

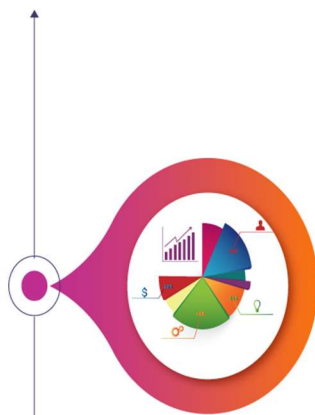
REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Avril 2023



Sommaire



Bilan et Economie d'Energie

- 1- Bilan d'énergie primaire
- 2- Echanges commerciaux
- 3- Prix de l'énergie



Hydrocarbures

- 1- Production d'hydrocarbures
- 2- Consommation d'hydrocarbures
- 3- Exploration et Développement



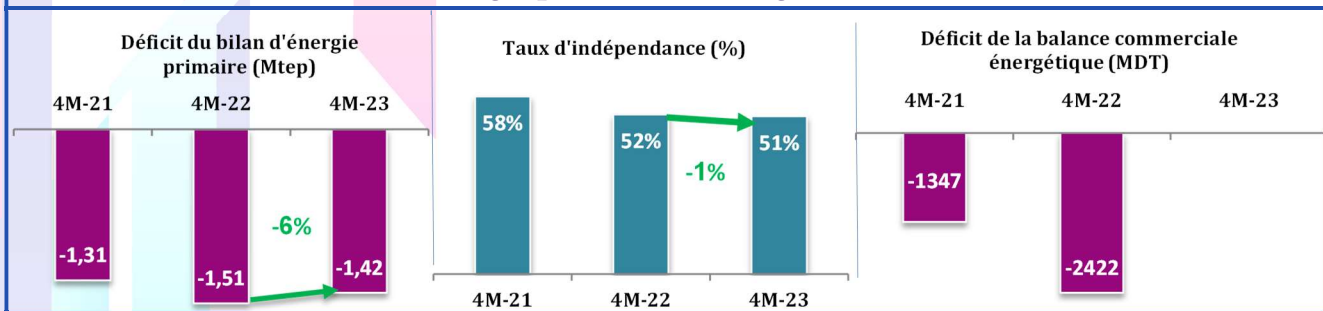
Electricité et Energies renouvelables

- 1- Electricité
- 2- Energies Renouvelables

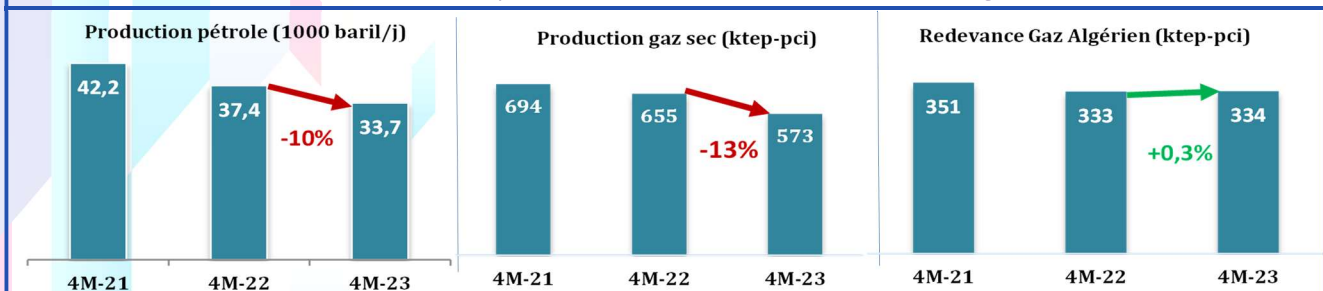
Date de la publication : 14/06/2023

Faits marquants des quatre premiers mois de 2023

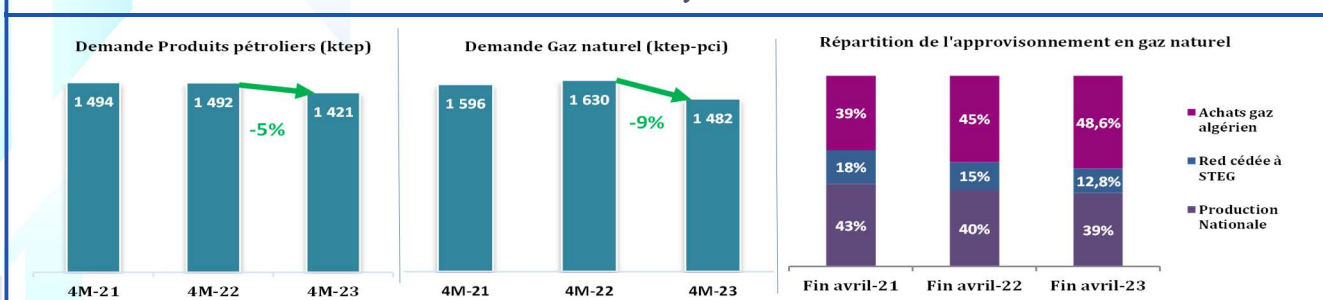
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



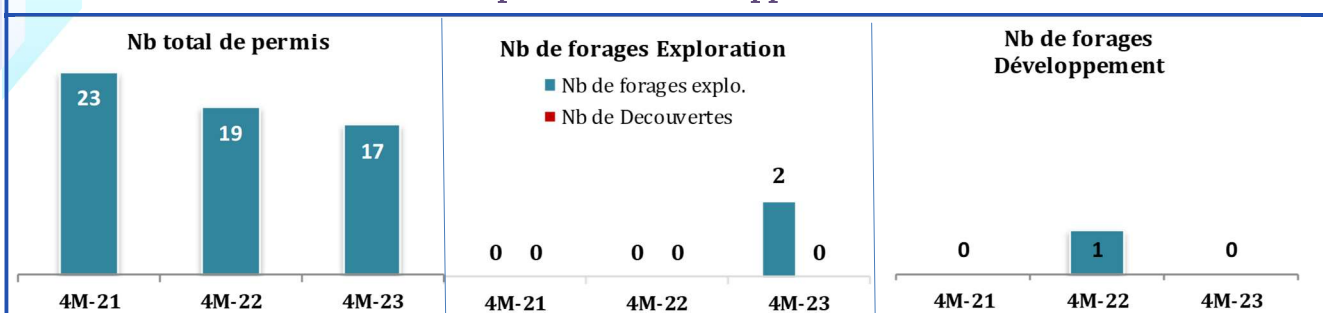
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



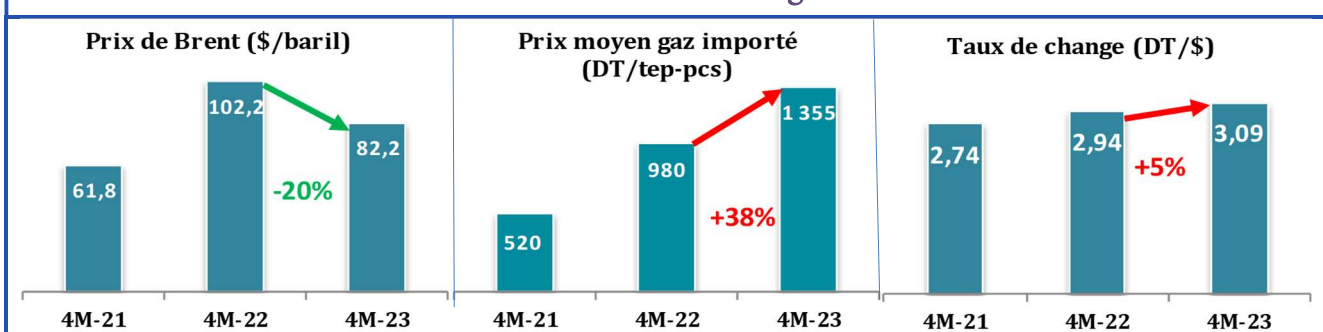
Demande des hydrocarbures



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 2022	2010 (a)	A fin avril 2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
--	--------------------	-------------	----------------------------	-------------	--------------------	---------------------

