

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

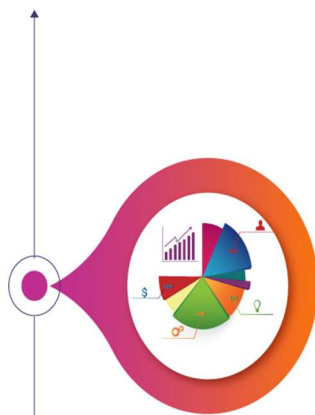
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Février 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

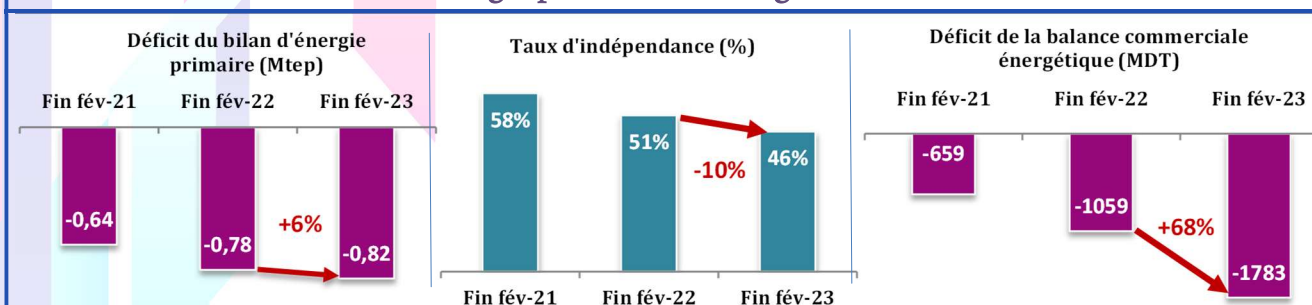
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

Date de la publication : 7/04/2023

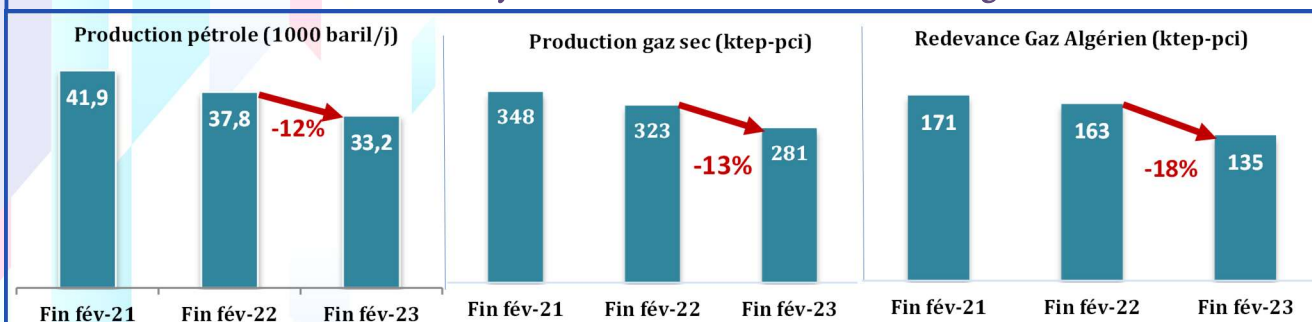
Date de mise à jour : 14/06/2023

Faits marquants des deux premiers mois de 2023

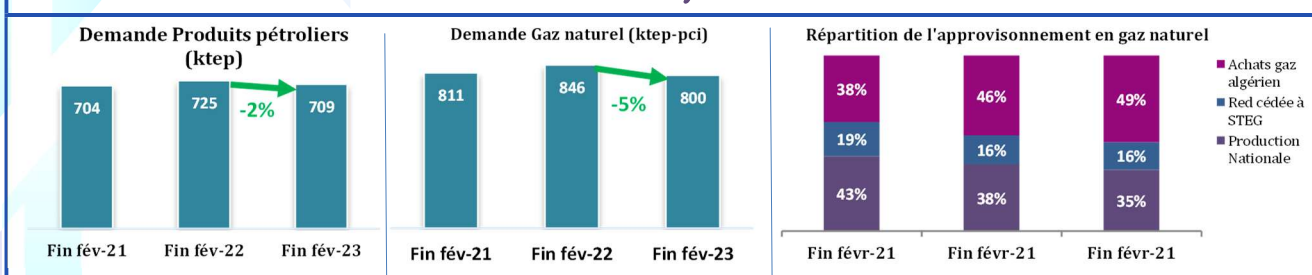
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



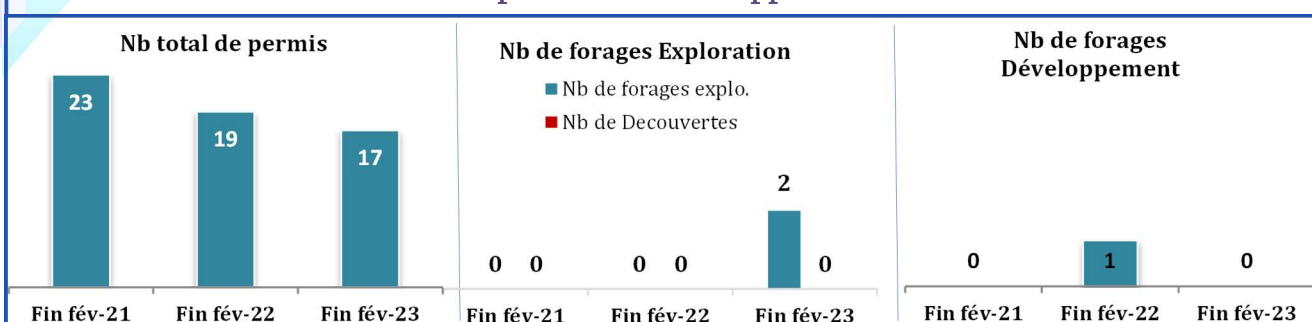
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



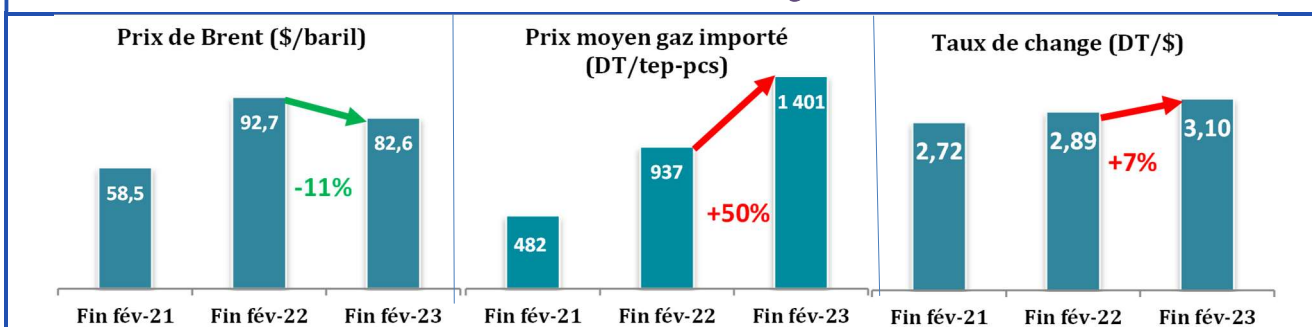
Demande des hydrocarbures



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 février 2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
RESSOURCES	4708	1354	803	694	-14%	-5%
Pétrole ⁽¹⁾	1695	646	294	250	-15%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	109	20,4	15	23	49%	1%
Gaz naturel	2872	684	486	416	-14%	-4%
<i>Production</i>	1815	447	323	281	-13%	-3%
<i>Redevance</i>	1057	237	163	135	-18%	-4%
Elec primaire	32	3,0	6,8	5,2	-24%	4%
DEMANDE	9466	1283	1578	1515	-4%	1%
Produits pétroliers	4548	591	725	709	-2%	1%
Gaz naturel	4886	688	846	800	-5%	1%
Elec primaire	32	3,0	6,8	5,2	-24%	4%
SOLDE						
Avec comptabilisation de la redevance ¹	-4758	71	-775	-821		
Sans comptabilisation de la redevance	-5815	-166	-938	-955		

Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit)

Le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité du gaz commerciale est prise en compte dans le bilan (gaz sec)

Les ressources et la demande d'énergie primaire ainsi que le solde du bilan sont calculés selon l'approche classique du bilan c.à.d sans tenir compte de la biomasse-énergie, ni de l'autoconsommation des champs, ni de la consommation des stations de compression du gazoduc trans-

(1) pétrole brut + condensat usine GPL Gabes

(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

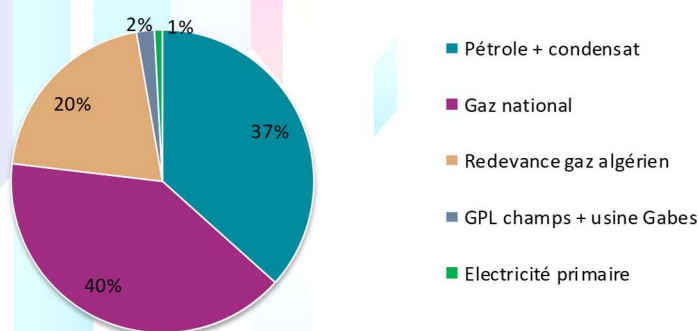
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **0.7 Mtep** à fin février **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **14%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **77%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

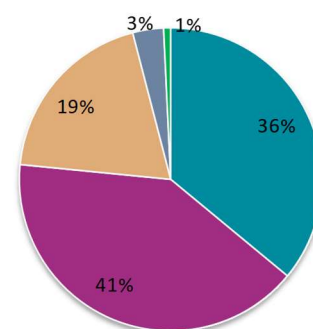
La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler la baisse de la **redevance sur le transit du gaz algérien** de **18%** à fin février **2023** par rapport à la même période de **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin février 2022



Répartition des ressources en énergie primaire à fin février 2023

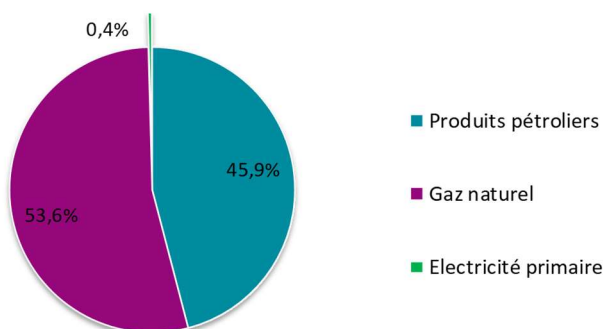


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin février **2022** et fin février **2023** de **4%** : la demande du gaz naturel a diminué de **5%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une baisse de **2%**.

