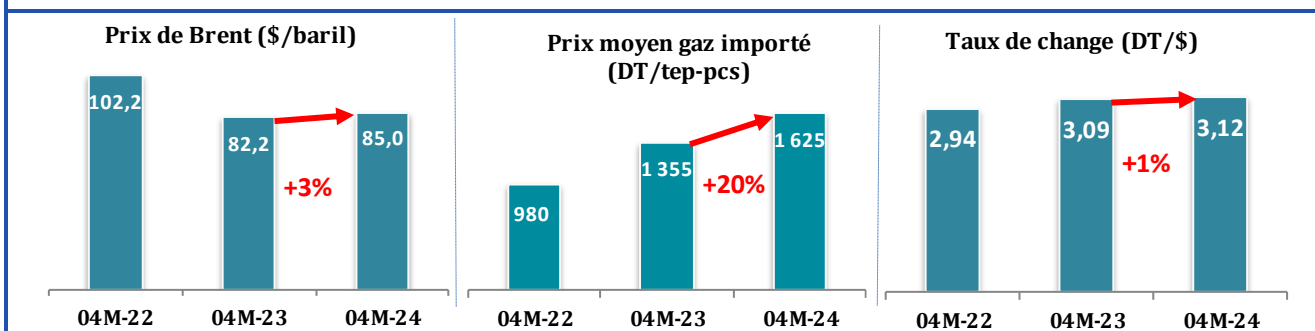
Demande des hydrocarbures et d'électricité



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 avril				TCAM (%)
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	
RESSOURCES	4436	2744	1501	1247	-17%	-5%
Pétrole ^{(1)(*)}	1599	1306	531	464	-13%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	155	48	48	43	-12%	-1%
Gaz naturel	2610	1385	901	715	-21%	-5%
Production	1607	935	567	399	-30%	-6%
Redevance	1003	450	334	316	-5%	-2%
Elec primaire	72	6	20	26	30%	12%
DEMANDE	9148	2591	2948	2828	-4%	1%
Produits pétroliers	4432	1238	1453	1453	0,0%	1%
Gaz naturel	4644	1348	1476	1350	-9%	0,01%
Elec primaire	72	6	20	26	30%	12%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4712	153	-1447	-1581
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5715	-297	-1781	-1897

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 d'avril 2024

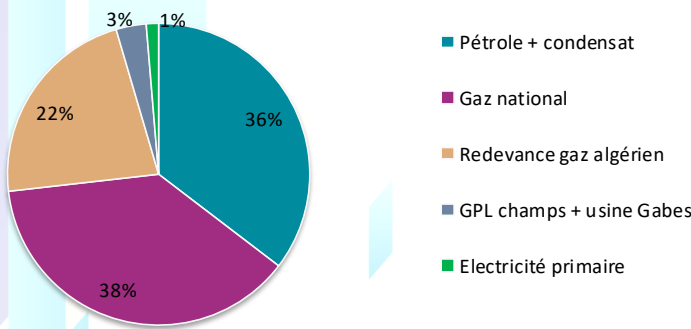
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.2 Mtep** à fin avril **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **17%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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.

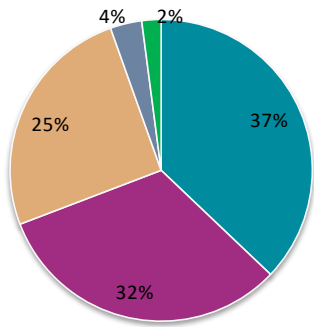
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **2%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **5%** à fin avril **2024** par rapport à fin avril **2023**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin avril 2023



Répartition des ressources en énergie primaire à fin avril 2024

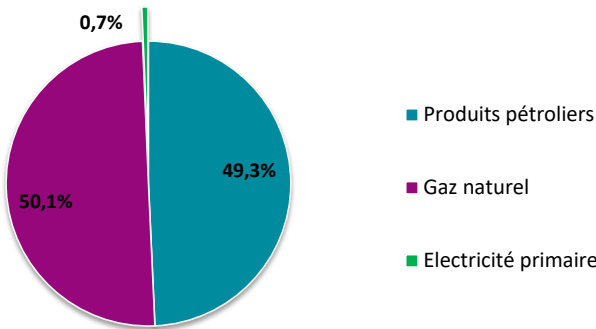


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin avril **2023** et fin avril **2024** de **4%**: la demande du gaz naturel a diminué de **9%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une stabilité.

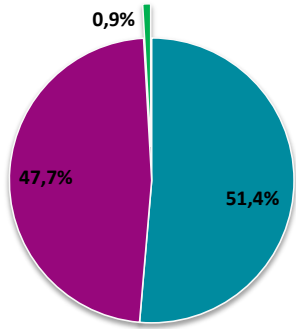
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **9%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers l'importation d'électricité.

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

Répartition de la demande en énergie primaire à fin avril 2023



Répartition de la demande en énergie primaire à fin avril 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin avril **2024**, un **déficit de 1.6 Mtep** enregistrant ainsi une hausse de **9%** par rapport à fin avril **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 avril **2024** contre **51%** à fin avril **2023**.

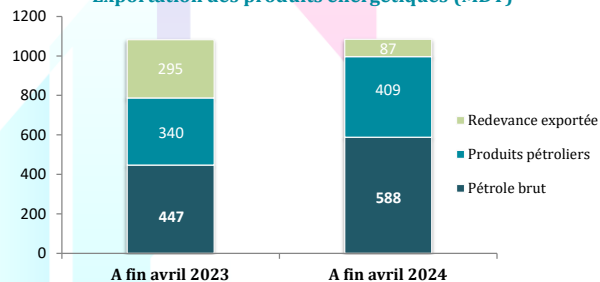
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **33%** à fin avril **2024** contre **40%** durant la même période de **2023**.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin avril			A fin avril			A fin avril		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							1099	1090	-1%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾			-			-	447	588	31%
ETAP	246	130	-47%	253	133	-48%	447	255	-43%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾			-			-	0	333	-
GPI Champs	9,7	3,9	-59%	10,7	4,4	-59%	17,0	6	-65%
ETAP	9,7	3,9	-59%	10,7	4,4	-59%	17,0	6	-65%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	0		-			-	0		-
PRODUITS PETROLIERS	186	206	11%	187	209	12%	340	409	20%
Fuel oil (BTS)	129	108	-16%	127	106	-16%	223	211	-5%
Virgin naphtha	57	98	-	60	103	72%	117	198	69%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				144	47	-67%	295	87	-70%
IMPORTATIONS				2577	2701	5%	4393	4963	13%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	261	315	21%	268	323	21%	550	729	33%
PRODUITS PETROLIERS	1266	1383	9%	1253	1379	10%	2756	3000	9%
GPL	208	207	0%	230	229	0%	488	391	-20%
Gasoil ordinaire	383	398	4%	393	408	4%	989	998	1%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	169	190	12%	173	195	12%	428	490	15%
Jet	76	68	-10%	79	71	-10%	214	197	-8%
Essence Sans Pb	148	248	68%	155	260	68%	411	701	70%
Fuel oil (HTS)	35	41	17%	34	40	17%	44	64	45%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	248	231	-7%	189	176	-7%	181	159	-12%
GAZ NATUREL				1057	999	-5%	1088	1234	13%
Redevance totale ⁽²⁾				334	316	-5%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				723	683	-5%	1088	1234	13%
(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès) (2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retrocédée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle. (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 premiers mois de 2024									

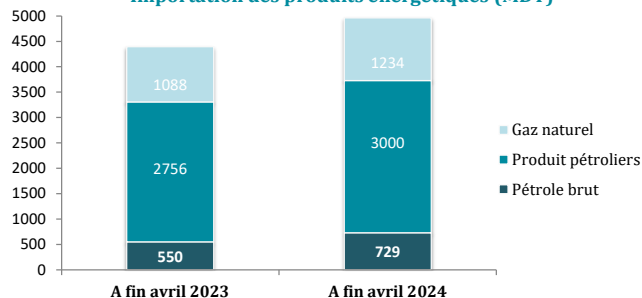
(1) L'élaboration de la balance commerciale énergétique se base sur les données des sociétés importatrices et exportatrices de l'énergie et non pas sur les déclarations douanières.

Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **1%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **13%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **3294 MDT** à fin avril **2023** à **3873 MDT** à fin avril **2024**, soit une augmentation de **18%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).

