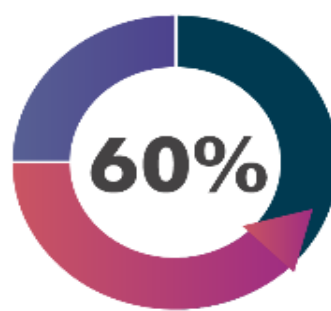
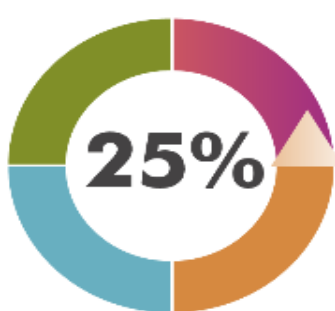


REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Janvier 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



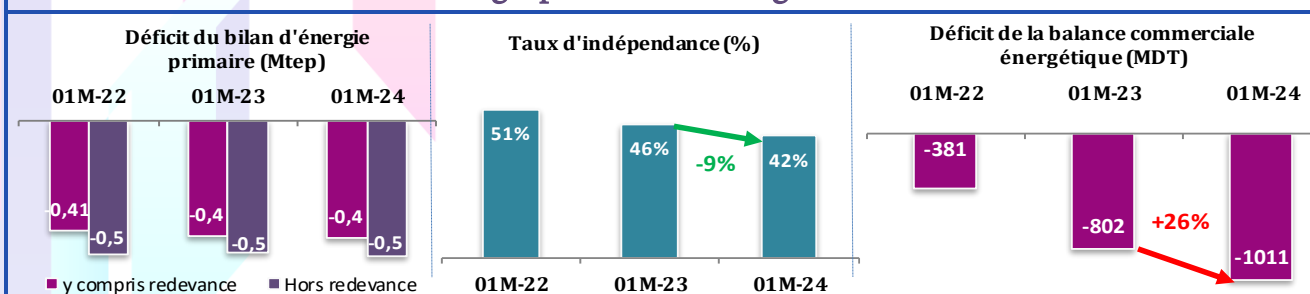
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

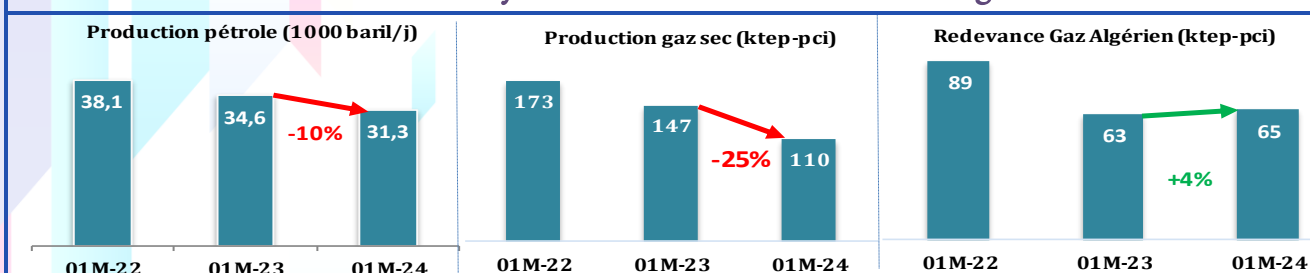
Date de la publication :12 mars 2024

Faits marquants du mois de janvier 2024

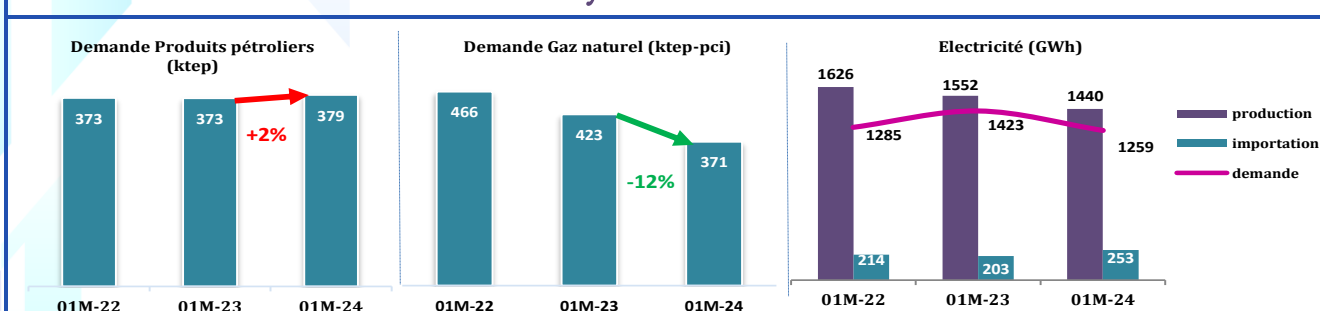
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



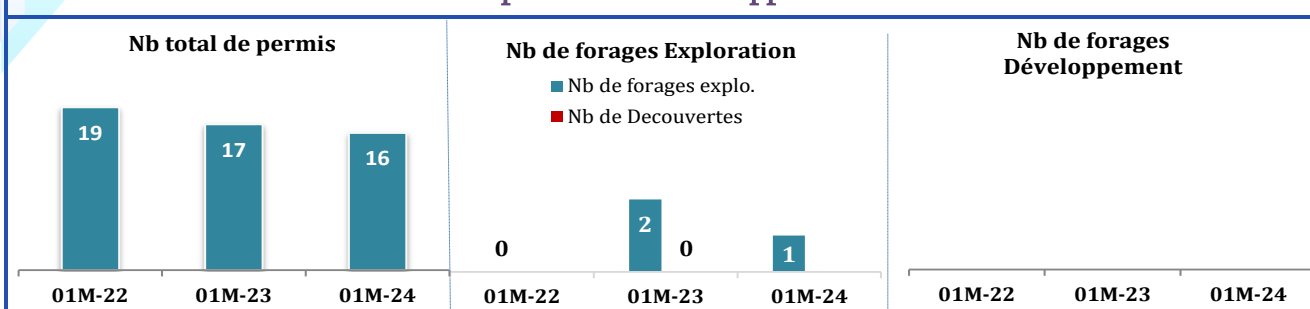
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérie



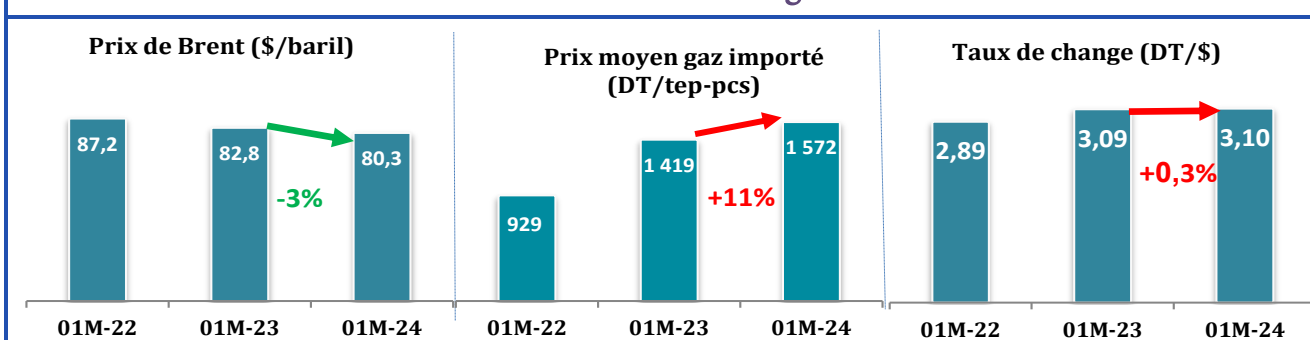
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



Bilan énergétique

BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2023	2010	Janvier 2023	2024	Var (%)	TCAM (%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
RESSOURCES	4455	704	368	317	-14%	-6%
Pétrole ^{(1)(*)}	1599	340	141	128	-10%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	155	10,5	12	8	-32%	-2%
Gaz naturel	2629	352	209	175	-16%	-5%
<i>Production</i>	1626	226	147	110	-25%	-5%
<i>Redevance</i>	1003	126	63	65	4%	-5%
Elec primaire	72	2	5	6	16%	10%
DEMANDE	9203	678	801	756	-6%	1%
Produits pétroliers	4425	307	373	379	2%	2%
Gaz naturel	4706	369	423	371	-12%	0%
Elec primaire	72	2	5	6	16%	10%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4748	26	-433	-439
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5751	-99	-495	-504

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 janvier 2024

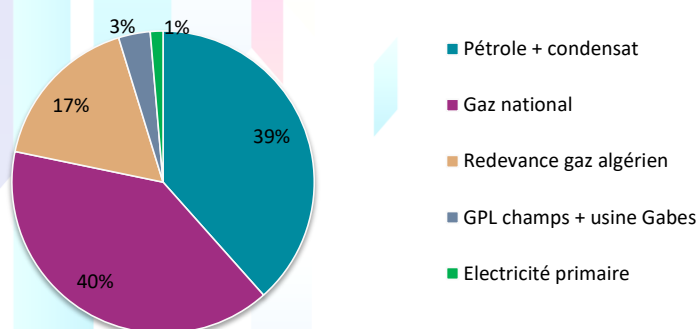
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.31 Mtep** en janvier **2024**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **14%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **75%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

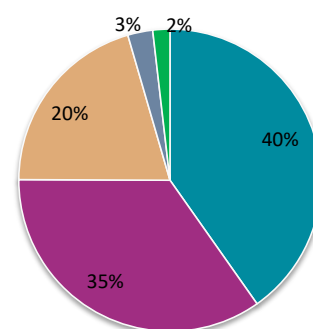
La part de l'électricité renouvelable (production STEG et privée et autoproduction) reste timide et ne représente que **2%** des ressources primaires.