RESSOURCES	4708	2744	1627	1495	-8%	-5%
Pétrole ⁽¹⁾	1695	1306	591	531	-10%	-7%
GPL primaire ⁽²⁾	109	47,6	34	45	33%	-0,4%
Gaz naturel	2872	1385	988	907	-8%	-3%
<i>Production</i>	1815	935	655	573	-13%	-4%
<i>Redevance</i>	1057	450	333	334	0,3%	-2%
Elec primaire	32	5,6	12,9	11,3	-13%	6%

DEMANDE	9488	2591	3135	2914	-7%	1%
Produits pétroliers	4571	1238	1492	1421	-5%	1%
Gaz naturel	4886	1348	1630	1482	-9%	1%
Elec primaire	32	5,6	12,9	11,3	-13%	6%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4781	153	-1509	-1419
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5838	-297	-1842	-1753

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

(2) GPL champs hors Franig/ Baguel /terfa et Ghrib + GPL usine Gabes

(3) DEFICIT en considérant la redevance comme étant une ressource nationale

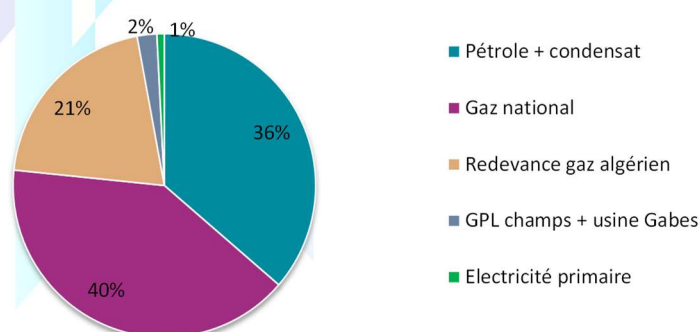
(4) DEFICIT en considérant que la redevance ne fait pas partie des ressources nationales

Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **1.5 Mtep** à fin avril **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **8%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

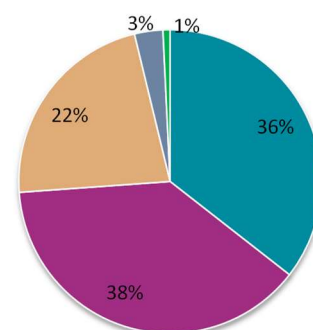
Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **74%** de la totalité des ressources d'énergie primaire. La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler une quasi stabilité de **la redevance sur le transit du gaz algérien** à fin avril **2023** par rapport à la même période de **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin avril 2022



Répartition des ressources en énergie primaire à fin avril 2023

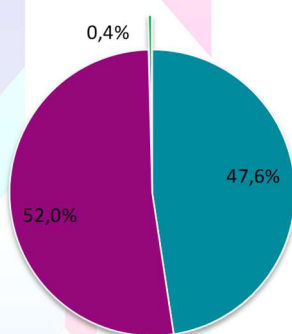


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin avril **2022** et fin avril **2023** de **7%** : la demande du gaz naturel a diminué de **9%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une baisse de **5%**.

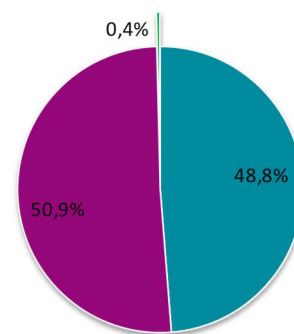
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **9%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part de la demande des produits pétroliers est passée de **48%** à fin avril **2022** à **49%** à fin avril **2023**. Par contre, la part de gaz naturel est passée de **52 %** à fin avril **2022** à **51%** à fin avril **2023**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin avril 2022



Répartition de la demande en énergie primaire à fin avril 2023



■ Produits pétroliers
■ Gaz naturel
■ Electricité primaire

En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin avril **2023**, un **déficit de 1.4 Mtep** enregistrant ainsi une diminution de **7%** par rapport à fin avril **2022**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **51%** à fin avril **2023** contre **51%** à fin avril **2022**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **40%** à fin avril **2023** contre **41%** à fin avril **2022**.

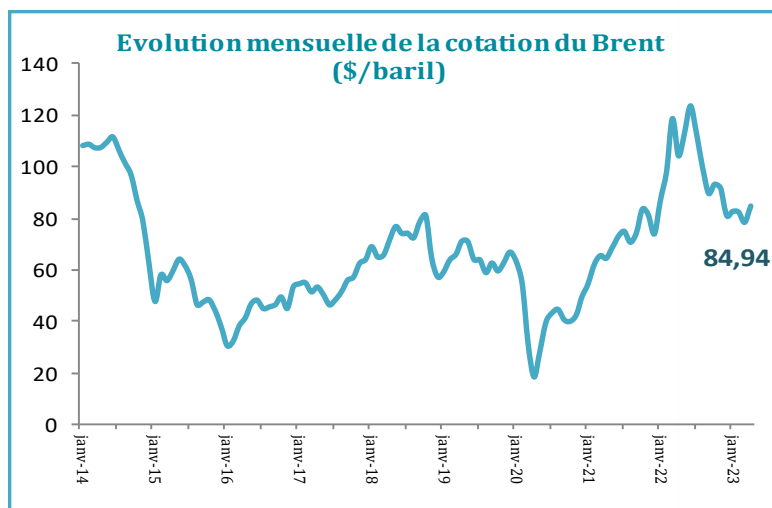
Le déficit du bilan d'énergie primaire a diminué de **6%** durant les quatre premiers mois de **2023** par rapport aux quatre premiers mois **2022**, cette diminution est dûe essentiellement à la baisse la demande d'énergie primaire, la production des hydrocarbures a joué, par contre, en défaveur de cette baisse.

Chapitre interrompu temporairement à cause de l'indisponibilité des données sur l'exportation de pétrole des partenaires.

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

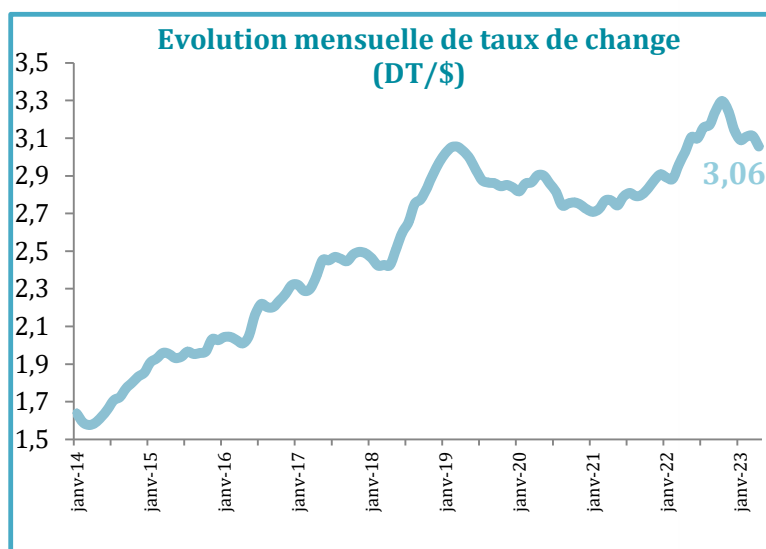
	2021	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	54,8	87,2	82,8	-5%
Février	62,2	98,2	82,5	-16%
Mars	65,6	118,8	78,6	-34%
Avril	64,7	104,4	84,9	-19%
Mai	68,8	113,3		
Juin	73,0	123,7		
Juillet	75,0	112,7		
Aout	70,8	100,0		
Septembre	74,6	89,9		
Octobre	83,7	93,3		
Novembre	81,4	91,7		
Décembre	74,1	81,1		
Prix annuel moyen	70,7	101,2		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2021	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	2,71	2,89	3,09	7%
Février	2,72	2,89	3,11	8%
Mars	2,77	2,96	3,11	5%
Avril	2,77	3,03	3,06	1%
Mai	2,74	3,11		
Juin	2,79	3,10		
Juillet	2,81	3,16		
Aout	2,79	3,17		
Septembre	2,80	3,25		
Octobre	2,84	3,30		
Novembre	2,88	3,25		
Décembre	2,91	3,15		
Taux annuel moyen	2,79	3,10		