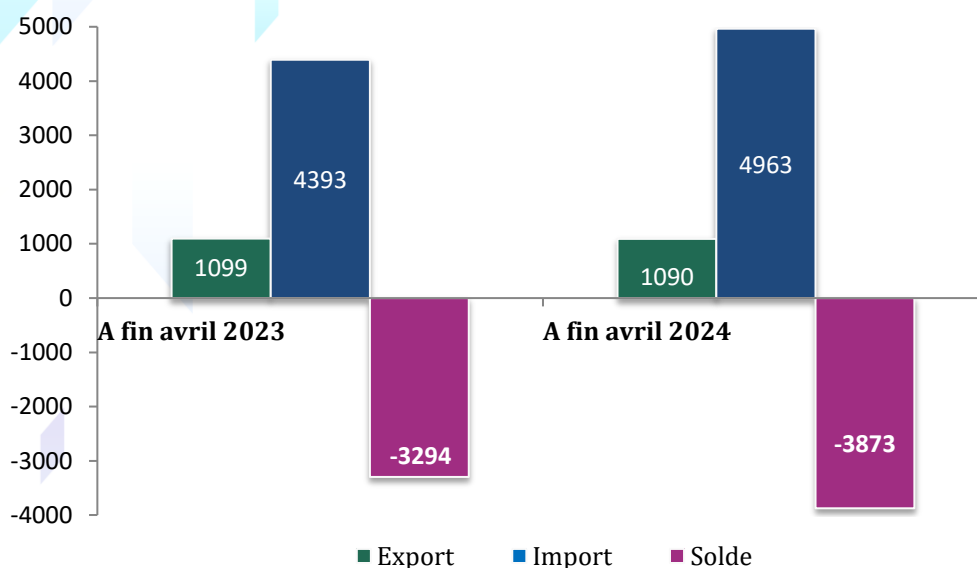
Exportation des produits énergétiques (MDT)



Importation des produits énergétiques (MDT)



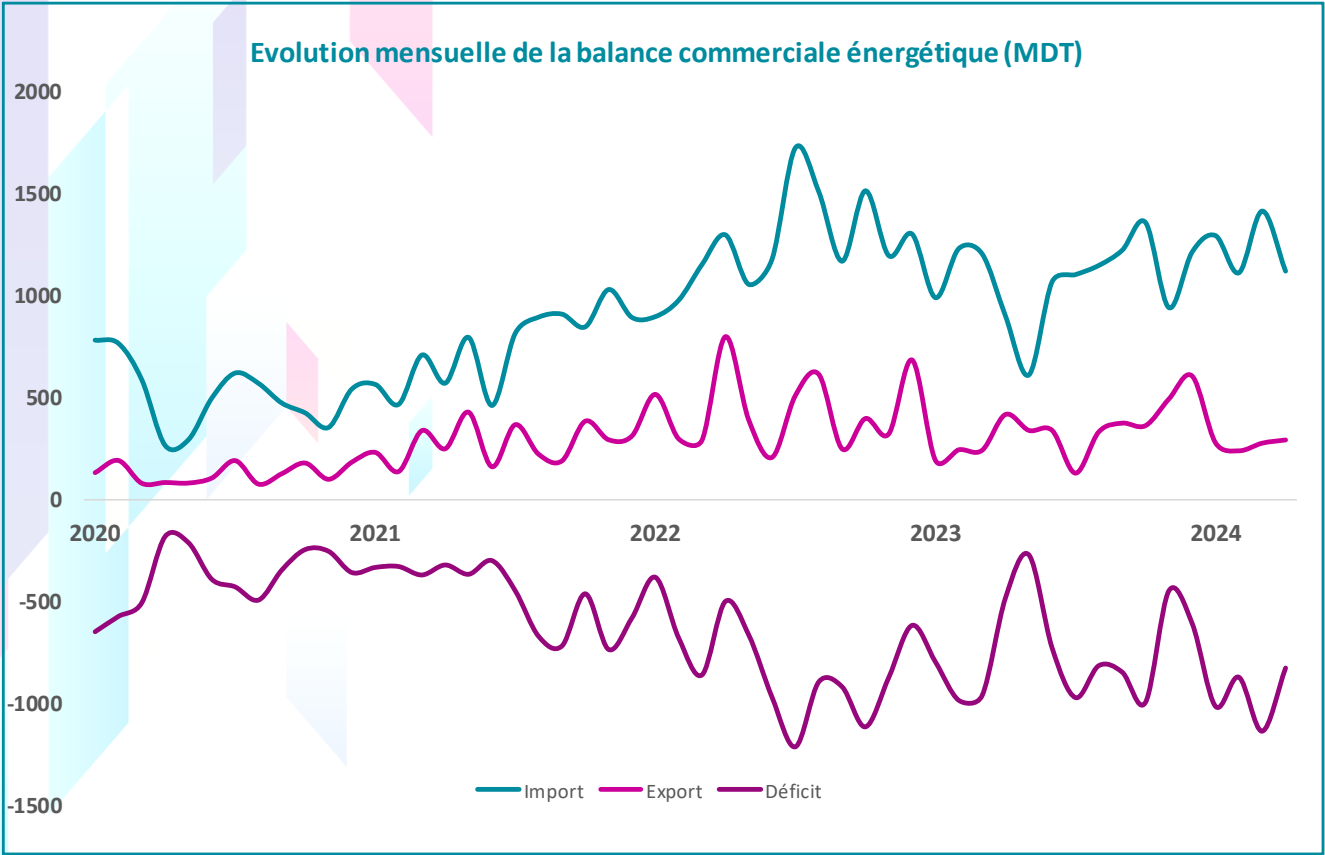
Balance commerciale énergétique (MDT)



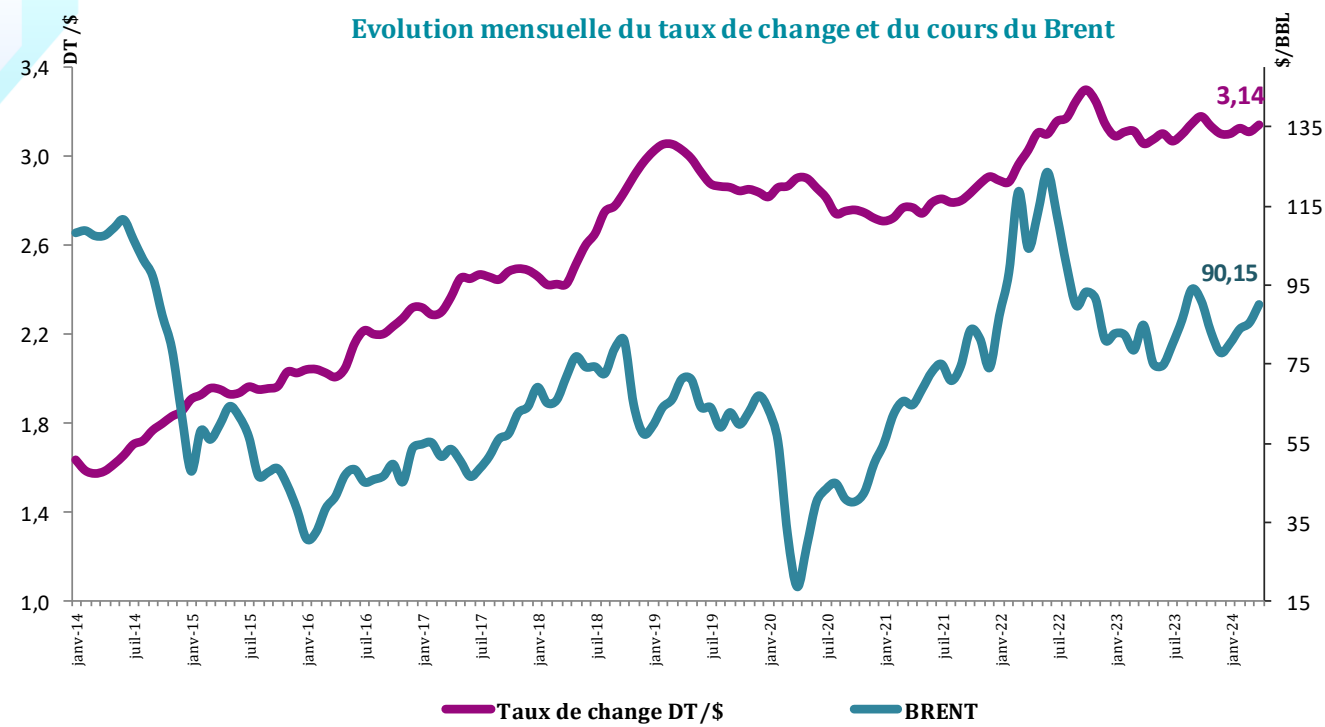
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