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

Répartition des ressources en énergie primaire
janvier 2023



Répartition des ressources en énergie primaire
janvier 2024

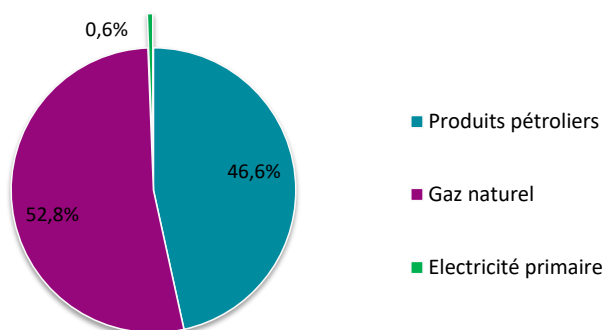


La demande d'énergie primaire a diminué entre janvier **2023** et janvier **2023** de **6%**: la demande du gaz naturel a diminué de **12%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré, par contre, une hausse de **2%**.

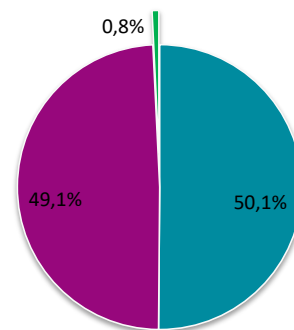
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **12%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

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 **47%** en janvier **2023** à **50%** durant la même période de **2024**. Le gaz naturel, par contre, a diminué de **53 %** en janvier **2023** à **49%** en janvier **2024**.

Répartition de la demande en énergie primaire
janvier 2023



Répartition de la demande en énergie primaire
janvier 2024



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître en janvier **2024**, un **déficit de 0.44 Mtep** enregistrant ainsi une légère hausse de **1%** par rapport à janvier **2023**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **42%** en janvier **2024** contre **46%** en en janvier **2023**.

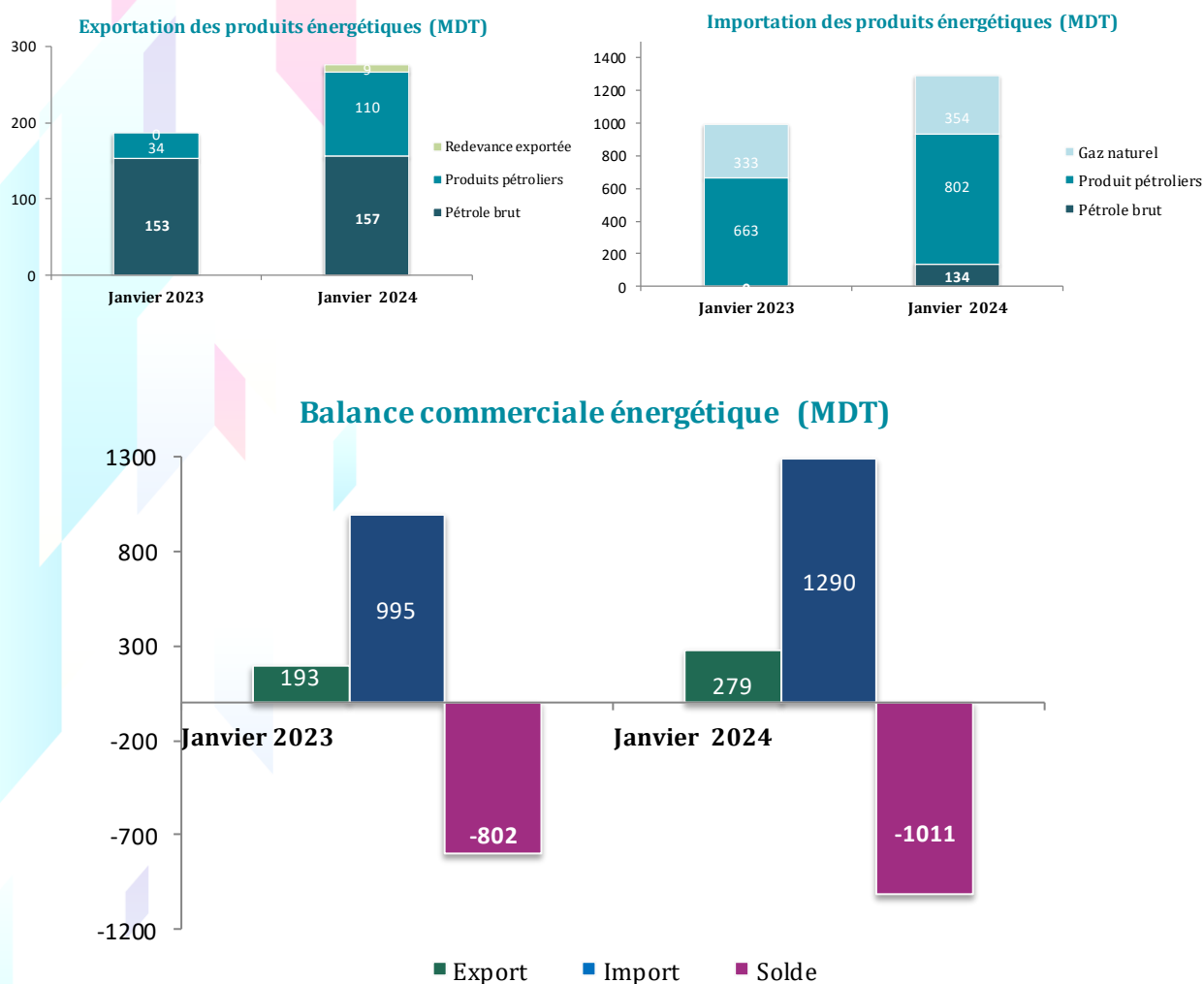
Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **33%** en janvier **2024** contre **38%** durant la même période de **2023**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **1%** durant janvier **2024** par rapport à janvier **2023**, cette hausse est dûe essentiellemnt à la baisse de la production des hydrocarbures.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	Janvier			Janvier			Janvier		
	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)	2023	2024	Var (%)
EXPORTATIONS ⁽⁷⁾							193	279	44%
PETROLE BRUT ⁽¹⁾							153	157	3%
ETAP	80	80	0%	82	82	0%	153	157	3%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾							0	0	-
GPL Champs	3,8	1,6	-57%	4,2	1,8	-57%	6,4	2,9	-55%
ETAP	3,8	1,6	-57%	4,2	1,8	-57%	6,4	2,9	-55%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	0		-				0		-
PRODUITS PETROLIERS	20	60	201%	20	60	208%	34	110	224%
Fuel oil (BTS)	20	41	105%	20	40	105%	34	73	116%
Virgin naphta	0	19	-	0	20	-	0	37	-
REDEVANCE GAZ EXPORTE				0	5	-	0	9	-
IMPORTATIONS				550	721	31%	995	1290	30%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	0	62	-	0	64	-	0	134	-
PRODUITS PETROLIERS	270	392	46%	276	389	41%	663	802	21%
GPL	68	52	-23%	75	58	-23%	157	105	-33%
Gasoil ordinaire	65	137	113%	66	141	113%	182	330	82%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	31	40	29%	32	41	29%	93	97	4%
Jet	11	12	5%	11	12	5%	37	34	-9%
Essence Sans Pb	57	63	12%	59	66	12%	157	163	4%
Fuel oil (HTS)	15	20	34%	15	20	34%	19	31	62%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	23	68	190%	18	52	190%	17	42	141%
GAZ NATUREL				273	268	-2%	333	354	6,6%
Redevance totale ⁽²⁾				63	65	4%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				211	203	-4%	333	354	6,6%
(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 à partir de mois de juin 2021 et de la Libye 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 janvier 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.

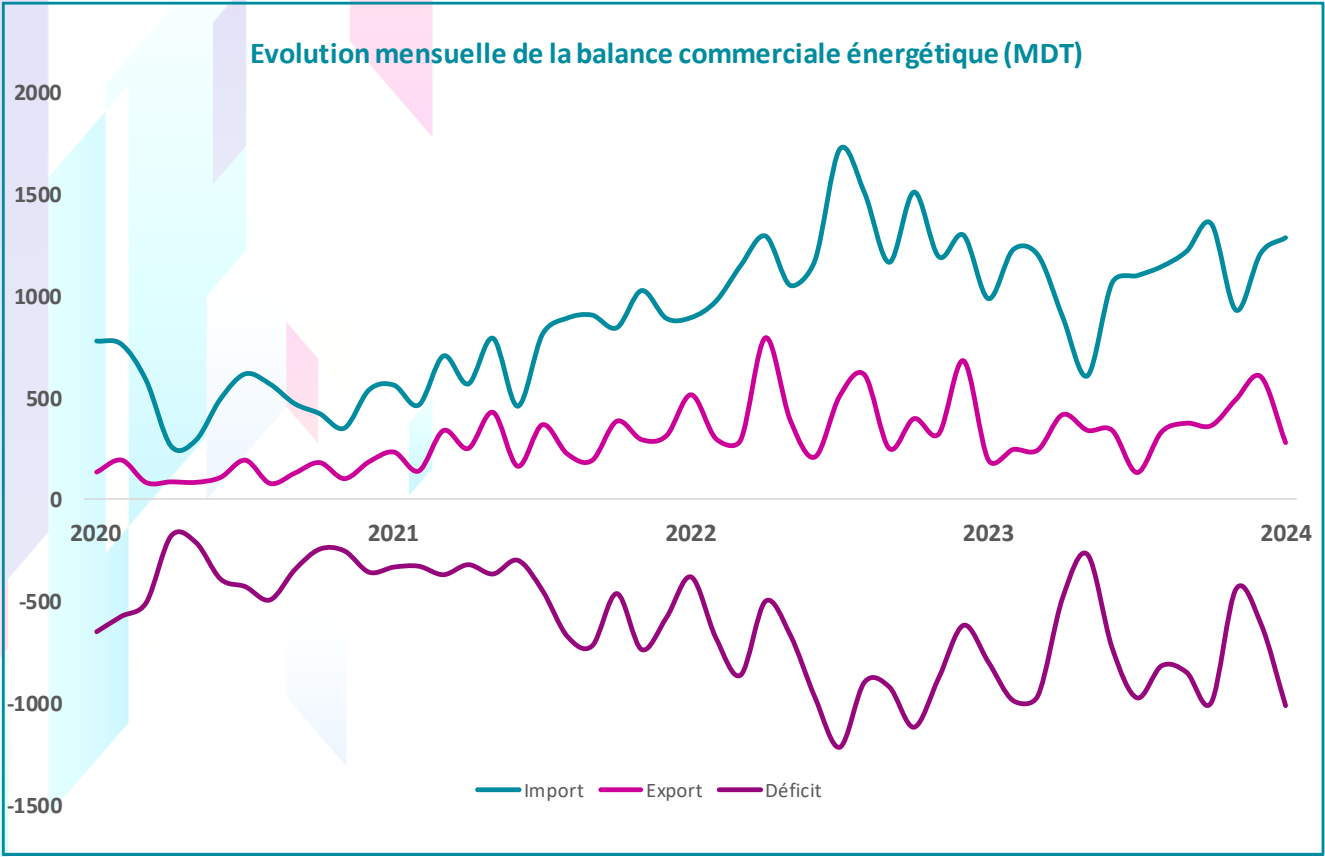
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une hausse en valeur de **44%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **30%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **802 MDT** en janvier **2023** à **1011 MDT** en janvier **2024**, soit une augmentation de **26%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