Prix moyen d'import/ export de pétrole brut

Pétrole Brut (1)

A fin avril 2023

DT /bbl

\$/bbl

Prix de l'importation STIR (CIF)

280

91

Prix d'exportation ETAP⁽²⁾ (FOB)

230

74

(1) Prix moyen pondéré

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

3. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS

A fin avril 2023

	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2141	1498	815	211	2525
Gasol ordinaire	Millimes/litre	2179	1464	345	176	1985
Gasol S.S.	Millimes/litre	2137	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1267	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2350	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	30,55	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

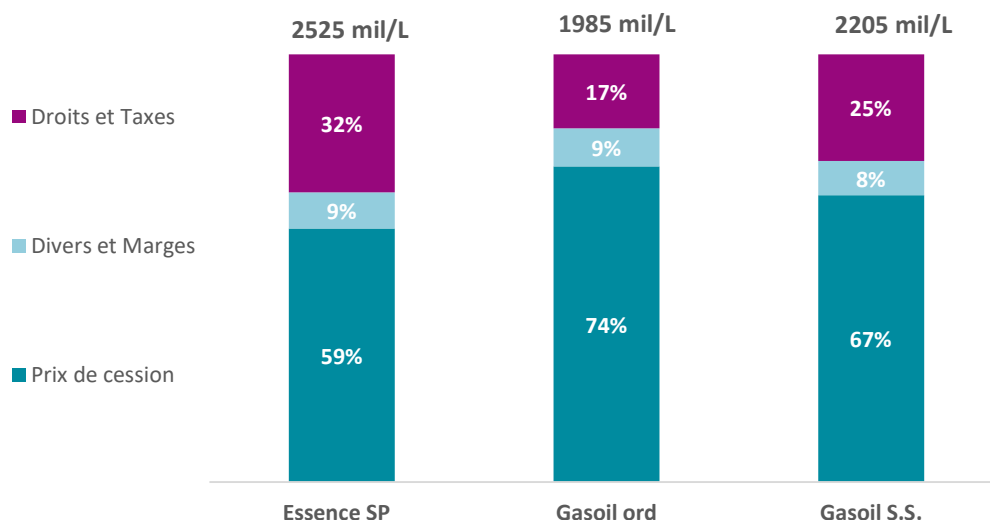
(4) Prix de vente en vigueur au public à partir du 24/11/2022

(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

Décomposition du prix des carburants en Tunisie en avril 2023



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.

Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2022	A fin avril
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1355
	Année 2021	Année 2022 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	609	643
Coût de revient moyen	812,5	1413,2
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-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

4. Electricité

ELECTRICITE (millimes/kWh)

	Année 2021	Année 2022 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	245	273
Coût de revient moyen	308,1	440,9
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-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 2022	A fin avril		
		2022	2023	Var (%)
El borma	202	71	59	-17%
Ashtart	211	67	57	-15%
Hasdrubal	83	26	27	2%
Adam	95	38	33	-13%
M.L.D	71	27	19	-30%
El Hajeb/Guebiba	123	42	39	-8%
Cherouq	59	23	16	-29%
Miskar	62	22	20	-11%
Cercina	62	19	24	26%
Barka	28	10	9	-9%
Franig/Bag/Tarfa	48	17	14	-17%
Ouedzar	50	17	14	-17%
Gherib	65	24	32	32%
Nawara	71	19	29	53%
Halk el Manzel	93	42	21	-50%
Autres	336	111	101	-9%
TOTAL pétrole (kt)	1 656	578	516	-11%
TOTAL pétrole (ktep)	1 694	591	528	-11%
TOTAL pétrole (kbep/j)	31,8	14,8	13,2	-11%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 657	578	519	-10%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 695	591	531	-10%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	100	31	41	32%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	109	34	45	33%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 757	610	560	-8%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 804	626	576	-8%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **516 kt** à fin avril **2023** enregistrant ainsi une baisse de **11%** par rapport à fin avril **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-**50%**), El borma (-**17%**), Ashtart (-**15%**), M.L.D (-**30%**), Cherouq (-**29%**), Adam (-**13%**), , El Hajeb /Guebiba (-**8%**) et Miskar (-**11%**).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+**53%**), Gherib (+**32%**), Hasdrubal (+**2%**) et Cercina (+**26%**).

Il convient de noter :