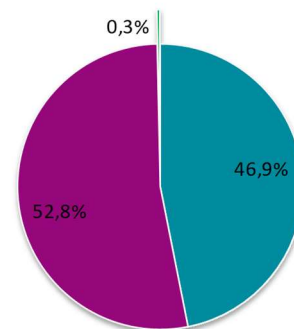
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **5%** suite à la **limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

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 **46%** à fin février **2022** à **47%** à fin février **2023**. Par contre, la part de gaz naturel est passée de **54 %** à fin février **2022** à **53%** en **2023**.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin février 2022



Répartition de la demande en énergie primaire à fin février 2023



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin février **2023**, un **déficit de 0.82 Mtep** contre un déficit enregistré à fin février **2022** de **0.78 Mtep**. Le **taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **46%** à fin février **2023** contre **51%** à fin février **2022**.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **37%** à fin février **2023** contre **41%** à fin février **2022**.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a augmenté de **6%** à fin février **2023** par rapport à fin février **2022**, cette hausse est due essentiellement à la baisse de la production des hydrocarbures, la demande d'énergie primaire, par contre, a diminué.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES									
	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin février 2022	2023	Var (%)	A fin février 2022	2023	Var (%)	A fin février 2022	2023	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾				444	232	-48%	815	438	-46%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	317	165	-48%	323	169	-48%	603	295	-51%
ETAP	312	165	-47%	318	169	-47%	593	295	-50%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	5	0	-100%	5	0	-100%	10	0	-100%
GPL Champs	8,4	5,5	-35%	9,3	6,1	-35%	16,9	10,1	-40%
ETAP	4,2	5,5	31%	4,6	6,1	31%	8,4	10,1	20%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	4	0	-	5	0	-	9	0	-
PRODUITS PETROLIERS	87	47	-46%	87	48	-45%	167	92	-45%
Fuel oil (BTS)	66	20	-70%	65	20	-70%	121	34	-72%
Virgin naphta	21	27	29%	22	29	29%	46	58	28%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				25	8	-66%	28	40	-
IMPORTATIONS				1247	1221	-2%	1874	2221	19%
PETROLE BRUT ⁽³⁾	186	142	-24%	191	146	-24%	402	294	-27%
PRODUITS PETROLIERS	512	535	5%	508	545	7%	1072	1312	22%
GPL	120	109	-9%	132	121	-9%	323	262	-19%
Gasoiil ordinaire	33	202	515%	34	208	515%	64	548	761%
Gasoiil S.S. ⁽⁶⁾	96	64	-33%	98	65	-33%	231	182	-21%
Jet	16	11	-30%	16	11	-30%	39	37	-5%
Essence Sans Pb	121	81	-33%	126	85	-33%	312	224	-28%
Fuel oil (HTS)	20	15	-25%	20	15	-25%	29	19	-36%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	107	53	-51%	82	40	-51%	74	39	-47%
GAZ NATUREL				549	530	-3%	401	615	54%
Redevance totale ⁽²⁾				163	135	-18%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				385	395	3%	401	615	54%

(1) y compris condensats exportés par ETAP (Condensat Miskar et Hasdrubal mélange+condensat Gabès)

(2) la redevance totale (redevance reçue en nature et cédée à la STEG + redevance reçue en espèce et retournée) est prise en considération dans la balance commerciale énergétique comme importation à valeur nulle

(3) Importation STIR à partir de 2015

(4) chiffres provisoires pour janvier 2023

(5) Cession de gestion du contrat d'achat gaz de l'ETAP à la STEG à partir de juillet 2015

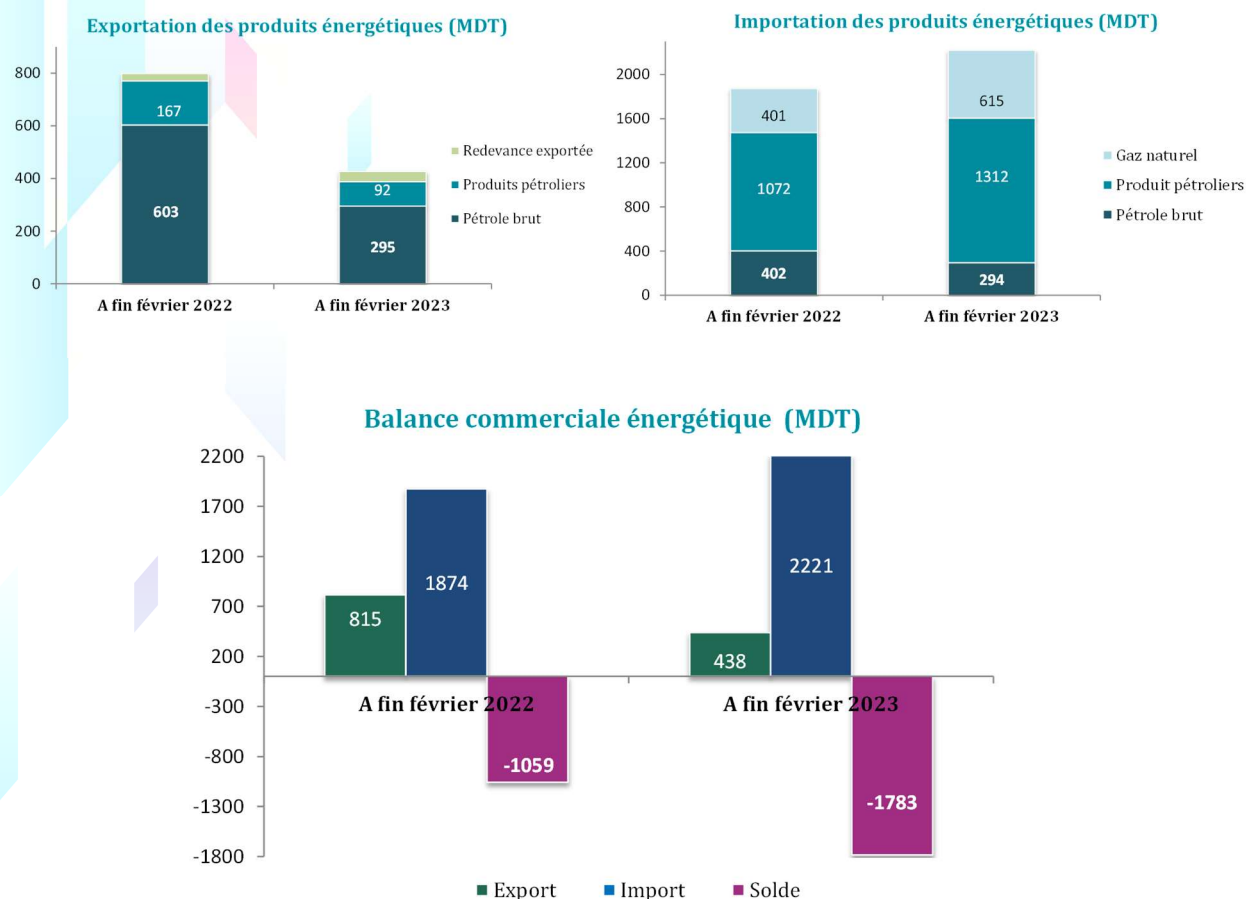
(6) Une nouvelle spécification est entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2017 : début de l'importation du Gasoiil sans soufre au lieu du Gasoiil 50 ppm

(7) Hors électricité importé de l'Algérie à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations de spartenaires nin disponible pour le mois de janvier et fevrier 2023

(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.