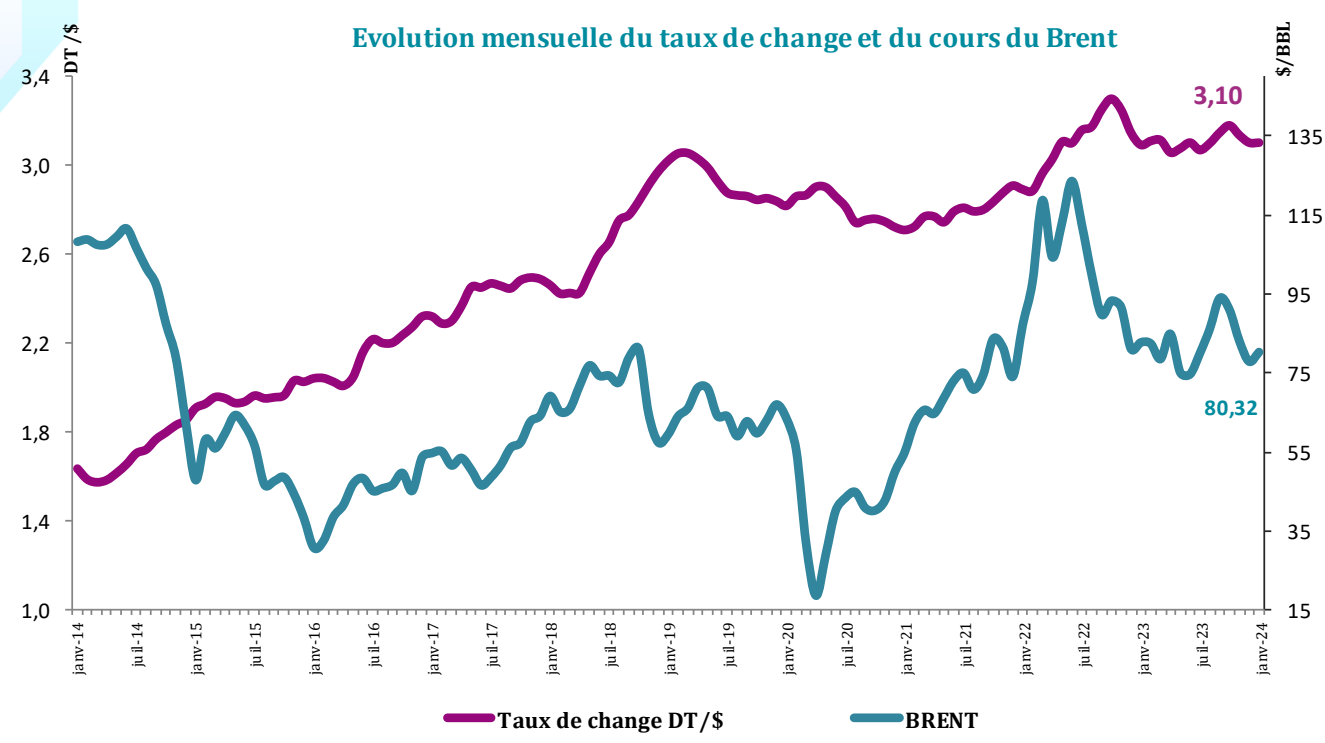
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change** \$/DT et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est maintenu au même niveau et les quantités échangées ont baissé (-) par contre le cours du Brent s'est amélioré (+) en janvier **2024** par rapport à janvier **2023**.

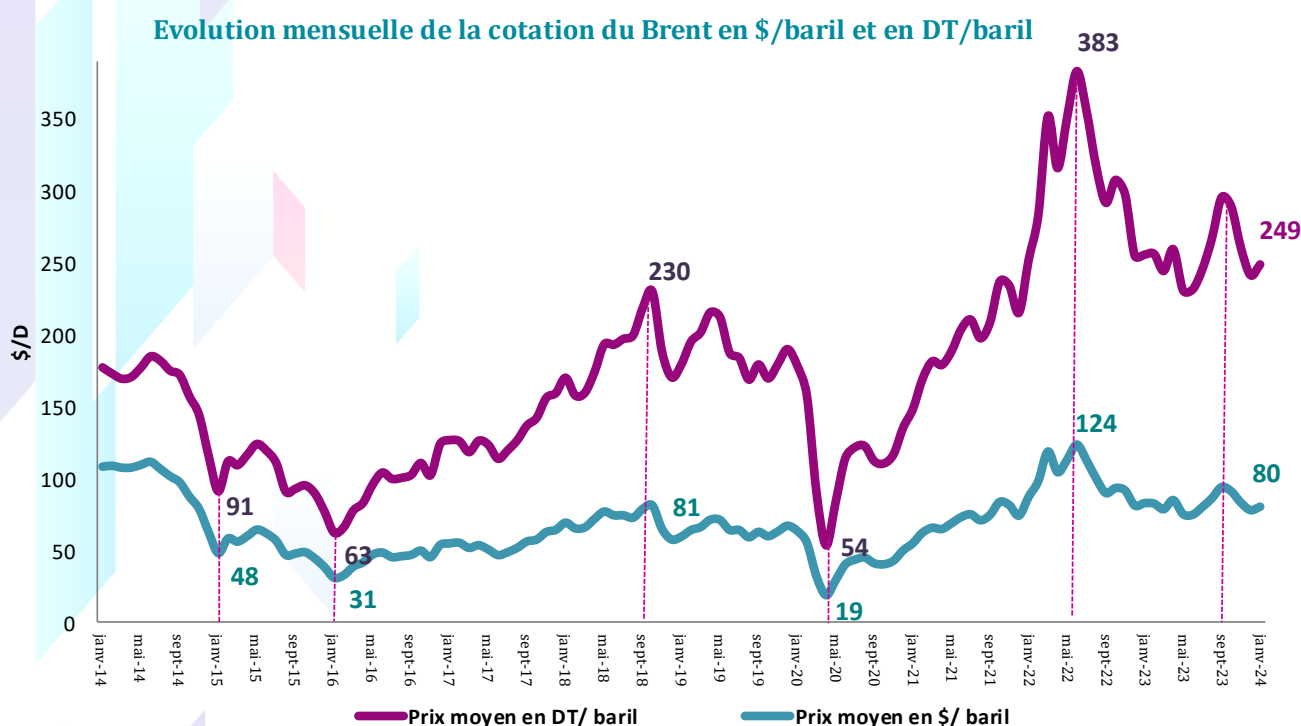
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, au cours du mois de janvier **2024**, les cours du Brent ont enregistré une baisse de **2\$/bbl** par rapport au mois de janvier **2023** : **80.3\$/bbl** en janvier **2024** contre **82.8 \$/bbl** en janvier **2023** et **77.9\$/bbl** courant le mois de décembre **2023**.



Au cours de la même période, le Dinar tunisien s'est maintenu au moyenne au même niveau par rapport au Dollar américain, principale devise d'échange des produits énergétiques en comparaison avec la même période de l'année dernière.

