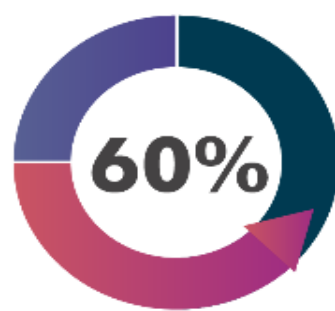
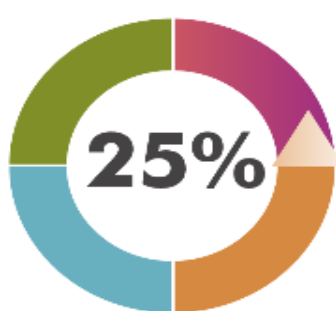


REPUBLIQUE TUNISIENNE
Ministère de l'Industrie, des Mines
et de l'Energie
Direction Générale des Stratégies et de Veille
Observatoire National de l'Energie et des
Mines

Conjoncture Energétique

Novembre 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

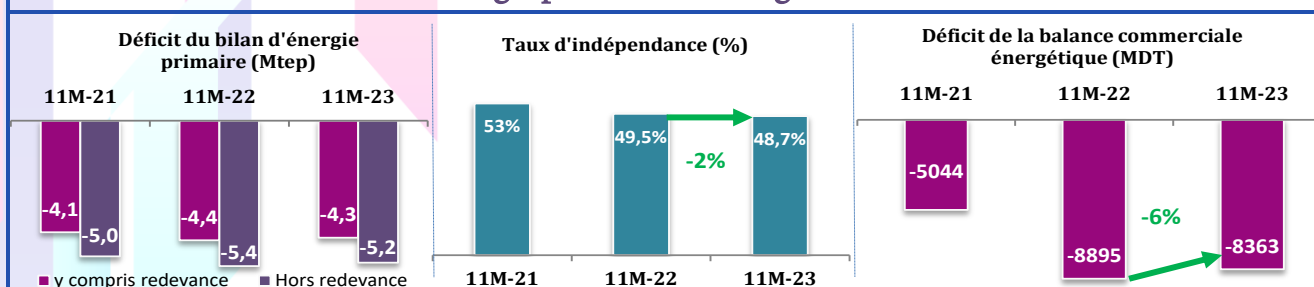
- 1-Electricité
- 2-Energies Renouvelables

Date de la publication : 12 janvier 2024

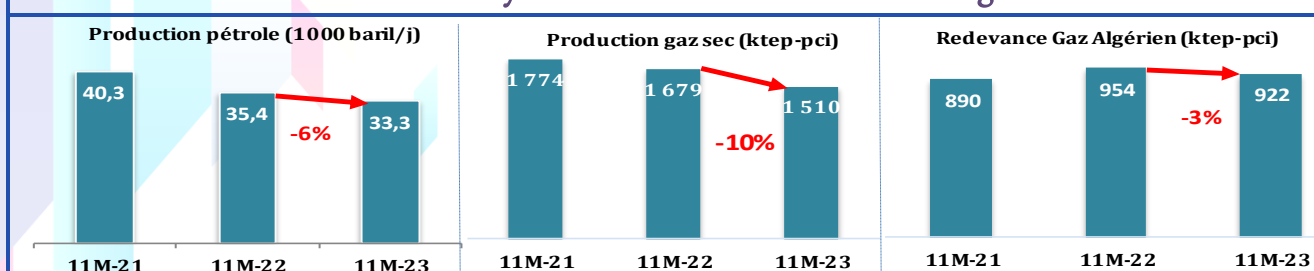
Date de mise à jour : 19 janvier 2024

Faits marquants des onze premiers mois de 2023

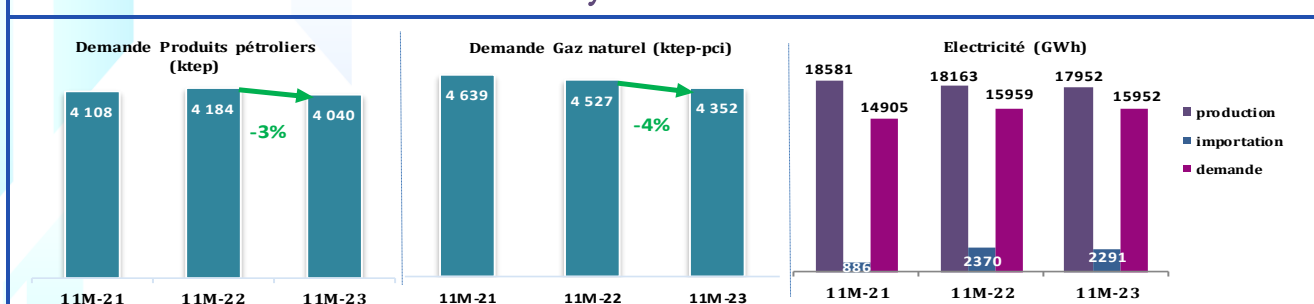
Bilan d'énergie primaire et échanges commerciaux



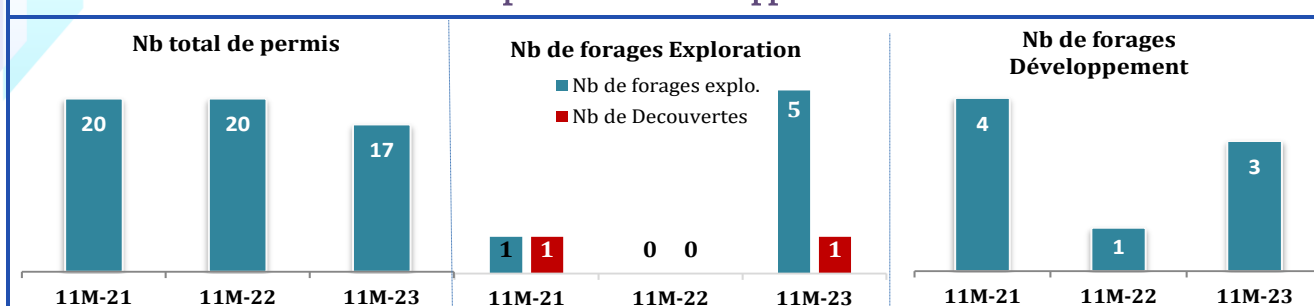
Production des hydrocarbures et forfait fiscal Gaz Algérien



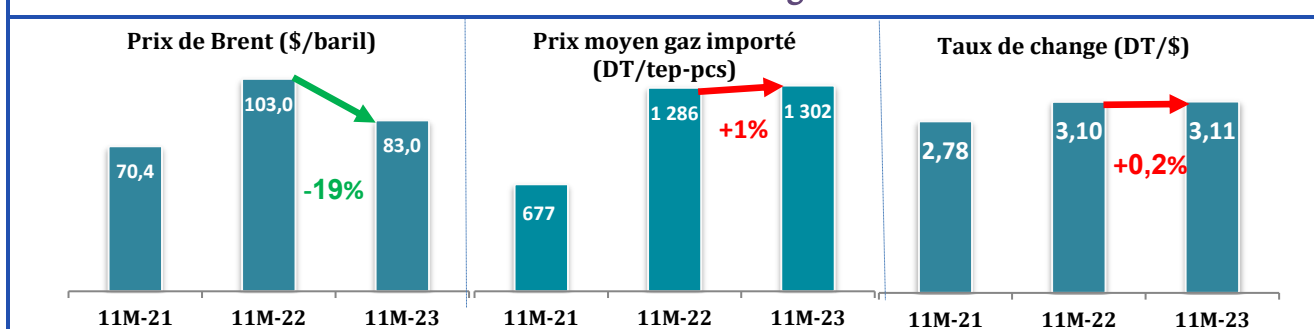
Demande des hydrocarbures et d'électricité



Exploration et développement



Prix et taux de change



Chapitre 1

Bilan et économie de l'énergie



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

Unité: ktep-pci

	Réalisé en 2022	A fin novembre			Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)		
RESSOURCES	4708	7294	4323	4101	-5%	-4%
Pétrole ⁽¹⁾	1695	3516	1560	1488	-5%	-6%
GPL primaire ⁽²⁾	109	176,9	100	147	47%	-1%
Gaz naturel	2872	3586	2634	2432	-8%	-3%
Production	1815	2525	1679	1510	-10%	-4%
Redevance	1057	1061	954	922	-3%	-1%
Elec primaire	32	15	29	33	14%	6%
DEMANDE	9469	7604	8739	8425	-4%	1%
Produits pétroliers	4571	3600	4184	4040	-3%	1%
Gaz naturel	4867	3989	4527	4352	-4%	1%
Elec primaire	32	14,9	29,0	33	14%	6%

SOLDE

Avec comptabilisation de la redevance -4761 -310 -4417 -4324

Sans comptabilisation de la redevance -5818 -1371 -5371 -5246

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 (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

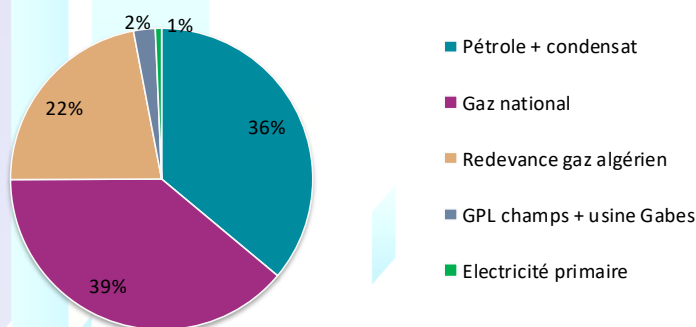
Les ressources d'énergie primaire se sont situées à **4.1 Mtep** à fin novembre **2023**, enregistrant ainsi une baisse par rapport à la même période de l'année précédente de **5%**. Cette baisse est due principalement à la diminution de la production nationale du pétrole brut et du gaz naturel.

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.

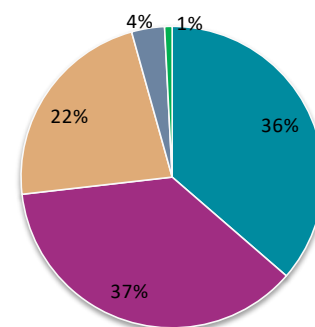
La part de l'électricité renouvelable (production STEG uniquement) reste timide et ne représente que **1%** des ressources primaires.

A signaler que la **redevance sur le transit du gaz algérien** a enregistré une baisse de **3%** à fin novembre **2023** par rapport à la même période de **2022**.

Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2022



Répartition des ressources en énergie primaire à fin novembre 2023

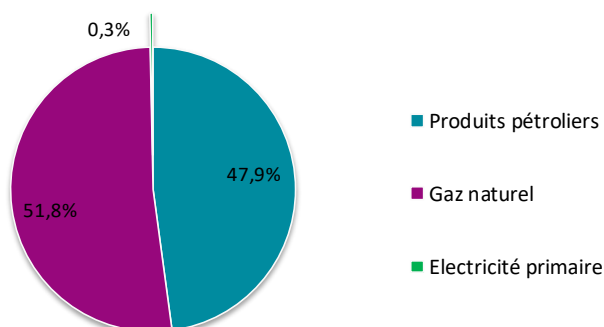


La demande d'énergie primaire a diminué entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023** de **4%**: la demande du gaz naturel a diminué de **4%** alors que celle des produits pétroliers a enregistré une baisse de **3%**.