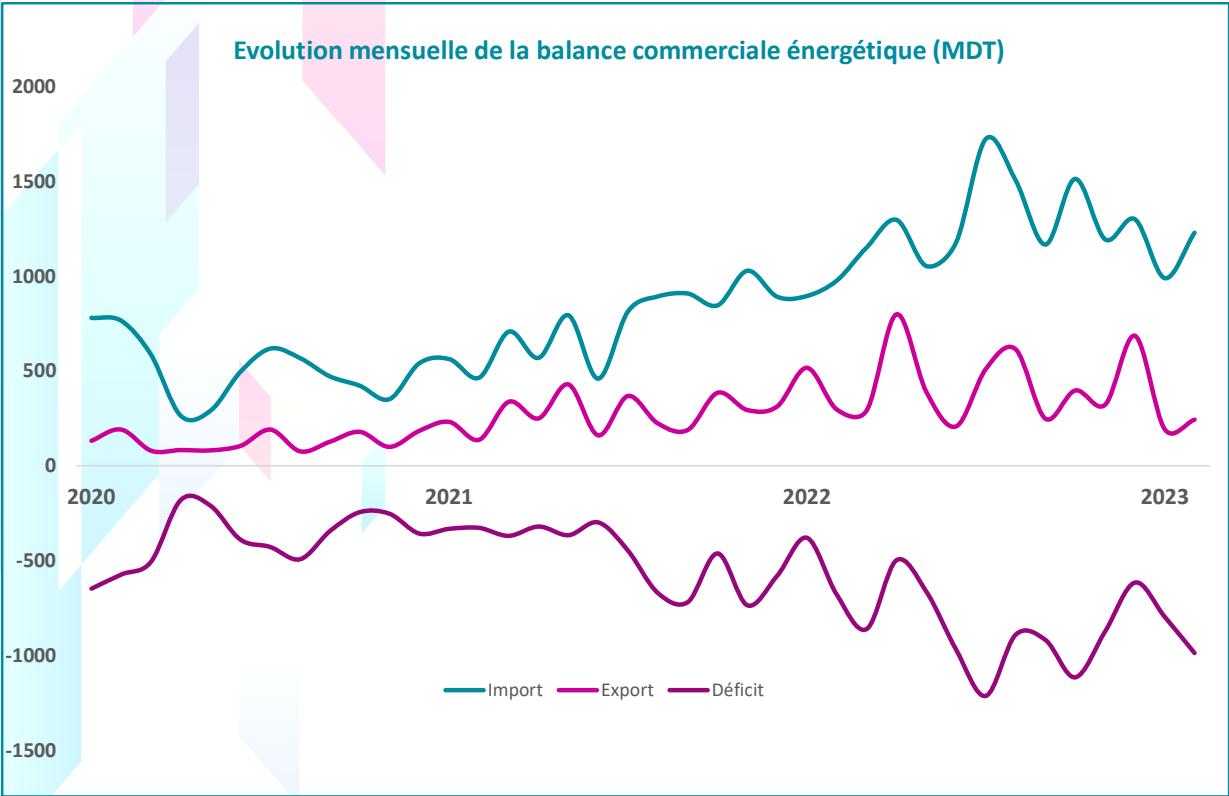
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **46%** accompagnée par une hausse des importations en valeur de **19%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **1059 MDT** à fin février **2022** à **1783 MDT** à fin février **2023**, soit une augmentation de **68%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



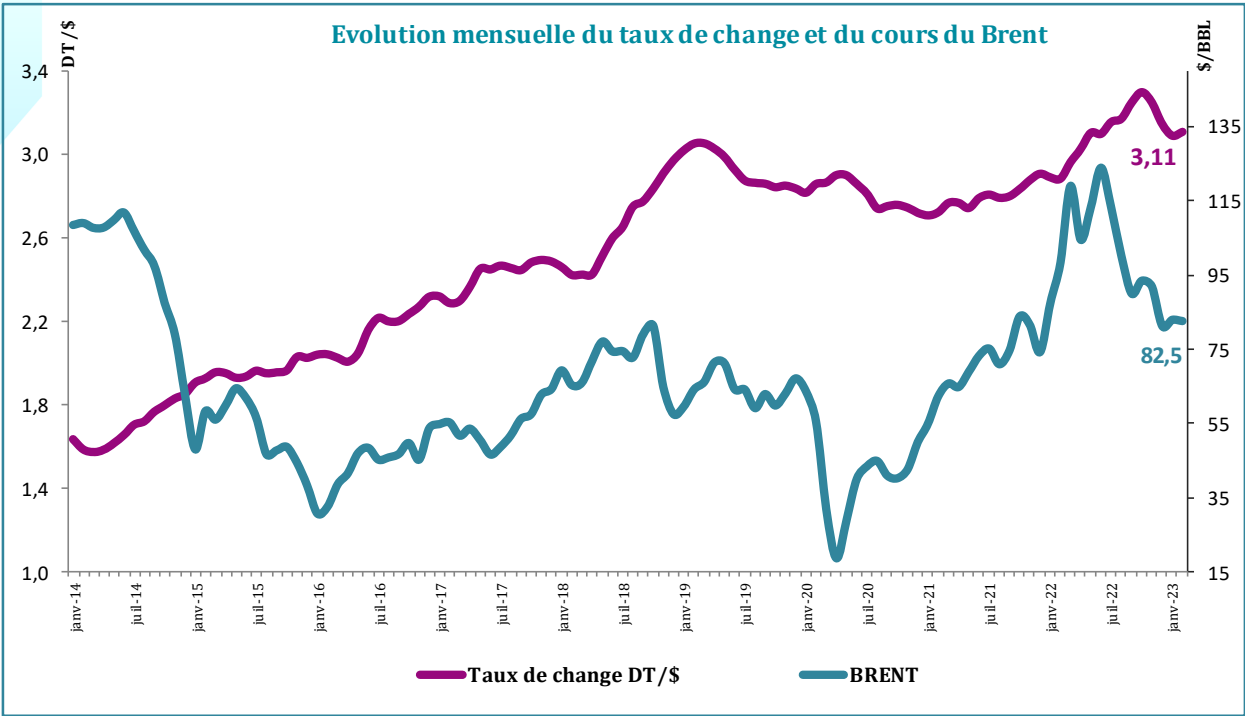
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent** ; qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(--)**, le cours du Brent s'est amélioré **(++)** et le déficit quantitatif de la balance commerciale a enregistré une augmentation de **23% (---)** à fin février **2023** par rapport à fin février **2022**.

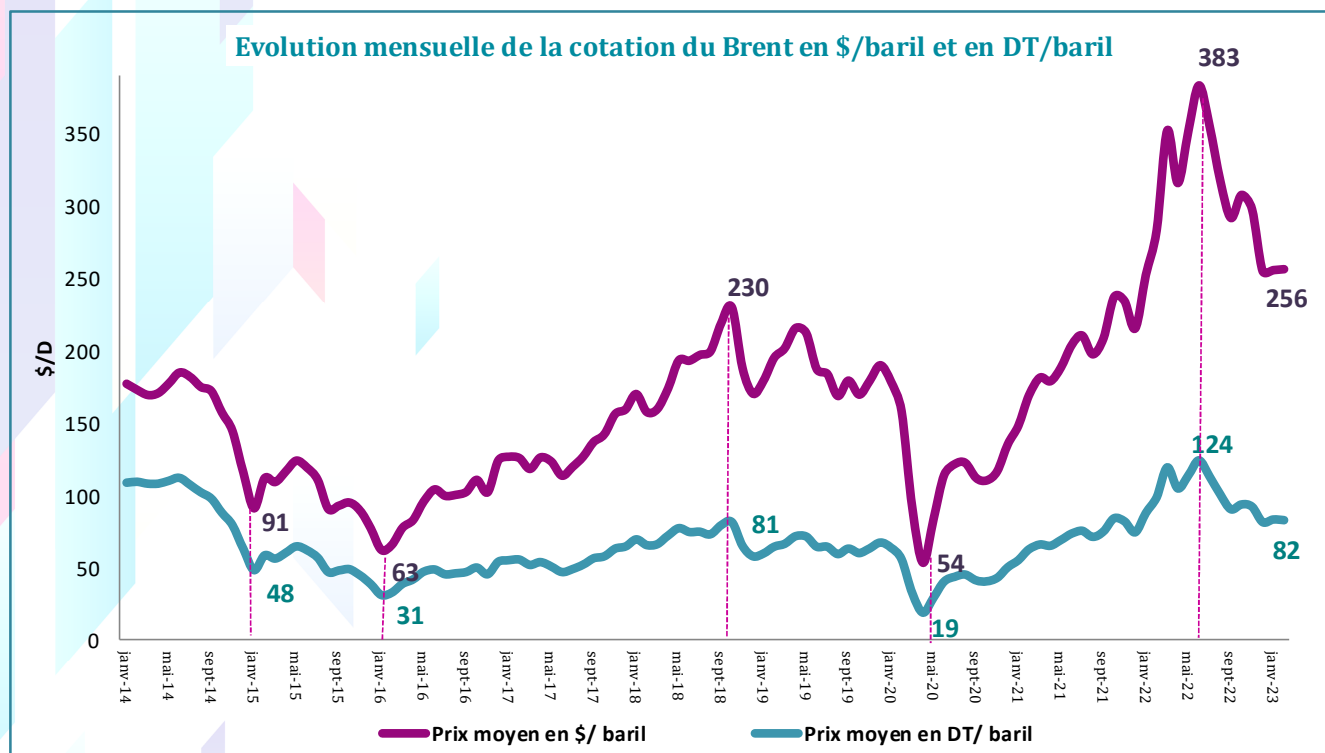
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis **2020**.



En effet, à fin février 2023, les cours du Brent ont enregistré une diminution de 10\$/bbl : 82.6\$/bbl à fin février 2023 contre 92.7 \$/bbl à fin février 2022 et 82.8\$/bbl en janvier 2023.