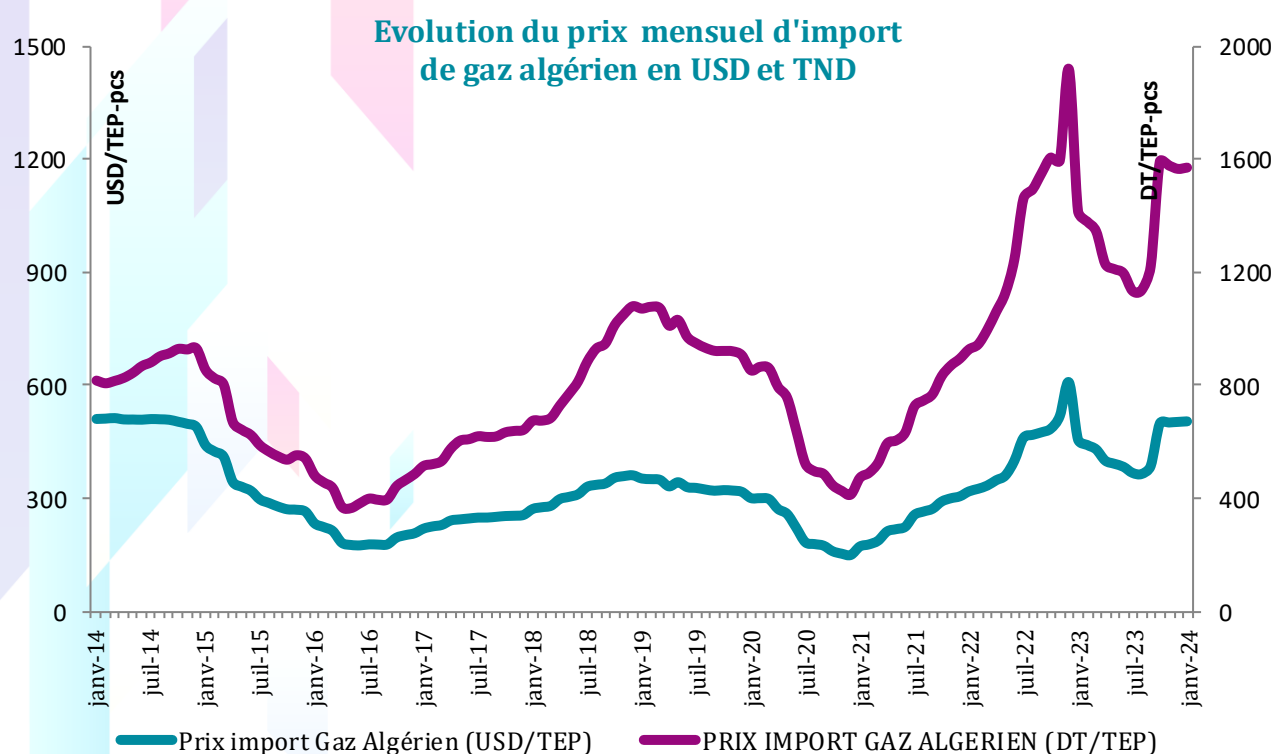


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(+) Entre janvier **2023** et janvier **2024**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **3%** : **82.8\$/bbl** contre **80.3 \$/bbl**.

(+) une quasi stabilité de la valeur du dinar tunisien face au dollar US entre janvier **2023** et janvier **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 **11%** en DT et de **10%** en \$ entre janvier **2023** et janvier **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 de janvier **2021** après avoir touché leur plus bas niveau (en \$) en décembre **2020**, la courbe a repris une trajectoire ascendante à partir de janvier **2021** en conservant jusqu'au mois de septembre une tendance baissière dans l'ensemble. Les prix ont dépassé, en moyenne, ceux de l'année d'avant pour la première fois courant le mois d'octobre **2021**. A signaler qu'une nouvelle baisse a commencé à être observée à partir du mois de janvier **2023** et qui s'est transformée une nouvelle fois en hausse à partir du mois d'octobre **2023**.

(--) Les importations des produits pétroliers en janvier **2024** ont augmenté par rapport à janvier **2023** de **21%** en valeur.

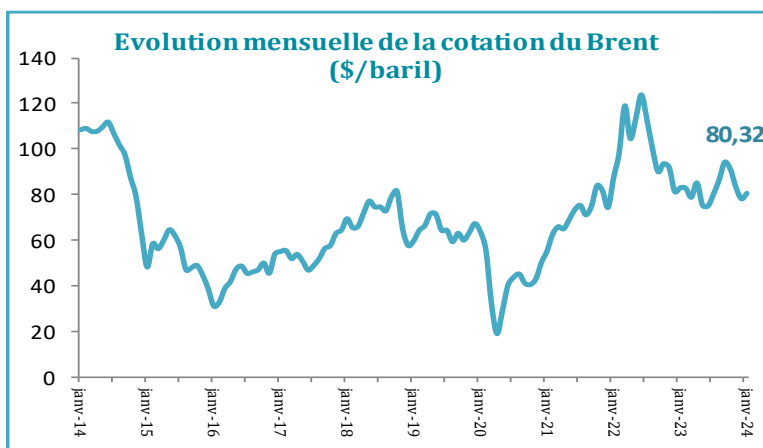
(--) Hausse des importations de pétrole brut en quantité et en valeur durant janvier **2024** par rapport à janvier **2023**.

(++) Hausse des exportations des produits pétroliers en quantité de plus de **200%** et de **224%** en valeur (arrêt de l'unité de la STIR pendant 6 jours durant le mois de janvier **2023**)

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

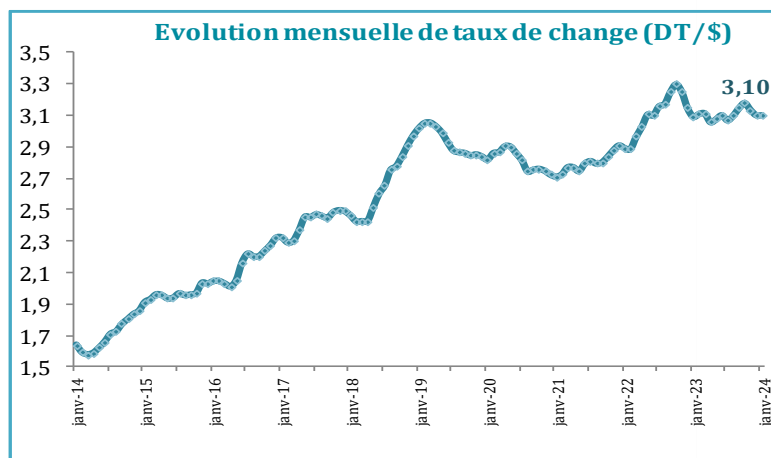
	2023	2024	Variat. 23/22
Janvier	82,8	80,3	-3%
Février	82,5		
Mars	78,6		
Avril	84,9		
Mai	75,16		
Juin	74,70		
Juillet	80,1		
Août	86,2		
Septembre	94,0		
Octobre	91,0		
Novembre	83,2		
Décembre	77,9		
Prix annuel moyen	82,6		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2023	2024	Variat. 23/22
Janvier	3,09	3,10	0,3%
Février	3,11		
Mars	3,11		
Avril	3,06		
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		



Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

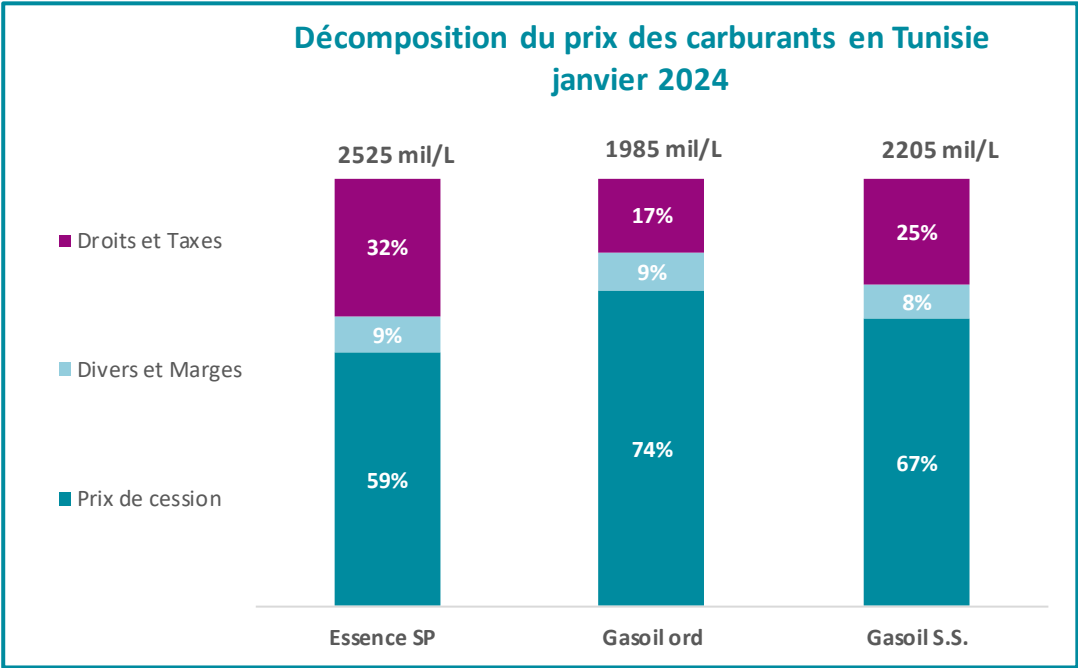
Pétrole Brut (1)	Janvier 2024	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	283	91
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	250	81

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

3. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	Janvier 2024					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	1988	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2027	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2053	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1531	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2004	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	26,05	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.

4. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

Prix d'importation Gaz Algérien

Année 2022	Année 2023	janvier 2024
1335	1321	1572

Prix de vente Global (hors taxe)
Coût de revient moyen
Resultat unitaire ⁽¹⁾

Année 2021	Année 2022 ⁽²⁾
609	643
812,5	1413,2
-203,3	-770,3

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

(2) provisoire

5. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)

Prix de vente Global (hors taxe)
Coût de revient moyen
Résultat unitaire ⁽¹⁾

Année 2021	Année 2022 ⁽²⁾
245	273
308,1	440,9
-63,3	-168,3

(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	Janvier		Var (%)
		2023	2024	
El borma	169	16	14	-10%
Ashtart	183	17	14	-16%
Hasdrubal	75	7	6	-12%
Adam	98	9	9	3%
M.L.D	50	5	4	-27%
El Hajeb/Guebiba	131	9	9	2%
Cherouq	49	4	4	-19%
Miskar	54	5	4	-30%
Cercina	74	6	6	-9%
Barka	33	3	2	-19%
Franig/Bag/Tarfa	40	4	4	-10%
Ouedzar	40	4	4	-9%
Gherib	81	9	5	-41%
Nawara	89	8	7	-8%
Halk el Manzel	61	6	4	-28%
Autres	321	25	28	12%
TOTAL pétrole (kt)	1 547	137	124	-10%
TOTAL pétrole (ktep)	1 583	140	126	-10%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 549	138	125	-10%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 584	141	128	-10%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	101	11	8	-32%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	110	12	8	-32%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 650	150	132	-12%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 695	154	136	-12%

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

La production nationale de pétrole brut s'est située à **124 kt** en janvier **2024** enregistrant ainsi une baisse de **10%** par rapport à janvier **2023**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir Gherib (-**41%**), Ashtart (-**16%**), El borma (-**10%**), Miskar (-**30%**), Halk el Manzel (-**28%**), Hasdrubal (-**12%**) et Fanig/Bag/Tarfa (-**10%**).

