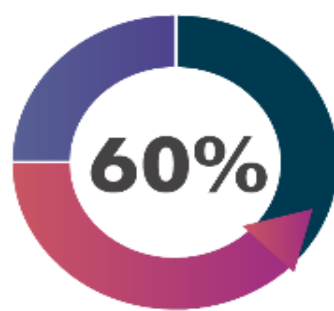
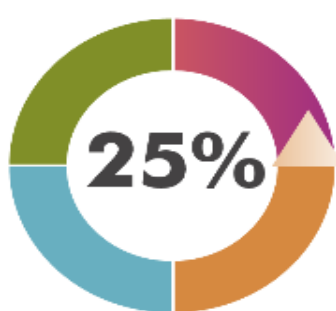


REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie

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

Conjoncture Énergétique

Septembre 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



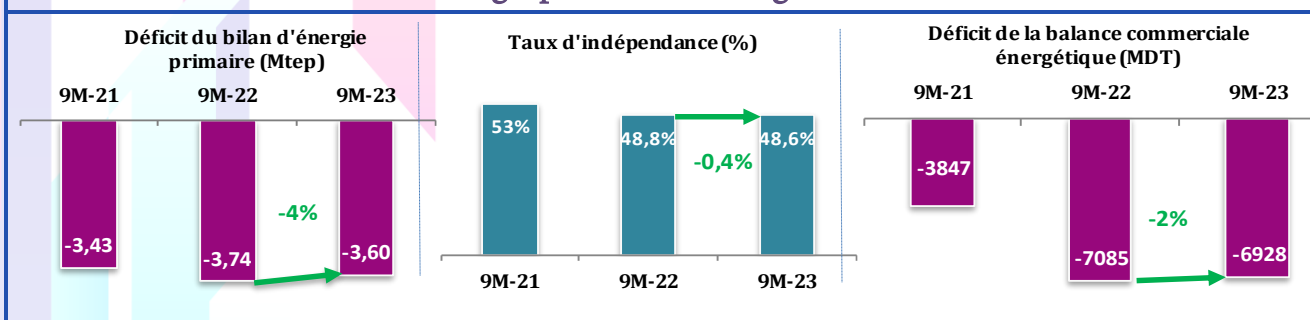
Electricité et Energies renouvelables

- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

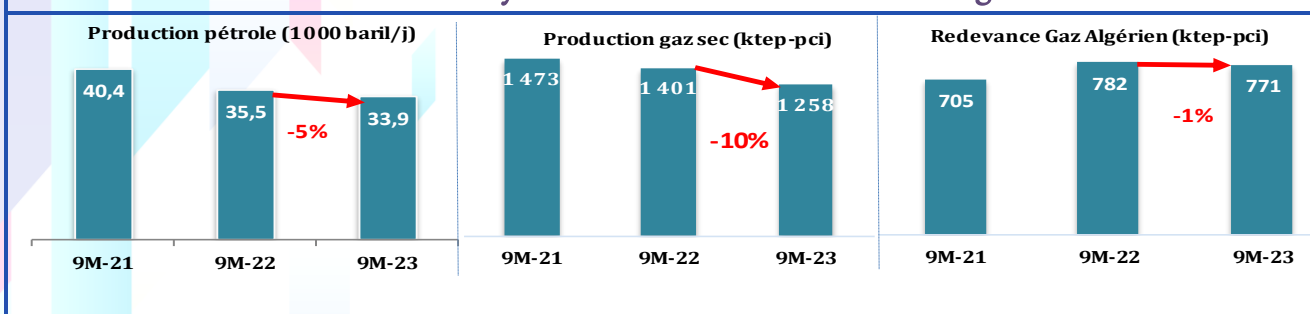
Date de la publication : 31-10-2023

Faits marquants des neuf premiers mois de 2023

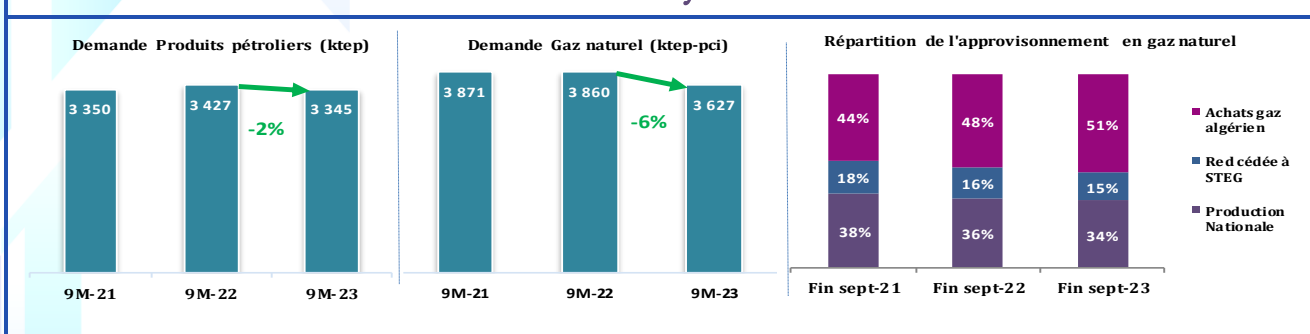
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



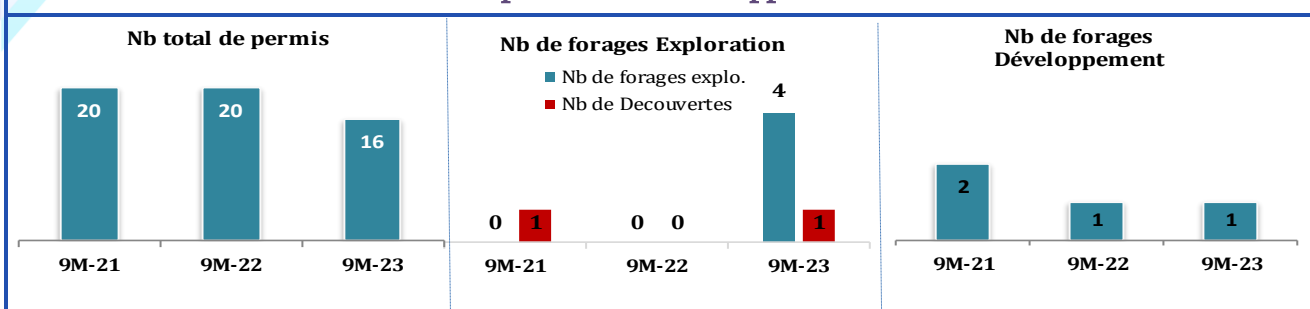
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérie



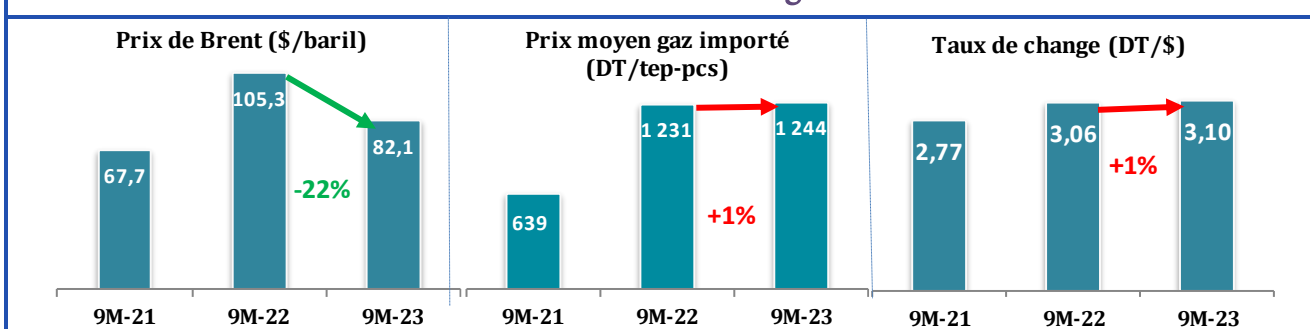
Demande des hydrocarbures



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	A fin septembre			Var (%)	TCAM (%)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
RESSOURCES	4708	6111	3568	3402	-5%	-4%
Pétrole ^{(1)(*)}	1695	2939	1278	1225	-4%	-7%
GPL primaire ^{(2)(*)}	109	152,7	84	121	44%	-2%
Gaz naturel	2872	3007	2182	2029	-7%	-3%
<i>Production</i>	1815	2141	1401	1258	-10%	-4%
<i>Redevance</i>	1057	866	782	771	-1%	-1%
Elec primaire	32	13	24	27	11%	6%
DEMANDE	9469	6244	7310	6999	-4%	1%
Produits pétroliers	4571	2931	3427	3345	-2%	1%
Gaz naturel	4867	3300	3860	3627	-6%	1%
Elec primaire	32	12,7	24,1	27	11%	6%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance ⁽³⁾	-4761	-132	-3742	-3597
Sans comptabilisation de la redevance ⁽⁴⁾	-5818	-999	-4524	-4367

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 septembre 2023

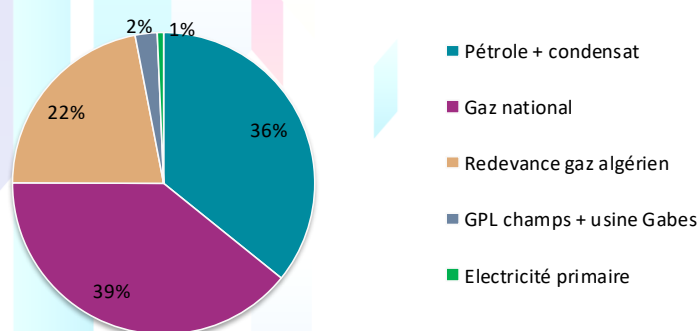
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **3.4 Mtep** à fin septembre **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **5%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

Les ressources d'énergie primaire restent dominées par la production nationale de pétrole et du gaz qui participent tous les deux à hauteur de **73%** de la totalité des ressources d'énergie primaire.