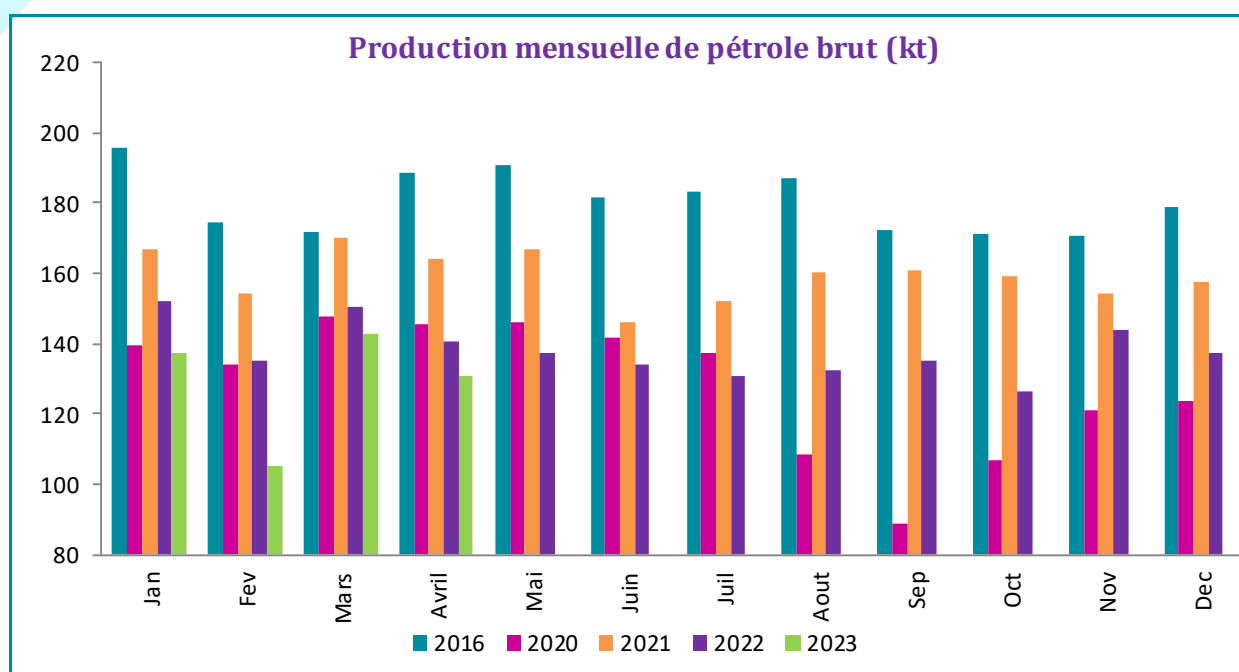
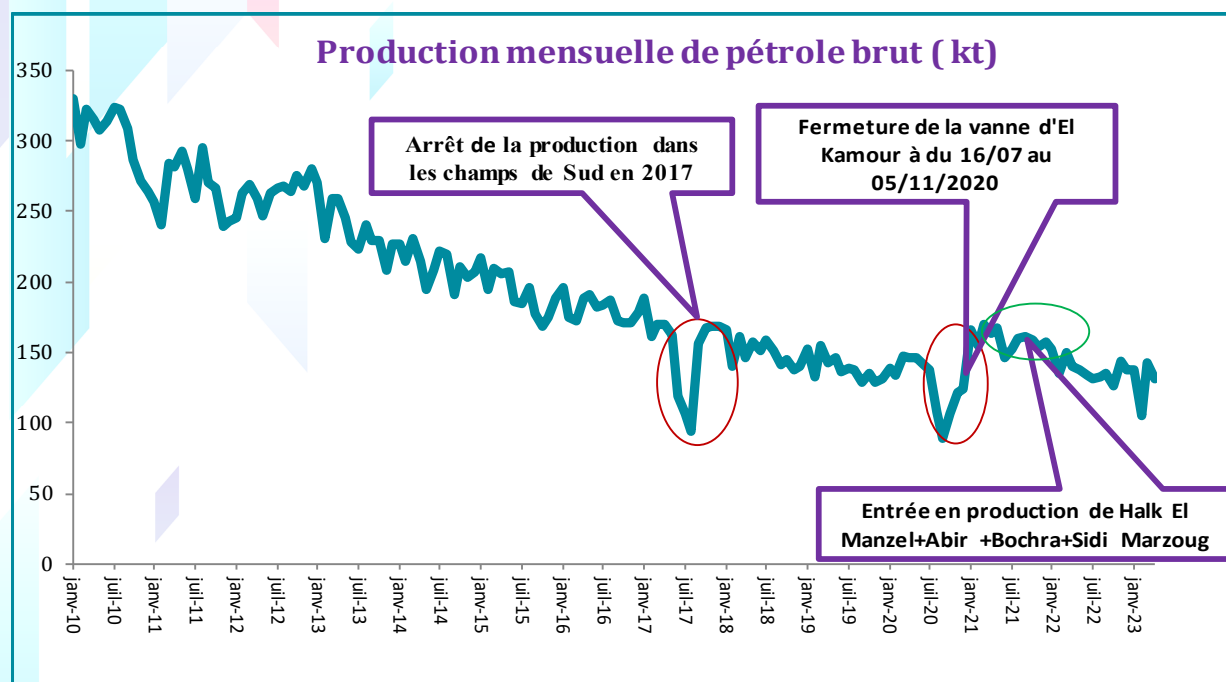
- **Concession Oued Zar:** Reprise de la production le 16-04-2023.
- **Concession Beni Khalled:** Arrêt de production pour des opérations de maintenance depuis le 30-03-2023
- **Concessions Ghrib, Sidi Marzoug & Franig.B.T:** Reprise de la vente du GPL à partir du 10-03-2023
- **Concession Maamoura :** Reprise de la production depuis le 03-03-2023 après un arrêt de la production à partir du 25-02-2023
- **Concession Sidi MARZOUG :** Reprise de la production à partir du puits SMG-1 depuis le 25-01-2023.
- **Concession Bir Ben Tartar:** Arrêt des puits TT15 & TT21 pour des problèmes techniques depuis le 23-01-2023
- **Concession Sidi Behara:** Arrêt de production pour des problèmes techniques le 01-01-2023. Reprise de la production le 15-02-2023
- **Concession El Borma :** Arrêt du puits EB407 suite à des travaux de maintenance à la station STEG, depuis le 22-01-2023
- **Concession Rhemoura:** En attente de WO depuis le 01-01-2023
- **Concession Djebel Grouz:** Arrêt de la production depuis le 09-12-2022
- **Concessions Ghrib :** Work over sur CAT-1 réussi, augmentation de la production du dit puits de **650 bbls/j** à **1700 bbls/j**
- **Concession Ashtart :** Reprise de la production le 18-02-2023 après un arrêt depuis le 09-02-2023 à cause des conditions météorologiques.

Production des hydrocarbures

- **Concession Halk El Menzel** : Reprise de la production le 20-02-2023 après un arrêt depuis le 08-02-2023 à cause des conditions météorologiques. Fermeture des puits HELM5 et HELM6ST le 24-04-2023.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **37.4** mille barils/j à fin avril **2022** à **33.7** mille barils/j à fin avril **2023**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2023**.



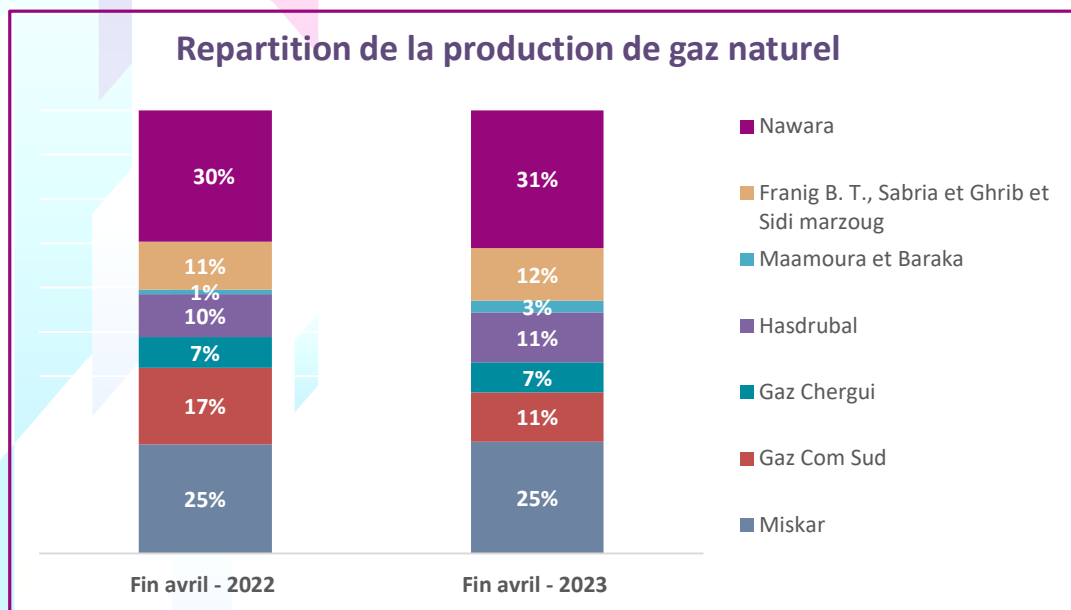
Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin avril				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 872	1 385	988	907	-8%	-3%
Production nationale	1 815	935	655	573	-13%	-4%
Miskar	450	482	161	145	-10%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	268	105	113	64	-44%	-4%
Gaz Chergui	129	76	45	39	-15%	-5%
Hasdrubal	199	164	64	64	1%	-7%
Maamoura et Baraka	30	4	6	15	146%	11%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	208	103	72	68	-5%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	531	0	194	178	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 057	450	333	334	0,3%	-2%
Achats	2 362	175	738	723	-2%	12%
Unité:ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 191	1 539	1 098	1 008	-8%	-3%
Production nationale	2017	1039	728	637	-13%	-4%
Miskar	500	536	179	161	-10%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	298	117	126	71	-44%	-4%
Gaz Chergui	144	85	50	43	-15%	-5%
Hasdrubal	221	182	71	72	1%	-7%
Maamoura et Baraka	33	4	7	17	146%	11%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	231	115	80	76	-5%	-3%
Nawara(4)	590	0	215	198	-8%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1175	500	370	371	0%	-2%
Achats	2 624	195	820	803	-2%	12%
(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 janvier 2023 d'une quantité de 4,4 million de Cm3 et qui est regularisé par deduction de la redevance reexportée à partir de février 2023						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **907 ktep**, à fin avril **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **13%**, par contre, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une quasi-stabilité en se situant à **334 Ktep**.