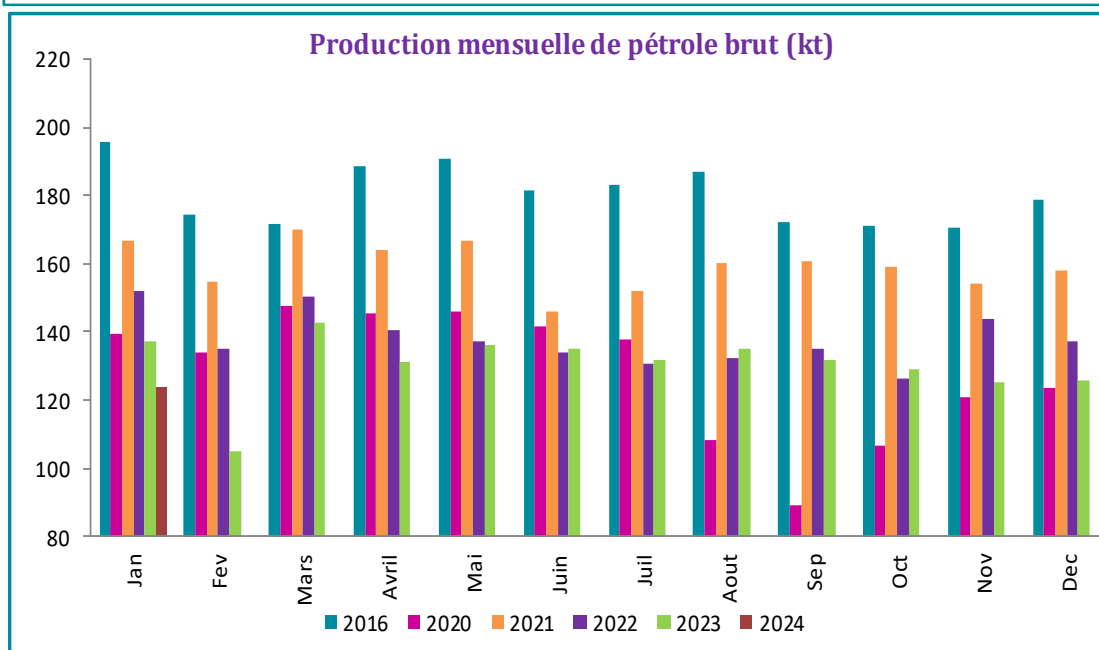
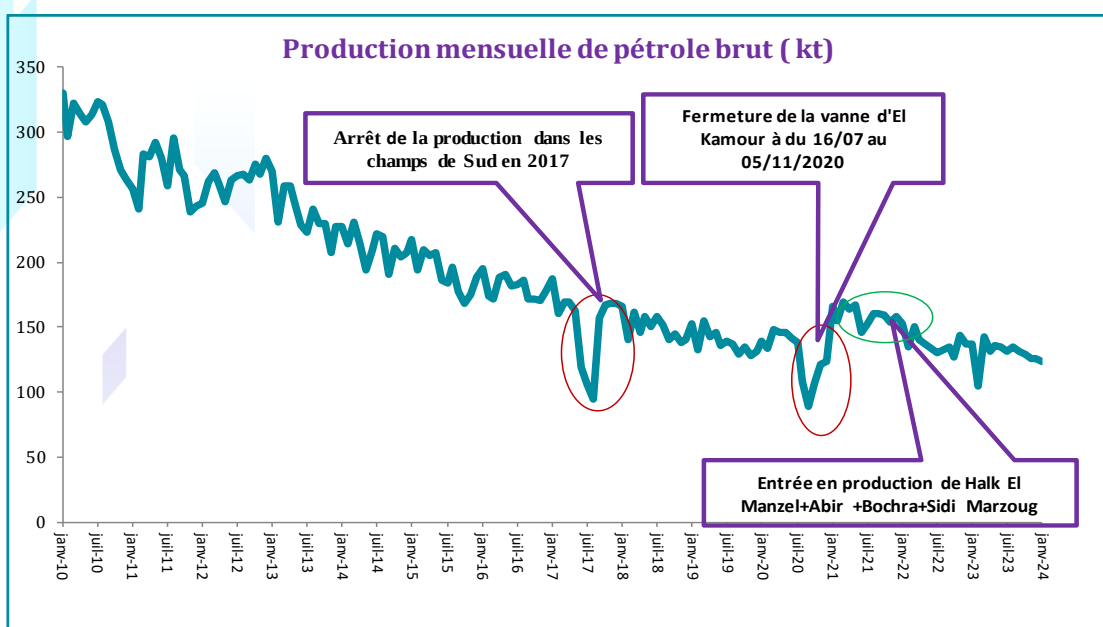
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Adem (+3%) et Hajeb/Guebiba (+2%).

Il convient de noter :

- **Concession Miskar** : L'usine est toujours à l'arrêt pour l'inspection et la réparation. L'usine Hannibal, une seule turbine fonctionne depuis le 02-12- 2021

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **34.6** mille barils/j en janvier **2023** à **31.3** mille barils/j en janvier **2024**.

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



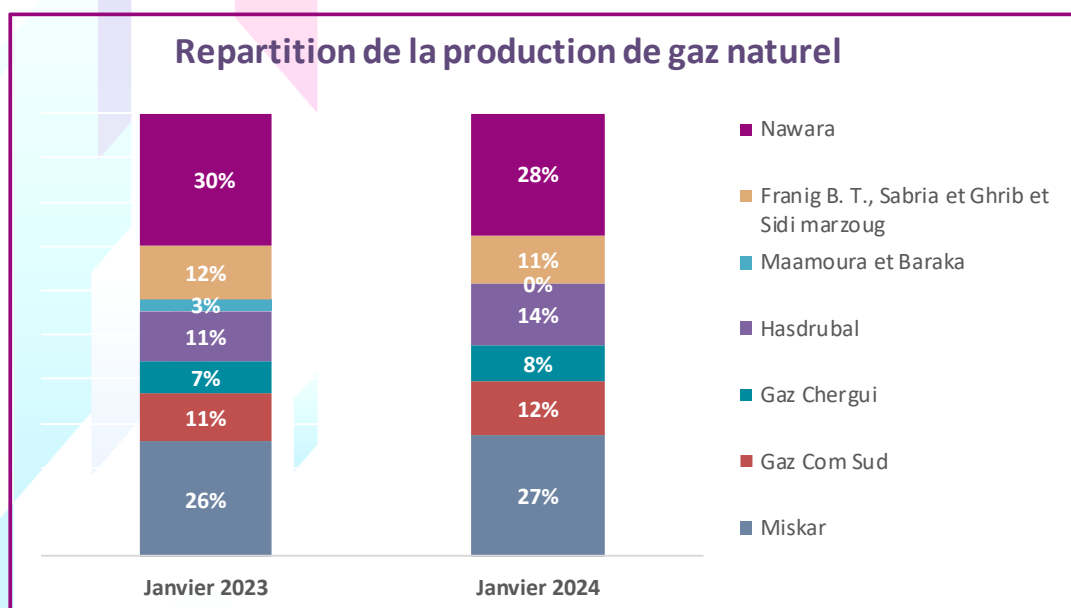
2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2023	2010 (a)	Janvier 2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 629	352	209	175	-16%	-5%
Production nationale	1 626	226	147	110	-25%	-5%
Miskar	393	128	38	30	-20%	-10%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	178	29	16	13	-19%	-5%
Gaz Chergui	114	20	10	9	-10%	-6%
Hasdrubal	180	25	17	15	-8%	-3%
Maamoura et Baraka	54	0	4	0	-100%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	189	25	17	12	-30%	-5%
Nawara ⁽⁴⁾	518	0	44	30	-31%	-
Redevance totale (Forfait fiscal)	1 003	126	63	65	4%	-5%
Achats	2 395	59	211	203	-4%	9%
Unité : ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 921	391	232	195	-16%	-5%
Production nationale	1807	251	163	123	-25%	-5%
Miskar	437	142	42	34	-20%	-10%
Gaz Com Sud (1) (3)	198	32	18	15	-19%	-5%
Gaz Chergui	126	22	11	10	-10%	-6%
Hasdrubal	200	28	19	17	-8%	-3%
Maamoura et Baraka	60	0	5	0	-100%	-
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	210	27	19	14	-30%	-5%
Nawara(4)	576	0	49	34	-31%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1115	140	69	72	4%	-5%
Achats	2 661	66	234	225	-4%	9%
(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 **175 ktep**, en janvier **2024**, enregistrant ainsi une baisse de **16%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **25%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une hausse de **4%** en janvier **2024** par rapport à janvier **2023** en se situant à **65 ktep**.