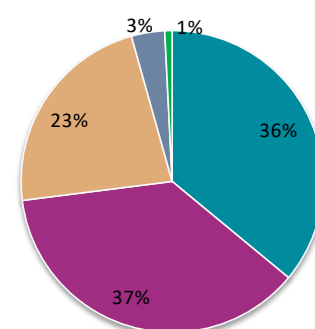
La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler que **la redevance sur le transit du gaz algérien a enregistré** une baisse de **1%** à fin septembre **2023** par rapport à la même période de **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2022



Répartition des ressources en énergie primaire à fin septembre 2023

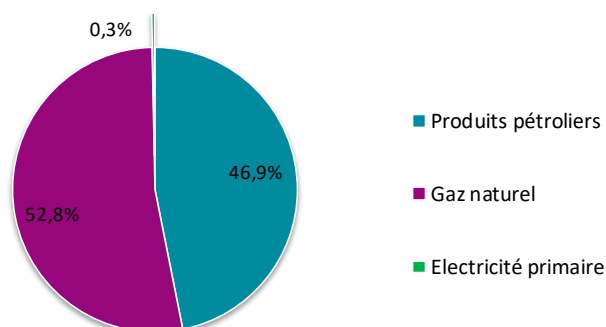


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023** de **4%** : la demande du gaz naturel a diminué de **6%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une baisse de **2%**.

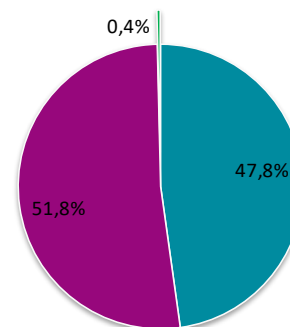
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **6%** suite à **la limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire a enregistré un léger changement, en effet, la part des produits pétroliers est passée de **47%** à fin septembre **2022** à **48%** à fin septembre **2023**. Par contre, la part de gaz naturel est passée de **53 %** à **52%** durant la même période.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin septembre 2022



Répartition de la demande en énergie primaire à fin septembre 2023



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin septembre **2023**, **un déficit de 3.6 Mtep** enregistrant ainsi une diminution de **4%** par rapport à fin septembre **2022**. **Le taux d'indépendance énergétique**, qui représente le ratio des ressources d'énergie primaire par la consommation primaire, s'est situé à **49%** à fin septembre **2023** enregistrant une quasi stabilité par rapport à la même période de l'année précédente.

Alors que, sans comptabilisation de la redevance, le taux d'indépendance énergétique se limiterait à **38%** à fin septembre **2023** enregistrant aussi une quasi stabilité par rapport à la même période de l'année précédente.

Le déficit du bilan d'énergie primaire a diminué de **4%** durant les neuf premiers mois de **2023** par rapport la même période de **2022**, cette diminution est dûe essentiellement à la baisse de la demande d'énergie primaire, la production des hydrocarbures a joué, par contre , en défaveur de cette baisse.

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin septembre			A fin septembre			A fin septembre		
	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾				1660	-	-	3884	2619	-33%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	937		-	956		-	2254	1451	-36%
ETAP	631	516	-18%	643	530	-18%	1357	960	-29%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	306		-100%	313		-	897	491	-45%
GPL Champs	33,6	17,7	-47%	37,2	19,6	-47%	73,2	27,7	-62%
ETAP	19,7	17,7	-10%	21,8	19,6	-10%	42,8	27,7	-35%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	14		-	15		-	30		-
PRODUITS PETROLIERS	495	327	-34%	498	330	-34%	1132	608	-46%
Fuel oil (BTS)	318	194	-39%	311	190	-39%	728	345	-53%
Virgin naphta	177	133	-25%	187	140	-25%	404	263	-35%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				169	235	39%	424	533	26%
IMPORTATIONS				5768	5884	2,0%	10969	9547	-13%
PETROLE BRUT⁽³⁾	682	451	-34%	701	464	-34%	1791	981	-45%
PRODUITS PETROLIERS	2456	2827	15%	2428	2805	16%	6637	6016	-9%
GPL	405	391	-3%	448	433	-3%	1080	796	-26%
Gasoil ordinaire	616	818	33%	633	840	33%	2189	1985	-9%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	248	338	36%	255	347	36%	808	847	5%
Jet	169	186	10%	174	192	10%	604	543	-10%
Essence Sans Pb	404	475	18%	422	496	18%	1391	1307	-6%
Fuel oil (HTS)	130	115	-12%	127	112	-12%	217	174	-20%
Pétrole lampant	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
White spirit	0,0	0,0	-	0	0	-	0	0	-
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	484	504	4%	369	384	4%	348	364	5%
GAZ NATUREL				2639	2616	-1%	2541	2550	0,4%
Redevance totale ⁽²⁾				782	771	-1%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				1857	1845	-1%	2541	2550	0,4%

(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 / Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois du juillet 2023 d'une quantité de 46,8 million de Cm3 million de Cm3, en cours de régularisation.

(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

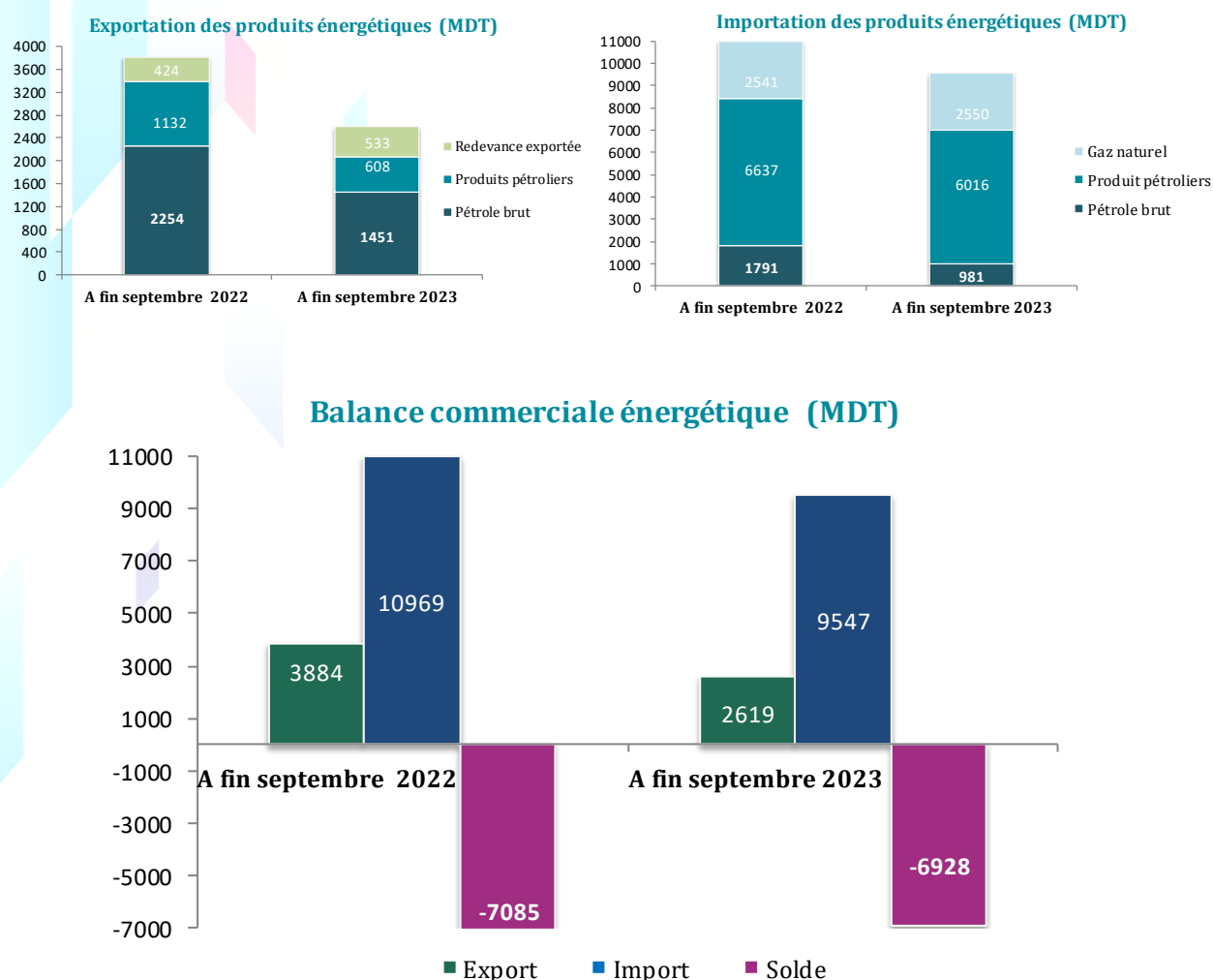
(7) Hors électricité importée de l'Algérie à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour les 9 mois de 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 échanges commerciaux