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

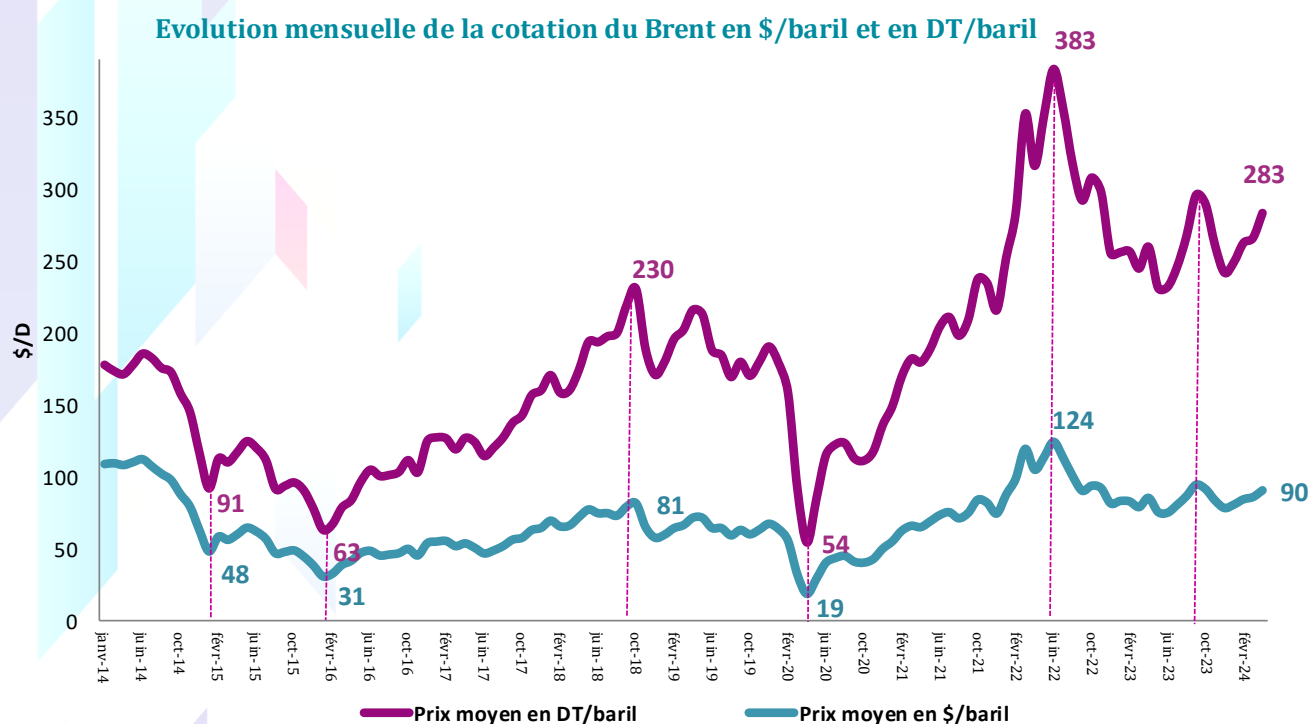
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois d'avril 2024, les cours du Brent ont enregistré une hausse de 5\$/bbl par rapport au mois d'avril 2023 : 90.2 \$/bbl courant avril 2024 contre 84.9 \$/bbl courant avril 2023 et 85.5\$/bbl courant le mois de mars 2024.

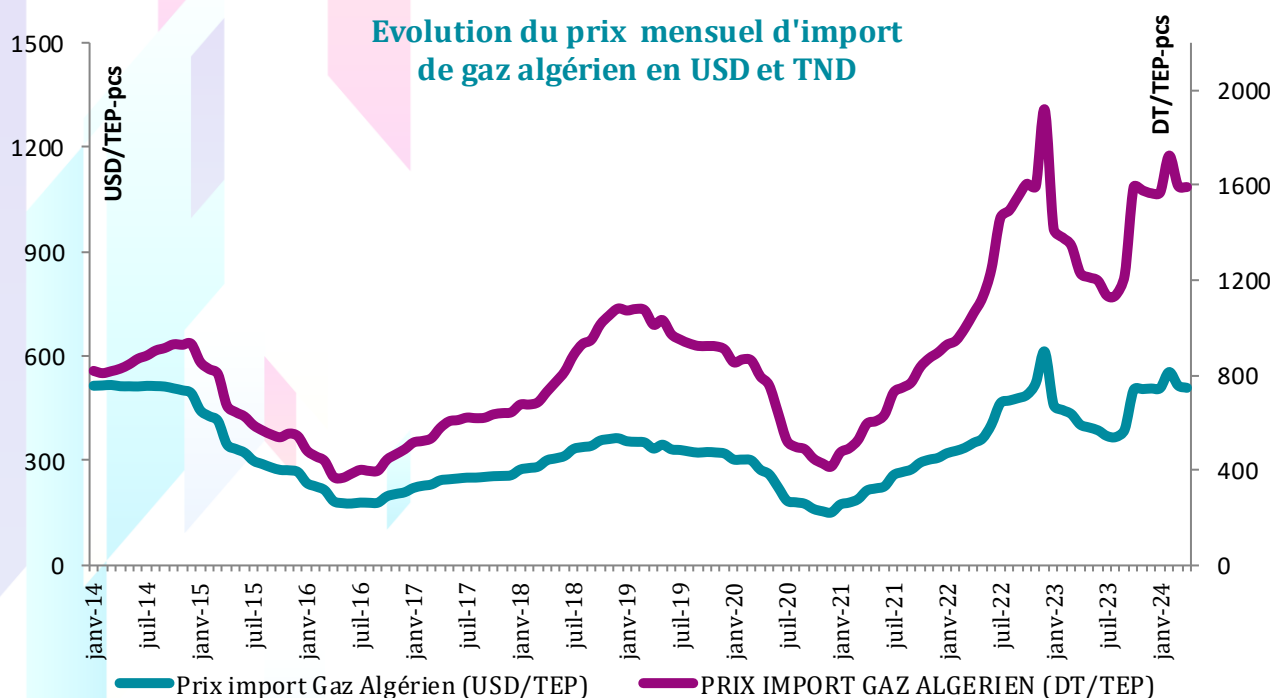


Au cours de la même période, le Dinar tunisien a enregistré une légère dégradation de 1% par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.



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

- (-)** Entre fin avril **2023** et fin avril **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une hausse de **3%** : **82.2 \$/bbl** contre **85 \$/bbl**.
- (-)** une légère hausse de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre fin avril **2023** et fin avril **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 dépreciation.
- (--)** La Hausse du prix moyen du gaz algérien de **20%** en DT et de **19%** en \$ entre fin avril **2023** et fin avril **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**.

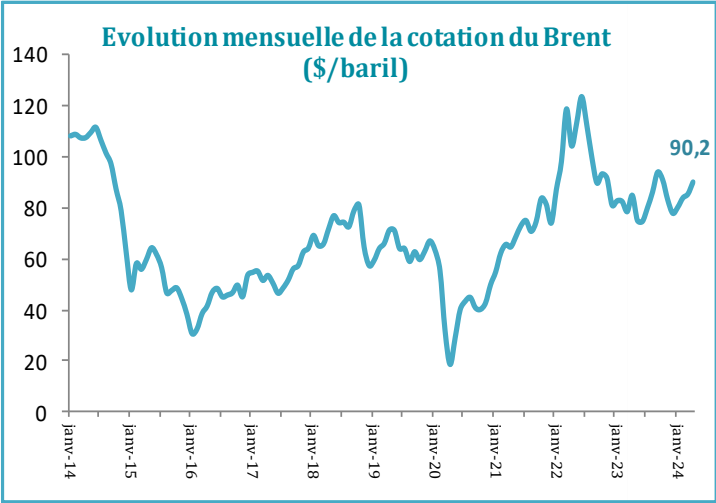
(--) Les importations des produits pétroliers à fin avril **2024** ont augmenté par rapport à fin avril **2023** de **9%** en quantité et en valeur.

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

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de **12%** et de **20%** en valeur (arrêt de l'unité de la Platforming de la STIR durant les quatre premiers mois de **2024**).