Production des hydrocarbures

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



Il convient de noter :

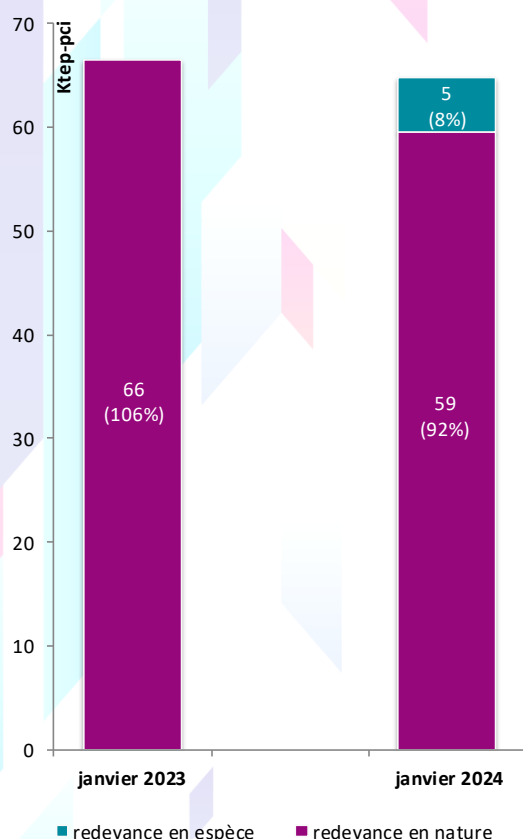
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **8%**.
- ✓ **Champs Nawara** : baisse de la production de **31%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **19%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **20%**.
- ✓ Hausse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne de **4%** en janvier **2024** par rapport à janvier **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 (**92%**).

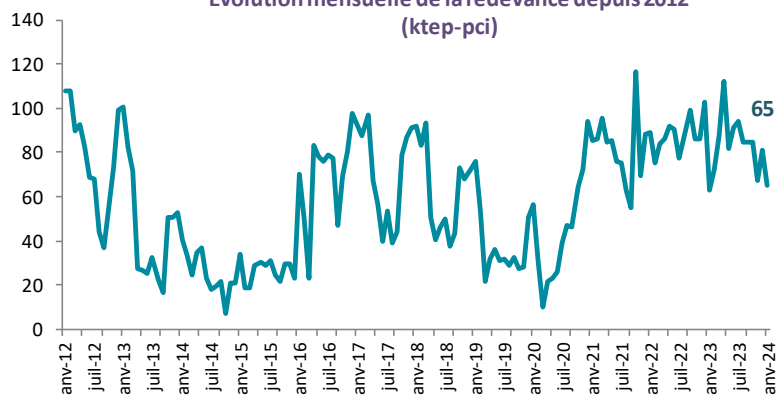
Durant le mois du janvier **2023**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré et qui est régularisé. Enregistrement d'un 2^{ème} dépassement courant le mois du juillet **2023** d'une quantité de **46,8** millions de Cm³ qui est régularisé.

Production des hydrocarbures

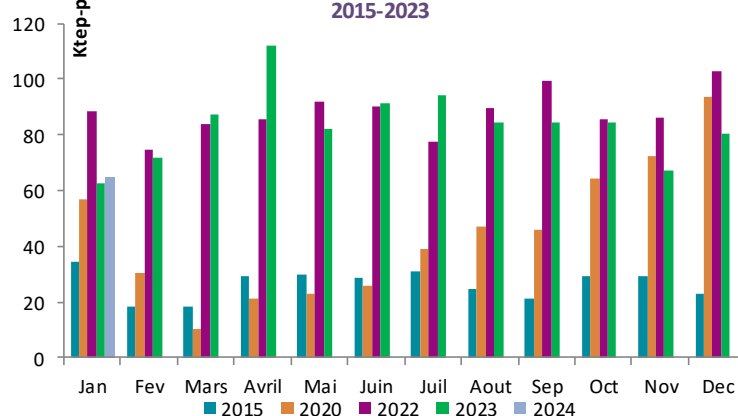
Répartition de la redevance totale



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

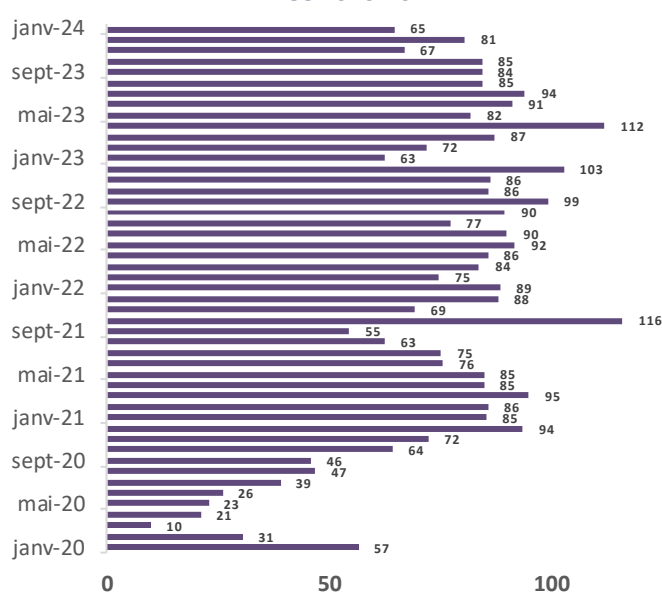


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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 **2021, 2022** et **2024**.

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



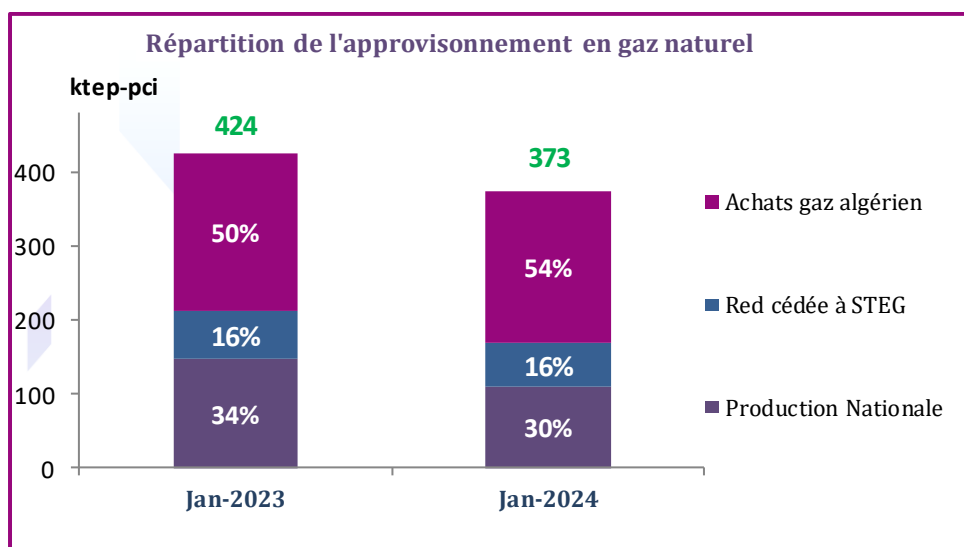
Production des hydrocarbures

Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont diminué de **4%**, entre janvier **2023** et janvier **2024**, pour se situer à **203 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **12 %** entre janvier **2023** et janvier **2024** pour se situer à **373 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national de **34 %** à **30%**.
2. Maintien de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG à **16%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **50% à 54%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	Janvier			Remarques
	2023 (a)	2024 (b)	Var (%) (b)/(a)	
en ktep				
GPL	3	2	-33%	
Essence Sans Pb	7	0	-100%	
Petrole Lampant	4	1	-85%	
Gasoil ordinaire	37	50	35%	
Fuel oil BTS	25	37	45%	
Virgin Naphta	17	30	75%	
White Spirit	0	0	-	
Total production STIR	94	119	27%	
Taux couverture STIR (1)	25%	31%	25%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	14%	14%	0%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	25	31	24%	
Jours de fonctionnement du Platforming	24	0	-100%	

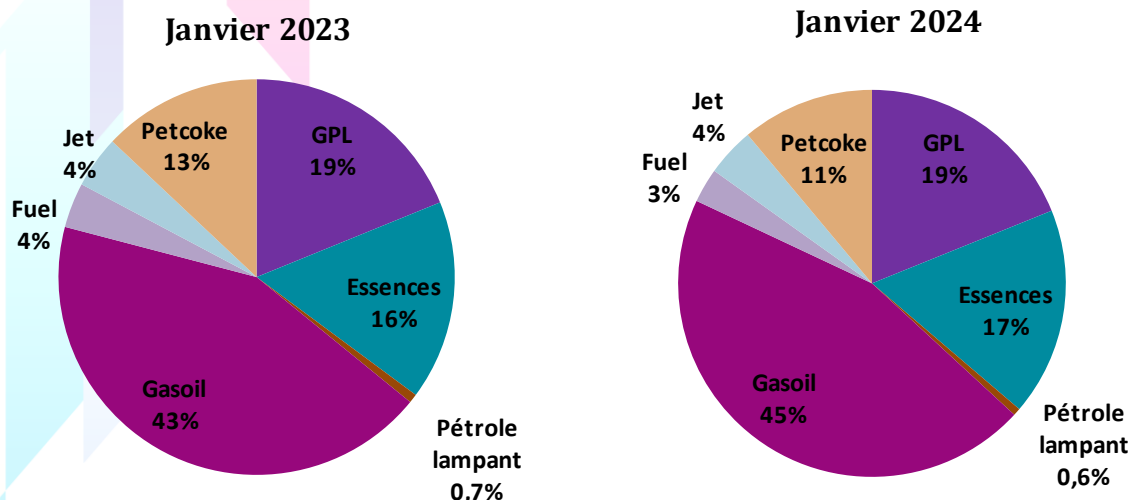
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2023	2010 (a)	Janvier 2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	696	51	70	72	2%	2%
Essences	797	31	61	66	9%	6%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	787	30	60	65	8%	6%
<i>Essence premium</i>	10	0	1	1	37%	-
Pétrole lampant	13	6	2,7	2	-13%	-7%
Gasoil	1 946	126	161	171	7%	2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 506	115	127	133	5%	1,1%
<i>Gasoil SS</i>	434	11	33	37	13%	9%
<i>Gasoil premium</i>	6	0	0	0	11%	-
Fuel	191	21	14	11	-20%	-5%
<i>STEG & STIR</i>	25	0	2	3	30%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	166	21	11	8	-30%	-7%
Fuel gaz(STIR)	5	0	1	0,0	-100%	-
Jet	255	11	16	15	-3%	2,6%
Coke de pétrole	521	27	48	42	-13%	3%
Total	4425	273	373	379	2%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4394	273	369	376	2%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre janvier **2023** et janvier **2024**, une hausse de **2%** pour se situer à **379** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du fuel de **20%**, une hausse des essences de **9%** et du gasoil de **7%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une diminution de **3%** et celle de petcoke de **13%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre janvier **2023** et janvier **2024** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **4%** en janvier **2023** à **3%** en janvier **2024**, le gasoil dont sa part est passée de **43%** à **45%** durant la même période, le petcoke dont sa part est passée de **13%** à **11%**.