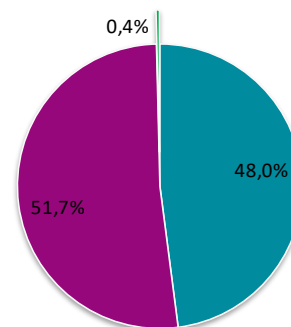
A signaler que la demande du gaz naturel a diminué de **4%** suite à la **limitation des achats du gaz algérien**. Et pour faire face et couvrir la totalité de la demande nationale en électricité, la STEG s'est orientée vers les importations d'électricité.

La structure de la demande en énergie primaire n'a pas enregistré de changement. En effet, la part des produits pétroliers a enregistré une quasi-stabilité à **48 %** entre fin novembre **2023** et fin novembre **2022**. De même, la part du gaz naturel a enregistré une quasi-stabilité à **52 %** durant la même période.

Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2022



Répartition de la demande en énergie primaire à fin novembre 2023



En comptabilisant la redevance, le bilan d'énergie primaire fait apparaître à fin novembre **2023**, un **déficit de 4.3 Mtep** enregistrant ainsi une diminution de **2%** par rapport à fin novembre

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 novembre **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 novembre **2023** contre **39%** à fin novembre **2022** .

Le déficit du bilan d'énergie primaire a diminué de **2%** durant les onze premiers mois de **2023** par rapport la même période de **2022**, cette diminution est dûe essentiellemnt à la baisse de la demande d'énergie primaire, la production des hydrocarbures a joué, par contre , en défaveur de cette baisse.

Les échanges commerciaux

EXPORTATION ET IMPORTATION DES PRODUITS ENERGETIQUES (provisoire)

	Quantité (kt)			Quantité (ktep-PCI)			Valeur (MDT)		
	A fin novembre			A fin novembre			A fin novembre		
	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)	2022	2023	Var (%)
EXPORTATIONS⁽⁷⁾				1950	-	-	4785	3477	-27%
PETROLE BRUT⁽¹⁾	1033		-	1054		-	2457	2042	-17%
ETAP	653	699	7%	664	717	8%	1403	1337	-5%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	381		-100%	390		-	1054	705	-33%
GPL Champs	39,5	20,5	-48%	43,7	22,6	-48%	83,5	32,3	-61%
ETAP	23,9	20,5	-14%	26,4	22,6	-14%	50,0	32,3	-35%
PARTENAIRES ⁽⁸⁾	16		-	17		-	33		-
PRODUITS PETROLIERS	576	409	-29%	579	413	-29%	1473	765	-48%
Fuel oil (BTS)	371	239	-35%	363	234	-35%	832	432	-48%
Virgin naphta	205	169	-18%	216	178	-18%	641	333	-48%
REDEVANCE GAZ EXPORTE				273	289	6%	771	637	-17%
IMPORTATIONS				7065	7114	0,7%	13680	11839	-13%
PETROLE BRUT⁽³⁾	870	644	-26%	893	662	-26%	2271	1443	-36%
PRODUITS PETROLIERS	3068	3339	9%	3039	3312	9%	8297	7189	-13%
GPL	478	468	-2%	529	518	-2%	1248	948	-24%
Gasoil ordinaire	742	921	24%	762	946	24%	2623	2276	-13%
Gasoil S.S. ⁽⁶⁾	308	402	31%	316	413	31%	1038	1022	-2%
Jet	208	236	14%	215	244	14%	746	708	-5%
Essence Sans Pb	583	574	-1%	609	600	-1%	1953	1609	-18%
Fuel oil (HTS)	170	135	-21%	166	132	-21%	271	204	-25%
Coke de pétrole ⁽⁴⁾	580	602	4%	442	458	4%	416	423	2%
GAZ NATUREL				3132	3140	0%	3113	3207	3,0%
Redevance totale ⁽²⁾				954	922	-3%	0	0	-
Achat ⁽⁵⁾				2178	2217	2%	3113	3207	3,0%

(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

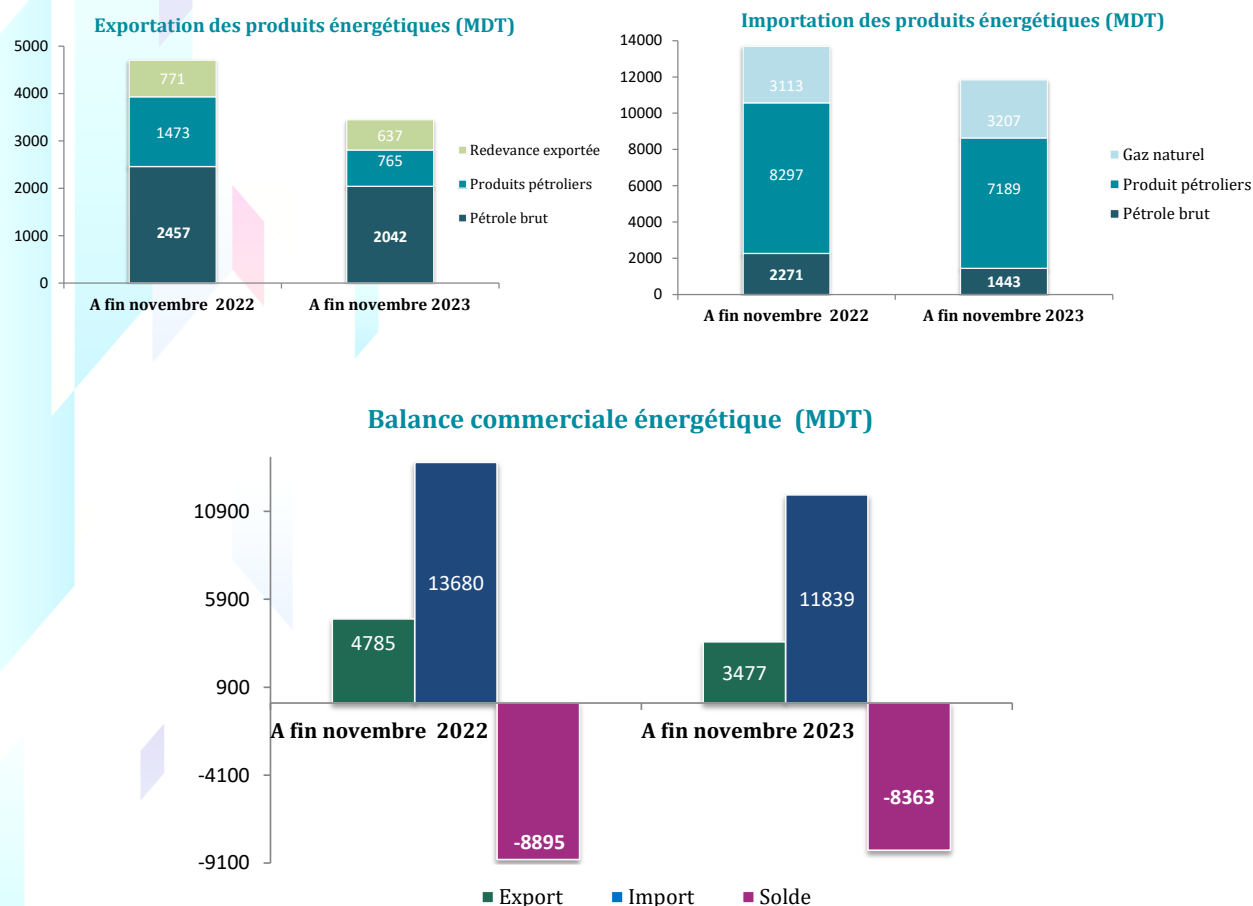
(7) Hors électricité importée de l'Algérie à partir de mois de juin 2021 pour faire face à la limitation des achats de gaz

(8) Données des exportations des partenaires estimées à partir des données de l'INS pour les 11 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 exportations des produits énergétiques ont enregistré une baisse en valeur de **27%** accompagnée par une baisse des importations en valeur de **13%**. Le déficit de la balance commerciale énergétique est passé de **8895 MDT** à fin novembre **2022** à **8363 MDT** à fin

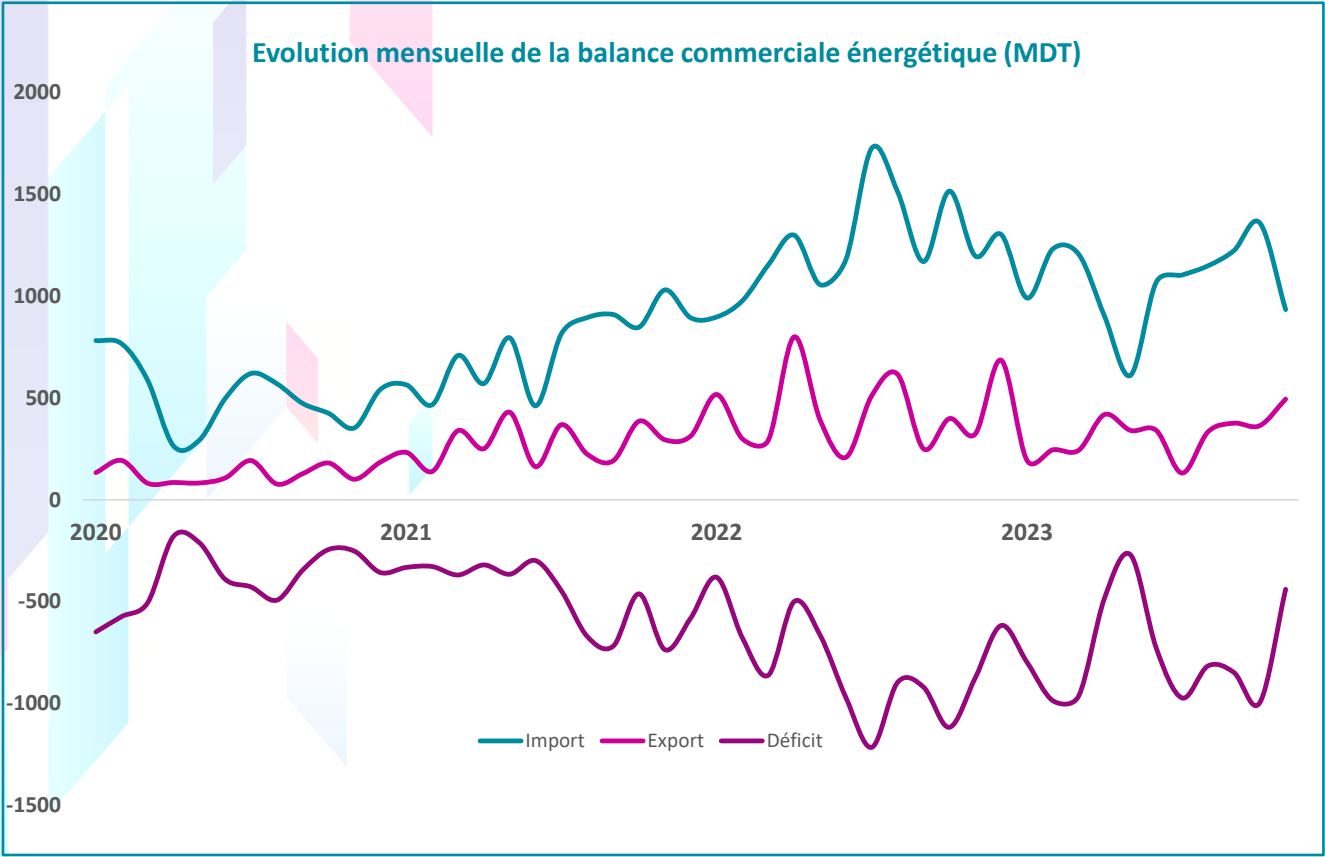
novembre 2023, soit une diminution de 6% (en tenant compte de la redevance du gaz algérien exportée).