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

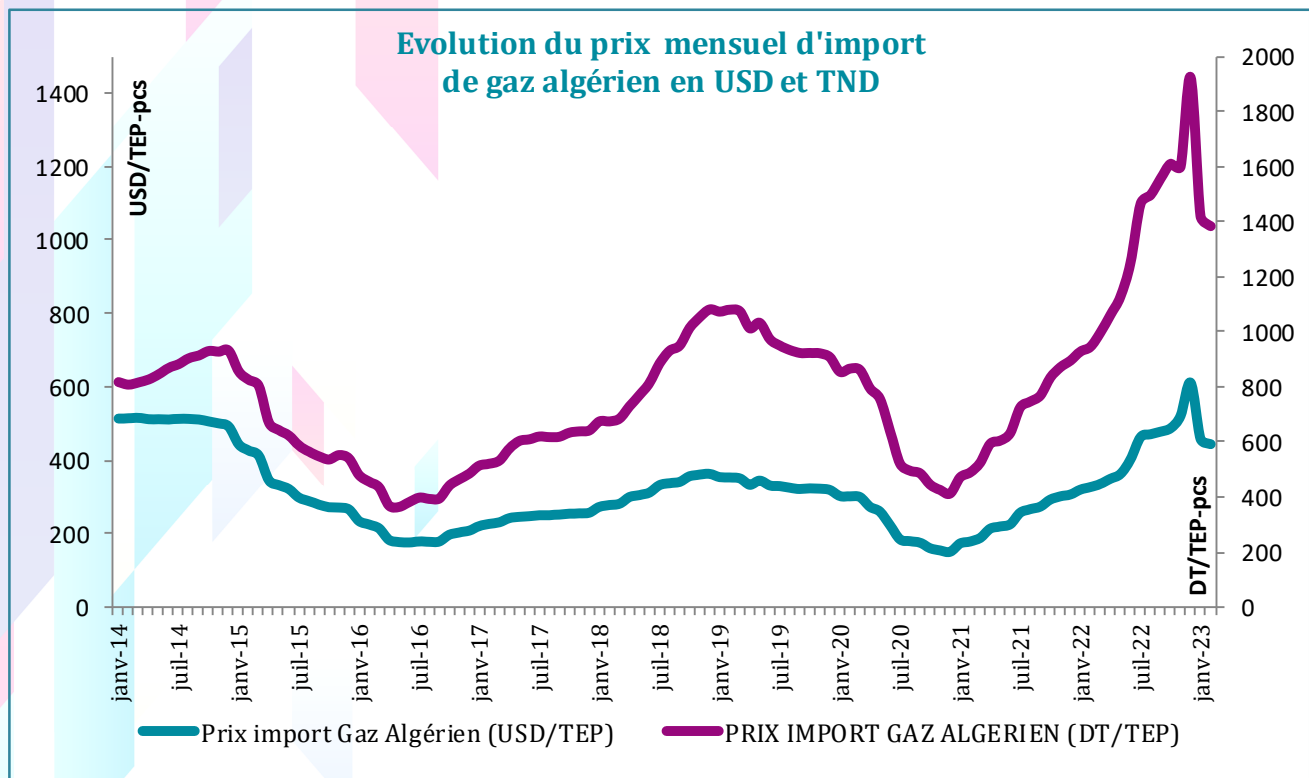


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(++) Entre février 2022 et février 2023, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de 10\$: 92.7\$/bbl contre 82.5 \$/bbl.

(--) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de 7% entre fin février 2022 et fin février 2023, 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 50% en DT et de 39% en \$ entre fin février 2022 et fin février 2023.



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 baisse a été observée à partir du mois de janvier **2023**.

(--) Les importations des produits pétroliers à fin février **2023** ont augmenté par rapport à la même période de **2022** de **22%** en valeur.

(--) Baisse des quantités du pétrole brut exportées de **48%** à fin février **2023** (exportation des partenaires non encore disponible). Concernant la demande locale du brut: La STIR a raffiné **188 kt** à fin février **2023** (dont **48%** brut local) contre **236 kt** à fin février **2022** (dont **6%** brut local).

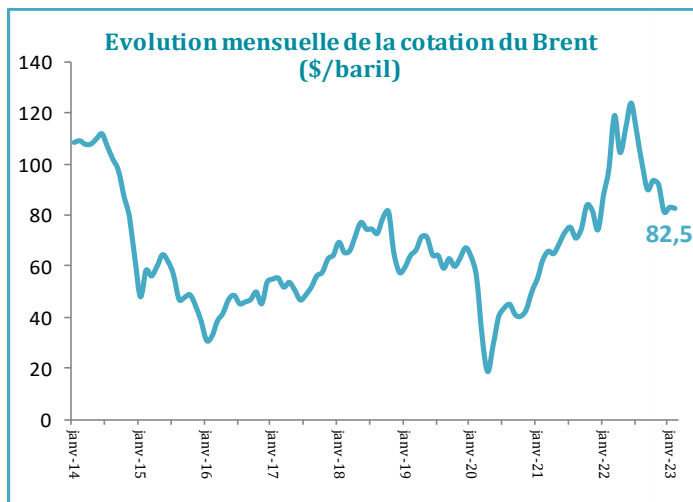
(-) Hausse des achats du gaz algérien de **3%** en quantité pour faire face à la baisse de la production.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **45%** (arrêt de l'unité de Topping au niveau de la STIR pendant 5 j et de l'unité de Platforming pendant 7j et baisse du débit).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

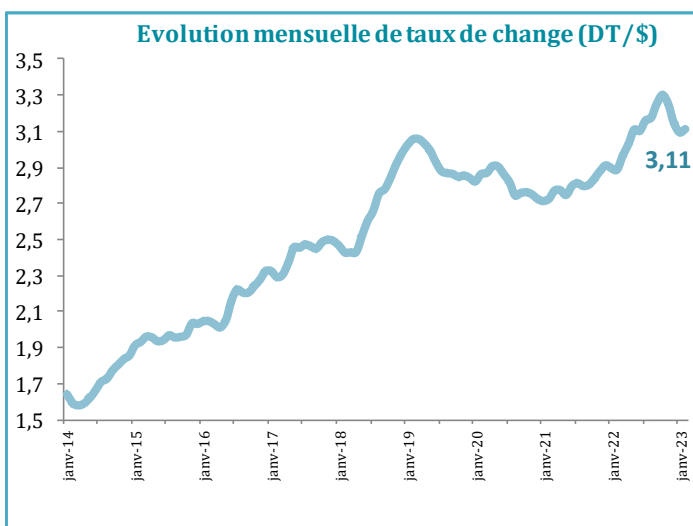
	2021	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	54,8	87,2	82,8	-5%
Février	62,2	98,2	82,5	-16%
Mars	65,6	118,8		
Avril	64,7	104,4		
Mai	68,8	113,3		
Juin	73,0	123,7		
Juillet	75,0	112,7		
Aout	70,8	100,0		
Septembre	74,6	89,9		
Octobre	83,7	93,3		
Novembre	81,4	91,7		
Décembre	74,1	81,1		
Prix annuel moyen	70,7	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		
Avril	2,77	3,03		
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		



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

Pétrole Brut (1)

A fin février 2023

DT /bbl \$/bbl

Prix de l'importation STIR (CIF)

277

90

Prix d'exportation ETAP⁽²⁾ (FOB)

230

73

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS

A fin février 2023

	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente nominal ⁽⁴⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2129	1498	815	211	3155	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2285	1464	345	176	2805	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2416	1478	550	177	3143	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1269	846	140	44	1453	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2391	264	85	328	2804	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	31,08	3,43	1,11	4,27	36,45	8,80

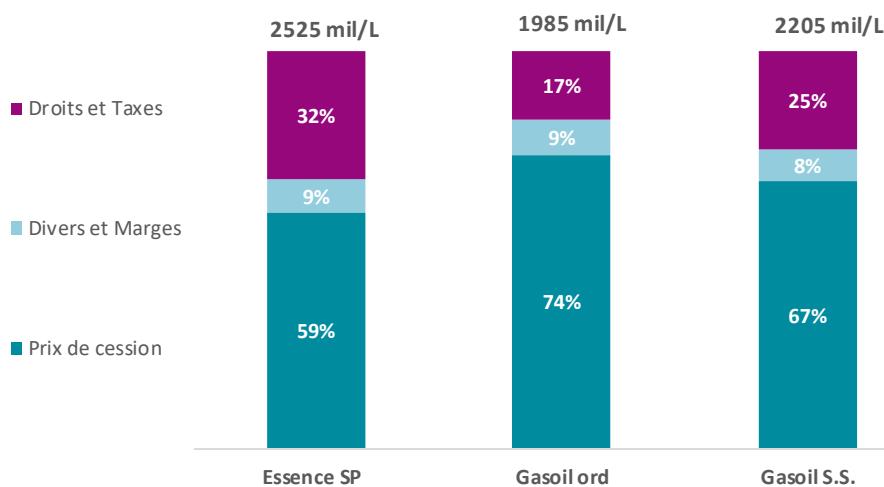
(1) Prix moyen pondéré

(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

Décomposition du prix des carburants en Tunisie à fin février 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.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)

	Année 2022	A fin février
Prix d'importation Gaz Algérien	1335	1401

	Année 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	616	609
Coût de revient moyen	723,2	801,9
Resultat unitaire ⁽¹⁾	-107,2	-192,8

(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 2020	Année 2021 ⁽²⁾
Prix de vente Global (hors taxe)	249	245
Coût de revient moyen	267,0	305,0
Résultat unitaire ⁽¹⁾	-18,4	-60,2

(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 février		
		2022	2023	Var (%)
El borma	202	35	30	-14%
Ashtart	211	33	24	-26%
Hasdrubal	83	12	13	8%
Adam	95	20	16	-19%
M.L.D	71	14	9	-31%
El Hajeb/Guebiba	123	21	18	-16%
Cherouq	59	12	8	-31%
Miskar	62	11	10	-12%
Cercina	62	10	11	6%
Barka	28	5	5	-12%
Franig/Bag/Tarfa	48	9	8	-11%
Ouedzar	50	8	8	-11%
Gherib	65	12	17	36%
Nawara	71	10	8	-22%
Halk el Manzel	93	22	9	-56%
Autres	336	53	48	-9%
TOTAL pétrole (kt)	1 656	288	242	-16%
TOTAL pétrole (ktep)	1 694	294	248	-16%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 657	288	244	-15%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 695	294	250	-15%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	100	14	21	49%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	109	15	23	49%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 757	302	265	-12%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 804	309	273	-12%

La production nationale de pétrole brut s’est située à **242 kt** à fin février **2023** enregistrant ainsi une baisse de **16%** par rapport à fin février **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux

champs à savoir Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-56%), Ashtart (-26%), El borma (-14%), Adam (-19%), M.L.D (-31%), Cherouq (-31%) et El Hajeb /Guebiba (-16%).