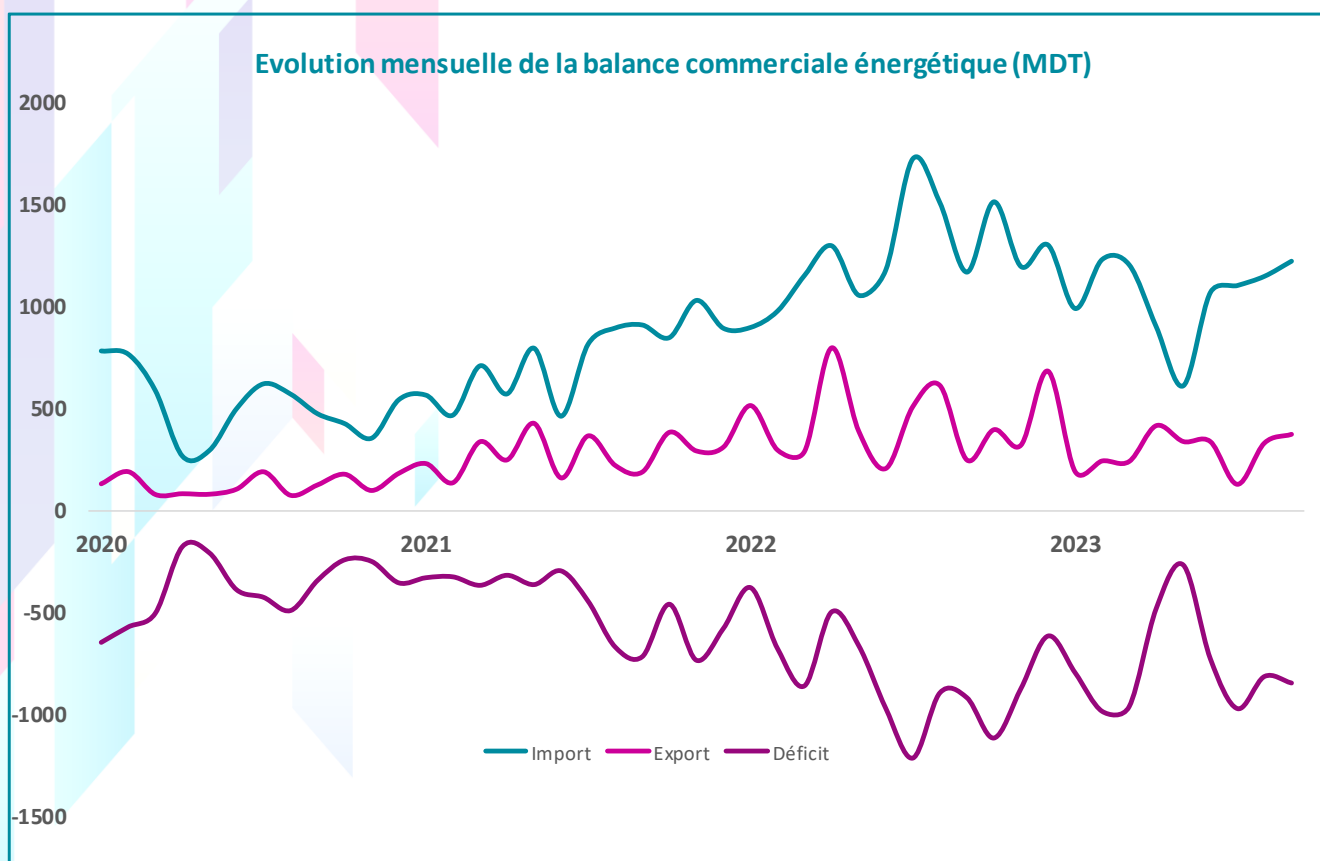
Les exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **33%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **13%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **7085 MDT** à fin septembre **2022** à **6928 MDT** à fin septembre **2023**, soit une diminution de **2%** (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



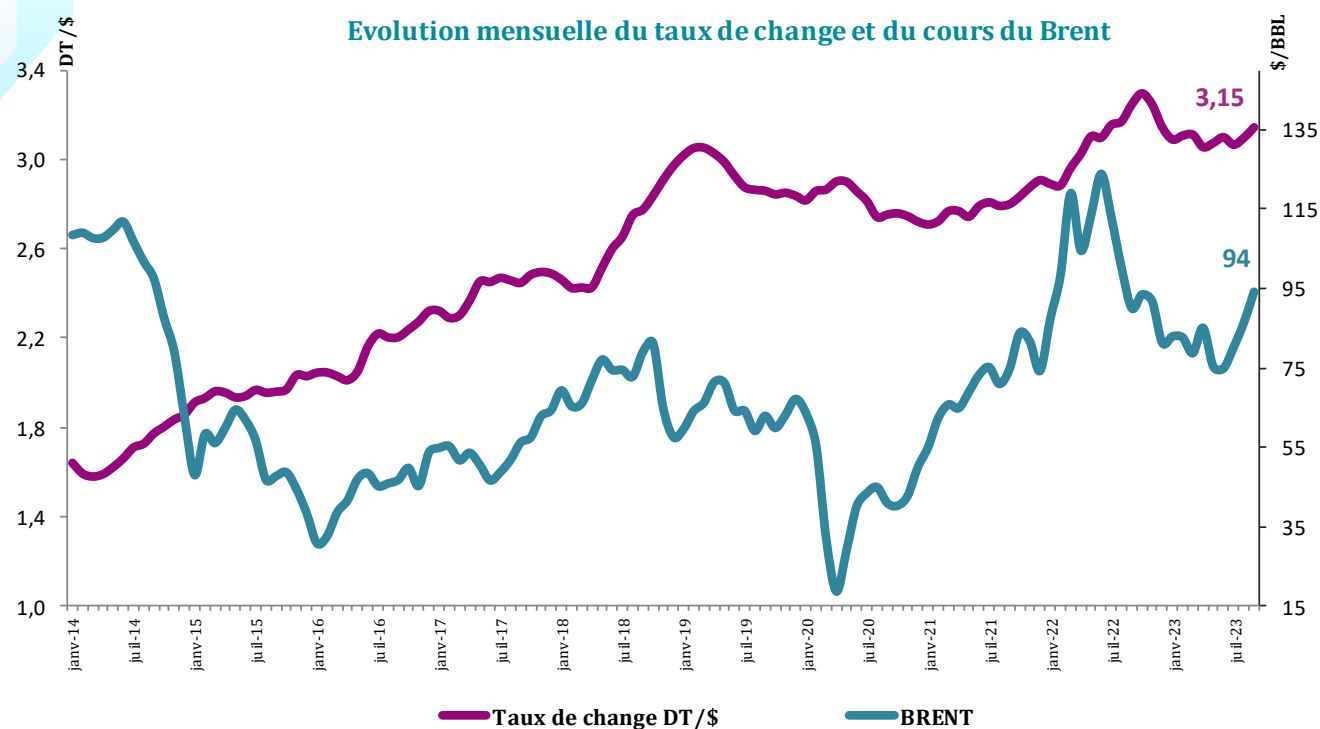
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est dégradé **(-)** et les quantités échangées ont baissé **(-)** par contre le cours du Brent s'est amélioré **(++)** à fin septembre **2023** par rapport à fin septembre **2022**.

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

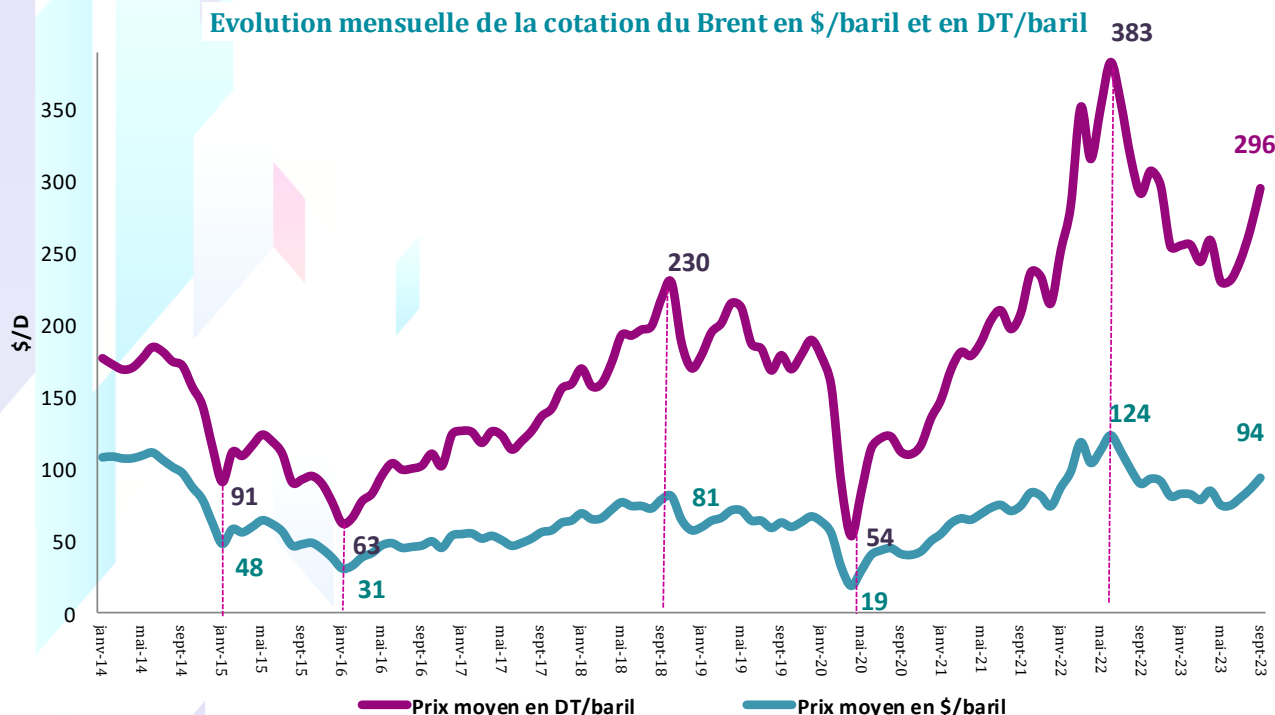


En effet, au cours du mois de septembre **2023**, les cours du Brent ont enregistré une hausse de **4\$/bbl** par rapport au mois de septembre **2022** : **94\$/bbl** en septembre **2023** contre **90 \$/bbl** en septembre **2022** et **86\$/bbl** courant le mois d'août **2023**.



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.