Structure de la consommation des produits pétroliers



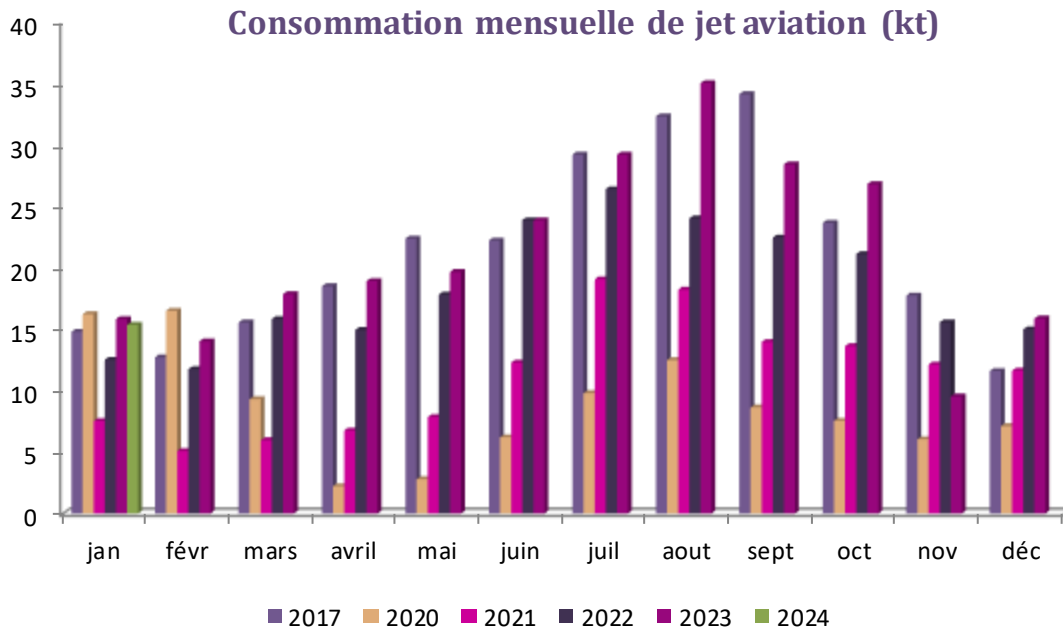
La consommation de carburants routiers a enregistré entre **2023** et **2024**, une augmentation de **7%**. Elle représente **63%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre janvier **2023** et janvier **2024**, une hausse de **2%**.

La consommation de coke de pétrole a diminué de **13%** entre janvier **2023** et janvier **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 **3%** en janvier **2024** par rapport à l'année précédente.

Consommation mensuelle de jet aviation (kt)



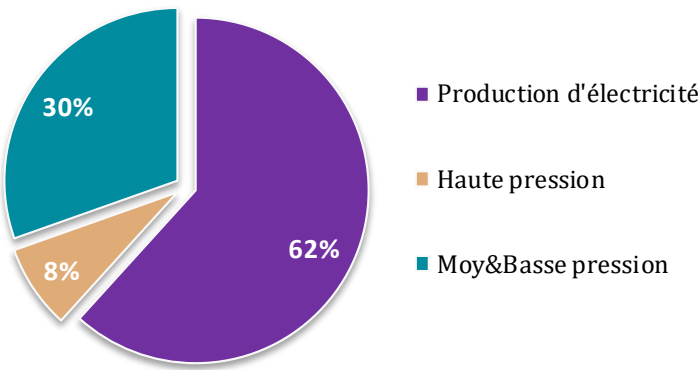
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	2010 (a)	Janvier 2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 706	369	423	371	-12%	0%
Production d'électricité	3 366	253	260	229	-12%	-1%
Hors prod élec	1 341	117	163	142	-13%	1%
Haute pression	343	34	35	29	-16%	-1%
Moy&Basse pression	998	83	128	113	-12%	2%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 229	410	470	413	-12%	0%
Production d'électricité	3 739	281	289	255	-12%	-1%
Hors prod élec	1 490	130	181	158	-13%	1%
Haute pression	381	37	39	32	-16%	-1%
Moy&Basse pression	1 109	92	142	126	-12%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **12%** entre janvier **2023** et janvier **2024** pour se situer à **371 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **12%**, celle pour la consommation finale a diminué de **13%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**62%** de la demande totale en janvier **2024**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **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.

Répartition de la demande du gaz naturel janvier 2024



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **13%** pour se situer à **142 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **12%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **16%**.

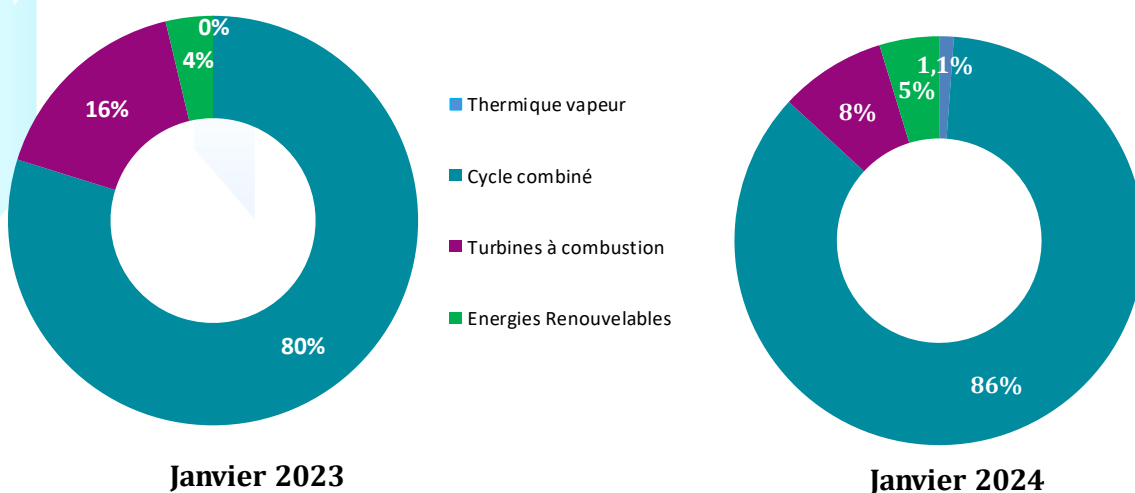
Consommation d'hydrocarbures

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **4%** entre janvier **2023** et janvier **2024** pour se situer à **188 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **8%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **12%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **80%** à **86%** entre janvier **2023** et janvier **2024**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2023	Janvier	
		2023	2024
Nb de permis octroyés	1	1	0
Nb permis abandonnés	1	0	0
Nb total des permis	16	17	16
Nb de forages explo.	5	2	1
Nb forages dévelop.	3	0	0
Nb de découvertes	1	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité en janvier **2026**, 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 en janvier 2024

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

Forage d'exploration en janvier 2024

- Forage d'un (**1**) nouveau puits d'exploration en janvier **2024** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Aziza-1	Jenein Sud	11/01/2024	Profondeur actuelle : 1278 m. Opérations en cours.

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	Profondeur actuelle : 800 m. Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023. Abandon définitif du puits. Démarrage de forage du puits Chaal-2 Bis en date du 5/01/2024.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement en janvier 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

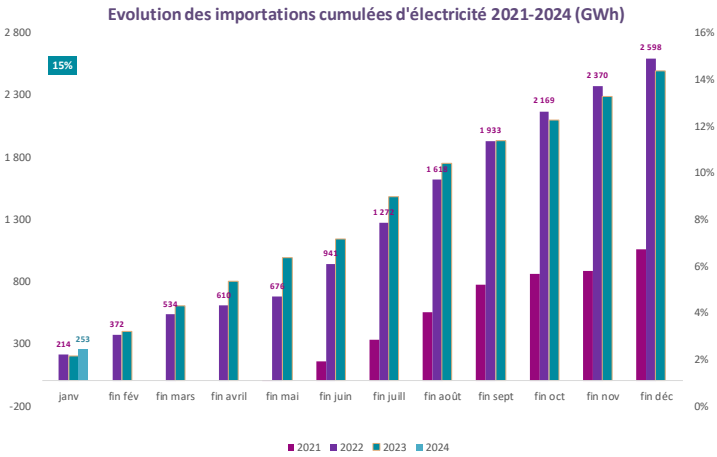
PRODUCTION D'ELECTRICITE					
Unité : GWh					
	Réalisé 2023	2010 (a)	2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b) TCAM (%) (c)/(a)
STEG	19092	934	1 516	1391	-8% 3%
FUEL + GASOIL	0,1	1	0,01	0	-100% -100%
GAZ NATUREL	18707,8	915	1479	1354	-8% 3%
HYDRAULIQUE	9,2	3	0,5	0,5	6% -12%
EOLIENNE	338,4	15	34	34	1% 6%
SOLAIRE ⁽¹⁾	36,5	0	3	3	4% -
IPP (GAZ NATUREL)	0,0	219	0	0	- -100%
IPP Solaire ⁽³⁾	34,5	0	1,3	1,8	44% -
AUTOPRODUCTEURS Solaire ^{(1) (3)}	416,0	0	19	28,4	50% -
ACHAT TIERS	167	7	17	19	14,5% 8%
PRODUCTION NATIONALE	19293	1 160	1 552	1 440	-7% 2%
Echanges	-25	9	1	1	-24% -17%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2598	0	203	253	24% -
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	- -
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22093	1169	1756	1694	-4% 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, en janvier 2024, une diminution de 7% pour se situer à 1440 GWh (y compris autoproduction renouvelable) contre 1552 GWh en janvier 2023. La production destinée au marché local a enregistré aussi une diminution de 3%. Ainsi les achats d’électricité de l’Algerie et de la Libye ont couvert 15% des besoins du marché local en janvier 2024.