Production des hydrocarbures

Le graphique suivant présente la structure de la production annuelle du gaz à fin avril **2022** et fin avril **2023**.



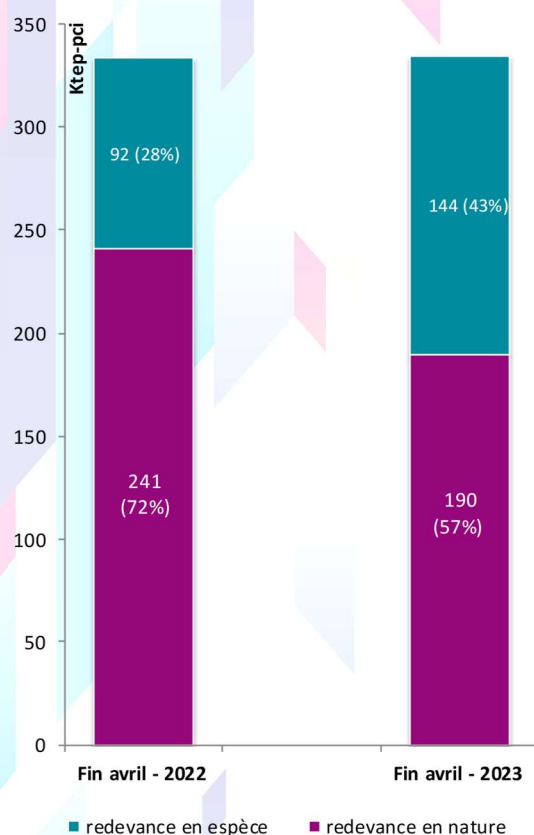
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : légère Hausse de la production de **1%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **44%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **10%**.
- ✓ **Concession Maamoura** : Arrêt de la production depuis le **25-02-2023**. Reprise de la Production à partir de **03-03-2023**.
- ✓ **Concessions Ghrib, Sidi Marzoug & FR, BG et TR**: Reprise de la vente du GPL depuis le **10-03-2023**.
- ✓ Quasi stabilité du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**334 ktep**) à fin avril **2023** par rapport à fin avril **2022**.

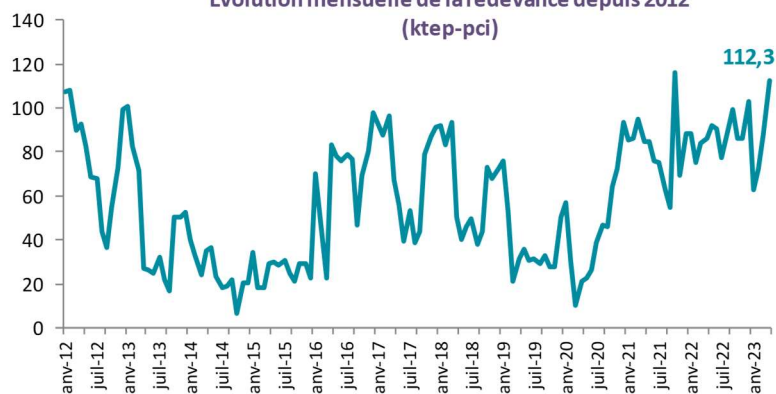
Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**57%**).

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 en cours de régularisation.

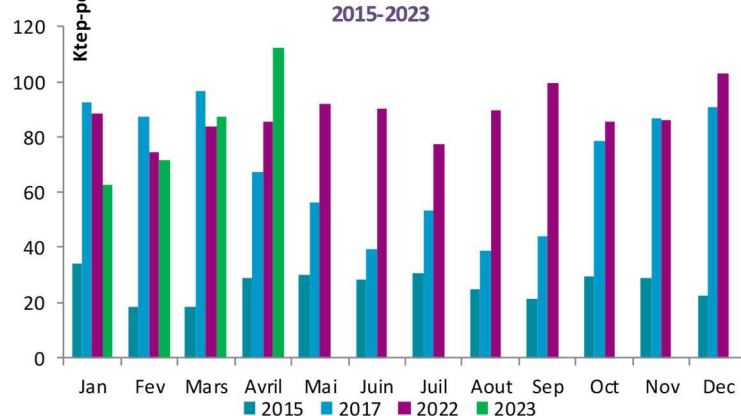
Répartition de la redevance totale



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

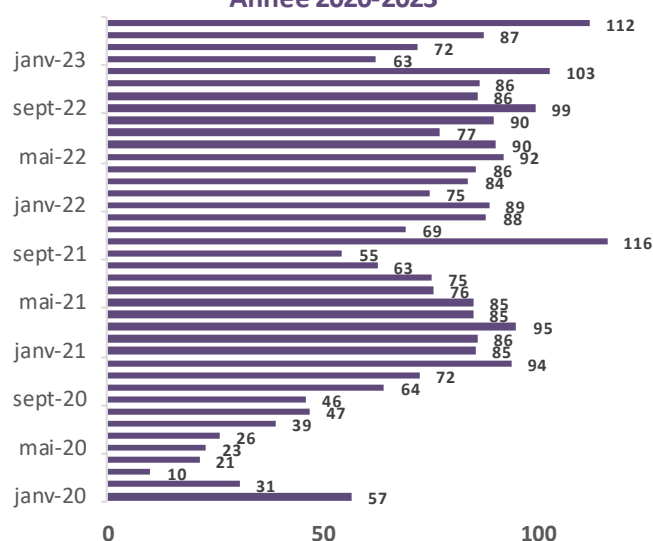


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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 **2023**.

Forfait fiscal Gaz Algérien (ktep-pci) Année 2020-2023

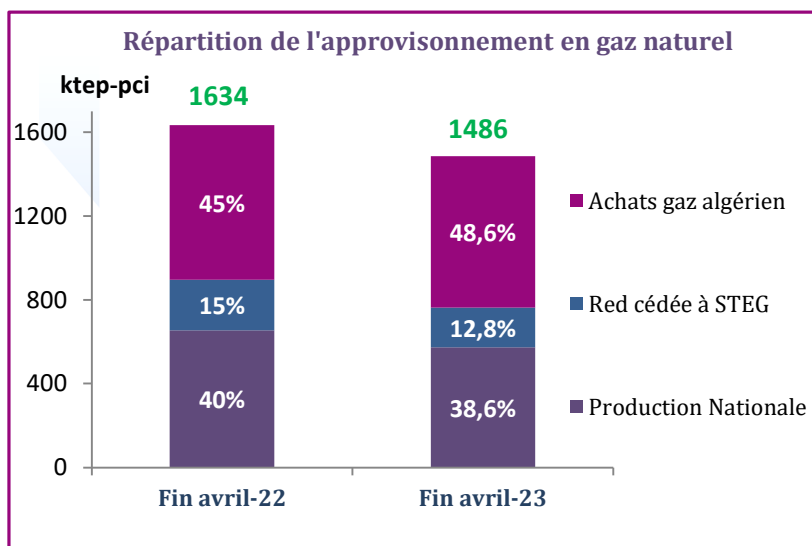


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont diminué de **2%**, entre fin avril **2022** et fin avril **2023**, pour se situer à **723 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **9%** entre fin avril **2022** et fin avril **2023** pour se situer à **1486 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, dans l'approvisionnement national en gaz, de **40%** à **39%**.
2. Baisse de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **15%** à **13%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **45%** à **49%**.