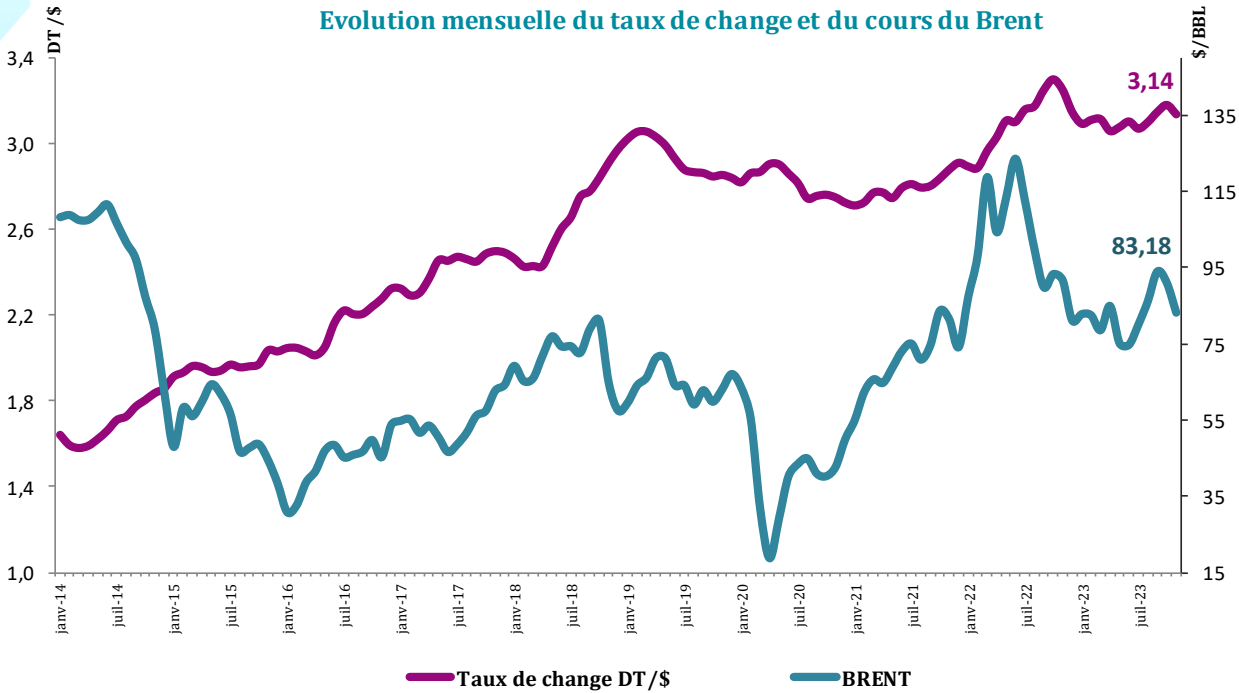
Les échanges commerciaux dans le secteur de l'énergie sont très sensibles à trois facteurs à savoir **les quantités** échangées, **le taux de change \$/DT** et **les cours du Brent**, qualité de référence sur laquelle sont indexés les prix du brut importé et exporté ainsi que les produits pétroliers.

Le taux de change s'est maintenu au même niveau et les quantités échangées ont baissé (-) par contre le cours du Brent s'est amélioré (++) à fin novembre 2023 par rapport à fin novembre 2022.

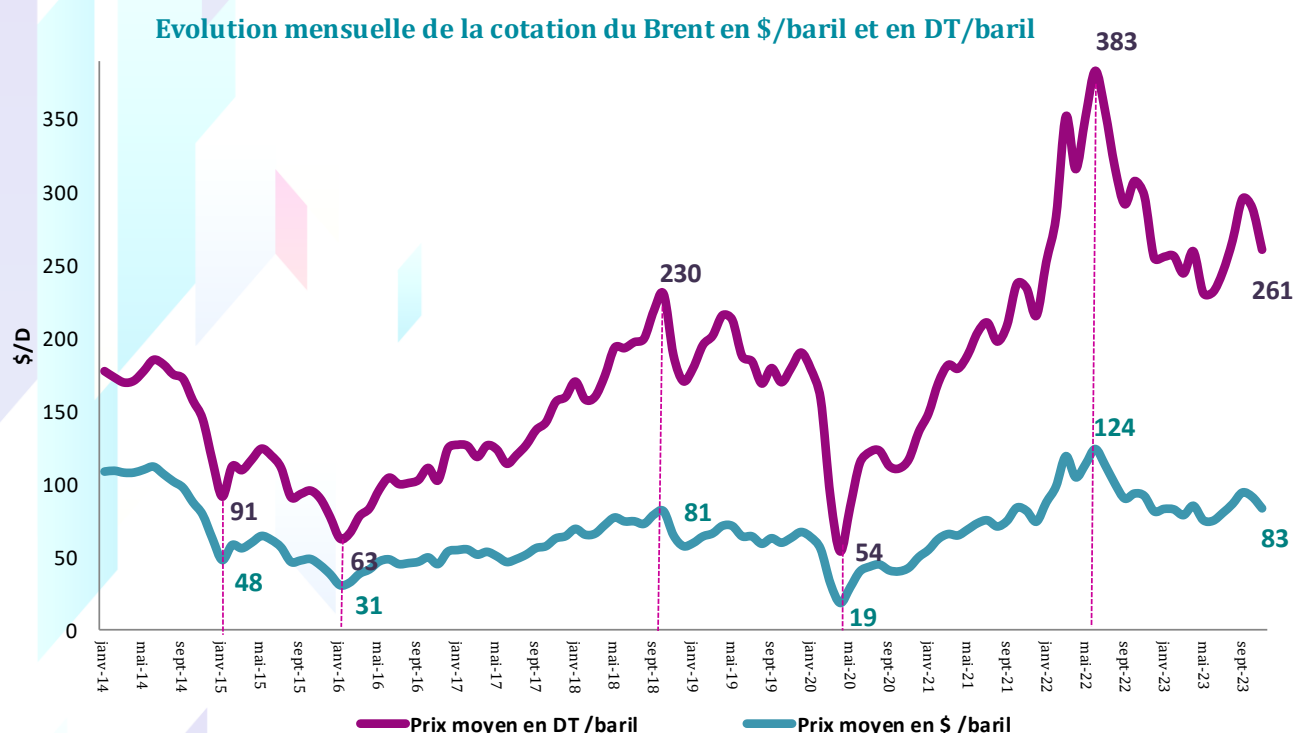
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la balance commerciale énergétique mensuelle depuis 2020.



En effet, au cours du mois de novembre 2023, les cours du Brent ont enregistré une baisse de 8\$/bbl par rapport au mois de novembre 2022 : 83.2\$/bbl en novembre 2023 contre 91.7 \$/bbl en novembre 2022 et 91\$/bbl courant le mois d'octobre 2023.



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

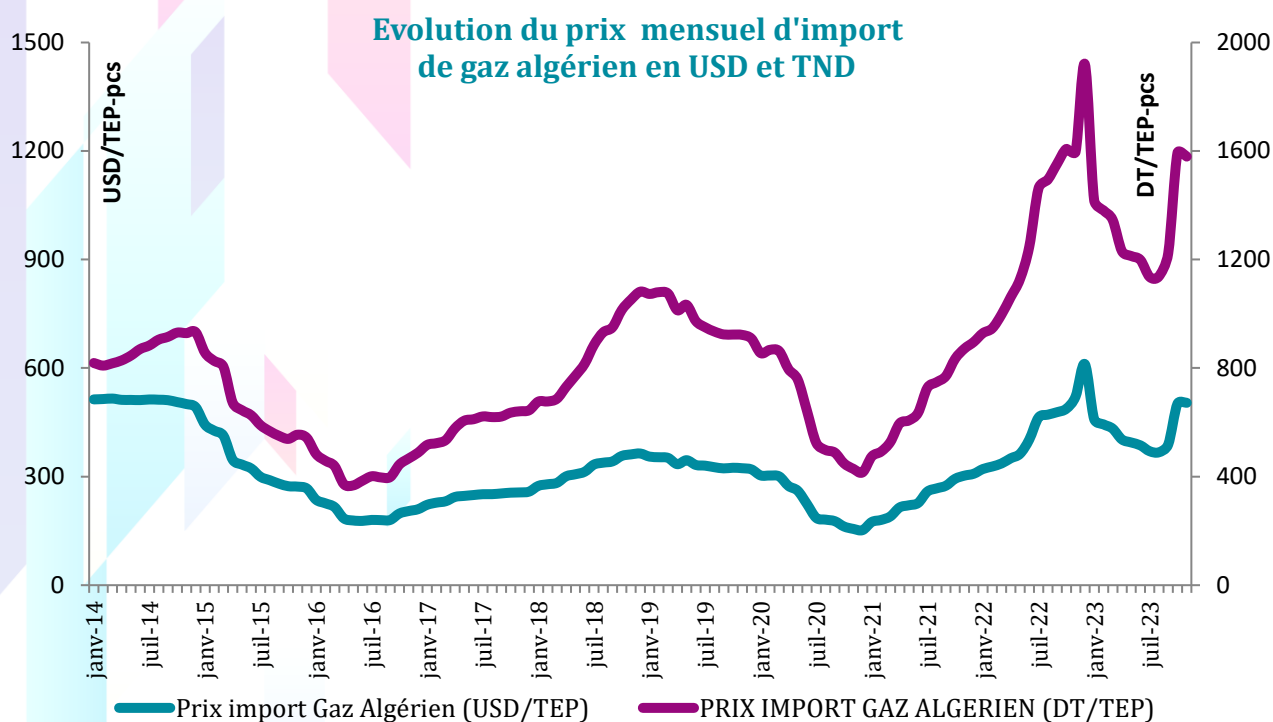


Les aspects positifs et négatifs de ces évolutions peuvent être récapitulés comme suit :

(++) Entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023**, le cours moyen du Brent a enregistré une diminution de **19%** : **103\$/bbl** contre **83 \$/bbl**.

(-) Légère dépréciation de la valeur du dinar tunisien face au dollar US de **0.2%** entre fin novembre **2022** et fin novembre **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 dépreciation.

(-) La hausse du prix moyen du gaz algérien de **1%** en DT et de **2%** en \$ entre fin novembre **2022** et fin novembre **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 novembre **2023** ont diminué par rapport à la même période de **2022** de **13%** en valeur.