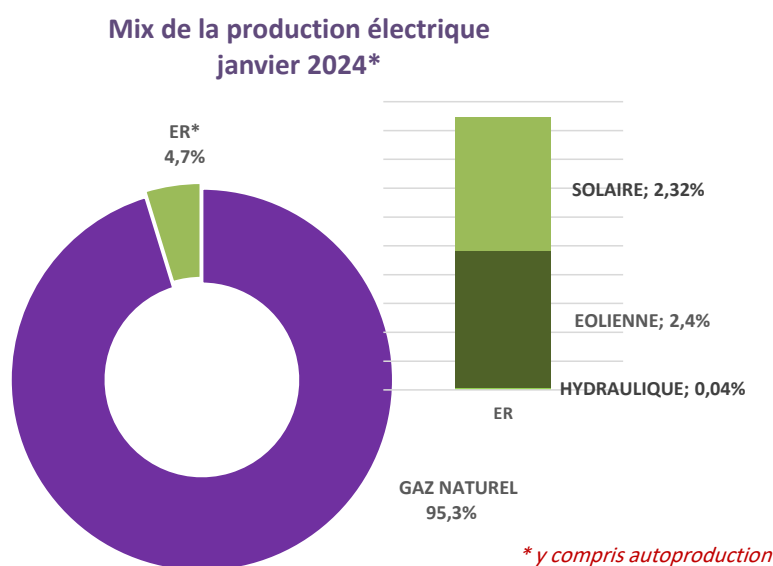


A partir du janvier 2023, la production des stations solaires dans le cadre du régime des autorisations est comptabilisée dans la production d'électricité « IPP solaire ».

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 **97%** de la production nationale en janvier **2024**. L'électricité

produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **8%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **4.7%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique en janvier **2024**.

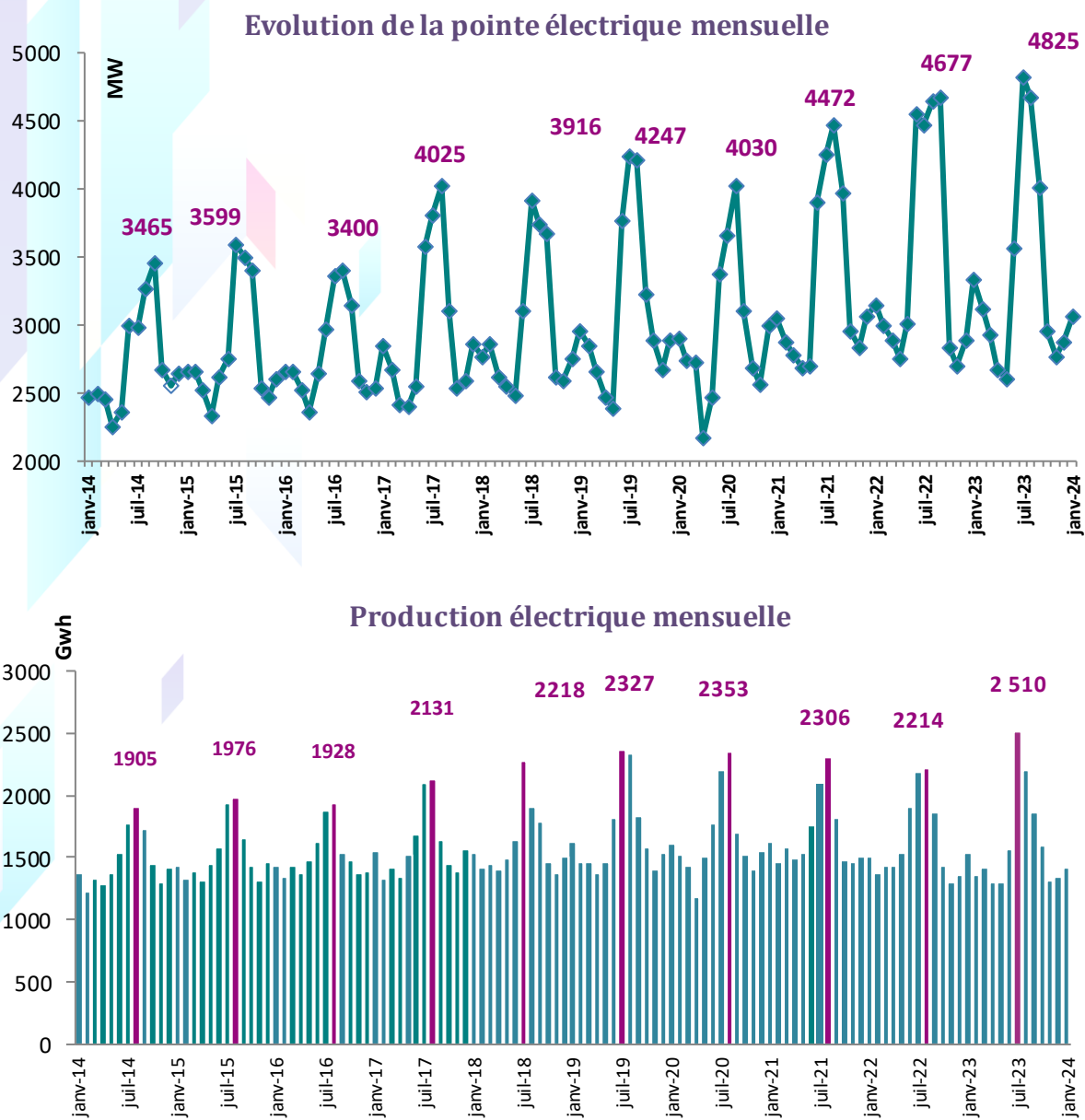


Par ailleurs, **223 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **314** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **112MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

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** en janvier **2023** contre **3337 MW** en janvier **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	2010 (a)	Janvier 2023 (b)	2024 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1183	103	108	82	-24%	-2%
Moyenne tension	7101	437	548	539	-2%	2%
Basse tension	9019	450	767	638	-17%	3%
TOTAL VENTES **	17303	990	1 423	1 259	-11%	2%

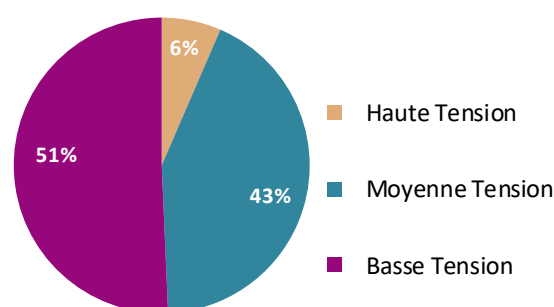
** sans tenir compte des ventes à la Libye et hors autoproduction consommée

Les ventes d'électricité ont enregistré une diminution de **11%** entre janvier **2023** et janvier **2024**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **24%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une légère baisse de **2%**. 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.

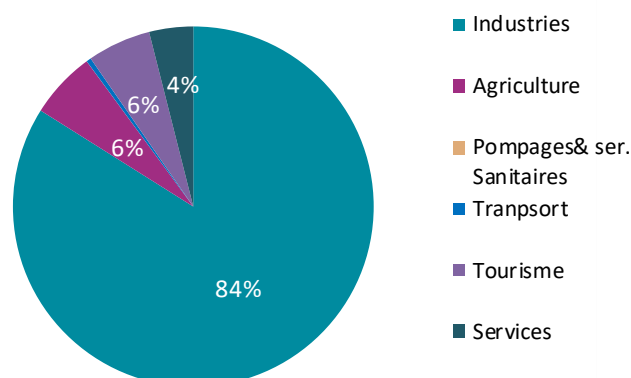
Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **84%** de la totalité de la demande des clients HT&MT en janvier **2024**.

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (-14%), des industries extractives (-8 %) et des IMCCV (-20%) contre une hausse des ventes du secteur alimentaire et du tabac (+15%) et de tourisme (+12%).

Répartition des ventes d'électricité janvier 2024



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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables en janvier 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	Identification des sites Lancement de l'appel d'offres de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offres restreint (Mars 2019) Elaboration et négociation 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) Soumission des offres (juillet 2019) Dépouillement et adjudication provisoire (décembre 2019) Accords de projet finalisés et validés par la CTER. 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, démarrage des travaux prévu le premier trimestre de 2024. Etat d'avancement : Les autres projets sont actuellement en phase avancée de bouclage financier, d'études environnementales et sociales.
		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 entre le premier trimestre de 2024 et septembre 2025.
		Appel d'offres de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : premier trimestre de 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). Les autres projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.
		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). Etat d'avancement : les autres projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets. Les développeurs ont bénéficié également d'une prolongation des délais des accords de principe.
		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).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	223 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	2 ^{ème} appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

Abréviations

kt	Mille tonne
Mt	Million de tonne
tep	Tonne équivalent pétrole
ktep	Mille tonne équivalent pétrole (1000 tep)
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
IPP	Producteurs Indépendants d'électricité
MW	Mégawatt
GWh	Gigawatt -heure
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
ONEM	Observatoire National de l'Energie et des Mines
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
CSM	Consommation spécifique Moyenne tep/GWh
Pointe	Puissance maximale appelée MW
FHTS	Fioul à haute teneur en soufre 3,5%
FBTS	Fioul à basse teneur en soufre 1%
CC	Cycle combiné
TG	Turbine à gaz
TV	Thermique à vapeur
kbbl/j	Mille barils par jour
Mm³/j	Million de normal mètre cube par jour