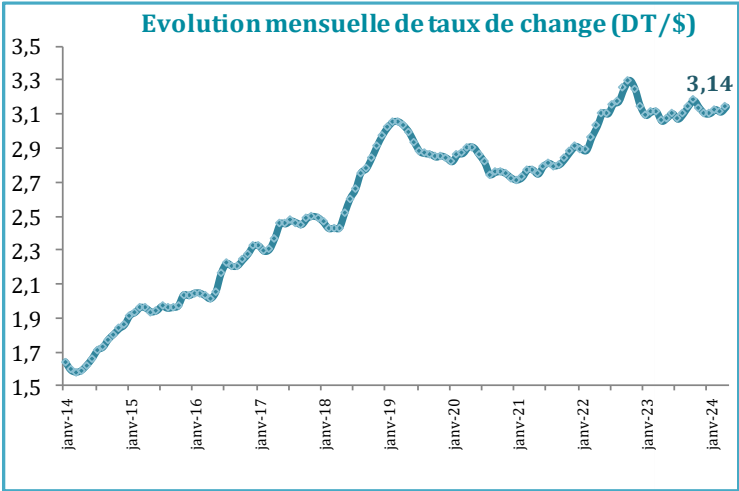
1. Brent

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	75,16		
Juin	74,70		
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

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		
Juin	3,10		
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 avril 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	306	97,6
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

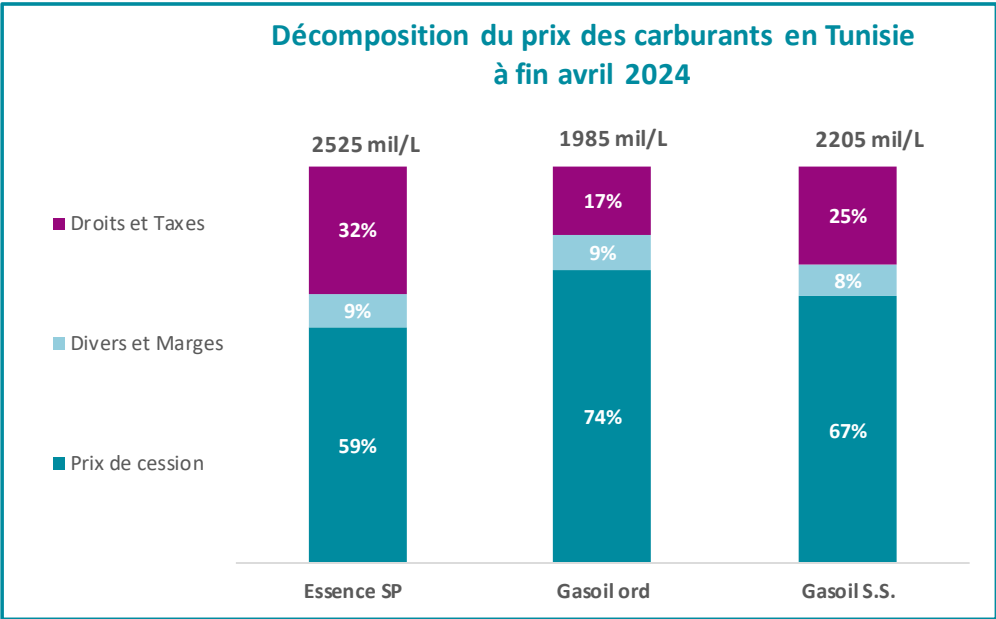
PRODUITS PETROLIERS	A fin avril 2024					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2175	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	2119	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	2180	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1566	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	1884	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	24,50	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 avril 2024
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1321	1625

	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 avril		Var (%)
		2023	2024	
El borma	169	59	55	-6%
Ashtart	183	57	52	-9%
Hasdrubal	75	27	24	-11%
Adam	98	33	34	1%
M.L.D	50	19	14	-25%
El Hajeb/Guebiba	131	39	34	-11%
Cherouq	49	16	16	-6%
Miskar	54	20	16	-19%
Cercina	74	24	23	-7%
Barka	33	9	4	-52%
Franig/Bag/Tarfa	40	14	12	-14%
Ouedzar	40	14	3	-76%
Gherib	81	32	20	-36%
Nawara	89	29	22	-25%
Halk el Manzel	61	21	18	-14%
Autres	321	101	101	-1%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	516	449	-13%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	528	459	-13%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 563	519	453	-13%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 599	531	464	-13%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	142	44	39	-12%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	155	48	43	-12%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 704	563	492	-13%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 754	580	506	-13%

(*) Valeurs estimées pour le mois d'avril 2024 sur la base des réalisations des mois précédents

La production nationale de pétrole brut s'est située à **449 kt** à fin avril **2024** enregistrant ainsi une baisse de **13%** par rapport à fin avril **2023**. Cette baisse a touché plusieurs champs à savoir

Gherib (-36%), Ouedzar (-76%), Nawara (-25%), M.L.D(-25%), Ashtart (-9%), Baraka (-52%) et El Hajeb/Guebiba (-11%).

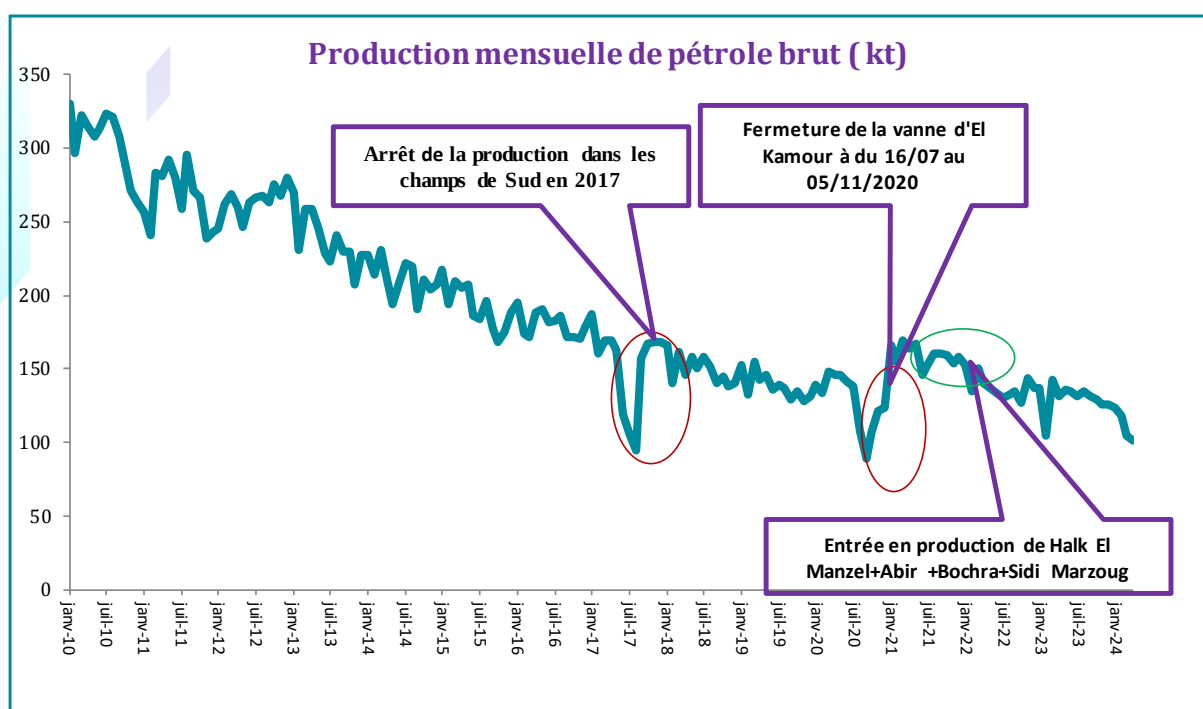
D'autres champs ont enregistré, par contre, une augmentation de production à savoir Sidi marzoug (+14%), Bir Ben Tartar (+70%), Sidi Litayem (+26%) et Adam (+1%).