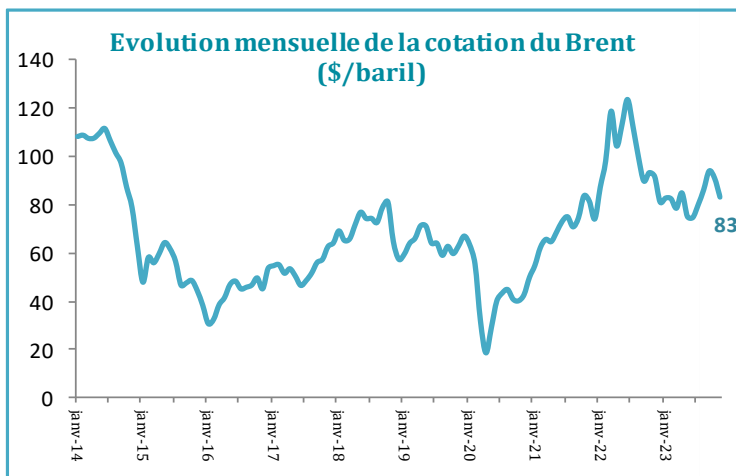
(++) Baisse des importations de pétrole brut de **26%** en quantité et de **36%** en valeur.

(--) baisse des exportations des produits pétroliers en quantité de **29%** (baisse des jours de marche de l'unité de Topping au niveau de la STIR et du débit) et de **48%** en valeur.

1. Brent

Prix de baril de Brent (\$/baril)

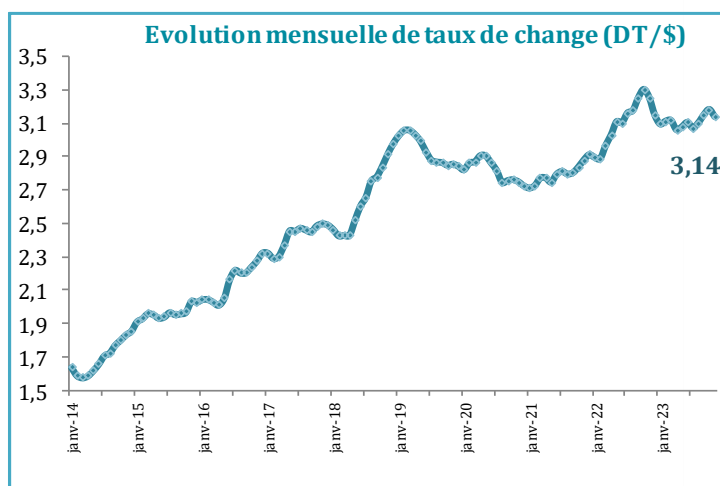
	2022	2023	Variat. 23/22
Janvier	87,2	82,8	-5%
Février	98,2	82,5	-16%
Mars	118,8	78,6	-34%
Avril	104,4	84,9	-19%
Mai	113,3	75,16	-34%
Juin	123,7	74,70	-40%
Juillet	112,7	80,1	-29%
Août	100,0	86,2	-14%
Septembre	89,9	94,0	5%
Octobre	93,3	91,0	-2%
Novembre	91,7	83,2	-9%
Décembre	81,1		
Prix annuel moyen	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	-3%
Aout	3,17	3,10	-2%
Septembre	3,25	3,15	-3%
Octobre	3,30	3,18	-4%
Novembre	3,25	3,14	-3%
Décembre	3,15		
Taux annuel moyen	3,10		



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

Pétrole Brut (1)	A fin novembre 2023	
	DT /bbl	\$/bbl
Prix de l'importation STIR (CIF)	296	95
Prix d'exportation ETAP ⁽²⁾ (FOB)	247	79

(1) Prix moyen pondéré

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

4. Produits pétroliers

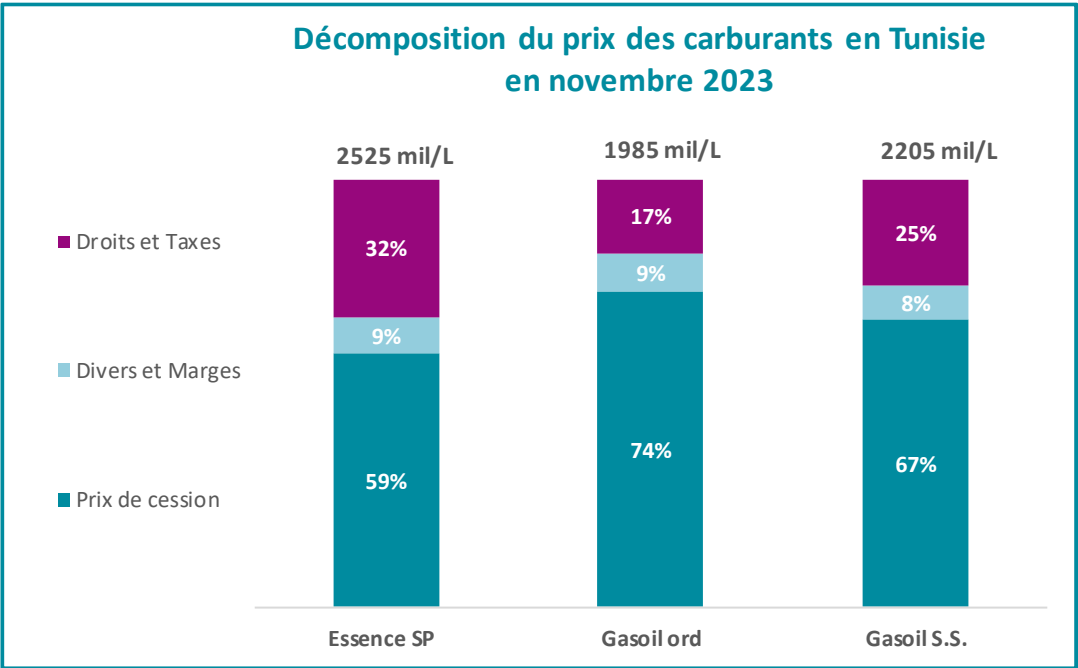
PRODUITS PETROLIERS	A fin novembre 2023					
	Unités	Prix import ⁽¹⁾	Pcession	Droits et Taxes ⁽²⁾	Divers et marges ⁽³⁾	Prix de vente ⁽⁴⁾
Essence SSP	Millimes/litre	2159	1498	815	211	2525
Gasoil ordinaire	Millimes/litre	2086	1464	345	176	1985
Gasoil S.S.	Millimes/litre	2144	1478	550	177	2205
Fuel oil lourd (N°2) HTS	DT/ t	1511	846	140	44	1030
GPL domestique	Millimes/ kg	2024	264	85	328	677
GPL (Bouteille 13kg)	DT/ Bouteille	26,31	3,43	1,11	4,27	8,80

(1) Prix moyen pondéré

(2) Droits et Taxes : droits de consommation (DC) + RPD (3% du DC) + TVA (13-19% du prix de vente par les sociétés HTVA)

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

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



Les prix d'exportation et d'importation de pétrole brut et des produits pétroliers des tableaux 3 et 4 sont des moyennes pondérées par la quantité sur la période de l'exercice. Les quantités importées/exportées étant variables d'un mois à un autre selon les besoins du marché national ce qui peut impacter la moyenne.

5. Gaz naturel

GAZ NATUREL (DT/tep-pcs)			
	Année 2021	Année 2022	A fin novembre 2023
Prix d'importation Gaz Algérien	697	1335	1302
	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

Unité : kt et ktep

Champ	Réalisé 2022	A fin novembre		
		2022	2023	Var (%)
El borma	202	185	170	-8%
Ashtart	211	195	169	-13%
Hasdrubal	83	75	69	-8,5%
Adam	95	86	89	3%
M.L.D	71	66	47	-29%
El Hajeb/Guebiba	123	111	121	9%
Cherouq	59	54	46	-16%
Miskar	62	58	50	-13%
Cercina	62	56	69	24%
Barka	28	25	31	23%
Franig/Bag/Tarfa	48	44	36	-17%
Ouedzar	50	46	36	-20%
Gherib	65	61	75	23%
Nawara	71	63	82	29%
Halk el Manzel	93	93	56	-40%
Autres	336	306	293	-4%
TOTAL pétrole (kt)	1 656	1 524	1 440	-6%
TOTAL pétrole (ktep)	1 694	1 559	1 473	-5%
TOTAL pétrole et Condensat (kt)	1 657	1 525	1 454	-5%
TOTAL pétrole brut et Condensat (Ktep)	1 695	1 560	1 488	-5%
GPL Primaire				
TOTAL GPL primaire (kt)	100	92	135	46%
TOTAL GPL primaire (Ktep)	109	100	147	47%
Pétrole + Condensat + GPL primaire				
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (kt)	1 757	1 617	1 589	-1,8%
TOTAL pétrole + Condensat + GPL primaire (ktep)	1 804	1 660	1 636	-1,5%

La production nationale de pétrole brut s'est située à **1440 kt** à fin novembre **2023** enregistrant ainsi une baisse de **6%** par rapport à fin novembre **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 (-8%), Ashtart (-13%), Ouedzar (-20%), M.L.D (-29%), Cherouq (-16%) miskar (-13%) et Fanig/Bag/Tarfa (-17%).

D'autres champs ont enregistré, par contre, une amélioration de production à savoir Nawara (+29%), Gherib (+23%), Cercina (+24%), Hajeb/Guebiba (+9%) et Baraka (+23%).

Il convient de noter :