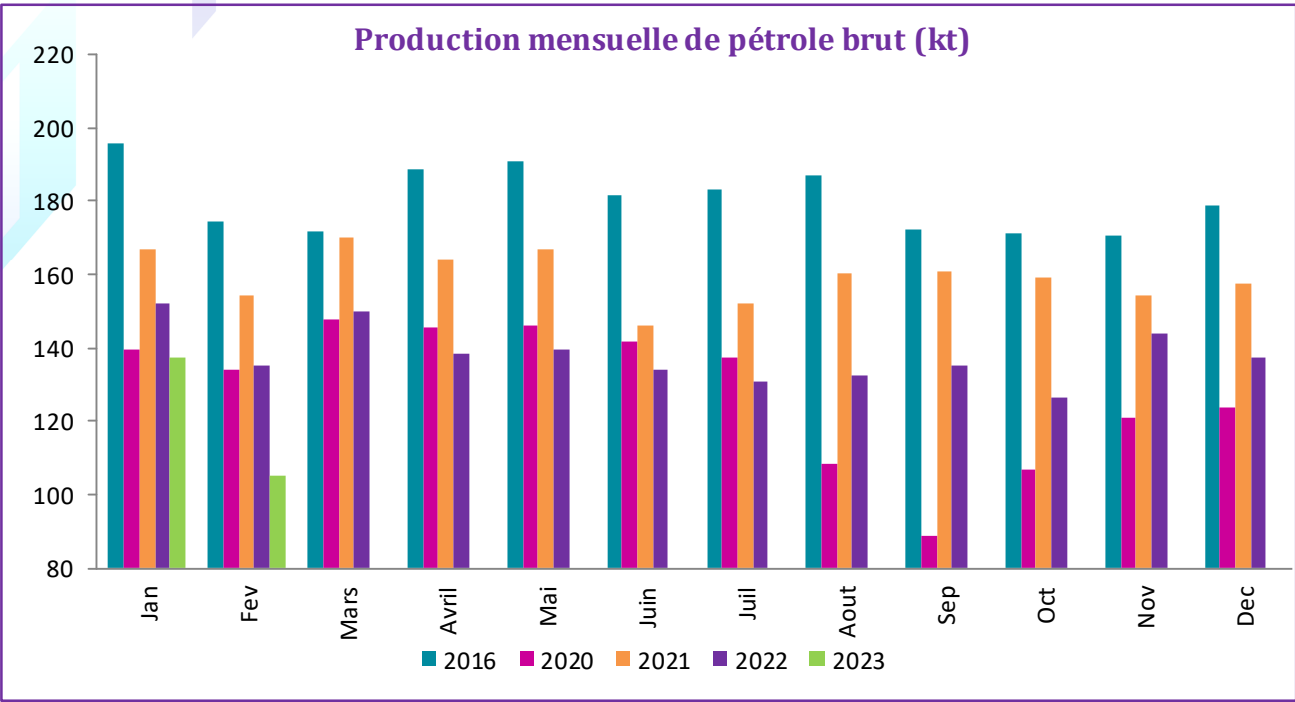
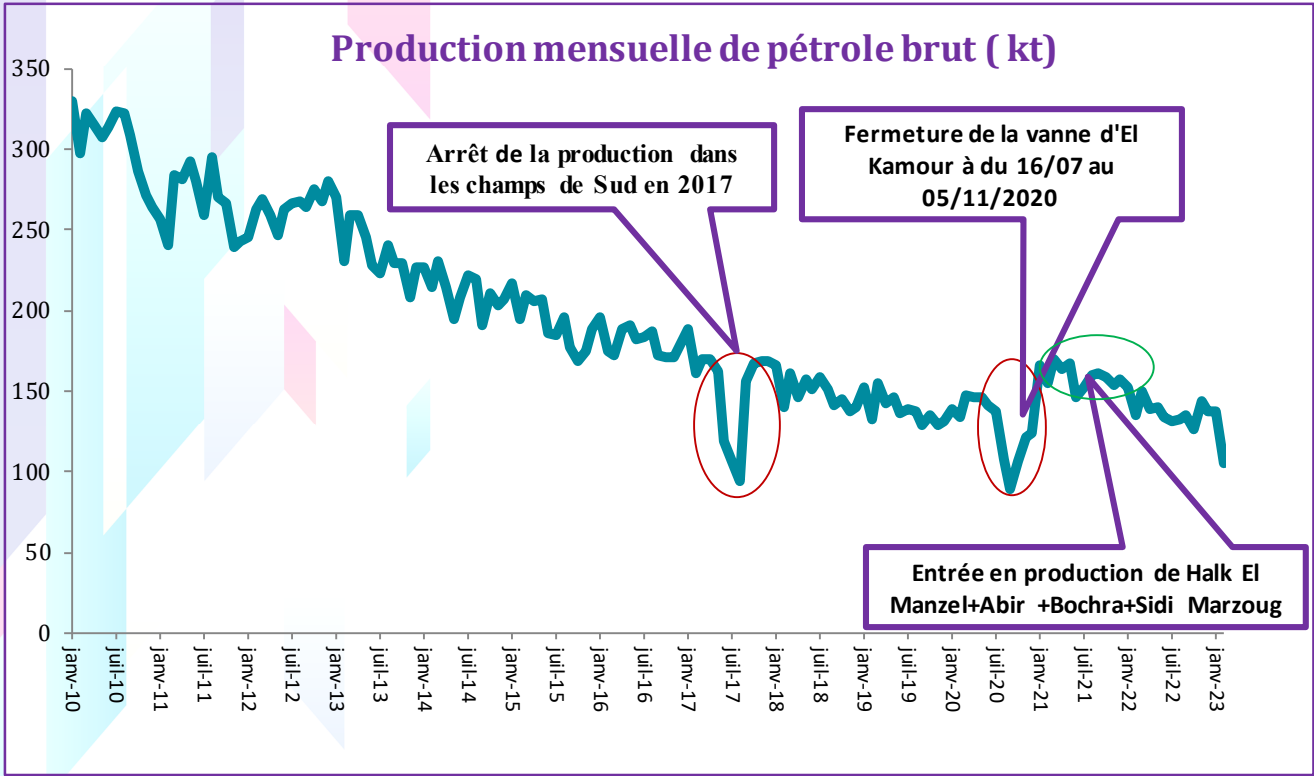
D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Gherib (+36%), Hasdrubal (+8%) et Cercina (+6%).

Il convient de noter :

- **Concession Maamoura** : 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 vers 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.
- **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.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **37.8** mille barils/j à fin février **2022** à **33.2** mille barils/j à fin février **2023**.

Les deux graphiques suivants illustrent l'évolution de la production mensuelle de pétrole depuis **2010** ainsi que sa variation mensuelle en **2016-2022**.



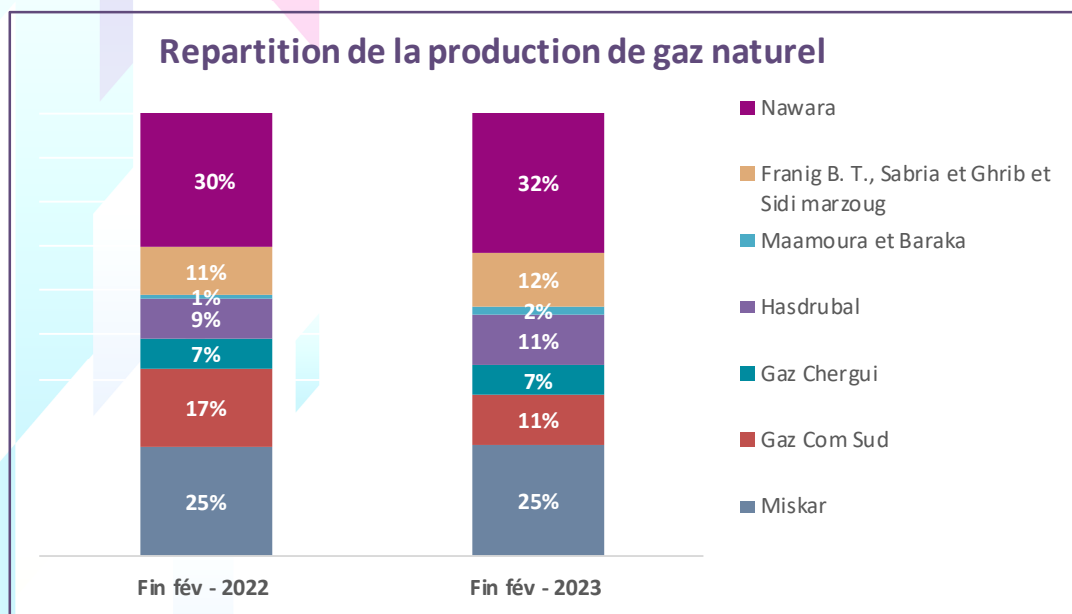
2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin février				
		2010	2022	2023	Var (%)	TCAM%)
		(a)	(b)	(c)	(c)/(b)	(c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 872	684	486	416	-14%	-4%
Production nationale	1 815	447	323	281	-13%	-3%
Miskar	450	242	80	71	-11%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	268	50	56	31	-45%	-4%
Gaz Chergui	129	39	23	19	-17%	-6%
Hasdrubal	199	65	28	32	12%	-5%
Maamoura et Baraka	30	1	3	6	129%	11%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	208	49	35	34	-3%	-3%
Nawara ⁽⁴⁾	531	0	98	89	-9%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 057	237	163	135	-18%	-4%
Achats	2 362	88	385	395	3%	12%
Unité:ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 191	760	540	462	-14%	-4%
Production nationale	2017	496	359	313	-13%	-3%
Miskar	500	269	89	79	-11%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	298	56	62	35	-45%	-4%
Gaz Chergui	144	44	25	21	-17%	-6%
Hasdrubal	221	72	32	35	12%	-5%
Maamoura et Baraka	33	2	3	6	129%	11%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	231	55	39	37	-3%	-3%
Nawara(4)	590	0	109	99	-9%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1175	264	182	150	-18%	-4%
Achats	2 624	98	428	439	3%	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 dujanivier 2023 d'une quantité de 4,4 million de Cm.3 et qui est régularisé par deduction de la redevance reexportée en février 2023						

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **416** ktep, à fin février **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **14%** par rapport à la même période de l’année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **13%** avec une baisse de la redevance sur le passage du gaz algérien de **18%**.