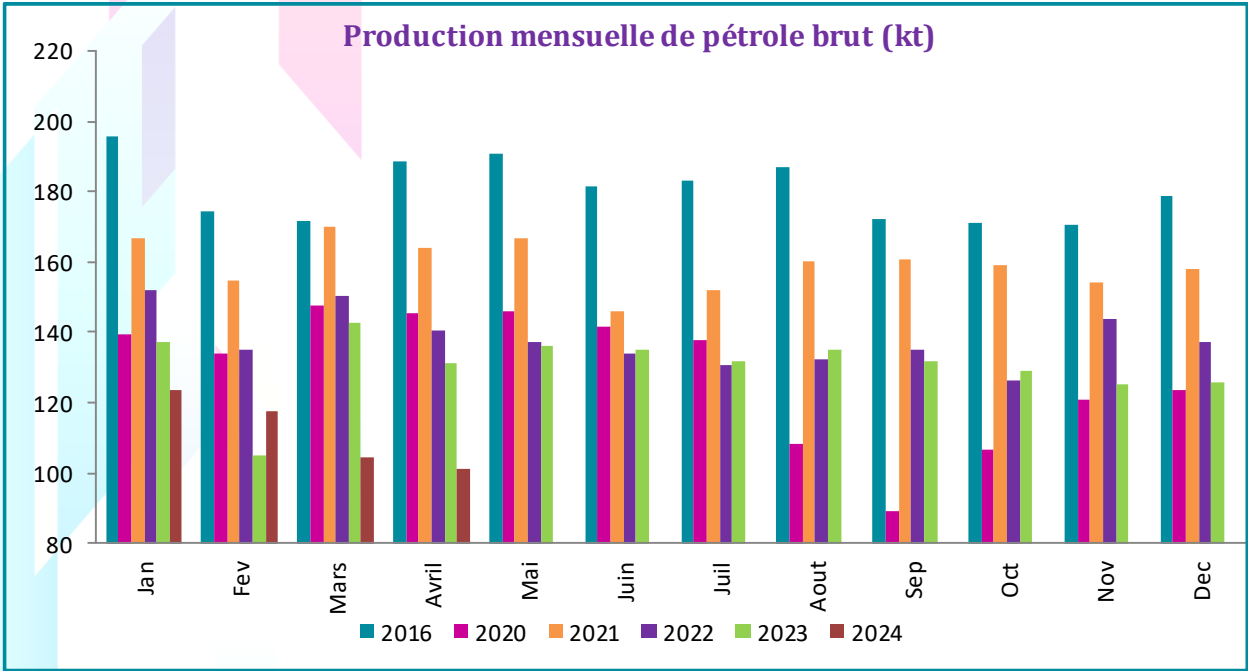
Il convient de noter :

- **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.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de 33.7 mille barils/j à fin avril 2023 à 29.7 mille barils/j à fin avril 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 avril				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité: ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 610	1 385	901	715	-21%	-5%
Production nationale	1 607	935	567	399	-30%	-6%
Miskar	393	482	145	115	-20%	-10%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	159	105	58	51	-12%	-5%
Gaz Chergui	114	76	39	34	-11%	-6%
Hasdrubal	180	164	64	57	-11%	-7%
Maamoura et Baraka	54	4	15	1	-96%	-12%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	189	103	68	46	-32%	-6%
Nawara ⁽⁴⁾	518	0	178	94	-47%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1 003	450	334	316	-5%	-2%
Achats	2 395	175	723	683	-5%	10%
Unité: ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 900	1 539	1 002	795	-21%	-5%
Production nationale	1785	1039	630	444	-30%	-6%
Miskar	437	536	161	128	-20%	-10%
Gaz Com Sud (1) (3)	177	117	64	57	-12%	-5%
Gaz Chergui	126	85	43	38	-11%	-6%
Hasdrubal	200	182	72	64	-11%	-7%
Maamoura et Baraka	60	4	17	1	-96%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	210	115	76	51	-32%	-6%
Nawara(4)	576	0	198	105	-47%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1115	500	371	351	-5%	-2%
Achats	2 661	195	803	759	-5%	10%

(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

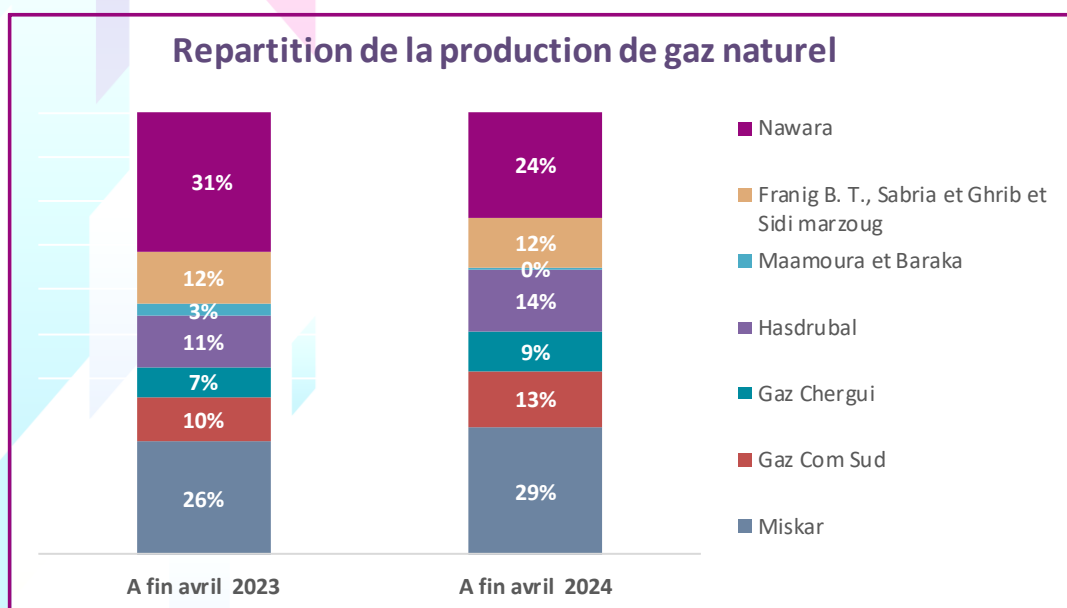
(3) Début de commercialisation du gaz d'Anaguid Est depuis le 23/01/2017 et Durra depuis le 9/01/2017

(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 **715 ktep**, à fin avril **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **21%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **30%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **5%** à fin avril **2024** par rapport à fin avril **2023** en se situant à **316 ktep**.

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



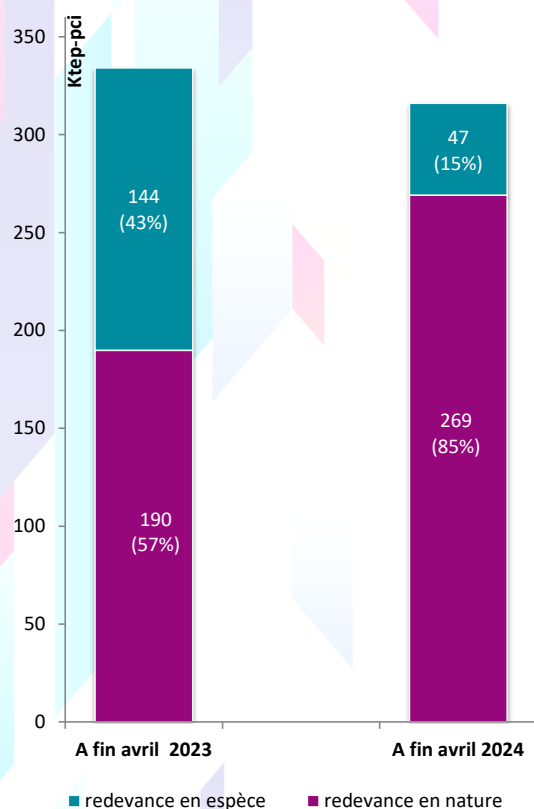
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **47%**, Arrêt planifié du **19 février** au **7 mars 2024** pour des travaux de maintenance.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **20%**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **5%** à fin avril **2024** par rapport à fin avril **2023**.

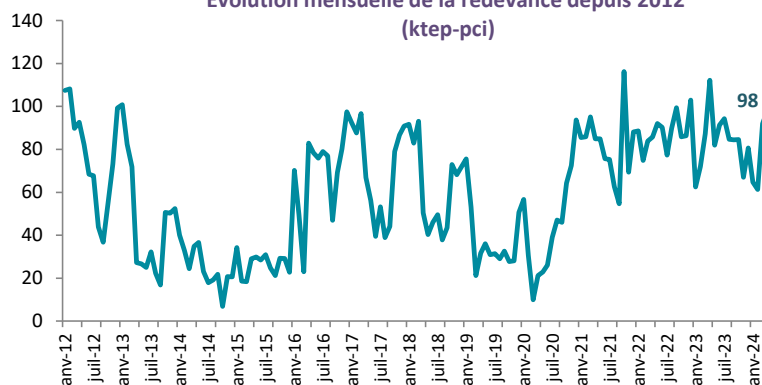
Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**85%**).