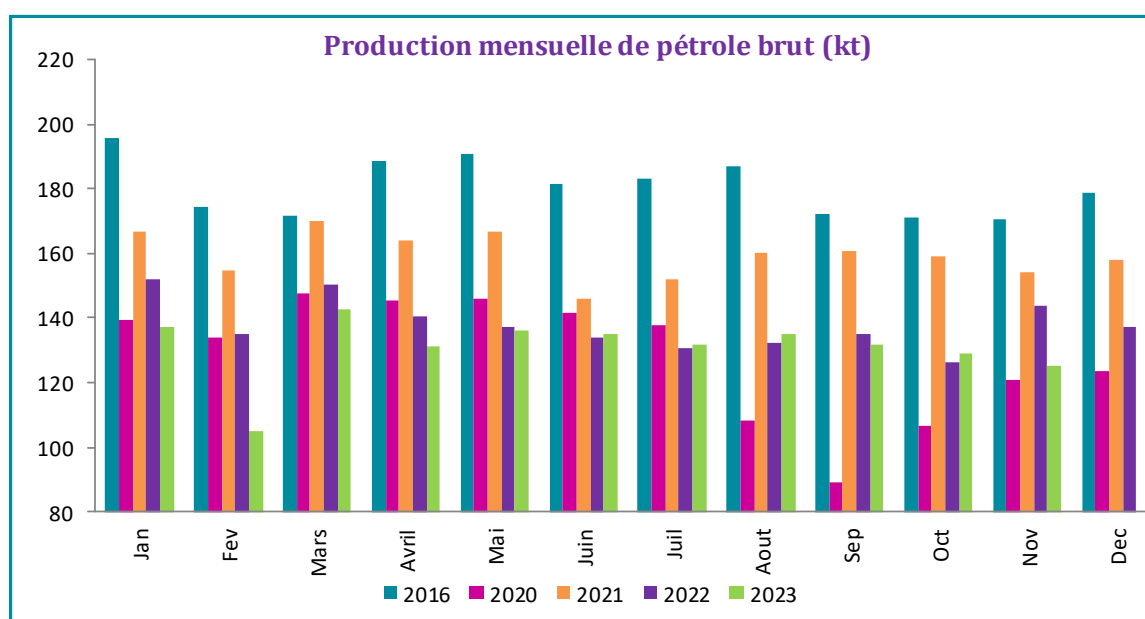
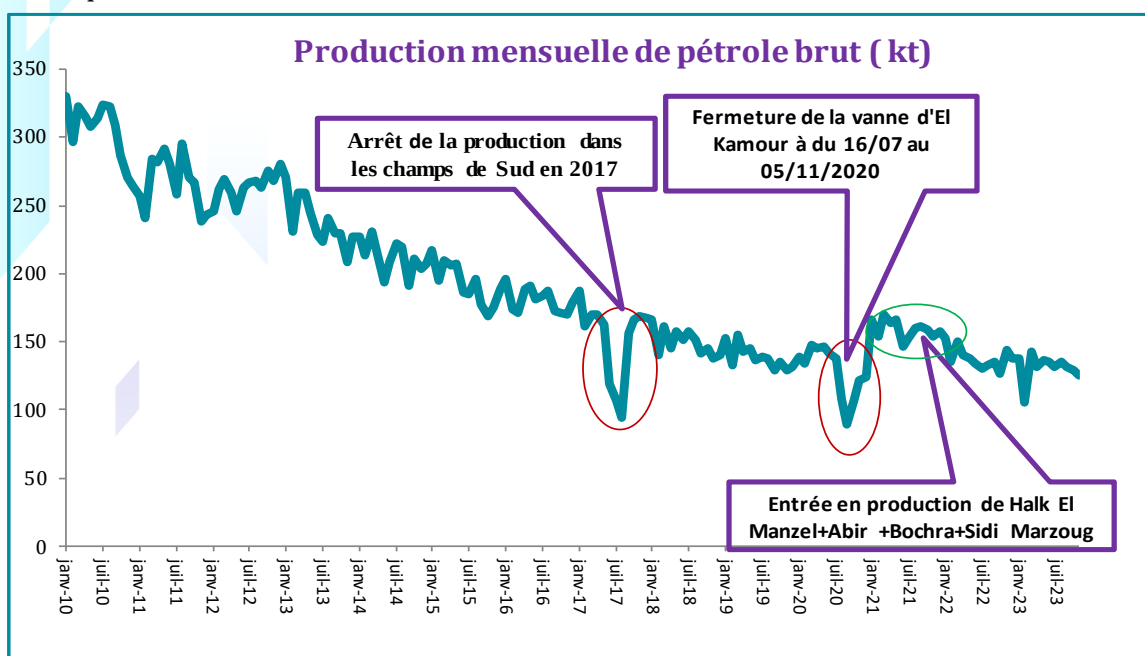
- **Concession Utique** : Reprise de la production de CO₂ durant le mois de septembre **2023** après l'arrêt de production pour des opérations de maintenance.
- **Concession Djebel Grouz**: Reprise de la production le 19-07-2023 après l'arrêt de production depuis le 09-12- 2022
- **Concession Oued Zar**: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

Production des hydrocarbures

- **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. Fermeture des puits HELM5 à partir du 24-04-2023.

La moyenne journalière de la production de pétrole est passée de **35.4** mille barils/j à fin novembre **2022** à **33.3** mille barils/j à fin novembre **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 novembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	2 872	3 586	2 634	2 432	-8%	-3%
Production nationale	1 815	2 525	1 679	1 510	-10%	-4%
Miskar	450	1 245	420	365	-13%	-9%
Gaz Com Sud ^{(1) (3)}	268	308	250	165	-34%	-5%
Gaz Chergui	129	222	119	104	-12%	-6%
Hasdrubal	199	413	182	165	-9%	-7%
Maamoura et Baraka	30	36	25	52	107%	3%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug ⁽²⁾	208	302	192	177	-8%	-4%
Nawara ⁽⁴⁾	531	0	492	482	-2%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) ⁽⁶⁾	1 057	1 061	954	922	-3%	-1%
Achats	2 362	862	2 178	2 217	2%	8%
Unité:ktep-pcs						
PRODUCTION NATIONALE +F.FISCAL	3 191	3 984	2 926	2 703	-8%	-3%
Production nationale	2017	2806	1866	1678	-10%	-4%
Miskar	500	1383	467	406	-13%	-9%
Gaz Com Sud (1) (3)	298	342	278	183	-34%	-5%
Gaz Chergui	144	247	132	116	-12%	-6%
Hasdrubal	221	459	202	184	-9%	-7%
Maamoura et Baraka	33	40	28	57	107%	3%
Franig B. T. , Sabria et Ghrib et Sidi marzoug(2)	231	335	213	196	-8%	-4%
Nawara(4)	590	0	546	536	-2%	-
Redevance totale (Forfait fiscal) (6)	1175	1178	1060	1025	-3%	-1%
Achats	2 624	957	2 420	2 464	2%	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

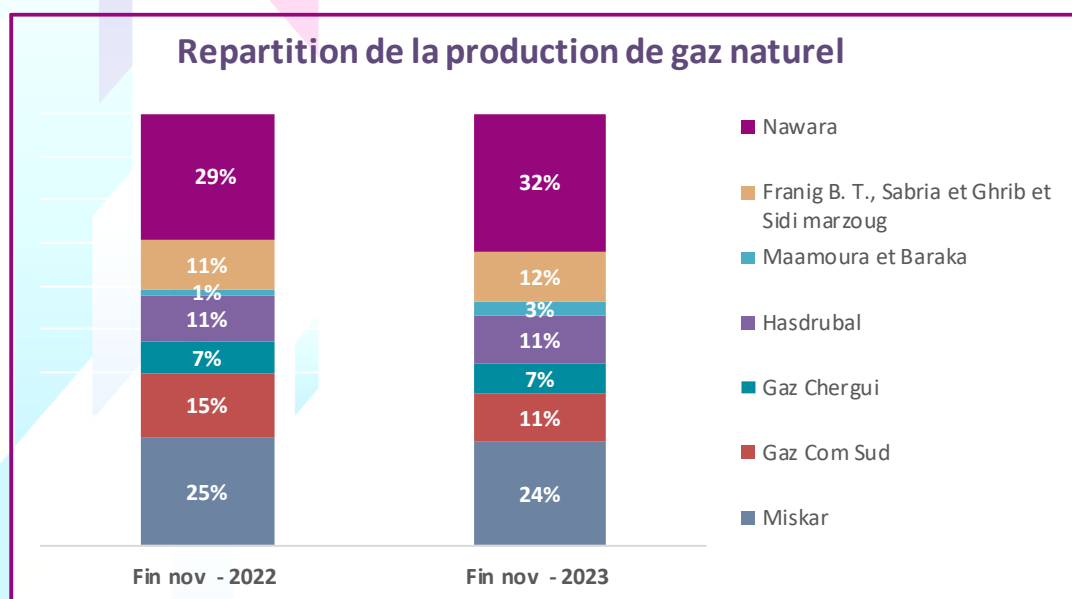
(4) Début de commercialisation de gaz de Nawara le 29 mars 2020

(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 **2432 ktep**, à fin novembre **2023**, enregistrant ainsi une baisse de **8%** par rapport à la même période de l'année précédente. **La production du gaz commercial sec** a diminué, en effet, de **10%**, la redevance sur le passage du gaz algérien a enregistré une baisse de **3%** à fin novembre **2023** par rapport à fin novembre **2022** en se situant à **922 ktep**.

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



Il convient de noter :

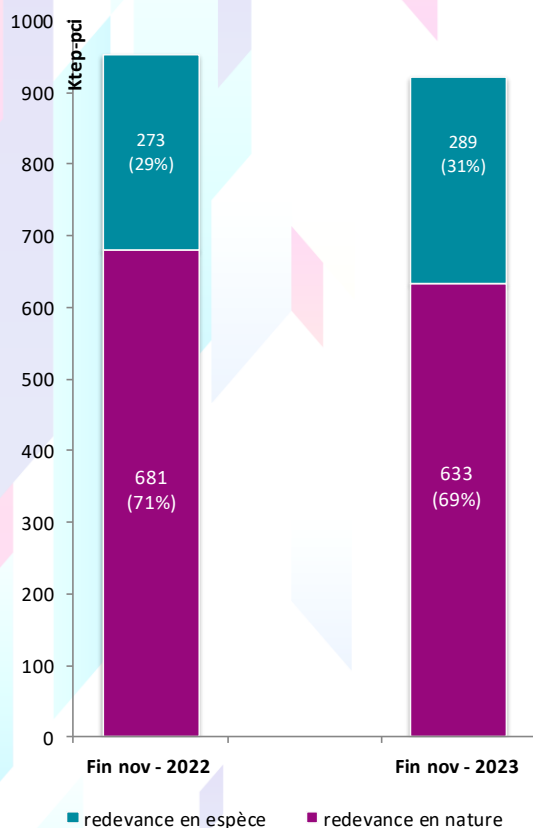
- ✓ **Champ Hasdrubal** : baisse de la production de **9%**.
- ✓ **Gaz commercial du sud** : baisse de la production de **34%**.
- ✓ **Champ Miskar** : baisse de la production de **13%**.
- ✓ **Concession Maamoura** : Arrêt de la production du **25-02-2023** au **03-03-2023**.
- ✓ **Concessions Franig 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 de **3%** à fin novembre **2023** par rapport à fin novembre **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%**).

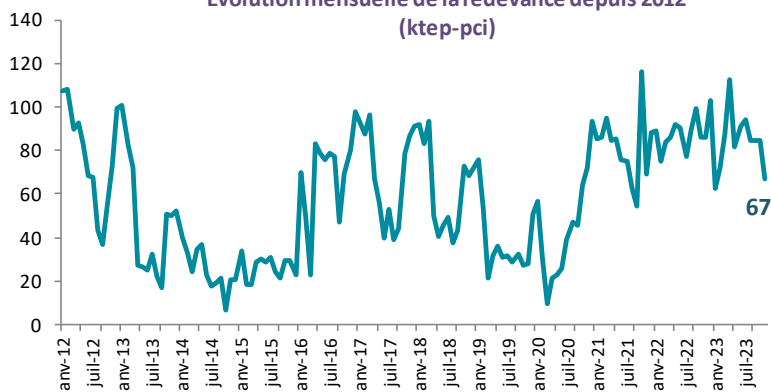
Durant le mois du janvier **2023**, un dépassement des prélèvements STEG sur la redevance revenant à l'Etat Tunisien a été enregistré et qui est régularisé. Enregistrement d'un 2^{ème} dépassement courant le mois du juillet **2023** d'une quantité de **46,8** millions de Cm³ qui est en cours de régularisation.