Evolution mensuelle de la cotation du Brent en \$/baril et en DT/baril

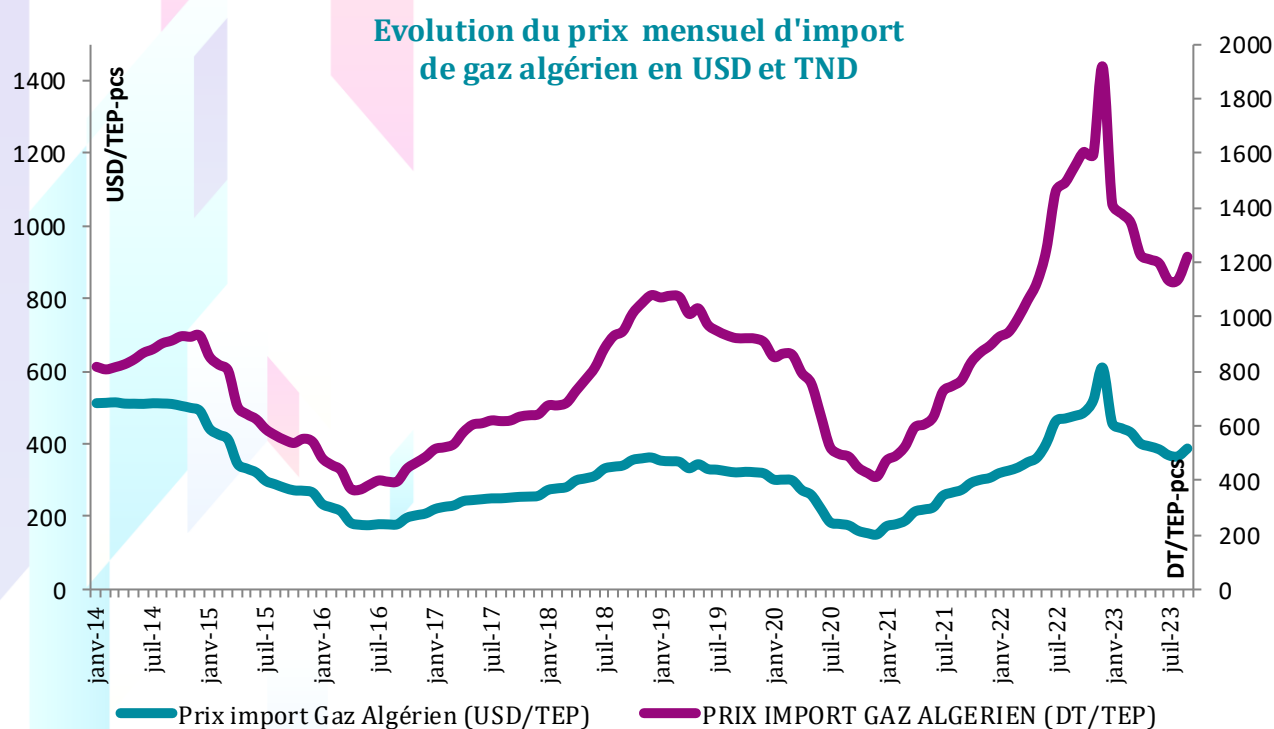


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(++) Entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **22%** : **105.3\$/bbl** contre **82.1 \$/bbl**.

(-) Dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **1%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **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 **1%** en DT et de **0.8%** en \$ entre fin septembre **2022** et fin septembre **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 nouvelle baisse a commencé à être observée à partir du mois de janvier **2023**.

(+) Les importations des produits pétroliers à fin septembre **2023** ont diminué par rapport à la même période de **2022** de **9%** en valeur.

(+) Baisse des achats du gaz algérien de **1%** en quantité.

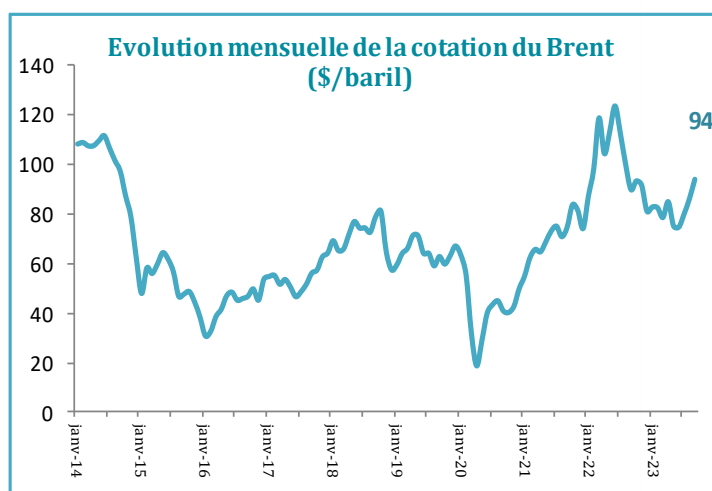
(++) Baisse des importations de pétrole brut de **34%** en quantité.

(--) Baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **34%** (baisse des jours de marche de l'unité de Topping au niveau de la STIR et du débit).

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

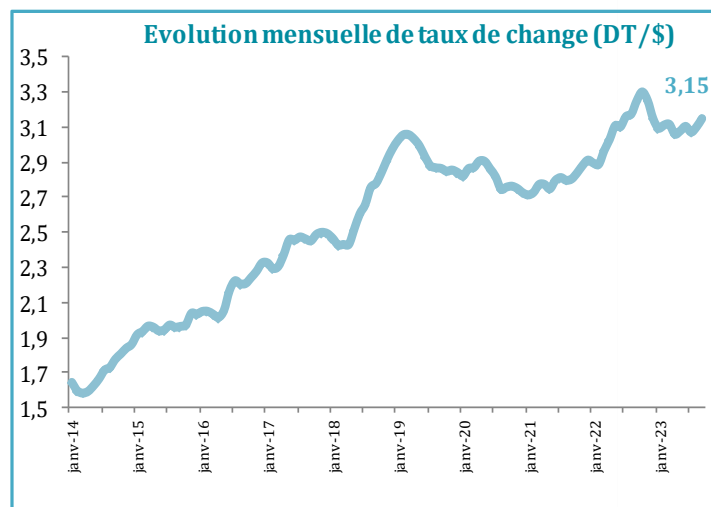
	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	87,2	82,8	-5%
Février	98,2	82,5	-16%
Mars	118,8	78,6	-34%
Avril	104,4	84,9	-19%
Mai	113,3	75,16	-34%
Juin	123,7	74,70	-40%
Juillet	112,7	80,1	-29%
Août	100,0	86,2	-14%
Septembre	89,9	94,0	5%
Octobre	93,3		
Novembre	91,7		
Décembre	81,1		
Prix annuel moyen	101,2		



2. Taux de change

Taux de change (DT/\$)

	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	2,89	3,09	7%
Février	2,89	3,11	8%
Mars	2,96	3,11	5%
Avril	3,03	3,06	1%
Mai	3,11	3,08	-1%
Juin	3,10	3,10	0,1%
Juillet	3,16	3,07	-2,8%
Aout	3,17	3,10	-2,3%
Septembre	3,25	3,15	-3,2%
Octobre	3,30		
Novembre	3,25		
Décembre	3,15		
Taux annuel moyen	3,10		



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

Pétrole Brut (1)	A fin septembre 2023	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	287	93
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	224	72

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

PRODUITS PETROLIERS	A fin septembre 2023					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2124	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2048	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2115	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1516	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2035	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	26,45	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

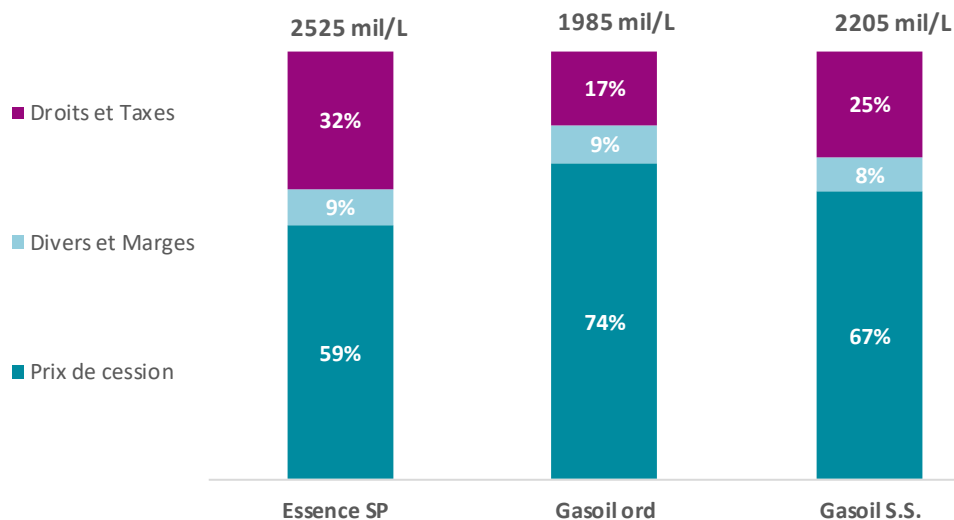
(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) +

TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

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

(3) Divers et Marges : frais de mise en place + marge sociétés + forfait de transport uniforme + stockage de sécurité+ marge des revendeurs

Décomposition du prix des carburants en Tunisie en septembre 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 2021	Année 2022	A fin septembre
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1335	1244
	Année 2021	Année 2022 ⁽²⁾	
Prix de vente Global (hors taxe)	609	643	
Coût de revient moyen	812,5	1413,2	
Resultat 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

6. 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 (provisoire)

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2022	A fin septembre		
		2022	2023	Var (%)
El borma	202	152	128	-16%
Ashtart	211	161	140	-13%
Hasdrubal	83	63	59	-5,5%
Adam	95	70	74	6%
M.L.D	71	56	40	-29%
El Hajeb/Guebiba	123	90	100	11%
Cherouq	59	46	38	-19%
Miskar	62	48	43	-11%
Cercina	62	43	57	33%
Barka	28	20	30	50%
Franig/Bag/Tarfa	48	36	30	-19%
Ouedzar	50	34	24	-27%
Gherib	65	52	66	29%
Nawara	71	50	67	33%
Halk el Manzel	93	80	48	-40%
Autres	336	247	242	-2%
TOTAL pétrole (kt)	1 656	1 248	1 186	-5%
TOTAL pétrole (ktep)	1 694	1 277	1 213	-5%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 657	1 249	1 197	-4%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 695	1 278	1 225	-4%

GPL Primaire

TOTAL GPL primaire (kt)	100	77	111	44%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	109	84	121	44%

Pétrole + Condensat + GPL primaire

TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 757	1 326	1 308	-1%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 804	1 362	1 346	-1,1%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1186 kt** à fin septembre **2023** enregistrant ainsi une baisse de **5%** par rapport à fin septembre **2022**. Cette baisse a touché la plupart des principaux champs à savoir Halk el Manzel qui est entré en production en **2021** (-40%), El borma (-16%), Ashtart (-13%), M.L.D (-29%), Ouedzar (-27%), Cherouq (-19%) miskar (-11%) et Fanig/Bag/Tarfa (-19%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Cercina (+33%), Nawara (+33%), Gherib (+29%), Baraka (+50%) et El Hajeb/Guebiba (+11%).