Production des hydrocarbures

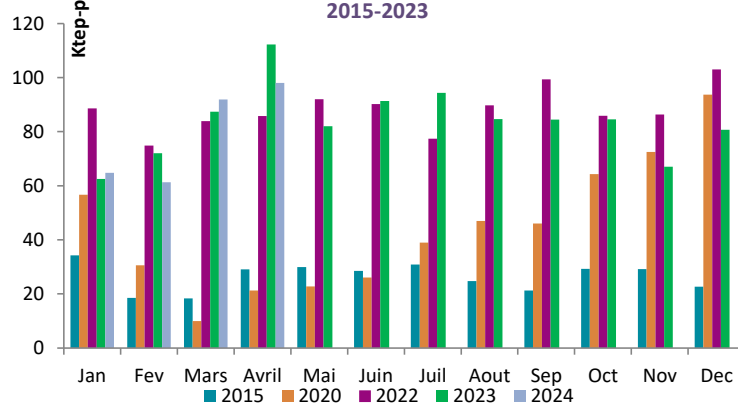
Répartition de la redevance totale



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

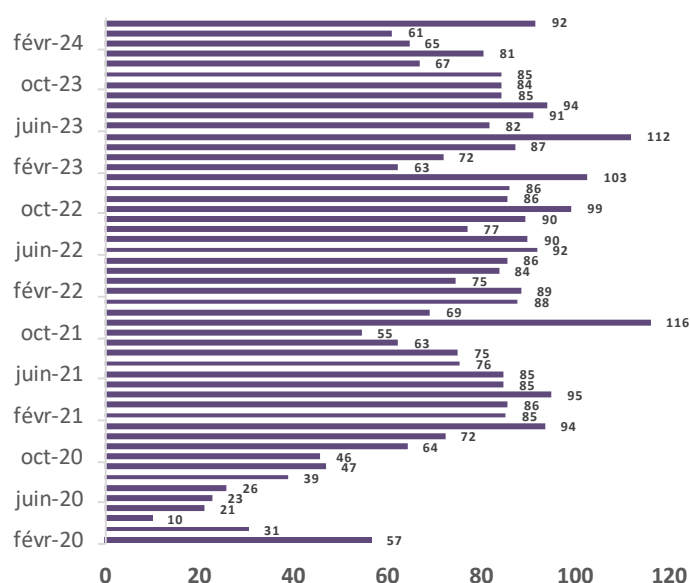


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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

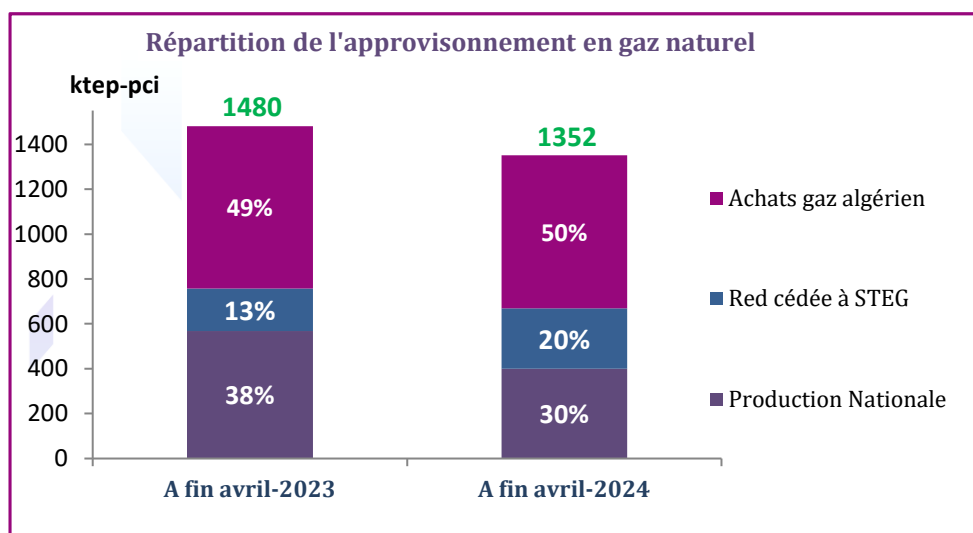


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont diminué de **5%**, entre fin avril **2023** et fin avril **2024**, pour se situer à **683 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **9%** entre fin avril **2023** et fin avril **2024** pour se situer à **1352 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 **38 %** à **30%**.
2. Hausse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **13%** à **20%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **49%** à **50%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin avril			Remarques
	2023	2024	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	13	8	-40%	
Essence Sans Pb	36	0	-100%	
Petrole Lampant	9	4	-60%	
Gasoil ordinaire	168	199	18%	
Fuel oil BTS	133	127	-4%	
Virgin Naphta	68	116	72%	
White Spirit	3	2	-14%	
Total production STIR	429	456	6%	
Taux couverture STIR (1)	30%	32%	7%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	16%	15%	-7%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	109	121	11%	
Jours de fonctionnement du Platforming	100	0	-100%	

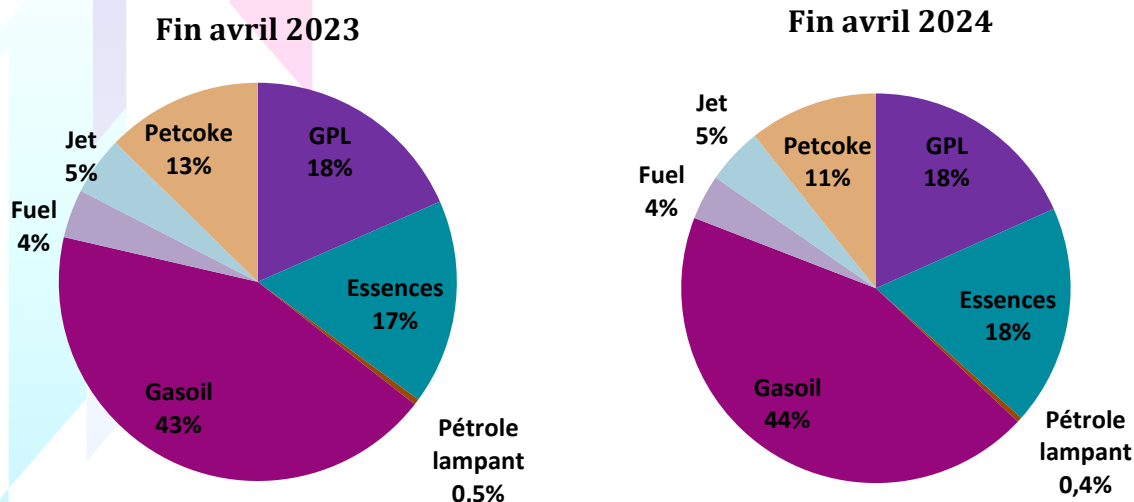
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	A fin avril				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	695	189	266	266	-0,1%	2%
Essences	797	144	241	265	10%	4%
Essence Super	0	0,5	0	0	-	-100%
Essence Sans Pb	787	144	238	262	10%	4%
Essence premium	10	0	2,8	3,2	16%	-
Pétrole lampant	13	21	7,0	6,1	-13%	-9%
Gasoil	1 948	545	623	637	2%	1%
Gasoil ordinaire	1 506	497	493	490	-1%	0%
Gasoil SS	435	48	128	146	14%	8%
Gasoil premium	6	0	1,7	1,8	8%	-
Fuel	185	92	57	54	-5%	-4%
STEG & STIR	25	0	10	11	19%	-
Hors (STEG & STIR)	159	92	48	43	-10%	-5%
Fuel gaz(STIR)	5	0	5	0	-100%	-
Jet	258	59	69	68	-1%	1%
Coke de pétrole	532	93	183	155	-15%	4%
Total	4432	1144	1453	1453	0,0%	2%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4402	1144	1438	1441	0,2%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, s’est maintenue, à fin avril **2024**, au même niveau de l’année précédente pour se situer à **1453** ktep. Ainsi, nous avons noté une hausse de la demande des essences de **10%** et du gasoil de **2%**. Par contre, la demande du jet d’aviation a enregistré une baisse de **1%**, celle du fuel du fuel de **5%**, et celle du coke de pétrole de **15%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n’a pas connu de changement significatif entre fin avril **2023** et fin avril **2024** à l’exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **4%** à **3%**, le gasoil dont sa part est passée de **43%** à **44%** durant la même période et le petcoke dont sa part est passée de **13%** à **11%**.