Production des hydrocarbures

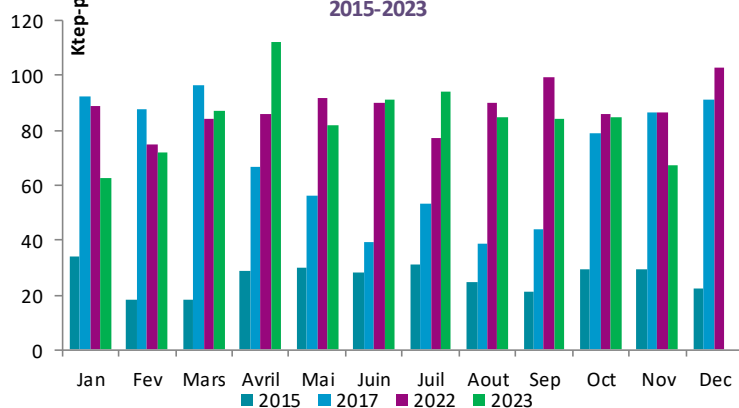
Répartition de la redevance totale



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

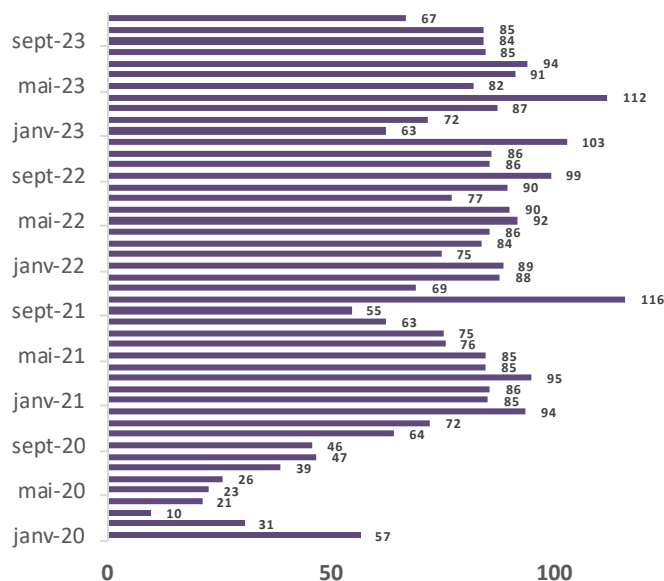


Evolution mensuelle de la redevance totale 2015-2023



Le forfait fiscal sur le passage du gaz algérien a baissé d'une façon significative durant le premier semestre de **2020**, la pandémie qui a touché l'Europe et notamment l'Italie a impacté fortement la demande de l'énergie et par conséquent la quantité de gaz qui transite de l'Algérie vers l'Italie à travers la Tunisie. Néanmoins une amélioration a été observée à partir du mois juillet **2020** et qui a continué durant les années **2021, 2022** et **2023**.

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

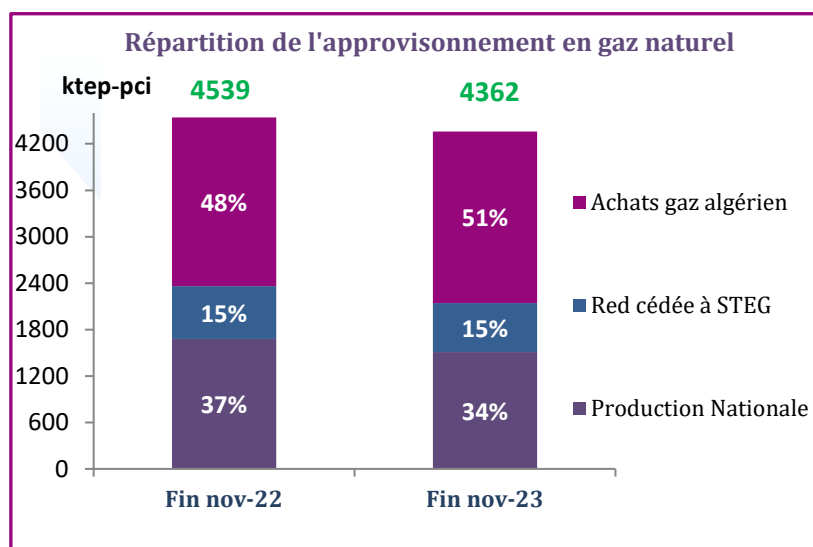


Les importations du gaz naturel :

Les achats du gaz algérien ont augmenté de **2%**, entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023**, pour se situer à **2217 ktep**.

L'approvisionnement national en gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023** pour se situer à **4362 ktep**. La répartition de l'approvisionnement national en gaz naturel par source est illustrée dans le graphique suivant :

1. Baisse de la part du gaz national de **37 %** à **34%**.
2. Maintien de la part de la redevance perçue en nature et cédée à la STEG 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 novembre			Remarques
	2022 (a)	2023 (b)	Var (%) (b)/(a)	
				<i>en ktep</i>
GPL	40	23	-42%	
Essence Sans Pb	105	35	-67%	
Petrole Lampant	12	21	72%	
Gasoil ordinaire	558	367	-34%	
Fuel oil BTS	405	279	-31%	
Virgin Naphta	211	196	-7%	
White Spirit	5	8	58%	
Total production STIR	1336	929	-30%	
Taux couverture STIR (1)	32%	23%	-28%	(1) en tenant compte de la totalité de la production.
Taux couverture STIR (2)	17%	11%	-35%	(2) en tenant compte uniquement de la production destinée au marché local.
Jours de fonctionnement du Topping	329	246	-25%	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	300	100	-67%	Arrêt technique de 25/01 au 09/02/2023 et du 27/04 au 31/11/2023.

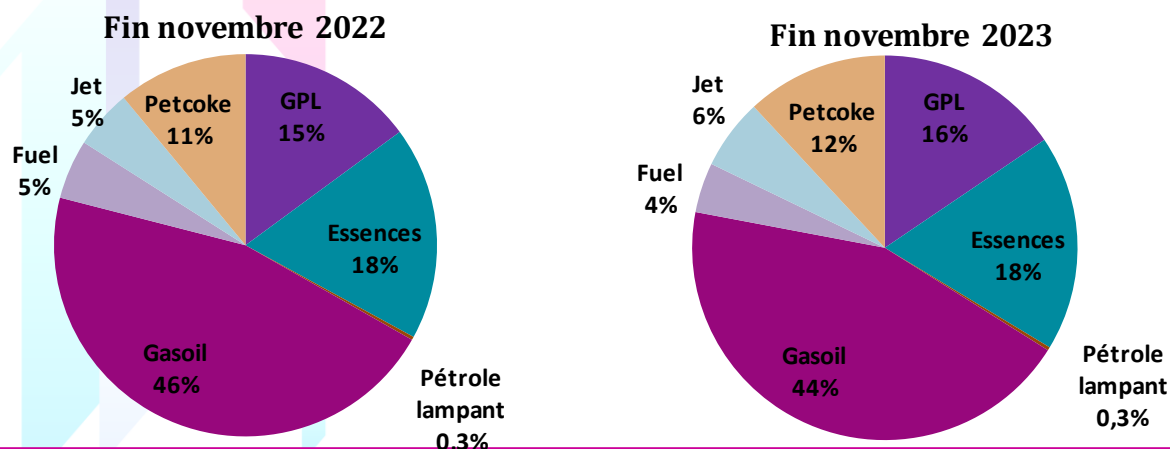
1. Produits pétroliers

CONSOMMATION DES PRODUITS PETROLIERS						
Unité : ktep						
	Réalisation en 2022	A fin novembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM(%) (c)/(a)
GPL	690	469	621	626	1%	2%
Essences	816	516	752	732	-3%	3%
<i>Essence Super</i>	0	2	0	0	-	-100%
<i>Essence Sans Pb</i>	802	515	739	723	-2%	3%
<i>Essence premium</i>	15	0	14	9	-33%	-
Pétrole lampant	14	46	11,5	11	-3%	-10%
Gasoil	2 084	1618	1907	1777	-7%	1%
<i>Gasoil ordinaire</i>	1 623	1460	1477	1376	-7%	-0,5%
<i>Gasoil SS</i>	454	158	423	395	-7%	7%
<i>Gasoil premium</i>	7	0	6	6	-14%	-
Fuel	229	269	209	169	-19%	-4%
<i>STEG & STIR</i>	27	13	25	22	-9%	4%
<i>Hors (STEG & STIR)</i>	202	256	185	147	-20%	-4%
Fuel gaz(STIR)	19	0	18	5,3	-70%	-
Jet	223	230	208	239	15%	0,3%
Coke de pétrole	495	269	457	480	5%	5%
Total	4571	3418	4184	4040	-3%	1%
Cons finale (Hors STEG& STIR)	4524	3405	4141	4012	-3%	1%

La demande nationale de produits pétroliers, a enregistré entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023**, une baisse de **3%** pour se situer à **4040** ktep. Ainsi, nous avons noté une baisse de la demande du fuel de **19%**, des essences de **3%** et du gasoil de **7%**. Par contre la demande du jet d'aviation a enregistré une hausse de **15%** et celle de petcoke de **5%**.

La structure de la consommation de produits pétroliers n'a pas connu de changement significatif entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023** à l'exception de quelques produits notamment le fuel dont sa part est passée de **5%** à fin novembre **2022** à **4%** à fin novembre **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



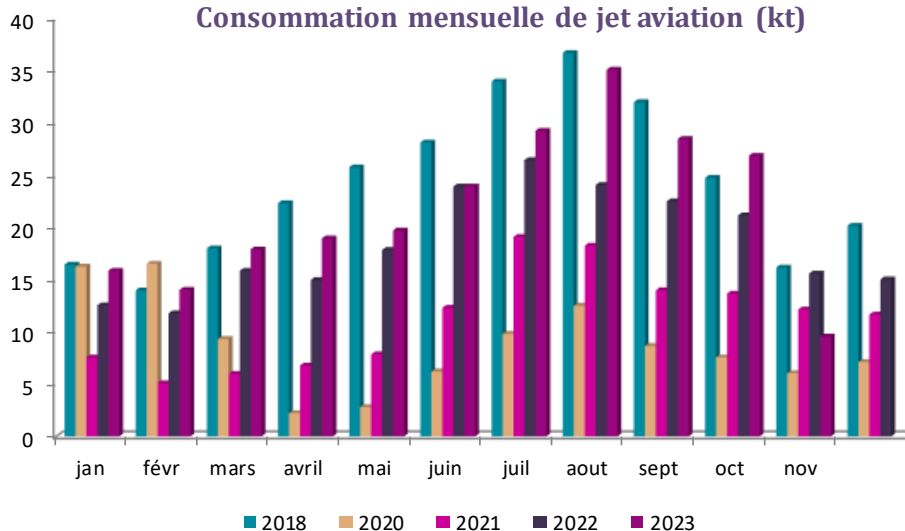
La consommation de carburants routiers a enregistré entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023**, une diminution de **6%**. Elle représente **62%** de la consommation totale des produits pétroliers.

La consommation de GPL enregistré entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023**, une légère hausse de **1%**.