Il convient de noter :

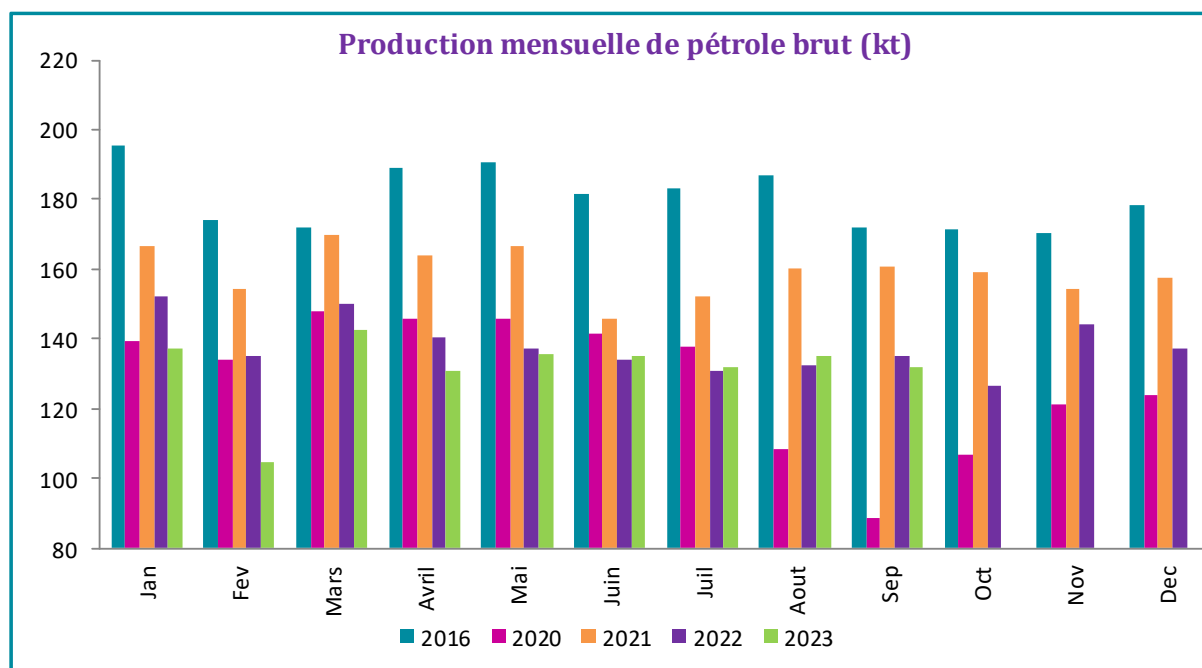
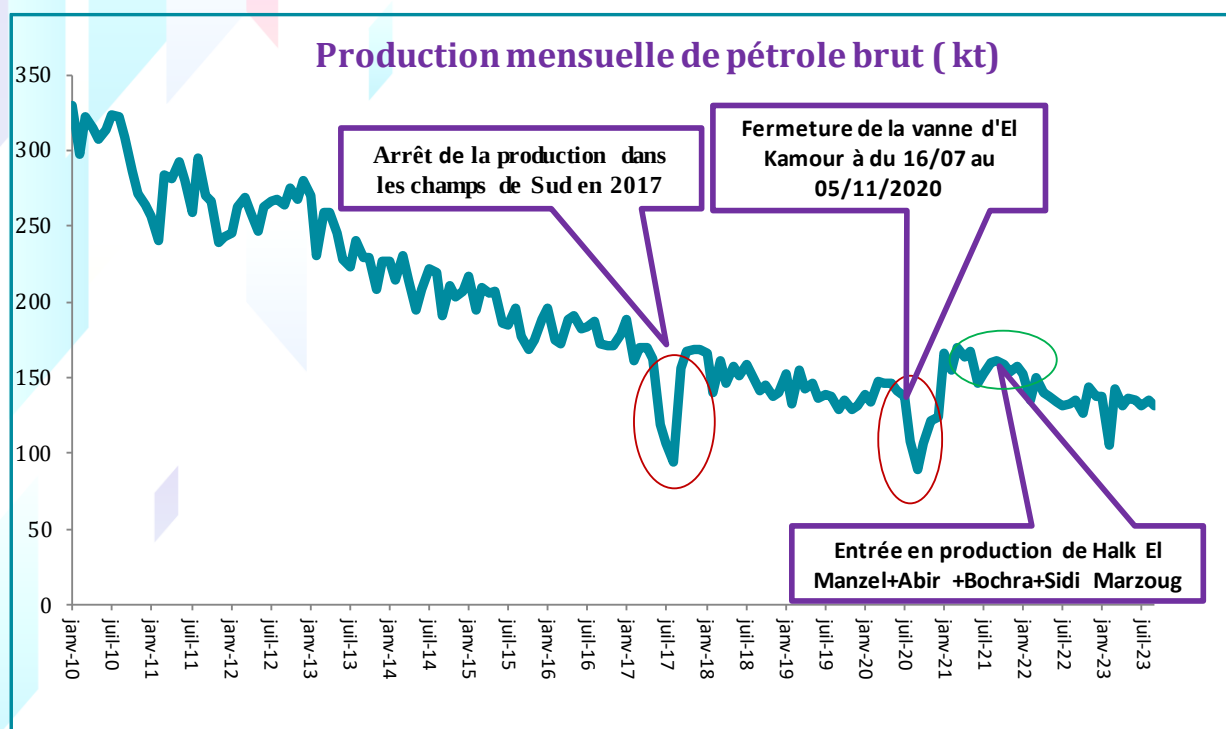
- **Concession Utique** : Reprise de la production de CO₂ durant le mois de septembre 2023 après l'arrêt de production pour des opérations de maintenance.
- **Concession Djebel Grouz**: Reprise de la production le 19-07-2023 après l'arrêt de production depuis le 09-12- 2022
- **Concession Oued Zar**: 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
- **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 à partir du 24-04-2023.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.5** mille barils/j à fin septembre **2022** à **33.9** mille barils/j à fin septembre **2023**.

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



2. Ressources en gaz naturel

RESSOURCES EN GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin septembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	2 872	3 007	2 182	2 029	-7%	-3%
Production nationale	1 815	2 141	1 401	1 258	-10%	-4%
<i>Miskar</i>	450	1 031	347	306	-12%	-9%
<i>Gaz Com Sud ^{(1) (3)}</i>	268	250	211	134	-36%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	129	178	99	86	-13%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	199	413	151	140	-7%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	30	21	17	45	167%	6%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾</i>	208	248	159	149	-6%	-4%
<i>Nawara ⁽⁴⁾</i>	531	0	417	397	-5%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 057	866	782	771	-1%	-1%
Achats	2 362	712	1 857	1 845	-1%	8%
Unité:ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE + F.FISCAL	3 191	3 341	2 425	2 255	-7%	-3%
Production nationale	2017	2378	1556	1398	-10%	-4%
<i>Miskar</i>	500	1146	386	340	-12%	-9%
<i>Gaz Com Sud (1) (3)</i>	298	278	235	149	-36%	-5%
<i>Gaz Chergui</i>	144	198	110	96	-13%	-5%
<i>Hasdrubal</i>	221	459	167	156	-7%	-8%
<i>Maamoura et Baraka</i>	33	23	19	50	167%	6%
<i>Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)</i>	231	275	176	165	-6%	-4%
<i>Nawara(4)</i>	590	0	464	442	-5%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1175	962	869	857	-1%	-1%
Achats	2 624	792	2 063	2 050	-1%	8%

(1)Gaz commercial du sud : quantité de gaz traité d'El borma, Oued Zar, Djbel Grouz, Adam,ChouchEss., Cherouk, Durra, anaguid Est, Bochra et Abir

(2)Début de commercialisation du gaz de la concession Ghrib le 4/11/2017

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

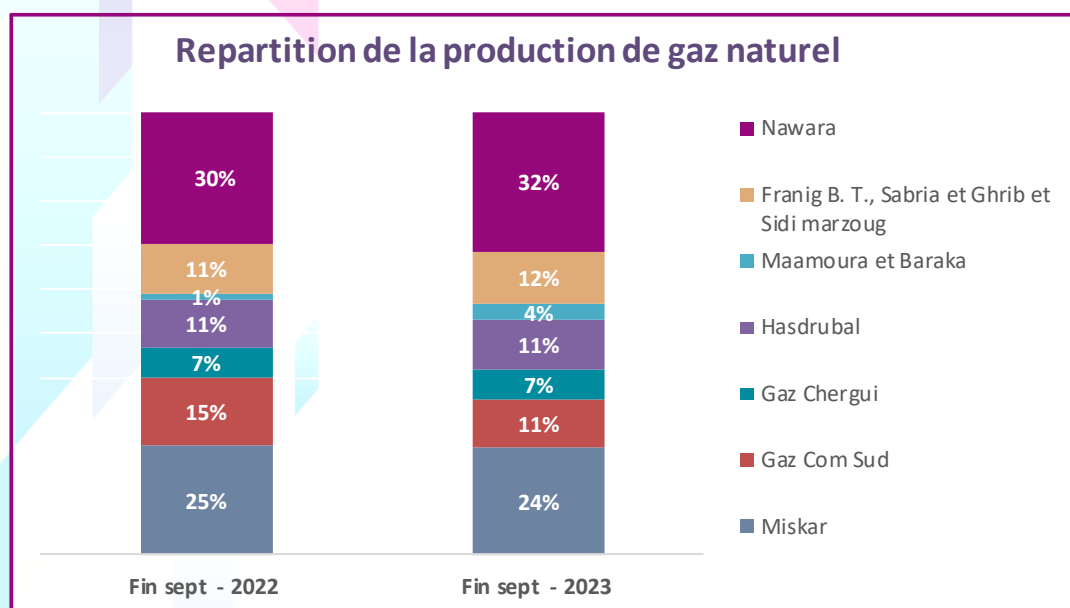
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(5) Début de commercialisation de gaz de Bouchra et Abir en mars 2021

(6) Enregistrement d'un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien durant le mois du 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/Enregistrement d'un 2ème dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien courant le mois du juillet 2023 d'une quantité de 46,8 million de Cm3 , en cours de regularisation

Les ressources en gaz naturel (production nationale + forfait fiscal) ont atteint **2029 ktep**, à fin septembre **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **7%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **10%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **1%** à fin septembre **2023** par rapport à fin septembre **2022** en se situant à **771 Ktep**.