Structure de la consommation des produits pétroliers



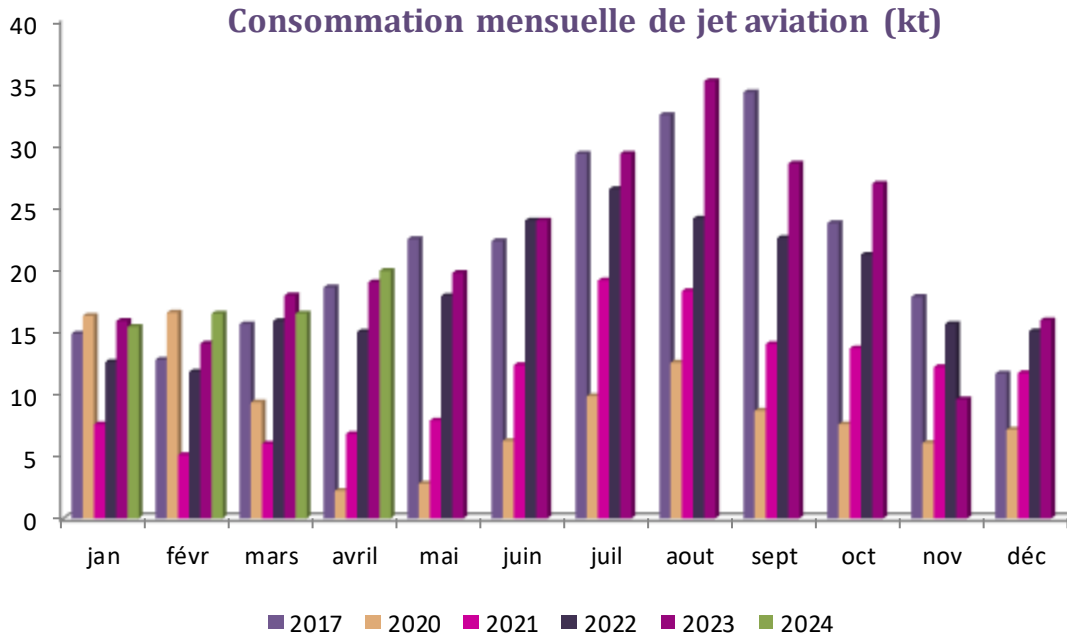
La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin avril **2023** et fin avril **2024**, une augmentation de **4%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin avril **2023** et fin avril **2024** une quasi stabilité.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **15%** entre fin avril **2023** et fin avril **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 baisse de **1%** à fin avril **2024** par rapport à l'année précédente.

Consommation mensuelle de jet aviation (kt)



2. Gaz Naturel

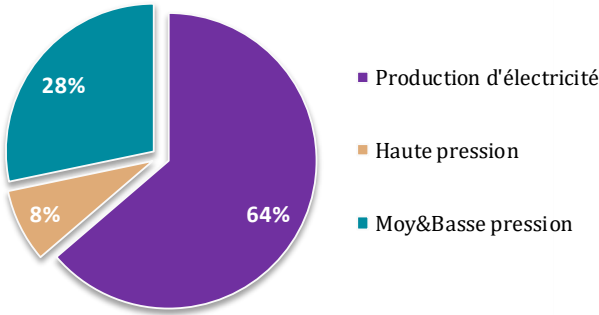
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	A fin avril				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM%) (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 644	1 348	1 476	1 350	-9%	0,01%
Production d'électricité	3 365	923	936	860	-8%	-1%
Hors prod élec	1 279	425	539	490	-9%	1%
Haute pression	344	125	126	108	-14%	-1%
Moy&Basse pression	935	299	413	382	-8%	2%
Unité : ktep-pcs						
DEMANDE	5 160	1 498	1 639	1 500	-9%	0,01%
Production d'électricité	3 739	1 026	1 041	956	-8%	-1%
Hors prod élec	1 421	472	599	544	-9%	1%
Haute pression	382	139	140	120	-14%	-1%
Moy&Basse pression	1 039	333	459	424	-8%	2%
(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						

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **9%** entre fin avril **2023** et fin avril **2024** pour se situer à **1350 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **8%**, celle pour la consommation finale a diminué de **9%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**64%** de la demande totale à fin avril **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 de gaz naturel a connu une diminution de **9%** pour se situer à **490 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **8%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **14%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin avril 2024



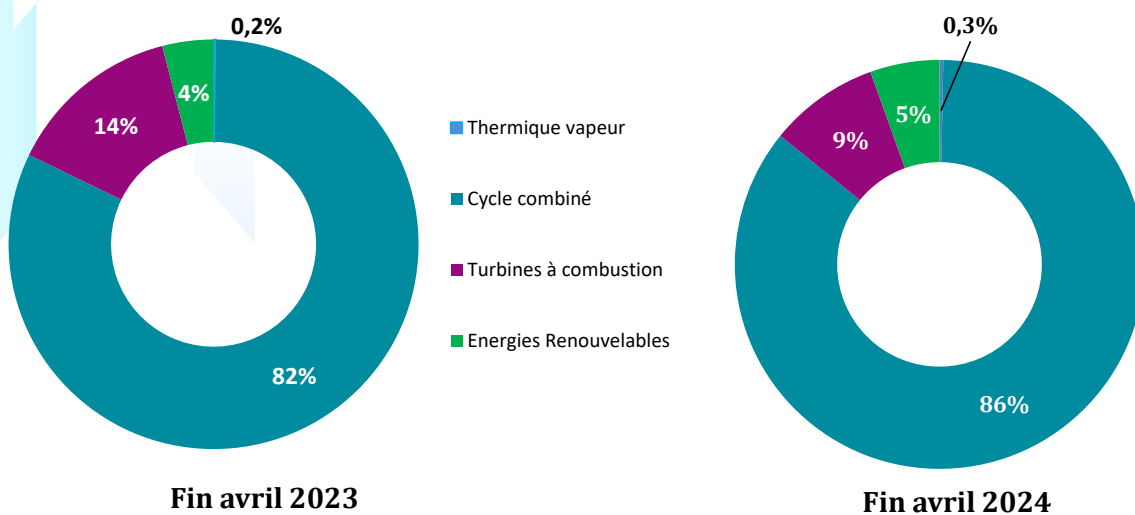
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **4%** entre fin avril **2023** et entre fin avril **2024** pour se situer à **185 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **5%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **8%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique passant de **83%** à **88%** entre fin avril **2023** et fin avril **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Avril		A fin avril	
		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 dévelop.	3	0	0	0	0
Nb de découvertes	1	0	0	0	0

Titres

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

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

Forage d'exploration à fin avril 2024

- Forage d'un (01) nouveau puits d'exploration à fin avril **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. Préparatifs en cours pour le test du puits.

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. Profondeur actuelle : 4207 m.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin avril **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. Forage en cours.



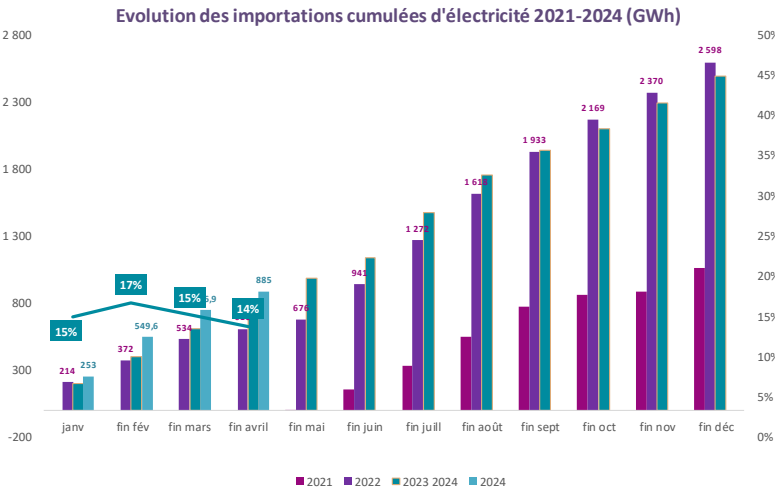
Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2023	A fin avril				
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	3 326	5 547	5310	-4%	3%
FUEL + GASOIL	0,1	2	0,04	0	-100%	-100%
GAZ NATUREL	18707,8	3260	5422	5165	-5%	3%
HYDRAULIQUE	9,2	13	0,6	2,9	427%	-10%
EOLIENNE	338,4	51	113	130	15%	7%
SOLAIRE	36,5	0	11,5	12,3	7%	-
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	1077	0	0	-	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34,5	0	8,9	9,5	7%	-
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	416,0	0	94	144,3	53%	-
ACHAT TIERS	187	27	74	74	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19314	4 430	5 725	5 538	-3%	2%
Echanges	-0,4	20	0	-3,4	-	-
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2496	0	799	885	11%	-
Ventes Gecol (Libye)	0,2	0	0	6	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	21809	4450	6524	6414	-2%	3%
(1) la production des autoproducteurs est comptabilisée (BT+MT).						
(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz, Gecol-ventes Gecol						
(3) Provisoire						