La consommation de coke de pétrole a augmenté de **5%** entre fin novembre **2022** et fin novembre **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 **15%** à fin novembre **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)



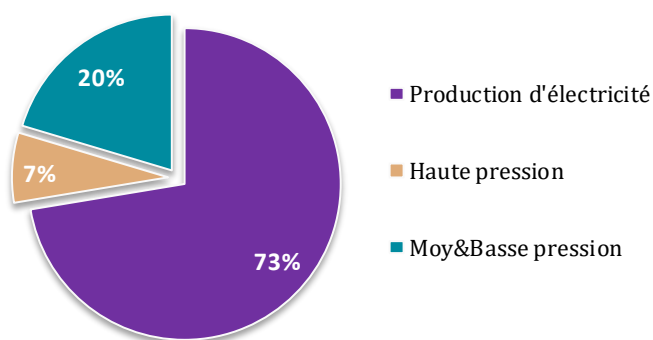
2. Gaz Naturel

DEMANDE DE GAZ NATUREL						
	Réalisé 2022	A fin novembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM% (c)/(a)
Unité : ktep-pci						
DEMANDE	4 867	3 989	4 527	4 352	-4%	1%
Production d'électricité	3 440	2 940	3 213	3 150	-2%	1%
Hors prod élec	1 427	1 049	1 314	1 202	-9%	1%
Haute pression	409	349	378	315	-16%	-1%
Moy&Basse pression	1 018	700	936	886	-5%	2%
Unité:ktep-pcs						
DEMANDE	5 408	4 432	5 030	4 835	-4%	1%
Production d'électricité	3 823	3 266	3 570	3 500	-2%	1%
Hors prod élec	1 585	1 166	1 460	1 335	-9%	1%
Haute pression	454	388	420	350	-16%	-1%
Moy&Basse pression	1 131	778	1 040	985	-5%	2%

La demande totale de gaz naturel a enregistré une baisse de **4%** entre fin novembre **2022** et fin novembre **2023** pour se situer à **4352 ktep**. La demande pour la production électrique a enregistré une diminution de **2%**, celle pour la consommation finale a diminué de **9%**.

Le secteur de la production électrique reste, de loin, le plus grand consommateur de gaz naturel (**73%** de la demande totale à fin novembre **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 novembre 2023



Pour les usages finaux (hors production électrique), la demande de gaz naturel a connu une diminution de **9%** pour se situer à **1202 ktep**. La demande des clients moyenne et basse pression a enregistré une diminution de **5%** et celle des clients haute pression a enregistré une diminution de **16%**.

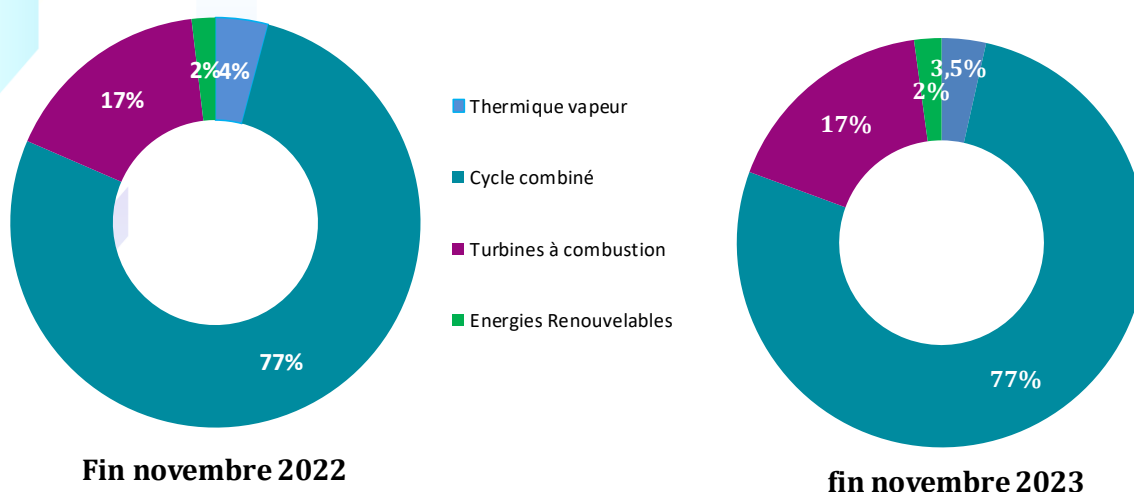
Il convient de noter que la centrale IPP-Rades a intégré le parc de la STEG à partir du mois de juin 2022.

La consommation spécifique globale des moyens de production électrique (STEG+IPP) a enregistré une légère amélioration de **0.5%** entre fin novembre 2022 et fin novembre 2023 pour se situer à **200.9 tep/GWh**.

D'ailleurs, la production d'électricité à partir du gaz naturel a enregistré une diminution de **1%**, alors que la demande en gaz naturel du secteur électrique a enregistré une diminution de **2%**.

Nous avons noté une quasi stabilité de la part des cycles combinés dans la production électrique de **77%** entre fin novembre 2022 et fin novembre 2023.

Répartition de la production électrique par moyen de production



3. Exploration et développement

	Réalisé 2022	Novembre		A fin novembre	
		2022	2023	2022	2023
Nb de permis octroyés	2	0	0	2	1
Nb permis abandonnés	5	0	0	1	0
Nb total des permis	16	20	17	20	17
Nb de forages explo.	0	0	0	0	5
Nb forages développ.	1	0	0	1	3
Nb de découvertes	0	0	0	0	1

Titres

Le nombre total de permis en cours de validité à fin novembre **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 à fin novembre 2023

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

Forage d'exploration à fin novembre 2023

- Forage de cinq (5) nouveaux puits d'exploration à fin novembre 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Araifa-2	Araifa	18/01/2023	Profondeur finale : 2660 m. Forage achevé. Test non concluant.
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 finale : 4690 m. Opération en cours.
04	Larmina-1	Jebil	03/07/2023	Profondeur finale : 2355 m. Forage achevé. Puits fermé.
05	Chaal-2	Chaal	25/10/23	Profondeur actuelle : 800 m. Arrêt de forage, problèmes techniques depuis le 12/11/2023.

Développement

- Forage de trois (3) nouveaux puits de développement à fin novembre 2023 :

Nb	Intitulé du puits	Permis / Concessions	Début du forage	Résultats
01	Nawara-2	Nawara	23/09/2023	Profondeur finale : 3983 m. Opérations en cours.
02	TT27	Bir Ben Tartar	27/10/23	Profondeur finale : 1470 m. Opérations en cours.
03	SMGNE-1	Sidi Marzoug	28/10/23	Profondeur actuelle : 1823 m. Forage en cours.



Chapitre 3

Electricité et Energies Renouvelables

1. Electricité

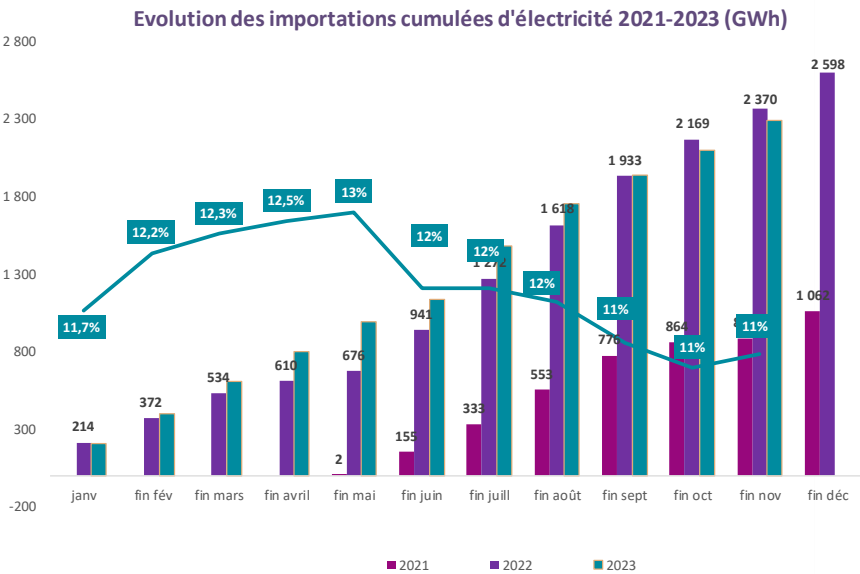
PRODUCTION D'ELECTRICITE						
Unité : GWh						
	Réalisé 2022	A fin novembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
STEG	18647	10 648	17 304	17765	3%	4%
FUEL + GASOIL	0,2	3	0,190	0,10	-47%	-24%
GAZ NATUREL	18280	10472	16968	17415	3%	4%
HYDRAULIQUE	15	48	14,4	8,7	-40%	-12%
EOLIENNE	322	125	293	307	5%	7%
SOLAIRE ⁽¹⁾	31	0	28	34	21%	-
IPP (GAZ NATUREL)	706	2918	706	0	-100%	-100%
IPP Solaire ⁽³⁾	0	0	0	33	-	-
ACHAT TIERS	167	74	154	154	0%	6%
PRODUCTION NATIONALE	19520	13 640	18 163	17 952	-1%	2%
Echanges	-25	19	-27	-1	-97%	-178%
Achat Sonelgaz (Algérie) & Gecol (Libye)	2598	0	2370	2291	-3%	-
Ventes Gecol (Libye)	0	0	0	0	-	-
Disponible pour marché local ⁽²⁾	22093	13659	20506	20242	-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, Gecol-ventes Gecol

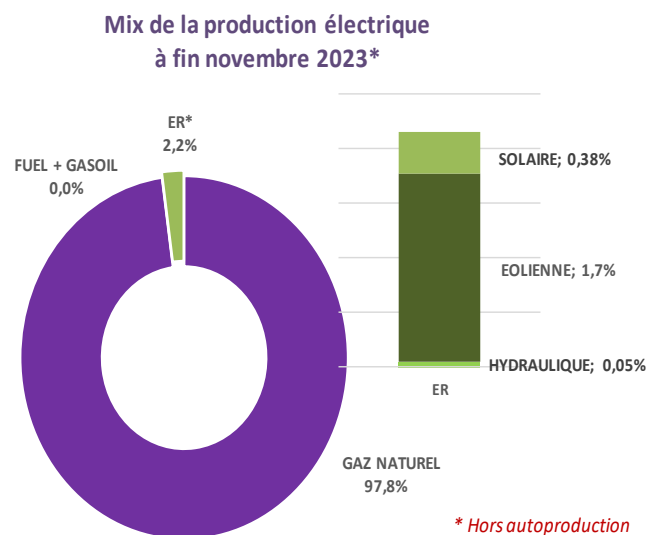
(3) Provisoire

La production totale d’électricité a enregistré, à fin novembre 2023, une diminution de 1% pour se situer à 17952 GWh (hors autoproduction consommée) contre 18163 GWh à fin novembre 2022. La production destinée au marché local a enregistré une diminution de 1%. Ainsi les achats d’électricité de l’Algerie et de la Libye ont couvert 11% des besoins du marché local à fin novembre 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 novembre **2023**. L'électricité produite à partir de gaz naturel (STEG + IPP) a enregistré une diminution de **1%**. La production d'électricité à partir des énergies renouvelables s'est située à **2.2%**. Le graphique suivant illustre le mix de la production électrique à fin novembre **2023**.