Production des hydrocarbures

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

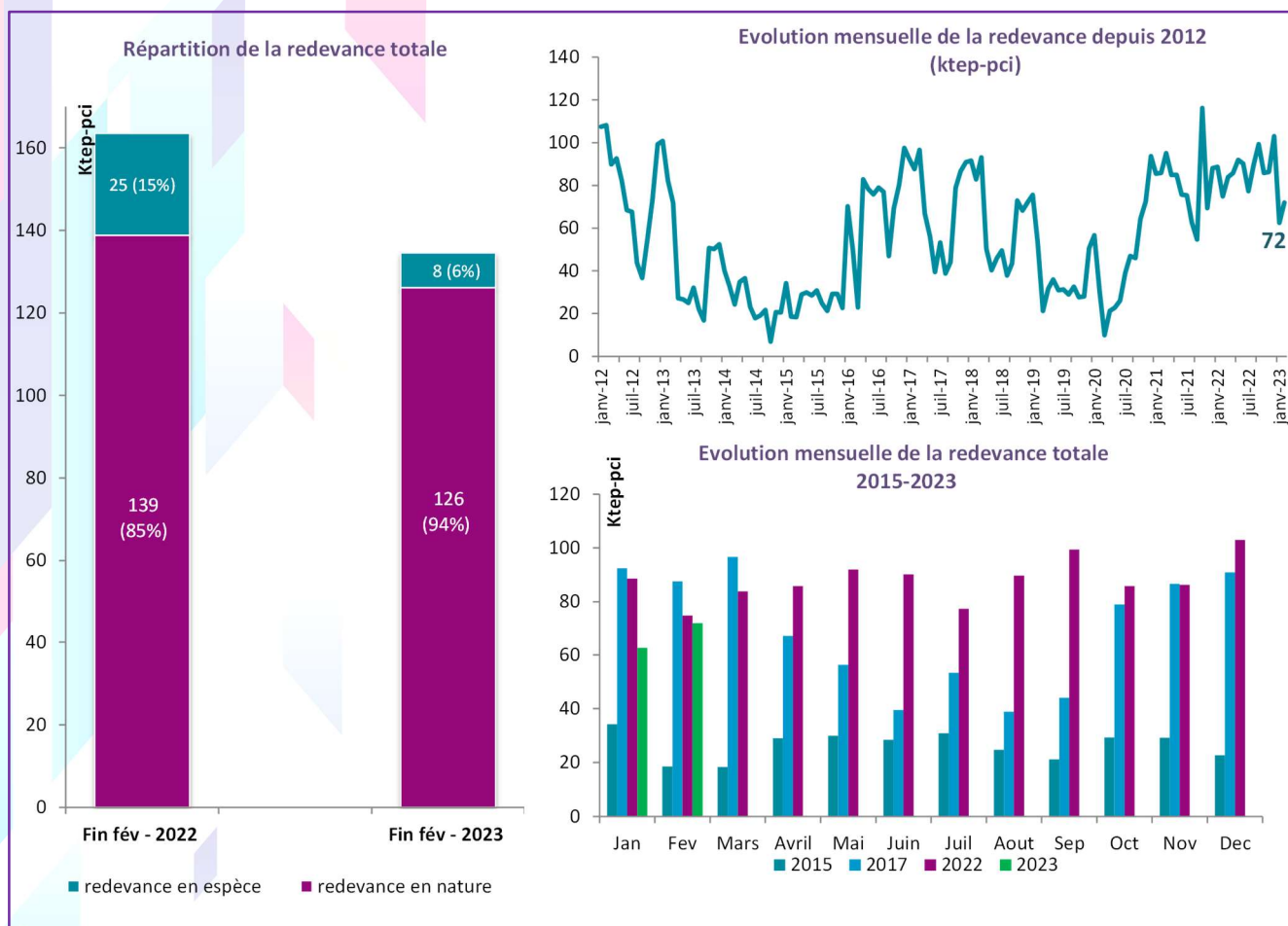


Il convient de noter :

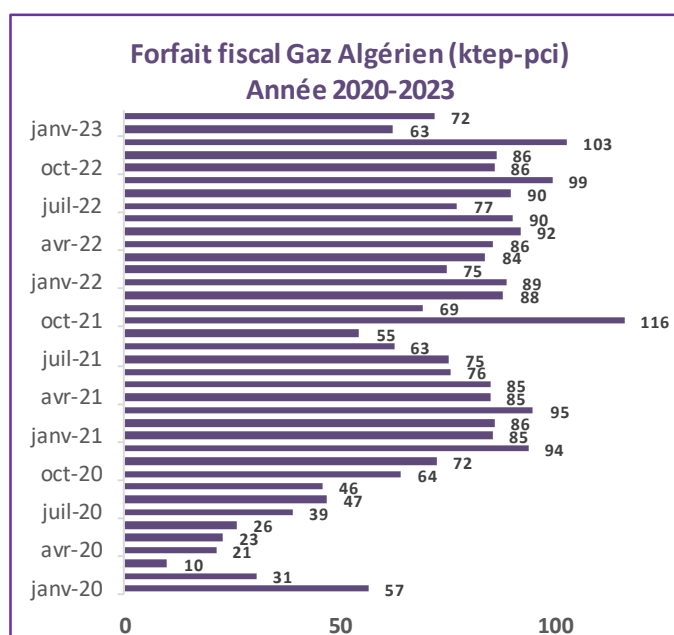
- ✓ **Champ Hasdrubal** : Hausse de la production de **12%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **45%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **11%**.
- ✓ **Concession Maamoura** : Arrêt de la production depuis le **25-02-2023**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**-18%**) à fin février **2023** par rapport à fin février **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 (**85%**).

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.



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** et **2022**. Durant le mois de février **2023**, la redevance a diminué de **4%**.

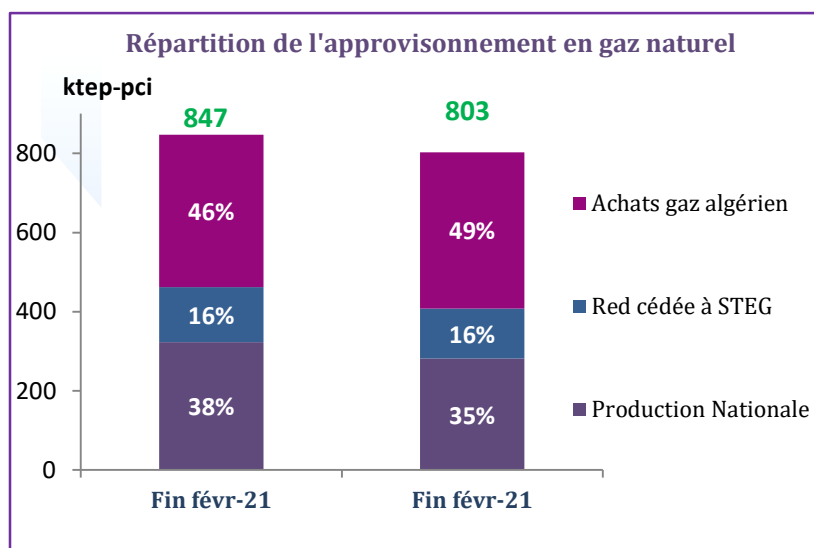


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **3%**, entre fin février **2022** et fin février **2023**, pour se situer à **395 ktep** et ceci à cause de la baisse de la production.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **5%** entre fin février **2022** et fin février **2023** pour se situer à **803 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 **38%** à **35%**.
2. Quasi stabilité de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **16%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **46%** à **49%**.



3. Production de produits pétroliers

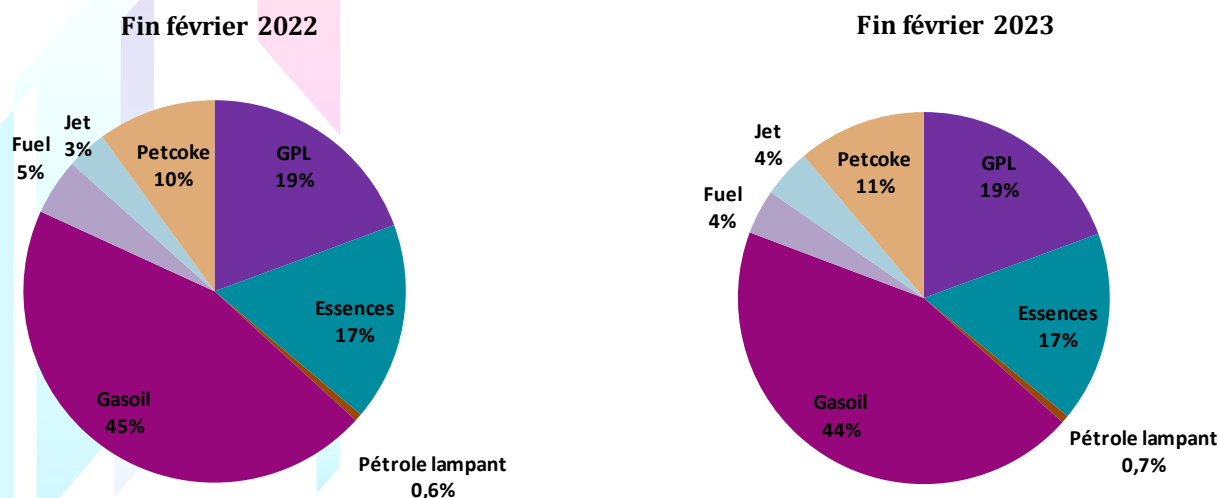
Les indicateurs de raffinage				
	A fin février			Remarques
	2022	2023	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	5	6	18%	
Essence Sans Pb	16	14	-13%	
Petrole Lampant	7	5	-19%	
Gasoil ordinaire	94	69	-27%	
Fuel oil BTS	78	62	-21%	
Virgin Naphta	36	29	-19%	
White Spirit	1	0	-100%	
Total production STIR	237	185	-22%	
Taux couverture STIR (1)	33%	26%	-20%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	17%	13%	-22%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	54	54	0%	Arrêt technique de 26 au 31/01/2023
Jours de fonctionnement du Platforming	40	52	30%	Arrêt technique de 25 au 31/01/2023