2. Production de produits pétroliers

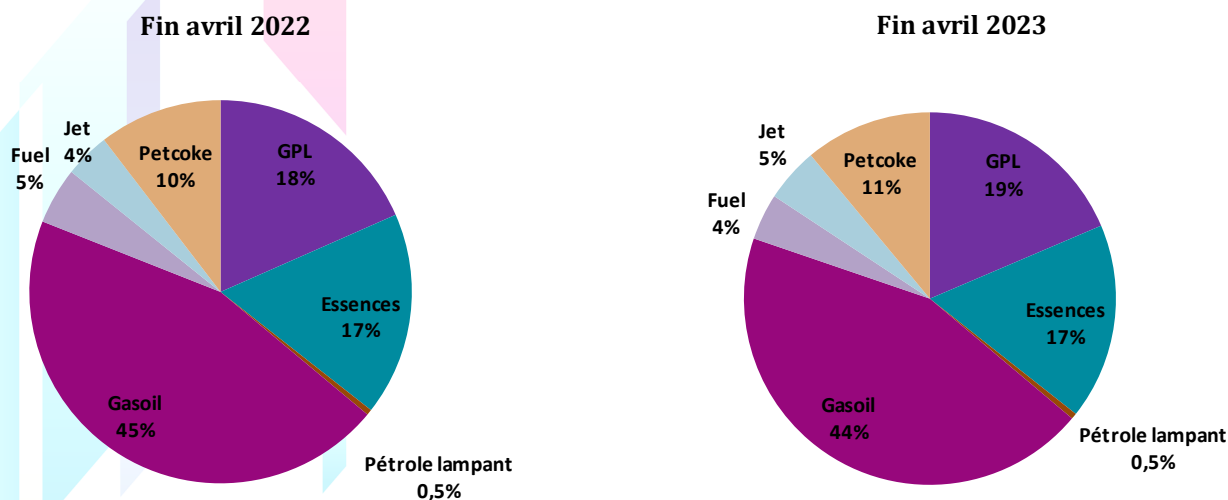
Les indicateurs de raffinage				
	A fin avril			Remarques
	2022 (a)	2023 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	13	13	-2%	
Essence Sans Pb	40	36	-9%	
Petrole Lampant	12	9	-24%	
Gasoil ordinaire	197	168	-15%	
Fuel oil BTS	159	133	-16%	
Virgin Naphta	72	68	-6%	
White Spirit	3	3	9%	
Total production STIR	495	429	-13%	
Taux couverture STIR (1)	33%	30%	-9%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	18%	16%	-9%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	115	109	-5%	Arrêt technique de 26/01 au 05/02/2023
Jours de fonctionnement du Platforming	101	100	-1%	Arrêt technique de 25/01 au 09/02/2023

1. Produits pétroliers

CONSUMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	A fin avril				
		2010	2022	2023	Var (%)	TCAM(%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	690	189	274	263	-4%	3%
Essences	816	144	255	241	-5%	4%
<i>Essence Super</i>	0	1	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	144	249	238	-4%	4%
<i>Essence premium</i>	15	0	6	2,8	-49%	-
Pétrole lampant	14	21	6,8	7,0	2%	-8%
Gasoil	2 084	545	667	624	-6%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	497	515	494	-4%	0%
<i>Gasoil SS</i>	454	48	150	128	-14%	8%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	2,4	1,7	-31%	-
Fuel	229	92	71	57	-20%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	27	0	8,5	9,5	13%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	202	92	63	47	-24%	-5%
Fuel gaz(STIR)	19	0	7	5	-27%	-
Jet	223	59	57	67	18%	1%
Coke de pétrole	495	93	155	156	1%	4%
Total	4571	1144	1492	1421	-5%	2%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4524	1144	1477	1406	-5%	2%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin avril **2022** et fin avril **2023**, une baisse de **5%** pour se situer à **1421** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du GPL de **4%**, du fuel de **20%**, des essences de **5%** et du gasoil de **6%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de **18%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin avril **2022** et fin avril **2023** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **5%** à fin avril **2022** à **4%** à fin avril **2023** et le gasoil dont sa part est passée de **45%** à **44%** durant la même période.

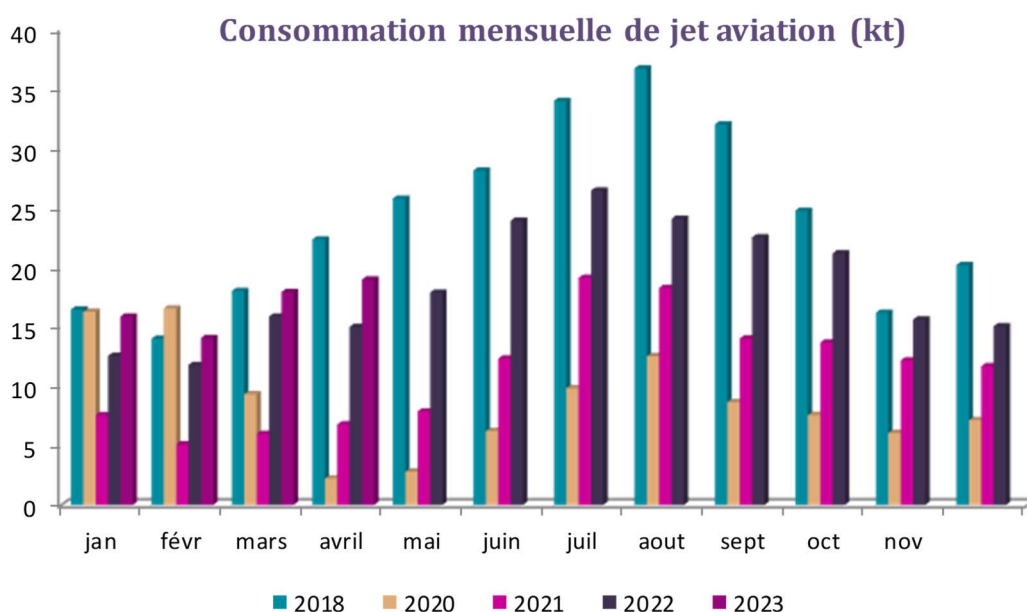


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin avril **2022** et fin avril **2023**, une diminution de **6%**. Elle représente **61%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a diminué de **4%** entre fin avril **2022** et fin avril **2023**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté légèrement de **1%** entre fin avril **2022** et fin avril **2023** (données partiellement estimées), notons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **18%** à fin avril **2023** par rapport à la même période de l'année précédente suite à la relance des activités de secteur du transport aérien qui ont subi de plein fouet les répercussions de la pandémie du Coronavirus.