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



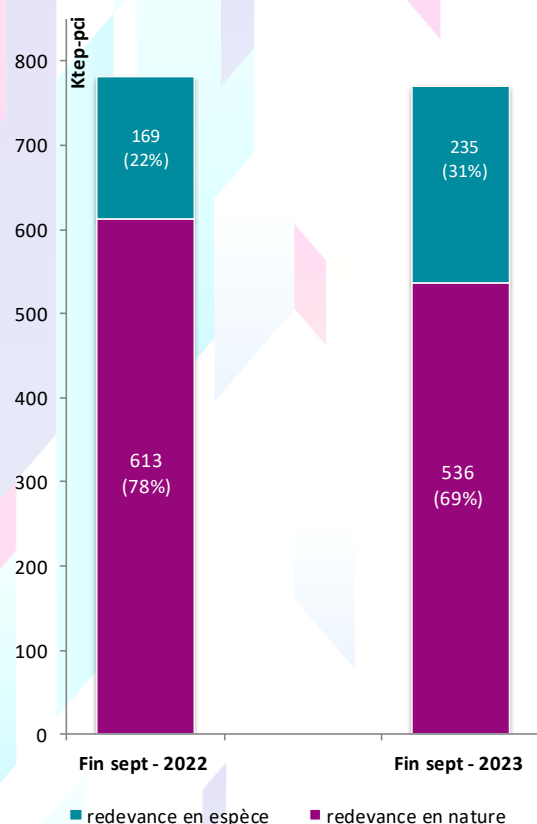
Il convient de noter :

- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **7%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **36%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **12%**.
- ✓ **Concession Maamoura** : Arrêt de la production du **25-02-2023** au **03-03-2023**.
- ✓ **Concessions Franig B. T., Sabria et Ghrib et Sidi marzoug** : Reprise de la vente du GPL depuis le **10-03-2023**.
- ✓ Baisse du **forfait fiscal sur le transit de gaz** d'origine algérienne (**771 ktep**) de **1%** à fin septembre **2023** par rapport à fin septembre **2022**.

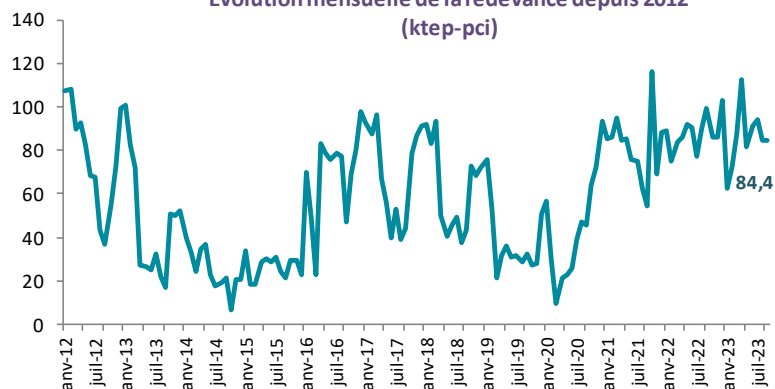
Par ailleurs, la répartition de la redevance totale entre la redevance cédée à la STEG et la redevance exportée montre que la plus grande partie est cédée à la STEG (**69%**).

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, en cours de régularisation.

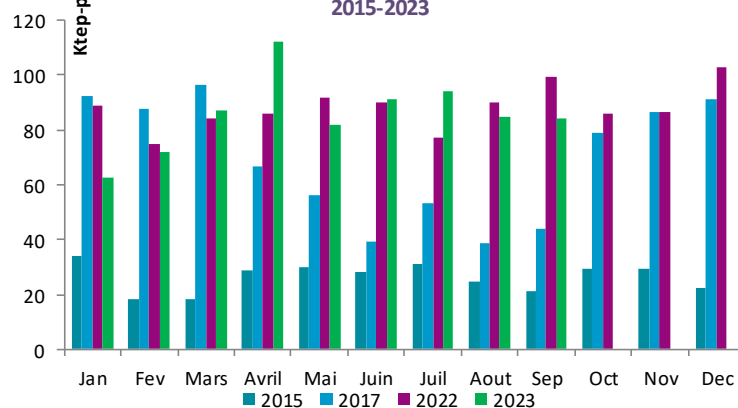
Répartition de la redevance totale



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

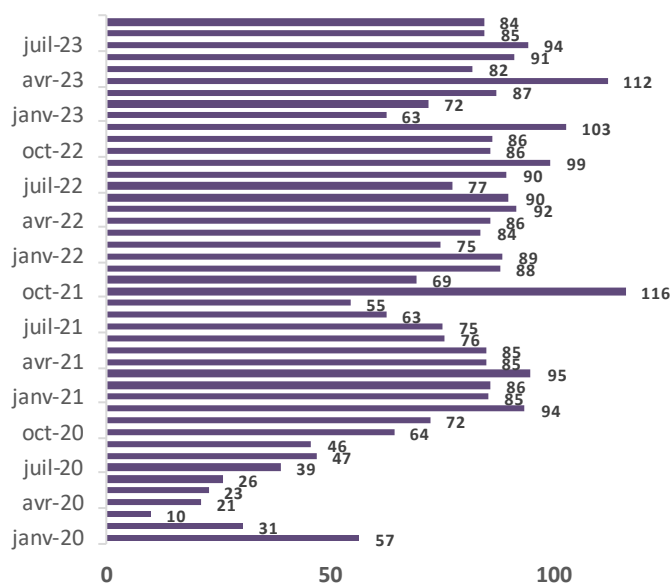


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



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

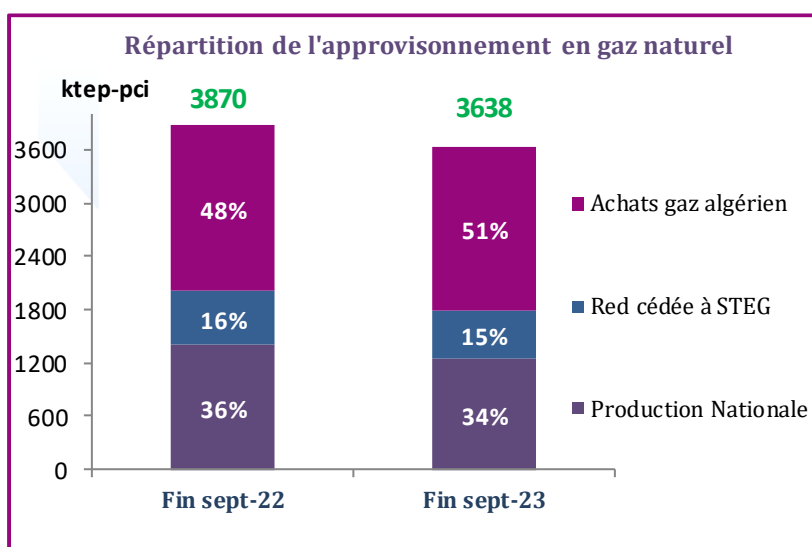


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont diminué de **1%**, entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023**, pour se situer à **1845 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **6%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023** pour se situer à **3638 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Légère baisse de la part du gaz national de **36 %** à **34%**.
2. Légère baisse la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG de **16%** à **15%**.
3. Hausse de la part des achats du gaz algérien de **48%** à **51%**.



3. Production de produits pétroliers

Les indicateurs de raffinage				
	A fin septembre			Remarques
	2022	2023	Var (%)	
	(a)	(b)	(b)/(a)	
en ktep				
GPL	32	19	-40%	
Essence Sans Pb	85	35	-59%	
Petrole Lampant	12	15	27%	
Gasoil ordinaire	456	286	-37%	
Fuel oil BTS	338	220	-35%	
Virgin Naphta	172	144	-17%	
White Spirit	5	6	10%	
Total production STIR	1100	724	-34%	
Taux couverture STIR (1)	32%	22%	-33%	(1) en tenant compte de la totalité de la production
Taux couverture STIR (2)	17%	11%	-37%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local
Jours de fonctionnement du Topping	268	185	-31%	Arrêt technique de 26/01 au 05/02/2023, du 05/05 au 18/07/2023 et le 22/08/2023.
Jours de fonctionnement du Platforming	239	100	-58%	Arrêt technique de 25/01 au 09/02/2023 et du 27/04 au 30/09/2023.

1. Produits pétroliers

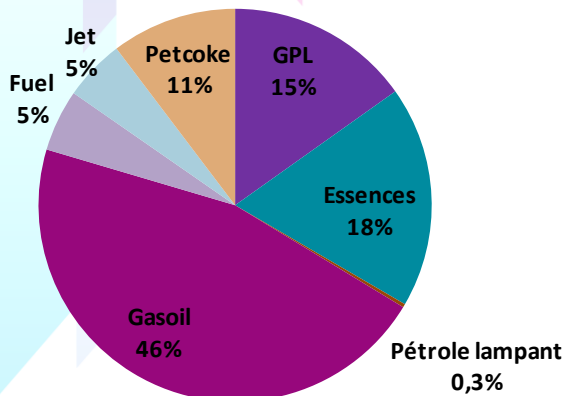
CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	A fin septembre			Var (%)	TCAM(%)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	(c)/(b)	(c)/(a)
GPL	690	386	517	519	0,3%	2%
Essences	816	426	622	609	-2%	3%
<i>Essence Super</i>	0	1	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	425	611	602	-1%	3%
<i>Essence premium</i>	15	0	12	8	-34%	-
Pétrole lampant	14	39	9,6	10	1%	-10%
Gasoil	2 084	1316	1566	1462	-7%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	1188	1208	1134	-6%	-0,4%
<i>Gasoil SS</i>	454	128	352	323	-8%	7%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	6	5	-16%	-
Fuel	229	221	173	137	-21%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	27	8	20	17	-13%	6%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	202	214	154	120	-22%	-4%
Fuel gaz(STIR)	19	0	15	5,3	-65%	-
Jet	223	189	171	203	18%	0,6%
Coke de pétrole	495	209	352	400	14%	5%
Total	4571	2787	3427	3345	-2%	1%
Cons finale (Hors STEG & STIR)	4524	2779	3392	3322	-2%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023**, une baisse de **2%** pour se situer à **3345** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du fuel de **21%**, des essences de **2%** et du gasoil de **7%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de **18%** et celle de petcoke de **14%**.