1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	689	97	140	137	-2%	3%
Essences	816	60	121	117	-3%	5%
<i>Essence Super</i>	0	0	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	60	118	116	-2%	5%
<i>Essence premium</i>	15	0	3	1,3	-51%	-
Pétrole lampant	15	11	4,6	4,9	8%	-6%
Gasoil	2 084	241	325	312	-4%	2%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	218	257	248	-3%	1%
<i>Gasoil SS</i>	453	22	67	64	-6%	8%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	1,2	0,8	-31%	-
Fuel	226	41	35	28	-20%	-3%
<i>STEG & STIR</i>	27	0	4,3	4,6	8%	-
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	199	41	30	23	-24%	-4%
Fuel gaz(STIR)	19	0	3	2	-28%	-
Jet	223	18	24	30	22%	4%
Coke de pétrole	477	45	72	78	8%	4%
Total	4548	513	725	709	-2%	2,5%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4502	513	717	702	-2%	2,5%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin février **2022** et fin février **2023**, une baisse de **2%** pour se situer à **709 ktep**. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du GPL de **2%**, du fuel de **20%**, des essences de **3%** et du gasoil de **4%**. Par contre la demande du coke de pétrole a enregistré une hausse de **8%** et celle du Jet de **22%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin février **2022** et fin février **2023** à l'exception de quelques produits notamment le jet dont sa part est passée de **3%** à **4%** et le Pet coke qui est passé de **10%** à **11%**.

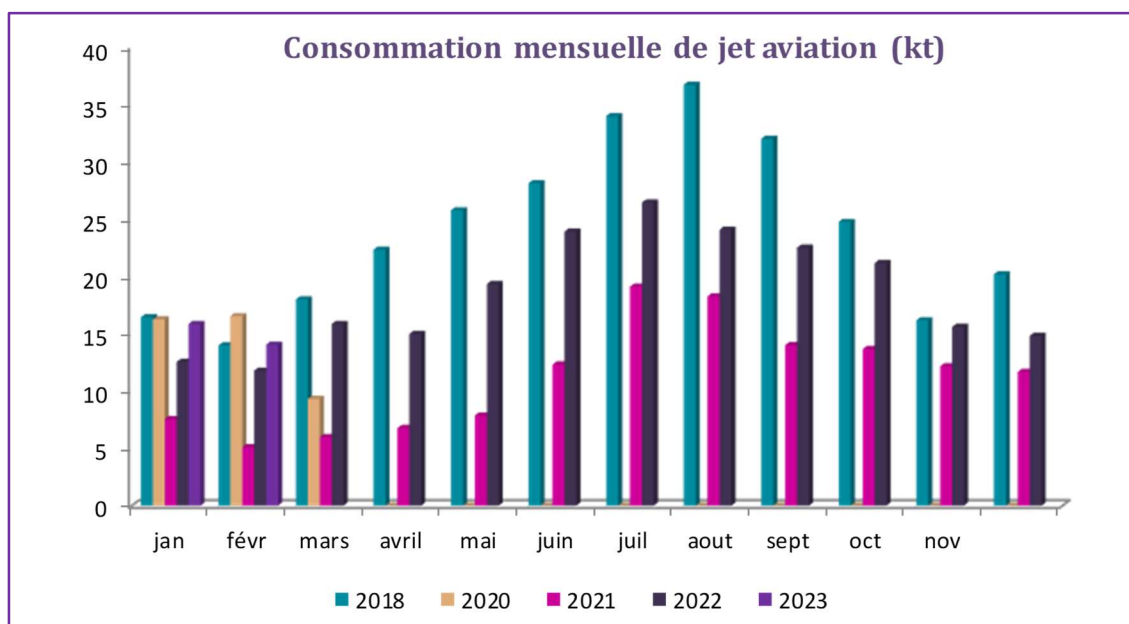


La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin février **2022** et fin février **2023**, une diminution de **4%**. Elle représente **60%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL a diminué de **2%** entre fin février **2022** et fin février **2023**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **8%** entre fin février **2022** et fin février **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 **22%** à fin février **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

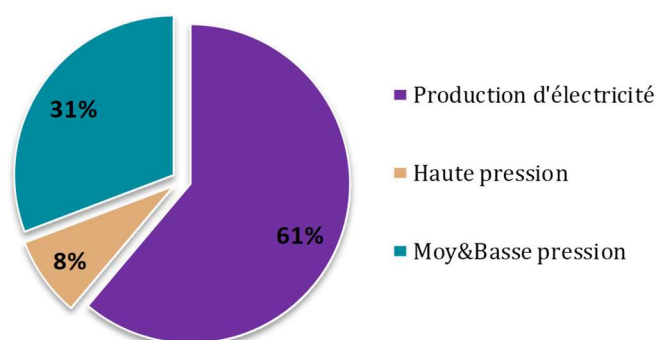
DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin février				
		2010 (a)	2021 (b)	2022 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 886	688	846	800	-5%	1%
Production d'électricité	3 441	459	519	489	-6%	0,5%
Hors prod élec	1 445	229	327	311	-5%	2%
Haute pression	409	69	82	65	-21%	-1%
Moy&Basse pression	1 035	160	245	246	0,4%	3%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 429	765	940	889	-5%	1%
Production d'électricité	3 824	510	577	544	-6%	0,5%
Hors prod élec	1 605	255	363	345	-5%	2%
Haute pression	455	77	91	72	-21%	-1%
Moy&Basse pression	1 150	178	273	274	0,4%	3%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **5%** entre fin février **2022** et fin février **2023** pour se situer à **800 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **6%**, celle pour la consommation finale a diminué de **5%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**61%** de la demande totale à fin février **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 **5%** pour se situer à **311 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une quasi stabilité et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **21%**.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin février 2023



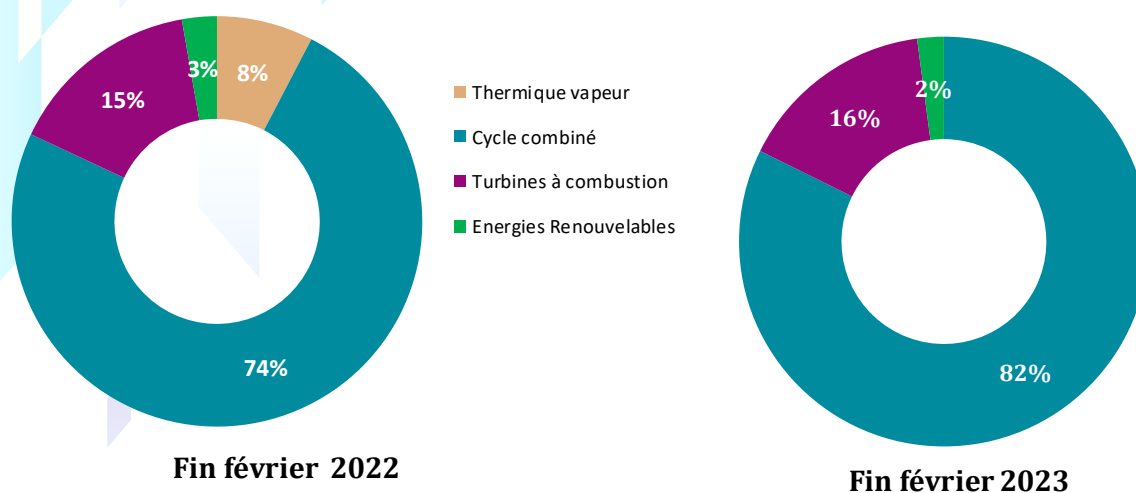
La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **7%** entre fin février **2022** et fin février **2023** pour se situer à **194**

tep/GWh . La centrale IPP-Rades est en arrêt de production à partir du mois de juin **2022**, elle a intégré le parc de la STEG.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une hausse de **1%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **6%**.

En effet, nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique qui a passé de **74%** à fin février **2022** à **82%** à fin février **2023**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Février		A fin février	
		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 développ.	1	1	0	1	0
Nb de découvertes	0	0	0	0	0

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin février **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** : « **Boughrara** », publication au JORT n° 6 du **17 janvier 2023**.

Exploration

Acquisition sismique en janvier 2023

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

Forage d'exploration à fin février 2023

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

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa-2	Araifa	18/01/2023	Profondeur actuelle : 2660 m. Forage en cours.
02	Sabeh-1	Borj El Khadra	27/01/2023	Profondeur actuelle : 407 m. Forage en cours.