2. Gaz Naturel

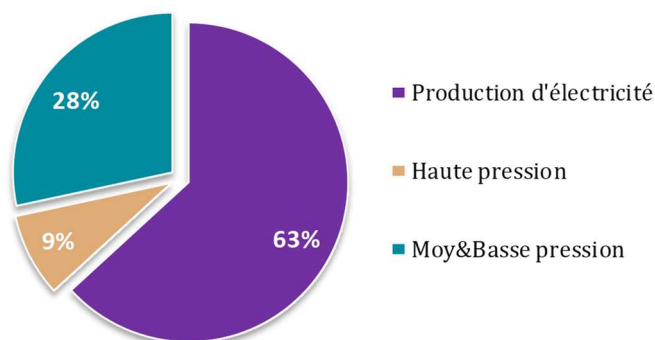
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin avril				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 886	1 348	1 630	1 482	-9%	1%
Production d'électricité	3 441	923	1 005	936	-7%	0%
Hors prod élec	1 445	425	626	545	-13%	2%
Haute pression	409	125	171	125	-27%	-0,02%
Moy&Basse pression	1 035	299	455	420	-8%	3%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 429	1 498	1 811	1 646	-9%	1%
Production d'électricité	3 824	1 026	1 116	1 041	-7%	0,1%
Hors prod élec	1 605	472	695	606	-13%	2%
Haute pression	455	139	190	139	-27%	-0,02%
Moy&Basse pression	1 150	333	505	467	-8%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **9%** entre fin avril **2022** et fin avril **2023** pour se situer à **1482 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **7%**, 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 (**63%** de la demande totale à fin avril **2023**), la production électrique est en effet basée sur le gaz naturel à plus de **97%**. 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 **13%** pour se situer à **545 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 **27%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin avril 2023



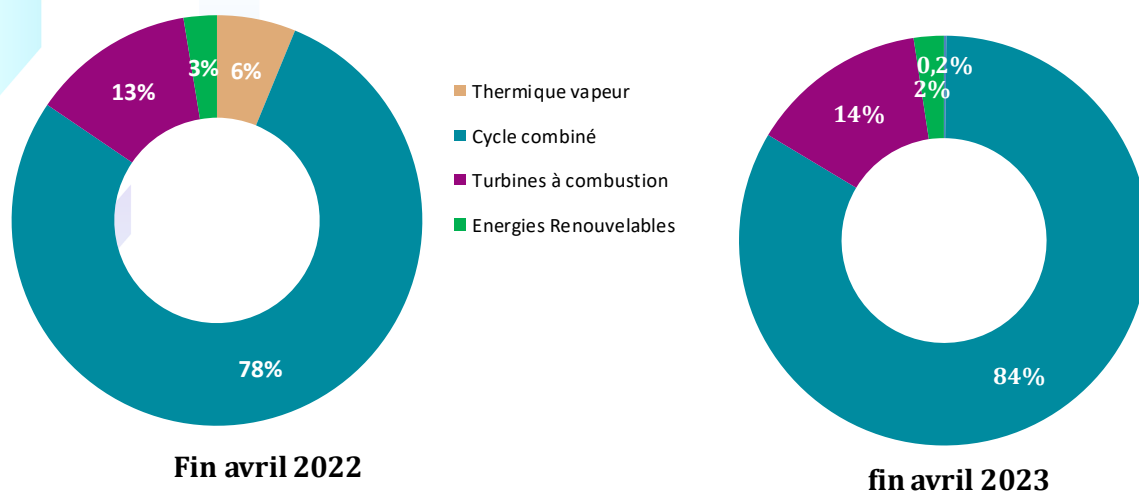
Il convient de noter que la centrale IPP-Rades a intégré le parc de la STEG à partir du mois de juin **2022**, elle est actuellement en arrêt de production.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **5%** entre fin avril **2022** et fin avril **2023** pour se situer à **192 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **2%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **7%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **78%** à fin avril **2022** à **84%** à fin avril **2023**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Avril		A fin avril	
		2022	2023	2022	2023
Nb de permis octroyés	2	0	0	0	1
Nb permis abandonnés	5	0	0	0	0
Nb total des permis	16	19	17	19	17
Nb de forages explo.	0	0	0	0	2
Nb forages dével.	1	0	0	1	0
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin avril **2023**, est de **17** dont **14** permis de recherche et **3** 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*).

Il convient de signaler :

- Attribution d'un **(1) nouveau permis de recherche** en janvier **2023** : « **Bouhrara** », publication au JORT n° 6 du **17 janvier 2023**.

Exploration

Acquisition sismique à fin avril 2023

- Pas de nouvelle opération d'acquisition sismique à fin avril **2023**.

Forage d'exploration à fin avril 2023

- Forage de deux (2) nouveaux puits d'exploration à fin avril **2023** :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa-2	Araifa	18/01/2023	Profondeur finale : 2660 m. Forage en cours.
02	Sabeh-1	Borj El Khadra	27/01/2023	Profondeur actuelle : 4650 m. Forage en cours.

Développement

- Pas de nouvelle opération de forage de développement à fin avril **2023**.

Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables



1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2022	A fin avril				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18647	3 326	5 109	5547	9%	4%
FUEL + GASOIL	0,2	2	0,024	0,04	67%	-24%
GAZ NATUREL	18280	3260	4960	5422	9%	4%
HYDRAULIQUE	15	13	2,9	0,6	-81%	-22%
EOLIENNE	322	51	137	113	-17%	6%
SOLAIRE ⁽¹⁾	31	0	10	12	17%	-
IPP (GAZ NATUREL)	706	1077	575	0	-100%	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	0	0	0	6,4	-	-
ACHAT TIERS	163	27	59	59	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19516	4 430	5 743	5 612	-2%	2%
Echanges	-25	20	-20	0	-101%	-31%
Achat Sonelgaz (Algérie)	2598	0	610	799	31%	-
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22089	4450	6333	6411	1%	3%

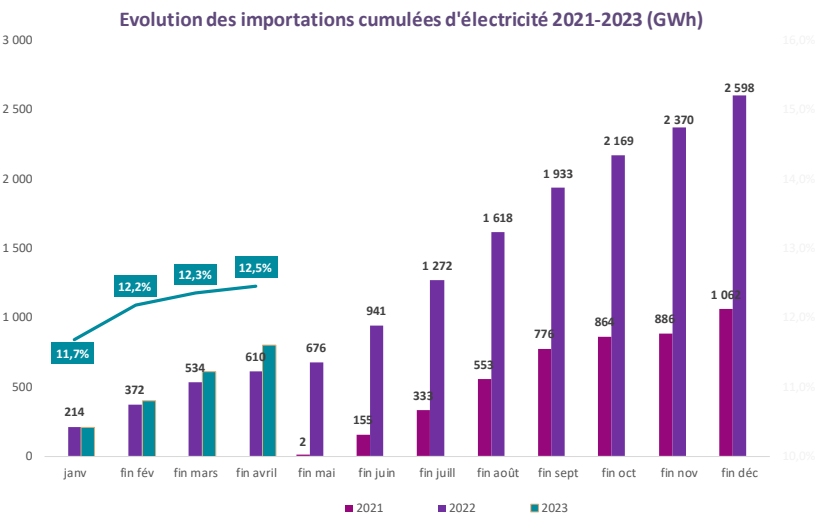
(1) En tenant compte de la production de la centrale solaire de Tozeur uniquement, la production des toitures photovoltaïques n'est pas comptabilisée.

(2) production+ Echanges+ achat Sonelgaz-ventes Gecol

(3) Provisoire

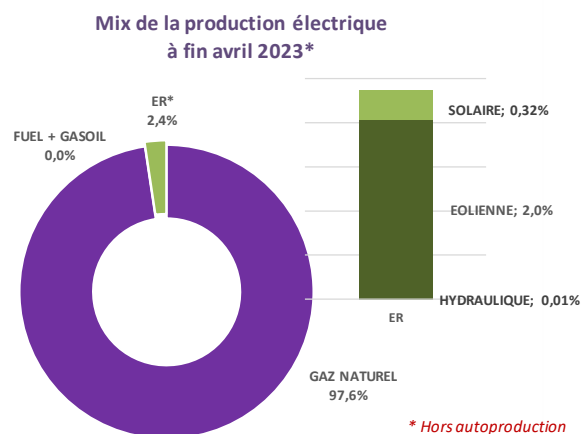
La production totale d'électricité a enregistré, à fin avril 2023, une diminution de 2% pour se situer à **5612 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **5743 GWh** à fin avril 2022. Par contre, la production destinée au marché local a augmenté de 1%. Ainsi les **achats d'électricité de l'Algérie** ont couvert plus de **12%** des besoins du marché local à fin avril 2023.