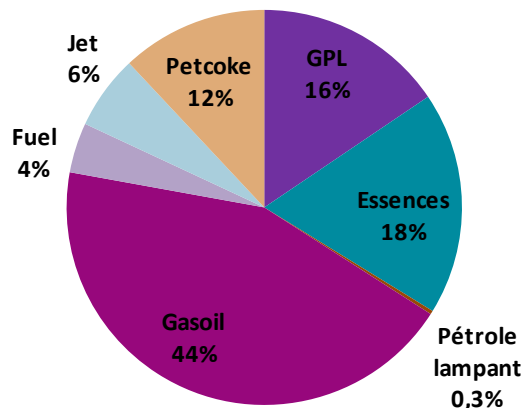
La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **5%** à fin septembre **2022** à **4%** à fin septembre **2023**, le gasoil dont sa part est passée de **46%** à **44%** durant la même période, le petcoke dont sa part est passée de **11%** à **12%** et le jet dont sa part est passée de **5%** à **6%** durant la même période.

Structure de la consommation des produits pétroliers

Fin septembre 2022



Fin septembre 2023



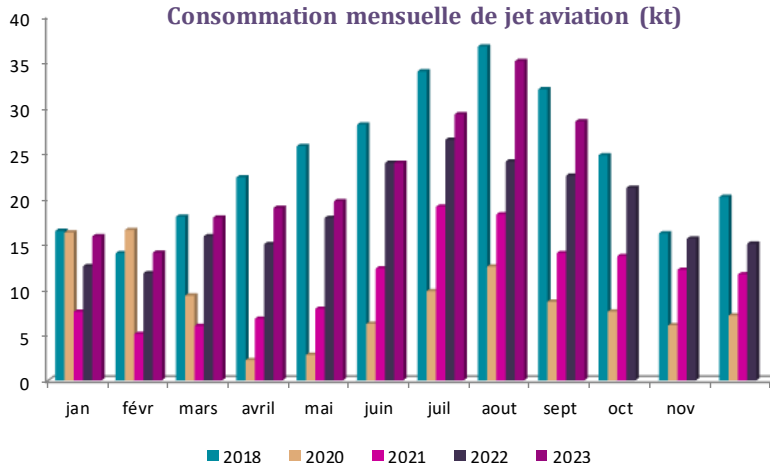
La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023**, une diminution de **5%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023**, une quasi stabilité.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **14%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023** (données partiellement estimées), nottons ici que ce produit est utilisé exclusivement par les cimenteries et qu'il est substituable par le gaz naturel et le fuel lourd.

D'autre part, la consommation de jet aviation a enregistré une hausse importante de **18%** à fin septembre **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.

Consommation mensuelle de jet aviation (kt)



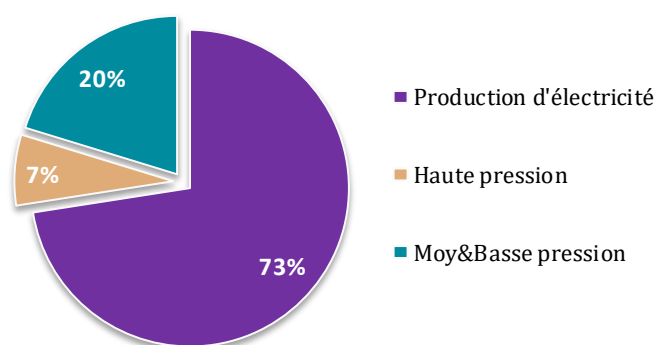
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin septembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 867	3 300	3 860	3 627	-6%	1%
Production d'électricité	3 440	2 441	2 757	2 631	-5%	0,6%
Hors prod élec	1 427	859	1 103	996	-10%	1%
Haute pression	409	285	320	262	-18%	-0,6%
Moy&Basse pression	1 018	574	783	734	-6%	2%
DEMANDE	5 408	3 667	4 289	4 030	-6%	1%
Production d'électricité	3 823	2 712	3 063	2 923	-5%	0,6%
Hors prod élec	1 585	954	1 226	1 107	-10%	1%
Haute pression	454	316	356	291	-18%	-0,6%
Moy&Basse pression	1 131	638	870	816	-6%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **6%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023** pour se situer à **3627 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **5%**, celle pour la consommation finale a diminué de **10%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**73%** de la demande totale à fin septembre **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.

Répartition de la demande du gaz naturel à fin septembre 2023



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **10%** pour se situer à **996 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **6%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **18%**.

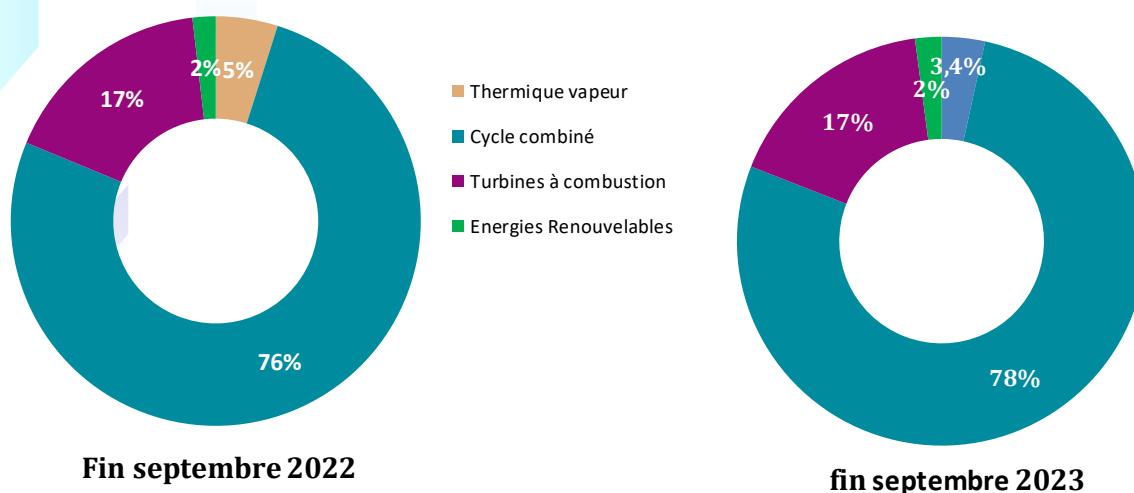
Il convient de noter que la centrale IPP-Rades a intégré le parc de la STEG à partir du mois de juin **2022**.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une amélioration de **2%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023** pour se situer à **200 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **3%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **5%**.

Nous avons noté une hausse de la part des cycles combinés dans la production électrique de **76%** à fin septembre **2022** à **78%** à fin septembre **2023**.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Septembre		A fin septembre	
		2022	2023	2022	2023
Nb de permis octroyés	2	0	0	2	1
Nb permis abandonnés	5	0	0	1	1
Nb total des permis	16	20	16	20	16
Nb de forages explo.	0	0	0	0	4
Nb forages développ.	1	0	1	1	1
Nb de découvertes	0	0	0	0	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin septembre **2023**, est de **16** dont **13** 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**.
- Fin de validité du permis de recherche « **Borj el Khadra** » le **11 juillet 2023**.

Exploration

Acquisition sismique à fin septembre 2023

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

Forage d'exploration à fin septembre 2023

- Forage de quatre (4) nouveaux puits d'exploration à fin septembre 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa-2	Araifa	18/01/2023	Profondeur finale : 2660 m. Forage achevé.
02	Sabeh-1	Borj El Khadra	27/01/2023	Profondeur finale : 4650 m. Forage achevé. Notification d'une découverte
03	Wissal-1	Borj El Khadra	02/07/2023	Profondeur actuelle : 4690 m. Forage en cours.
04	Larmina-1	Jebil	03/07/2023	Profondeur actuelle : 2355 m. Forage achevé. Test en cours.

Développement

- Forage d'un (1) nouveau puits de développement à fin septembre 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Nawara-2	Nawara	23/09/2023	Profondeur actuelle: 730 m.



Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

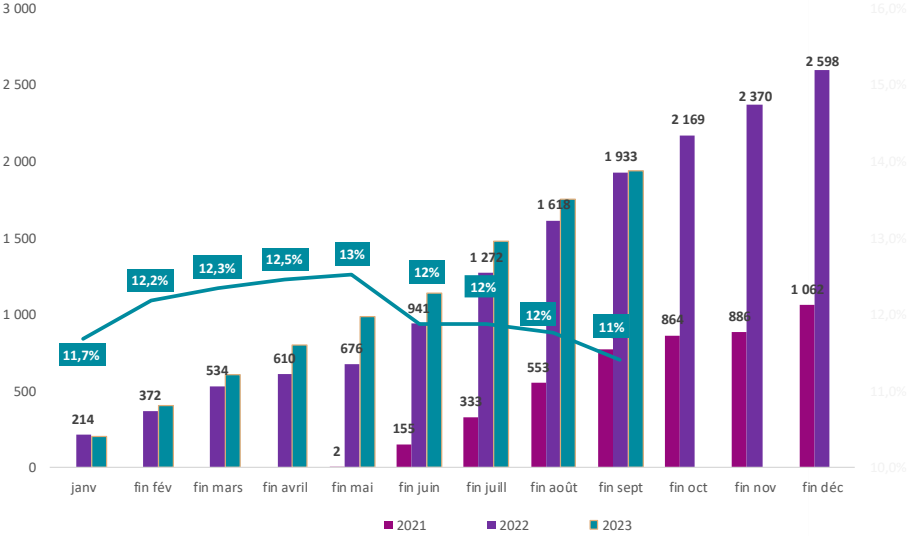
1. Electricité

PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2022	A fin septembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18647	8 811	14 613	14894	2%	4%
FUEL + GASOIL	0,2	3	0,170	0,10	-41%	-23%
GAZ NATUREL	18280	8660	14333	14611	2%	4%
HYDRAULIQUE	15	44	13,3	7,3	-45%	-13%
EOLIENNE	322	103	243	247	1,7%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	31	0	23	28	23%	-
IPP (GAZ NATUREL)	706	2449	706	0	-100%	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	0	0	0	28,1	-	-
ACHAT TIERS	167	57	126	126	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19520	11 317	15 445	15 048	-3%	2%
Echanges	-25	20	-22	-2	-91%	-184%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2598	0	1933	1938	0%	-
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22093	11337	17355	16984	-2%	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, Gecol-ventes Gecol
(3) Provisoire

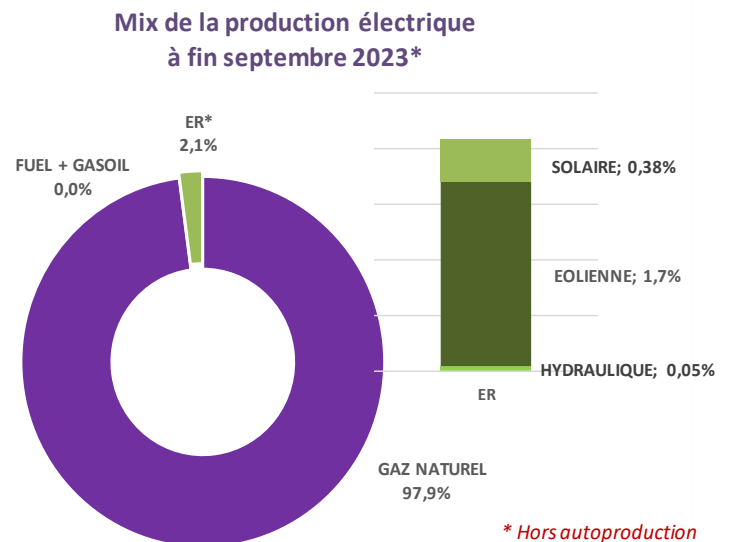
La production totale d'électricité a enregistré, à fin septembre 2023, une diminution de 3% pour se situer à 15048 GWh (hors autoproduction consommée) contre 15445 GWh à fin septembre 2022. La production destinée au marché local a enregistré une diminution de 2%. Ainsi les achats d'électricité de l'Algérie et de la Libye ont couvert 11% des besoins du marché local à fin septembre 2023.

Evolution des importations cumulées d'électricité 2021-2023 (GWh)



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 septembre **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **3%**. 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 septembre **2023**.



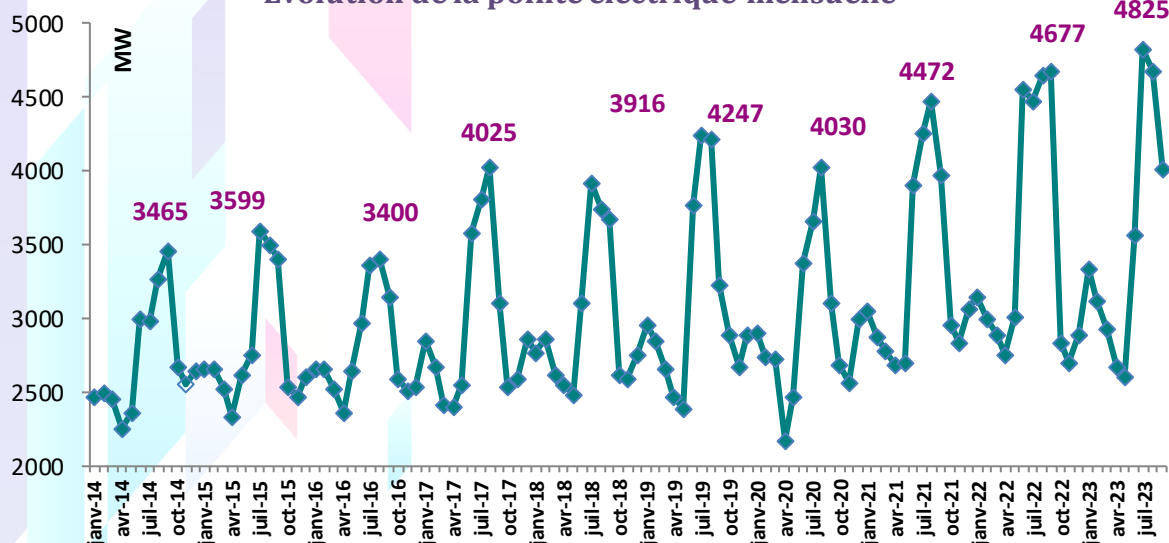
Par ailleurs, **193** MW de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **311** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **89MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

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.

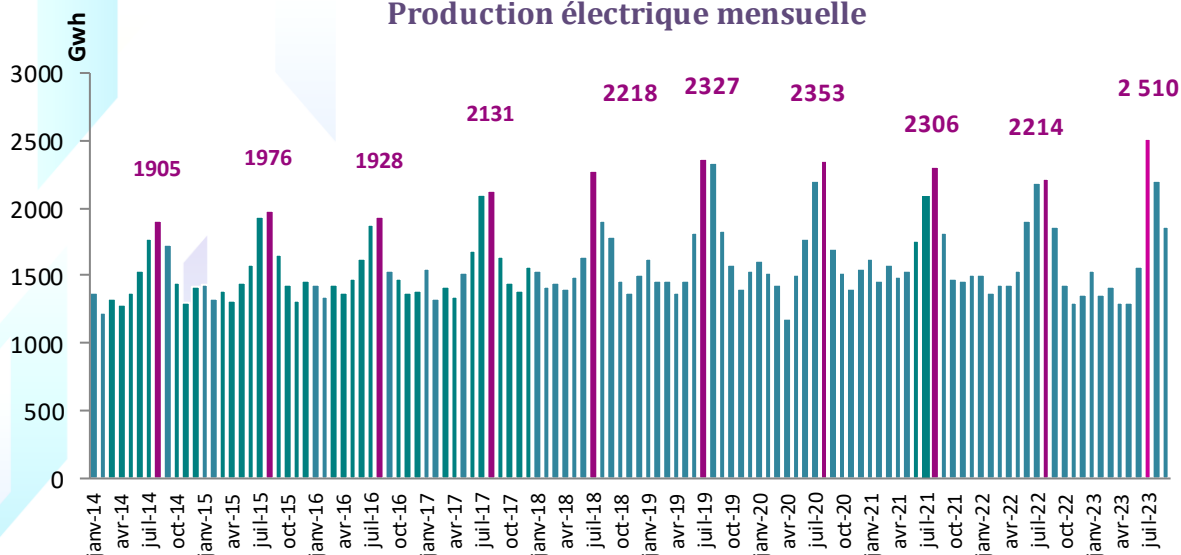
La pointe a enregistré une hausse de **3%** pour se situer à **4825 MW** à fin septembre **2023** (Un nouveau record de pointe électrique national a été enregistré jeudi le **20** juillet **2023** à **12H48** min) contre **4677 MW** à fin septembre **2022**.

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

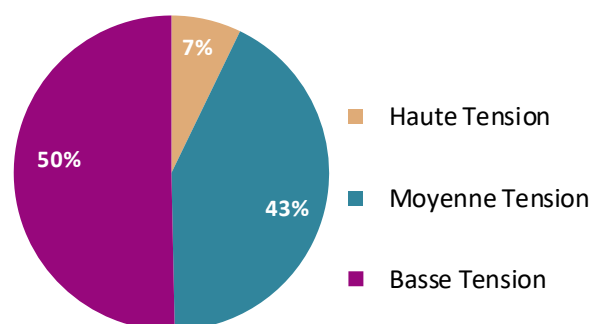
Unité : GWh

	Réalisé 2022	A fin septembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1291	957	968	906	-6%	-0,4%
Moyenne tension	7145	4591	5444	5368	-1%	1%
Basse tension	8927	4090	6414	6358	-1%	3%
TOTAL VENTES **	17363	9 638	12 825	12 632	-1%	2%

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

Les ventes d'électricité ont enregistré une baisse de **1%** entre fin septembre **2022** et fin septembre **2023**. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de **6%**, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une baisse de **1%**. A noter que pour les ventes basse tension destinées majoritairement au secteur résidentiel (près de **75%** en moyenne), les statistiques basées sur la facturation bimestrielle, dont près de la moitié est estimée, ne permettent pas d'avoir une idée exacte sur la consommation réelle.

Répartition des ventes d'électricité à fin septembre 2023

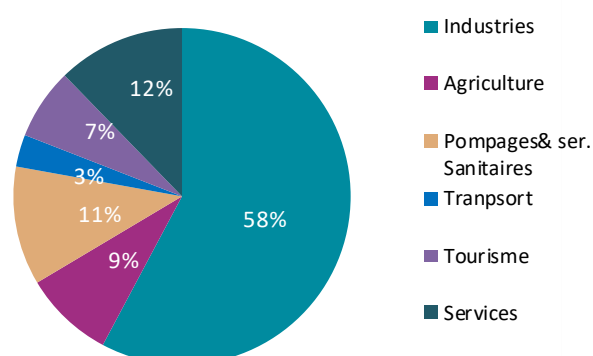


Les industriels restent les plus grands consommateurs d'électricité avec **58%** de la totalité de la demande des clients HT&MT à fin septembre **2023**.

La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (**-16%**), des industries extractives (**-16 %**) et des IMCCV (**-9%**).

Contre une hausse des ventes du secteur de pompage (eau et services sanitaires) (**+9%**).

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



Electricité et Energies Renouvelables

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin septembre **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 le 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 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 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 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) 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	193 MW
		MT/HT	311 autorisations octroyées pour une puissance totale de 89MW
	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