Développement

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

Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables



1. Electricité

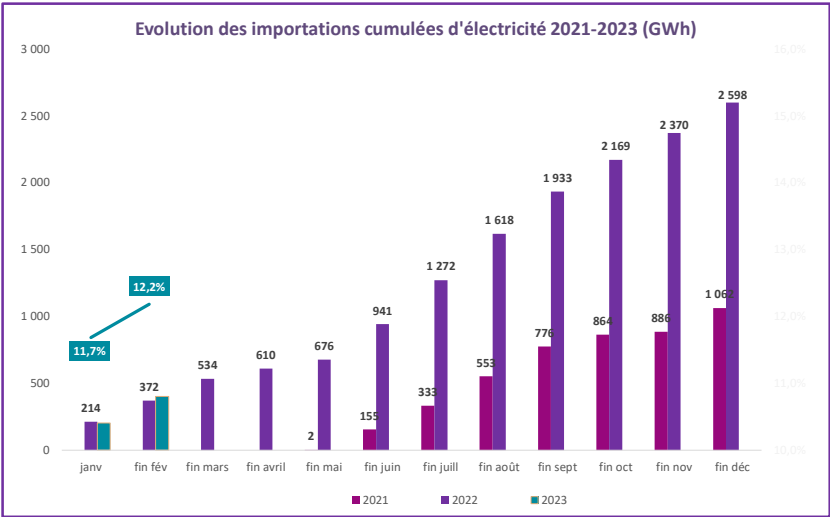
PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2022	A fin février				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18647	1 688	2 693	2864	6%	4%
FUEL + GASOIL	0,2	1	0,020	0,02	0%	-28%
GAZ NATUREL	18280	1652	2614	2806	7%	4%
HYDRAULIQUE	15	5	1,1	0,6	-50%	-16%
EOLIENNE	322	30	72	52	-28%	4%
SOLAIRE ⁽¹⁾	31	0	5	5	4%	-
IPP (GAZ NATUREL)	706	493	154	0	-100%	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	0	0	0	2,5	-	-
ACHAT TIERS	163	13	30	30	0%	7%
PRODUCTION NATIONALE	19516	2 195	2 877	2 897	1%	2%
Echanges	-25	15	8	1	-91%	-21%
Achat Sonelgaz (Algérie)	2598	0	372	402	8%	-
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22089	2210	3257	3300	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

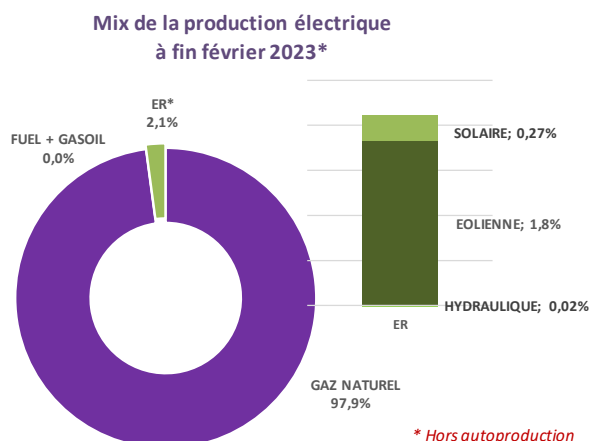
(3) Provisoire

La production totale d'électricité a enregistré, à fin février 2023, une légère hausse de 1% pour se situer à **2897 GWh** (hors autoproduction consommée) contre **2877 GWh** à fin février 2023. Ainsi, 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 février 2023.



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 février **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une hausse de **1%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.1%**. Le graphique suivant illustre le



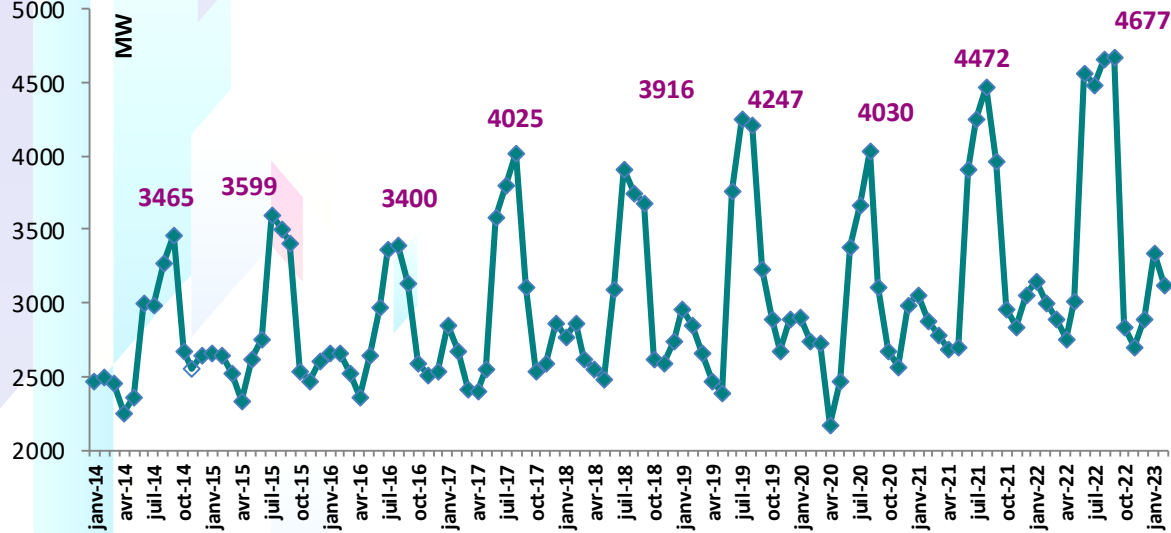
mix de la production électrique à fin février **2023**. Par ailleurs, **166 MW** de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **302** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **68MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

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.

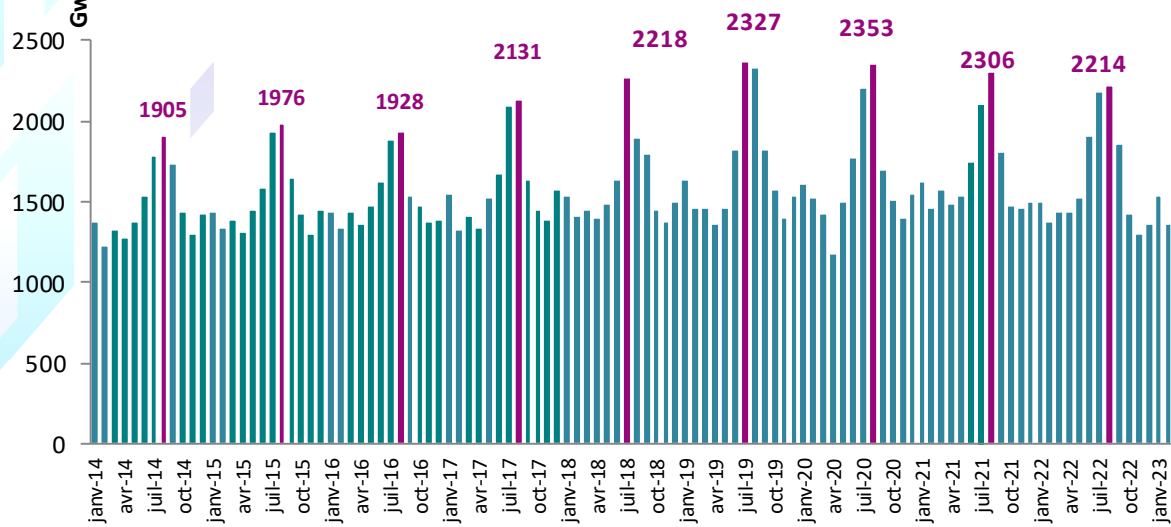
La pointe a enregistré une hausse de **6%** pour se situer à **3337 MW** à fin février **2023** contre **3147 MW** à fin février **2022**.

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**.

Evolution de la pointe électrique mensuelle



Production électrique mensuelle



VENTES D'ELECTRICITE

Unité : GWh

	Réalisé 2022	A fin février				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1286	190	204	196	-4%	0,2%
Moyenne tension	7143	856	1045	1083	4%	2%
Basse tension	8870	860	1326	1431	8%	4%
TOTAL VENTES **	17299	1 906	2 574	2 710	5%	3%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une hausse de **5%** entre fin février **2022** et fin février **2023**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **4%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré, par contre, une hausse de **4%**.

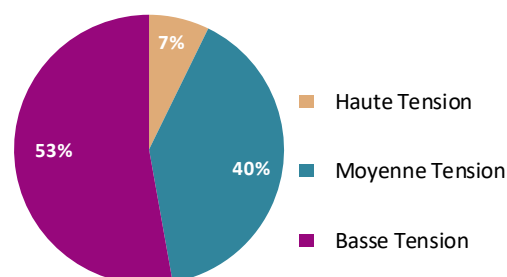
A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **63%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin février **2023**.

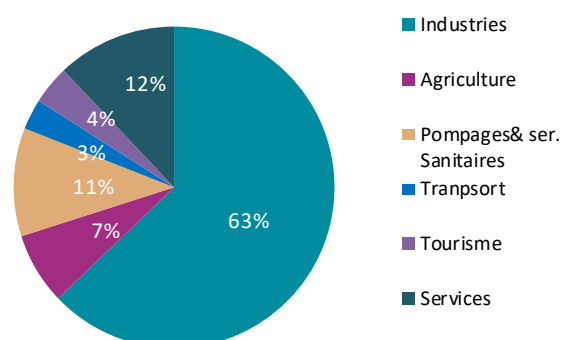
La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-23%**) et des industries extractives (**-20%**).

Contre une hausse des ventes du secteur de pompage (eau et services sanitaires) (**+23%**) et de pompage agricole (**+6%**).

Répartition des ventes d'électricité à fin février 2023



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



L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin février 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 juin 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 : 18 mai 2023
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (mai 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 2 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020. Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022. 2 autres projets à Sidi Bouzid et Meknassi sont en cours de mise en service D'autres projets sont en phase de construction ou de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.

		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 2 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). 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).
		Basse tension	166 MW
	AUTOPRODUCTION	MT/HT	302 autorisations octroyées pour une puissance totale de 68MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Taux d'avancement : 99%. 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 Taux d'avancement : 99.7%. 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

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