Conjoncture énergétique- Mars 2023-ONEM



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

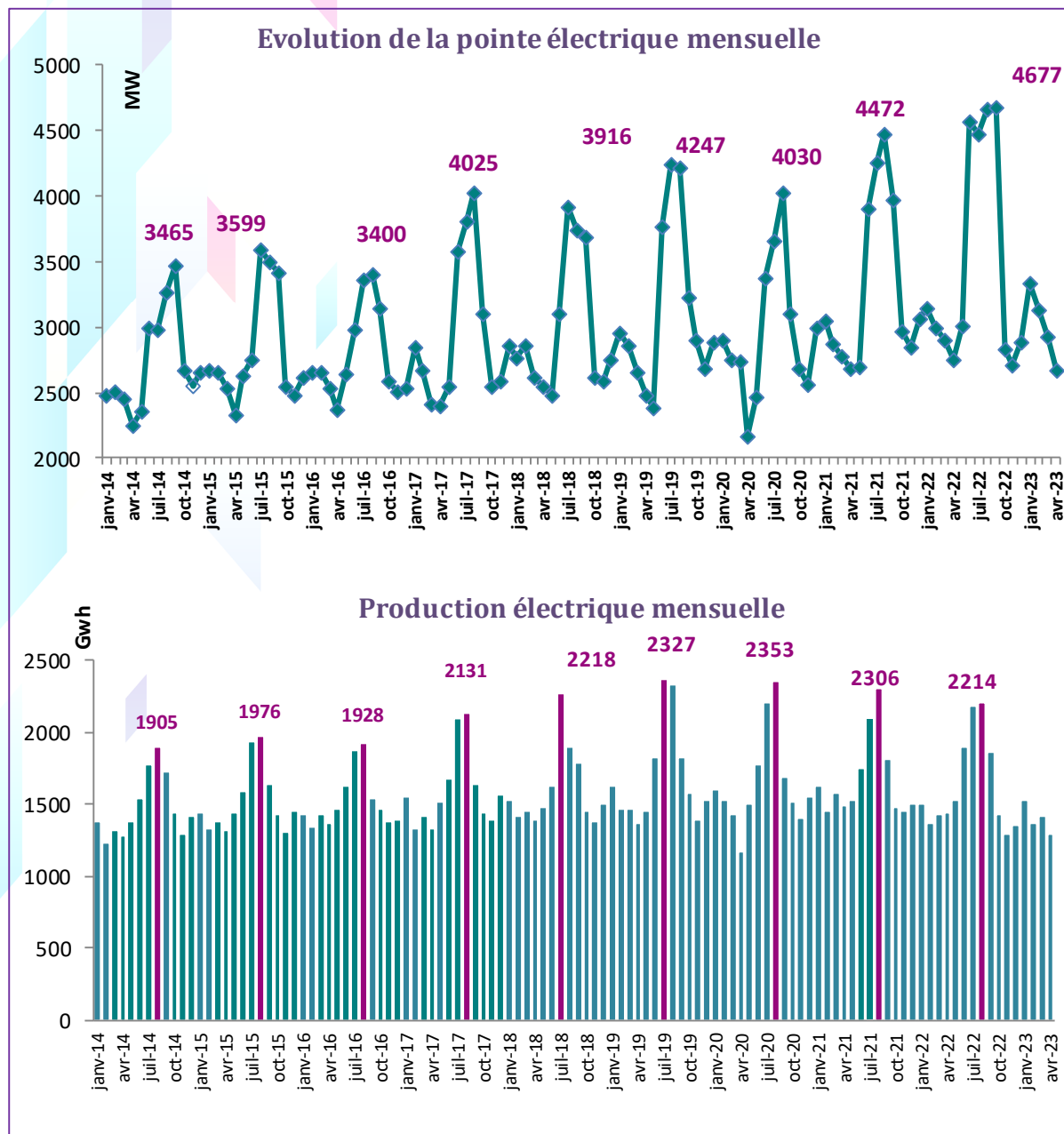
La STEG conserve toujours la part du lion dans la production électrique avec **99%** de la production nationale à fin avril **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **2%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.4%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin avril **2023**. Par ailleurs, **170 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **304** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **79MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.



Le Mix de la production électrique représenté ci-dessus concerne la production centralisée uniquement. L'autoproduction PV n'est pas comptabilisée. A titre indicatif, en 2022, les ER ont représenté 2.8% du mix électrique global alors qu'ils n'ont pas dépassé 1.9% dans la production centralisée.

La pointe a enregistré une hausse de **6%** pour se situer à **3337 MW** à fin avril **2023** contre **3147 MW** à fin avril **2022**.

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 2022	A fin avril				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1286	408	443	406	-8%	0,0%
Moyenne tension	7143	1800	2103	2115	1%	1%
Basse tension	8870	1794	2740	2803	2%	3%
TOTAL VENTES **	17299	4 002	5 286	5 324	1%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **1%** entre fin avril **2022** et fin avril **2023**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **8%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une légère hausse de **1%**.

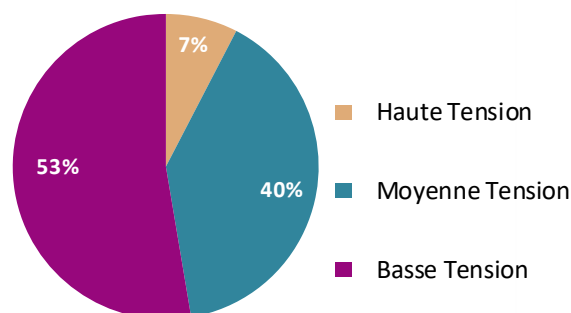
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **62%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin avril **2023**.

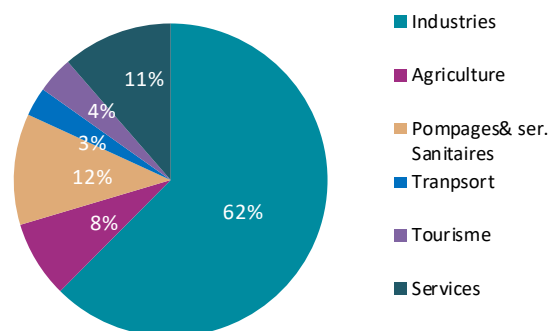
La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-25%**) et des industries extractives (**-15%**).

Contre une hausse des ventes du secteur de pompage (eau et services sanitaires) (**+17%**), le secteur de tourisme (**+16%**) et le pompage agricole (**+12%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin avril 2023



Répartition de la consommation par secteur pour les clients HT&MT à fin avril 2023



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin avril **2023** :

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 Etat d'avancement : Les 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 la quatrième trimestre de 2023 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 : quatrième trimestre de 2023
	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 Sidi Bouzid : 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 a été achevé et raccordé en Août 2022 (arrêté du 09 septembre 2022) et a été mis en exploitation à fin 2022. Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). Un projet de 1 MW à Skhira (en cours de publication au jort). 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) Etat d'avancement : Ces 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 7 accords de principe (3 projets catégorie 1MW + 4projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	170 MW
		MT/HT	304 autorisations octroyées pour une puissance totale de 79MW
	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 quatrième trimestre de 2023 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