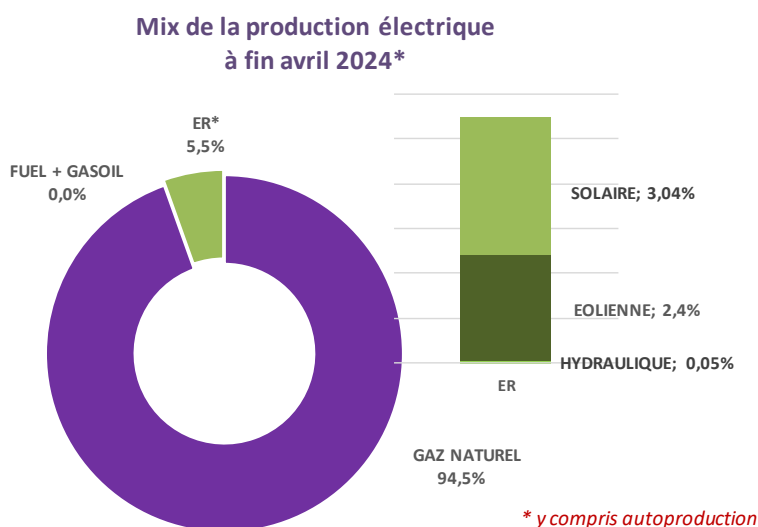
La production totale d’électricité a enregistré, à fin avril 2024, une diminution de 3% pour se situer à **5538 GWh** (y compris autoproduction renouvelable) contre **5725 GWh** à fin avril 2023. La production destinée au marché local a enregistré aussi une légère diminution de 2%. Ainsi les **achats d’électricité de l’Algerie et de la Libye** ont couvert **14%** des besoins du marché local à fin avril 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 avril **2024**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **5%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **5.5%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin avril **2024**.



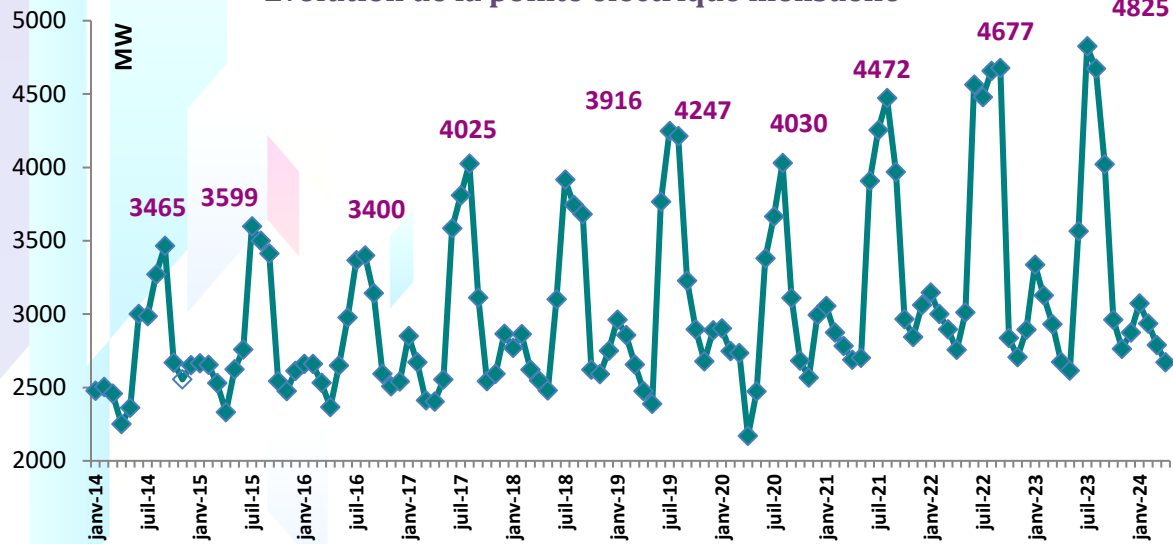
Par ailleurs, **240 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **314** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **112MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

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

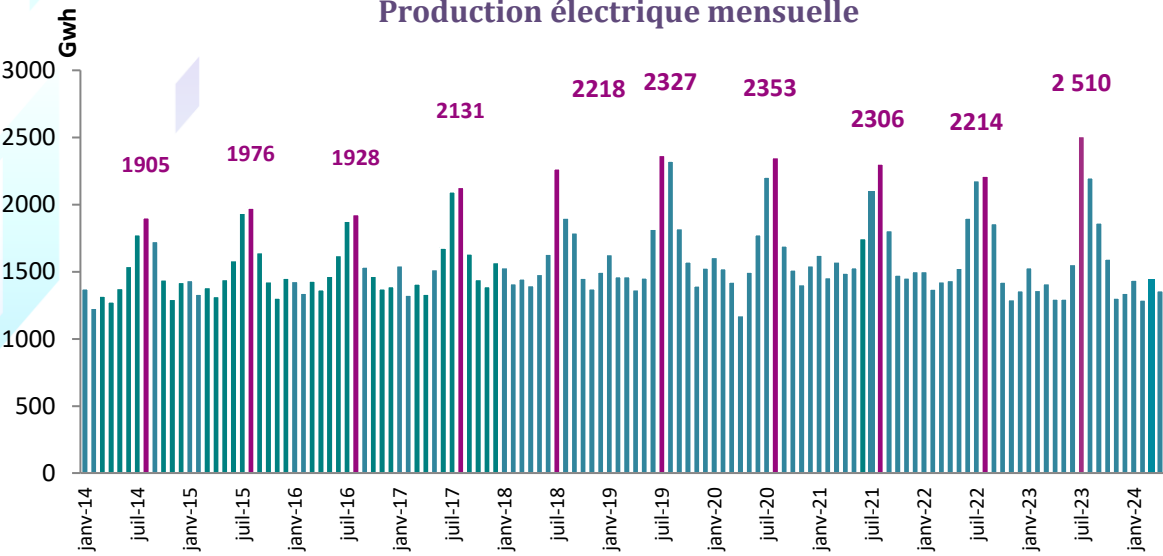
Par ailleurs, la pointe a enregistré une baisse de **8%** pour se situer à **3073 MW** à fin avril **2024** contre **3337 MW** à fin avril **2023**.

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.

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle

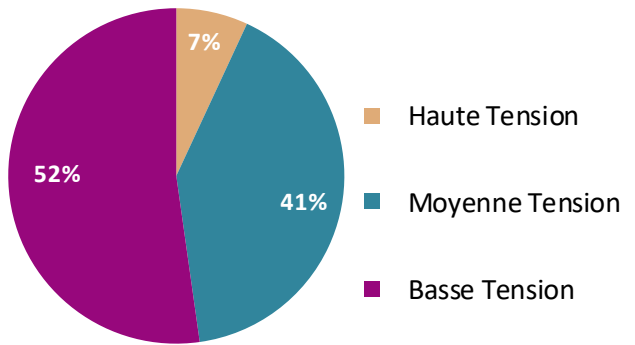


VENTES D'ELECTRICITE					
Unité : GWh					
	Réalisé 2023	A fin avril			
		2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b) TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1184	408	411	353	-14% -1,0%
Moyenne tension	7121	1800	2114	2085	-1% 1%
Basse tension	9086	1794	2803	2665	-5% 3%
TOTAL VENTES **	17391	4 002	5 328	5 103	-4% 2%

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

Les ventes d' électricité ont enregistré une diminution de **4%** entre fin avril **2023** et fin avril **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 baisse de **1%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

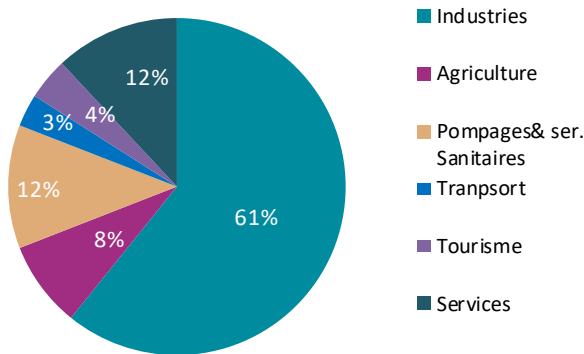
Répartition des ventes d'électricité à fin avril 2024



Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **61%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin avril **2024**.

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement les industries IMCCV (**-14%**), les industries métallurgique de base (**-13%**), l'industrie du papier et de l'édition (**-12%**) et l'industrie alimentaire et de Tabac (**-7%**) contre une hausse des ventes des industries chimique et du pétrole (**+11%**).

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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin avril 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. Début des travaux est prévu pour début mai 2024 Projets de Sidi Bouzid de 50 MW et de Tozeur 50 MW : en phase de bouclage financier prévu avant au cours du 3^{ème} trimestre 2024. Projets de Gafsa (100 MW) et de Tataouine (200 MW) : accords de projet seront signés au cours du mois de 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.
		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
	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 3 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). 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) Projet à Djerba de 1MW : en production (publication en Jort 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	240 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 Tbagà à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.
		Appel d'offres de 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	2 ^{ème} 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