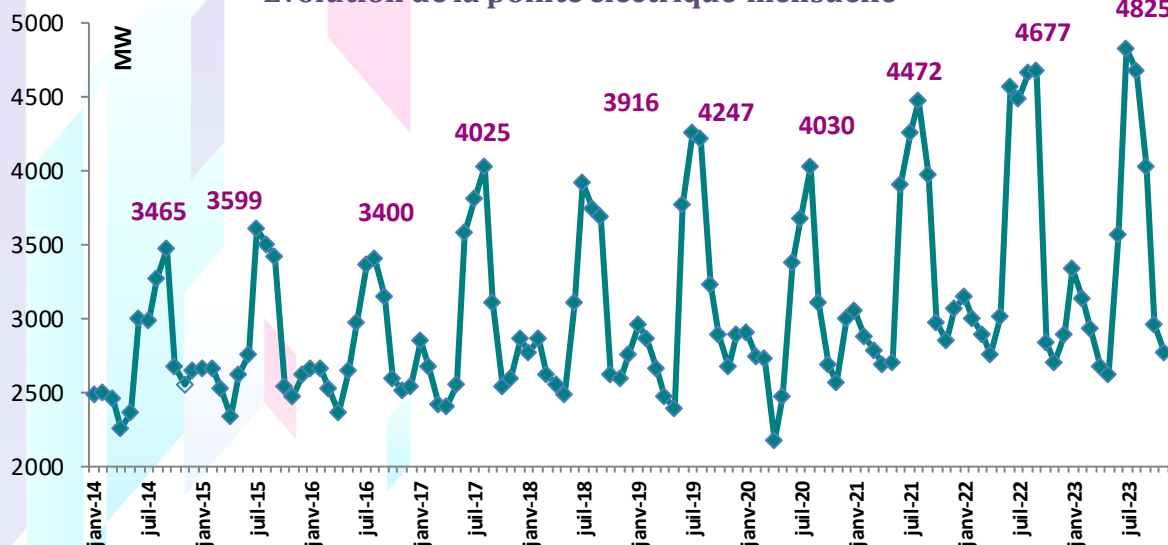
Par ailleurs, **205** MW de toitures photovoltaïques ont été installée dans le secteur résidentiel et **311** autorisations ont été octroyées pour une puissance totale de **89MW** dans les secteurs industriel, tertiaire et agriculture.

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 3.1% du mix électrique global alors qu'ils n'ont pas dépassé 1.9% dans la production centralisée.

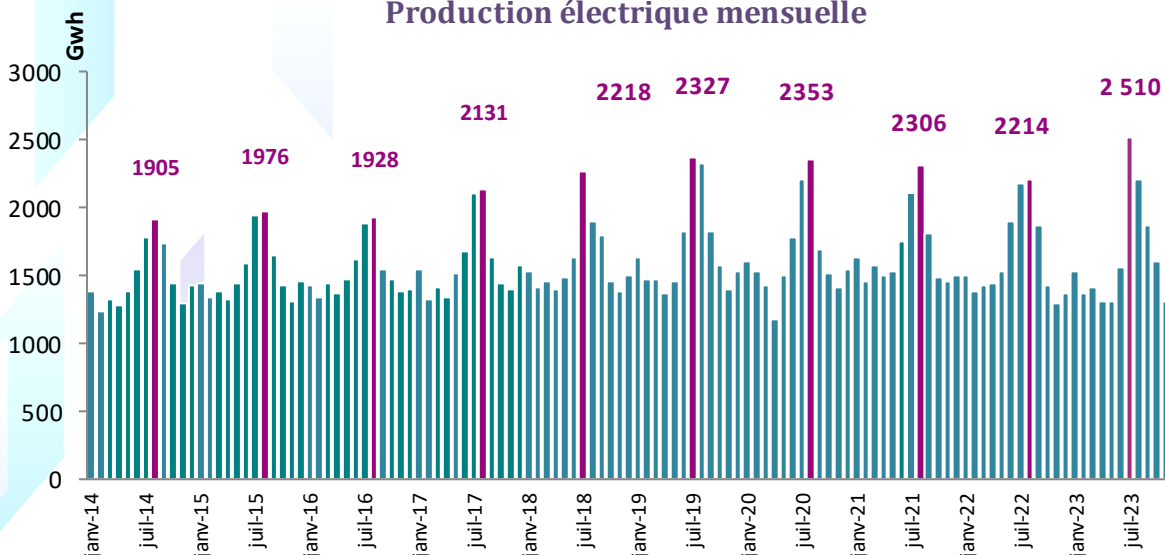
La pointe a enregistré une hausse de **3%** pour se situer à **4825 MW** à fin novembre **2023** (Un nouveau record de pointe électrique national a été enregistré jeudi le **20** juillet **2023** à **12H48** min) contre **4677 MW** à fin novembre **2022**.

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

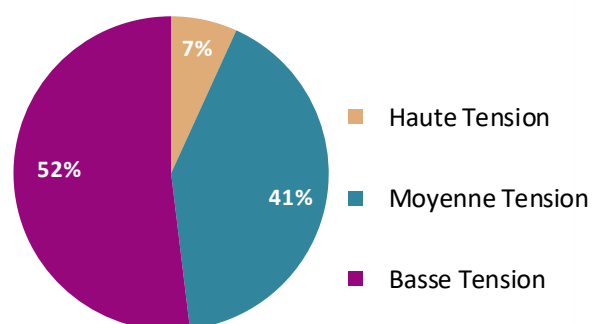
Unité : GWh

	Réalisé 2022	A fin novembre				
		2010 (a)	2022 (b)	2023 (c)	Var (%) (c)/(b)	TCAM (%) (c)/(a)
Haute tension	1291	1179	1190	1083	-9%	-0,6%
Moyenne tension	7145	5551	6608	6587	-0,3%	1%
Basse tension	8927	5105	8161	8281	1%	4%
TOTAL VENTES **	17363	11 834	15 959	15 952	-0,05%	2%

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

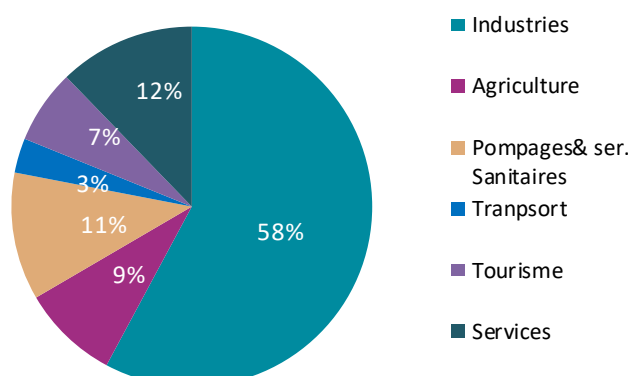
Les ventes d'électricité ont enregistré une quasi stabilité entre fin novembre 2022 et fin novembre 2023. Les ventes des clients de la haute tension ont enregistré une diminution de 9%, celles des clients de la moyenne tension ont enregistré aussi une légère baisse de 0.3%. A noter que pour les ventes 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 novembre 2023



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

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



La majorité des secteurs ont enregistré une baisse des ventes principalement l'industrie du papier et de l'édition (-15%), des industries extractives (-14 %) et des IMCCV (-11%) contre une hausse des ventes du secteur de pompage (eau et services sanitaires) (+9%) et du tourisme (+6%).

L'état d'avancement des projets des Energies Renouvelables à fin novembre 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 Projet Kairouan de 100MW : signature des accords de financement le 26 septembre 2023, démarrage des travaux prévu le premier trimestre de 2024. Etat d'avancement : Les autres projets sont actuellement en phase avancée de bouclage financier, d'études environnementales et sociales.
		Appel d'offres de 800 MW (sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 100 MW entre le premier trimestre de 2024 et septembre 2025.
		Appel d'offres de 2 centrales PV (Sites de l'Etat)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 2 centrales à Gabès et Sidi Bouzid Délai : premier trimestre de 2024
	AUTORISATION	1 ^{er} appel à projets (Avril 2017)	Octroi de 10 accords de principe (4 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW) Création de 7 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 4 projets : Projet Enfidha : 1MW depuis 2020. Projet SidiBouzid : 1MW en avril 2023. Projet meknassi : 10 MW en avril 2023. Projet Tataouine : 10 MW en novembre 2022.

		2 ^{ème} appel à projets (mai 2018)	Octroi de 16 accords de principe (10 projets catégorie 1MW + 6 projets catégorie 10MW), Création de 5 sociétés de projet Etat d'avancement : Mise en service de 3 projets : Un projet de 1MW à Fawar-Kébili : en production (arrêté du 09 septembre 2022). Un Projet à Matmata-Gabes de 1MW en production (arrêté du 08 août 2022). Un projet de 1 MW à Skhira en production (arrêté du 01 août 2023). Les autres projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets.
		3 ^{ème} appel à projets (juillet 2019)	Soumission des offres le 09 janvier 2020 Octroi de 16 accords de principe (6 projets catégorie 10MW + 10 projets catégorie 1MW) Projet à Djerba de 1MW : en production (publication en Jort en cours). Etat d'avancement : les autres projets sont en phase de recherche de financement et une lettre de confort a été octroyée par le ministère en Août 2022 pour faciliter le financement des projets. Les développeurs ont bénéficié également d'une prolongation des délais des accords de principe.
		4 ^{ème} appel à projets (août 2020)	Soumission des offres jusqu'au 25 mars 2021(report). Octroi de 12 accords de principe (7 projets catégorie 1MW + 5 projets catégorie 10MW).
	AUTOPRODUCTION	Basse tension	204 MW
		MT/HT	313 autorisations octroyées pour une puissance totale de 92MW
	STEG	Centrale photovoltaïque Tozeur 1 de 10MW	Démarrage des tests de production le 3/08/19 Mise en service effectuée le 10/03/2021 pour 08 onduleurs, soit une puissance de 8MW sur 10MW Date de début de la marche industrielle : 12/04/2022
		Centrale photovoltaïque Tozeur 2 de 10MW	Début des travaux le 19/04/19 Mise en service effectuée le 24/11/2021 Date prévisionnelle de début de la marche semi-industrielle : 22/02/2022 Date de début de la marche industrielle : juin 2022.

SOURCE	REGIME	PROJETS	ETAT D'AVANCEMENT
EOLIEN	CONCESSION	Appel d'offres de 300 MW (sites proposés par l'Etat): 200MW à Djebel Abderrahmen à Nabeul, 100MW à Djebel Tbagha à Kébili	Identification des sites Lancement de l'appel d'offre de pré-qualification (Mai 2018) Dépouillement et annonce des résultats de la phase de pré-qualification (Novembre 2018) lancement de l'appel d'offre restreint (Mars 2019) Elaboration des accords de projet (Contrats de cession de l'électricité, conventions de concession, accords d'occupation du terrain, conventions de raccordement au réseau, accords directs) Recrutement d'un bureau pour effectuer la campagne de mesure de vent.
		Appel d'offres de 200 MW (Sites proposés par les promoteurs)	En cours de restructuration.
		Appel d'offres de 600 MW (Sites proposés par les promoteurs)	Lancement de l'appel d'offres en décembre 2022 pour 8 projets d'une capacité individuelle par projet plafonnée à 75 MW entre le premier trimestre de 2024 et novembre 2025
	AUTORISATION	2 ^{ème} appel à projets (Janvier 2019)	Octroi de 4 accords de principe (4 projets de 30MW) Création de 2 sociétés de projet

Abréviations

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